

Abschlussbericht

zu dem Vorhaben

Projekt BurnFAIR

Arbeitspakete 1.1 bis 1.4

Zuwendungsempfänger: Deutsche Lufthansa
Förderkennzeichen: 20Y0904H
Laufzeit des Vorhabens: 01.09.2010 bis 31.12.2013
Erstellungsdatum: 17.06.2014

Berichtersteller:

Dr. Alexander Zschocke

Vorwort

Die vorliegende Studie gibt die Ergebnisse der im Rahmen des BurnFAIR-Projektes durchgeführten Lufthansa-Forschungsaktivitäten wieder. Dies umfasst die eigene Forschungsarbeit der Lufthansa wie auch die von Lufthansa finanzierte und koordinierte Arbeit der als Auftragsnehmer tätigen Forschungseinrichtungen Bauhaus Luftfahrt (BHL), Deutsches Biomasse-Forschungszentrum (DBFZ), Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Technische Universität Hamburg-Harburg (TUHH) und Technische Universität München (TUM). Soweit für die in der Studie untersuchten Fragestellungen relevant, werden darüber hinaus Ergebnisse der BurnFAIR-Projektpartner MTU, Flughafen Hamburg und Airbus wiedergegeben; hier wird aber kein Versuch unternommen, die gesamte Projektarbeit dieser Unternehmen darzustellen, da diese eigene Berichte zu BurnFAIR erstellen.

Die Erstellung der Kapitel 1, 2, 12 und der Berichtsteile 3.4 bis 3.6 des Kapitels 3 sowie die Gesamtedaktion des Berichtes erfolgten durch die Deutsche Lufthansa. Die Erstellung der Kapitel 4 bis 11 sowie die Durchführung der zugrunde liegenden wissenschaftlichen Arbeiten erfolgten gemeinsam durch BHL, DBFZ und TUHH, wobei DBFZ für die technische Analysen und Ökobilanzen (Kapitel 7 und 8) verantwortlich war, TUHH für die ökonomischen Analysen (Kapitel 9) und BHL für die Abschätzung der Biomassepotenziale und die ganzheitliche Bewertung (Kapitel 10 und 11). Die Erstellung des Berichtsteils 3.1 bis 3.3 des Kapitels 3 erfolgte durch das DLR.

Die Studie wurde im Rahmen des LuFo-Programms durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie gefördert und durch das DLR als Projektträger betreut.

Seitens Lufthansa erfolgten die Forschungscoordination sowie die Erstellung des Berichts durch Dr. Alexander Zschocke. Maßgebliche Projektbeteiligte waren Jan-Erik Kruse und Daniel Riefer bei der operativen Planung und der Durchführung der in Kapitel 2 dargestellten Erprobungsflüge, Zoran Muratovic und Stephan Dunkel bei der Koordination der technischen Untersuchungen und der Emissionsmessungen sowie Joachim Buse als Leiter der gesamten Biokerosinaktivitäten der Lufthansa.

Überblicksdarstellung

Die vorliegende Studie gibt die Ergebnisse der im Rahmen des burnFAIR-Projektes durchgeführten Forschungsaktivitäten der Lufthansa und der mit ihr zusammenarbeitenden Forschungsinstitute wieder. Diese Aktivitäten wurden 2010 gestartet und dienten der Untersuchung, ob Biokerosin ein geeignetes Mittel ist, zur Erreichung der CO₂-Ziele der Lufthansa Gruppe beizutragen. Da der Gegenstand der Untersuchung auch von allgemeingesellschaftlichem Interesse ist, wurde die Untersuchung vom Ministerium für Wirtschaft und Energie gefördert.

Als mit den Forschungsaktivitäten begonnen wurde, war Biokerosin bisher nur in einigen wenigen Testflügen eingesetzt worden. Eine langfristige Erprobung seiner technischen Eignung war noch nie erfolgt. Infolge der der Zulassung des Kraftstoffs vorausgehenden intensiven Tests konnte zwar ausgeschlossen werden, dass mit dem Kraftstoff ein Sicherheitsrisiko verbunden sein würde, aber bezüglich der Auswirkungen auf den technischen Verschleiß der Triebwerke und bezüglich der operativen Alltagstauglichkeit bestand Unsicherheit. Aus diesem Grund wurde von Lufthansa im Rahmen von burnFAIR erstmals ein operativer Probebetrieb mit Biokerosin durchgeführt. Hierfür wurde ein im normalen Flugbetrieb mit Passagieren auf der Strecke Hamburg - Frankfurt eingesetzter A321 ein halbes Jahr auf einem Triebwerk mit Biokerosingemisch betrieben.

Das Biokerosin wurde von der finnischen Firma Neste Oil hergestellt, mit dem maximal möglichen Biokerosinanteil mit konventionellem Kerosin gemischt¹ und zu einem dedizierten Tank am Hamburger Hafen gebracht, von dem aus das Kerosin per Tankwagen zum Flughafen transportiert wurde. Die Betankungen erfolgten ausschließlich am Flughafen Hamburg; das für den Rückflug Frankfurt – Hamburg erforderliche Kerosin wurde bereits bei der Betankung in Hamburg mitgetankt. Insgesamt führte der A321 im Rahmen von burnFAIR 1.188 Flüge mit Biokerosingemisch durch.

Das Verhalten des Triebwerks wurde während der Biokerosinflüge laufend per Engine Condition Monitoring überprüft. Nach Abschluss des Flugprogramms wurden die Triebwerke boroskopisch untersucht und die treibstoffführenden Teile des Flugzeugs ausgebaut und überprüft. Als einzige auf das Biokerosin zurückzuführende Besonderheit wurde ein reduzierter Materialverschleiß an Teilen der Treibstoffpumpe festgestellt, was aber eine Verbesse-

¹ Der maximal zulässige Anteil beträgt 50%. Aufgrund der praktischen Anforderungen an den Mischungsprozess lag der tatsächliche Anteil mit 48,6% etwas darüber.

rung gegenüber der Standardsituation darstellt, und daher unproblematisch ist. Negative auf das Biokerosin zurückzuführende Auffälligkeiten wurden nicht festgestellt.

Der in Tonnen ausgedrückte Treibstoffverbrauch lag bei dem mit Biokerosingemisch betriebenen Triebwerk um ca. 1% unter dem des mit konventionellen Kerosin betriebenen Referenztriebwerks, was aber nur auf die pro Kilogramm höhere Energiedichte des Biokerosins zurückzuführen ist, während der Energieverbrauch selber unbeeinflusst blieb.

Das Verhalten des Biokerosingemisches selber wurde während der siebenmonatigen Lagerungsphase laufend überprüft. Auch hier wurden keine auf das Biokerosin zurückzuführenden Auffälligkeiten festgestellt. Es kam zu keiner Entmischung der Biokerosinkomponente vom konventionellen Kerosin, und zu keinen über das normale Maß hinausgehenden mikrobiologischen Verunreinigungen. Die auf Veränderungen der Produktqualität sehr empfindlich reagierende elektrische Leitfähigkeit entwickelte sich während der Beobachtungszeit normal.

Insgesamt hat sich nach Einschätzung der Lufthansa das Biokerosin während der Erprobung sehr gut bewährt. Dieses Ergebnis wurde von Lufthansa bereits 2012 nach Abschluss der Erprobungsflüge bekanntgegeben und war Gegenstand einer entsprechenden Presseberichterstattung. Die Essenz der entsprechenden Ausführungen in dem vorliegenden Bericht ist daher nicht neu, der Bericht enthält aber erstmals eine detaillierte Zusammenstellung der durchgeführten Tests und der Ergebnisse.

Über die technische Eignung hinaus wurde im Rahmen von burnFAIR untersucht, ob Biokerosin einen Einfluss auf die Triebwerks- und die Lärmemissionen hat. Hiermit sollte vor allem dem Risiko begegnet werden, durch Biokerosin zwar eine Verbesserung der CO₂-Emissionen zu erreichen, dafür aber Probleme an anderer Stelle zu schaffen.

Bei den Lärmemissionen war vermutet worden, dass die Emissionen durch Biokerosin nicht beeinflusst werden, da die automatische Triebwerksteuerung den Kraftstoffdurchfluss so regelt, dass der höhere Energiegehalt des Biokerosins ausgeglichen und der eingestellte Zielschub des Triebwerks erreicht wird, und sich die Unterschiede zwischen konventionellem Kerosin und Biokerosin daher nicht auswirken sollten. Diese Hypothese wurde durch die Messungen bestätigt.

Die Untersuchung der Triebwerksemissionen von Gasen und Partikeln wurde durch Vergleich der Emissionen des mit konventionellem Kraftstoff betriebenen Triebwerks mit denen des mit Biokerosingemisch betriebenen Triebwerks durchgeführt. Diesem Versuchsaufbau lag die implizite Annahme zugrunde, dass konventionelles Kerosin in seinen

Eigenschaften weitgehend einheitlich ist, so dass die Unterschiede in den Emissionen auf das Biokerosin zurückgeführt werden können. Diese Annahme erwies sich bei der Auswertung der Messungen als falsch; wie sich zeigte, dominierten die Unterschiede zwischen dem von Neste zum Mischen verwendeten konventionellem Kerosin und dem in Hamburg zur Verfügung stehenden, im Referenztriebwerk verbrannten Kerosin die vom Biokerosin ausgehenden Effekte. Trotz dieses Sachverhalts ließ sich feststellen, dass es keine Anzeichen dafür gibt, dass Biokerosin zu einer Verschlechterung der Triebwerkemissionen führt, ansonsten aber sind die aus den Messungen ableitbaren Ergebnisse beschränkt.

Es handelt sich hierbei nicht einfach nur um einen falsch gewählten Versuchsaufbau. Wäre für das Referenztriebwerk das gleiche konventionelle Kerosin verwendet worden wie zum Mischen, wäre dies experimentell sauber gewesen und hätte zu einem klaren Messergebnis geführt. Dieses Messergebnis wäre dann vermutlich als Antwort auf die Frage interpretiert worden, ob das Biokerosin zu mehr oder zu weniger Emissionen führt als das konventionelle Kerosin. Der an sich ungünstige Versuchsaufbau zeigte jedoch, dass diese Fragestellung in sich falsch ist, da es das konventionelle Kerosin nicht gibt und eine vergleichende Messung daher immer nur Aussagen relativ zu dem speziellen, zum Vergleich eingesetzten konventionellen Kerosin machen kann. Um generalisierbare Aussagen zu treffen, ist eine Messreihe erforderlich, bei der eine Reihe verschiedener, die gesamte praktisch vorkommende Bandbreite der Eigenschaften abdeckender konventioneller Kerosine eingesetzt wird.

Ein Problem bei der Planung einer derartigen Messreihe ist aber, dass keine Literatur existiert, der sich die Verteilung der Ist-Eigenschaften des in Deutschland vertankten Kerosins entnehmen lässt. Lufthansa hat daher im Rahmen von burnFAIR eine Erhebung der Ist-Eigenschaften des im Laufe eines Jahres an deutschen Flughäfen vertankten Kerosins vorgenommen, deren für die Fragestellung relevante Ergebnisse in Abschnitt 3.5 des vorliegenden Abschlussberichtes veröffentlicht werden. Durch diese Erhebung konnte die methodische Grundlage für vergleichende Messreihen geschaffen werden, auch wenn eine Durchführung dieser Messreihen im Rahmen von burnFAIR nicht möglich war.

Ungeachtet dieser Einschränkung konnte wie bereits dargestellt die entscheidende Frage beantwortet werden: Es gibt keine Anzeichen, dass Biokerosin im Vergleich zu konventionellem Kerosin zu einer Verschlechterung der Emissionen führen wird. Damit ist die Verwendung von Biokerosin auch unter Emissionsgesichtspunkten als problemlos einzustufen.

Parallel zu den Untersuchungen der technischen Eigenschaften des Biokerosins wurde 2010 von einem Team aus mehreren Forschungsinstituten mit der wissenschaftlichen Untersuchung möglicher Wege der Herstellung von Biokerosin begonnen. Die Untersuchung erstreckte sich bis Ende 2013 und bezog sich auf die komplette Herstellungskette, beginnend mit der Biomassebereitstellung und endend mit dem Transport zum Flughafen. Die Untersuchungen erfolgten anhand theoretischer Methoden wie Literaturrecherchen, Expertenbefragungen, GIS-gestützte Potenzialanalysen, Prozesssimulationen, Life-Cycle-Assessments und Kostenrechnungen.

Als Produktionsverfahren wurden zum einen der HEFA-Prozess und zum anderen der Fischer-Tropsch-Prozess (FT-Prozess) untersucht. Bei dem HEFA-Prozess handelt es sich um den Prozess, mit dem das von Lufthansa in der technischen Erprobung eingesetzte Kerosin hergestellt wurde. Der FT-Prozess ist der zweite der gegenwärtig für den Einsatz im Luftverkehr zugelassenen Produktionsprozesse. Für beide Prozesse wurden detaillierte Simulationen durchgeführt und die resultierenden Energie- und Massebilanzen ermittelt. Diese Energie- und Massebilanzen sind in Abbildungen 7.5 bis 7.8 des vorliegenden Abschlussberichtes wiedergegeben. Hiermit stehen erstmals veröffentlichte detaillierte, wissenschaftlich nachvollziehbare Aussagen zu Umwandlungsverhältnissen und Wirkungsgraden dieser Prozesse zur Verfügung.

Bei den untersuchten Biomassen war es erforderlich, eine Auswahl zu treffen, da hier eine große Zahl an potentiellen Kandidaten zur Verfügung steht. Für den HEFA-Prozess sind als Einsatzstoffe Pflanzenöle oder Fette erforderlich. Hier wurde als Biomasse Jatrophaöl ausgewählt, da die Jatrophanuss nicht essbar ist und die Verwendung von Jatrophaöl somit nicht zu einer Konkurrenz mit der Nahrungsmittelnachfrage führt. Jatropha wurde vor ca. zehn Jahren aufgrund ihrer Dürreverträglichkeit als Ölpflanze für die Energiegewinnung propagiert; unrealistische Planungen und ein Ignorieren der natürlichen Wachstumsbedingungen der Jatrophapflanze führten dann aber zum Scheitern von Projekten und einer negativen Beurteilung der Eignung der Jatropha. Die im Rahmen von burnFAIR durchgeführten Untersuchungen dienten dazu, die Jatrophapflanzen im Lichte der gesamten mittlerweile verfügbaren Erkenntnisse zu beurteilen. Dazu wurden verschiedene Erntetechniken und drei mögliche Standorte jeweils auf verschiedenen Kontinenten verglichen.

Beim FT-Prozess ist die Zahl der in Frage kommenden Biomassen deutlich größer, da hier auch diverse lignozellulosehaltige Materialien verwendet werden können. Im Rahmen von burnFAIR wurde der Einsatz von im Plantagenbau gewonnenen Holz untersucht, zum einen für den Anbaustandort Deutschland, zum anderen für den Anbaustandort Brasilien.

Eine detaillierte Beschreibung der Pflanzen und der in Frage kommenden Anbaumethoden befindet sich in Kapiteln 5 und 6 des vorliegenden Abschlussberichtes. Eine Potentialabschätzung der Biomassen wird in Kapitel 10 vorgenommen. Theoretisch besteht bei beiden Pflanzen die Möglichkeit, mit ihnen den weltweiten Kerosinverbrauch der Luftfahrt zu decken, wobei das Potential des Plantagenholzes zehnmal so groß ist wie das des Jatrophaöls. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass dieses Potential eine rein theoretische Größe ist und eher als physikalisch-geographische Obergrenze anzusehen ist, während in der Praxis der tatsächlich mögliche Wert aufgrund diverser Arten von Nutzungskonkurrenz deutlich niedriger sein wird.

Auf Basis der zusammengestellten Informationen wurden anschließend eine ökologische und eine ökonomische Analyse der Gesamtprozesse vom Anbau der Biomasse bis zum Transport des Biokerosins zum Flughafen vorgenommen. Als abschließender Schritt erfolgte dann eine Zusammenführung der ökologischen und der ökonomischen Aspekte (Kapitel 11).

Die wirtschaftliche Analyse zeigt, dass unter aktuellen Bedingungen weder die Herstellung von HEFA-Kerosin aus Jatrophaöl noch die Herstellung von FT-Kerosin aus Plantagenholz mit den Kosten von konventionellem Kerosin konkurrenzfähig sind. Auch die ökologische Bilanz aller Herstellungswege ist noch zu verbessern; insbesondere ist die Treibhausgas-einsparung noch zu niedrig, außer im Falle der Produktion von FT-Kerosin aus in Brasilien angebautem Plantagenholz. Die Analyse zeigt auch auf, wo die größten Schwachstellen und damit das größte Verbesserungspotential bestehen.

In Kapitel 12 erfolgt die Beurteilung der Verwertungsaussichten aus Sicht der Deutschen Lufthansa AG. Für Lufthansa ist Ergebnis der burnFAIR-Forschungsarbeiten, dass der Einsatz von Biokerosin weiter verfolgt werden soll. Unter technischen Aspekten gesehen hat sich der Kraftstoff ohne Einschränkungen bewährt. Auf der Emissionsseite besteht noch Forschungsbedarf, der aber mehr die Frage betrifft, wie Kraftstoff idealerweise beschaffen sein sollte, während die grundlegende Eignung des Biokerosins auch unter Emissionsgesichtspunkten nicht in Frage steht. Eine Darstellung der hier aus Sicht der Lufthansa sinnvollen weiteren Forschungen befindet sich in Abschnitt 12.3.

Ökonomisch und ökologisch bestehen noch Probleme, die aber für den HEFA-Prozess vergleichsweise kurzfristig lösbar erscheinen. Die Probleme bestehen bei diesem Prozess vor allem auf der Biomasseseite, wo die Kosten und die Emissionen des Pflanzenöls gesenkt werden müssen. Lufthansa ist bereit, sich in diesen Prozess einzubringen und ihn durch Eingehen langfristiger Lieferverträge zu unterstützen.

INHALT

Teil I - Fragestellung und technische Analysen	1
Vorwort zu Teil I	2
Kapitel 1: Fragestellung und Eingangsüberlegungen	3
Kapitel 2: Praxiserprobung von Biokerosin im Flugbetrieb	12
2.1 Untersuchungen während der Flugdurchführungsphase	14
2.1.1 Untersuchung des Lagerungsverhaltens	14
2.1.2 Flugbetriebliche Untersuchung	16
2.2 Untersuchungen am Flugzeug nach Abschluss der Erprobungsflüge	20
2.2.1 Boroskopische Untersuchung des Triebwerks	20
2.2.2 Inspektion der Flugzeugtanks	25
2.2.3 Detailanalyse treibstoffführender Teile	25
2.3 Untersuchung der Lärmemissionen	32
2.4 Untersuchung der Treibstofffilter des Tankwagens	37
Kapitel 3: Triebwerksemissionen	40
3.1 Beschreibung des Messaufbaus	41
3.2 Messergebnisse	45
3.2.1 Gasförmige Emissionen	45
3.2.2 Formaldehyd	48
3.2.3 Unburned Hydrocarbons (UHC)	49
3.2.4 Partikelemissionen	49
3.2.5 Schwefeldioxid	53
3.3 Kraftstoffuntersuchungen	54
3.4 Bewertung der Ergebnisse	56
3.5 Untersuchung der Kerosineigenschaften in der Bundesrepublik Deutschland	58
3.6 Ausblick	65
Teil II - Wissenschaftliche Untersuchung von Wegen der Biokerosinproduktion aus verschiedenen Biomassetypen	66
Vorwort zu Teil II	67
Kapitel 4: Kraftstoffselektion	68
4.1 Zielsetzung	68
4.2 Vorgehensweise	68
4.2.1 Parameter zur Auswahl der Anforderungen	69

4.2.1.1 Parameter zur Auswahl alternativer Herstellungspfade	70
4.2.1.2 Parameter zur Auswahl der Rohstoffe	71
4.2.2 Zuweisung der Kriterien	71
4.2.3 Erstellung eines Rangfolgeverfahrens und einer Bewertungsmatrix	71
4.3 Ausgewählte Pfade zur Biokerosinproduktion.....	71
Kapitel 5: Hintergrund der betrachteten Bio-SPK-Produktionspfade	74
5.1 HEFA-SPK aus Jatrophaöl.....	74
5.1.1 Jatropha-Anbau.....	74
5.1.1.1 Jatropha curcas: Allgemeines.....	74
5.1.1.2 Die Agronomie von Jatropha.....	75
5.1.2 Ernte und Bereitstellung von Jatrophaöl.....	80
5.1.3 Konversion: Katalytische Hydroprozessierung von Ölen und Fetten	83
5.2 FT-SPK aus Plantagenholz	93
5.2.1 Pappelproduktion im Kurzumtrieb	94
5.2.1.1 Europäische Kurzumtriebsplantagen.....	94
5.2.1.2 Die Agronomie von Pappeln im Kurzumtrieb	96
5.2.2 Eukalyptusproduktion im Kurzumtrieb	99
5.2.2.1 Eukalyptusplantagen in Brasilien	99
5.2.2.2 Die Agronomie von Eukalyptus im Kurzumtrieb	101
5.2.3 Ernte und Logistik	105
5.2.4 Konversion: Vergasung und Fischer-Tropsch-Synthese	107
Kapitel 6: Randbedingungen und Systemparameter für die Detailanalysen	118
6.1 HEFA-SPK aus Jatrophaöl.....	118
6.1.1 Jatrophaanbau	118
6.1.2 Bereitstellung von Jatrophaöl	125
6.1.3 Konversion.....	129
6.1.4 Kraftstoffdistribution	130
6.2 FT-SPK aus Plantagenholz	131
6.2.1 Holzanbau	131
6.2.1.1 Pappeln im Kurzumtrieb	131
6.2.1.2 Eukalyptus im Kurzumtrieb	133
6.2.2 Ernte und Bereitstellung von Holz	135
6.2.2.1 Pappeln im Kurzumtrieb	137
6.2.2.2 Eukalyptus im Kurzumtrieb	137
6.2.3 Konversion.....	138
6.2.4 Kraftstoffdistribution	139

Kapitel 7: Technische Analyse der Konversionsprozesse.....	141
7.1 Methodik.....	141
7.2 HEFA-SPK aus Jatrophaöl.....	141
7.2.1 Wasserstoffbereitstellung	142
7.2.2 Hydrierung, Cracking und Isomerisierung	145
7.2.3 Produktauftrennung	146
7.3 FT-SPK aus Plantagenholz	147
7.3.1 Vorbehandlung	148
7.3.2 Vergasung	148
7.3.3 Gasaufbereitung	149
7.3.4 Kraftstoffproduktion mittels FT-Synthese	150
7.3.5 Produkttrennung.....	151
7.4 Energie- und Massenbilanzen	151
Kapitel 8: Ökologische Bewertung.....	157
8.1 Methodik.....	157
8.2 THG-Emissionen und THG-Minderungspotenzial	158
8.3 Kumulierter nicht erneuerbarer Energiebedarf	160
8.4 Versauerungspotenzial	162
8.5 Eutrophierungspotenzial	163
8.6 Sensitivitätsanalysen	164
Kapitel 9: Ökonomische Bilanzierung der betrachteten Produktionsketten	166
9.1 Methodik.....	166
9.2 Ökonomische Bilanzierung.....	168
9.2.1 HEFA-SPK aus Jatrophaöl	169
9.2.1.1 Jatrophaanbau.....	169
9.2.1.2 Bereitstellung von Jatrophaöl.....	171
9.2.1.3 Konversion zu HEFA-SPK.....	172
9.2.1.4 Distribution von HEFA-SPK.....	173
9.2.1.5 Ergebnisse und Diskussion zu den Gesamtgestehungskosten von HEFA-SPK.....	174
9.2.2 FT-SPK aus Plantagenholz.....	179
9.2.2.1 Holzanbau	179
9.2.2.2 Bereitstellung von Holz.....	180
9.2.2.3 Konversion zu FT-SPK	181
9.2.2.4 Distribution von FT-SPK.....	182
9.2.2.5 Ergebnisse und Diskussion zu den Gesamtgestehungskosten von FT-SPK	182

Kapitel 10: Potenzialabschätzung der betrachteten Biomassetypen.....	185
10.1 Methodik.....	185
10.2 Berechnung der Nettoflächen.....	187
10.3 Berechnung der überschüssigen landwirtschaftlichen Flächen.....	189
10.4 Abgleich der Standortbedingungen der überschüssigen Flächen mit den Standortanforderungen der ausgewählten Energiepflanzen.....	193
10.5 Berechnung des Biomasse- und Biokraftstoffpotenzials.....	195
10.6 Abschließende Bemerkung zu den berechneten Bioenergiepotenzialen.....	196
Kapitel 11: Ganzheitliche vergleichende Bewertung.....	198
11.1 Hintergrund.....	198
11.2 Evaluierung der betrachteten Kraftstoffproduktionspfade nach den einzelnen Bewertungskriterien.....	199
11.2.1 Feedstock Readiness Level (FSRL).....	199
11.2.2 Fuel Readiness Level (FRL).....	203
11.2.3 Spezifischer landwirtschaftlicher Flächenbedarf.....	205
11.2.4 Treibhausgas-Minderungspotenzial.....	208
11.2.5 Substitutionspotenzial.....	209
11.2.6 Relative Kraftstoffgestehungskosten.....	211
11.3 Aggregierte Bewertung in einer gewichteten Entscheidungsmatrix.....	214
11.3.1 Prinzip einer gewichteten Entscheidungsmatrix.....	214
11.3.2 Gewichtungsszenarien.....	214
11.3.3 Erstellen der Entscheidungsmatrix und Berechnung der Rangfolge.....	215
11.3.4 Diskussion der Bewertungsergebnisse.....	216
Teil III - Verwertungsaussichten und Gesamtfazit	223
Vorwort zu Teil III.....	224
Kapitel 12: Verwertungsaussichten und Gesamtfazit.....	225
12.1 Verwertungsaussichten HEFA-Kerosin.....	226
12.1.1 Beurteilung HEFA-Prozess.....	226
12.1.2 Beurteilung Jatropha.....	230
12.2 Verwertungsaussichten FT-Biokerosin.....	236
12.3 Weitergehende Fragestellungen.....	238
12.4 Schlusswort.....	240
Anhang.....	241

Teil I

Fragestellung und technische Analysen

Verantwortliche Autoren:

Alexander Zschocke (Deutsche Lufthansa)

Niclas Randt (Technische Universität München)

Claus Wahl (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt,
Institut für Verbrennungstechnik)

Vorwort zu Teil I

Der nachfolgende Teil I des vorliegenden Berichts stellt zunächst in Kapitel 1 den Hintergrund der zu untersuchenden Fragestellung dar und befasst sich anschließend mit den Eigenschaften des Biokerosins und seiner technischen Eignung im Flugzeug. Hierbei werden in Kapitel 2 die Ergebnisse der sechsmonatigen Erprobung von Biokerosin in einem Airbus A321 auf der Strecke Hamburg - Frankfurt dargestellt, während Kapitel 3 die Ergebnisse der Untersuchung der mit dem Biokerosin verbundenen Emissionen wiedergibt.

Die Erstellung des Kapitels 1 erfolgte durch Lufthansa auf Basis veröffentlichter Literatur sowie von Berechnungen der Technischen Universität München. Kapitel 2 wurde ausschließlich durch Lufthansa erstellt; auch die in diesem Kapitel dargestellten Arbeiten erfolgten soweit nicht im Text anders angegeben durch Lufthansa. In Kapitel 3 wurden die Teile 3.1 bis 3.3 durch das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt erstellt, das auch die in diesen Teilen beschriebenen Arbeiten durchgeführt hat. Die Erstellung der Kapitel 3.4 bis 3.6 erfolgte durch Lufthansa, ebenso die Durchführung der in Kapitel 3.5 dargestellten Untersuchungen.

Kapitel 1: Fragestellung und Eingangsüberlegungen

Die vorliegende Studie gibt die Ergebnisse der im Rahmen des burnFAIR-Projektes durchgeführten Lufthansa-Forschungsaktivitäten wieder. BurnFAIR ist ein Teilvorhaben des Gesamtvorhabens FAIR (Future Aircraft Research). Innerhalb dieses Gesamtvorhabens befasst sich burnFAIR mit Entwicklungen bei den Energieträgern. Neben den in diesem Bericht dargestellten Arbeiten zum Einsatz von Biokerosin wurden in diesem Rahmen von anderen Projektteilnehmern eine Reihe weiterer möglicher Energiequellen für den Flugbetrieb untersucht, insbesondere Flüssiggas und Elektroantrieb. Über diese Energiequellen werden jeweils eigene Forschungsberichte durch die sich mit ihnen befassenden Projektpartner erstellt.

Während für die Einführung von Flüssiggas oder Elektroantrieb umfassende Änderungen am Flugzeug erforderlich sind, werden in der vorliegenden Studie zu Biokraftstoffen nur sogenannte „Drop-In-Fuels“ untersucht, d.h. Kraftstoffe, die ohne Änderungen am Flugzeug eingesetzt werden können. Anders als bei Luftfahrtforschungsprojekten üblich war der Gegenstand der Forschung hier mithin nicht die Entwicklung neuer Flugzeugtechniken, sondern die Überprüfung, ob Biokerosin mit der bestehenden Technik vorbehaltlos kompatibel ist, sowie die Untersuchung der praktischen Möglichkeiten, Biokerosin zu ökologisch und ökonomisch sinnvollen Bedingungen zu beziehen.

Diese Beschränkung auf bestehende Technik ist nicht als negative Stellungnahme der Lufthansa zu alternativen Energiequellen zu verstehen. Sie ist vielmehr das Resultat unserer Einschätzung, dass selbst dann, wenn neue Antriebsenergien wie z.B. Flüssiggas in den kommenden Jahrzehnten zügig entwickelt werden, Kerosin im Jahre 2050 noch die mit Abstand dominierende Energiequelle sein wird.

Hintergrund dieser Einschätzung sind die sehr langen Produktionszyklen in der Flugzeugindustrie und die ebenfalls sehr langen Nutzungsdauern der Flugzeuge. Auf Basis der historischen Erfahrungen ist davon auszugehen, dass ein einmal eingeführtes erfolgreiches Flugzeugmodell 20 bis 30 Jahre in der Produktion bleibt, bis es durch ein neues Modell ersetzt wird. Die in dieser Zeit gebauten Flugzeuge bleiben ihrerseits erfahrungsgemäß bis zu ihrer Verschrottung rund 30 Jahre oder mehr im Einsatz.²

² Dies bedeutet nicht unbedingt 30 Jahre Einsatz bei ein- und derselben Fluggesellschaft und mit identischem Einsatzspektrum. Der Verkauf gebrauchter Flugzeuge an andere Fluggesellschaften ist

Für die vor einigen Jahren eingeführte neue Generation von Langstreckenflugzeugen wie dem Airbus A380 ist daher davon auszugehen, dass ihre Produktion bis zu einem Zeitpunkt irgendwann zwischen 2030 und 2040 erfolgen wird, und dass die in dieser Zeit produzierten Flugzeuge bis 2060 oder 2070 im Einsatz bleiben werden. Für die gegenwärtig in der Einführung befindliche neue Mittelstreckengeneration (Airbus A350 / Boeing 787) ist ein Verbleib in der Produktion bis 2035 / 2045, und ein Einsatz der Flugzeuge bis 2065 / 2075 zu erwarten.

Eine erste Chance für den Einsatz neuer Energiequellen wird es voraussichtlich im Kurzstreckenbereich geben. Die dort bald zur Einführung anstehenden Modelle (Airbus 320 neo / Boeing 737-x) sind in der Zelle weitgehend unveränderte Varianten älterer Modelle mit neuen Triebwerken. Hier erscheint ein kürzerer Produktlebenszyklus realistisch, so dass ein Ersatz durch eine neue Flugzeuggeneration zwischen 2025 und 2030 als realistisch erscheint. Wenn die Entwicklung alternativer Energietechnik wie Flüssiggas oder Elektroantrieb bis dahin überzeugende Fortschritte gemacht haben und für den operativen Einsatz serienreif sind, ist denkbar, bei dieser Gelegenheit im Kurzstreckenbereich auf neue Energiequellen zu wechseln. Bei einer Einsatzdauer der produzierten Flugzeuge von 30 Jahren würde dies bedeuten, dass im Jahre 2050 bereits der größte Teil der Kurzstreckenflugzeuge auf die neue Energiequelle umgestellt wäre.

Da aber der Kurzstreckenverkehr nur einen relativ kleinen Anteil am gesamten Treibstoffbedarf ausmacht, wäre selbst unter dieser Annahme Kerosin im Jahre 2050 weiterhin der Hauptenergieträger der Luftfahrt. Darüber hinaus ist die Annahme, dass bis 2030 eine neue Energiequelle kommerziell einsatzreif ist, gegenwärtig rein hypothetisch. Da somit in den kommenden Jahrzehnten nicht mit grundsätzlichen Veränderungen zu rechnen ist, ist davon auszugehen, dass sich der Treibstoffverbrauch in dieser Zeit weitgehend parallel zum Wachstum des Luftverkehrs entwickeln wird.

Diese Entwicklung wird nicht völlig parallel sein, da es eine graduelle technische Verbesserung beim Kerosinverbrauch geben wird. Diese Verbesserung ist vor allem dadurch zu erwarten, dass ältere, weniger treibstoffeffiziente Flugzeugmuster durch neuere Modelle ersetzt werden. Von Airbus wird geschätzt, dass die neueste Flugzeuggeneration 15 bis 25% treibstoffeffizienter ist als die alte.³ Dies bedeutet allerdings für den Gesamtluftverkehr nur

gängige Praxis im Luftverkehr. Oftmals werden ältere Flugzeuge auch umgebaut, z.B. Passagierflugzeuge in Frachter. Dies ändert aber grundsätzlich nichts an ihrem Anteil am Gesamtenergieverbrauch.

³ Airbus: Global Market Forecast - Future Journeys 2013 2032, S. 8

eine jährliche Effizienzsteigerung von zwischen 0,5 und 0,8 Prozent, da sich der Austausch über die 30 Jahre hinziehen wird, die Flugzeuge bis zu ihrer Verschrottung im Einsatz bleiben. Zusätzliche Effizienzgewinne werden dadurch erwartet, dass der Verkehr auf der Langstrecke stärker wachsen wird als auf der Kurzstrecke.^{4,5} Weitere Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung ergeben sich durch organisatorische Maßnahmen wie z.B. verbesserte Auslastung der Flugzeuge und infrastrukturelle Verbesserungen wie z.B. die Einführung einer einheitlichen Flugsicherung in Europa.

Für die insgesamt erzielbare Effizienzsteigerung gibt es unterschiedliche Szenarien. Wolters / von der Bank / Schaefer führen in ihrer Übersichtsuntersuchung Szenarien von zwischen 0,3% und 2% jährlicher Effizienzsteigerung auf.⁶ Eine jährliche Effizienzsteigerung von 0,9% wird hierbei als moderates Szenario gewertet, eine jährliche Effizienzsteigerung von 1,3% als optimistisches Szenario.⁷ Im Gegensatz ist Ziel des Flightpath 2050 eine Reduzierung des Treibstoffverbrauchs pro Passagierkilometer gegenüber dem Wert des Jahres 200 von 75%⁸, was mathematisch eine jährliche Effizienzsteigerung von 2,8% bedeutet. Dies ist allerdings keine Prognose, sondern ein bewusst hoch angesetztes ehrgeiziges Ziel.⁹

Die in der IATA zusammengeschlossenen Fluggesellschaften haben sich auf der 65. Generalversammlung der IATA zu einer jährlichen Effizienzsteigerung um 1,5% öffentlich selbst verpflichtet.¹⁰ Diese streng genommen nur auf den Zeitraum 2009 bis 2020 beschränkte¹¹ Selbstverpflichtung kann als ein ehrgeiziges, aber nach Einschätzung der führenden Personen der Fluggesellschaften der Welt realistisch erreichbares Ziel interpretiert werden, und ist daher der Wert, der in der öffentlichen Diskussion überwiegend angeführt wird.

Diesen ehrgeizigen, aber trotzdem letztlich begrenzten jährlichen Effizienzsteigerungen steht ein wesentlich höheres prognostiziertes Wachstums des Weltluftverkehrs gegenüber. Airbus prognostiziert für den Zeitraum 2013 bis 2032 ein durchschnittliches jährliches Wachstum

⁴ Ebenda

⁵ Der Treibstoffverbrauch pro Passagierkilometer ist auf der Kurzstrecke höher als auf der Langstrecke, da die treibstoffintensive Startphase auf der Kurzstrecke einen viel größeren Anteil am Gesamtflug hat als auf der Langstrecke. Darüber hinaus finden Langstreckenflüge überwiegend in größeren Höhen mit entsprechend geringerem Luftwiderstand statt.

⁶ F. Wolters / R. von der Bank / M. Schaefer: Sustainable Air Traffic Growth – Potential Contribution of Renewable fuels using Scenario-like Emission Predictions, S. 2

⁷ Ebenda

⁸ European Commission: Flightpath 2050 – Europe's Vision for Aviation, http://ec.europa.eu/research/transport/publications/items/vision2050_en.htm, S. 15

⁹ Ebenda, S.8

¹⁰ Carbon-Neutral Growth by 2020 – IATA Pressemitteilung vom 8.6.2009

¹¹ Ebenda

von 4,7%, allerdings mit fallender Tendenz (5,1% durchschnittliches jährliches Wachstum in der ersten Dekade, 4,4% in der zweiten Dekade).¹² Boeing geht für den gleichen Zeitraum sogar von einem durchschnittlichen jährlichen Wachstum von 5% aus.¹³ Für den gesamten Zeitraum bis 2050 existieren keine vergleichbaren Studien; hier ist der meist zitierte Wert ein Wachstum von 4,5%, das einer Studie von Booz & Company für das World Economic Forum zugrunde gelegt wurde.¹⁴

Nachdem somit das Wachstum des Weltluftverkehrs die erzielbaren Verbesserungen der Treibstoffeffizienz weit übersteigt, muss der Treibstoffbedarf des Weltluftverkehrs zwangsläufig zunehmen. Weil die CO₂-Emissionen eine direkte Funktion des Treibstoffverbrauchs sind, bedeutet dies ebenso zwangsläufig einen Anstieg der CO₂-Bruttoemissionen.

Da ein massiver Anstieg der CO₂-Emissionen in den kommenden Jahrzehnten aber gesellschaftlich als nicht akzeptabel angesehen wird, beinhaltet die auf der 65. Generalversammlung der IATA abgegebene Selbstverpflichtung der IATA-Fluggesellschaften auch eine Erklärung, ab 2020 CO₂-neutral zu wachsen.¹⁵ Dies ist in Anbetracht des dargestellten zwangsläufigen Anstiegs der Bruttoemissionen nur durch eine Kompensation an anderer Stelle möglich. Die einzige direkte technische Möglichkeit einer derartigen Kompensation besteht im Einsatz von Biokraftstoffen. In diesem Falle ist das bei der Verbrennung erzeugte CO₂ vorher von der Pflanze gebunden worden, so dass der Nettoausstoß an CO₂ im Idealfall gleich Null ist.

Es ist Ziel der Lufthansa Gruppe, die 2009 abgegebene Selbstverpflichtung ernst zu nehmen und einzuhalten. Eine wesentliche Frage ist daher, welche Mengen an CO₂-Ausstoß in der Zeit bis 2050 voraussichtlich von uns zu kompensieren sein wird. Eine jährlichen Verbesserung der Treibstoffeffizienz um 1,5% unterstellt, ist der CO₂-Ausstoß eine Funktion der Wachstumsrate unserer Verkehrsleistungen. Hier kann allerdings nicht der in der Literatur genannte Wert von 4,5% herangezogen werden, da dies ein durchschnittlicher Wert für den Weltluftverkehr ist. Es wird erwartet, dass die bereits entwickelten Regionen an diesem Wachstum unterdurchschnittlich partizipieren werden, während für die sich

¹² Airbus: Global Market Forecast, a.a.O., S.44

¹³ Boeing: Current Market Outlook 2013 - 2032, S. 14

¹⁴ Booz & Company: Piecises and Collaborative Partnership for Sustainable Aviation; World Econominc Forum 2011, S. 10

¹⁵ Carbon-Neutral Growth by 2020 ..., a.a.O.

entwickelnden Weltregionen ein deutlich stärkeres Wachstum erwartet wird.¹⁶ In einem guten Teil der überdurchschnittlich stark wachsenden Streckennetze, wie z.B. dem innerasiatischen Flugverkehr, hat Lufthansa gegenwärtig keine oder wenig Verkehrsrechte, so dass bei zukünftig unveränderter rechtlicher Situation davon ausgegangen werden kann, dass das Wachstum der Lufthansa in den kommenden Jahrzehnten unter dem des Weltluftverkehrs liegen wird.

Eine erste Fragestellung im Rahmen von burnFAIR war daher, ob das voraussichtliche Wachstum des CO₂-Ausstoßes der Lufthansa in der Zeit bis 2050 den Einsatz von Biokerosin erforderlich machen wird, oder ob eine Verbesserung der Treibstoffeffizienz um 1,5% bereits ausreichend sein wird. In Anbetracht des langen Zeitraums bis 2050 existieren jedoch keine belastbaren Lufthansa-internen Prognosen über Wachstumsraten und Treibstoffverbräuche bis 2050. Die Technische Universität München (TUM) wurde daher beauftragt, im Rahmen von burnFAIR eine entsprechende Prognose zu erstellen.

Die Untersuchung der TUM brachte wertvolle Erkenntnisse über die hinter möglichen Entwicklungen der Wachstumsraten und des Treibstoffverbrauchs stehenden Ursachen. Es zeigte sich jedoch, dass es möglich ist, unter plausiblen Annahmen ein breites Spektrum von Szenarien mit sehr unterschiedlichen Wachstumsraten zu erhalten. Eine Einengung des Spektrums wäre unter Verwendung Lufthansa-seitiger Planungen möglich, die zwar nicht bis 2050, wohl aber für mittelfristige Zeiträume vorliegen. Diese Planungen haben jedoch vertraulichen Charakter und sind nicht für die Veröffentlichung bestimmt. Der vorliegende Bericht beschränkt sich daher auf eine generalisierte Darstellung der Bedeutung der Wachstumsrate für die Einhaltung der CO₂-Ziele in Tabelle 1.1, und verzichtet auf eine Wiedergabe der Ergebnisse der TUM.

¹⁶ Airbus: Global Market Forecast, a.a.O., S.18

Tabelle 1.1: Zusammenhang zwischen durchschnittlicher jährlicher Wachstumsrate 2020 bis 2050 und Biokerosinbedarf bei Kompensation durch Biokerosin

Wachstumsrate Transportleistung	0,0%	1,5%	3,0%	4,5%
Treibstoffverbrauch 2005 (1.000 To.)	8.000	8.000	8.000	8.000
Treibstoffverbrauch 2020 (1.000 To.)	10.000	10.000	10.000	10.000
Treibstoffverbrauch 2050 (1.000 To.)				
ohne Effizienzsteigerung	10.000	15.631	24.273	37.453
mit Effizienzsteigerung	6.398	10.000	15.529	23.961
Zielwert	4.000	4.000	4.000	4.000
Zu kompensieren	2.398	6.000	11.529	19.961
Biokerosinanteil bei 100% THG-Reduzierung	37,5%	60,0%	74,2%	83,3%
Biokerosinanteil bei 50% THG-Reduzierung	75,0%	120,0%	148,5%	166,6%

Tabelle 1.1 stellt die Situation einer Fluggesellschaft dar, deren Treibstoffverbrauch im Jahre 2005 8 Mio. Tonnen und im Jahre 2020 10 Mio. Tonnen beträgt. Für die Entwicklung der Transportleistung im Zeitraum 2020 bis 2050 sind unterschiedliche Szenarien mit Wachstumsraten von 0%, 1,5%, 3% und 4,5% abgebildet.

Im Falle eines Nullwachstums ab 2020 bleibt der Treibstoffverbrauch unverändert bei 10 Mio. Tonnen, sofern es keine Verbesserungen der Treibstoffeffizienz gibt. Unterstellt man, dass die in der Selbstverpflichtung für den Zeitraum bis 2020 enthaltene jährliche Effizienzverbesserung auch im Zeitraum bis 2050 gilt, so reduziert sich der Verbrauch um den Faktor $1,015^{30}$ auf rund 6,4 Mio. Tonnen. Die Einhaltung der Selbstverpflichtung zum CO₂-neutralen Wachstum ist in diesem kein Wachstum enthaltenden Szenario natürlich problemlos. Eine Kompensationsnotwendigkeit ergibt sich nur aus der weitergehenden Verpflichtung, den Netto-CO₂-Ausstoß bis 2050 zu halbieren. Dies bedeutet im Beispiel einen Zielwert von 4 Mio. Tonnen. Hierfür reicht die jährliche Effizienzsteigerung von 1,5% alleine nicht aus, so dass sich in dem Beispiel ein zu kompensierender CO₂-Ausstoß aus der Verbrennung von 2,4 Mio. Tonnen ergibt.

Unterstellt man, dass die Kompensation durch den Einsatz von Biokerosin erfolgt, und dass Biokerosin eine hundertprozentige Kompensation darstellt, so ist in diesem Szenario der Einsatz von 2,4 Mio. Tonnen Biokerosin erforderlich, was rund 37,5% des gesamten Treibstoffverbrauchs von 6,4 Mio. Tonnen entspricht.

Im Falle eines jährlichen Wachstums der Transportleistung um 1,5% steigt der Treibstoffverbrauch ohne Steigerung der Treibstoffeffizienz bis 2050 auf 15,6 Mio. Tonnen. Eine jährliche Effizienzsteigerung von 1,5% kompensiert den Anstieg der Transportleistung exakt, so dass der per Saldo resultierende Treibstoffverbrauch unverändert bei 10 Mio. Tonnen liegt. Die Einhaltung der CO₂-Neutralität des Wachstums ist in diesem Szenario auch ohne Einsatz von Biokerosin möglich; die Reduzierung des CO₂-Ausstoßes auf 50% der Werte von 2005 muss allerdings komplett durch Biokerosin erfolgen. Im Beispielsfall bedeutet dies unter der Annahme einer hundertprozentigen Kompensation durch Biokerosin eine Menge von 6 Mio. Tonnen.

Bei den Szenarien mit höheren Wachstumsraten (3% und 4,5%) reicht der Effizienzgewinn nicht aus, um den Mehrverbrauch infolge der gestiegenen Transportleistung zu kompensieren. Im Falle einer Wachstumsrate von 4,5% beträgt der Gesamtverbrauch an Treibstoff im Jahre 2050 rund 24 Mio. Tonnen, von denen rund 20 Mio. Tonnen zu kompensieren sind. Von diesen 20 Mio. Tonnen sind nur 6 Mio. der Reduzierung des CO₂-Ausstoßes auf 50% der Werte von 2005 zuzurechnen, aber 14 Mio. Tonnen der Kompensation der gewachsenen Transportleistung.

Als Ergebnis der Betrachtungen in Tabelle 1.1 lässt sich festhalten, dass selbst bei Nullwachstum im Jahre 2050 ein Drittel des verbleibenden Treibstoffbedarfs kompensiert werden muss, um die CO₂-Ziele zu erreichen. Ein Verzicht auf Biokerosin wäre nur möglich, wenn die Verkehrsleistung bis 2050 zurückgeht. Ein Rückgang der Verkehrsleistung ergab sich aber in keinem der von der TUM berechneten Szenarien, und entspricht auch nicht den Planungen der Lufthansa. Als realistisch anzusehen sind eher Szenarien mit Wachstumsraten zwischen 1,5% und 4,5%.

Als erstes Ergebnis lässt sich daher festhalten, dass in den kommenden Jahrzehnten Lufthansa-seitig ein Bedarf für Biokerosin bestehen wird. Eine Erreichung des CO₂-Reduzierungsziels allein durch Verbesserung der Treibstoffeffizienz wird nicht möglich sein.

Die nächste im Rahmen von burnFAIR untersuchte Frage war daher, ob der operative Einsatz von Biokerosin technisch möglich ist, oder ob er zu operationellen Problemen führt. Die Ergebnisse der hierzu durchgeführten Untersuchungen sind in Kapitel 2 und 3 dargestellt, wobei Kapitel 2 die eigentliche technische Untersuchung darstellt und Kapitel 3 die Messung der mit Biokerosin verbundenen Emissionen.

Darauf aufbauend wurde im Rahmen von burnFAIR untersucht, welche möglichen Arten von Biomassen und Produktionswegen für die Herstellung von Biokerosin in Frage kommen, und

welches die hiermit verbundenen Kosten sind. Aufgrund der Vielzahl der potentiell möglichen Produktionspfade war es hierbei notwendig, sich auf eine Auswahl zu beschränken. Die Ergebnisse der hierzu durchgeführten Untersuchungen sind in Teil II dargestellt.

Bei den Rechnungen in Tabelle 1.1 wurde aber bisher unterstellt, dass der Einsatz einer Tonne Biokerosin 100% CO₂-neutral ist. Der Mehrverbrauch einer Tonne Flugkraftstoff würde demzufolge vollständig kompensiert, solange es sich bei dem verbrauchten Kerosin um Biokerosin handelt. In der Praxis wird aber für die Produktion einer Tonne Kerosin ihrerseits Treibstoff aufgewendet, der den Nettoeffekt reduziert. Werden beispielsweise für die Produktion einer Tonne Biokerosin 100 Kilogramm fossiler Kraftstoff für Traktoren oder Ölpresen benötigt, so beträgt die Nettoerduzierung nicht mehr 100%, sondern nur noch 90%.

Dieser Nettofaktor wird in der Literatur als Treibhausgasreduzierungsfaktor, oder kurz THG-Faktor, bezeichnet. In ihn gehen neben dem Ausstoß von CO₂ auch andere THG-relevante Emissionen ein, insbesondere auch Verbrauch von Düngemitteln, der zu einem Ausstoß von Gasen führt, die deutlich höhere Treibhauseffekte haben als CO₂.¹⁷ Der in den vorstehenden Berechnungen unterstellte THG-Faktor von 100% ist normalerweise nicht realistisch; Standard der gegenwärtigen Praxis dürften eher THG-Reduzierungen zwischen 35% und 50% sein.

Unterstellt man, dass der THG-Faktor beim Biokerosin nur 50% beträgt, so muss man 2 Tonnen konventionelles Kerosin durch Biokerosin ersetzen, um den CO₂-Ausstoß einer Tonne Mehrverbrauch zu kompensieren. Die Konsequenzen einer solchen Situation sind in der letzten Zeile von Tabelle 1.1 dargestellt.

In dem Szenario ohne Wachstum ist eine Kompensation durch Biokerosin auch dann noch möglich; die erforderliche Biokerosinmenge steigt dann von 2,4 Mio. Tonnen auf 4,8 Mio. Tonnen, womit rund 75% des Gesamtverbrauches von 6,4 Mio. Tonnen aus Biokerosin bestehen. Schon im Falle des Szenarios mit einem Wachstum der Transportleistung von 1,5% ist aber eine Kompensation durch Biokerosin mit einem THG-Faktor von 50% nicht mehr möglich: Um die erforderliche Kompensation von 6 Mio. Tonnen zu erreichen, müssten 12 Mio. Tonnen des Kerosinverbrauchs auf Biokerosin umgestellt werden. Dies ist aber nicht möglich, da der Gesamtverbrauch nur 10 Mio. Tonnen beträgt. Im Falle der höheren Wachstumsszenarien fällt dieser Effekt noch wesentlich deutlicher aus.

¹⁷ Zu Einzelheiten siehe Teil II

Diese Rechnungen zeigen, dass es außer im Falle sehr niedrigen Wachstums nicht einfach ausreichen wird, konventionelles Kerosin durch Biokerosin zu ersetzen, sondern dass darüber hinaus dieses Biokerosin einen sehr hohen THG-Reduzierungsfaktor aufweisen muss. Eine in burnFAIR wesentliche Frage war daher auch, welche THG-Reduzierungsfaktoren gegenwärtig von Biokerosin erreicht werden können, und welche Schritte für eine Verbesserung der THG-Reduzierungsfaktoren erforderlich sind. Die Untersuchungen zu dieser Frage sind ebenfalls in Teil II.

Kapitel 2: Praxiserprobung von Biokerosin im Flugbetrieb

Ein zentrales Element des burnFAIR-Projektes war der probeweise Einsatz von Biokerosin im Flugbetrieb. Ziel war hierbei, in der flugbetrieblichen Praxis zu überprüfen, ob der Einsatz von Biokerosin zu operationellen Beeinträchtigungen führt. Es war zwar vorher bereits eine Zulassung des Biokerosins erfolgt, der umfassende technische Tests vorausgegangen waren, aber es ist letztlich nie möglich, bei Laboruntersuchungen oder Testflügen Praxisbedingungen herzustellen. Eine Überprüfung unter realen Bedingungen erschien daher wünschenswert, um Lufthansa eine Entscheidungsgrundlage zu verschaffen, ob der Einsatz von Biokerosin als ökologische Alternative zum konventionellen Kraftstoff weiterverfolgt werden soll. Der hierfür gewählte Versuchsaufbau bestand darin, ein ausgesuchtes Flugzeug über ein halbes Jahr dediziert auf einem Triebwerk mit dem maximal möglichen Anteil an Biokerosin und auf dem anderen Triebwerk mit konventionellem Kerosin zu betreiben und zu beobachten, ob es bei den beiden Triebwerken zu unterschiedlichen Entwicklungen kommt.

Die ursprüngliche Planung aus dem Jahre 2009 sah vor, die Flüge mit nach dem Fischer-Tropsch-Verfahren produzierten Biokerosin durchzuführen. Dieses in Teil II näher beschriebene Verfahren war 2009 der einzige zugelassene Produktionspfad für synthetische Kerosinkomponenten. Im Laufe des Jahres 2010 wurde jedoch deutlich, dass aus Biomasse produziertes Fischer-Tropsch-Kerosin nicht rechtzeitig zur Verfügung stehen würde. Es wurde daher stattdessen eine Vereinbarung mit der finnischen Firma Neste Oil über eine Lieferung von nach dem HEFA-Verfahren produziertem Biokerosin abgeschlossen. Dieses ebenfalls in Teil II näher beschriebene Verfahren befand sich zu diesem Zeitpunkt in der Endphase der Zulassung durch ASTM.

Die Produktion des Biokerosins wurde am 2. Mai durch Neste Oil gestartet, nachdem das zuständige ASTM-Komitee ein positives Votum zur Zulassung des HEFA-Verfahrens abgegeben hatte. Die Produktion erfolgte in der Neste Oil-Raffinerie in Porvoo in einer normalerweise HEFA-Straßendiesel produzierenden Anlage. Als nächster Schritt war eine Mischung des HEFA-Kerosins mit konventionellem Kerosin erforderlich, da sowohl FT-Kerosin als auch HEFA-Kerosin nicht als Reinstoff verfliegen werden dürfen, sondern nur eine Beimischung zum Kerosin mit einem Beimischungsanteil von maximal 50% zugelassen ist. Diese Mischung erfolgte aus logistischen Gründen erst nach Verladung der Ware auf das Schiff, durch Hin- und Herpumpen zwischen Tanks mit dem Biokerosin-Reinstoff und Tanks mit konventionellem Kerosin. Das hierbei erzielte Mischungsverhältnis zwischen Biokerosin

und konventionellem Kerosin betrug 48,6 : 51,4. Das resultierende Biokerosingemisch wurde anschließend nach Hamburg transportiert, dort gelöscht und in einem Hochtank am Hafen gelagert. Aus diesem Hochtank wurde die Ware während der Durchführungsphase der Flugerprobung per Tankwagen entnommen und zum Hamburger Flughafen transportiert.

Als Flugzeug für die Durchführung der Erprobungsflüge wurde ein Airbus A321 mit dem Kennzeichen D-AIDG ausgewählt. Hierbei handelt es sich um ein Flugzeug, das erst kurz vor Beginn der Erprobungsflüge an Lufthansa ausgeliefert worden war. Auf diese Art und Weise wurde sichergestellt, dass Triebwerke und treibstoffführende Teile auf beiden Seiten des Flugzeugs zu Beginn der Praxiserprobung in dem gleichen Zustand waren. Dies war erforderlich, um am Ende der Praxiserprobung aus dem Vergleich der mit Biokerosingemisch betriebenen Teile und der mit konventionellem Kerosin betriebenen Teile sinnvolle Aussagen ableiten zu können.



Abbildung 2.1 : D-AIDG

Die D-AIDG wurde während der Erprobungsflüge in gebundener Rotation ausschließlich auf der Strecke Hamburg - Frankfurt eingesetzt. Die Betankungen mit dem Biokerosingemisch

erfolgten nur in Hamburg; wo der Treibstoff für den Rückflug Frankfurt – Hamburg jeweils gleich mitgetankt wurde.

Vor Beginn der Erprobungsflüge wurde am 12. Juli 2011 ein Werkstattflug durchgeführt, bei dem das Verhalten des Kraftstoffes in nicht-normalen Situationen getestet wurde. (Wiederanlassen des Triebwerkes im Flug, Ausfall der Treibstoffpumpe). Es wurden keine Auffälligkeiten beobachtet.

Der Probetrieb mit HEFA-Biokerosingemisch im regulären Linieneinsatz mit Passagieren wurde am 15. Juli 2011 begonnen. An diesem Tag wurde die Zulassung des HEFA-Kerosins veröffentlicht und damit formal gültig. Das Ende des Probetriebs erfolgte am 27. Dezember 2011, da die vorhandene Restmenge an Biokerosingemisch eine Fortsetzung nicht mehr sinnvoll erscheinen ließ. Insgesamt wurden in diesem Zeitraum 1.187 Flüge unter operationellen Normalbedingungen durchgeführt und hierbei 1.557 Tonnen Biokerosingemisch verbraucht.

2.1 Untersuchungen während der Flugdurchführungsphase

2.1.1 Untersuchung des Lagerungsverhaltens

Flugbetriebskraftstoffe werden normalerweise innerhalb weniger Wochen nach ihrer Produktion verbraucht. In Einzelfällen kann es aber passieren, dass Kerosin als Betriebsreserve gelagert wird, so dass mehrere Monate zwischen Produktion und Verbrauch liegen. Flugbetriebskerosin muss daher auch längerfristig lagerungsfähig sein. Die Untersuchung des längerfristigen Lagerungsverhaltens war deshalb Bestandteil unserer Praxiserprobung. Dieses Lagerungsverhalten war bereits im Rahmen der ASTM-Zulassung im Labormaßstab untersucht worden, aber nie zuvor für eine Menge von Hunderten von Tonnen.

Ein besonderer Fokus lag hierbei auf einer möglichen Entmischung des Biokerosingemisches. Hintergrund ist, dass ein Biokerosingemisch ein Gemisch aus zwei Kerosinen mit unterschiedlichen Dichten ist: Dem reinen Biokerosin, dessen Dichte zwischen 730 und 770 kg/cbm liegen muss, und dem konventionellen Kerosin, dessen Dichte zwischen 775 und 840 kg/cbm liegen muss. Da keinerlei Erfahrungen mit der Lagerung einer großen Menge von Biokerosingemisch vorlagen, war nicht klar, ob die beiden Komponenten gemischt bleiben. Das Biokerosingemisch wurde daher nicht einem normalen Kerosintank gelagert, sondern in einem Mischtank, in dem es notfalls möglich gewesen wäre, ein entmischtes Produkt wieder zu mischen. Der Test auf eine mögliche Entmischung erfolgte, indem jeden

Monat Proben aus dem oberen, mittleren und unteren Teil des Tanks gezogen und deren Dichten gemessen wurden. Diese Vorsichtsmaßnahmen stellten sich jedoch als nicht erforderlich heraus: Die Dichte blieb während des gesamten Beobachtungszeitraumes an allen Stellen des Tanks kontinuierlich bei 783 kg/cbm.

Ebenfalls intensiv beobachtet wurden mikrobiologische Verunreinigungen. Ein Vorkommen derartiger Verunreinigungen in winzigen Mengen ist in Tanksystemen unvermeidbar, muss aber strikt kontrolliert werden. Bestandteil der Untersuchungen war daher, ob das Biokerosingemisch eine höhere Tendenz zu mikrobiologischen Verunreinigungen zeigen würde als konventionelles Kerosin. Zu diesem Zweck wurde alle neun Tage eine Treibstoffprobe am Flugzeug gezogen und untersucht. Darüber hinaus wurde vier Monate nach Einlagerung des Treibstoffs eine Vollanalyse auf mikrobiologische Verunreinigungen vorgenommen. Problematische Befunde wurden in keinem Fall festgestellt; die Vollanalyse zeigte mikrobiologische Verunreinigungen unterhalb oder an der Messbarkeitsgrenze.

Ebenfalls laufend überprüft wurde die Entwicklung der elektrischen Leitfähigkeit des Biokerosingemisches, da die elektrische Leitfähigkeit sehr empfindlich auf Verunreinigungen reagiert und daher ein Frühindikator für Veränderungen der Produktqualität ist. Die Überprüfung erfolgte, indem bei jeder Entnahme aus dem Hochtank eine Messung aus dem laufenden Produktstrom vorgenommen wurde. Eine rapide Abnahme der elektrischen Leitfähigkeit wäre ein Alarmzeichen gewesen. Die gemessenen Werte zeigen jedoch das normale Verhalten einer mit der Zeit und der Temperatur langsam abnehmenden elektrischen Leitfähigkeit (Abb. 2.2).

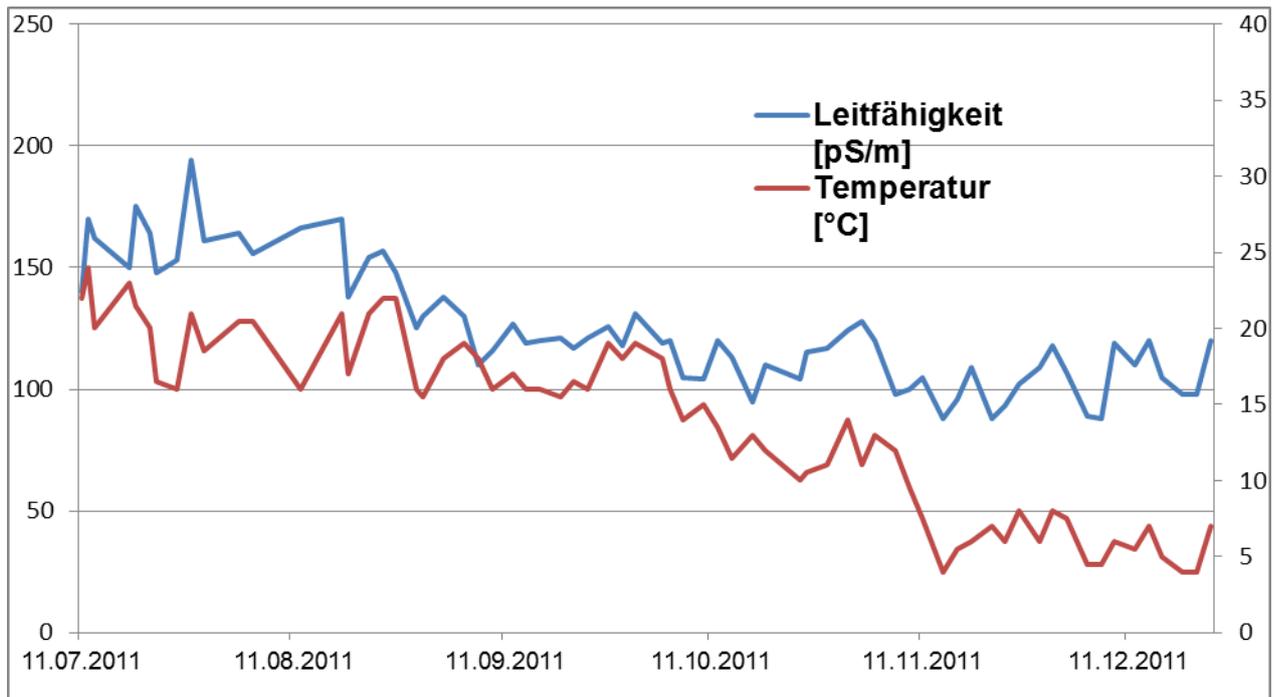


Abbildung 2.2: Entwicklung der elektrischen Leitfähigkeit des Biokerosingemisches

Die einzige ungewöhnliche Feststellung bezüglich der elektrischen Leitfähigkeit ergab sich bei Proben, die nicht aus dem laufenden Produktstrom, sondern am Tankboden entnommen worden waren. Bei diesen Proben stieg in der Endphase der Untersuchung die elektrische Leitfähigkeit an, was nicht dem normalen und im laufenden Produktstrom beobachteten Verhalten entspricht. Diese Divergenz konnte auf die Ansammlung von Eisensparten am Boden des Tanks zurückgeführt werden. Der höhere Eisengehalt an dieser Stelle erhöhte die lokale elektrische Leitfähigkeit, da Eisen ein sehr guter elektrischer Leiter ist. Eine derartige Ansammlung von Eisensparten ist aber normal, wenn man einen nicht beschichteten Misch-tank für die längerfristige Lagerung von Kerosin nutzt. Sie ist nicht spezifisch für den Einsatz von Biokerosingemisch, sondern tritt bei Verwendung von konventionellem Kerosin genauso auf.

Ansonsten wurden keine außergewöhnlichen Befunde bezüglich des Lagerungsverhaltens festgestellt

2.1.2 Flugbetriebliche Untersuchung

Während der ab dem 15. Juli durchgeführten Flüge unter operationellen Normalbedingungen erfolgte eine laufende Überprüfung des Triebwerkszustandes anhand der Engine Condition Monitoring-Meldungen. Diese Meldungen werden vom Flugzeug ohnehin automatisch abgesetzt, ihre Frequenz wurde aber für die Erprobungsflüge heraufgesetzt. Die Auswertung

dieser Meldungen erfolgte durch MTU mittels einer dort verfügbaren Spezialsoftware als Abweichung der Istwerte von einem modellmäßig erwarteten Wert.

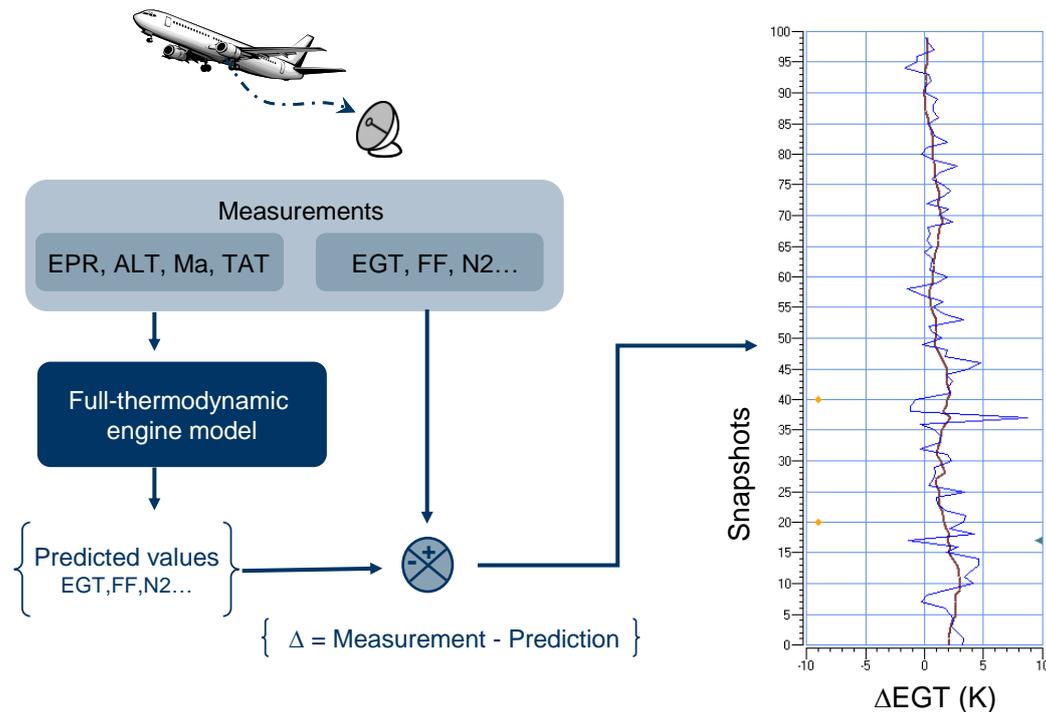


Abbildung 2.3: Aufbau des laufenden Überprüfung durch Engine Condition Monitoring

Ausgewertet wurden die Parameter

- EGT (exhaust gas temperature)
- N2 (High pressure spool speed)
- Fuel Flow (Kraftstoff-Durchflußrate)
- VSV (variable stator vanes) actuator position

jeweils getrennt für getrennt für Start- und Reiseflug.

Die Analyse erfolgte, indem die errechneten Abweichungen vom modellierten Wert für das mit Biokerosingemisch betriebene Triebwerk mit denen des mit konventionellem Kerosin betriebenen Triebwerks verglichen wurden (in Abbildung 2.4 beispielhaft dargestellt anhand der Gasaustrittstemperatur im Reiseflug).

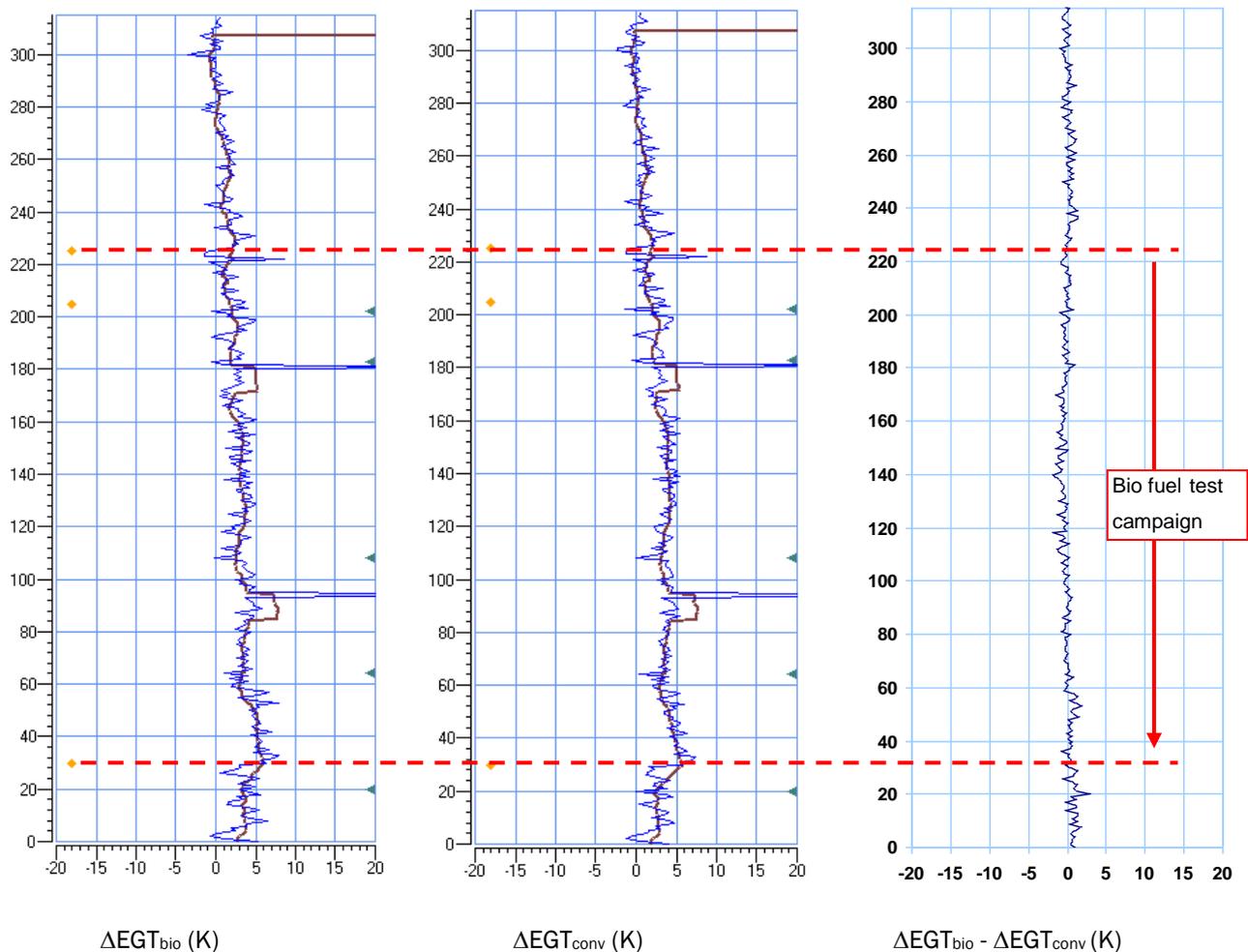


Abbildung 2.4: Vergleich der Gasaustrittstemperatur im Reiseflug an den beiden Triebwerken

Bei EGT, N2 und VSV actuator position wurden keine Auffälligkeiten festgestellt. Einzelne größere Abweichungen vom modellierten Wert traten bei beiden Triebwerken gleichzeitig auf und sind daher auf Unvollkommenheiten in der Modellkalibrierung zurückzuführen. Der Unterschied zwischen den beiden Triebwerken ist gering und weist keinen signifikanten Trend auf.

Die Kraftstoff-Durchflußrate ist bei dem mit dem Biokerosingemisch betriebenen Triebwerk um etwa 1% niedriger als bei dem mit konventionellem Kraftstoff betriebenen Triebwerk (Abbildung 2.5).

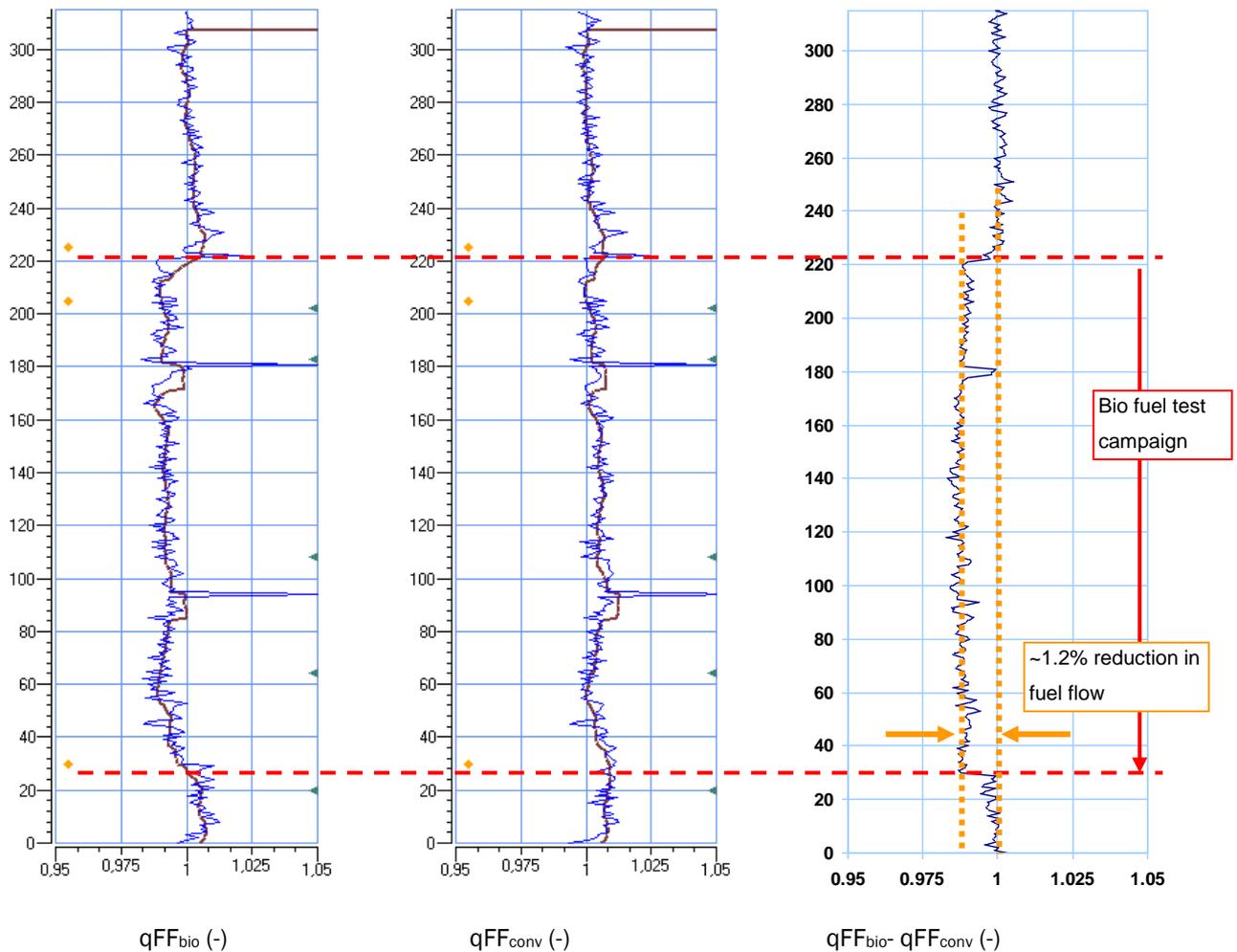


Abbildung 2.5 : Vergleich der Kraftstoff-Durchflussraten an den beiden Triebwerken

Diese Differenz ist darauf zurückzuführen, dass die Energiedichte des Biokerosingemischs (in MJ/kg) im Durchschnitt etwa 1% oberhalb der des konventionellen Kerosins lag. Von dieser Differenz abgesehen wurden keine Auffälligkeiten festgestellt.

Darüber hinaus erfolgte während des Versuches eine laufende Beobachtung des Verhaltens von Triebwerken und Flugzeug durch Besatzungen und Lufthansa Technik. Auch hierbei wurden keine Auffälligkeiten festgestellt.

Insgesamt kann daher gesagt werden, dass sich durch die Verwendung des Biokerosins keine flugbetrieblichen Beeinträchtigungen ergaben.

2.2 Untersuchungen am Flugzeug nach Abschluss der Erprobungsflüge

2.2.1 Boroskopische Untersuchung des Triebwerks

Die beiden Triebwerke des A321 wurden im Zusammenhang mit der Biokerosin-Erprobung insgesamt dreimal boroskopiert:

- 14. Juli 2011 (vor Beginn der Erprobungsflüge)
- 20 Oktober 2011 (als Zwischenuntersuchung)
- 30. Dezember 2011 (nach Abschluss der Erprobungsflüge).

Untersucht wurden Brennkammern sowie Triebwerksschaufeln, Turbinenleitschaufeln und die Wandung der beiden Stufen der Hochdruckturbinen, jeweils für jedes der beiden Triebwerke. Die Untersuchungen ergaben keine Auffälligkeiten und keine erkennbaren Unterschiede zwischen dem mit Biokerosingemisch und dem mit konventionellen Kerosin betriebenen Triebwerk.

Abbildung 2.6: Boroskopbefund Brennkammern

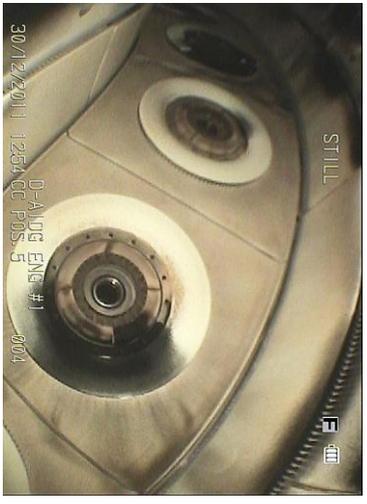
	Juli 2011	Oktober 2011	Dezember 2011
Engine 1 (V15793), kerosene			
Engine 2 (V15792), biofuel			

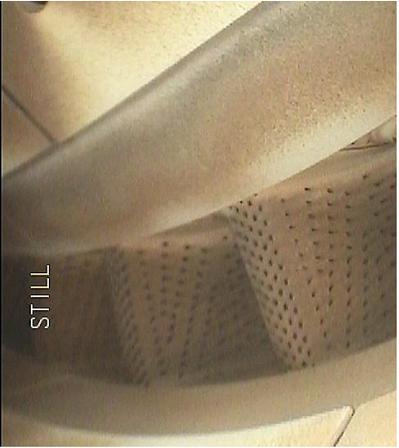
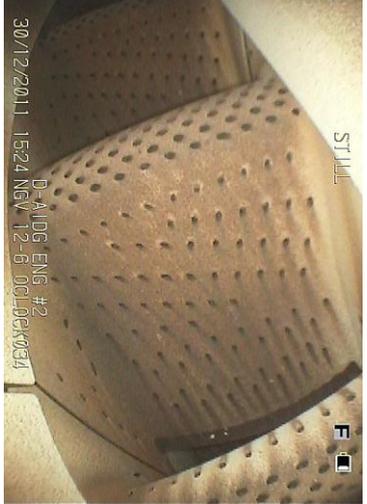
Abbildung 2.7: Boroskopbefund Triebwerksschaufeln Hochdruckturbine

	Juli 2011	Oktober 2011	Dezember 2011
Engine 1 (V15793), kerosene			
Engine 2 (V15792), biofuel			

Abbildung 2.8: Boroskopbefund Wandung Hochdruckturbinen

	Juli 2011	Oktober 2011	Dezember 2011
Engine 1 (V15793), kerosene			
Engine 2 (V15792), biofuel			

Abbildung 2.9: Boroskopbefund Triebwerksleitschaufeln Hochdruckturbine

	Juli 2011	Oktober 2011	Dezember 2011
Engine 1 (VI5793), kerosene			
Engine 2 (VI5792), biofuel			

2.2.2 Inspektion der Flugzeugtanks

Die Tanks des A321 wurden nach Abschluss der Erprobungsflüge mehrere Tage entlüftet, um eine Inspektion durch Mechaniker zu ermöglichen. Die Inspektion zeigte keine Auffälligkeiten; beide Tanks waren in durchgängig gutem Zustand. Das Biokerosingemisch hatte während der Erprobungsphase keine Auswirkungen auf Tankoberflächen oder Dichtungen.

2.2.3 Detailanalyse treibstoffführender Teile

Wesentliche treibstoffführende Teile des A321 wurden nach den Erprobungsflügen ausgetauscht. An diesen Teilen wurde anschließend eine Detailanalyse durchgeführt. Nicht ausgebaut wurden die Kraftstoffleitungen, da dies unverhältnismäßig aufwändig gewesen wäre. Ebenfalls nicht ausgetauscht wurden die Stellglieder der Ventile zur Kühlluftversorgung, da für diese keine Ersatzteile verfügbar waren.

Die ausgebauten Geräte wurden einer Funktionsprüfung unterzogen und anschließend zerlegt. Alle Bauteile funktionierten normal und lagen innerhalb der vom Hersteller vorgegebenen Spezifikationen. Außergewöhnlicher Verschleiß wurde in keinem Fall festgestellt.

Festgestellt wurden jedoch zwei Sachverhalte, in denen sich die mit Biokerosingemisch betriebenen Bauteile auffällig von den mit konventionellem Kerosin betriebenen Teilen unterschieden:

- Bei allen mit Biokerosingemisch betriebenen Teilen wurde eine leichte Gelbverfärbung festgestellt (in Abbildung 2.10 am Beispiel des Wärmetauschers dargestellt). Bei den mit konventionellem Kerosin betriebenen Teilen trat keine entsprechende Verfärbung auf. Die auffälligste Ansammlung gelben Materials fand sich hierbei in den Treibstofffiltern auf der mit Biokerosin betriebenen Seite. Die Verfärbung hatte keine Auswirkungen auf die Funktion der Bauteile und ließ sich bei der anschließenden Reinigung der Teile ganz überwiegend entfernen. Sie ist daher aus flugbetrieblicher Sicht als unbedenklich zu werten. Ungeachtet dessen war es aber aufgrund des Erprobungscharakters der Flüge erforderlich, der Ursache der Verfärbung nachzugehen.

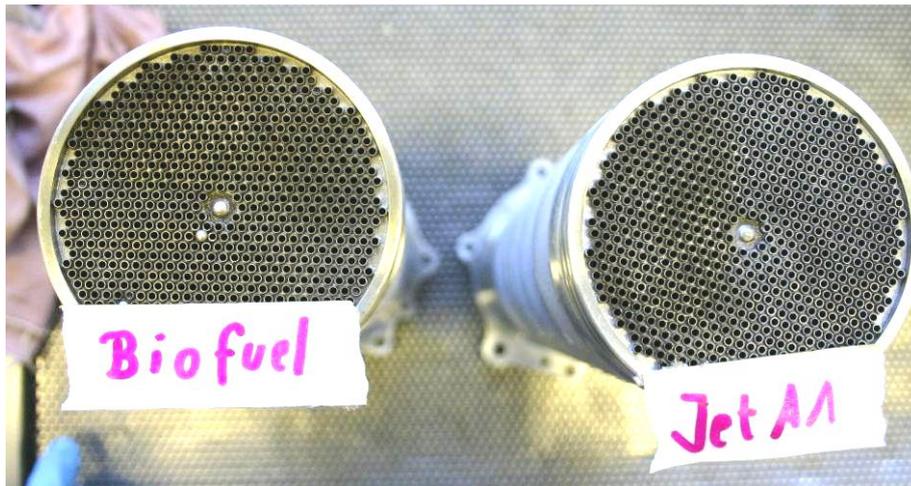


Abbildung 2.10: Gelbverfärbung am mit Biokerosingemisch betriebenen Wärmetauscher

Eine EDX-Ray-Analyse (Energy Dispersive X-Ray) des in den Treibstofffiltern gefundenen Materials ergab, dass es sich bei dem Material auf der Biokerosinseite überwiegend um Schwefel handelt. (Abbildung 2.11). Die Filter auf der mit konventionellem Kerosin betriebenen Seite hingegen weisen nur kleine Mengen Schwefel auf (Abbildung 2.12).

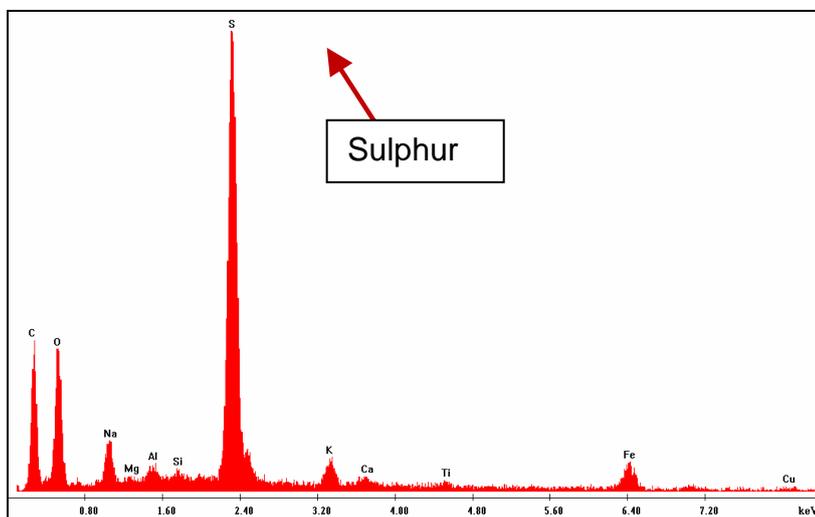


Abbildung 2.11: EDX - Analysis of Fuel Filter contamination (biosynthetic kerosene)

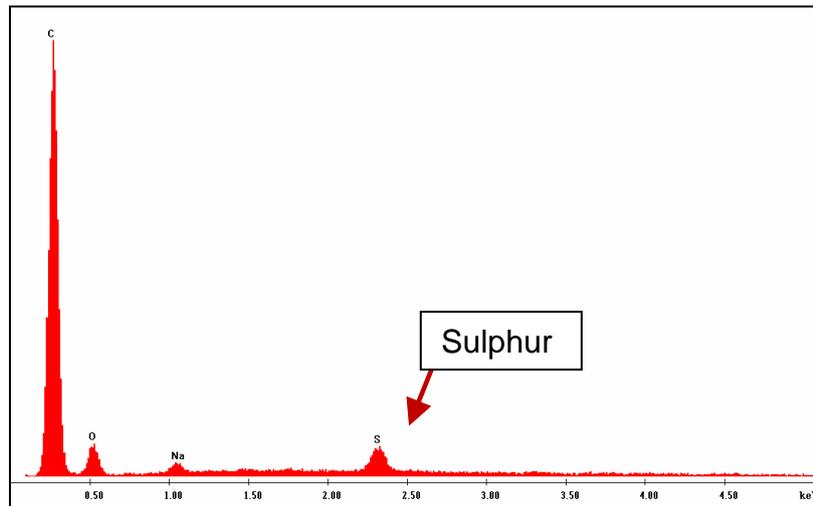


Abbildung 2.12: EDX - Analysis of Fuel Filter contamination (conventional kerosene)

Es ist daher davon auszugehen, dass der Unterschied in der Gelbverfärbung darauf zurückzuführen ist, dass das in Hamburg routinemäßig vertankte Kerosin außergewöhnlich schwefelarm ist, während das zum Mischen verwendete konventionelle Kerosin einen überdurchschnittlich hohen Schwefelanteil hatte. Dieser Sachverhalt ist in Kapitel 3 „Emissionsmessungen“ näher ausgeführt. Die festgestellte Gelbverfärbung ist somit nicht kausal auf das Biokerosin, sondern auf Unterschiede des konventionellen Kerosins zurückzuführen.

- Der Impeller der mit Biokerosingemisch betriebenen Treibstoffpumpe wies deutlich weniger Kavitationen auf als sein mit konventionellem Kerosin betriebenes Pendant; insbesondere war es bei dem Betrieb mit Biokerosingemisch noch zu keinem Micropitting gekommen. Beide Impeller waren noch in einem sehr guten Zustand, da das Treibwerk erst etwa 2.000 Betriebsstunden hinter sich hatte, was etwa einem Zehntel der normalen Nutzungsdauer eines Impellers entspricht. Dennoch ist der Unterschied zwischen den beiden Impellern augenfällig (Abb. 2.13 und 2.14).



Abbildung 2.13: Impeller auf der mit konventionellem Kerosin betriebenen Seite:
Deutliches Micropitting

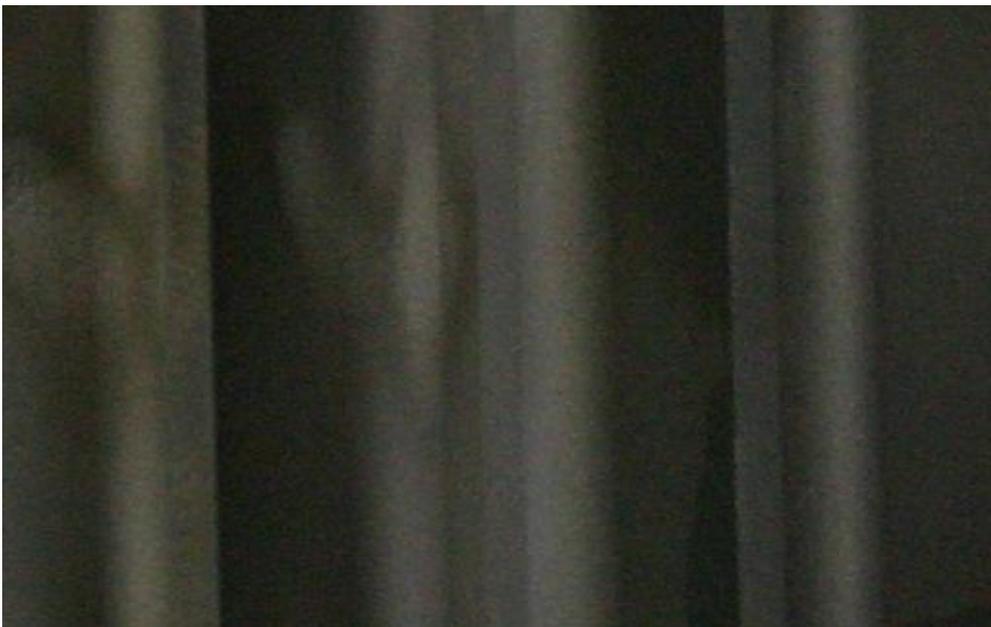


Abbildung 2.14: Impeller auf der mit Biokerosingemisch betriebenen Seite:
Kein Micropitting

Da Kavitationen auf die Bildung und das anschließende Implodieren kleinster Gasbläschen im Treibstoff zurückzuführen sind, wurden die Siedekurven des konventionellen Kerosins und des Biokerosingemisches analysiert und miteinander verglichen.

Es zeigte sich, dass die Siedekurve des konventionellen Kerosins im Hochtemperaturbereich deutlich unterhalb der des Biokerosingemisches liegt (Abb. 2.15). Das konventionelle Kerosin wird mithin eher Gasbläschen bilden als das Biokerosingemisch.

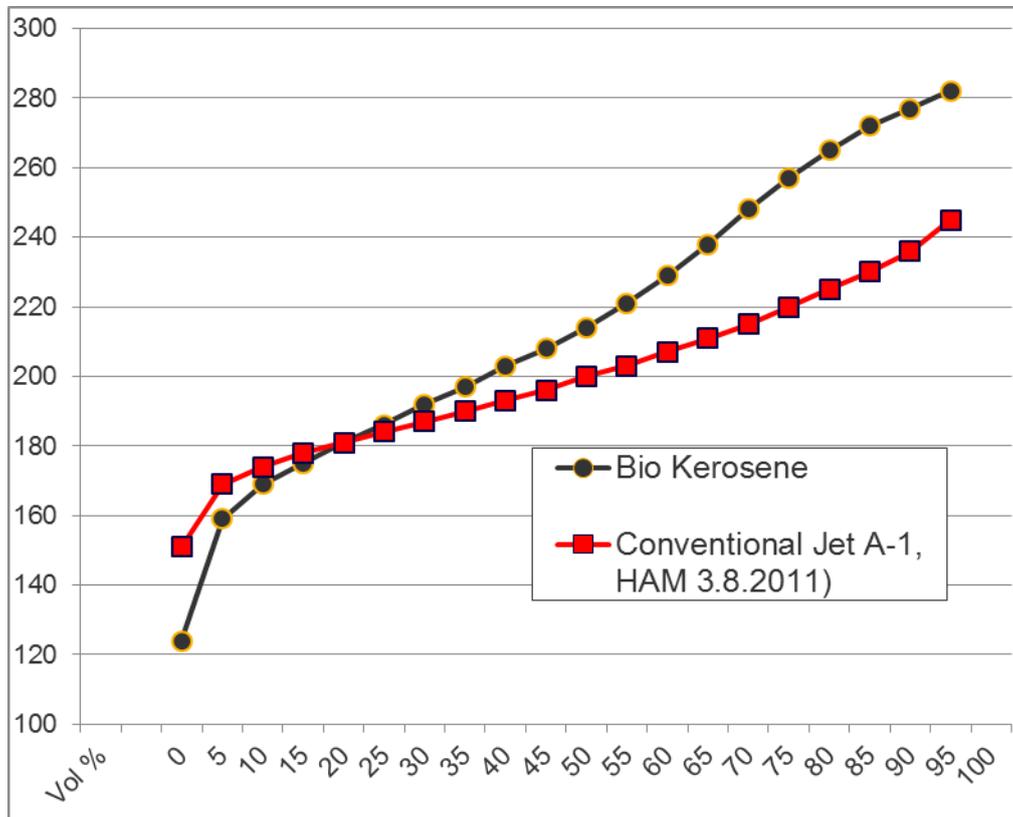


Abbildung 2.15: Vergleich Siedekurven

Dies passt zu dem beobachteten Sachverhalt, so dass davon auszugehen ist, dass der beobachtete Unterschied in den Kavitation kausal auf das Biokerosingemisch zurückzuführen ist. Aus flugbetrieblicher Situation ist es dies jedoch unkritisch, da es sich hier um eine Reduzierung des Verschleißes gegenüber dem Betrieb mit konventionellem Kerosin handelt, und somit um einen eher wünschenswerten Sachverhalt.

Noch durch weitere Untersuchungen zu klären war allerdings, ob sich die Beobachtung generalisieren lässt oder ob dies nur zufällig speziell für die betrachteten Chargen von konventionellem Kerosin und Biokerosingemisch gilt.

Zu diesem Zweck wurde auf die Einlieferungszertifikate der über einen Zwölfmonatszeitraum in Deutschland erfolgten Kerosinlieferungen zurückgegriffen. Diese Zertifikate wurden ursprünglich zwecks Untersuchung der emissions- und mischungsrelevanten Eigenschaften des konventionellen Kerosins erhoben und sind in

dem Abschnitt „Emissionsverhalten“ näher beschrieben. Die Zertifikate enthalten zwar keine Angaben über die komplette Siedekurve, wohl aber Werte für

- Anfangssiedepunkt
- Temperatur bei 10% Siedeanteil
- Temperatur bei 50% Siedeanteil
- Temperatur bei 90% Siedeanteil
- Endsiedepunkt

Mit Hilfe dieser Daten lässt sich ein guter Eindruck gewinnen, ob das beobachtete Verhältnis zwischen den Siedekurven von Biokerosingemisch und konventionellem Kerosin typisch ist, oder ob es sich um eine zufällige Konstellation handelt. Die bisher vorgenommenen Auswertungen beziehen sich auf den unbereinigten Satz von 2.400 Beobachtungen an den einzelnen Flughäfen, da die Bereinigung um die rund 400 Doppelzählungen aufgrund von Belieferungen mehrerer Flughäfen mit Produkt aus dem gleichen Batch noch aussteht. Es ist aber nicht davon auszugehen, dass sich das Ergebnis hierdurch signifikant ändert.

Die Analyse zeigte, dass die Abweichungen nicht zufällig auf die besonderen Eigenschaften des Hamburger Biokerosins zurückzuführen ist. Der Siedeverlauf des Biokerosingemisches weicht vielmehr an den vergleichbaren Punkten markant vom Verlauf der Siedekurven fast aller Lieferungen konventionellen Kerosins ab. Abbildung 2.16 vergleicht die Siedekurve des Biokerosingemisches mit dem 5- und dem 95-Perzentil der (in ansteigender Reihenfolge geordneten) Werte für konventionelles Kerosin. Es ist augenfällig, dass die Siedekurve des Biokerosingemisches beim Anfangssiedepunkt deutlich unterhalb der typischen Werte für konventionelles Kerosin verläuft, bei einem Siedeanteil von 50% und mehr jedoch deutlich höhere Werte aufweist.

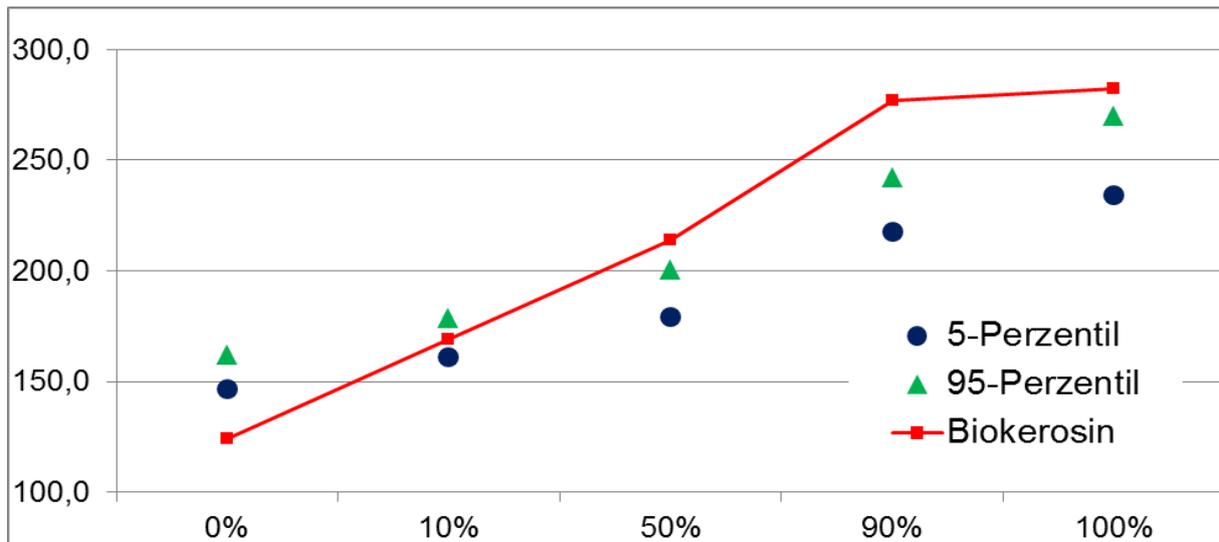


Abbildung 2.16: Vergleich der Siedekurve des Biokerosingemisches mit dem 5- und dem 95-Perzentil der Siedekurven des konventionellen Kerosins

Im Einzelnen liegen:

- beim Anfangssiedepunkt 100% aller Werte des konventionellen Kerosins oberhalb dem des Biokerosingemisches
- bei 10% Siedeanteil rund 57% aller Werte des konventionellen Kerosins unterhalb dem des Biokerosingemisches, rund 7% auf gleichem Niveau und rund 37% oberhalb dem des Biokerosingemisches
- bei 50% Siedeanteil 100% aller Werte des konventionellen Kerosins unterhalb dem des Biokerosingemisches
- bei 90% Siedeanteil 100% aller Werte des konventionellen Kerosins unterhalb dem des Biokerosingemisches
- beim Endsiedepunkt 99,8% aller Werte des konventionellen Kerosins unterhalb und 0,2% oberhalb dem des Biokerosingemisches.

Ein interessantes weiteres Ergebnis ergab sich bei Berechnung der Temperaturdifferenzen zwischen 50% und 10% Siedeanteil sowie zwischen 90% und 10% Siedeanteil. Für ein Biokerosingemisch schreibt ASTM 7566 Mindestwerte für diese Temperaturdifferenzen vor, und zwar von 15° für die Temperaturdifferenz zwischen 50% und 10% Siedeanteil und von 40° für die Temperaturdifferenz zwischen 90% und 10% Siedeanteil.¹⁸ Für konventionelles Kerosin gelten diese Vorgaben nicht, so dass die

¹⁸ ASTM 7566, Tabelle 1, Part 2 – Extended Requirements

Temperaturdifferenzen bei konventionellem Kerosin auch darunter liegen können. Bei den untersuchten Einlieferungszertifikaten war dies

- im Falle der Temperaturdifferenz zwischen 50% und 10% Siedeanteil bei 99 von 2.451 Beobachtungen (4 %)
- im Falle der Temperaturdifferenz zwischen 50% und 10% Siedeanteil bei 8 von 2.451 Beobachtungen (0,3 %)

der Fall. Dies deutet darauf hin, dass die ASTM-Werte eher konservativ gewählt wurden. Für das praktische Mischen mit Biokerosin dürfte dies jedoch zumindest im Falle des in burnFAIR verwendeten HEFA-Kerosins keine wesentlichen Einschränkungen bedeuten, da das Biokerosin wie gezeigt eine deutlich steilere Kurve aufweist als konventionelles Kerosin. Dies mag sich im Falle anderer synthetischer Kerosine (z.B. FT-Kerosin) anders darstellen.

2.3 Untersuchung der Lärmemissionen

Neben der in Kapitel 3 dargestellten Untersuchung der Abgasemissionen wurde im Rahmen von BurnFAIR auch eine Untersuchung der Lärmemissionen vorgenommen. Das Ziel dieser Analyse war, etwaige Unterschiede in den Lärmemissionen der Biokerosinflüge zu Flügen mit konventionellem Kerosin zu finden. Die Untersuchung erfolgte in Zusammenarbeit mit dem BurnFAIR-Partner Flughafen Hamburg GmbH unter Verwendung der Messdaten von dessen Fluglärm-System (Abb. 2.17).

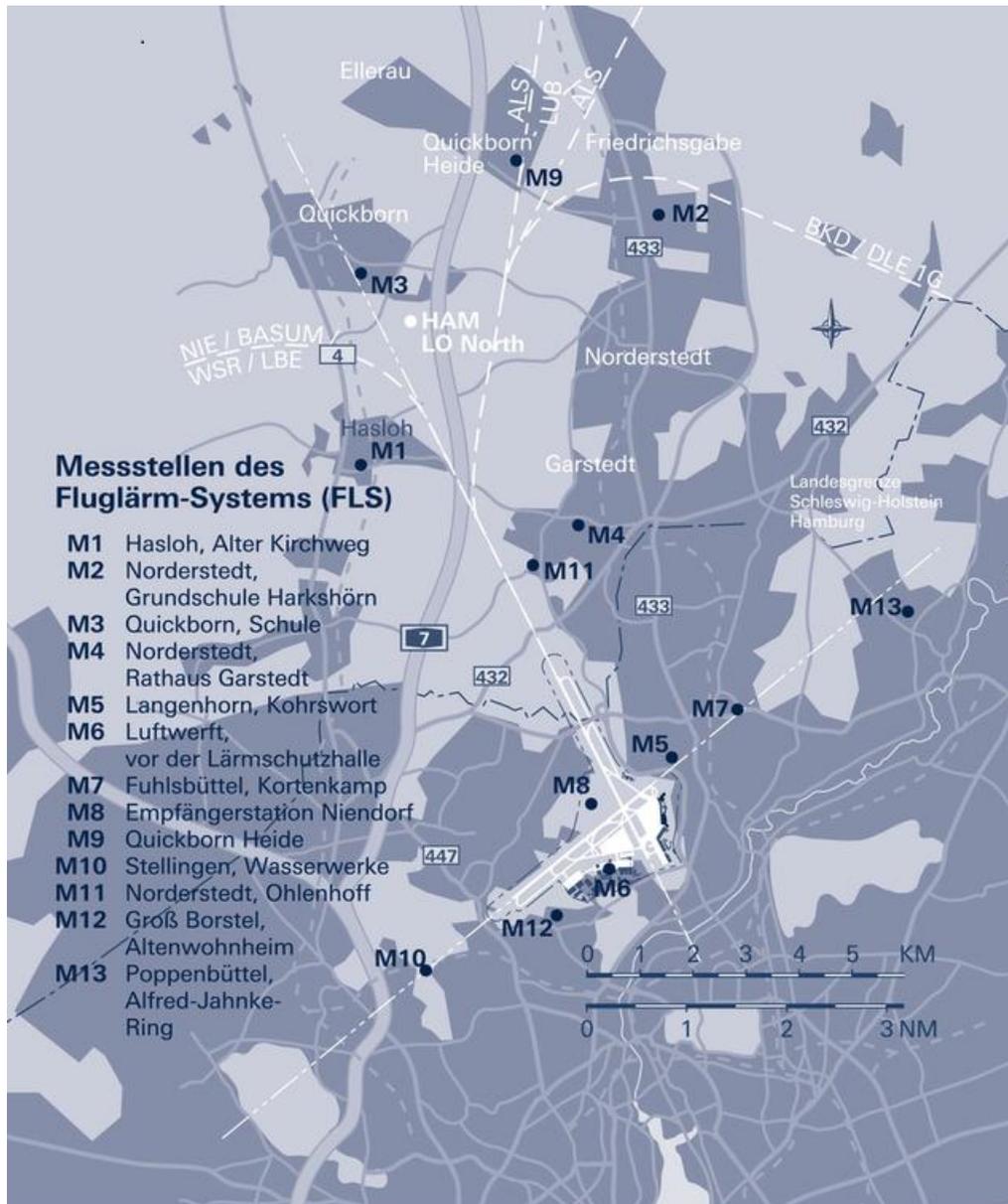


Abbildung 2.17: Messstellen des Lärmemissions-Messsystems des Hamburger Flughafens

Ausgewertet wurden die Werte an den Messpunkten M7, M10 und M11. Insgesamt standen von allen drei zur Analyse verwendeten Messpunkte 590 Messwerte jeweils für Starts und Landungen des Erprobungsflugzeugs zur Verfügung.

Zum Vergleich wurde eine Referenzgruppe aus vergleichbaren Airbus A321-200 der Lufthansa gewählt. Das älteste Flugzeug dieser Gruppe wurde etwa 10 Monate vor dem Erprobungsflugzeug an die Lufthansa ausgeliefert, so dass es sich wie bei der D-AIDG um

neueste Flugzeuge handelte. Aus der Referenzgruppe wurden 509 Starts und 441 Landungen am Flughafen Hamburg im Zeitraum der Flugerprobung ausgewertet.

Bei den Messwerten für die Landungen zeigte sich an keinem der Messpunkte ein signifikanter Unterschied zwischen der D-AIDG und der Referenzgruppe. Die Häufigkeitsverteilungen der Messwerte (Abb. 2.18; auf der y-Achse sind die relativen Häufigkeiten, auf der x-Achse die Messwerte in dB aufgetragen) weisen zwar vereinzelt Ausreißer auf, aber insgesamt sind die Unterschiede vernachlässigbar gering. Zieht man Einflüsse wie variierende Auslastung oder auch wechselnde Wetterverhältnisse als Ursache für die Ausreißerwerte in Betracht, so dürfte bei der Landung der Einsatz des Biokerosins keinen Einfluss auf die Lärmemissionen des Erprobungsflugzeugs gehabt haben.

Beim Vergleich der durchschnittlichen Messwerte für den Start zeigte sich hingegen ein Unterschied zwischen der D-AIDG und der Referenzgruppe. Das Erprobungsflugzeug wies in allen Startrichtungen geringfügig lautere Werte auf. Auf der Startbahn 33 war dieser Unterschied statistisch hochsignifikant; die Auswertung der Startbahnen 05 und 23 ergab keinen statistisch signifikanten Unterschied, wobei aber der Stichprobenumfang von Startbahn 05 gemessen an dem für Startbahn 33 äußerst gering ist. Der Unterschied der Messwerte spiegelt sich auch in den Häufigkeitsverteilungen für den Start (vgl. Abb. 2.18, rechte Spalte) wieder, insbesondere der Unterschied bei Startbahn 33 (roter Rahmen) ist augenfällig.

Dieses Ergebnis war überraschend, da das Biokerosingemisch wie in Abschnitt 2.1.2 dargelegt keine Auswirkungen auf das Laufverhalten des Triebwerkes hat und daher grundsätzlich davon auszugehen war, dass der Einsatz des Biokerosins die Lärmemissionen nicht beeinflussen würde. Darüber hinaus wäre bei einer kausalen Verursachung durch das Biokerosingemisch zu erwarten gewesen, dass das Phänomen auch im Landeanflug zu beobachten gewesen wäre, was aber eben nicht der Fall war.

Durch eine nähere Untersuchung konnte die Ursache für die unterschiedlichen Lärmemissionen gefunden werden. Ein Vergleich der Startgewichte von Erprobungsflugzeug und Referenzgruppe zeigte, dass das Erprobungsflugzeug zum Startzeitpunkt durchschnittlich 2,9 t mehr Treibstoff geladen hatte als die Referenzgruppe. Im Erprobungszeitraum wurden durchschnittlich etwa 2,3 t Kerosin für die Flugstrecke von Hamburg nach Frankfurt veranschlagt. Somit kann mit hoher Sicherheit davon ausgegangen werden, dass die zusätzliche Treibstoffmenge für den Rückflug nach Hamburg die Ursache für das deutlich erhöhte Startgewicht war. Das Erprobungsflugzeug führte diese zusätzliche

Treibstoffmenge mit sich, da wie eingangs dargelegt die Betankungen während der Biokerosinerprobung nur in Hamburg erfolgten. Aufgrund des durch den Zusatztreibstoff an Bord erhöhten Startgewichts wurde für den Start eine höhere Startleistung als bei der Referenzgruppe benötigt, was dann zu den erhöhten Lärmemissionen des Erprobungsflugzeugs führte.

Die beim Start gemessenen höheren Lärmemissionen sind somit das Resultat des BurnFAIR-Versuchsaufbaus und damit als Testpathologie einzustufen. Anzeichen für einen direkten kausalen Zusammenhang zwischen der Verwendung von Biokerosin und den Lärmemissionen wurden nicht gefunden.

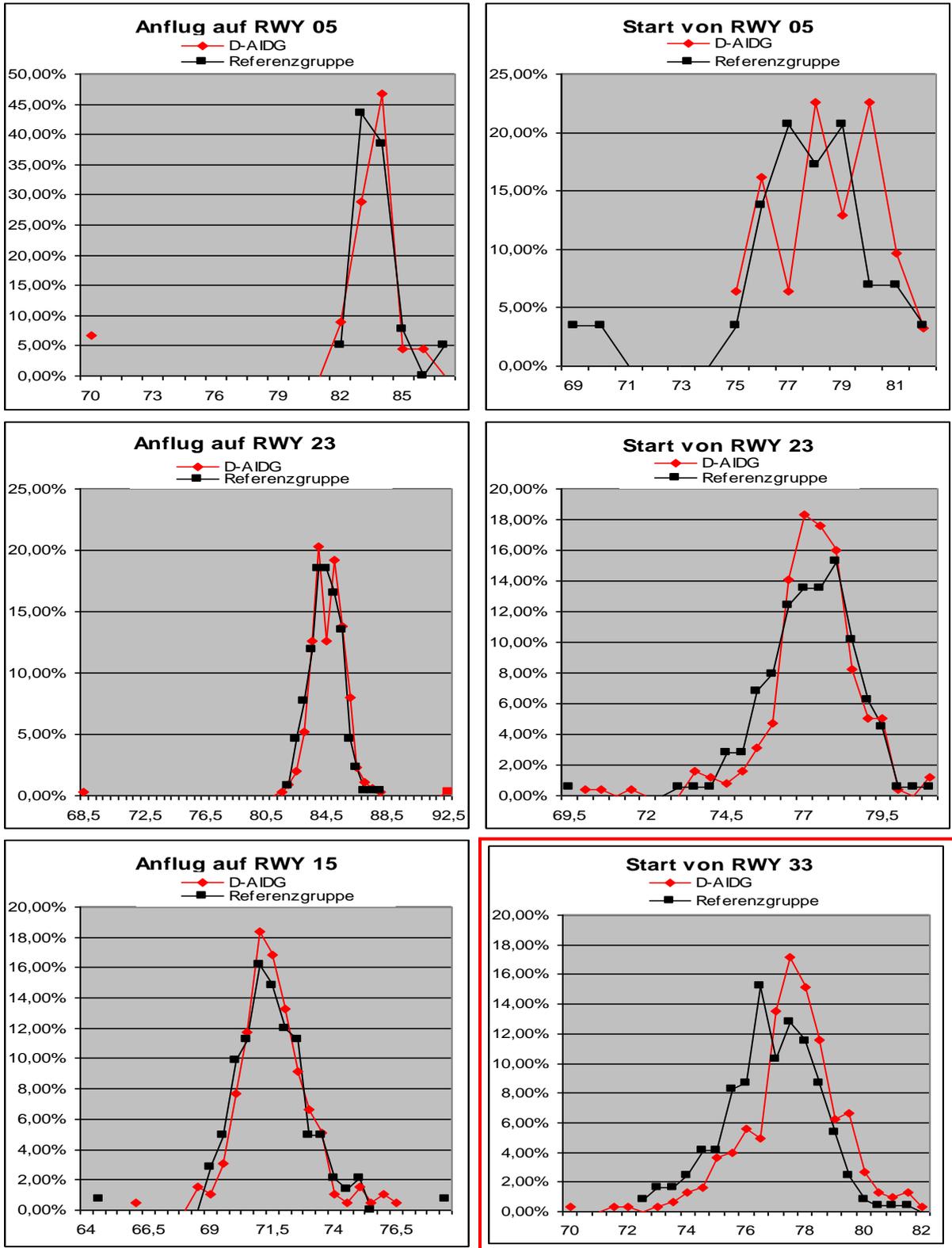


Abbildung 2.18: Häufigkeitsverteilung der Lärmemissionen nach Start- und Landebahn und -richtung

2.4 Untersuchung der Treibstofffilter des Tankwagens

Die Betankungen mit Biokerosingemisch erfolgten durch einen ausschließlich für diese Aufgabe eingesetzten Tankwagen. Als Bestandteil der Praxiserprobung wurden die Treibstofffilter dieses Fahrzeugs vor Aufnahme der Betankungen von Biokerosingemisch gegen neue ausgetauscht. Nach Abschluss der Praxiserprobung wurden diese Filterelemente zur Untersuchung an den Hersteller gesandt. Bei dieser Untersuchung ergab sich überraschenderweise, dass die Filter teilweise hydrophob geworden waren.

Bei den untersuchten Filtern handelt es sich um sogenannte Monitorelemente. Über das normale Zurückhalten von Verunreinigungen hinaus besteht eine der Aufgaben dieser Filter darin, möglicherweise im Kerosin vorhandene Wassermengen aufzusaugen. Handelt es sich um größere Wassermengen, schwillt der Filter an und blockiert so die weitere Betankung. Auf diese Art und Weise wird vermieden, dass eventuell im Tankfahrzeug vorhandene Wassermengen in das Flugzeug gelangen, wo sie einen Nährboden für mikrobiellen Befall darstellen könnten. Das Auftreten derartiger Wassermengen im Kerosin ist zwar sehr selten, kann aber in Einzelfall passieren, z.B. falls sich in der Logistikkette ein Pipelinesystem befindet, bei dem zu einem früheren Zeitpunkt ein Dichtigkeitstest mit Wasser durchgeführt wurde. Die Wasserabscheidefähigkeit des Filters ist daher ein relevantes Element für die Sicherstellung der flugbetrieblichen Sicherheit.

Die beim Hersteller durchgeführten Tests des Filterelements zeigten, dass die Wasserabscheidefähigkeit des Gesamtelements noch innerhalb der Spezifikation lag, wenngleich auch nur noch relativ knapp. Dieses Filterelement besteht aus zwei Komponenten, einem grobkörnigen und einem feinkörnigen Filter. Die anschließende Detailuntersuchung der einzelnen Filter zeigte, dass der grobkörnige Filter noch spezifikationskonform funktionierte, der feinkörnige Filter aber hydrophobes Verhalten aufwies. Auf diesen Filter aufgebracht Wasser blieb als Flüssigkeit an der Oberfläche des Filters (siehe Abb. 2.19). Normales Verhalten wäre eine fast sofortige Aufnahme des Wassers mit Anschwellen des Filters.

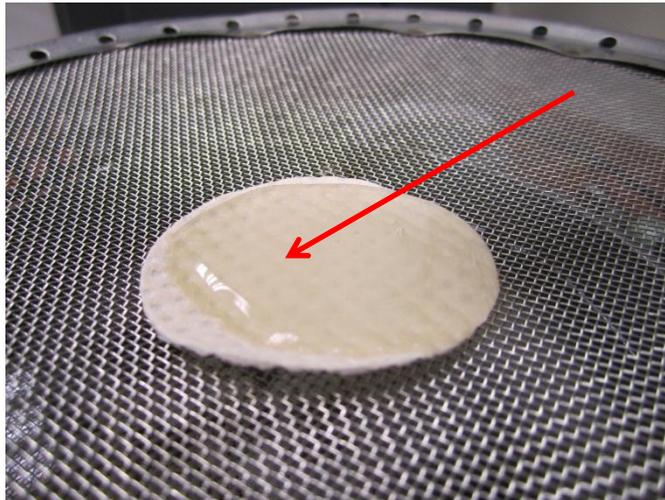


Abbildung 2.19: Hydrophobes Verhalten: Wasser bleibt an Oberfläche des Filters

Zur Untersuchung des beobachteten Sachverhalts wurden folgende Schritte vorgenommen:

- Verifikation der Beobachtung durch Wiederholung in einem zweiten Labor
- Elektronenmikroskopische Untersuchung des Filters
- Gas- und Flüssigkeitschromatische Untersuchung des Filters
- Vergleichende Untersuchung eines Filters nach Durchsatz von 2.300 cbm konventionellen Kerosins
- Simulation eines Filtereinsatzes bei Betankung mit Biokerosin durch Neste Oil
- Wiederholung der Simulation unter Einsatz von konventionellem Kerosin

Die Aktivitäten wurden in enger Zusammenarbeit mit dem Wehrwirtschaftlichen Institut für Werk- und Betriebsstoffe (WIWeB) durchgeführt, bei dem ein großer Teil der Untersuchungen erfolgte. Ebenfalls eng in die Untersuchungen eingebunden waren Neste Oil und der Hersteller des Filters. Während eines Teils der Untersuchungen wurde darüber hinaus die Fa. Innospec als Hersteller des verwendeten Antistatikadditivs eingebunden, da vorübergehend ein Zusammenhang zwischen diesem Additiv und der Hydrophobie vermutet wurde. Diese Vermutung wurde allerdings später wieder fallen gelassen.

Die erzielten Ergebnisse wurden im Mai 2013 mit einer extra hierfür von der ASTM einberufenen Task Force erörtert. Ungeachtet aller dieser Aktivitäten war es jedoch nicht möglich, die Ursache der Hydrophobie festzustellen.

Wesentliche Gründe für die Probleme bei der Ursachenfindung sind:

- Es lag nur wenig analysefähiges Material vor, da anfänglich nicht mit Auffälligkeiten gerechnet wurde und daher das nicht für die ursprüngliche Untersuchung benötigte

Material überwiegend vom Labor entsprechend seinem üblichem Vorgehen entsorgt wurde.

- Das wenige noch vorhandene Material wurde in seinen Eigenschaften verändert, da es der Luft ausgesetzt und trocken gelagert wurde.
- Es existiert kein standardmäßiger Test auf Hydrophobie bei Filterwasserabscheidermaterial, da diese nur selten vorkommt. Der vom Labor vorgenommene Test ist ein Funktionstest der Filterelemente, der hauptsächlich auf das Auswaschen von SAP-Material abstellt.

Für die Untersuchungen wurde ein ad hoc vom Wehrwissenschaftlichen Institut für Werk- und Betriebsstoffe entwickelter Test verwendet. Dieser Test identifiziert Hydrophobie, kann aber nicht zwischen kritischen und unkritischen Werten unterscheiden, da keine Grenzwerte bekannt sind. Wie sich in der Untersuchung zeigte, ist auch normales konventionelles Kerosin teilweise leicht hydrophob, ohne dass dies zu einer Deaktivierung von Filterwasserabscheidern führen würde.

Im Ergebnis war es daher nicht möglich, im Rahmen von burnFAIR die Ursache für die Deaktivierung festzustellen. In Abstimmung mit der ASTM Taskforce hat sich daher Lufthansa an die Projektleitung der EU-Projektes ITAKA gewandt, da ITAKA die Produktion eines weiteren Batches von Neste Oil-Biokerosin vorsieht. In diesem Projekt liegt zwar der Fokus auf der Produktion der Biomasse (Anbau von Leindotter), es ist aber auch die Durchführung einer Reihe von Flügen geplant. Lufthansa hat erbeten, das Biokerosin sowohl vor als auch nach dem Mischen mit konventionellem Kerosin durch Filterwasserabscheider zu pumpen und die Filterwasserabscheider anschließend zu untersuchen. Wenn auch diese Filterwasserabscheider deaktiviert werden, ist davon auszugehen, dass die Ursache tatsächlich im Biokerosin zu suchen ist. Für die detaillierte Fehleruntersuchung wird dann voraussichtlich hinreichend Material zur Verfügung stehen, da Lufthansa gebeten hat, das für die Funktionstest nicht benötigte Material sachgerecht zu lagern, bis das Ergebnis der Funktionstests bekannt ist.

Kapitel 3: Triebwerksemissionen

Die CO₂-Emissionen sind zwar die mit Abstand mengenmäßig bedeutendsten Emissionen des Flugbetriebs, zusätzlich kommt es aber auch zu einer Reihe weiterer Emissionen. Darüber hinaus erfolgen diese Emissionen zu einem großen Teil in den höheren Schichten der Atmosphäre und damit in einem sensiblen Bereich, so dass von einigen Wissenschaftlern mittlerweile signifikante klimatische Effekte der Non-CO₂-Emissionen des Luftverkehrs geltend gemacht werden.¹⁹

Es ist unstrittig, dass Biokerosin bei nachhaltigem Anbau der Biomasse zu einer Nettoerduzierung der CO₂-Emissionen führen kann. Zu den Auswirkungen des Biokerosins auf andere Emissionen lassen sich jedoch ex ante keine Aussagen machen. Für den Einsatz von Biodiesel im Straßenverkehr existiert eine Reihe von Untersuchungen, die zum Ergebnis kommen, dass die sonstigen Emissionen durch den Biokraftstoff reduziert werden²⁰; dieses Ergebnis lässt sich aber aufgrund der Unterschiede zwischen Flugzeugturbinen und Automotoren nicht automatisch auf Biokerosin übertragen. Zwecks Gewinnung eines Gesamtbildes der Umweltauswirkungen war daher die vergleichende Durchführung von Emissionsmessungen Bestandteil des BurnFAIR-Forschungsprogramms. Ziel der Emissionsmessungen war die Überprüfung, ob es signifikante Unterschiede zwischen den Emissionen des Biokerosins und denen des konventionellen fossilen Kerosins gibt.

Problematisch bei der praktischen Emissionsmessung von Biokerosin ist allerdings, dass zur Zeit nur ein maximaler Anteil von 50% Biokerosin für den flugbetrieblichen Einsatz zugelassen ist. Sämtliche Emissionsmessungen an einem im Betrieb befindlichen Flugzeug sind daher stets eine Kombination der Emissionen des reinen Biokerosins und des zur Mischung verwendeten konventionellen Kerosins.

Das Konzept für die Durchführung der Emissionsmessungen sah daher eine vergleichende Messung zum einen an dem mit Biokerosingemisch und zum anderen an dem mit konven-

¹⁹ Vergleiche ICAO Committee on Aviation Environmental Protection: CAEP/8 NOx Stringency Cost-Benefit Analysis Demonstration using APMT-impacts, CAEP/8-IP/30, 6. January 2010, S. A7-A14; Burkhardt, Ulrike: "Particle Emissions and Contrails", Flightpath 2020 Workshop "Beyond CO2: Bio kerosene, engine emissions and technical constraints", 25.4.2013, http://ec.europa.eu/energy/technology/events/20130425_biofuels_flightpath_en.htm

²⁰ Vergleiche United States Environmental Protection Agency: A Comprehensive Analysis of Biodiesel Impacts on Exhaust Emissions.- Draft Technical Paper; EPA420-P-001, October 2002 sowie speziell für HEFA-Straßendiesel Nils-Olof Nyland, Kimmo Erkkilä, Matti Ahiainen, Timo Murtonen, Pirjo Saikkonen, arno Amberla, Hannu Aatola: optimized usage of NExBTL renewable diesel fuel – OPTIBIO, Research Report VTT-R-04781-11

tionellem Kerosin betriebenen Triebwerk vor. Hierdurch sollte der Einfluss des konventionellen Kerosins herausrechenbar werden; darüber hinaus sollte dieser Versuchsaufbau die Beantwortung der Frage ermöglichen, ob sich durch Biokerosin das Emissionsverhalten verschlechtert oder verbessert. Das linke „Vergleichstriebwerk“ wurde mit dem aktuell in Hamburg eingesetzten Jet A-1 betrieben. Das rechte Triebwerk lief mit der Mischung aus 50% HVO und 50% Jet A-1.

Die Durchführung und Auswertung der Messungen sind in den Kapiteln 3.1 bis 3.3 beschreiben. Diese Arbeiten erfolgten ebenso wie die Erstellung der Kapitel durch DLR-VT. Eine Bewertung der Ergebnisse erfolgt in Kapitel 3.4. Da sich im Rahmen der Arbeiten zeigte, dass die Eigenschaften des konventionellen Kerosins einen wesentlichen relativierenden Einfluss auf die Ergebnisse haben, wurde im Anschluss an die Messungen eine Erhebung der Ist-Eigenschaften des konventionellen Kerosins in Deutschland durchgeführt, deren Ergebnisse in Kapitel 3.5 dargestellt sind. Kapitel 3.6 enthält einen abschließenden Ausblick. Die den Kapiteln 3.4 bis 3.6 zugrundeliegenden Arbeiten sowie die Erstellung der Kapitel erfolgten durch Lufthansa.

3.1 Beschreibung des Messaufbaus

Zur Vorbereitung der Emissionsmessungen waren umfassende Vorarbeiten erforderlich, da die vorgesehene Art der Messung (nicht wie üblich auf einem Prüfstand, sondern an einem unter der Tragfläche eines Flugzeugs hängenden Triebwerk) für alle Beteiligten ein Novum war. Es war erforderlich, sowohl eine entsprechende Messsonde als auch eine eigene Sondenhalterung zu konstruieren und zu bauen. Die Fertigung der Abgassonde erfolgte hierbei durch DLR-VT, Konstruktion und Bau der Sondenhalterung durch Lufthansa Technik.

Da der Regelflugbetrieb der D-AIDG durch die Messungen nicht gestört werden sollte, wurden die Messungen in der Nacht durchgeführt. Da die Rotation der D-AIDG in Hamburg begann und endete, bedeutete dies eine Durchführung der Messungen an dem von Wohnbebauung umgebenen Hamburger Flughafen. Um Lärmbelästigungen der Anlieger zu vermeiden, wurden diese Messungen in der Lärmschutzhalle der Lufthansa Technik durchgeführt.

Aus Sicherheitsgründen und wegen des extremen Lärmpegels mussten die Messinstrumente außerhalb der Lärmschutzhalle aufgebaut werden. Andererseits aber musste die D-AIDG für Triebwerksläufe aus strömungstechnischen Gründen zentral in der Lärmschutzhalle

positioniert werden. Dies bedingte eine Messgasleitung von 45 m Länge zwischen Triebwerksaustritt und Messaufbau, und damit eine nicht zu vermeidende Überlänge.

Zur Festlegung der Testabläufe und zur Qualifizierung des Messaufbaus wurden drei Vorversuche durchgeführt. Eine besondere Gefahr bestand darin, dass durch die extremen Vibrationen bei hohen Lastpunkten die Sondenhalterung nach hinten wandert. Dadurch käme dann ein immer größerer Querschnitt in den Abgasstrahl und die Sonde samt Halterung würde einfach „weggeblasen“. Dies bedeutet ein erhebliches Gefahrenpotential! Durch Beschweren der Sondenhalterung mit weiteren Stahlplatten und Beobachtung der Sondenposition während des Volllastpunktes mittels eines Laserstrahls, konnte diese Gefahr ausgeschlossen werden. Abb. 3.1 zeigt die Sonde mit Sondenhalterung hinter dem Triebwerk.



Abbildung 3.1: Sonde mit Sondenhalterung hinter dem Triebwerk

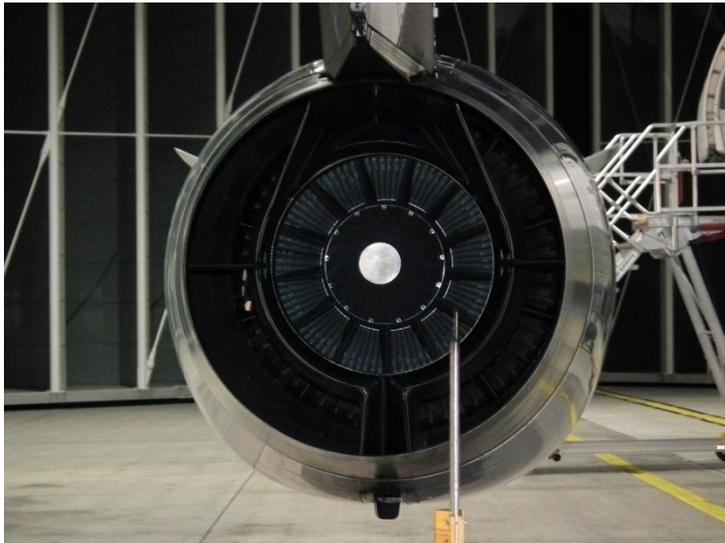


Abbildung 3.2: Sondenposition

Ein weiteres Problem war die Festlegung eines definierten Messortes im Abgasstrahl beider Triebwerke. Vorversuche mit Mehrlochsonden erwiesen sich als nicht zielführend, da zu viel Bypassluft gemessen wurde. Schließlich wurde eine Positionierlehre gefertigt, mittels derer eine Einlochsonde definiert positioniert werden konnte. Abb. 3.3 zeigt die Positionierlehre zur Festlegung der Sondenposition.



Abbildung 3.3: Positionierlehre zur Festlegung der Sondenposition

Ein Schema des gesamten Messaufbaus ist in Abb.3.4 dargestellt. Am Ende der 45m langen, auf 150°C beheizten, Edelstahlleitung wird das Abgas in zwei Stränge gesplittet. Für die gasförmigen Emissionen durchströmt das Abgas einen Partikelfilter und wird dann mittels

Fourier Transform – Infrarot Spektroskopie (FT-IR) analysiert. Am Austritt des FT-IR Spektrometers ist eine Ejektor-Verdünnungsstufe als pulsationsfreie Saugpumpe angeschlossen.

Im Strang für die Partikelmessung folgt zunächst eine beheizte Ejektor-Verdünnungsstufe um eventuelle auftretende homogene Kondensation zu verhindern und um volatile Partikel zu verringern. Eine zweite, unbeheizte Verdünnungsstufe bringt die Temperatur und die Partikelkonzentration in einen für die Partikelmessgeräte erlaubten Bereich. Eine Beschreibung der eingesetzten Messgeräte findet sich in Tabelle A1 im Anhang.

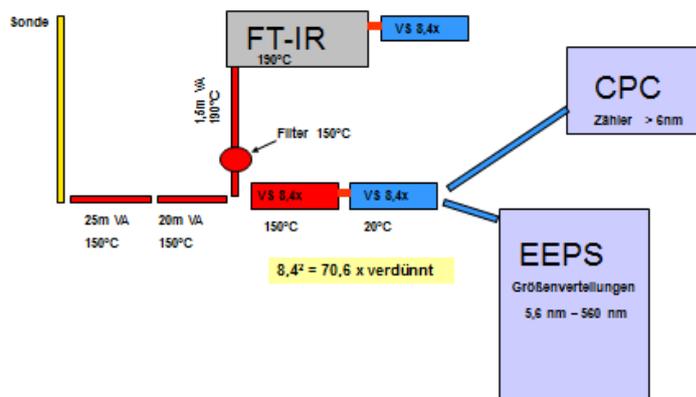


Abbildung 3.4: Messaufbau zur Emissionsmessung

Die zeitliche Auflösung des gesamten Messaufbaus erlaubt es, transiente Vorgänge im Sekundenbereich aufzulösen (Effekte bei Lastwechsel können erfasst werden).

Die Triebwerksdaten des eingesetzten V2533-A5 sind:

Bypass Ratio	4.5
Pressure Ratio	33.7
Rated Output	140.6 kN
Fan diameter	1.61 m
Four stage LP compressor	
Ten stage HP compressor	
Single annular combustor with 20 fuel injectors	
Two stage HP turbine and five stage LP turbine	

Für die Emissionsmessungen wurden die ICAO-LTO Lastpunkte eingestellt:

TAXI / IDLE	=	7% Power
APPROACH	=	30% Power
CLIMB	=	85% Power
TAKE OFF	=	100% Power

Die Durchführung der Messungen erfolgte am 3./4.8.2011.

3.2 Messergebnisse

3.2.1 gasförmige Emissionen

Die bei Emissionsmessungen gemessenen Konzentrationen in % oder ppm haben für sich genommen nur geringe Aussagekraft, da der Verdünnungsfaktor des gemessenen Abgases zunächst nicht bekannt ist. Ist jedoch der Gesamtkohlenstoffgehalt des eingesetzten Treibstoffs bekannt, so kann aus der Summe der gemessenen CO₂ + CO Konzentration, der jeweilige Verdünnungsfaktor berechnet werden. Damit können dann die gemessenen Schadstoffkonzentrationen in sogenannte Emissionsindizes (EI) umgerechnet werden. Die Angabe der EI's erfolgt in mg Schadstoff pro kg verbranntem Treibstoff. EI's erlauben die einfache Berechnung emittierter Schadstoffmengen aus der verbrauchten Treibstoffmenge. In Abb. 3.5 sind beispielhaft die gemessenen CO₂ und CO Konzentrationen über der Zeit aufgetragen. Man erkennt deutlich, dass mit zunehmender Last die CO Konzentration drastisch abnimmt. Dies liegt daran, dass bei höherer Last die Temperaturen in der Brennkammer deutlich höher sind und damit das CO wesentlich besser verbrannt wird. Ferner ist zu erkennen, dass schnelle Lastwechsel problemlos erkannt werden können.

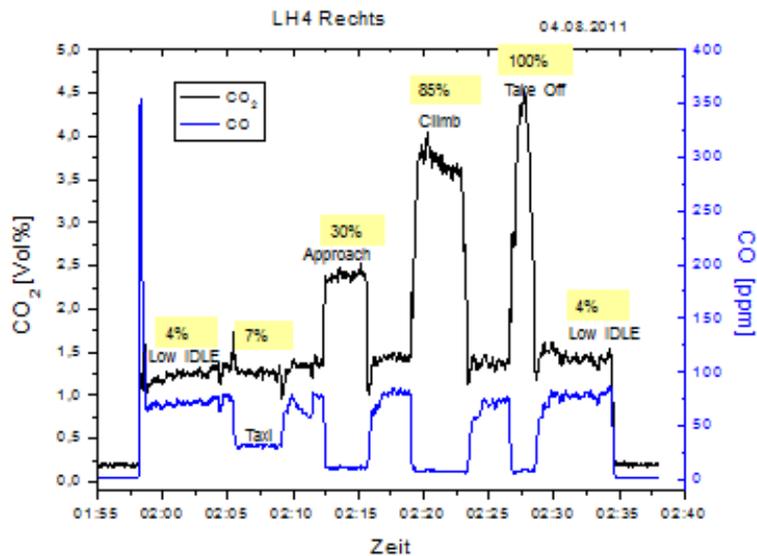


Abbildung 3.5: Gemessene CO₂ und CO Konzentrationen an den ICAO-LTO Lastpunkten

Die entsprechenden, auf Emissionsindizes umgerechneten Kurven für CO und NO_x sind in Abb. 3.6 und Abb. 3.7 dargestellt. Die jeweilige rote Kurve „LH4 rechts“ entspricht dem Biofuelgemisch. Man erkennt, dass die EI's für beide Treibstoffe nahezu identisch sind.

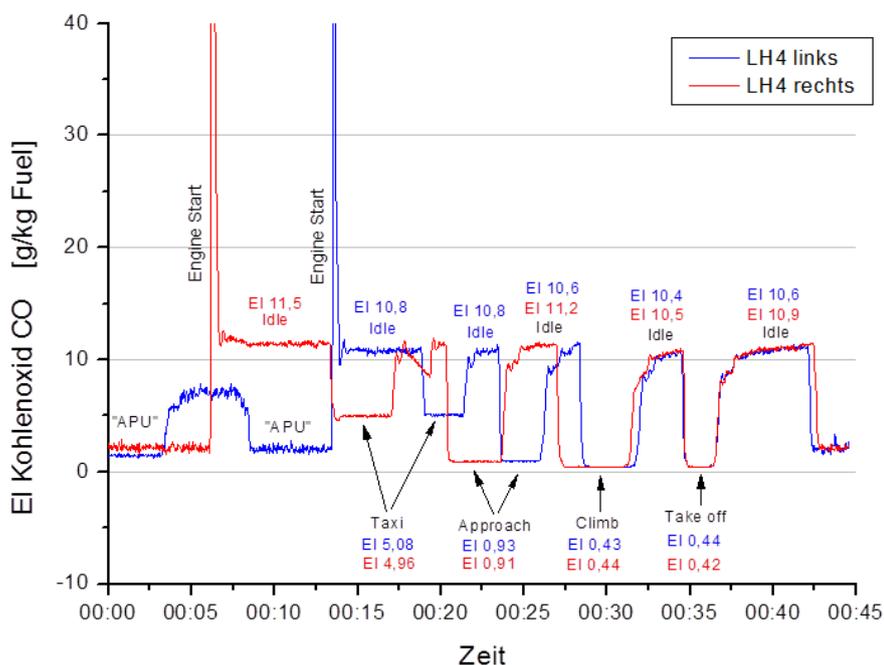


Abbildung 3.6: CO Emissionsindizes, Jet A-1 blau / Biofuelgemisch rot

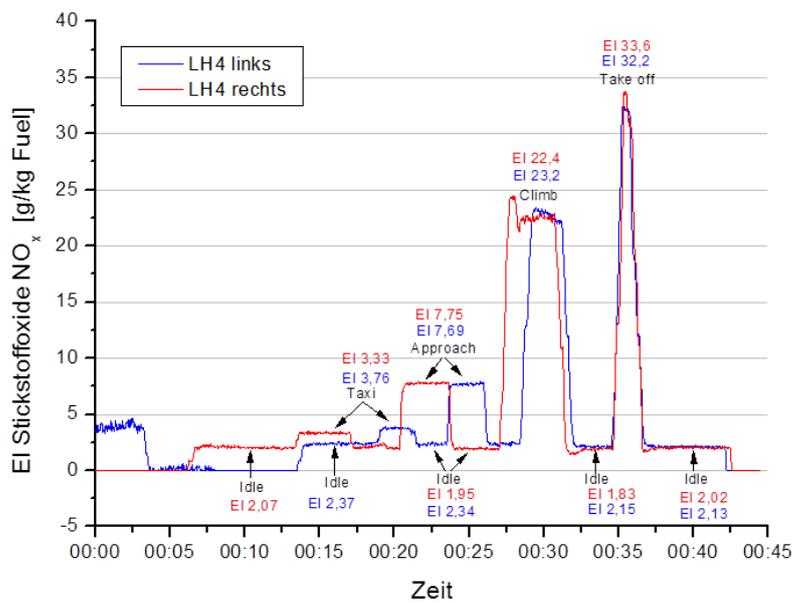


Abbildung 3.7: NOx Emissionsindizes, Jet A-1 blau / Biofuelgemisch rot

Die nahezu deckungsgleichen Kurven zeigen, dass die Emissionsindizes an den einzelnen Lastpunkten quasi identisch sind. Das zeigt auch Tabelle 3.1. Ferner ist in dieser Tabelle ein Vergleich der gemessenen Emissionen mit den in der ICAO Emissionsdatenbank hinterlegten Werten dargestellt. Für die niederen Lastpunkte APPROACH und IDLE wurden für beide Treibstoffe niedrigere Werte bestimmt als die ICAO Werte. Die eingesetzten Treibstoffe zeigten für CO und NOx keine Unterschiede im Emissionsverhalten.

IAE	V2533-A5						
Schub	140,6 kN						
Pressure Ratio	33.7						
Bypass Ratio	4.5						
		Emission Indices CO g/kg			Emission Indices NOx g/kg		
Mode	ICAO %POWER SETTING	HH links JET-A1	CO ICAO	HH rechts Bio fuel	HH links JET_A1	NOx ICAO	HH rechts Bio fuel
TAKE_OFF	100%	0.44	0.38	0.42	32.2	35.43	33.6
CLIMB_OUT	85%	0.43	0.41	0.44	23.2	25.65	22.4
APPROACH	30%	0.93	1.54	0.91	7.69	11.24	7.75
IDLE ICAO /TAXI	7%	5.08	10.12	4.96	3.76	5.6	3.33
IDLE real	~4%	10.8		11.3	2.37		2.07

Tabelle 3.1: Vergleich der gemessenen EI's mit denen in der ICAO Datenbank

3.2.2 Formaldehyd

In Abb. 3.8 sind die Emissionsindizes für Formaldehyd dargestellt. Wie zu erwarten, sind bei „Engine Start“ und „Engine Stopp“ die höchsten Emissionen zu finden. Hier findet prinzipiell unvollständige Verbrennung statt.

Für 4% Idle schwanken die Messwerte um einen Mittelwert von 66 mg/kg fuel.

Die niedrigsten Emissionswerte findet man an den hohen Lastpunkten CLIMB und TAKE OFF mit 14 bis 22 mg/kg fuel. Hier ist die Brennkammertemperatur am höchsten und damit der Ausbrand am besten. Die hier gefundene Tendenz zu leicht niedrigeren Emissionswerten für Biofuel könnte auch daher kommen, dass das Triebwerk durch den vorangegangenen Testlauf für Jet A-1 schon vorgewärmt war. (Aus Symmetriegründen müssen bei den Testläufen immer beide Triebwerke laufen).

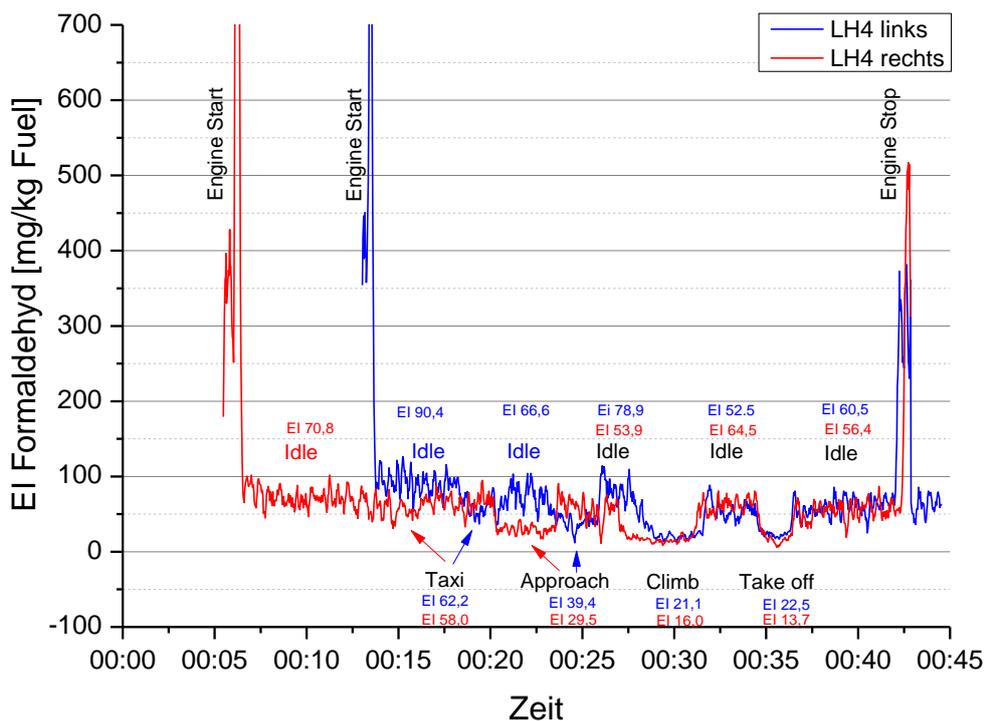


Abbildung 3.8: Emissionsindizes für Formaldehyd (blau = Jet A-1 / rot = Biofuel)

3.2.3 Unburned Hydrocarbons (UHC)

Die Emissionsindizes aus der Aufsummierung aller mit dem FT-IR gemessenen, unverbrannten Kohlenwasserstoffe ist in Abb. 3.9 dargestellt. In erster Näherung sind keine Unterschiede zwischen den beiden Treibstoffen zu erkennen. Allenfalls bei TAXI (7%), wurde ein etwas höherer Wert für Biofuel bestimmt. Unter Berücksichtigung des Signal / Rauschverhältnisses ist diese Differenz aber nicht als signifikant einzustufen.

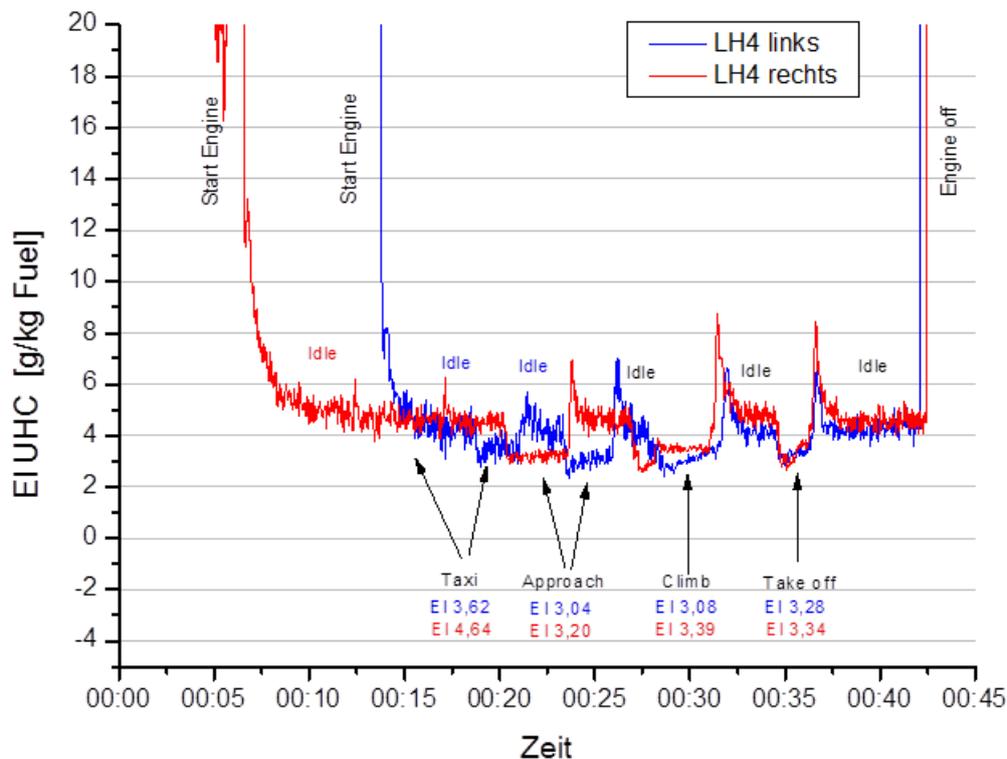


Abbildung 3.9: Emissionsindizes für unverbrannte Kohlenwasserstoffe (UHC), berechnet als EI aus der Summe aller am FT-IR gemessenen Kohlenwasserstoffe.

3.2.4 Partikelemissionen

Durch die Gegebenheiten in der Lärmschutzhalle Hamburg war eine Messgasleitung von 45 m Länge vorgegeben. Die Partikelverluste durch Stöße mit der Wand und durch Agglomeration sind bei dieser Leitungslänge enorm. Dadurch war von vornherein klar, dass nur vergleichende Emissionsmessungen möglich waren.

In Abb. 3.11 ist beispielhaft die Partikelanzahlkonzentration über dem Testzyklus dargestellt. Die Anzahlkonzentration für Idle (4%) und Taxi (7%) ist nahezu identisch. Die höchste Partikelanzahlkonzentration findet sich im Betriebszustand Approach (30% power), dann abnehmend über Climb (85%) und Take Off (100%). Dies ist zunächst überraschend, da üblicherweise mit steigendem power setting auch die höheren Rußemissionen erwartet werden. Ein Blick in die ICAO Emission Data Bank zeigt allerdings folgende Smoke Numbers für das V2533-A5 Triebwerk:

100%	TAKE OFF	SN = 2
85%	CLIMB	SN = 5.8
30%	APPROACH	SN = 6.4
7%	IDLE	SN = 1.3

Der gemessene Konzentrationsverlauf ist somit durchaus plausibel. Bei diesem Triebwerk scheint eine neuartige Verbrennungsführung realisiert. Bemerkenswert sind allerdings die Emissionsspitzen, die bei Lastwechseln für CLIMB und TAKE OFF auftreten. Man könnte vermuten, dass dies ein instrumentell bedingtes Überschwingen des Messsignals sein könnte. Dies wird aber mit Abb. 3.12 eindeutig widerlegt. Der gemessene Emissionsverlauf entspricht dem tatsächlichen Emissionsverlauf. Die „Überschwinger“ sind real und anscheinend durch das neuartige Verbrennungskonzept bedingt!

In Abb. 3.12 entspricht die rote Kurve der Messkurve von Abb. *41* (mit EEPS gemessenen). Die schwarze Kurve in Abb. 3.12 ist mit dem CPC gemessen. CPC und EEPS funktionieren nach völlig unterschiedlichen Messprinzipien. Beide Messkurven verlaufen für niedere Konzentrationen absolut deckungsgleich. Bei höheren Konzentrationen schaltet der CPC von Einzelpulsmessung auf einen integralen Modus um, was die Abweichungen bei hohen Konzentrationen erklärt. Der prinzipielle Kurvenverlauf wird allerdings richtig wiedergegeben. Für die Auswertung wurden die EEPS Daten verwendet.

Die Abnahme der Anzahlkonzentration über der Zeit während Approach und Climb ist mit zunehmender Brennkammertemperatur zu erklären (Abb. 3.11 und 3.12). Im Gegenzug ist die Zunahme der Anzahlkonzentration während Idle, nachfolgend auf erhöhtes Power Setting, mit einem Absinken der Brennkammertemperatur zu erklären.

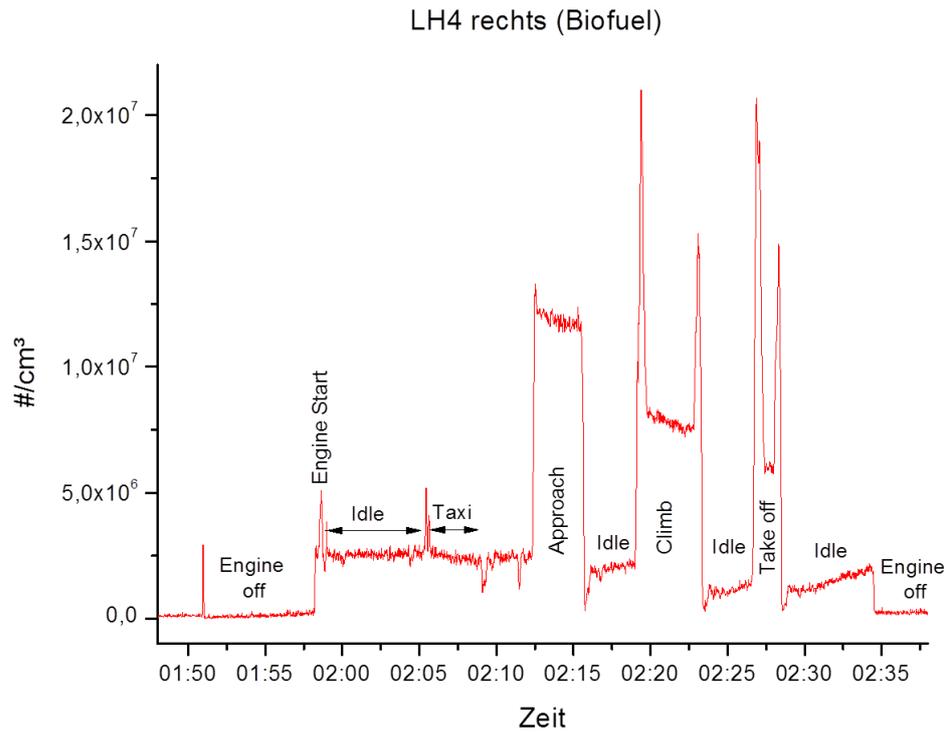


Abbildung 3.10: Partikelanzahlkonzentration über dem Testzyklus

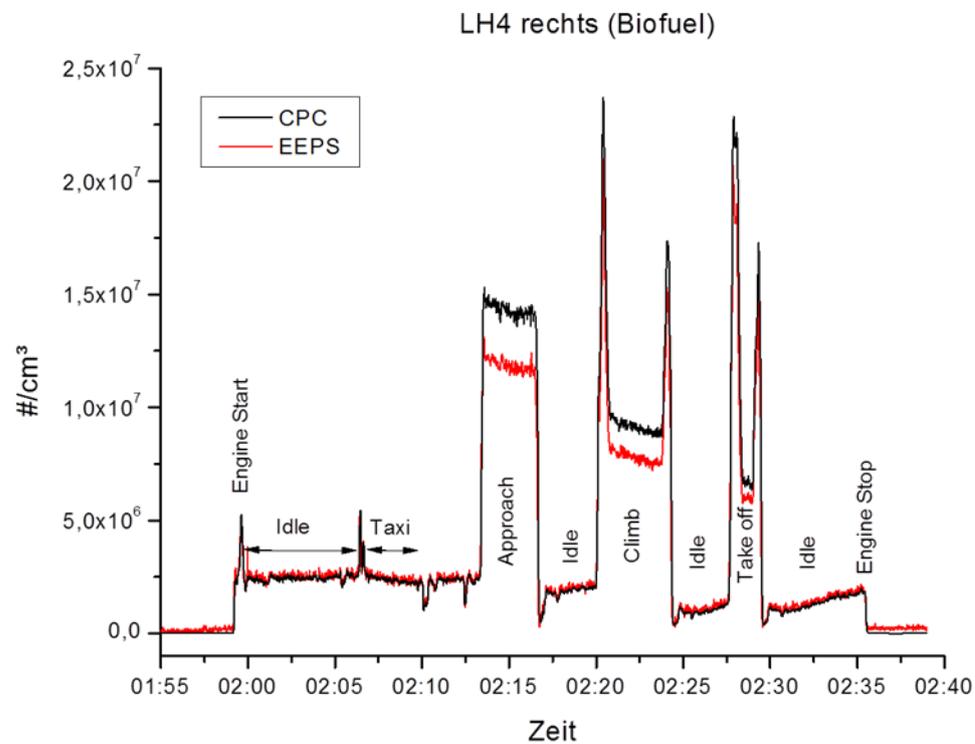


Abbildung 3.11: Vergleich CPC und EEPS Messung am rechten Triebwerk

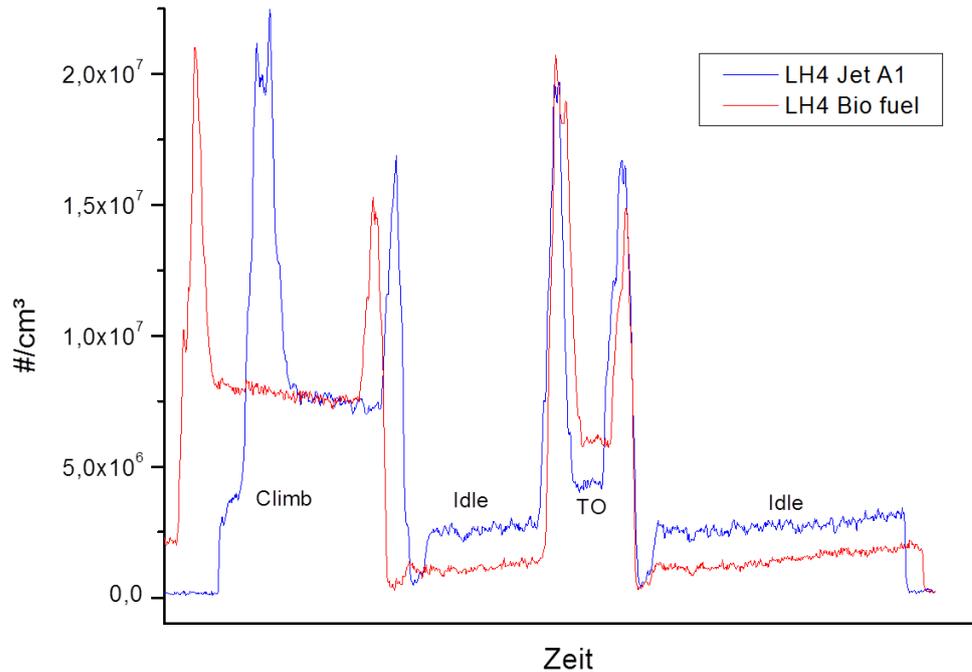


Abbildung 3.12: EEPS Vergleichsmessung: Partikelanzahlkonzentration für Jet A-1 und Bio fuel

Für beide Treibstoffe sind deutlich die realen Überschwinger beim Lastwechsel zu erkennen. Für Climb sind die Anzahlkonzentrationen deckungsgleich, für Take Off zeigt die Biofuel-Mischung leicht höhere Emissionen. Im Gegenzug zeigt Jet A-1 bei Idle höhere Werte.

Die Umrechnung der Konzentrationen auf Emissionsindizes ergibt die in nachfolgender Tabelle aufgeführten Werte. Für den Messpunkt „Jet-A1 Approach“ liegen keine auswertbaren Messdaten vor, da die Verdünnungsstufen zu diesem Zeitpunkt nicht mit Stickstoff versorgt wurden. Für CLIMB und TAKE OFF sind die Emissionen für beide fuels vergleichbar.

EI	Jet-A1	50% HVO
APPROACH _{Russ Masse}		118 mg / kg
Climb _{Russ Masse}	78 mg / kg	84 mg / kg
Take Off _{Russ Masse}	77 mg / kg	72 mg / kg
APPROACH#		8,3E14 /kg
Climb #	3,6E14 / kg	3,4E14 /kg
Take Off#	2,0E14 / kg	2,3E14 / kg

3.2.5 Schwefeldioxid

Abb 3.13 zeigt die ermittelten Emissionsindices für Schwefeldioxid. Hier besteht ein auffälliger Unterschied zwischen dem mit Biokerosingemisch betriebenen Triebwerk und dem Referenztriebwerk: Die Emissionen des mit Biokerosingemisch betriebenen Triebwerks sind um den Faktor 2 bis 10 höher als beim Referenztriebwerk. Dieses Ergebnis war überraschend, da das reine Biokerosin praktisch keinen Schwefel enthält und daher eher ein Rückgang der Emissionen erwartet worden war. Diesem Ergebnis wurde daher im Laufe der weiteren Untersuchungen näher nachgegangen.

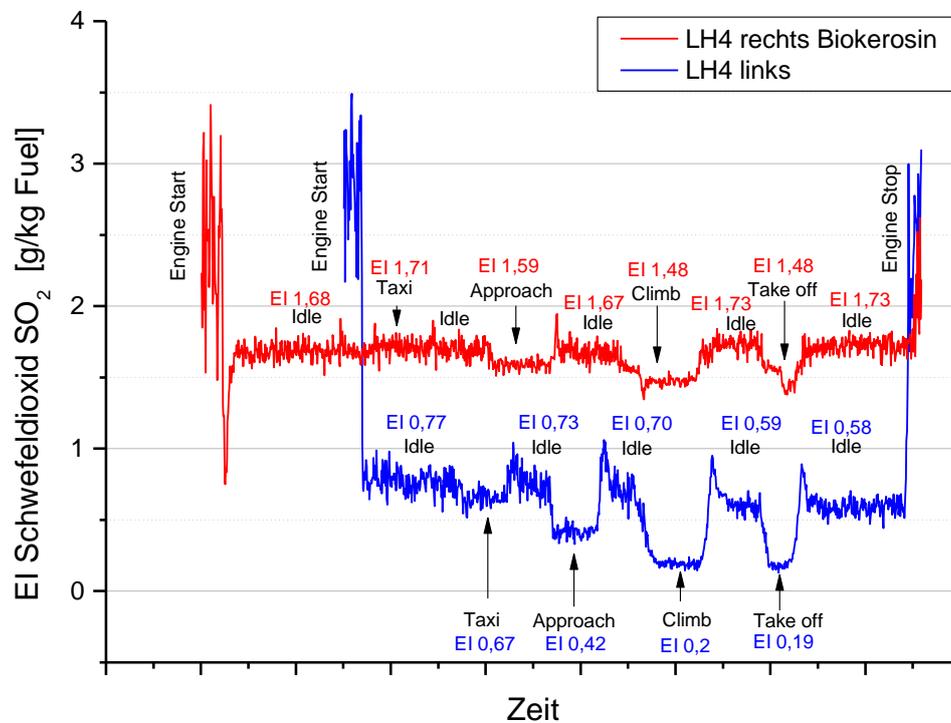


Abbildung 3.13: Emissionsindex SO₂ für Jet A-1 und Bio fuel

3.3 Kraftstoffuntersuchungen

Zur Berechnung der Emissionsindizes und zur Interpretation der Messergebnisse muss die Zusammensetzung des Treibstoffs bekannt sein. Deshalb wurden aus beiden Flügeltanks Kraftstoffproben gezogen und analysiert. Der Kohlenstoffgehalt für die beiden eingesetzten Treibstoffe war identisch mit jeweils 85,9%[m/m], (Masseanteil C).

Die nahezu identischen Emissionsindizes, sowohl für gasförmige wie auch für Partikelemissionen, lassen sich mit der Ähnlichkeit der chemischen Zusammensetzung der beiden Treibstoffe erklären. In Abbildungen 4.14 und 4.15 sind die Chromatogramme für Jet A-1 und die 50%Jet A-1/50%HVO Mischung dargestellt. Jeder einzelne Peak im Chromatogramm entspricht dabei einer Substanz. Mit zunehmender Retentionszeit nimmt der Siedepunkt der entsprechenden Moleküle zu. D.h. am Anfang des Chromatogramms finden sich niedrig siedende Substanzen, am Ende finden sich die Substanzen mit hohem Siedepunkt. In Abb. 4.16 sind die Chromatogramme beider Treibstoffe überlagert. Im Vergleich zu Jet A-1 sind im Biofuel sowohl höher siedende wie auch niedriger siedende Substanzen enthalten. Höher siedende Substanzen neigen zu erhöhter Rußbildung, da die einzelnen Kraftstofftröpfchen in der Brennkammer schlechter verdampfen. Umgekehrt führen niedrig siedende Substanzen zu einer Abnahme der Rußbildung. So könnten die nahezu identischen Rußemissionen beider Treibstoffe erklärt werden.

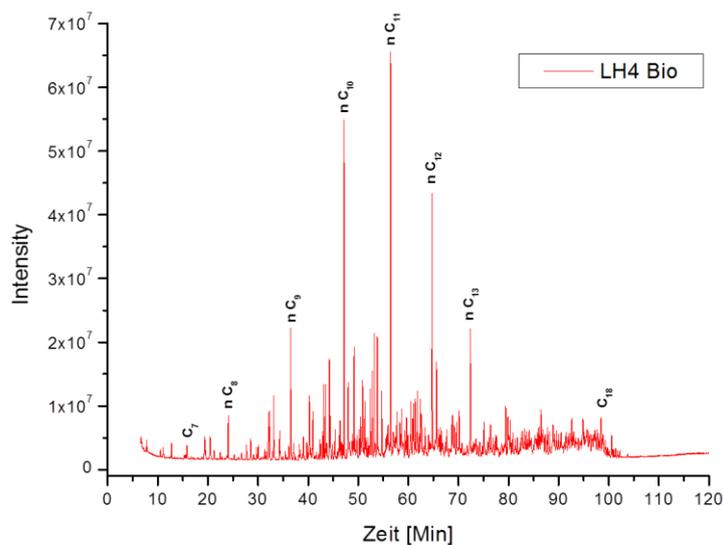


Abbildung 4.14: Gaschromatogramm der 50/50 Mischung aus Jet A-1/HVO (rechtes Triebwerk)

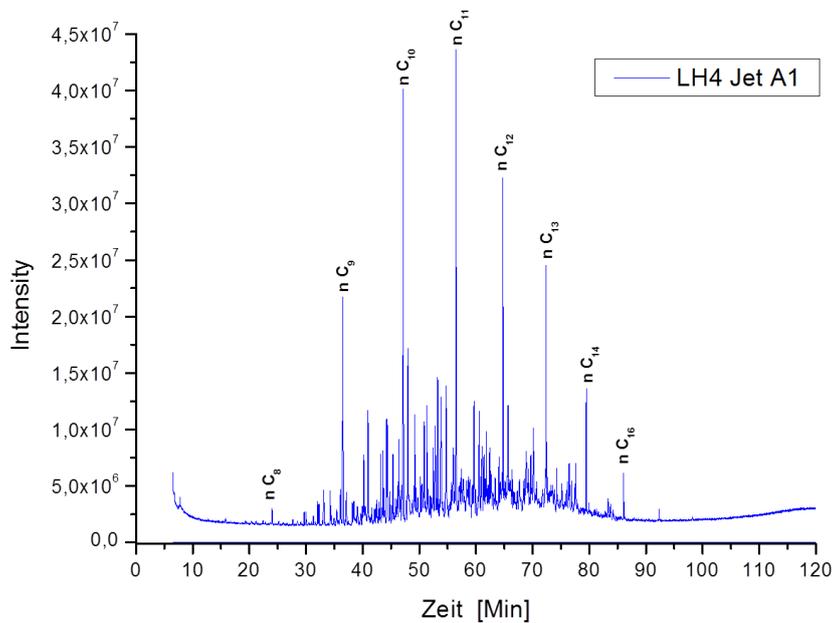


Abbildung 4.15: Gaschromatogramm Jet A-1 (linkes Triebwerk)

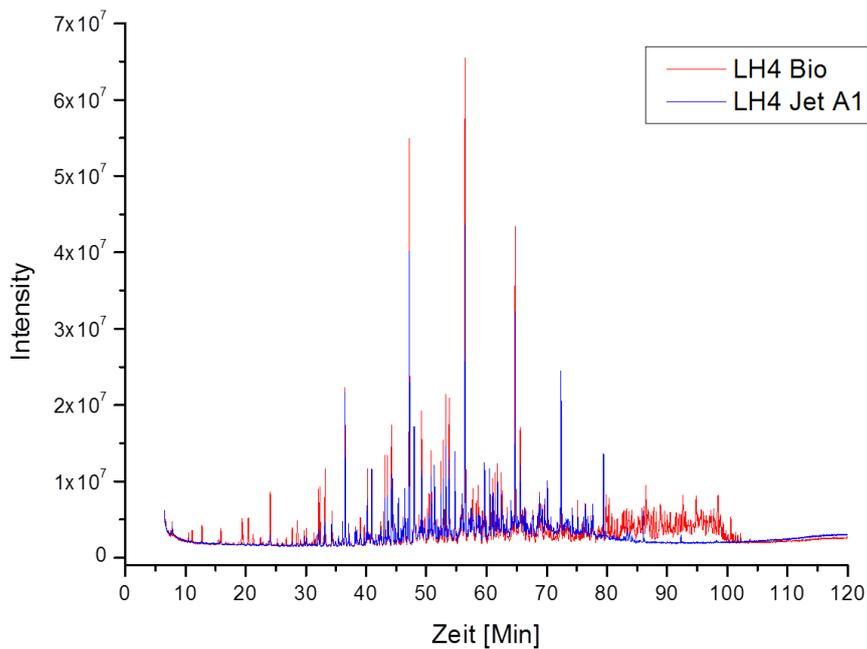


Abbildung 4.16: Vergleich Jet A-1 (linkes Triebwerk) und Biofuel-Mischung (rechtes Triebwerk)

Die vergleichenden Kraftstoffuntersuchungen zeigten auch, warum die Schwefeldioxidemissionen beim Biokerosingemisch deutlich über denen beim Referenzkerosin lagen. Die Ursache liegt in dem zu dem Zeitpunkt in Hamburg vertankten, als Referenzkerosin verwendeten Treibstoff, der nahezu schwefelfrei war. Tatsächlich liegt der Schwefelanteil beim Biokerosingemisch sogar um den Faktor 40 über dem des Referenzkerosins. Der Umstand, dass die Emissionsmessungen nur einen Faktor zwischen

2 und 10 ergaben, ist darauf zurückzuführen, dass die Messgeräte nicht auf derart niedrige Schwefelgehalte wie beim Referenzkerosin ausgelegt sind und im unteren einstelligen ppm-Bereich Messfehler auftreten. Im Gegensatz zu dem Referenzkerosin hatte das von Neste Oil zum Mischen verwendete konventionelle Kerosin einen eher hohen Schwefelgehalt, so dass trotz der weitgehenden Schwefelfreiheit des reinen Biokerosins das Biokerosingemisch wie dargelegt um den Faktor 40 über dem des Referenzkerosins lag.

3.4 Bewertung der Ergebnisse

Als erstes wesentliches Fazit lässt sich nach übereinstimmender Beurteilung von DLR-VT und Lufthansa sagen, dass die Messungen keinerlei Hinweise darauf erbracht haben, dass der Betrieb mit dieser Biofuel-Mischung aus HVO und Jet A-1 zu erhöhten Emissionen führt. Sowohl gasförmige Emissionen wie auch Partikelemissionen zeigen keinen markanten Unterschied zu Standard Jet A-1. Diese Aussage bezieht sich auf den im Rahmen von BurnFAIR untersuchten Kraftstoff und ist nicht automatisch übertragbar auf andere alternative Treibstoffe, wie z.B. ATJ. Diese müssen jeweils individuell untersucht und getestet werden.

Ungeachtet dessen wurde jedoch insbesondere anhand der Ergebnisse zum Schwefelgehalt deutlich, dass der Versuchsablauf der Emissionsmessungen ein grundlegendes konzeptionelles Problem aufweist.

Problematisch an diesem Ansatz ist, dass bei der Praxiserprobung nicht ein einheitliches konventionelles Kerosin zum Einsatz kam. In dem mit konventionellem Treibstoff betriebenen Triebwerk wurde jeweils das Kerosin verwendet, das gerade am Hamburger Flughafen eingesetzt wurde. Dies ergab sich aus der für den übergeordneten A321-Versuch wesentlichen Anforderung, das Referenztriebwerk unter operationellen Praxisbedingungen zu betreiben. Das Biokerosingemisch wurde hingegen einmal aus je einer einzigen Charge von reinem Biokerosin und konventionellem Kerosin hergestellt und bereits fertig gemischt angeliefert. Dies war erforderlich, da ein Biokerosingemisch nach dem Mischen noch getestet und zertifiziert werden muss. Ein Mischen vor Ort mit dem jeweils gerade verfügbaren konventionellen Kerosin ist nicht zulässig. Die Produktion des Biokerosingemisches musste daher als Einmalakt erfolgen. Damit war das mit dem reinen Biokerosin vermengte konventionelle Kerosin zwangsläufig ein anderes als das im Referenztriebwerk verbrannte.

Unter der Annahme, dass die Eigenschaften konventionellen Kerosins weitgehend einheitlich sind und die Unterschiede zum Biokerosin wesentlich größer sind als die Unterschiede innerhalb des konventionellen Kerosins, wäre die Verwendung verschiedener konventioneller Kerosine mit dem für die Emissionsmessungen verwendeten Ansatz vereinbar. Wie jedoch die Schwefeldioxidmessungen zeigten, ist diese Annahme nicht haltbar: Hier dominieren die Unterschiede zwischen dem zum Mischen verwendeten fossilen Kerosin und dem Referenzkerosin den von den Eigenschaften des Biokerosins ausgehenden Effekt.

Die eingangs gemachte Feststellung, dass es sowohl bei den gasförmigen Emissionen wie auch bei den Partikelemissionen keinen markanten Unterschied zwischen Biokerosingemisch und Referenzkerosin gibt, ist hierdurch nicht falsch. Eine eindeutige inhaltliche Interpretation dieses Ergebnisses lässt sich aber nicht vornehmen; es ist nicht klar, ob dies nun bedeutet, dass sich Biokerosin bezüglich dieser Emissionen nicht von konventionellem Kerosin unterscheidet, oder ob hier eine reduzierende Wirkung des Biokerosins durch höhere Emissionen aus dem beigefügten konventionellen Kerosin kompensiert wurde.

Auf Basis dieser Erkenntnis war offensichtlich, dass die Emissionsmessungen für eine definitive Aussage konzeptionell anders aufgesetzt werden müssen. Erforderlich ist, das Referenztriebwerk mit exakt derselben Charge konventionellen Kerosins anzutreiben, die auch mit dem Biokerosin vermischt wurde. Es wurden daher probeweise erste Erkundigungen zu Eigenschaften des in der Bundesrepublik Deutschland vertankten Kerosins eingezogen, zunächst nur mit dem Ziel, ein passendes Kerosin zum Mischen zu finden. Diese ersten Erkundigungen zeigten aber bereits, dass die Eigenschaften des konventionellen Kerosins enorm streuen. Das jedoch bedeutet, dass nicht nur der BurnFAIR-Versuchsaufbau konzeptionell kritisch ist, sondern dass darüber hinaus auch die zu untersuchende Fragestellung neu formuliert werden muss.

Die ursprüngliche Fragestellung war, ob sich durch Biokerosin das Emissionsverhalten im Vergleich zum konventionellen Kerosin verbessert oder verschlechtert. Wie die Erkenntnisse zum konventionellen Kerosin zeigten, wird die Antwort auf diese Frage wesentlich von den Eigenschaften des zum Mischen verwendeten Kerosins abhängen. Es ist daher nicht ausreichend, hier eine einzelne Messung unter Verwendung eines einzelnen konventionellen Kerosins vorzunehmen. Erforderlich erscheint vielmehr eine Reihe von Tests unter Verwendung mehrerer repräsentativer unterschiedlicher konventioneller Kerosine.

3.5 Untersuchung der Kerosineigenschaften in der Bundesrepublik Deutschland

Als erster Schritt wurde daher eine Untersuchung zur Erfassung der Ist-Eigenschaften des in Deutschland verfügbaren Kerosins durchgeführt. Hierfür wurden die in Deutschland Kerosin verkaufenden Mineralölgesellschaften angesprochen und gebeten, Lufthansa über die an den einzelnen Flughäfen vertretenen Tankdienste Einlieferungszertifikate zu sämtlichen in einem Zeitraum von 12 Monaten in Deutschland vertankten Kerosinlieferungen zur Verfügung zu stellen. Bei diesen Einlieferungszertifikaten handelt es sich um von Labors erstellte Untersuchungen der Eigenschaften von Batches konventionellen Kerosins. Erfolgt die Lieferung direkt von der Raffinerie an den Flughafen per Tankwagen-LKW oder Eisenbahn, so beziehen sich die Batches typischerweise auf Produktionsbatches der Raffinerie; sind auf der Transportkette Pipelines oder Tanklager zwischengeschaltet, so beziehen sich die Zertifikate auf vom Betreiber der Pipelines oder Tanklager zusammengestellte Batches. Für Frankfurt wurden Zertifikate für den Zeitraum 1. November 2010 bis 31. Oktober 2011 betrachtet, da die Jahrerhebung an diesem Flughafen begonnen wurde; für alle anderen Flughäfen wurde einheitlich das Kalenderjahr 2011 erhoben.

Erhoben wurden Daten an den Flughäfen Berlin-Tegel, Berlin-Schönefeld, Bremen, Düsseldorf, Dresden, Frankfurt, Hamburg, Hannover, Köln, Leipzig, München, Münster/Osnabrück, Nürnberg und Stuttgart. Die Tankdienste waren damals²¹ noch nicht verpflichtet, die Einlieferungszertifikate zu prüfen und archiviert vorzuhalten; in der Praxis war es aber möglich, für fast alle Einlieferungen Zertifikate zu erhalten. Die einzige wesentliche Ausnahme war der Flughafen Stuttgart, wo für eine rund 30% der Lieferungen ausmachende Lieferquelle keine Daten vorlagen und wir daher nur für 70% der Lieferungen des Jahres 2011 Daten erhielten. Für Berlin-Tegel wurden anstelle der Einlieferungszertifikate die Produktionszertifikate der Raffinerie Schwedt verwendet, da Tegel fast ausschließlich aus Schwedt versorgt wird und die Anlieferung per LKW erfolgt, was die manuelle Auswertung Tausender von Einzelbelegen erforderlich gemacht hätte, die letztlich nur wieder auf die Schwedter Zertifikate zurückführbar gewesen wären.

²¹ Dies hat sich zwischenzeitlich mit der Verabschiedung des EI/JIG-Standards 1530 geändert. Dieser befindet sich aber 2011 noch in der Abstimmung.

Die Auswertung der Einlieferungszertifikate erfolgte manuell durch Excel-Erfassung der Parameter Schwefelgehalt, Aromatenanteil, Dichte, Gefrierpunkt, Viskosität bei minus 20°, spezifische Energie in MJ/kg und Rußpunkt. Grundsätzlich wurde für jedes neue Einlieferungszertifikat ein Datensatz gebildet; Doubletten infolge mehrerer Lieferungen aus ein- und demselben Batch an ein- und demselben Flughafen wurden allerdings nur einmal erfasst. Insgesamt wurden rund 2.400 Datensätze gebildet, von denen rund 400 Doubletten infolge der Belieferung mehrerer Flughäfen aus ein- und demselben Batch waren. Diese Doubletten wurden bei der Gesamtanalyse bereinigt, bei der Analyse einzelner Flughäfen jedoch berücksichtigt.

Für die Emissionseigenschaften sind die Parameter Schwefelgehalt, Aromatenanteil und Rußpunkt von Bedeutung: Schwefelgehalt und Aromatenanteil beziehen sich auf Kerosinbestandteile, die als wesentliche Verursacher von Emissionen gelten, und der Rußpunkt ist eine direkte Messgröße der Tendenz zur Rußbildung bei Verbrennung. Die restlichen ausgewerteten Parameter beziehen sich auf Größen, die die Mischbarkeit von Biokerosin und konventionellem Kerosin beeinflussen.

Die Auswertung der Daten erfolgte als graphische Aufarbeitung sowie als Berechnung der prozentualen Verteilung der Eigenschaften. Von der Berechnung von Mittelwerten oder der Durchführung von Regressionsanalysen wurde abgesehen, da die mit den einzelnen Batches verbundene Menge in den meisten Fällen nicht bekannt ist und daher eine Mengengewichtung nicht möglich war. Die Auswertung war infolge der Erfordernis der manuellen Bearbeitung sehr zeitaufwändig und wurde daher erst im Januar 2013 abgeschlossen.

Die Auswertung der Häufigkeitsverteilung des Schwefelgehaltes (Abb. 4.17) zeigt die Spannbreite der Kerosineigenschaften. Maximal zulässig ist ein Wert von 3.000 ppm. Der niedrigste tatsächlich beobachtete Wert lag bei 1 ppm, der höchste bei 2.676 ppm. In den meisten Fällen liegt der Schwefelgehalt des in Deutschland vertankten Kerosins am unteren Ende der Skala; rund die Hälfte der Beobachtungen liegt unter 200 ppm.

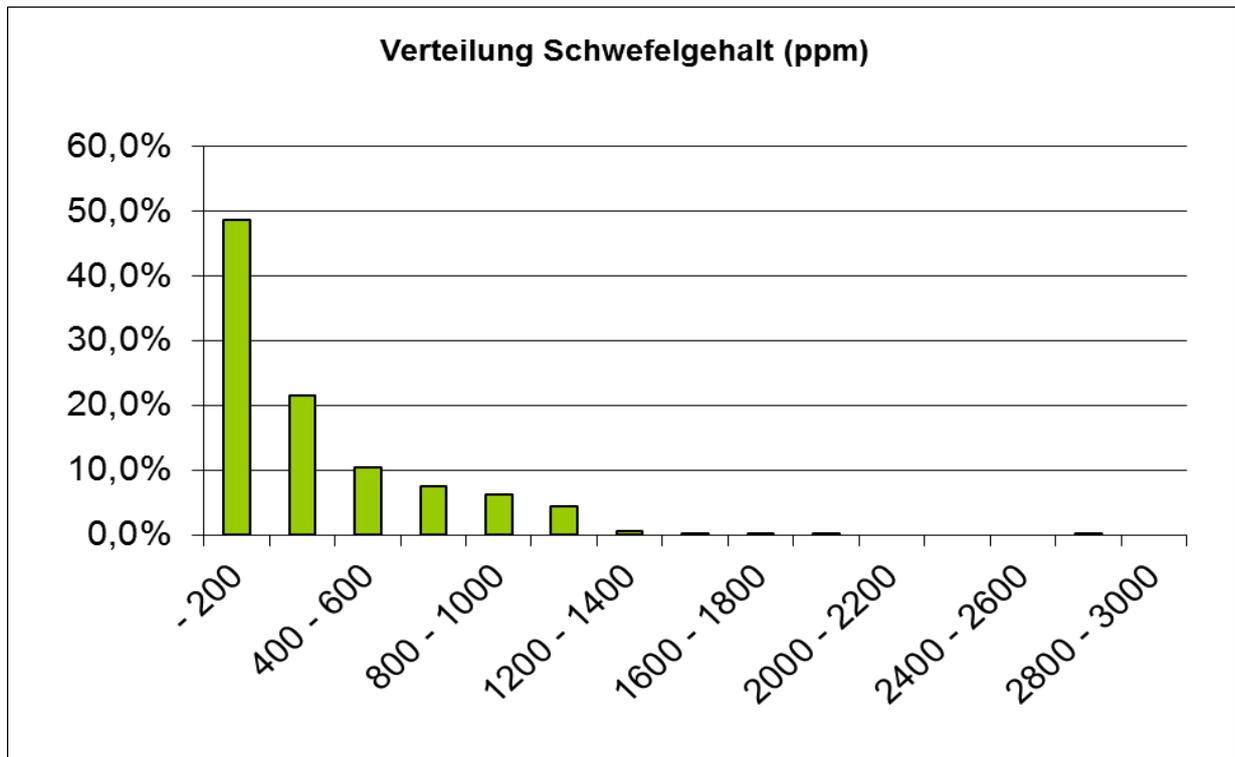


Abbildung 4.17: Häufigkeitsverteilung des Schwefelgehaltes in den untersuchten Raffineriezertifikaten

Die Verteilung des Aromatengehaltes (Abb. 4.18) ist eher glockenförmig, mit einer Häufung zwischen 17 und 19 Prozent Aromatengehalt, und einer Spannweite von 5,9% bis 25,5%. Hierbei ist auf eine leichte Verzerrung hinzuweisen, die sich daraus ergibt, dass der in den Zertifikaten angegebene Aromatengehalt teilweise nach ASTM D1319 und teilweise nach ASTM D6379 gemessen wurde. Diese beiden Analyseverfahren liefern ähnliche, aber nicht völlig übereinstimmende Werte; der Unterschied kann bis zu 1,5% ausmachen.

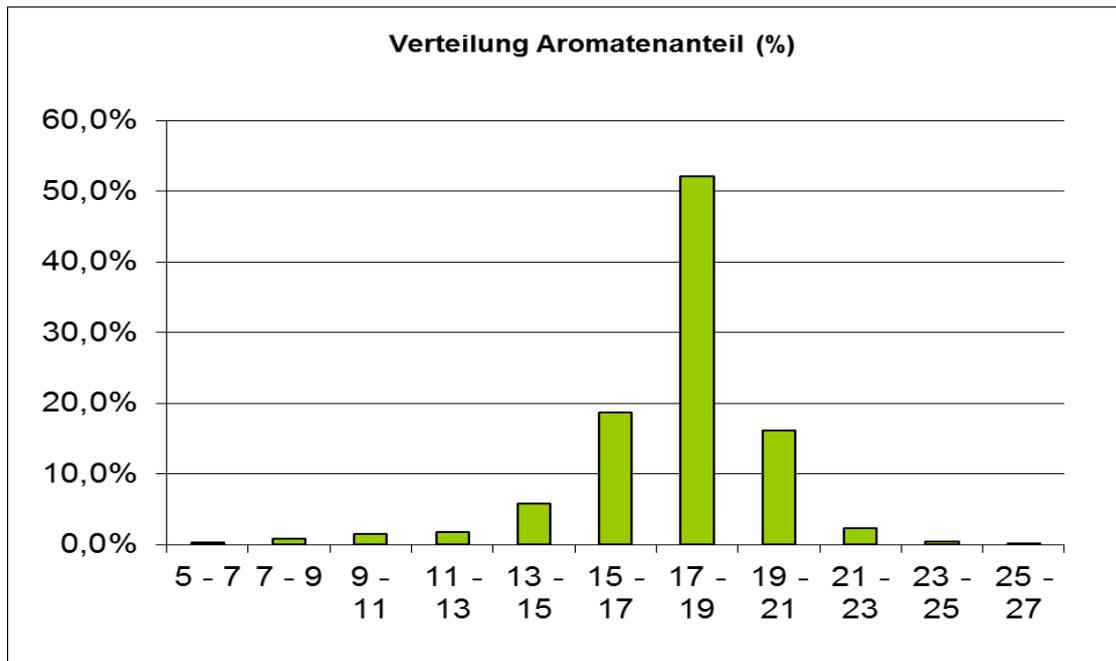


Abbildung 4.18: Häufigkeitsverteilung des Aromatenanteils in den untersuchten Raffineriezertifikaten

Betrachtet man die bivariate Verteilung von Schwefelgehalt und Aromatenanteil, so zeigt sich, dass kein systematischer Zusammenhang zwischen den Größen besteht (Abb. 4.19). Kerosin mit hohem Schwefelgehalt hat typischerweise einen mittleren Aromatengehalt, während Kerosin mit niedrigem Schwefelgehalt die gesamte Bandbreite von minimalen bis maximalen Werten ausweist.

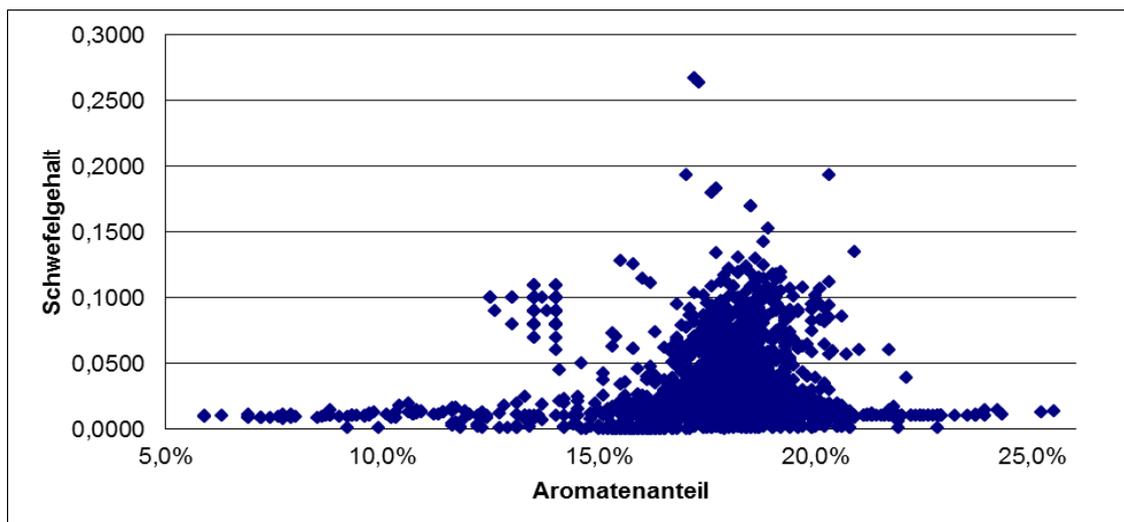


Abbildung 4.19: Verteilung von Schwefelgehalt und Aromatenanteil

Eine Messgröße für die Neigung zur Rußbildung ist der Rußpunkt. Hierbei handelt es sich um die maximale mit dem getesteten Kerosin ohne Rußen der Flamme erreichbare Flammenhöhe.²² Ein hoher Rußpunkt bedeutet hierbei, dass das Kerosin eine niedrige Tendenz zur Rußbildung hat.²³

Die Spannbereite des Rußpunktes in den betrachteten Zertifikaten liegt zwischen 18 und 30 mm. Die Verteilung des Rußpunktes (Abb. 4.20) ist deutlich asymmetrisch. Die häufigste Ausprägung liegt im Intervall „über 24 bis 25“, in das fast 30% der Beobachtungen fielen. Nur recht wenige Beobachtungen weisen eine niedrigere Rußneigung aus (Rußpunkt über 25 mm), während Rußpunkte zwischen 21 und 24 recht häufig vertreten sind.

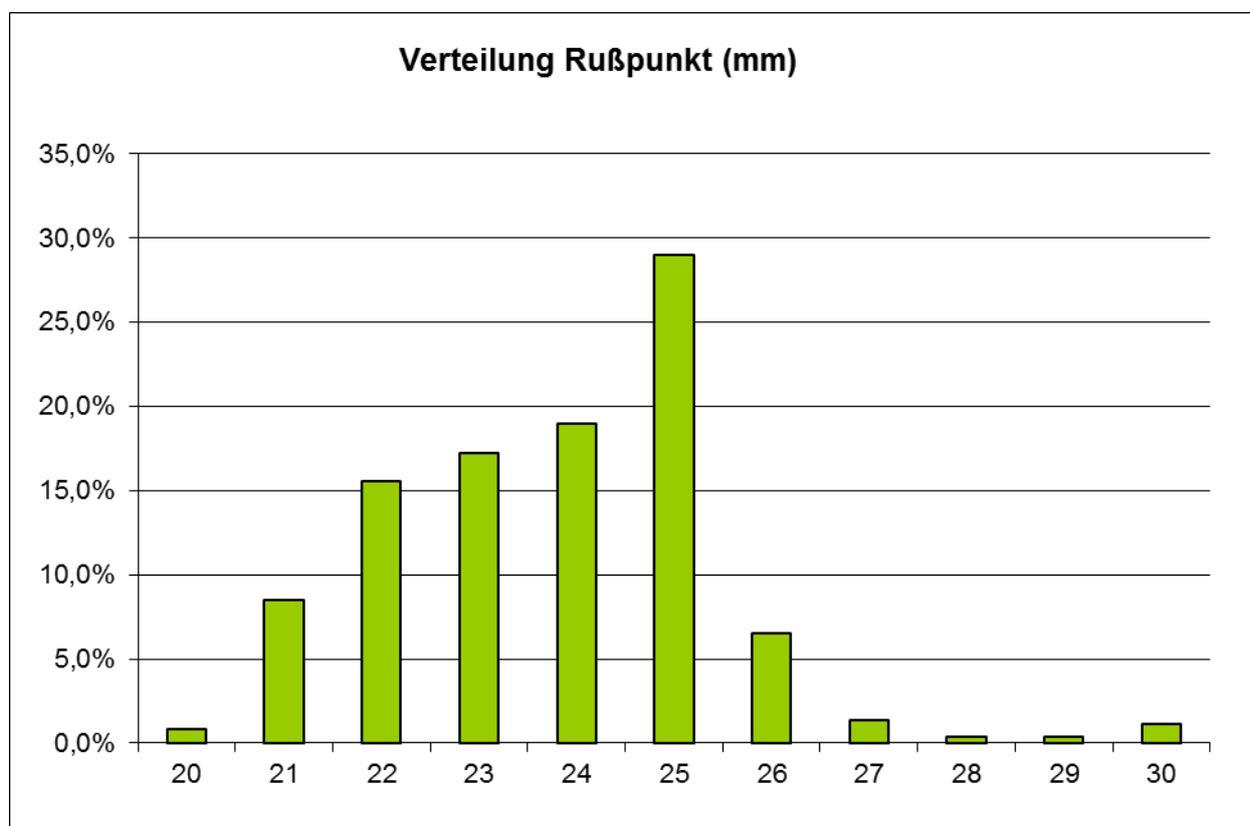


Abbildung 4.20: Häufigkeitsverteilung des Rußpunktes in den untersuchten Raffineriezertifikaten

Die bivariate Verteilung von Schwefelgehalt und Rußpunkt (Abb, 4.21) zeigt, dass kein erkennbarer Zusammenhang zwischen diesen beiden Größen besteht. Dieses Ergebnis

²² The Institute of Petroleum. IP 57 - Standard Test Method for Smoke Point of Kerosine and Aviation Turbine Fuel, Ziffer 4

²³ Ebenda, Ziffer 5.1

entspricht den Erwartungen, da Messungen des DLR in den 90-er Jahren bereits gezeigt hatten, dass der Schwefelgehalt im Kerosin erst bei einem Gehalt über 2.000 ppm einen wesentlichen Einfluss auf das Rußverhalten hat.²⁴ Da ein Schwefelgehalt über 2.000 ppm in den untersuchten Raffineriezertifikaten nur in zwei Fällen (1 Promille) auftritt, war ein beobachtbarer Zusammenhang nicht zu erwarten. Ungeachtet dessen ist der Schwefelgehalt aber ein wesentlicher Emissionsfaktor wegen seiner Auswirkungen auf den SO_x-Ausstoß.

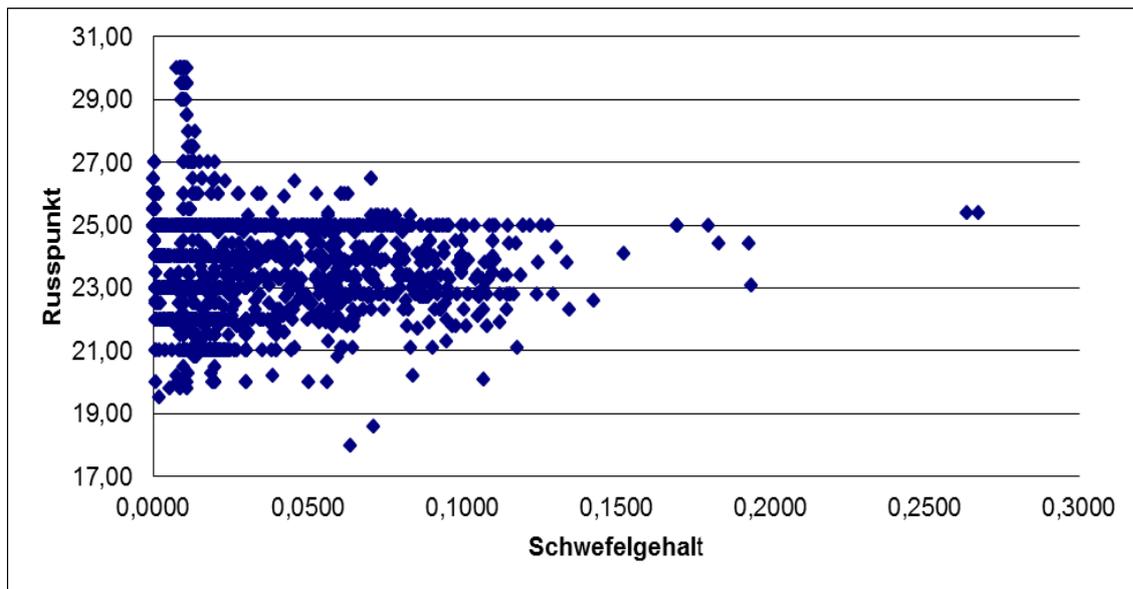


Abbildung 4.21: Bivariate Verteilung Schwefelgehalt und Rußpunkt

Im Gegensatz dazu zeigt die bivariate Verteilung von Aromatenanteil und Schwefelgehalt (Abb. 4.22) einen klaren Zusammenhang. Bei der Interpretation zu berücksichtigen ist, dass der Rußpunkt auf vielen Zertifikaten nur in ganzzahligen Werten angegeben ist, was die Darstellung verzerrt. Auch so ist aber erkennbar, dass ein niedrigerer Aromatenanteil tendenziell mit einem hohen Rußpunkt (d.h. mit geringeren Russemissionen) verbunden ist. Dies entspricht der Aussage in der Literatur²⁵ und bestätigt die Bedeutung des Aromatengehalts im konventionellen Kerosin als wesentlicher Faktor bei der Beurteilung der Emissionseigenschaften von Biokerosin.

²⁴ U. Schumann, F. Arnold, R. Busen, J. Curtius, B. Kärcher, A. Kiendler, A. Petzold, H. Schlager, F. Schröder, K.-H. Wohlfrom: Influence of fuel sulfur on the composition of aircraft exhaust plumes: The experiments SULFUR 1 – 7, Journal of Geophysical Research, Vol. 107, 2002

²⁵ The Institute of Petroleum. IP 57 - Standard Test Method for Smoke Point of Kerosine and Aviation Turbine Fuel

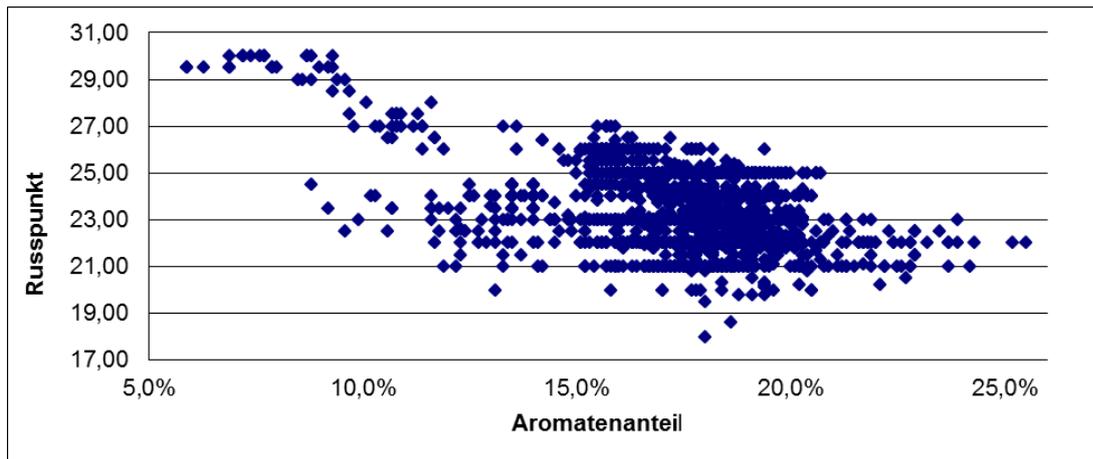


Abbildung 4.22: Zusammenhang zwischen Aromatenanteil und Russpunkt

Unter Berücksichtigung der in Abb. *50* dargestellten Ist-Verteilung sollte eine vergleichende Analyse der Emissionsauswirkungen von Biokerosin als zum Mischen verwendetes Referenzkerosin mindestens folgende Konstellationen betrachten:

- Hoher Schwefelgehalt, mittlerer Aromatengehalt
- Niedriger Schwefelgehalt, niedriger Aromatengehalt
- Niedriger Schwefelgehalt, mittlerer Aromatengehalt
- Niedriger Schwefelgehalt, hoher Aromatengehalt

Die Möglichkeit der Betrachtung von Kerosin mit hohem Schwefelgehalt wird hierbei allerdings eingeschränkt sein, da dieses nicht sehr häufig ist und nicht aus deutscher Produktion, sondern aus nicht identifizierbaren Importquellen stammt (Abb. 4.23; die Bezeichnung "Pipelines und Tanklager" bezieht sich auf Zertifikate, bei denen das Produkt nicht eindeutig einer Raffinerie zugeordnet werden konnte, sondern auf der Logistikschiene eine Vermischung erfolgt ist.)

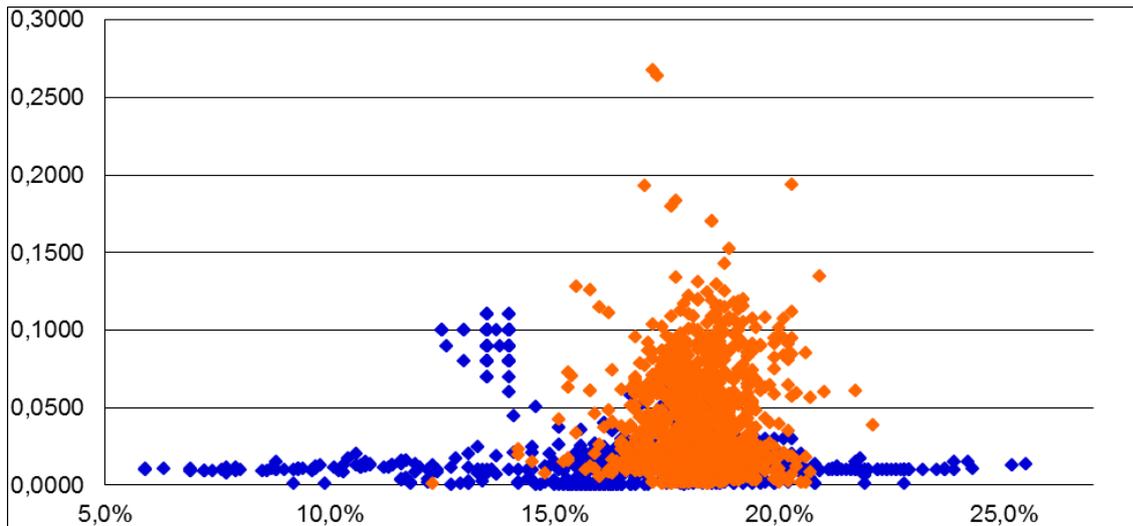


Abbildung 4.23: Verteilung von Schwefelgehalt und Aromatenanteil, differenziert zwischen identifizierbarer Produktion aus deutschen Raffinerien (blau) und Produkt aus Pipelines und Tanklagern (orange)

3.6 Ausblick

Für die Beschaffung von ausreichend HEFA-Biokerosin zur Durchführung von Messläufen mit verschiedenen Gemischen mit konventionellem Kerosin standen im Rahmen von BurnFAIR keine Mittel zur Verfügung. Lufthansa hat jedoch im Februar 2013 mit der EU-Kommission einen Vertrag über die Durchführung von Studien zum Mischverhalten von konventionellem Kerosin und Biokerosin erhalten. Dieser Vertrag sieht auch die Durchführung von Emissionsmessungen vor.

Es war geplant, diese Studien mit den BurnFAIR-Aktivitäten zu kombinieren, und so die mit den Emissionsmessungen angestrebten Ziele zu erreichen. Leider stellte sich jedoch die Beschaffung von HEFA-Biokerosin als wesentlich schwieriger heraus als ursprünglich erwartet. Es konnten daher in 2013 lediglich vorbereitende Maßnahmen durchgeführt und anschließend das Messkonzept durch Messungen mit Fanesan-Biokerosin validiert werden. Es ist von Lufthansa nach wie vor beabsichtigt, vergleichende Emissionsmessungen von HEFA-Biokerosingemischen und verschiedenen konventionellen Kerosinen durchzuführen, jedoch wird dies erst in 2014 und damit nicht mehr im Zusammenhang mit BurnFAIR erfolgen können.

Teil II

Wissenschaftliche Untersuchung von Wegen der Biokerosinproduktion aus verschiedenen Biomasse-typen

Verantwortliche Autoren:

Arne Gröngröft, Kathleen Meisel, Stephanie Hauschild, Elias Grasemann, David Peetz (Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH)

Kirsten Meyer (Technische Universität Hamburg-Harburg, Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft)

Arne Roth, Florian Riegel, Christian Endres (Bauhaus Luftfahrt e. V.)

Vorwort zu Teil II

Während in den Kapiteln 2 und 3 die Eigenschaften des Biokerosins und seine technische Eignung im Vordergrund standen, behandeln die folgenden Kapitel 4 bis 11 die für die Bereitstellung des Biokerosins erforderlichen Schritte, beginnend mit der Biomasseproduktion und endend mit dem Transport zum Flughafen, mit besonderem Fokus auf technischen, ökologischen und ökonomischen Aspekten. Diese Arbeit wurde im Rahmen von burnFAIR vom einem Forschungsteam bestehend aus Bauhaus Luftfahrt (BHL), dem Deutschen Biomasseforschungszentrum (DBFZ) sowie dem Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft der Technischen Hochschule Hamburg-Harburg (TUHH) durchgeführt. Die Arbeit erfolgte kollaborativ in einem sich abstimmdes Forscherteam, jedoch mit klaren Aufgabenverteilungen. Die technische und ökologische Analyse der Produktionspfade wurde vom Partner DBFZ (Kapitel 7 und 8) durchgeführt, die ökonomische Analyse von TUHH (Kapitel 9), die Potenzialanalyse (Kapitel 10) und die ganzheitliche Bewertung (Kapitel 11) von BHL. Die restlichen Abschnitte von Teil II wurden von den Partnern gemeinsam erstellt.

Die insgesamt von dem Team im Rahmen von BurnFAIR erstellten Teilberichte haben einen Gesamtumfang von rund 800 Seiten. Diese Berichte wurden für den vorliegenden Abschlussbericht in den insgesamt rund 150 Seiten umfassenden folgenden Kapiteln 4 bis 11 zusammengefasst. Diese Kürzung bringt mit sich, dass an einzelnen Stellen Ergebnisse nur dargestellt werden, die Ableitung der Ergebnisse aber nicht wiedergegeben ist.

Die Erstellung der Kapitel 4 bis 11 erfolgte durch die beteiligten wissenschaftlichen Institute. Der resultierende Text wurde von Lufthansa redaktionell bearbeitet und in den Abschlussbericht integriert, aber nicht inhaltlich verändert.

Kapitel 4: Kraftstoffselektion

Flüssige Kraftstoffe lassen sich über eine Vielzahl unterschiedlicher Verarbeitungspfade aus Biomasse herstellen. Es ergeben sich viele Kombinationsmöglichkeiten, von Technologien und Einsatzstoffen, von denen im Rahmen dieses Projektes naturgemäß nur eine Auswahl untersucht werden konnte. Die Vornahme dieser Auswahl stellte den ersten Bearbeitungsschritt des burnFAIR-Projektes dar.

4.1 Zielsetzung

Ziel der Auswahl war die Identifikation zweier verschiedener Kraftstofftypen, nämlich zum einen eines luftfahrtgeeigneten, möglichst nachhaltigen Biokraftstoffs mit unmittelbarer Verfügbarkeit (Typ 1) und zum anderen eines zusätzlich mittelfristig vielversprechenden Biokraftstoffs (Typ 2). Der Kraftstofftyp 1 sollte unmittelbar zur Verfügung stehen, während der Kraftstofftyp 2 nicht unmittelbar zur Verfügung stehen musste, aber dafür mittelfristig vor allem bezüglich Klimaschutz und Nachhaltigkeit eine vielversprechende Alternative für den Luftverkehr bieten sollte.

4.2 Vorgehensweise

Die Auswahl der beiden gesuchten Kraftstoffe vom Typ 1 und 2 basierte auf einer umfassenden Literaturrecherche.

- a) Zunächst wurden die Anforderungen an Biokraftstoffe zusammengetragen.
- b) Darauf folgend wurden die Biokraftstoffpfade ausgewählt, die für den Zeitrahmen des Projektes in Frage kommen.
- c) Nach der Auswahl der Biokraftstoffpfade konnten unter Berücksichtigung der im ersten Schritt kompilierten Anforderungen potenzielle Rohstoffe ausgesucht werden.
- d) Anhand einer definierten Bereitstellungskette wurden dann die Kriterien bestimmt und in einem Kriterienkatalog zusammengefasst.
- e) Mittels K.O.-Kriterien und einer Rangfolgematrix wurden die Kriterien gegenübergestellt und entsprechend angenommener Bedeutsamkeit unterschiedlich gewichtet.
- f) Auf diese Weise wurde in der anschließenden Auswahl ermittelt, welche Kraftstoffoption die gestellten Anforderungen am besten erfüllt.

4.2.1 Parameter zur Auswahl der Anforderungen

Die Luftfahrt sucht nach nachhaltigen Alternativen zu fossilem Kerosin, um die Rohölabhängigkeit zu reduzieren und THG-Emissionen einzusparen. Nachhaltigkeit gründet sich häufig neben ökologischen Aspekten auch auf soziale und ökonomische Gesichtspunkte. Dieses Modell wurde hier zu Grunde gelegt und dementsprechend Kriterien zu technischen, ökonomischen und ökologischen Fragestellungen an alternative Kraftstoffe festgelegt.

Die **technischen** Anforderungen beinhalten vor allem eine für die Luftfahrt gültige Zertifizierung des Kraftstoffes, der für den Einsatz im kommerziellen Flugbetrieb unbedingt Voraussetzung für einen sicheren Flugbetrieb ist. Für den internationalen Luftverkehr ist die Zulassung der Standardisierungsorganisationen ASTM International und UK Defence Standardization (DefStan) Voraussetzung. Deshalb wurden laufende und abgeschlossene Standardisierungsprozesse nach ASTM D7566, dem derzeit einzigen gültigen Standard für synthetische Kraftstoffe im Luftverkehr, für die Auswahl herangezogen.

Außerdem wird die Verfügbarkeit der Konversionstechnologien zur Herstellung der Biokraftstoffe eine Rolle spielen. Abhängig vom Kraftstofftyp muss die Konversionstechnologie marktreif oder zumindest eine Marktreife absehbar sein. Der Status der Konversionstechnologien zur Herstellung der zertifizierten und der im Zertifizierungsprozess befindlichen Kraftstoffe wurde dementsprechend geprüft.

Die Biokraftstoffe sollten **wirtschaftlich** einsetzbar sein. In diesem Fall bedeutet das auch, dass der Biokraftstoff im bestehenden System eingesetzt werden kann und es nicht nötig ist, Flotte und Distributionssystem technisch anzupassen. Daher kamen nur sogenannte „drop-in“-Kraftstoffe für eine engere Auswahl in Frage, denn diese besitzen weitgehend dieselben Eigenschaften wie fossiles Kerosin. Die Zulassung nach ASTM D7566 beinhaltet diesen „drop-in“-Aspekt bereits.

Die **ökologischen** Anforderungen ergeben sich aus der Bedingung der Nachhaltigkeit, die sich hier vor allem auf die Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG (RED) der Europäischen Union zur Förderung und Nutzung von Energie und den Angaben der *Sustainable Aviation Fuel Users Group (SAFUG)* beziehen²⁶. Sie fordern die Minderung von

²⁶ Our Commitment to Sustainable Options; Sustainable Aviation Fuel Users Group (SAFUG), (Zugegriffen 05.04.2011 auf: http://www.safug.org/assets/docs/pledge_102010.jpg).

Treibhausgasemissionen über den gesamten Lebensweg und stellt Nachhaltigkeitsanforderungen an die Biomasse. Aussagen zu diesen Anforderungen wurden über geeignete Kriterien abgedeckt.

Auf Basis dieser Anforderungen erfolgten die nächsten Schritte:

- a) Auswahl vielversprechender Biokraftstoffe
- b) Auswahl der entsprechenden Rohstoffe
- c) Erstellung eines Kriterienkatalogs, der die Anforderungen an die betrachteten Biokraftstoffe und ausgewählten Rohstoffe umfasst und diese untereinander vergleichbar abbildet

4.2.1.1 Parameter zur Auswahl alternativer Herstellungspfade

Aus den technischen Anforderungen ergibt sich ein einziges zentrales Anforderungskriterium an die Herstellungspfade: Voraussetzung ist die erfolgte oder bald erwartete Zulassung durch ASTM International.

Bisher wurden durch ASTM zwei Herstellungsverfahren für Biokraftstoffe für den Flugverkehr zugelassen, wobei die Beimischung zu Jet A-1 maximal 50 % beträgt. Dies sind HEFA-Kraftstoffe (Hydroprocessed Esters and Fatty Acids) sowie BtL-Kraftstoffe (Biomass to Liquid) auf Basis des Fischer-Tropsch Verfahrens. Diese Verfahren werden im Weiteren als HEFA-SPK bzw. FT-SPK bezeichnet, wobei SPK für *synthetic paraffinic kerosene* steht.

Die Entscheidung über die zu untersuchenden Kraftstoffe wurde im Juni 2011 gefällt. Zu diesem Zeitpunkt gab es über HEFA-SPK und FT-SPK keine weiteren Verfahren, deren Zulassung man als „bald erwartet“ hätte beschreiben können. Tatsächlich sind auch bis zum jetzigen Zeitpunkt (März 2014) keine weiteren Herstellungsverfahren zugelassen worden. Mehrere Verfahren haben mittlerweile einen Stand erreicht, der eine Zulassung noch 2014 realistisch erscheinen lässt. Welche Kraftstoffe dies sein würden, war jedoch 2011 noch nicht absehbar. Als in Frage kommende Kraftstoffe wurden daher nur HEFA-SPK und FT-SPK betrachtet.

4.2.1.2 Parameter zur Auswahl der Rohstoffe

Aus den relevanten Kraftstoffproduktionspfaden ergab sich eine erste Vorauswahl der Rohstoffe. Berücksichtigt wurden:

- für HEFA-SPK: Ölpalme, Leindotter, Jatropha, Merrettichbaum, Wunderbaum/ Castor plant, Babassu, Jojoba, Soja, Raps
- für FT-SPK: Waldretholz, KUP, Energiegräser, Reststroh

4.2.2 Zuweisung der Kriterien

Als nächster Schritt wurde der Kriterienkatalog erstellt. Die Biokraftstoffbereitstellungskette wurde in einzelne Prozessschritte unterteilt und jedem Schritt dieser Bereitstellungskette und den ausgewählten Rohstoffen die entsprechenden Kriterien zu ökologischen, ökonomischen und technischen Anforderungen zugeordnet.

Die Datenermittlung erfolgte über eine Literaturrecherche. Dafür wurde eine Vielzahl wissenschaftlicher Beiträge und Datenbanken zusammengetragen, ausgewertet und die Informationen untereinander abgeglichen.

4.2.3 Erstellung eines Rangfolgeverfahrens und einer Bewertungsmatrix

Die identifizierten Kriterien sind von unterschiedlicher Wichtigkeit für eine Entscheidungsfindung, welcher Kraftstoffpfad bzw. welche Rohstoffe am besten für Kraftstoffalternative Typ 1 (zeitnah) und Typ 2 (kurz- bis mittelfristig) geeignet sind. Daher wurden zunächst die entscheidenden Kriterien herausgefiltert und anschließend abhängig vom Kraftstofftyp unterschiedlich gewichtet. In Abstimmung mit den Projektpartnern erfolgte dann die Auswahl der Kraftstofftypen unter Verwendung des Rangfolgeverfahrens.

4.3 Ausgewählte Pfade zur Biokerosinproduktion

Als Kraftstofftyp 1 wurde HEFA-SPK ausgewählt. HEFA war zum Bearbeitungszeitpunkt die einzige ASTM-zertifizierte Biokraftstoffalternative für die Luftfahrt, die in großtechnischen Mengen verfügbar ist. HEFA-SPK wurde in der Vergangenheit bereits in Testflügen eingesetzt und ist als Kraftstoffalternative insofern besonders interessant. Bei der Produktion kann auf vorhandene Infrastrukturen sowie bewährte Technologien aus der Rohölbereitstellung und der Kraftstoff-Herstellung zurückgegriffen werden. Dies kann

Standorterkundungen, Planungs- und Investitionskosten verringern, da entsprechende Erfahrungen von Anlagenbetreibern vorliegen.

Als Rohstoff für den Kraftstofftyp 1 wurde *Jatropha* gewählt. Ausschlaggebend für die Auswahl sind bestimmte Eigenschaften der *Jatropha*-Pflanze, die im Vergleich zu anderen ölhaltigen Pflanzen auf trockeneren und nährstoffärmeren Böden gedeihen. Zudem ist sie für Menschen und Tiere ungenießbar. Daher ließe sich eine direkte Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion vermeiden und das Potenzial zum nachhaltigen Anbau von *Jatropha* wurde in einigen Veröffentlichungen entsprechend hoch eingeschätzt. Jedoch ist zu berücksichtigen, dass prinzipiell anspruchslosere Ölpflanzen auf nährstoffarmen Böden deutlich geringere Erträge erbringen als auf nährstoffreichen Böden. Im Gegensatz zu *Jatropha* sind die etablierten ölhaltigen Energiepflanzen Soja, Raps und Ölpalme bereits in großen Mengen verfügbar. Sie finden jedoch auch im Nahrungsmittelsektor Verwendung, weshalb sie in diesem Projekt im Sinne der Nachhaltigkeit als nicht vorteilhaft eingeschätzt werden.

Die Entscheidung für den Kraftstofftyp 2 fiel auf FT-SPK. Dadurch ergibt sich neben den Pflanzenölen eine weitere Rohstoffquelle zur Herstellung von synthetischem Kerosin auf Basis von Biomasse. Es können Reststoffe wie Waldrestholz oder Stroh eingesetzt werden sowie schnell wachsende Energiegräser oder -hölzer. Somit ergibt sich global eine größere Verfügbarkeit als es bei Pflanzenölen der Fall ist. Derzeit wird jedoch noch kein FT-SPK im industriellen Maßstab produziert und die Investitionen in eine komplexe BtL-Anlage stellen einen entscheidenden Anteil an den Produktionskosten dar^{27/28}. Es bestehen verschiedene Kleinanlagen zur Biomassevergasung und die Fischer-Tropsch-Synthese wird bereits großtechnisch angewandt zur Herstellung von fossilen Kraftstoffen.

Aufgrund des vorrangigen Einsatzes von Holzhackschnitzeln in bisherigen Demonstrationsanlagen wurde FT-SPK auf Basis von Plantagenholz als Kraftstofftyp 2 betrachtet. Waldrestholz erscheint wegen der geringen Flächenerträge und dem damit verbundenen höheren Aufwand für Beschaffung und Transport als einzelner Rohstoff für die Biokraftstoffproduktion weniger geeignet. Obwohl Plantagenhölzer hinsichtlich Anbau und Nährstoffbedarf weniger anspruchsvoll sind als viele Ölpflanzen, besteht bei erhöhter Nachfrage die Gefahr, dass wertvolle Anbauflächen vereinnahmt werden, die zur Nahrungsmittelproduktion

²⁷ Novelli, P. u.a.: Sustainable Way for Alternative Fuels and Energy for Aviation (SWAFEA), European Commission, SWAFEA final report D.9.2, 2011.

²⁸ Müller-Langer, F., u.a.: RENEW Cost assessment, scientific report, IEE, 2008

geeignet sind. Aus diesem Grund darf die Überwachung der Nachhaltigkeit nicht vernachlässigt werden.

Im Folgenden werden diese ausgewählten Kraftstoffalternativen im Detail untersucht und neben der Evaluierung der zu erwartenden Potenziale werden eine Ökobilanzierung, technologische Betrachtung und Wirtschaftlichkeitsrechnung durchgeführt.

Kapitel 5: Hintergrund der betrachteten Bio-SPK-Produktionspfade

Dieses Kapitel stellt eine allgemeine Beschreibung der untersuchten Produktionsketten dar.

5.1 HEFA-SPK aus Jatrophaöl

Der Produktionspfad „HEFA-SPK aus Jatrophaöl“ wird hier entlang der Prozessmodule Jatropha-Anbau, Ernte und Bereitstellung von Jatrophaöl sowie Konversion des Öls zu SPK-Kraftstoff beschrieben. Dabei ist zu beachten, dass die Systemgrenzen bei der ökologischen und ökonomischen Analyse in den Kapiteln 8 und 9 zusätzlich noch die Distribution des erzeugten Kraftstoffes umfassen. Dieses Prozessmodul wird jedoch im vorliegenden Kapitel nicht näher beschrieben.

5.1.1 Jatropha-Anbau

5.1.1.1 Jatropha curcas: Allgemeines

Botanik und Verbreitung. *Jatropha curcas* L. (Abbildung 5.1; im Folgenden wird die Pflanze kurz als Jatropha bezeichnet) gehört zur Familie der *Euphorbiaceae*, wächst als kleiner Baum oder Busch bis zu einer Höhe von 6 m und hat eine Lebenserwartung von etwa 50 Jahren. Das geografische Ursprungsgebiet von Jatropha war mit hoher Wahrscheinlichkeit auf Mexiko und teilweise auf die angrenzenden Länder Zentralamerikas begrenzt^{29/30}. In der heutigen Zeit ist Jatropha jedoch pantropisch im sogenannten Jatropha-Gürtel zwischen 30° N und 35° S verbreitet.

An den Zweigenden von Jatropha bilden sich Bündel von 5 - 20 Früchten, wobei jede Frucht drei, selten vier oder fünf, Samen enthält. Die Samen sind schwarz und bohnenförmig und wiegen 0,5 – 0,8 g.³¹

Alle Pflanzenteile von Jatropha sind giftig. Die Toxizität geht eine Reihe verschiedener Verbindungen zurück, wobei sie hauptsächlich von Phorbolesteren hervorgerufen wird, die vor allem in den Samen in hoher Konzentration auftreten³².

²⁹ Heller, J. *Physic nut. Jatropha curcas* L.: *Promoting the conservation and use of underutilized and neglected crops. 1.* (Institute of Plant Genetics and Crop Plant Research, Gatersleben / International Plant Genetic Resources Institute, Rom, 1996).

³⁰ Achten, W. M. J. *et al.* Towards domestication of *Jatropha curcas*. *Biofuels* 1, 91–107 (2010).

³¹ van der Putten, E. *et al.* The Jatropha Handbook: From Cultivation to Application. (FACT Foundation, Eindhoven, 2010).

Aufgrund der Widerstandsfähigkeit gegen Trockenheit und Tierfraß und der allgemeinen anspruchslosigkeit dient *Jatropha* auch als natürliche Umzäunung von Weiden oder anderen landwirtschaftlichen Flächen, als Erosionsschutz und zur Wiederaufforstung degradierter Flächen.



Abbildung 5.1: *Jatropha curcas* L.; Samen (links) und junge Pflanzen (rechts)

5.1.1.2 Die Agronomie von *Jatropha*

Mittlerweile existiert eine umfangreiche wissenschaftliche Literatur zum Thema *Jatropha*, sodass nicht nur allgemeine Informationen zur Pflanze, etwa zur Verbreitung, Herkunft und Systematik, sondern auch zu agronomischen Praktiken (z. B. Pflanzung, Pflege und Ernte) gut dokumentiert sind. Beispiele sind das *Jatropha Handbook*³³ und der Leitfaden von van der Peer³⁴. Einen aktuellen und detaillierten Überblick über Physiologie, Genetik, Züchtung, Potenzialen, Risiken und Kenntnislücken liefern Achten *et al.* in ihrem Übersichtsartikel „Towards domestication of *Jatropha curcas*“³⁵.

Trotz der intensiven Forschung und der zunehmenden Verfügbarkeit entsprechender Literatur ist *Jatropha* im Hinblick die kommerzielle Nutzung eine junge Pflanze. Es bestehen noch große Wissenslücken bzgl. der Agronomie von *Jatropha*, bspw. zum Zusammenhang zwischen Nährstoffversorgung und Ölertrag. Bei der Entwicklung agronomischer Praktiken besteht demnach möglicherweise noch großes Optimierungspotenzial. Dies gilt auch in

³² Achten, W. M. J. *et al.* Towards domestication of *Jatropha curcas*. *Biofuels* **1**, 91–107 (2010).

³³ van der Putten, E. *et al.* *The Jatropha Handbook: From Cultivation to Application*. (FACT Foundation: Eindhoven, The Netherlands, 2010).

³⁴ van Peer, A. *Growing Jatropha*. 1–42 (2010). <www.jatropha.pro>

³⁵ Achten, W. M. J. *et al.* Towards domestication of *Jatropha curcas*. *Biofuels* **1**, 91–107 (2010).

Bezug auf die Züchtung, da aktuelle Pflanzungen fast ausschließlich auf Wildtypen basieren. Speziell in der Züchtung muss sich noch zeigen, ob ähnliche Entwicklungssprünge wie bei etablierten Nutzpflanzen, wie etwa Mais oder Weizen, erzielt werden können.

Standortanforderungen. Neben den klimatischen Bedingungen, insbesondere dem lokalen niederschlagsbedingten Wasserangebot, kommt der Bodenbeschaffenheit für den ertragreichen Betrieb einer Plantage eine hohe Bedeutung zu. *Jatropha* gedeiht auf einer Reihe verschiedener Böden, wobei trockene, gut durchlüftete Sand- oder Kiesböden besonders geeignet zu sein scheinen³⁶. *Jatropha* verträgt keine Staunässe, weshalb sich schwere Lehmböden nicht für den *Jatropha*-Anbau eignen. Die Bodentiefe sollte mindestens 45 cm und die Boden­neigung weniger als 30° betragen.

Düngung. Wie alle Nutzpflanzen benötigt *Jatropha* zur Produktion hoher Erträge ein ausreichendes Nährstoffangebot. So deutet der hohe Stickstoffgehalt der *Jatropha*-Früchte darauf hin, dass ein hoher Stickstoffgehalt im Boden vorliegen muss, da *Jatropha* nicht selbst zur chemischen Stickstofffixierung befähigt ist^{37/38}. Weiterhin scheint eine gute Phosphorversorgung wichtig zu sein, wobei die Phosphoraufnahmen durch die Anwesenheit von Mykorrhiza-Symbionten unterstützt wird³⁹. Auf der anderen Seite wurde beobachtet, dass sich ein durch intensive Düngung erhöhtes Nährstoffangebot zwar positiv auf die Biomasseproduktivität insgesamt auswirkt, jedoch auf Kosten der Samenproduktion, also der Erträge⁴⁰. Auf dem Gebiet der Düngetechnik für kommerzielle *Jatropha*-Plantagen ist also noch erheblicher Forschungsaufwand notwendig, um den zur Erzielung hoher Samen- bzw. Öl­erträge optimalen Einsatz von Düngemitteln zu bestimmen.

Ertrag und Wasserbedarf. Ein wichtiges Beispiel für die unsichere und teilweise kontroverse Informationslage ist der Ertrag. Eine in diesem Zusammenhang viel zitierte Arbeit ist die Publikation von Francis *et al.*, der zufolge unter günstigen Bedingungen ein

³⁶ Achten, W. M. J. *et al.* *Jatropha* bio-diesel production and use. *Biomass and Bioenergy* **32**, 1063–1084 (2008).

³⁷ Stickstofffixierende Pflanzen (z. B. Leguminosen) binden den chemisch inerten und in der Luft vorhandenen molekularen Stickstoff (N₂) in Form von Ammoniak (NH₃) und nutzen diesen in ihrem Stoffwechsel.

³⁸ Openshaw, K. A review of *Jatropha curcas*: an oil plant of unfulfilled promise. *Biomass and Bioenergy* **19**, 1–15 (2000)

³⁹ Achten, W. M. J. *et al.* *Jatropha* bio-diesel production and use. *Biomass and Bioenergy* **32**, 1063–1084 (2008).

⁴⁰ Achten, W. M. J. *et al.* *Jatropha* bio-diesel production and use. *Biomass and Bioenergy* **32**, 1063–1084 (2008).

Ertrag von $5 \text{ t ha}^{-1} \text{ a}^{-1}$ erwartet werden kann⁴¹. Hierbei handelt es sich jedoch nicht um eine empirisch belegte Zahl, sondern um einen Schätzwert. Dieser wird von Achten *et al.* zitiert, wobei jedoch auch auf verschiedene andere Quellen verwiesen wird, in denen Erträge von bis zu $12 \text{ t ha}^{-1} \text{ a}^{-1}$ angegeben werden⁴². Achten *et al.* weisen jedoch in diesem Zusammenhang darauf hin, dass in den entsprechenden Berichten generell Angaben zu den äußeren Bedingungen fehlten und meist auf inkorrekt er Extrapolation von Erträgen einzelner Pflanzen beruhten.

Jongschaap *et al.* prognostizieren in ihrer viel zitierten Abhandlung⁴³ „Claims and Facts on *Jatropha curcas* L.“ je nach Wachstumsbedingungen potenzielle Erträge von $1,5 - 7,8 \text{ t ha}^{-1} \text{ a}^{-1}$.

Bei genauem Hinsehen stellen sich also fast alle Ertragsangaben in der Literatur als Prognosen und Abschätzungen zu potenziellen Erträgen heraus, wobei immer wieder dieselben Quellen zitiert werden. Belastbare Prognosen sind kaum möglich, da bislang unklar ist, inwiefern sich durch Züchtung und Verbesserung der Anbautechniken Verbesserungen erzielen lassen.

Tatsächlich blieben die Erträge in zahlreichen Jatropha-Projekten und Feldversuchen, etwa in Indien und verschiedenen afrikanischen Ländern, deutlich hinter den Erwartungen zurück^{44/45/46}. Allerdings kann daraus nicht abgeleitet werden, dass auf Jatropha-Plantagen generell keine hohen Erträge erzielt werden können. Die bereits erwähnte umfassende Befragung von Jatropha-Produzenten durch Wahl *et al.* deutet darauf hin, dass unter geeigneten Bedingungen durchaus Samenerträge von $4 \text{ t ha}^{-1} \text{ a}^{-1}$ erzielt werden können⁴⁷. Allerdings wird in der Studie darauf hingewiesen, dass sich die Ertragsangaben der Produzenten über weite Bereiche erstrecken und teilweise eindeutig Ertragsziele anstatt tatsächlich erzielte Erträge darstellen. Insgesamt ist eine Abschätzung der Zuverlässigkeit

⁴¹ Francis, G., Edinger, R. & Becker, K. A concept for simultaneous wasteland reclamation, fuel production, and socio-economic development in degraded areas in India: Need, potential and perspectives of *Jatropha* plantations. *Natural Resources Forum* **29**, 12–24 (2005).

⁴² Achten, W. M. J. *et al.* *Jatropha* bio-diesel production and use. *Biomass and Bioenergy* **32**, 1063–1084 (2008).

⁴³ Jongschaap, R. E. E., Corre, W. J., Bindraban, P. S. & Brandenburg, W. A. *Claims and Facts on Jatropha curcas* L. (Plant Research International B.V., Wageningen, 2007).

⁴⁴ *Jatropha Reality Check*. (Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH, 2009).

⁴⁵ Kant, P. & Wu, S. The extraordinary collapse of *Jatropha* as a global biofuel. *Environmental Science & Technology* **45**, 7114–5 (2011).

⁴⁶ Sanderson, K. Wonder weed plans fail to flourish. *Nature* **461**, 328–9 (2009).

⁴⁷ Wahl, N. *et al.* Insights into *Jatropha* Projects Worldwide -Key Facts & Figures from a Global Survey-. (Centre for Sustainability Management (CSM): Lüneburg, 2012).

der Angaben schwierig und muss im Einzelnen, auch im Kontext der lokalen Wachstumsbedingungen, wissenschaftlich verifiziert werden.

Ein zur Erzielung hoher Erträge wichtiger Parameter ist die Verfügbarkeit von Wasser bzw. der Wasserbedarf und der klimatische Anspruch von *Jatropha*. Ein wesentlicher Grund für das stark gewachsene Interesse an *Jatropha* liegt in der verbreiteten Annahme, dass *Jatropha* sehr gut an aride und semi-aride klimatische Bedingungen angepasst sei^{48/49/50}. In einer sehr interessanten Arbeit haben Maes *et al.* durch intensive Recherchen in Herbarien das Vorkommen von *Jatropha* im natürlichen Verbreitungsgebiet Zentralamerika zu den lokalen klimatischen Bedingungen ins Verhältnis gesetzt und daraus ein genaueres Bild von den klimatischen Ansprüchen der Pflanze abgeleitet⁵¹. Im Ergebnis konnte gezeigt werden, dass *Jatropha* nicht, wie verbreitet angenommen, an semi-aride oder sogar aride Verhältnisse angepasst ist, sondern in solchen Gebieten natürlicherweise gar nicht vorkommt. Die Jahresniederschläge in den natürlichen Verbreitungsgebieten liegen zwischen 944 und 3121 mm, wobei als optimaler Bereich 1200 - 2000 mm gefunden wurde. Diese Werte widersprechen der erwähnten verbreiteten Auffassung, *Jatropha* wäre auch in trockenen Gegenden produktiv. Interessanterweise ergab ein Abgleich der Autoren mit der geographischen Lage existierender *Jatrophaplantagen*, dass 43 % dieser Plantagen in Regionen lokalisiert sind, in denen die Jahresniederschlagsmenge unterhalb von denen in den natürlichen Verbreitungsgebieten von *Jatropha* liegen. Der nicht unerhebliche Wasserbedarf von *Jatropha* steht im Einklang mit dem überraschend großen Wasserfußabdruck von Biodiesel aus *Jatrophaöl*, der in einer viel beachteten, aber auch kontrovers diskutierten, Studie von Gerbens-Leens *et al.* festgestellt worden ist⁵².

In einer anschließenden Arbeit desselben Teams (Trabucco *et al.*) auf Basis der relativen Vorkommenshäufigkeit von *Jatropha* im natürlichen Verbreitungsgebiet wurde das Reproduktionspotenzial und damit die Samenerträge als Funktion der Wachstums-

⁴⁸ Heller, J. *Physic nut. Jatropha curcas L.: Promoting the conservation and use of underutilized and neglected crops. 1.* (Institute of Plant Genetics and Crop Plant Research, Gatersleben / International Plant Genetic Resources Institute, Rom, 1996).

⁴⁹ Orwa, C., Mutua, A., Kindt, R., Jamnadass, R. & Simons, A. *Jatropha curcas L. Database 0*, (2009).

⁵⁰ Kumar, A. & Sharma, S. An evaluation of multipurpose oil seed crop for industrial uses (*Jatropha curcas L.*): A review. *Industrial Crops and Products* **28**, 1–10 (2008).

⁵¹ Maes, W. H., Trabucco, A., Achten, W. M. J. & Muys, B. Climatic growing conditions of *Jatropha curcas L.* *Biomass and Bioenergy* **33**, 1481–1485 (2009).

⁵² Gerbens-Leens, W., Hoekstra, A. Y. & Van der Meer, T. H. The water footprint of bioenergy. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America* **106**, 10219–10223 (2009).

bedingungen modelliert⁵³. Bei der Parametrisierung der Modellierung wurde ein maximaler Ertrag von $5 \text{ t ha}^{-1} \text{ a}^{-1}$ angenommen und der höchsten Reproduktionsrate zugeordnet. Durch Abgleich mit georeferenzierten Daten zu Klimabedingungen konnte ein globales Mapping potenzieller Erträge durchgeführt werden (Abbildung 5.2). Das Mapping zeigt deutlich, dass maximale Erträge nur in vergleichsweise wenigen Regionen zu erwarten sind, wogegen die zu erwartenden Erträge im Rest des sogenannten Jatropha-Gürtels deutlich darunter liegen.

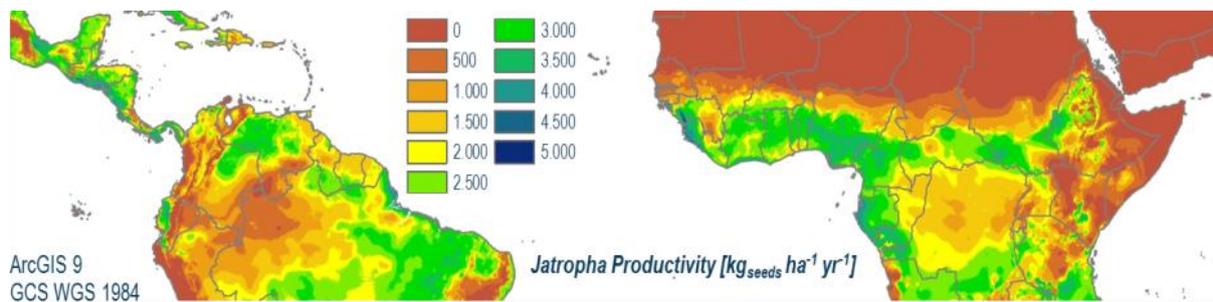


Abbildung 5.2: Globale Abschätzung von Jatrophaerträgen (ausschnittsweise Darstellung) auf Basis aktueller klimatischer Bedingungen nach Trabucco *et al.*⁵⁴ (Grafik reproduziert mit Hilfe des Programms ArcGIS 9 unter Nutzung der von Trabucco *et al.* zur Verfügung gestellten modellierten Ertragsdaten)

Im Zusammenhang mit der Studie von Trabucco *et al.* muss jedoch angemerkt werden, dass die zu erwartende Ertragsobergrenze von $5 \text{ t ha}^{-1} \text{ a}^{-1}$ einen der Literatur entnommenen Wert darstellt, der den Autoren realistisch erschien. Wie oben bereits beschrieben, sind die bislang publizierten Ertragsangaben jedoch nicht empirisch belegt. Daher sollte das in Abbildung 5.2 gezeigte Mapping in erster Linie qualitativ interpretiert werden, d. h. als Information zur Verortung von Regionen mit verschiedenen zu erwartenden Ertragskategorien. Die quantitative Information der Abschätzung, nämlich die absoluten Ertragszahlen, ist jedoch aufgrund des empirisch nicht validierten Wertes der Ertragsobergrenze mit einer gewissen Unsicherheit behaftet. Weiterhin muss beachtet werden, dass die Erträge auf Basis der natürlichen Verbreitungsfähigkeit von Jatropha und gegebenen klimatischen Bedingungen modelliert wurden. Die Autoren weisen ausdrücklich darauf hin, dass durch Anwendung agronomischer Techniken (etwa Bewässerung, Düngung und Pflanzenschutz) durchaus höhere Erträge erzielt werden könnten.

⁵³ Trabucco, A. *et al.* Global mapping of *Jatropha curcas* yield based on response of fitness to present and future climate. *GCB Bioenergy* **2**, 139–151 (2010).

⁵⁴ Trabucco, A. *et al.* Global mapping of *Jatropha curcas* yield based on response of fitness to present and future climate. *GCB Bioenergy* **2**, 139–151 (2010).

Eine in etwa zur selben Zeit veröffentlichte Arbeit von Li *et al.* befasst sich ebenfalls mit der Simulation von Erträgen von *Jatropha* in Abhängigkeit von äußeren Wachstumsbedingungen, allerdings basierend auf einem anderen Ansatz⁵⁵. Die Ergebnisse stehen im Wesentlichen mit der Studie von denen von Trabucco *et al.* im Einklang, weichen im Detail jedoch teilweise deutlich ab.

Trotz des theoretischen Charakters und der damit verbundenen Unsicherheiten dieser Ertragssimulationen bilden beide Studien aktuell vermutlich die aktuell genaueste und verlässlichste Informationsgrundlage bzgl. der potenziellen Produktivität von *Jatropha* als Funktion der lokal herrschenden klimatischen Bedingungen. Die entsprechenden Ertragsdaten wurden daher auch für die Betrachtungen im Rahmen von burnFAIR verwendet.

Pflanzenschutz. Auch in Bezug auf die Notwendigkeit von Pflanzenschutzmaßnahmen bestehen noch erhebliche Wissenslücken. Während in früheren Publikationen, deren Aussagen sich oft auf die Eigenschaften von Wildpflanzen stützten, die *Jatropha*-Pflanze als kaum anfällig gegenüber Schädlingen und Krankheiten galt⁵⁶, deuten spätere Studien darauf hin, dass *Jatropha* in Monokulturen genau wie alle anderen Kulturpflanzen auch befallen werden.⁵⁷ Für die vorliegende Studie wird daher von einer geringen, jedoch regelmäßigen Anwendung von Pflanzenschutzmitteln ausgegangen (vgl. Kapitel 6.1.1)

5.1.2 Ernte und Bereitstellung von *Jatropha*öl

Ernte. Die Ernte auf *Jatropha*-Plantagen erfolgt in der Regel manuell. Das liegt hauptsächlich daran, dass *Jatropha* über einen sehr langen Zeitraum reift, abhängig von den klimatischen Gegebenheiten sogar das ganze Jahr über. Eine Plantage kann also nicht in einem Durchgang abgeerntet werden, weil Früchte vollständig unterschiedlicher Reifegrade direkt nebeneinander hängen. Dieser Umstand macht eine mechanische Ernte technisch schwierig, da es gilt, das Ernten unreifer Früchte mit niedrigem Ölgehalt möglichst zu vermeiden. Getrieben vom hohen und damit kostenintensiven Arbeitsaufwand der manuellen Ernte werden dennoch aktuell verschiedene Ansätze zur mechanischen Ernte von

⁵⁵ Li, Z., Lin, B.-L., Zhao, X., Sagisaka, M. & Shibasaki, R. System Approach for Evaluating the Potential Yield and Plantation of *Jatropha curcas* L. on a Global Scale. *Environmental Science & Technology* **44**, 2204–2209 (2010).

⁵⁶ Openshaw, K. A review of *Jatropha curcas*: an oil plant of unfulfilled promise. *Biomass and Bioenergy* **19**, 1–15 (2000).

⁵⁷ Brittain, R. & Litaladio, N. *Jatropha*: A Smallholder Bioenergy Crop -The Potential for Pro-Poor Development-. *Integrated Crop Management* **8**, (2010)

Jatrophafrüchten entwickelt, wobei oft versucht wird, bereits etablierte Konzepte von anderen Früchten, wie etwa Oliven oder Nüssen, auf die Jatrophaernte zu übertragen. Obwohl sich bislang noch keiner der verfolgten Ansätze durchsetzen konnte, erscheint es aus den genannten Kostengründen wahrscheinlich, dass die mechanische Ernte im Zuge der Entwicklung voll produktiver kommerzieller Plantagen an Bedeutung gewinnen wird. Ein wesentlicher Faktor in dieser Entwicklung wird hierbei dem Erfolg der züchterischen Bemühungen zukommen, die auf eine Verkürzung der Reifezeiträume ausgerichtet sind.

Nach der Ernte müssen die Früchte enthülst werden. Dieser Vorgang kann manuell, halbmaschinell oder maschinell erfolgen. Dabei werden die geernteten Früchte in Samen und Hülsen aufgetrennt. Die Samen werden anschließend luft- und sonnengetrocknet, bis ein Wassergehalt von 6 - 7 % erreicht ist, der sowohl die Lagerung der Samen über eine Zeitspanne von einigen Monaten erlaubt als auch einen für die Ölpresung idealen Wert darstellt.

Ölgewinnung. Zu Gewinnung des Öls werden die Jatrophasamen in ihre festen Bestandteile (Presskuchen), bestehend aus Schalen und Mehl, sowie das Öl aufgetrennt. Die durchschnittliche massebasierte Zusammensetzung der gesamten Jatrophafrucht ist in Tabelle 5.1 aufgeführt.

Tabelle 5.1. Durchschnittliche massebasierte Zusammensetzung von sonnengetrockneten (6 – 7 % Wassergehalt) Jatrophafrüchten (nach Reinhardt *et al.*, 2008⁵⁸)

Früchte	Anteil an Früchten	Anteil an Samen	Anteil an Kernen	N-Gehalt	P ₂ O ₅ -Gehalt	K ₂ O-Gehalt
Hülsen	37,5 %			2,10 %	0,84 %	2,30 %
Samen	62,5 %					
Schalen	23,4 %	37,5 %				
Kerne	39,1 %	62,5 %				
Presskuchen	17,6 %	28,1 %	45,0 %			
Öl	21,5 %	34,4 %	55,0 %			

Der Vorgang der Ölgewinnung kann grob in drei Prozessschritte unterteilt werden: (a) Samenreinigung, (b) Ölextraktion und (c) Ölaufbereitung.

⁵⁸ Reinhardt, G. *et al.* *Basic data for Jatropha production and use.* (Institute for Energy and Environmental Research Heidelberg gGmbH; Central Salt & Marine Chemicals Research Institute, Bhavnagar; Universität Hohenheim; 2008).

Im Prozessschritt der Samenreinigung werden die getrockneten Samen zunächst von Verunreinigungen wie Sand und Steinen befreit. Bei der anschließenden Ölextraktion können zwei prinzipiell verschiedene Ansätze unterschieden werden, die auch miteinander kombiniert werden können, nämlich die mechanische und die Lösungsmittel-basierte Extraktion. Während die Ölausbeuten bei einer rein mechanischen Extraktion auf 90 - 95 % begrenzt sind, können die Ausbeuten durch Zugabe organischer Lösungsmittel wie Hexan auf bis zu 99 %⁵⁹ erhöht werden. Allerdings ist eine derartige chemische Extraktion mit einem erhöhten technischen Aufwand verbunden und daher nur für durchsatzstärkere Anlagen sinnvoll. Zur Gewinnung von Jatrophaöl wird in der Regel (auch in den Betrachtungen im Rahmen von burnFAIR) von rein mechanischen Verfahren ausgegangen.

Es existieren unterschiedliche Techniken zur mechanischen Extraktion von Öl aus ölhaltigen Samen. Da Jatropha noch keine etablierte Ölf Frucht wie bspw. Raps darstellt, existiert für die Extraktion von Jatrophaöl entsprechend auch noch keine industriell etablierte Praxis. Die Ölextraktion kann in einem kontinuierlichen Prozess (kontinuierliche Zuführung von Ölsamen bei gleichzeitiger Abführung von Öl und Presskuchen) oder auch diskontinuierlich mit einzelnen Chargen erfolgen. Beide Prozesstechniken können sowohl manuell als auch motorgetrieben durchgeführt werden, wobei kontinuierlich arbeitende Pressung gewöhnlich über einen Motorantrieb verfügt. Darüber hinaus wird zwischen Kaltpressung und Heißpressung unterschieden.

Die geplante Durchsatzleistung spielt bei der Entscheidung für eine bestimmte Extraktionstechnik eine wesentliche Rolle. Für Ölproduktionsraten von mehr als 5 L h^{-1} , also auch im Fall der im vorliegenden Bericht betrachteten Produktionssysteme (s. Kapitel 6.1.2) kommen nur kontinuierliche, in der Regel motorgetriebene, Prozesse in Frage⁶⁰.

Bei der Frage nach der Wahl zwischen Kalt- und Heißpressung ist bei der Extraktion von Jatrophaöl zu beachten, dass bei der Pressung von Jatrophasamen aufgrund der hohen Reibung auch ohne zusätzliches Heizen Temperaturen von ca. $70 \text{ }^\circ\text{C}$ erreicht werden. Höhere Temperaturen verursachen eine stärkere Verunreinigung des Öls, u. a. mit Phosphorverbindungen, daher ist eine Heißpressung, trotz der durch das Erhitzen erreichbaren höheren Ölausbeuten, nicht geeignet. Die Ölausbeute bei einer entsprechenden Kaltpressung (also unter reibungsbedingt erhöhten Temperaturen) kann bis

⁵⁹ van der Putten, E. *et al.* *The Jatropha Handbook: From Cultivation to Application*. (FACT Foundation: Eindhoven, The Netherlands, 2010), S. 39ff.

⁶⁰ van der Putten, E. *et al.* *The Jatropha Handbook: From Cultivation to Application*. (FACT Foundation: Eindhoven, The Netherlands, 2010), S. 39ff.

zu 85 % (unter Berücksichtigung von Verlusten durch die Filtration) bezogen auf den Ölgehalt der Samen betragen⁶¹.

Der letzte Schritt der Ölgewinnung, die Ölaufbereitung, besteht im Wesentlichen aus der Abtrennung fester Bestandteile des Rohöls, die allgemein einen massebezogenen Anteil von 5 - 15 % ausmachen (10 - 30 % volumenbezogen)⁶². Die Abtrennung der Feststoffe ist insbesondere im Fall einer Nutzung des Öls als Rohstoff für die Kraftstoffproduktion von großer Wichtigkeit und kann durch Filtration, Sedimentation oder Zentrifugierung erfolgen.

Im weiteren Verlauf der Bereitstellung erfolgt der Abtransport des aufbereiteten Jatrophaöls, entweder direkt zum Standort der Konversionsanlage oder in ein Zwischenlager, über Pipeline-, Straßen-, Schienen oder Wasserstraßennetze. Ausschlaggebend für die Wahl des Transportmittels sind neben Transportdistanz die infrastrukturellen Gegebenheiten vom Standort der Ölgewinnung und Konversionsanlage.

5.1.3 Konversion: Katalytische Hydroprozessierung von Ölen und Fetten

Die Produktion von HEFA-SPK erfolgt über eine katalytische Umwandlung von Ölen und Fetten biogenen Ursprungs mit Wasserstoff. Hierbei werden zunächst selektiv und quantitativ die Doppelbindungen innerhalb der gebundenen und freien Fettsäuren unter Anlagerung von Wasserstoffmolekülen gesättigt (Hydrierung) und anschließend die Esterbindungen der Acylglycerine hydrogenolytisch gespalten. Die in den Ölen enthaltenen Sauerstoffatome werden über Desoxygenierungsreaktionen aus den Molekülen entfernt^{63/64}. Dies kann zum einen die Produktion von Wasser (Hydrodeoxygenierung) und zum anderen die Entstehung von Kohlenstoffdioxid (Decarboxylierung) zur Folge haben. Die herrschenden Reaktionsbedingungen des Prozesses sind hierbei ausschlaggebend für die prozentuale Ausprägung dieser Reaktionswege.

Abbildung 5.3 stellt schematisch mögliche chemische Reaktionen sowie den stöchiometrischen Wasserstoffverbrauch am Beispiel eines Triglycerids dar. R1⁻, R2 und R3

⁶¹ Persönliche Kommunikation (August 2013) mit P. Beerens (Autor des Kapitels „Oil Pressing and Purification“ in: van der Putten, E. *et al.* *The Jatropha Handbook: From Cultivation to Application*. (FACT Foundation: Eindhoven, The Netherlands, 2010).

⁶² van der Putten, E. *et al.* *The Jatropha Handbook: From Cultivation to Application*. (FACT Foundation: Eindhoven, The Netherlands, 2010), S. 46ff.

⁶³ Smejkal, Q., Smejkalová, L. & Kubička, D. Thermodynamic balance in reaction system of total vegetable oil hydrogenation. *Chemical Engineering Journal* **146**, 155–160 (2009).

⁶⁴ Oja, S. NExBTL - Next Generation Renewable Diesel. (2008).

symbolisieren Kohlenwasserstoffreste verschiedener Kettenlängen und unterschiedlicher Anzahl an Doppelbindungen (dargestellt durch das Symbol „=“). Die beschriebenen Reaktionen ergeben ein Gemisch an linearen Kohlenwasserstoffen (*n*-Paraffinen), deren Kettenlängenverteilung im Wesentlichen von dem Fettsäuremuster des Ausgangsmaterials abhängt.

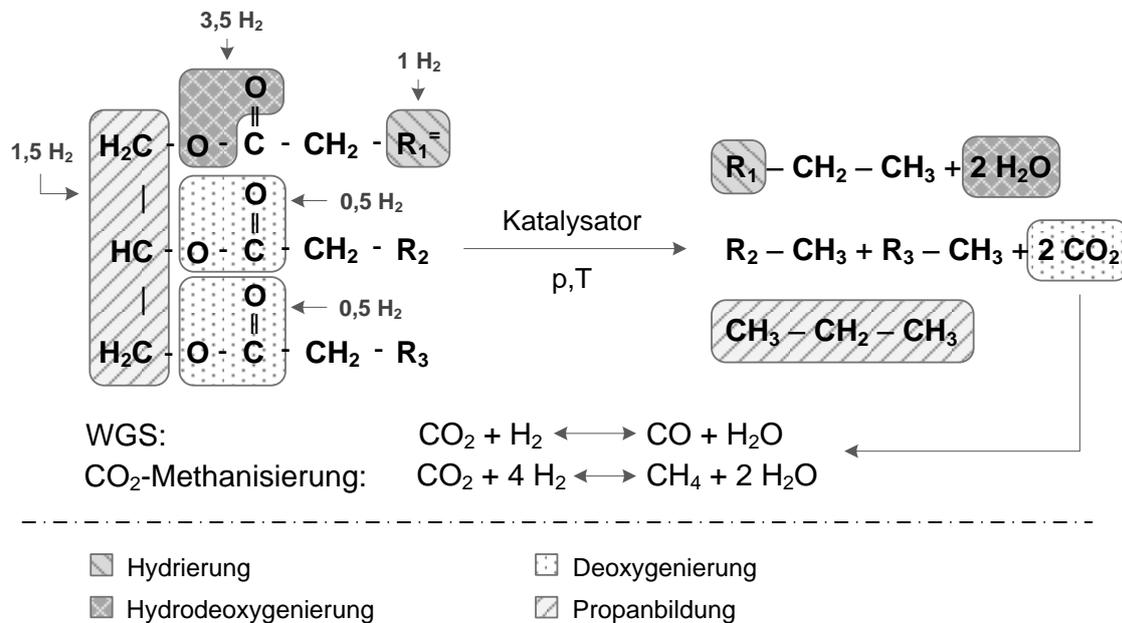


Abbildung 5.3: Schematische Darstellung möglicher Reaktionswege sowie des resultierenden stöchiometrischen Wasserstoffbedarfs am Beispiel eines Triglycerids

n-Paraffine weisen generell höhere Schmelztemperaturen als ihre verzweigten Isomere auf, daher müssen sie anschließend einer Hydrocracking- und Isomerisierungseinheit zugeführt werden. In diesem Prozessschritt werden die Molekülverbindungen teilweise gespalten, sodass kürzere Kohlenwasserstoffe und verzweigte Isomere entstehen. So können die Kältefließigenschaften des Produktgemisches verbessert werden.

Während des HEFA-Prozesses entstehen verschiedene Kraftstofffraktionen (Diesel, Kerosin, Naphtha, usw.) mit verzweigten und unverzweigten Kohlenwasserstoffen, die destillativ aufgetrennt werden. Die Ausbeute der einzelnen Fraktionen kann je nach eingestellten Betriebsbedingungen in Grenzen variiert werden.

Hydrierung und Isomerisierung können laut einem Patent von Jakkula auch in einem Reaktor durchgeführt werden. Sowohl für den Hydrierungs- als auch für den Isomerisierungsschritt können ein oder mehrere Katalysatorbetten verwendet werden⁶⁵. Mit Ausnahme des ersten Katalysatorbettes können diese im Gleich- oder Gegenstromprinzip betrieben werden. Zwischen den Katalysatorbetten kann ein Teil des Zwischenproduktes abgezogen und partiell kondensiert werden. So werden bereits produzierte und im Prozess inhibierend wirkende Nebenprodukte (bspw. Wasser) entfernt und eine zusätzliche Kühlung des Reaktionsprozesses realisiert. Der unverbrauchte Wasserstoff sowie das kondensierte Zwischenprodukt werden in den Reaktor zurückgeführt. Es finden auch Untersuchungen zu Katalysatoren statt, die neben der Hydrierung zeitgleich auch das Cracking^{66/67} und die Isomerisierung unterstützen.

HEFA-Kraftstoffe, vor allem HEFA-Diesel, können industriell in einigen wenigen Anlagen in Europa, USA, Australien und Südamerika hergestellt werden. Die Anlagen werden in „Stand-Alone“-Anlagen und „Co-Processing“-Anlagen unterschieden. Beim „Stand-Alone“-Prozess ist die Anlage zwar in eine Raffinerie integriert, jedoch wird der alternative Rohstoff in einem separaten Reaktor hydriert. Beim „Co-Processing“ werden die Pflanzenöle gemeinsam mit dem erdölbasierten Kraftstoff hydriert. Demzufolge liegt anschließend kein reiner Biokraftstoff vor. Eine eindeutige Bilanzierung der produzierten Mengen an unterschiedlichen Kraftstoffen aus biogenem Rohstoff ist beim Co-Processing nicht möglich, da nicht geklärt werden kann, in welcher Kraftstofffraktion wieviel Biomasse landet. In Deutschland wird mit Bezug auf das Bundes-Immissionsschutzgesetz der biogene Anteil der im Co-Processing hergestellten Kraftstoffe daher nicht als Biokraftstoff anerkannt:

„Biogene Öle, die in einem raffinerietechnischen Verfahren gemeinsam mit mineralölstämmigen Ölen hydriert werden [...], werden nicht auf die Erfüllung von Verpflichtungen nach § 37a Abs. 1 Satz 1 und 2 in Verbindung mit § 37a Abs. 3 und 3a angerechnet.“ (BlmSchG § 37b)

⁶⁵ Jakkula, J., Niemi, V., Nikkonen, J., Puroola, V.-M., Myllyoja, J., Aalto, P. & Alopaeus, V. Process for Producing a Hydrocarbon Component of Biological Origin. (2007).

⁶⁶ Kovacs, S., Kasza, T., Thernesz, A., Horváth, I. W. & Hancsók, J. Fuel production by hydrotreating of triglycerides on NiMo/Al₂O₃ catalyst. *Chemical Engineering Journal* **176-177**, 237–243 (2011).

⁶⁷ Liu, Y., Sotelo-Boyás, R., Murata, K., Minowa, T. & Sakanishi, K. Hydrotreatment of Vegetable Oils to Produce Bio-Hydrogenated Diesel and Liquified Petroleum Gas Fuel over Catalysts Containing Sulfided Ni-Mo and Solid Acids. *Energy Fuels* **25**, 4675–4685 (2011).

Tabelle 5.2 zeigt eine Übersicht bekannter Produzenten von HEFA-Kraftstoffen. Von einigen Firmen werden die biogenen Komponenten im Co-Processing aufgrund der hohen Eduktkosten nur zeitweise eingesetzt.

Tabelle 5.2. Übersicht bekannter Produzenten von HEFA-Kraftstoffen

Unternehmen	Verfahren	Kraftstoffbez.	Standorte	Kapazität Diesel t _{KS} a ⁻¹	Rohstoffe
Neste Oil	Stand-Alone	NExBTL – Diesel NExBTL – Jet Fuel	Porvoo #1 (FIN)	170 000	Palm-, Raps-, Jatropha-, Leindotteröl Forschung: Altöle, algenbasierte und mikrobielle Öle
			Porvoo #2 (FIN),	170 000	
			Singapur,	800 000	
			Rotterdam (NL)	800 000	
UOP/Eni S.p.A.	Stand-Alone	Green Diesel	Livorno (I)	ca. 290 000	Soja-, Raps-, Palm-, Leindotteröl
		Green Jet Fuel		(z.Z. außer Betrieb)	Forschung: Algen, Pongamia und Hellerkraut
UOP/Diamond Green Diesel	Stand-Alone	Diamond Green Diesel	Norco/Louisiana (USA)	geplant: 500 000	UCO, tierische Fette, Maisöl
UOP/AltAir Fuels	Stand-Alone	HEFA-SPK	Los Angeles/ Kalifornien (USA)	geplant: ca. 90 000	nicht-essbare Pflanzenöle
				(inkl. Naphtha, LPG)	Abfallöle
ConocoPhillips	Co-Processing	Renewable Diesel	Cork (IRL)	ca. 45 000	Sojaöl
	Co-Processing	Renewable Diesel	Borger/Texas (USA)	(z.Z. außer Betrieb) geplant: ca. 530 000	tierische Fette (Tyson Foods)
BP	Co-Processing	Renewable Diesel	Brisbane (AUS)	ca. 85 000	Talg, Palmöl

Petrobras	Co-Processing	H-Bio	4 x in Brasilien	4 x 180 000 <i>(z.Z. außer Betrieb)</i>	Soja-, Palm- und Sonnenblumenkernöl, Baumwollöl
Dynamic Fuels	Stand-Alone	Synfining Diesel Synfining Jet Fuel	Geismar/Louisiana (USA)	ca. 222 000 <i>(inkl. Naphtha, LPG)</i>	tierische Fette, diverse Pflanzenöle

Die möglichen Verfahrenskonzepte zur Herstellung von HEFA-SPK werden in zugänglicher Literatur kaum beschrieben. Informationen sind vor allem über die Produktion von HEFA-Diesel zu finden, welche auch unter Begriffen wie „Green Diesel“, „Renewable Diesel“ oder „NExBTL“ gehandelt werden. Details zu den Konzepten und Konzeptunterschieden werden jedoch auch für die Dieselproduktion weder von Anlagenbetreibern noch in wissenschaftlichen Veröffentlichungen beschrieben. Zudem ist schwer ersichtlich, worin sich die Prozesse der Technologieentwickler und Anlagenbetreiber unterscheiden. Die über diese Verfahren bisher zugänglichen Informationen der Firmen Neste Oil und UOP werden im Folgenden dargestellt.

Beispiel Neste Oil: Wie in Abbildung 5.4 gezeigt wird, ist die NExBTL-Anlage der Firma Neste Oil in Porvoo eingebettet in den Raffineriestandort, wodurch auch Strom, Dampf und Wasserstoff zur Verfügung stehen. Des Weiteren steht am Standort ein Großteil der Infrastruktur zur Verfügung, mit der die Weiterverarbeitung oder Vermarktung der Produkte betrieben werden kann. Im NExBTL-Verfahren werden Pflanzen- oder Altöle sowie tierische Fette in der Stand-Alone-Fahrweise umgesetzt.

Oil Refining Process in Porvoo Refinery

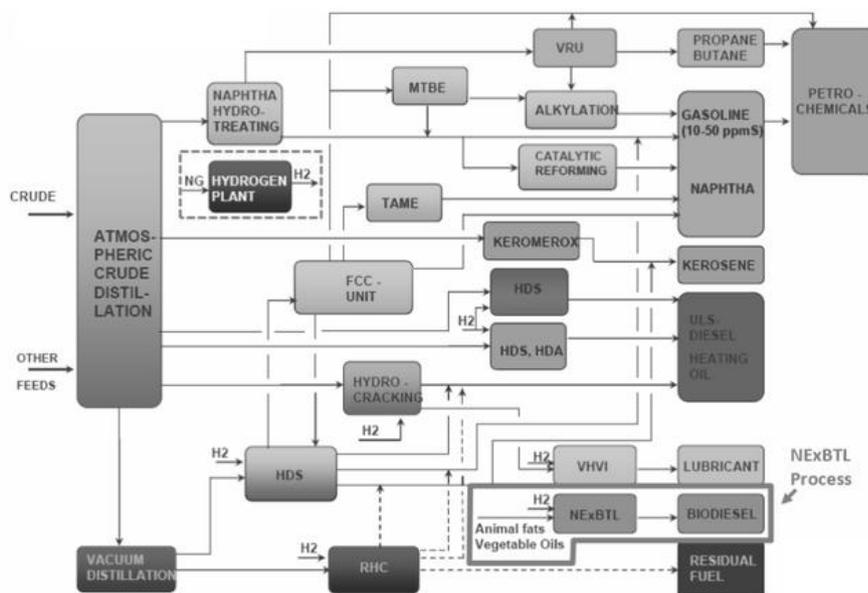


Abbildung 5.4: Schema der Öl-Raffinerie in Porvoo, Finnland, einschließlich NExBTL-Anlage (unten rechts)⁶⁸

⁶⁸ Porvoo Refinery. At

<http://bioage.typepad.com/.shared/image.html?/photos/uncategorized/2008/05/06/nexbtl.png>

In der Literatur zum NExBTL-Verfahren sind die Prozessschritte sowie Informationen über eingehende und ausgehende Massenströme für die Herstellung von NExBTL-Diesel aufgeführt, jedoch keine Hinweise in Form eines Verfahrensfließbildes.

Laut „Focus on Catalysts“ (2006)⁶⁹ verwendet Neste Oil einen Nickel-Molybdän-Katalysator. Nikander⁷⁰ gibt detailliertere Informationen zu den Stoffströmen des NExBTL-Prozesses. Diese dienen als Anhaltspunkte für das erstellte Modell, wobei jedoch zu beachten ist, dass Nikander die Herstellung von Diesel betrachtet.

Beispiel UOP: Die Firma UOP (Universal Oil Products, ein Tochterunternehmen von Honeywell) hat in Zusammenarbeit mit Eni S.p.A. ein Verfahren zur Produktion von „Green Diesel“ entwickelt: den UOP/Eni EcofiningTM Process. In diesem Prozess, der für die Produktion von Diesel optimiert wurde, fallen geringe Mengen (~ 15 vol.-%) HEFA-SPK an. Durch Modifikation kann dieses Verfahren auf die Produktion von „Renewable Jet Fuel“ mit einer SPK-Ausbeute von 50 - 70 vol.-% umgestellt werden⁷¹. Aus den Angaben von UOP geht jedoch nicht hervor, ob sich dieser Wert auf die eingesetzte Pflanzenölmenge oder das erhaltene Gesamtprodukt bezieht. Laut Bailis und Baka, die sich auf Angaben von UOP stützen, werden 46,7 kg teilraffiniertes Jatropha-Öl benötigt, um 22,6 kg Bio-Kerosin zu produzieren⁷². Dies entspricht eine Ausbeute von 48,4 m.-%.

Das Cracking der Paraffine zur Erstellung einer Kerosinverteilung erfolgt bei UOP durch selektives Cracking mit selbstentwickelten Katalysatoren, die außerdem zur Isomerisierung beitragen und somit die Kältefließeigenschaften verbessern. Abbildung 5.5 zeigt ein von UOP veröffentlichtes, vereinfachtes Verfahrensfließbild.

⁶⁹ Improved biodiesel from Neste. *Focus on Catalysts* **2006**, 7 (2006).

⁷⁰ Nikander, S. Greenhouse Gas and Energy Intensity of Product Chain: Case Transport Biofuel. (2008).

⁷¹ UOP LLC., A Honeywell Company. Renewable Jet Process. (2008). at <<http://dc237.4shared.com/doc/HfUiyyG4/preview.html>>

⁷² Bailis, R. E. & Baka, J. E. Greenhouse Gas Emissions and Land Use Change from Jatropha Curcas-Based Jet Fuel in Brazil. *Environmental Science Technology* **44**, 8684–8691 (2010).

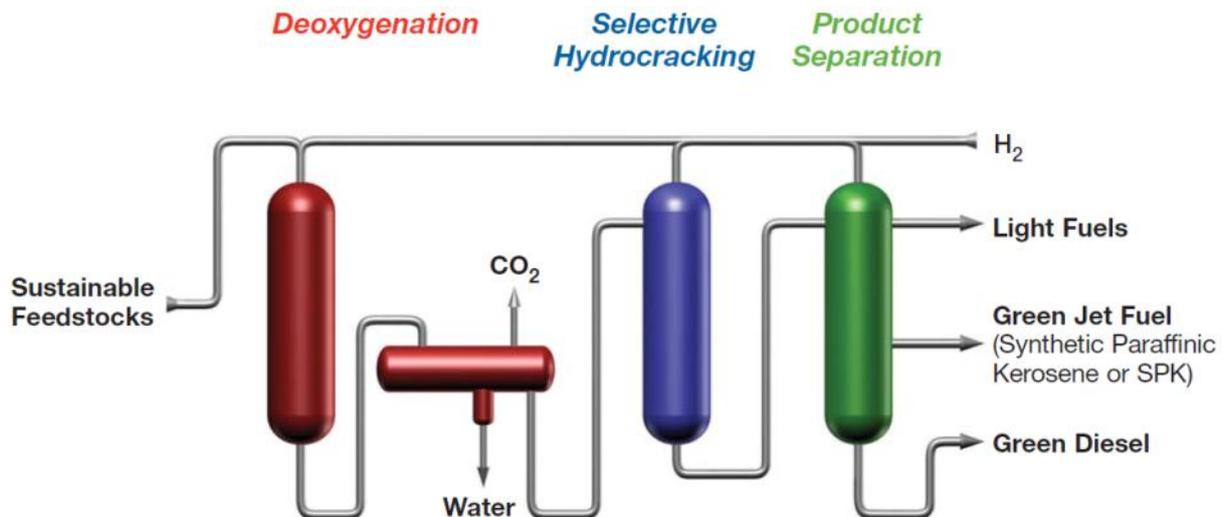


Abbildung 5.5: UOP Green Jet Fuel™-Prozess, Quelle: UOP LLC., “Sustainable fuels for cleaner skies - Honeywell Green Jet Fuel.”⁷³

Es ist ersichtlich, dass bei diesem Verfahren für Hydrierung bzw. Cracking/Isomerisierung zwei Reaktoren eingesetzt werden, wobei nach dem ersten Reaktor die Abtrennung von CO_2 und Wasser erfolgt, welche bei der Hydrierung gebildet werden.

Holmgren *et al.*⁷⁴ vergleichen die Herstellung von „Green Diesel“ als Stand-Alone- oder Co-Processing-Verfahren. Das Co-Processing von Pflanzenöl mit erdöl-basiertem Diesel in einem Reaktor erscheint zunächst sinnvoll, da kein zusätzlicher Reaktor benötigt würde. Jedoch werden bei der Hydrierung von Pflanzenöl Wasser, CO und CO_2 gebildet, welche im Gasmisch von dem nicht umgesetzten Wasserstoff abgetrennt werden müssen, damit dieser wieder zurückgeführt werden kann. Die Wärmeabfuhr des Reaktors müsste an die höhere Exothermie der Hydrierung des Pflanzenöls angepasst werden, um einer zu starken Ausprägung der Spaltreaktionen entgegen zu wirken. Darüber hinaus kann ein Stand-Alone-Reaktor explizit auf die Hydrierung der Pflanzenöle und bevorzugter Reaktionsmechanismen ausgelegt werden. Aus diesen Gründen spricht sich UOP für eine Stand-Alone-Anlage aus,

⁷³ UOP LLC., A Honeywell Company. Sustainable fuels for cleaner skies - Honeywell Green Jet Fuel. (2011). at <<http://www.uop.com/?document=honeywell-green-jet-fuel-brochure&download=1>>

⁷⁴ Holmgren, J., Gosling, C., Marinangeli, R., Marker, T., Faraci, G. & Perego, C. A new development in renewable fuels: green diesel. in (2007).

die speziell für die Umsetzung von Pflanzenöl ausgelegt ist, sich jedoch aufgrund der Infrastruktur in einer Raffinerie befinden sollte⁷⁵.

Marinangeli *et al.*⁷⁶ stellen in einem Bericht für das U.S. Department of Energy ein mögliches Verfahrensfliessbild für die „Stand-Alone“-Produktion von Green Diesel dar (Abbildung 5.6). Es ist die detaillierteste auffindbare Darstellung eines „Stand-Alone“ Verfahrens. Dieses Schema dient daher als Orientierung bei der Erstellung des Simulationsmodells in ASPEN, wobei das Modell um das Cracking zur Herstellung von HEFA-SPK erweitert wurde. Bis Juni 2011 wurden von UOP über 700 000 Gallonen (ca. 2,65 Mio. Liter) HEFA-SPK für militärische und zivile Testflüge hergestellt⁷⁷.

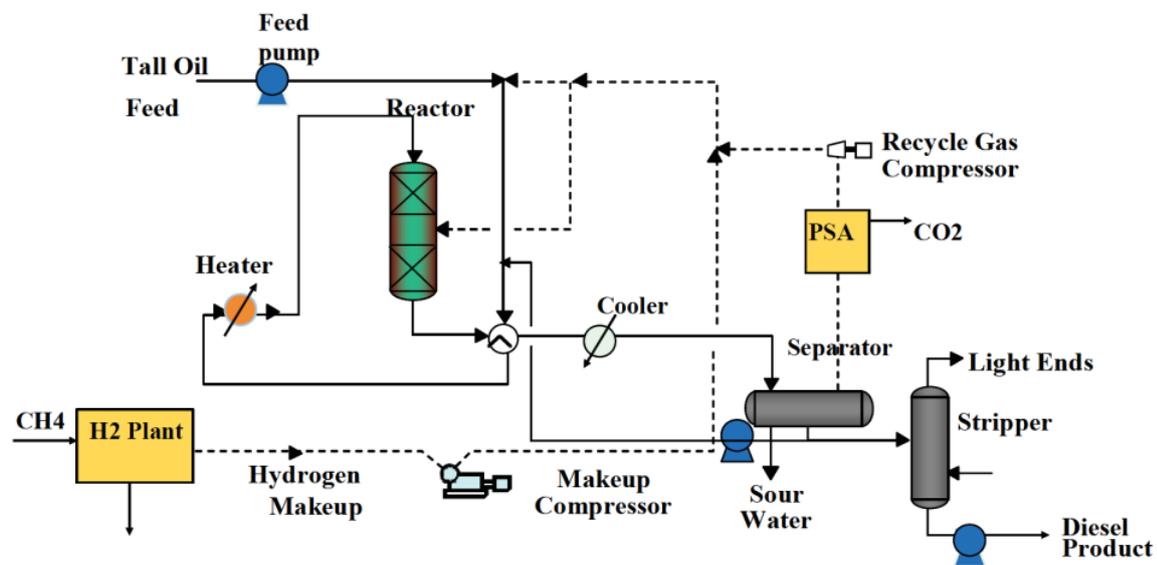


Abbildung 5.6: Vorgeschlagenes Verfahrensfliessbild für die „Stand-Alone“-Herstellung von Green Diesel⁷⁸.

⁷⁵ Holmgren, J., Gosling, C., Marinangeli, R., Marker, T., Faraci, G. & Perego, C. A new development in renewable fuels: green diesel. in (2007).

⁷⁶ Marinangeli, R., Marker, T., Kalnes, T., McCall, M., Mackowiak, D., Jerosky, B., Reagan, B., Nemeth, L., Krawczyk, M. & Petri, J. *Opportunities for Biorenewables in Oil Refineries - Final Technical Report*. (UOP, 2005). at <<http://www.osti.gov/energycitations/servlets/purl/861458-Wv5uum/861458.pdf>>

⁷⁷ UOP LLC., A Honeywell Company. Renewable Jet Process. (2008). at <<http://dc237.4shared.com/doc/HfUiyyG4/preview.html>>

⁷⁸ Marinangeli, R., Marker, T., Kalnes, T., McCall, M., Mackowiak, D., Jerosky, B., Reagan, B., Nemeth, L., Krawczyk, M. & Petri, J. *Opportunities for Biorenewables in Oil Refineries - Final Technical Report*. (UOP, 2005). at <<http://www.osti.gov/energycitations/servlets/purl/861458-Wv5uum/861458.pdf>>

5.2 FT-SPK aus Plantagenholz

Der Produktionspfad „FT-SPK aus Plantagenholz“ wird in diesem Kapitel entlang der Prozessmodule Holzanbau im Kurzumtrieb (jeweils für Pappel und Eukalyptus und einschließlich der Holzernte), Holzlogistik und Konversion des Holzes zu SPK-Kraftstoff beschrieben. Wie bei Abschnitt 5.1 ist auch hier zu beachten, dass die Systemgrenzen bei der ökologischen und ökonomischen Analyse in den Kapiteln 8 und 9 zusätzlich noch die Distribution des erzeugten Kraftstoffes umfassen, dieses Prozessmodul jedoch im vorliegenden Kapitel nicht näher beschrieben wird.

Den Ausführungen sei jedoch an dieser Stelle eine kurze Erläuterung des Begriffes Plantagenholz und dessen Bedeutung in der vorliegenden Studie vorangestellt: Holzplantagen stellen, im Gegensatz zu natürlich gewachsenen Wäldern, Pflanzungen von Bäumen dar. Es sind in der Regel Monokulturen schnell wachsender Baumarten, um in möglichst kurzer Zeit hohe Erträge leicht zu erntenden Holzes zu erwirtschaften. Insofern bestehen auch weite Teile der deutschen Wälder aus Holzplantagen in Form von bspw. Fichtenmonokulturen. In diesem Projekt werden jedoch unter Holzplantagen Pflanzungen verstanden, die in wesentlich kürzeren Erntezyklen (Kurzumtrieb) bewirtschaftet werden. Es handelt sich also um sogenannte Kurzumtriebsplantagen (KUP).

Diese Form der Bewirtschaftung stellt gewissermaßen eine Kombination aus forst- und landwirtschaftlichen Praktiken dar. Auf diese Weise wird versucht, das Potenzial der Bäume bzgl. ihrer Biomasseproduktivität bspw. mittels optimierter Wasser- und Nährstoffversorgung und homogener Bepflanzung möglichst voll auszuschöpfen. Dabei sollten Holzplantagen nicht in Konkurrenz zur klassischen Forstwirtschaft betrieben werden. Vielmehr liegt das Potenzial von KUP vornehmlich darin, durch hohe Produktivitäten den ökonomischen und ökologischen Druck von klassisch bewirtschafteten Waldflächen zu nehmen⁷⁹.

Die Umtriebszeiten von KUP können je nach klimatischen Bedingungen, Baumart und Verwendungszweck zwischen 2 und 30 Jahren variieren. Für gewöhnlich wird spätestens dann geerntet, wenn die jährliche durchschnittliche Wachstumsrate (MAI, *mean annual increment*) nicht mehr übersteigt⁸⁰.

⁷⁹ Christersson, L. & Verma, K. Short-rotation forestry-a complement to “conventional” forestry. *Unasylva (English ed.)* **57**, 34–39 (2006).

⁸⁰ Christersson, L. & Verma, K. Short-rotation forestry-a complement to “conventional” forestry. *Unasylva (English ed.)* **57**, 34–39 (2006).

Je nach Region und Klima kann eine Vielzahl verschiedener Pflanzen zur Produktion von Plantagenholz im Kurzumtrieb genutzt werden. Wichtige Beispiele sind Pappeln und Weiden (v. a. in klimatisch gemäßigten Regionen, bspw. in Nord- und Mitteleuropa sowie Nordamerika), Bambus (etwa in China) sowie Eukalyptus (bspw. in Australien und Südamerika). In burnFAIR wird speziell die Nutzung von holzhaltiger Biomasse von brasilianischen Eukalyptusplantagen und deutschen Pappelplantagen zur Produktion synthetischen Kerosins betrachtet.

5.2.1 Pappelproduktion im Kurzumtrieb

5.2.1.1 Europäische Kurzumtriebsplantagen

Die Holzproduktion auf KUP zur energetischen Nutzung ist kein neuartiger Ansatz. So rückte bereits mit dem Eintreten der Ölkrisen 1973 und 1979/89 die Energiebereitstellung aus in Deutschland produzierten Rohstoffen, und damit auch die Etablierung von KUP zum Energieholzanbau, erstmalig in den Fokus des öffentlichen Interesses⁸¹. Mehr noch als in der aktuellen Debatte um Nutzung von Biokraftstoffen, in der es auch um ökologische Aspekte geht, war es das primäre Ziel der Bemühungen in jener Zeit, die Abhängigkeit von Ölimporten aus politisch instabilen Regionen zu verringern. Entsprechend nahm das Interesse nach der Entspannung der Ölkrisen wieder ab.

Als gegen Ende der 1980er Jahre der Zusammenhang zwischen globaler Klimaerwärmung und den im Zuge der Industrialisierung stark gestiegenen anthropogenen Treibhausgasemissionen erkannt wurde und nachdem die Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen 1992 von den Vertragsstaaten ratifiziert wurde, fanden Klimaschutzziele Eingang in die deutsche und europäische Politik. Im Zuge dessen stieg erneut das Interesse an der Erforschung von Kurzumtriebsplantagen (Abbildung 5.7) als vielversprechender Weg zur Produktion regenerativer heimischer Energieträger.

⁸¹ Knust, C.: Kurzumtriebsplantagen – Stand des Wissens; in: Reeg, T.; Bemann, A.; Konold, W.; Murach, W.; Spiecker, H (Hrsg.): Anbau und Nutzung von Bäumen auf Landwirtschaftlichen Flächen, Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 2009.



Abbildung 5.7: Weidenanbau auf einer Kurzumtriebsplantage (Quelle: Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz)

Trotz dieses wachsenden Interesses an der energetischen Biomassenutzung konnte sich der Ansatz der Energieholzproduktion auf KUP gerade in Deutschland noch nicht kommerziell etablieren. So werden aktuell KUP in Deutschland fast ausschließlich nur zu Versuchszwecken betrieben oder bedienen lokal stark begrenzte Märkte. Als Gründe hierfür werden häufig die durch die aktuelle Förderpolitik begründeten ökonomischen Vorteile herkömmlicher Energiepflanzen wie Mais und Raps genannt⁸². Außerdem bedeuten die vergleichsweise langen Erntezyklen von KUP eine mehrjährige Kapitalbindung und erst mehrere Jahre nach der Investition den ersten Ertrag. Weiterhin bedeutet eine Flächennutzung in Form einer KUP eine von der klassischen Landwirtschaft deutlich abweichende Nutzungsform, die mit erheblichen Unwägbarkeiten und Risiken für den Landwirt verbunden ist, auch im Hinblick auf Unsicherheiten in der Förderpolitik und in der Entwicklung der Absatzmärkte.

⁸² Bielefeld, J. *et al.* *Energieholzproduktion in der Landwirtschaft*. (Naturschutzbund Deutschland e.V., 2008).

5.2.1.2 Die Agronomie von Pappeln im Kurzumtrieb

In Deutschland werden in erster Linie Pappeln (Gattung *Populus*) und Weiden (Gattung *Salix*) zur Holzproduktion auf KUP kultiviert, von denen jeweils eine Reihe verschiedener Zuchtsorten existieren. Die Gattungen Pappel und Weide (und natürlich weiterhin die einzelnen verfügbaren Sorten) unterscheiden sich teilweise deutlich hinsichtlich ihrer Standortansprüche, weshalb der Entscheidung für eine bestimmte Sorte eine sorgfältige Analyse der Standortbedingungen vorangehen muss. Allgemein sind Pappeln anspruchsloser als Weiden, insbesondere bzgl. der Wasserversorgung, und gedeihen daher an trockenen Standorten besser. Weiterhin fallen die Biomasseerträge auf Pappelplantagen häufig etwas höher als auf Weidenplantagen aus. Auf der anderen Seite sind die Etablierungskosten bei Pappelplantagen höher, da Pappelstecklinge in der Anschaffung etwa doppelt so teuer wie Weidenstecklinge sind.⁸³ Daher können Weidenplantagen schon bei geringeren Erträgen rentabel betrieben werden. Weitere Vorteile von Weiden sind die beobachteten höheren Anwuchsraten und eine geringere Empfindlichkeit gegenüber Konkurrenzpflanzen im ersten Standjahr.⁸⁴

Aufgrund der vergleichsweise geringen durchschnittlichen Jahresniederschlagsmenge in der betrachteten Anbauregion Havelland wird in der vorliegenden Studie der Anbau von Pappeln betrachtet, da trotz der genannten Vorteile von Weiden hinsichtlich des geringen gegebenen Wasserangebots die Kultivierung von Pappeln erfolgversprechender erscheint. Diese Wahl wurde auch von kommerziellen Anbietern von Stecklingen bestätigt.⁸⁵

Standortanforderungen. Pappeln (wie auch Weiden) im Plantagenanbau stellen relativ geringe Ansprüche an die Bodenbeschaffenheit. Entscheidender ist eine ausreichende Wasserversorgung (s. untenstehenden Punkt „Wasserbedarf“). Neben einer entsprechenden Niederschlagsmenge ist ein gutes Wasserspeichervermögen des Bodens oder eine ausreichende Versorgung über das Grundwasser wichtig. Zur Staunässe neigende Böden sind als Plantagenstandorte dagegen nicht geeignet.

⁸³ Laut telefonischer Anfrage vom 26.07.2013 beim kommerziellen Anbieter Wald21 (www.wald21.com) 0,075€ pro Weidensteckling und 0,16€ pro Pappelsteckling.

⁸⁴ Röhricht, C., Grunert, M. & Ruscher, K. Etablierung einer Energieholzanlage im Lehr- und Versuchsgut Köllitsch des Sächsischen Landesamtes für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie. *Schriftenreihe des LfULG* 33/2011, (2011).

⁸⁵ Telefonische Aussage vom 26.07.2013 des kommerziellen Anbieters Wald21 (www.wald21.com).

Weitere Voraussetzungen für gutes Wachstum sind eine gute Durchwurzelbarkeit des Bodens und ein schwach saurer bis neutraler (pH 5,5 - 6,5) Boden⁸⁶. Darüber hinaus sind stark windexponierte Lagen und ein hoher Wildbestand (v. a. Rehwild und Hasen) ungünstige Standorteigenschaften. Weiterhin ist die Befahrbarkeit der Plantage im Winter (zur Erntezeit) wichtig.

Pflanzdichte. Die Angaben zur Pflanzdichte in den verschiedenen publizierten Studien variieren deutlich. Dabei hängt die Wahl der Pflanzdichte sowohl von der Pflanzenart also auch vor allem von der Umtriebszeit ab. Je kürzer die Umtriebszeiten, desto höher sollte die Pflanzdichte ausfallen. So sind bei sehr kurzen Umtrieben von 2 - 3 Jahren Bestandsdichten von 16.000 - 20.000 ha⁻¹ zu etablieren, bei mittleren Umtrieben von 4 - 6 Jahren liegt der günstige Bereich bei 8.000 - 12.000 ha⁻¹, bei längeren Umtrieben von 8 - 10 Jahren sind Baumdichten von 1.500 - 3.000 ha⁻¹ ausreichend⁸⁷.

Düngung. Generell ist der Düngemittelbedarf einer KUP verglichen mit einer traditionellen landwirtschaftlichen Nutzung gering. Zur Frage, ob und (falls ja) in welchem Ausmaß der Einsatz von Düngemitteln erforderlich oder nutzbringend ist, gehen die Meinungen in der Fachliteratur auseinander. Dabei hängt die Antwort auch in starkem Maße von den äußeren Bedingungen ab, etwa vom Bodentyp, von der vorherigen Flächennutzung und natürlich von der Gehölzsorte, die auf der KUP kultiviert werden soll. Auf Flächen, die vor der Plantagenetablierung bereits intensiv landwirtschaftlich genutzt worden sind, ist die Nährstoffversorgung zumindest in den ersten Standjahren oft ausreichend und eine zusätzliche Düngung in diesem Zeitraum nicht notwendig.

Für das in burnFAIR analysierte KUP-Modell wird von einer Nährstoffzuführung in Form von mineralischem Dünger ausgegangen, wobei die gewählte Düngemittelmenge auf Entzugsbasis berechnet wird und somit die Nährstoffmenge ausgleicht, die durch Abfuhr geernteter Biomasse aus dem System entfernt wird (Tabelle 5.3).

⁸⁶ Scholz, V., Boelcke, B., Burger, F., Hofmann, M. & Vetter, A. *Produktion von Pappeln und Weiden auf landwirtschaftlichen Flächen*. Merkblatt aus der KTBL-Datensammlung Energiepflanzen (2006).

⁸⁷ Röhricht, C. & Ruscher, K. *Anbauempfehlungen für schnellwachsende Baumarten: Kurzumtriebsplantagen mit Pappel und Weide*. (2004).

Tabelle 5.3. Nährstoffentzüge bezogen auf eine Tonne entnommenes Pappelholz (Trockenmasse; Holz und Rinde). Werte in Klammern entsprechen Mittelwerten der gefundenen Bereiche. (Quelle: Scholz *et al.* (2006)⁸⁸ und Eckel (2006)⁸⁹)

Nährstoffentzüge in kg t_{TM}^{-1}	
Stickstoff (N)	2,0 - 14,1 (6,4)
Phosphor (P)	0,3 - 2,2 (1,1)
Kalium (K)	1,0 - 6,1 (3,3)

Wasserbedarf. Trotz vergleichsweise geringer Ansprüche von Pappeln (wie auch Weiden) ist eine ausreichende Wasserversorgung für den erfolgreichen Betrieb einer KUP entscheidend. Neben der oben erwähnten Wasserspeicherkapazität des Bodens oder einer Versorgung über das Grundwasser sollte daher eine jährliche Niederschlagsmenge von 500 mm oder 300 mm während der Vegetationsperiode⁹⁰ nicht unterschritten werden (in einer anderen Studie werden 600 mm Jahresniederschlag als Untergrenze genannt⁹¹).

Pflanzenschutz. In der Fachliteratur besteht Konsens darüber, dass eine gute Pflanzbettbereitung entscheidend für den Erfolg ist. In Anbetracht der langen Betriebsdauer lohnt sich hier also etwas erhöhter Aufwand. Besonders kritisch ist der Konkurrenzdruck durch Unkräuter im Pflanzjahr. Das liegt v. a. am relativ langsamen Wachstum der Holzpflanzen in diesem Zeitraum. Ein hoher Konkurrenzdruck geht stark zu Lasten der Aufwuchsraten. Eventuelle Nachpflanzungen verursachen wiederum Kosten, sodass eine wirkungsvolle Unkrautbekämpfung vor und nach der Pflanzung eine sinnvolle Investition darstellt. Generell wird eine Unkrautbekämpfung nur für das Pflanzjahr und gelegentlich auch für das zweite Standjahr als notwendig erachtet.

Neben dem Konkurrenzdruck durch Unkräuter bestehen Risiken durch Schädlings- und Krankheitsbefall sowie durch Wildverbiss. Ein Einsatz von Fungiziden nach Auftreten von Pilzkrankungen ist zwar prinzipiell möglich, sollte aber bei Wahl resistenter Sorten nicht

⁸⁸ Scholz, V., Boelcke, B., Burger, F., Hofmann, M. & Vetter, A. *Produktion von Pappeln und Weiden auf landwirtschaftlichen Flächen*. Merkblatt aus der KTBL-Datensammlung Energiepflanzen (2006).

⁸⁹ Eckel, H. *Energiepflanzen*. (KTBL: 2006).

⁹⁰ Scholz, V., Boelcke, B., Burger, F., Hofmann, M. & Vetter, A. *Produktion von Pappeln und Weiden auf landwirtschaftlichen Flächen*. Merkblatt aus der KTBL-Datensammlung Energiepflanzen (2006).

⁹¹ Dimitriou, I. *et al.* The impact of Short Rotation Coppice (SRC) cultivation on the environment. *vTI Agriculture and Forestry Research* **59**, 159–162 (2009).

nötig sein⁹². Ein Einsatz von Insektiziden ist in der Regel ebenfalls nicht erforderlich, auch wenn Schadwirkungen auftreten können, z. B. durch den Weidenblattkäfer oder die Gallmilbe⁹³.

Die Annahmen bzgl. des Pflanzenschutzes für die Betrachtungen in burnFAIR lehnen sich an die Studie von Röhricht et al. (2011) an. Das stellt insofern einen konservativen Ansatz dar, als das in dieser Studie von einem vergleichsweise intensiven Herbizideinsatz bis ins zweite Wachstumsjahr ausgegangen wird. Auf den Einsatz von Fungi- oder Insektiziden wird im betrachteten Modell verzichtet.

Erträge. Die Holzerträge (Trockenmasse) von Pappelplantagen bewegen sich abhängig von Faktoren wie Standort, Sortenwahl, Bestandsdichte, Umtriebszeit und klimatische Bedingungen (v. a. Niederschlagsmenge) etwa im Bereich $4 - 16 \text{ t ha}^{-1} \text{ a}^{-1}$ ⁹⁴. Für eine rentable Bewirtschaftung wird häufig als Richtwert ein Ertrag $10 \text{ t ha}^{-1} \text{ a}^{-1}$ angegeben^{95/96}. Aufgrund der deutlich geringeren Kosten bei der Beschaffung der Stecklinge und den damit verbunden niedrigeren Plantagenetablierungskosten können Weidenplantagen auch schon bei geringeren Erträgen rentabel sein.

5.2.2 Eukalyptusproduktion im Kurzumtrieb

5.2.2.1 Eukalyptusplantagen in Brasilien

Eukalyptus ist eine bemerkenswert vielseitige Gattung mit mehr als 500 Arten, von denen nur zwei nicht in Australien vorkommen. Eukalyptus-Spezies können buschartig oder auch als sehr große Bäume wachsen, gedeihen in Breiten zwischen 45° S und 40° N und, je nach Breitengrad, in Höhen bis zu 3000 m. Aufgrund der großen Vielfalt der Gattung existieren praktisch für alle Bedingungen und Verwendungszwecke geeignete Arten, wobei die Vielfalt durch die Möglichkeit der Hybridisierung und Klonierung noch verstärkt wird. Auf Plantagen

⁹² Scholz, V., Boelcke, B., Burger, F., Hofmann, M. & Vetter, A. *Produktion von Pappeln und Weiden auf landwirtschaftlichen Flächen*. (KTBL-Datensammlung Energiepflanzen, 2006).

⁹³ Scholz, V., Boelcke, B., Burger, F., Hofmann, M. & Vetter, A. *Produktion von Pappeln und Weiden auf landwirtschaftlichen Flächen*. (KTBL-Datensammlung Energiepflanzen, 2006).

⁹⁴ Eckel, H. *Energiepflanzen*. (KTBL: 2006).

⁹⁵ Eckhard, F. Wirtschaftlichkeit von Kurzumtriebsplantagen. (2010).

⁹⁶ Röhricht, C., Grunert, M. & Ruscher, K. Etablierung einer Energieholzanlage im Lehr- und Versuchsgut Köllitsch des Sächsischen Landesamtes für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie. *Schriftenreihe des LfULG* **33/2011**, (2011)

findet man neben zahlreichen anderen Arten am häufigsten *E. grandis*, *E. urophylla* und deren Hybrid *E. grandis x urophylla (urograndis)*⁹⁷.

Brasilien ist der weltgrößte Produzent von Eukalyptus-Plantagenholz. Die beiden wesentlichen Verwendungszwecke für Eukalyptusholz sind dabei zum einen die Holzkohleproduktion für die Eisen- und Stahlgewinnung, zum anderen die Zellstoffproduktion (Papierindustrie). Der Plantagenanbau von Eukalyptus begann in Brasilien bereits in den 1940er Jahren. Von den 1960er bis Ende der 1980er Jahre gab es in Brasilien eine Reihe von intensiven Fördermaßnahmen, z. B. den „Forestry Code“ von 1965, zur Etablierung von Holzplantagen als Antwort auf den immer stärker steigenden Holzbedarf durch die Industrie und den daraus resultierenden starken Nutzungsdruck auf die heimischen Wälder. Im Zuge dieser Förderung wurde auch ein Institut für Waldentwicklung etabliert. Gegen Ende der staatlichen Subventionen 1989 umfassten die brasilianischen Eukalyptus- und Kiefernplantagen bereits eine Gesamtfläche von ca. 6 Mio. ha. In den folgenden Jahrzehnten dehnte sich diese Fläche aufgrund mangelnder Subventionen nur noch langsam aus, laut Statistik des Verbandes „Brazilian Association of Forest Plantation Producers (ABRAF) betrug die Gesamtfläche des brasilianischen Holzplantagen (Eukalyptus und Kiefer) im Jahr 2011 etwa 6,5 Mio. ha, entsprechend 0,6 % der Gesamtfläche Brasiliens. Davon entfielen knapp 4,9 Mio. ha (etwa 75 %) auf Eukalyptusplantagen. Der geografische Schwerpunkt der Eukalyptusplantagen innerhalb Brasiliens liegt im Südosten des Landes, hauptsächlich in den Bundesstaaten Minas Gerais und São Paulo.

An dieser Stelle darf nicht unerwähnt bleiben, dass die Holzproduktion in monokulturellen Plantagen, gerade im Fall von Eukalyptusplantagen in Brasilien, sehr kontrovers diskutiert wird. Von den Befürwortern wird oft die Argumentation ins Feld geführt, dass die Plantagen u. a. den Nutzungsdruck auf natürliche Wälder verringerten, dass sie durchaus einen Lebensraum für bestimmte Tiere bieten und somit zum Schutz der Biodiversität beitragen und dass sie einen wirkungsvollen Erosionsschutz darstellten. Auf der anderen Seite werden die Plantagen oft als „grüne Wüsten“ mit einer äußerst geringen Biodiversität tituliert. Speziell im Fall von Eukalyptus wird im Zusammenhang mit Plantagen auf den hohen Wasserbedarf und auch auf diverse sozio-ökonomische Probleme hingewiesen⁹⁸. Zu letzteren zählen die

⁹⁷ McNabb, K. *Silvicultural Techniques for Short Rotation Eucalyptus Plantations in Brazil. Proceedings of the IEA/BA Task IX, Activity 1 International Conference* **104**, 77–83 (1994)

⁹⁸ Greenpeace international *Driving Destruction in the Amazon*. (Amsterdam, 2012).

Verdrängung ortsansässiger indigener und/oder kleinbäuerlicher Strukturen⁹⁹ und die Gewässerbelastung durch Dünger- und Pestizideinsatz.

In jedem Fall muss klar gesagt werden, dass eine monokulturelle Holzplantage einen natürlichen Wald in ökologischer Hinsicht nicht ersetzen kann. Insofern kommen die genannten möglichen Vorteile einer Holzplantage nur im Vergleich mit Brach- oder Ackerland zum Tragen. Wenn man eine Eukalyptusplantage nicht als forstwirtschaftlich, sondern als landwirtschaftlich genutzte Fläche betrachtet, so sind ökologische Vorteile gegenüber Intensivkulturen wie bspw. Sojafelder durchaus nachvollziehbar: Im Sinne etwa der Biodiversität und der Kohlenstoffspeicherung kann die Umwandlung von Acker- und Holzplantagenflächen eine Verbesserung darstellen. Eine derartige Verbesserung kann jedoch in keiner Weise an den ökologischen Nutzen einer Aufforstung in Form eines Mischwaldes heranreichen.

5.2.2.2 Die Agronomie von Eukalyptus im Kurzumtrieb

Standortanforderungen. Aufgrund der enormen Artenvielfalt der Gattung *Eucalyptus* gibt es für einen sehr breiten Bereich von Wachstumsbedingungen geeignete Eukalyptus-Spezies. Speziell für den ertragsorientierten Plantagenanbau in Brasilien ist neben einem ausreichenden Nährstoffangebot und einem vergleichsweise hohen Humusgehalt des Bodens in erster Linie die Wasserversorgung der limitierende Faktor für die Produktivität^{100/101}.

Pflanzdichte. Der Zusammenhang zwischen der Pflanzdichte, der Biomasseproduktivität und dem Holzertrag ist komplex und gleichzeitig von großer Bedeutung für eine erfolgreiche Planung, Etablierung und Bewirtschaftung einer Eukalyptusplantage (und auch Plantagen anderer Gehölze). Die ideale Pflanzdichte (in Verbindung mit der idealen Umtriebszeit) hängt dabei stark vom Verwendungszweck des produzierten Holzes ab. Geringere Bestandsdichten in Kombination mit längeren Umtrieben liefern dickere Stämme und sind bspw. bei einer stofflichen Nutzung des Holzes zu präferieren. Liegt der Fokus der Produktion jedoch eher auf einer Maximierung der absoluten Biomasseproduktivität, wie

⁹⁹ Carrere, R. Pulping the South -Brazil's Pulp and Paper Plantations. *The Ecologist* **26**, 206–2014 (1996).

¹⁰⁰ Gonçalves, J., Stape, J., Laclau, J.-P., Bouillet, J.-P. & Ranger, J. Assessing the effects of early silvicultural management on long-term site productivity of fast-growing eucalypt plantations: the Brazilian experience. *Southern Forests: a Journal of Forest Science* **70**, 105–118 (2008).

¹⁰¹ Stape, J. L. *et al.* The Brazil Eucalyptus Potential Productivity Project: Influence of water, nutrients and stand uniformity on wood production. *Forest Ecology and Management* **259**, 1684–1694 (2010).

bspw. bei einer rein energetischen Holznutzung, sind höhere Bestandsdichten und kürzere Umtriebe vorteilhaft: Dichtere Pflanzdichten führen sowohl zu einer höheren flächenbezogenen Gesamt-Biomasseproduktivität als auch zu einer Erhöhung des Masseverhältnisses zwischen ober- und unterirdischen Pflanzenteile¹⁰². Allerdings ist die Relation zwischen Bestandsdichte und Biomasseproduktivität nicht linear und ist somit nur begrenzt steigerungsfähig. Aufgrund der mit der Beschaffung der Setzlinge verbundenen Kosten ergibt sich somit eine ökonomisch sinnvolle Obergrenze für die Pflanzdichte. Für brasilianische Eukalyptusplantagen typische Werte reichen von etwa 800 ha⁻¹ bis 2200 ha⁻¹.¹⁰³

Mit Blick auf die für das Projekt burnFAIR relevante Holznutzung als Rohstoff für die Kraftstoffproduktion wird in der vorliegenden Studie eine Pflanzdichte von 2200 ha⁻¹ betrachtet. Aktuell ist jedoch auch in Brasilien vor dem Hintergrund der zunehmenden Bedeutung von Energieholz (auch zur Kraftstoffproduktion) eine Entwicklung hin zu noch höheren Pflanzdichten und kürzeren Umtriebszeiten zu beobachten¹⁰⁴. Diese Entwicklung ist jedoch bislang noch nicht kommerziell etabliert.

Düngung. Aufgrund der sehr hohen Biomasseproduktivität von Eukalyptusplantagen besteht ein hoher Nährstoffbedarf. Die Ausbringung von Düngemitteln ist also unumgänglich, um dauerhaft hohe Erträge erzielen zu können.

Generell hängen die benötigte Menge und die Zusammensetzung der Düngemittel stark von der Beschaffenheit und Zusammensetzung des Bodens ab. Darüber hinaus ist der Nährstoffbedarf einer Plantage zeitlich nicht konstant. Eukalyptusbäume entwickeln sich gerade in der ersten Wachstumsphase sehr stark, insbesondere während der Ausbildung der Krone etwa sechs Monate nach der Pflanzung. Dies führt zu einem relativ scharfen Maximum in der Nährstoffaufnahme und erfordert eine ausreichende Düngung speziell in dieser Zeit¹⁰⁵.

Von großer Bedeutung bzgl. einer sparsamen Anwendung von Düngemitteln ist eine Minimierung der Nährstoffentzüge durch sinnvolle forstwirtschaftliche Praktiken. So sollten

¹⁰² Bernardo, A. L., Reis, M. G. ., Reis, G. G., Harrison, R. B. & Firme, D. J. Effect of spacing on growth and biomass distribution in *Eucalyptus camaldulensis*, *E. pellita* and *E. urophylla* plantations in southeastern Brazil. *Forest Ecology and Management* **104**, 1–13 (1998).

¹⁰³ Genaue Werte: 833 ha⁻¹ (Pflanzabstand 4m×3m) und 2222 ha⁻¹ (Pflanzabstand 3m×1,5m)

¹⁰⁴ Couto, L., Nicholas, I. & Wright, L. Short Rotation Eucalypt Plantations for Energy in Brazil. (2011)

¹⁰⁵ Laclau, J.-P. *et al.* Biogeochemical cycles of nutrients in tropical Eucalyptus plantations. *Forest Ecology and Management* **259**, 1771–1785 (2010).

bspw. Blätter und Zweige auf der Plantage verbleiben¹⁰⁶. Weiterhin wäre das Entrinden der Stämme auf der Plantage für die Nährstoffbilanz vorteilhaft, da die Rinde besonders nährstoffreich ist¹⁰⁷.

Wasserbedarf. Wie im Abschnitt „Standortbedingungen“ dieses Kapitels erwähnt, stellt die Wasserversorgung den am stärksten limitierenden Faktor hinsichtlich der Biomasseproduktivität dar. Die zusätzliche Bewässerung einer Plantage führt stets zu signifikant erhöhten Biomasseproduktivitäten, wobei die Zuwächse stark vom lokalen natürlichen Wasserangebot abhängen. So fiel bspw. in einer Studie von Stape *et al.* die Produktivitätssteigerung an ohnehin feuchten Standorten mit 7 % deutlich geringer aus als an trockenen Standorten, wo Steigerungen von bis zu 67 % beobachtet wurden¹⁰⁸. Dennoch werden Eukalyptusplantagen in Brasilien in der Regel nicht künstlich bewässert.

Doch auch ohne künstliche Bewässerung wird der Einfluss von Eukalyptusplantagen auf den lokalen Wasserhaushalt kontrovers diskutiert. Allein aufgrund der hohen Biomasseproduktivität ist der Wasserverbrauch von Eukalyptus vergleichsweise hoch. Zwar wird durch ein erhöhtes Wasserangebot die sogenannte Wassernutzungseffizienz (*water use efficiency*, WUE), also das Verhältnis aus produzierter Biomasse zur transpirierten Wassermenge, nicht negativ beeinflusst, doch der absolute Wasserverbrauch skaliert offensichtlich linear mit der Produktivität¹⁰⁹. Stärkeres Wachstum führt also inhärent zu proportional größerem Wasserverbrauch. Dieser Umstand sollte im Hinblick auf die weithin angestrebten Ertragssteigerungen Berücksichtigung finden, auch wenn laut einiger Studien der Wasserhaushalt des Bodens durch Eukalyptusplantagen angeblich nicht negativ beeinflusst wird¹¹⁰.

Pflanzenschutz. Junge Eukalyptuspflanzen sind empfindlich gegenüber Konkurrenzdruck durch Fremdpflanzen. Die Bekämpfung von Konkurrenzpflanzen ist jedoch nur im ersten Standjahr notwendig. Dabei ist zu beachten, dass Eukalyptuspflanzen empfindlich

¹⁰⁶ Gonçalves, J., Stape, J., Laclau, J.-P., Bouillet, J.-P. & Ranger, J. Assessing the effects of early silvicultural management on long-term site productivity of fast-growing eucalypt plantations: the Brazilian experience. *Southern Forests: a Journal of Forest Science* **70**, 105–118 (2008).

¹⁰⁷ Couto, L., Dias Muller, M., Câmara Barcellos, D., Margarido, M. & Couto, F. Eucalypt based agroforestry systems as an alternative to produce biomass for energy in Brazil. *Biomass and Bioenergy Production for Economic Benefits* 20–22 (2004)

¹⁰⁸ Stape, J. L. *et al.* The Brazil Eucalyptus Potential Productivity Project: Influence of water, nutrients and stand uniformity on wood production. *Forest Ecology and Management* **259**, 1684–1694 (2010)

¹⁰⁹ Hubbard, R. M., Stape, J., Ryan, M. G., Almeida, A. C. & Rojas, J. Effects of irrigation on water use and water use efficiency in two fast growing Eucalyptus plantations. *Forest Ecology and Management* **259**, 1714–1721 (2010).

¹¹⁰ Couto, L., Nicholas, I. & Wright, L. Short Rotation Eucalypt Plantations for Energy in Brazil. (2011).

gegenüber Herbiziden reagieren. Whitesell *et al.* empfehlen daher, Herbizide nach dem Pflanzen nur noch manuell auszubringen¹¹¹. Entsprechend dieser Studie sollte zur Pflanzbettbereitung ein Totalherbizid (bspw. Glyphosat) auf der Plantage ausgebracht werden. Nach der Pflanzung werden zwei weitere Herbizidanwendungen empfohlen, nämlich einmal in der besonders kritischen Phase 2 - 3 Monate nach der Pflanzung und ein weiteres Mal etwa 6 Monate nach der Pflanzung. Danach sind die jungen Pflanzen groß genug und benötigen keinen weiteren Schutz vor Konkurrenzpflanzen.

Neben dem Konkurrenzdruck durch Unkräuter kann in Eukalyptusplantagen v. a. der Befall durch die Blattschneideameise als typisches und verbreitetes Problem auftreten. Dadurch kann auch in adulten Plantagen eine jährliche Anwendung von Insektiziden erforderlich sein¹¹².

Erträge. Auch für Eukalyptusplantagen in Brasilien werden große Bandbreiten in den berichteten Erträgen beobachtet, da die Biomasseproduktivität naturgemäß stark von den vorherrschenden äußeren Bedingungen abhängt. Wesentliche Faktoren sind auch hier die Pflanzdichte, die Pflege, die gepflanzte Eukalyptusspezies und vor allem äußere Standortfaktoren wie klimatische Bedingungen und Bodeneigenschaften.

Generell muss bei den Angaben in der Literatur zwischen dem durchschnittlichen Jahreszuwachs (*mean annual increment*, MAI) und dem aktuellen Jahreszuwachs (*current annual increment*, CAI) unterschieden werden. Der CAI kann für eine bestimmte Plantage von Jahr zu Jahr sehr unterschiedlich ausfallen, abhängig vom Alter der Plantage und den im jeweiligen Jahr herrschenden klimatischen Bedingungen. So werden in den ersten beiden Wachstumsjahren einer Plantage relativ geringe CAIs beobachtet, in den Wachstumsjahren 2 - 4, in den denen die Baumwipfel bereits geschlossen sind, dagegen mit bis zu $45 \text{ t}_{\text{TM}} \text{ ha}^{-1} \text{ a}^{-1}$ die höchsten Zuwächse der gesamten Betriebsdauer einer Plantage¹¹³.

Die Angaben zu durchschnittlichen Jahreszuwächsen (MAI) auf Eukalyptusplantagen in Brasilien bewegen sich im Bereich $16 - 36 \text{ t}_{\text{TM}} \text{ ha}^{-1} \text{ a}^{-1}$ ^{114/115}. Im Mittel kann bei normalen

¹¹¹ Whitesell, C. D., Debell, D. S., Schubert, T. H., Strand, R. F. & Crabb, T. B. Short-Rotation Management of Eucalyptus : Guidelines for Plantations in Hawaii. (1992).

¹¹² Stape, J. L., Binkley, D. & Ryan, M. G. Production and carbon allocation in a clonal Eucalyptus plantation with water and nutrient manipulations. *Forest Ecology and Management* **255**, 920–930 (2008).

¹¹³ Stape, J. L. *et al.* The Brazil Eucalyptus Potential Productivity Project: Influence of water, nutrients and stand uniformity on wood production. *Forest Ecology and Management* **259**, 1684–1694 (2010).

¹¹⁴ Couto, L., Nicholas, I. & Wright, L. Short Rotation Eucalypt Plantations for Energy in Brazil. (2011).

Wachstumsbedingungen, insbesondere bei einer moderaten Düngung in der Größenordnung des Nährstoffentzuges und ohne zusätzliche Bewässerung, mit einem MAI von etwa $25 \text{ t}_{\text{TM}} \text{ ha}^{-1} \text{ a}^{-1}$ gerechnet werden, bei zusätzlicher Bewässerung sogar mit einem durchschnittlichen MAI von $32 \text{ t}_{\text{TM}} \text{ ha}^{-1} \text{ a}^{-1}$.

5.2.3 Ernte und Logistik

Nach Kaltschmitt et al. wird mit Bereitstellung oder Logistik der Abschnitt im „Lebensweg“ der Biomasse bezeichnet, welcher sicherstellt, dass diese zur richtigen Zeit, mit der geforderten Qualität und Quantität am Ort der Nutzung verfügbar ist¹¹⁶. Dafür ist eine exakte Planung, Steuerung, Durchführung und Kontrolle aller Ernte-, Lagerungs-, Aufbereitungs-, Umschlag- und Transportprozesse unumgänglich.

Eine der wichtigsten Einflussgrößen bei der Auswahl des Ernteverfahrens, neben Flächengröße, Baumart und Pflanzverband, stellt die Umtriebszeit in Korrelation zum Biomassezuwachs dar. Nachfolgende Ausführungen beziehen sich auf mittlere Trockenmassezuwächse von $10 \text{ t}_{\text{TM}} \text{ ha}^{-1} \text{ a}^{-1}$ und zeigen drei Ernteverfahren, deren Produkte Stammholz, Holzbündel und/oder Holzhackschnitzel sind, bei der Bewirtschaftung von Kurzumtriebsplantagen in Deutschland¹¹⁷.

Stammholz lässt sich ab einer Umtriebszeit von zehn Jahren gewinnen, wobei als Erntemaschine von kleineren Flächen Motorsägen und auf größeren Plantagen vorzugsweise auf Forstharvester zurückgegriffen wird. Nach dem Zuschnitt der Bäume werden die Stämme mittels Rückewagen zum Feld transportiert, wo sie zunächst zwischengelagert und anschließend abtransportiert werden. Für eine energetische Verwertung der gesamten Biomasse ist die Stammholzlinie nicht vorgesehen, da die Ernteleistungen solcher Forstharvester deutlich geringer ist als bei den Erntemaschinen der Bündel- oder Hackgutlinien. Ein weiterer Nachteil ist der hohe logistische Aufwand, bedingt durch die zeitliche Entkopplung der einzelnen Arbeitsschritte innerhalb der Bereitstellungskette. Aufgrund der vergleichsweise hohen Erntekosten rentiert sich eine derartige Bewirtschaftungsform hierzulande nur für preislich höherwertiges Industrieholz.

¹¹⁵ Stape, J. L. *et al.* The Brazil Eucalyptus Potential Productivity Project: Influence of water, nutrients and stand uniformity on wood production. *Forest Ecology and Management* **259**, 1684–1694 (2010).

¹¹⁶ *Energie aus Biomasse*. (Springer Verlag, 2009).

¹¹⁷ Reeg, T.; Bemann, A.; Konold, W.; u.a.: *Anbau und Nutzung von Bäumen auf landwirtschaftlichen Flächen*: WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 2009.

Bei der Bündel- oder Sammellinie kann zwischen dem absätzigen und dem kontinuierlichen Verfahren unterschieden werden. Das absätzige Verfahren kommt bei Umtriebszeiten von fünf bis zehn Jahren zum Einsatz, wobei herkömmliche Forstharvester mit Fäller-Bündler-Kopf die Bäume fällen, sammeln und in die Zwischenreihen ablegen. Das kontinuierliche Verfahren (Umtriebszeit bis fünf Jahre) macht sich hingegen den Reihenanbau zu Nutze, indem ein traktorgezogener oder selbstfahrender Mähensammler oder -bündler die Reihen beerntet, die Stämme auf dem gezogenen Hänger sammelt und am Feldrand ablegt. Somit können wesentlich höhere Ernteleistungen erzielt werden und die Stämme können nach der Lagerung am Feldrand entweder direkt gehackt oder zum Ort der Verwertung transportiert werden.

Bei einer Bewirtschaftung von Kurzumtriebsplantagen in Deutschland wird bei den Betreibern weitestgehend die Einphasenernte mittels Feldhäcksler bevorzugt. Dabei werden die Bäume gefällt und direkt in den Hacker des selbstfahrenden Feldhäckslers eingezogen. Das Hackgut wird dann unmittelbar auf einen parallel fahrenden Traktorzug geblasen, gesammelt und zum Lagerplatz transportiert, wie in Abbildung 5.8 dargestellt. Die Anzahl benötigter Traktorzüge richtet sich nach der Durchsatzleistung des Feldhäckslers, Transportkapazität, Transportgeschwindigkeit und Entfernung zum Lager bzw. Umschlagplatz.



Abbildung 5.8: Ernte einer dreijährigen Pappelplantage mit Feldhäcksler inklusive Vorsatz für die Energieholzernte und parallel fahrenden Traktorzug¹¹⁸

¹¹⁸ Bild aus DBFZ-Datenbank: KUP Ernte auf dem Versuchsgut in Köllitsch im Januar 2012

Mittels Teleskoplader wird eine trapezförmige Lagermiete innerhalb eines Flachsilos errichtet. Um die Gefahr einer Selbstentzündung zu minimieren, sollten die Hackschnitzel weder verdichtet noch höher als vier Meter aufgeschüttet werden¹¹⁹. Für eine beschleunigte Trocknung mit relativ geringen Trockenmasseverlusten innerhalb der Hackschnitzelfraktion sorgt der Aufbau nach dem Dombelüftungsverfahren¹²⁰. Bei diesem Verfahren sorgt eine Kombination von Vliesabdeckung, Zuluftkanälen und Abluftdomen für eine bessere Durchlüftung innerhalb der Lagermiete.

Bei der Betrachtung der Logistikszenerarien muss stark auf die lokalen Gegebenheiten geachtet werden. Daher wurden für die weitere Betrachtung beispielhafte konkrete Szenarien mit modellhaften Standorten der einzelnen Logistikprozesse aufgestellt (Kapitel 6.2.2).

5.2.4 Konversion: Vergasung und Fischer-Tropsch-Synthese

Lignocellulosehaltige Biomasse (z. B. Stroh, Holz) wird zur Herstellung von FT-SPK zunächst vergast. Dabei entsteht ein Synthesegas mit den Hauptbestandteilen Kohlenstoffmonoxid (CO) und Wasserstoff (H₂). Aus diesem Synthesegas werden dann über die Fischer-Tropsch-Synthese langkettige Kohlenwasserstoffe synthetisiert, die als Kraftstoff eingesetzt werden können. Die Prozesskette von der Biomasse bis hin zum Kerosin lässt sich in vielfältiger Weise gestalten, wobei zahlreiche Technologien zum Einsatz kommen können. Daher wurden zunächst die Technologien für die grundlegenden Prozessschritte Vorbehandlung, Vergasung, Gasreinigung und –konditionierung, Kraftstoffproduktion und Produkttrennung ausgewählt (Abbildung 5.9)

¹¹⁹ Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft (LWF): Hackschnitzel richtig lagern: Merkblatt 11, 2009. <http://www.lwf.bayern.de/veroeffentlichungen/lwf-merkblaetter/mb-11-hackschnitzel-lagern.pdf>

¹²⁰ Entwickelt und patentiert von der TU Dresden

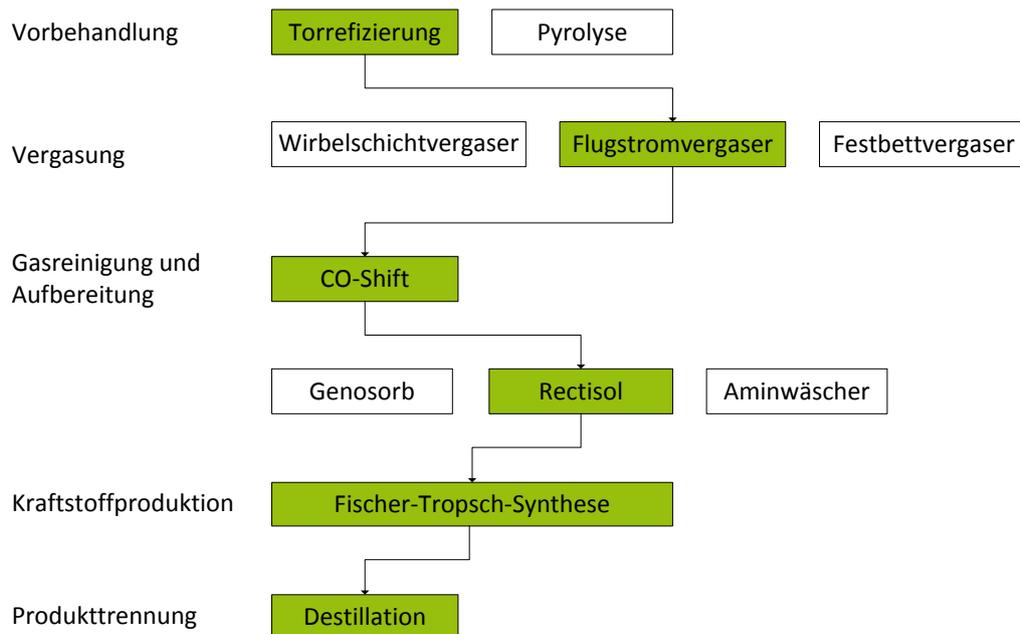


Abbildung 5.9: Mögliche und ausgewählte Prozessschritte für Biomass-to-Liquids

In Abhängigkeit des Vergasungsverfahrens muss die Biomasse einer geeigneten **Vorbehandlung** unterzogen werden. Für die Flugstromvergasung eignen sich besonders fein vermahlene Brennstoffe. Durch das Überströmen der Biomasse mit vorgewärmter Luft wird deren Wassergehalt zunächst auf unter 15 % reduziert. Durch eine Torrefizierung bei 300 °C wird anschließend eine hohe Sprödigkeit der eingesetzten Biomasse erreicht. Dadurch wird ein auf ca. 0,015 kW elektrische Leistung je kW Brennstoffwärmeleistung verringerter Energiebedarf für die Vermahlung erreicht^{121/122}. Bei der Torrefizierung werden die Makromoleküle der Lignocellulose in kleinere Moleküle überführt. Weiterhin werden leicht flüchtige Bestandteile ausgetrieben und der Wassergehalt auf 1 - 2 % reduziert¹²³.

Zur Einbringung der Biomasse in den Vergaser wird die Biomasse auf eine Korngröße < 100 µm gemahlen, wie es auch in kohlebasierten Flugstromvergasern der Fall ist¹²⁴. Das bei der Torrefizierung entstehende Gas, auch als Torrgas bezeichnet, enthält neben

¹²¹ Phanphanich, M. & Mani, S. Impact of torrefaction on the grindability and fuel characteristics of forest biomass. *Bioresource Technology* **102**, 1246–1253 (2011).

¹²² Bergman, P., Boersma, A. & ZWART. *Torrefaction of biomass co-firing in existing coal-fired power stations*. (ECN, 2005). at <<http://www.ecn.nl/docs/library/report/2005/rx05180.pdf>>

¹²³ Uslu, A., Faaij, A. P. C. & Bergman, P. C. A. Pre-treatment technologies, and their effect on international bioenergy supply chain logistics. Techno-economic evaluation of torrefaction, fast pyrolysis and pelletisation. *Energy* **33**, 1206–1223 (2008).

¹²⁴ van der Drift, A., Boerrigter, H., Coda, B., Cieplik, M. K., Hemmes, K., van Ree, R. & Veringa, H. J. Entrained flow gasification of biomass. Ash behaviour, feeding issues and system analysis. *ECN C—04 039* (2004).

Wasserdampf, Kohlendioxid und Kohlenmonoxid vor allem flüchtige organische Bestandteile (VOC) wie z. B. Essigsäure und kann thermisch weiter genutzt werden.

Den weitreichendsten Einfluss auf das Anlagendesign hat die Entscheidung für eine bestimmte Technologie für die **Vergasung**. Diese orientiert sich sowohl an den verfügbaren Biomassen als auch an den erforderlichen Gasreinheiten, welche für die Herstellung von Kraftstoffen aufgrund empfindlicher Katalysatoren starken Limitierungen unterliegen. Vor allem aufgrund der niedrigen Methan- und Teergehalte des Rohgases wurde eine Flugstromvergasung gewählt. Für die anschließende Synthese erfordern Verunreinigungen im Gas ansonsten einen erhöhten Aufwand bei der Gasreinigung. Außer Holz, Stroh und Kohle sind im Flugstromvergaser auch flüssige Reststoffe einsetzbar¹²⁵.

Der Vergasungsvorgang, also die thermische Zersetzung unter Sauerstoffmangel, lässt sich grob in vier Schritte unterteilen:

1. Aufheizung (100 °C bis 200 °C)
2. Pyrolyse (150 °C bis 500 °C)
3. Oxidation (bis 2000 °C)
4. Reduktion (800 °C bis 1100 °C)

Die zerkleinerte Biomasse wird mittels eines Inertgases, wie etwa CO₂, in den Reaktor eingebracht und bei ihrem Flug durch die Vergasungszone (1200 °C bis 2000 °C) in ein kohlenmonoxid- und wasserstoffreiches Rohgas umgewandelt.

Der für die Teiloxidation erforderliche Sauerstoff wird durch eine Luftzerlegungsanlage vor Ort gewonnen. Der Einsatz von reinem Sauerstoff ist dadurch mit hohem Energiebedarf verbunden. Dieser wird durch die hohe Reinheit des erzeugten Synthesegases gerechtfertigt. So kann auf eine aufwändige Stickstoffentfernung aus dem Synthesegas verzichtet werden. Aus betriebstechnischen Gründen kommt meist ein Gemisch aus Sauerstoff und Wasserdampf zum Einsatz¹²⁶. Die Dampfzugabe erfolgt vor allem, um die Vergasungstemperatur zu regulieren und das C/H-Verhältnis des Rohgases zu beeinflussen. Die zurückbleibende Asche und Schlacke wird im unteren Teil des Reaktors abgezogen. Der grundsätzliche Aufbau eines Flugstromvergasers ist in Abbildung 5.10 zu sehen.

¹²⁵ Ullrich, N. The BioTFuel Project. (2012).

¹²⁶ Knoef, H. & Ahrenfeldt, J. *Handbook biomass gasification*. (BTG biomass technology group The Netherlands, 2005).

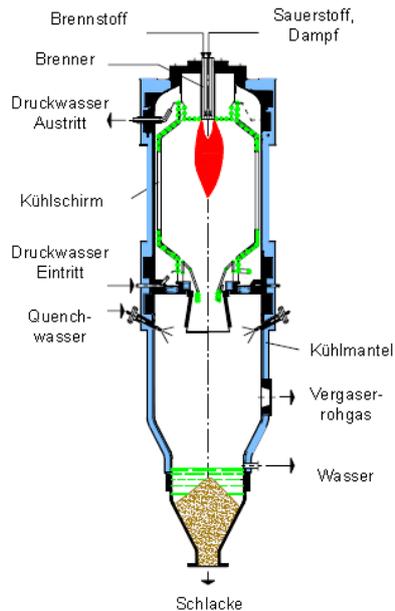
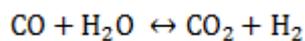


Abbildung 5.10: PRENFLO-Vergasung mit direktem Wasserquench (DWQ)¹²⁷

Das bei der Vergasung gebildete Synthesegas hat ein H_2/CO Verhältnis¹²⁸ von ca. 0,7. Um hohe Umsatzraten in der Kraftstoffsynthese zu erzielen, ist es in der Praxis erforderlich, in der **Gasaufbereitung** ein erhöhtes H_2/CO -Verhältnis von ca. 2,1 - 2,15 einzustellen. In der folgenden CO-Shift-Stufe wird deshalb ein Teil des Rohgases unter Zugabe von Wasserdampf über ein Katalysatorbett geführt, wobei die Wassergas-Shift Reaktion (Gl. 5.1) abläuft. Dabei entsteht zusätzliches Kohlendioxid (CO_2), welches vor der Synthese abgetrennt werden muss.



Gl. 5.1

Für den CO-Shift können verschiedene Katalysatoren zum Einsatz kommen. Aufgrund des ungereinigten Rohgases und des Schwefel- und Chlorgehaltes der Biomasse kommen jedoch nur gegenüber Schwefel unempfindliche Kobalt-Molybdän Katalysatoren in Frage. Dieser sogenannte Rohgas-Shift wird im Temperaturbereich von 200 °C bis 500 °C durchgeführt.

In der **Gasreinigung** müssen gasförmige Begleitstoffe und Katalysatorgifte, wie z. B. Halogen-, Alkali-, Stickstoff- und Schwefelverbindungen, flüchtige organische Komponenten

¹²⁷ Yilmaz, H., Perumalsamy, S., Oeljeklaus, G., Görner, K., Klasen, T., Benim, A. C., Just, T. & Moser, A. CFD Analysis of Large Scale Entrained-Flow Gasifier for IGCC Power Plants. in (University of Florida, 2010). at <<http://ufdc.ufl.edu/UF00102023/00362/citation>>

¹²⁸ Ullrich, N. The BioTFuel Project. (2012).

und Partikel¹²⁹ aus dem Synthesegas entfernt werden. Die einzuhaltenden Grenzwerte sind für jeden Katalysator spezifisch. Als Grundlage wurden die Veröffentlichungen von Olofsson¹³⁰ und Leible¹³¹ genutzt (Kapitel 6.2.3).

Aufgrund des gewählten Vergaserdesigns beschränkt sich die Rohgasreinigung vor allem auf die Abtrennung von gasförmigen Komponenten, da ein Großteil der anfallenden Feststoffe wie Asche und Schlacke bereits im Vergaser (Quench) abgetrennt werden können. Neben dem Trägergas und Vergasungsprodukt CO₂ werden in der darauf folgenden Reinigungsstufe Begleitgase wie Stickoxide und Spurenverunreinigungen wie Schwefelverbindungen (COS, H₂S, SO₂) entfernt. Hierfür kommen meist Wäschersysteme in Frage, die sich in erster Linie in der Wahl des Waschmediums unterscheiden. Hier wurde das Rectisolverfahren ausgewählt. Es ist mit Methanol als Waschflüssigkeit gegenüber dem Polyethylenglycol-Dimethylether der Genosorb-Wäsche sowie den alkalisch wässrigen Lösungen von Aminen (meist Ethanolamin-Derivate) wirtschaftlicher und leichter einzusetzen.

Die Rectisol-Wäsche ist geeignet für eine nachfolgende Fischer-Tropsch-Synthese, da durch sie eine sehr hohe Reinheit des Synthesegases erreicht wird¹³². Das Synthesegas wird auf ca. 0 °C abgekühlt und mit kaltem Methanol (-40 °C) gewaschen. Dabei werden CO₂, H₂S und andere Verunreinigungen aus dem Synthesegas vom Methanol absorbiert. Das Methanol wird durch Druckentspannung und Erwärmung wiederum von den Verunreinigungen befreit und kann nach erneuter Abkühlung wieder eingesetzt werden. Das abgeschiedene CO₂ wird freigesetzt und kann in die Umwelt entlassen oder als Reinstoff einer weiteren Verwertung zugeführt werden.

Die Abtrennung des abgeschiedenen H₂S hingegen erfolgt durch Erwärmung (Hot Regeneration), wobei der Strom mit H₂S angereichert und in eine Claus-Anlage zur Gewinnung von reinem Schwefel geführt werden kann.

¹²⁹ Schaub, G., Unhr, D. & Rohde, M. Fischer-Tropsch-Synthese von Kohlenwasserstoffen ausgehend von Biomasse - In-situ H₂O-Abscheidung und Verbesserung der Kohlenstoffnutzung. in 186–199 (2003).

¹³⁰ Olofsson, I., Nordin, A. & Söderlind, U. Initial Review and Evaluation of Process Technologies and Systems Suitable for Cost-efficient Medium-scale Gasification for Biomass to Liquid Fuels. (Energy Technology & Thermal Process Chemistry, University of Umeå, 2005).

¹³¹ Leible, L., Kälber, S., Kappler, G., Lange, S., Nieke, E., Proplesch, P., Wintzer, D. & Fürniß, B. *Kraftstoff, Strom und Wärme aus Waldrestholz - eine systematische Untersuchung*. (Forschungszentrum Karlsruhe, 2007).

¹³² Ohle, A. CO₂-Abtrennung aus Gasströmen durch Absorption in Poly(methyldiglykol)amin. (2009). at <http://www.qucosa.de/fileadmin/data/qucosa/documents/2349/Dissertation_Andrea%20Ohle.pdf>

Die nahezu vollständige Regeneration des Waschmediums macht eine Reinigung anfallender Abwasserströme wie im Falle der Aminwäsche überflüssig. Um die erforderliche hohe Reinheit bezüglich Schwefelkomponenten ($< 0,1 \text{ ppm}$)¹³³ zu erlangen, werden in der Regel zusätzliche Zinkoxid-Festbett-Reaktoren installiert, in denen H_2S als Zinksulfid gebunden wird. Das Bettmaterial muss in regelmäßigen Abständen erneuert werden.

Mit dem gereinigten und konditionierten Synthesegas, welches nun fast ausschließlich aus CO und H_2 besteht, kann die **Kraftstoffproduktion** erfolgen. Dazu wird es in der Fischer-Tropsch-Synthese zu langkettigen Kohlenwasserstoffen umgesetzt. Die in der Fischer-Tropsch-Synthese ablaufenden Prozesse lassen sich theoretisch durch eine ideale Polymerisation¹³⁴ mit der Kettenwachstumswahrscheinlichkeit α beschreiben. Der Aufbau der Kohlenwasserstoffketten erfolgt durch schrittweise Anlagerung von $-\text{CH}_2-$ -Spezies nach der folgenden Reaktionsgleichung.



Je nach Katalysator kann auch die homogene Wassergasreaktion (siehe auch Gl. 5.1) mit dem während der Synthese gebildeten Wasser ablaufen¹³⁵.

Da in realen FT-Reaktoren der Abbruch bei unterschiedlichen Kettenlängen erfolgt, wird ein Produktgemisch gebildet, welches eine bestimmte Kettenlängenverteilung aufweist. Diese kann mathematisch durch die Anderson-Schulz-Flory-Verteilung (Gl. 5.3) beschrieben werden¹³⁶. Anhand der Reaktionsbedingungen lässt sich demnach auch die Zusammensetzung des Produktspektrums dahingehend beeinflussen, dass ein möglichst großer Anteil der Produkte auf die Kerosinfraktion entfällt.

¹³³ Olofsson, I., Nordin, A. & Söderlind, U. Initial Review and Evaluation of Process Technologies and Systems Suitable for Cost-efficient Medium-scale Gasification for Biomass to Liquid Fuels. (Energy Technology & Thermal Process Chemistry, University of Umeå, 2005).

¹³⁴ Guettel, R., Kunz, U. & Turek, T. Reactors for Fischer-Tropsch Synthesis. *Chemical Engineering & Technology* **31**, 746–754 (2008).

¹³⁵ Nie, Z. Anfangsaktivität und -selektivität der Fischer-Tropsch-Synthese mit modifizierten Kobalt- und Nickelkatalysatoren / Zhiqin Nie. (VDI-Verl., 1997).

¹³⁶ Olofsson, I., Nordin, A. & Söderlind, U. Initial Review and Evaluation of Process Technologies and Systems Suitable for Cost-efficient Medium-scale Gasification for Biomass to Liquid Fuels. (Energy Technology & Thermal Process Chemistry, University of Umeå, 2005).

$$w_n = n (1 - \alpha)^2 \alpha^{(n-1)} \quad \text{Gl. 5.3}$$

W	Gewichtsanteil
n	Anzahl der C-Atome
α	Kettenwachstumswahrscheinlichkeit

Die Verteilung der Kettenlänge ist unter anderem eine Funktion des vorherrschenden Synthesedruckes, wie Abbildung 5.11 darstellt. Darin ist die Massenkonzentration der einzelnen Spezies über der Anzahl der Kohlenstoffatome C_n bei drei verschiedenen Druckstufen aufgetragen. Eingeteilt werden die Kohlenwasserstofffraktionen in folgende Bereiche¹³⁷:

- Leichte Kohlenwasserstoffe mit $1 < n < 4$
- Benzinfraktion mit $5 < n < 10$
- Diesel-Öle $11 < n < 20$
- Wachse mit $n > 20$

Neben den Kettenbildungsreaktionen laufen bei der FT-Synthese auch Nebenreaktionen ab. So entstehen zusätzlich auch sauerstoffhaltige Verbindungen, wie z. B. Alkohole und Aldehyde. Durch die Auswahl geeigneter Prozessparameter können diese Reaktionen, ebenso wie die Methanbildung (Gl. 5.4) oder die umgekehrte Boudouard-Reaktion (Gl. 5.5) eingeschränkt werden¹³⁸.



¹³⁷ Vogel, A. & Thrän, D. *RENEW Renewable fuels for advanced powertrains*. (Institut für Energie und Umwelt, 2008).

¹³⁸ Guettel, R., Kunz, U. & Turek, T. Reactors for Fischer-Tropsch Synthesis. *Chemical Engineering & Technology* **31**, 746–754 (2008).

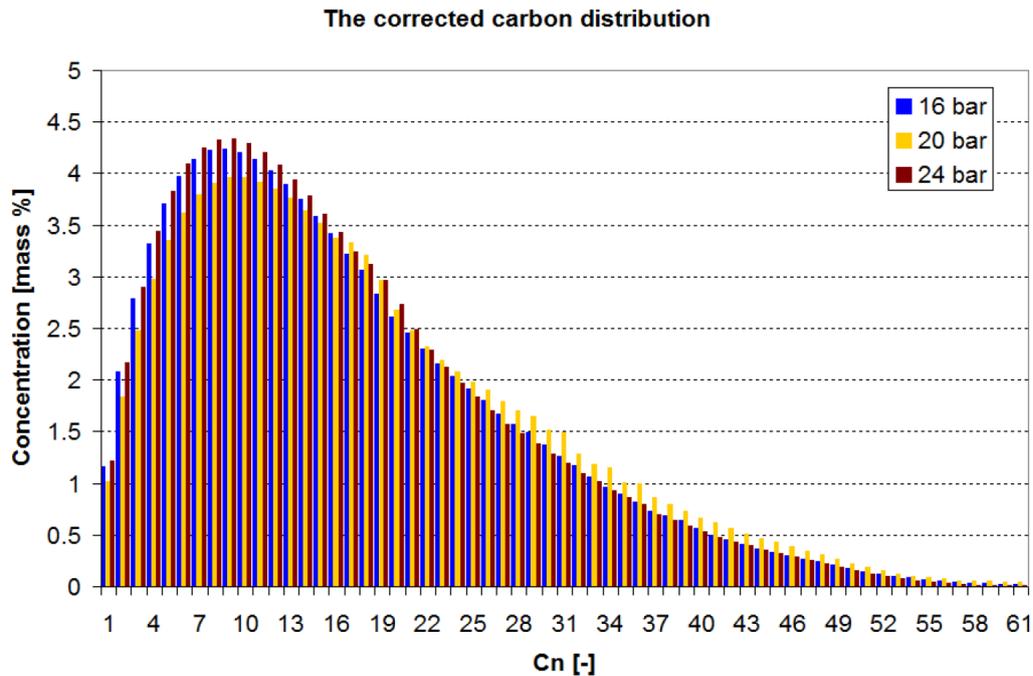


Abbildung 5.1:1 Mögliche Produktverteilung der Fischer-Tropsch-Reaktion bei unterschiedlichen Reaktordrücken¹³⁹

In der Praxis wird ein möglichst großer Wert für α ($> 0,9$) eingestellt, so dass sich vorrangig langkettige Kohlenwasserstoffe bilden. Dadurch wird die Bildung von größeren Anteilen an gasförmigen Verbindungen wie Methan, Ethan oder Ethen verhindert und der Naphtha-Anteil eingeschränkt (siehe Abbildung 5.12). Die bei dieser Betriebsführung entstehenden Wachse werden durch das anschließende Cracking zum gewünschten Zielprodukt, z. B. Kerosin oder Diesel umgewandelt.

¹³⁹ Rauch, R. Biomass to Liquids by steam gasification. (2012).

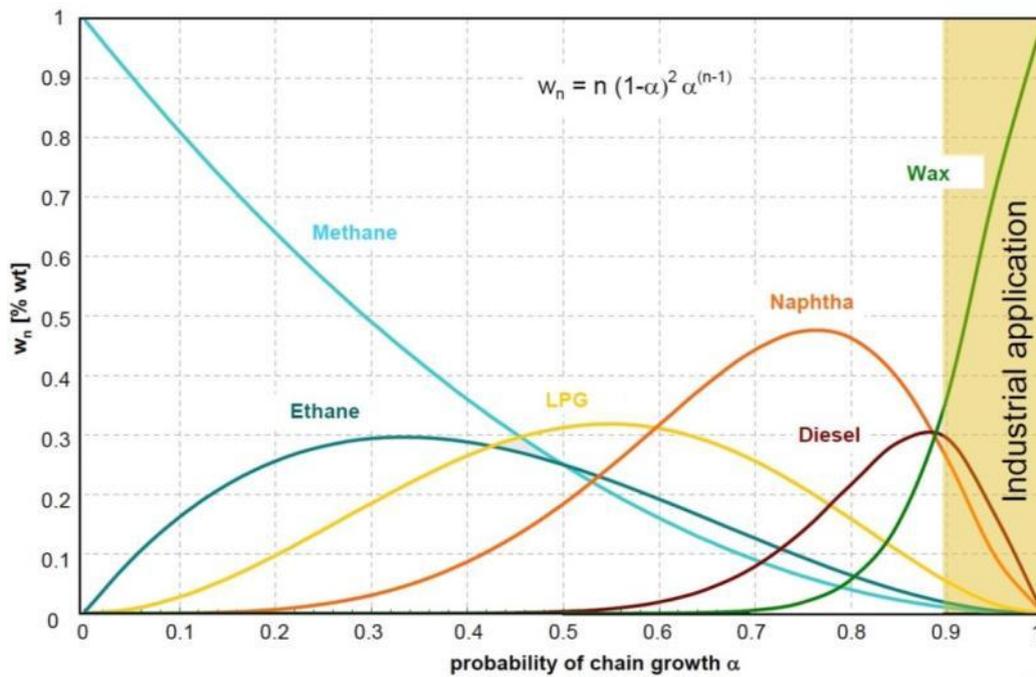


Abbildung 5.12: Produktverteilung in Abhängigkeit der Kettenwachstumswahrscheinlichkeit α ¹⁴⁰

SASOL ist der bekannteste Betreiber von Fischer-Tropsch-Synthesen. Drei Prozessvarianten werden angewendet, wobei die Auswahl entsprechend der erwünschten Produkte erfolgt¹⁴¹ (vgl. hierzu auch Abbildung 5.13):

- Niedrig-Temperatur-Synthese mit Cobalt-Katalysator (Co-LTFT) bei 210 - 250 °C zur Erzeugung eines überwiegend langkettigen Produktgemisches (Diesel, Kerosin und Wachs)
- Niedrig-Temperatur-Synthese mit Eisen-Katalysator (Fe-LTFT) bei 200 - 240 C zur Erzeugung von niedermolekularen Produktgemischen (Benzin, Paraffine und Alkohole)
- Hoch-Temperaturverfahren mit Eisen-Katalysator (Fe-HTFT) bei 320 - 350 °C zur Erzeugung eines vorwiegend niedermolekularen Produktgemisches mit Anteilen cyclischer Verbindungen (Benzin, α -Olefine, aromatische und sauerstoffhaltige Verbindungen)

¹⁴⁰ Endisch, M., Olschar, M., Kuchling, T. & Dimmig, T. Diesel selective hydrocracking of Fischer-Tropsch wax - Experimental investigations. at <<http://www.iec.tu-freiberg.de/conference/conf07/pdf/8.3.pdf>>

¹⁴¹ Vogel, A. & Thrän, D. *RENEW Renewable fuels for advanced powertrains*. (Institut für Energie und Umwelt, 2008).

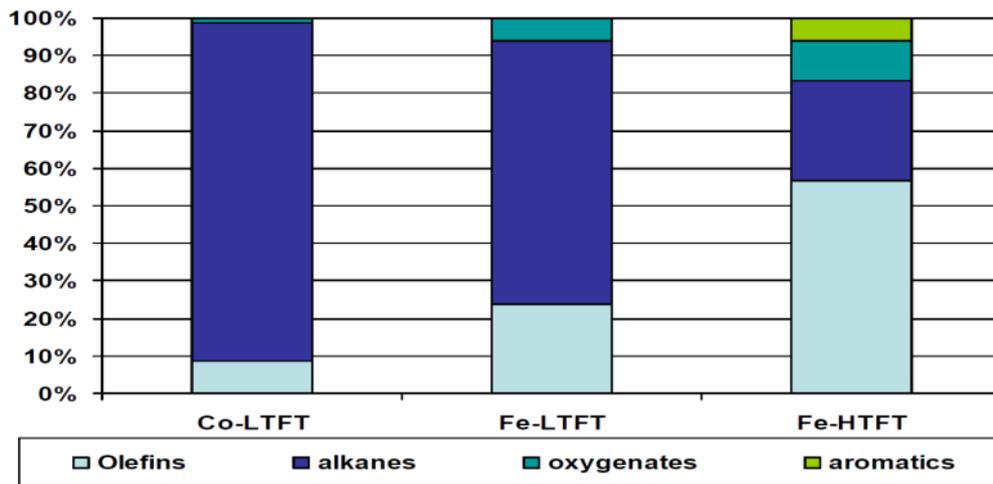


Abbildung 5.13: Produktverteilungen beim Einsatz unterschiedlicher Katalysatoren für die Fischer-Tropsch-Synthesen¹⁴²

Zur Erzeugung von Kraftstoffen eignet sich demnach die Niedrig-Temperatur-Synthese mit Kobalt-Katalysatoren. Die hohe Ausbeute an Alkanen überwiegt die Nachteile, die der Kobalt-Katalysator mit sich bringt. Ein Vergleich zwischen Eisen- und Kobalt Katalysatoren ist in Tabelle 5.4 dargestellt.

Tabelle 5.4. Vergleich der zum Einsatz kommenden FT-Katalysatoren¹⁴³

	Eisen (Fe)	Kobalt (Co)
Preisfaktor	1	230 x Fe
Lebensdauer	Mittel - ca. 3 Jahre	Hoch - ca. 5 Jahre
Aktivität	Hoch	Hoch
Temperatur	Hoch (300 - 350 °C)	Niedrig (200 - 240 °C)
Druck	Hoch (20 - 40 bar)	Niedrig (10 - 25 bar)
H₂/CO-Verhältnis	1,35 - 1,7	2,15
Wasser-Gas-Shift-Aktivität	Hoch	Keine
Selektivität	Leichte Kohlenwasserstoffe (C ₅ - C ₁₁)	Schwere Kohlenwasserstoffe (> C ₂₀)

¹⁴² Gibson, P. Coal to Liquids by steam gasification. (2007).

¹⁴³ Olofsson, I., Nordin, A. & Söderlind, U. Initial Review and Evaluation of Process Technologies and Systems Suitable for Cost-efficient Medium-scale Gasification for Biomass to Liquid Fuels. (Energy Technology & Thermal Process Chemistry, University of Umeå, 2005).

Alle ablaufenden Hauptreaktionen in diesem Verfahrensschritt erweisen sich als stark exotherm, weshalb der Kühlung der FT-Reaktoren eine wichtige Bedeutung zukommt. Die Verwertung der anfallenden Wärme der FT-Reaktion kann durch Nutzung des Wärmeträgermediums – meist Kesselwasser¹⁴⁴ - in einem Dampf-Kraft-Prozess erfolgen oder direkt zur Beheizung anderer Anlagenteile eingesetzt werden.

Die Abtrennung des bei den Reaktionen anfallenden Prozesswassers (Gl. 5.2) erfolgt durch Schwerkraftabscheider, da sich langkettige Kohlenwasserstoffe nicht mit Wasser mischen und aufgrund der Phasentrennung leicht abgezogen werden können. Das nicht konvertierte Synthesegas und die bei den Reaktionen entstehenden leichten Kohlenwasserstoffverbindungen wie Methan werden in der Regel verbrannt.

Die **Trennung** der Fischer-Tropsch Produkte erfolgt anschließend in einer Destillationskolonne, bei der Naphtha (Rohbenzin, C₅ - C₁₀), Kerosin (C₈ - C₁₃), Diesel (C₁₄ - C₂₀), und Wachse (C₂₁₊) aufgrund ihrer unterschiedlichen Siedetemperaturen separiert werden.

Die langkettigen Verbindungen der Wachse werden durch Zugabe von Wasserstoff und in Anwesenheit eines katalytisch wirkenden Metalls (z.B. Nickel) aufgebrochen und mit Wasserstoff gesättigt (Hydrocracking). Je nach eingestellten Prozessparametern wie Druck, Temperatur und Wasserstoffpartialdruck lässt sich ein bestimmtes Spektrum an Kohlenwasserstoffen darstellen, so auch Kerosin. Das beim Hydrocracking entstehende Kohlenwasserstoffgemisch wird wieder der Destillation zugeführt und dort aufgetrennt.

Die durch Fischer-Tropsch-Synthese und Hydrocracking der Wachse gewonnenen Produkte erfüllen in diesem Rohzustand noch nicht die Kraftstoffspezifikationen (Oktananzahl, Kälte- und Fließeigenschaften). Daher müssen sie isomerisiert werden. Ziel der Isomerisation ist es, aus den linearen Kohlenwasserstoffketten verzweigte Ketten zu erhalten, ohne das Molekulargewicht wesentlich zu ändern. Shell hat einen kombinierten Hydrocracking und Isomerisierungs-Reaktor zur Aufbereitung von FT-Diesel entwickelt. Die beiden chemischen Reaktionen laufen in diesem „heavy paraffin conversion“ –Prozess (HPC) simultan ab (siehe auch Abschnitt 5.1.3 zu einstufiger Hydrierung und Isomerisierung beim HEFA-Verfahren). Zum Einsatz kommt ein Platinkatalysator (0,3 m.-%) auf dem Trägermaterial Aluminiumsilikat (Kaolin).

¹⁴⁴ Entsalztes Wasser

Kapitel 6: Randbedingungen und Systemparameter für die Detailanalysen

In diesem Kapitel werden die Randbedingungen und Systemparameter beschrieben, die als Basis für die Detailanalysen in den Kapiteln 7, 8 und 9 gewählt wurden. Zusätzlich zu einer ausführlichen Erläuterung in den folgenden Abschnitten werden die zugrunde liegenden Annahmen im Anhang in Tabellen A2 bis A24 tabellarisch zusammengefasst aufgelistet. Die Abschnitte sind entsprechend der Prozessmodule *Biomasseproduktion*, *Biomassebereitstellung*, *Konversion* und *Kraftstoffdistribution* untergliedert. Dabei werden folgende Systemgrenzen gesetzt:

- **Biomasseproduktion:** Alle Produktionsschritte einschließlich der Ernte und des Transportes des Erntegutes zum Ort der Weiterverarbeitung (Ölmühle bei Jatropha bzw. Feldrand bei Plantagenholz)
- **Biomassebereitstellung:** Weiterverarbeitung bzw. Aufbereitung der geernteten Biomasse bis einschließlich Transport zur Konversionsanlage (Gewinnung und Transport des Öls bzw. Lagerung, Trocknung und Transport des Holzes)
- **Konversion:** (thermo-)chemische Umsetzung der Biomasse bis zum fertigen Kraftstoff
- **Kraftstoffdistribution:** Transport des Kraftstoffs von der Konversionsanlage bis zum Flughafen

6.1 HEFA-SPK aus Jatrophaöl

In diesem Kapitel werden die betrachteten Prozessketten zur Produktion von HEFA-SPK aus Jatrophasamen beschrieben und die Annahmen und Systemparameter für jedes Prozessmodul erläutert und in tabellarischer Form zusammengefasst.

6.1.1 Jatrophaanbau

Das Prozessmodul „Jatrophaanbau“ umfasst die Produktion der Jatrophasamen und ihren Transport zur Weiterverarbeitung in der Ölmühle. Alle für die ökonomischen und ökologischen Detailanalysen notwendigen Parameter sind in Tabellen A2 bis A5, den jeweiligen Standorten zugeordnet, dargestellt.

Allgemeine Annahmen Jatropha-Plantage. Es wird angenommen, dass an jedem der drei Standorte eine Fläche von 10.000 ha mit Jatropha-Büschen bepflanzt wird. In Bezug auf die Plantagenlebensdauer wird ein Bewirtschaftungszeitraum von insgesamt 25 Jahren angenommen, welcher sich in eine fünfjährige Startphase und eine 20-jährige etablierte Phase aufteilt¹⁴⁵. Zur Vereinfachung der komplexen Berechnungen und zur Vereinheitlichung der Darstellung werden neben den kontinuierlich anfallenden Inputs und Outputs auch die phasenabhängigen Aufwendungen und Produkte über den gesamten Bewirtschaftungszeitraum gemittelt. Das gilt etwa für die ausgebrachten Mengen von Dünge- und Pflanzenschutzmitteln, aber auch für die Biomasseerträge, die erst nach Abschluss der Startphase ihren vollen Umfang erreichen.

Aufgrund der unterschiedlichen zeitlichen Reifung der Früchte wird von einer kontinuierlichen Ernte über das ganze Jahr verteilt ausgegangen. Dabei werden z.B. klimatisch bedingte Betriebsausfälle (wie etwa eine eingeschränkte Ernte durch Regenzeit) nicht berücksichtigt. Die Angestellten auf der Plantage arbeiten unter Berücksichtigung von Vorgaben der Internationalen Arbeiter Organisation (ILO) an sechs Tagen in der Woche für acht Stunden täglich¹⁴⁶. Urlaubs- und Feiertage unterscheiden sich von Land zu Land und sind stark abhängig von der Dauer der Beschäftigung und den Bedingungen der jeweiligen Arbeitgeber. In der vorliegenden Studie wird angenommen, dass jeder Angestellte zusätzlich zu einem freien Tag in der Woche weitere 30 Fehltage aufgrund von Urlaub, Feiertagen oder Krankheit hat. Somit ergibt sich eine Arbeitszeit jedes Angestellten von 283 Tagen im Jahr.

Bei der Ernte wird grundsätzlich davon ausgegangen, dass die Jatrophasamen händisch durch Pflücker gesammelt werden. Dabei wird in Anlehnung an Angaben in der Literatur eine durchschnittliche Pflückleistung von 50 kg Jatrophasamen (TM) pro Tag und Person (80 kg Jatrophafrüchte (TM) pro Tag und Person) angenommen¹⁴⁷. Aufgrund der großen Diskrepanz in den Literaturangaben zur durchschnittlichen Pflückleistung wird diese im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse für den Standort Mexiko im Bereich von 20 – 200 kg Jatrophasamen pro Tag und Person variiert. Für einen Vergleich einer manuellen mit einer maschinellen Ernte wird im Fall der mexikanischen Jatrophasamenproduktion eine weitere

¹⁴⁵ Meyer, K. Weinberg, J. & Kaltschmitt, M. GHG emissions from jatropha-based bioderived synthetic paraffinic kerosene, *Biofuels* **6**, 657–674 (2012)

¹⁴⁶ International Labour Organisation (ILO). TRAVAIL. Conditions of Work and Employment Programme. (accessed July 31, 2013)

¹⁴⁷ van der Putten et al. The Jatropha Handbook: From Cultivation to Application. (FACT Foundation, Eindhoven, 2010).

Erntevariante betrachtet, bei der mit Hilfe von Erntemaschinen ungefähr 3 t Jatrophasamen pro Tag und Maschine eingesammelt werden können^{148/149}.

Der standortspezifische Samenertrag während der etablierten Phase wird in Abhängigkeit von den klimatischen Bedingungen nach Trabucco et al.¹⁵⁰ (Abbildung 5.2) berechnet. Das Ertragsmodell von Trabucco et al. berücksichtigt keine künstliche Bewässerung oder besondere agronomische Maßnahmen (insbesondere keine intensiven Dünge- oder Pflanzenschutzmaßnahmen). Für die fünfjährige Startphase wird durchschnittlich ein gegenüber dem Vollertrag der etablierten Phase um 50 % reduzierter Ertrag berücksichtigt, da in den ersten ein bis zwei Jahren voraussichtlich gar keine Ernte eingeholt werden kann und die Samenproduktion danach sukzessive bis zum Vollertrag ansteigt^{151/152}.

Zur Abschätzung der Sensitivität der Ergebnisse im Hinblick auf die Erträge werden für den Standort Mexiko die durchschnittlichen Erträge an Jatrophasamen im Bereich 1,35 – 4,50 t ha⁻¹ a⁻¹ variiert.

Etablierung Jatrophaplantage. Es wird angenommen, dass an jedem Plantagenstandort die jeweilige Landfläche vor ihrer Umwidmung zu einer Jatrophaplantage für mindestens acht Jahre durch die Kultivierung einer anderen mehrjährigen Pflanze besetzt war. Für die Umnutzung müssen daher die Reste der vorherigen Bepflanzung entfernt und der Boden umgepflügt werden.

Für die Etablierung der Plantage werden an einem zentralen Ort Verwaltungsgebäude und Lager- und Maschinenhallen errichtet. Zudem muss ein Straßen- und Wegenetz angelegt und eine Infrastruktur zur Wasser- und Stromversorgung implementiert werden. Die Anzahl der Sanitäranlagen richtet sich nach der Anzahl der Angestellten auf der Plantage. Im Falle einer manuellen Ernte werden Sanitäranlagen mit jeweils acht Toiletten und Trinkwasserzapfstellen auf der Plantage verteilt. Da bei einer maschinellen Ernte die Personenanzahl auf der Plantage stark reduziert ist, wird nur noch von zwei Toiletten pro Anlage ausgegangen, um eine bessere örtliche Verteilung zu erreichen.

¹⁴⁸ Korthuis, S. oxbo - Jatropha Harvesting (2010)

¹⁴⁹ Rakennus Tempo 6/10/. *Joonas International* (2010)

¹⁵⁰ Trabucco, A. et al. Global mapping of Jatropha curcas yield based on response of fitness to present and future climate, *Glob Change Biol Bioenergy* **2**, 139–151 (2010)

¹⁵¹ Meyer, K. Weinberg, J. & Kaltschmitt, M. GHG emissions from jatropha-based bioderived synthetic paraffinic kerosene, *Biofuels* **6**, 657–674 (2012)

¹⁵² Reinhardt, G. Gärtner, S. Rettenmaier, N. Münch, J. & Falkenstein, E. von. Screening Life Cycle Assessment of Jatropha Biodiesel. Final Report, (2007)

Die Bepflanzung der Plantage erfolgt durch manuelles Einsetzen von Jatrophasetzlingen in einem typischen Pflanzabstand von $3\text{ m} \times 2,5\text{ m}$ ¹⁵³, wodurch sich unter Berücksichtigung eines geringfügig erhöhten Flächenbedarfes durch Zugangswege eine Pflanzdichte von 1.300 ha^{-1} und bei einer Fläche von insgesamt 10.000 ha eine Zahl von $13 \cdot 10^6$ Pflanzen für die gesamte Plantage ergibt. Es wird davon ausgegangen, dass das Pflanzgut durch einen externen kommerziellen Anbieter bereitgestellt wird. Dieser zieht in einfachen, nicht klimatisierten Gewächshäusern direkt an der Plantage aus Jatrophasaatgut in einem Zeitraum von jeweils sechs Wochen Jatrophasetzlinge in Plastikbeuteln groß.

Bei der Aufzucht der Jatrophasetzlinge im Gewächshaus wird von einer Düngung von 200 mg N je Pflanze ausgegangen¹⁵⁴. Die Menge an P- und K-Düngern wird dem Verhältnis zwischen den N-, P- und K-Düngern aus der Düngung der adulten Pflanzen (vgl. Tabelle 5.1) angepasst. Der Wasserbedarf der Setzlinge wird als vernachlässigbar klein angesehen.

Personal Jatrophaplantage. Grundsätzlich unterteilt sich das Personal auf einer Jatrophaplantage in die Personen, die direkt auf der Plantage eingesetzt werden, und diejenigen, die an einem zentralen Ort wie in der Verwaltung oder der Werkstatt arbeiten. Die Anzahl der Arbeitsplätze unterscheidet sich teilweise zwischen der Plantagenetablierung, der Startphase und der etablierten Phase, da gerade auf der Plantage in den verschiedenen Phasen unterschiedlich viele Mitarbeiter notwendig sind. Wie schon unter dem Punkt „Allgemeine Annahmen“ erwähnt, werden die Mitarbeiterzahlen für die Berechnungen über den gesamten Betriebszeitraum gemittelt. In der Beschreibung wird jedoch auf die phasenabhängigen Unterschiede eingegangen.

In Bezug auf die Pflanzung der Setzlinge wird davon ausgegangen, dass eine Gruppe von sieben Feldarbeitern mit Hilfe eines Kleintransporters eine Pflanzleistung (inkl. Initialdüngung) von 140 Pflanzen pro Stunde (durchschnittlich drei Minuten pro Pflanze und Arbeitskraft) bewältigt. An einem Arbeitstag von acht Stunden können so 1.120 Pflanzen pro Team gepflanzt werden. Für 200 ha (260.000 Pflanzen) werden somit etwa 232 Tage benötigt, also ungefähr ein Arbeitsjahr. Folglich kann die gesamte Plantagenfläche von 10.000 ha von insgesamt 50 dieser Gruppen mit je sieben Arbeitskräften binnen eines Jahres bepflanzt werden. Daraus ergibt sich ein Bedarf von insgesamt 350 Feldarbeitern für die Pflanzung. Zusätzlich wird der Einsatz von weiteren 50 Feldarbeitern für unterstützende

¹⁵³ van der Putten, E. et al. The Jatropha Handbook: From Cultivation to Application. (FACT Foundation, Eindhoven, 2010).

¹⁵⁴ Timmer, V. R. Exponential nutrient loading: a new fertilization technique to improve seedling performance on competitive sites. *New Forests* **13**, 275–295, (1996).

Arbeiten bei der Pflanzung (z. B. Beladung der Kleintransporter) sowie zur Vorbereitung der Plantagenfläche z. B. für das Pflügen der Ackerfläche oder das Ausbringen von Pflanzenschutzmitteln eingerechnet. Insgesamt werden also im ersten Betriebsjahr (dem Etablierungsjahr) 400 Feldarbeiter benötigt. Während des langfristigen Betriebs der Plantage pflegen und versorgen zwei Feldarbeiter mit einem Kleintransporter 200 ha Plantagenfläche. Dazu gehören Arbeiten wie das Ausbringen von Düngemitteln oder das manuelle Trimmen der Pflanzen. Hochgerechnet auf die gesamte Plantagengröße ergibt sich ein Bedarf von 100 Feldarbeitern. Folglich sind für einen Bewirtschaftungszeitraum von insgesamt 25 Jahren durchschnittlich 112 Feldarbeiter pro Jahr notwendig.

Mit Abstand am meisten Personal wird für die Ernte der Jatrophafrüchte benötigt. In Abhängigkeit des Samenertrags auf der Plantage und der Pflückleistung des Erntepersonals ergibt sich die notwendige Anzahl an Pflückern. Sie sammeln die Jatrophafrüchte in Sammelsäcken. Einem Team von fünf Pflückern steht jeweils ein Kleinsammler (z. B. Handwagen) zu Verfügung, in welchen die vollen Sammelsäcke entleert werden können. Mit diesen Kleinsammlern werden die Früchte zu einer der 50 auf der Plantage verteilten Verladestationen transportiert. Nachdem die Früchte dort maschinell enthülst sowie die Samen von den Fruchthülsen getrennt wurden, werden die Samen in der Sonne bis zu einem Wassergehalt von 6 - 7 % getrocknet und schließlich auf einen Anhänger verladen, welcher regelmäßig mit Hilfe eines Traktors gegen einen leeren Hänger ausgetauscht wird. Die Fruchthülsen werden an den Verladestationen gelagert, bis sie schließlich durch die Feldarbeiter zur Nährstoffrückführung wieder auf der Plantage verteilt werden. Die Pflücker werden mit Hilfe von großen Personentransportern auf der Plantage verteilt. Für jeden Transporter wird ein Fahrer vorgesehen. Weitere Fahrer werden für die Traktoren benötigt. Im Fall einer maschinellen Ernte wird jede Erntemaschine mit zwei Personen besetzt, welche für den Betrieb der Maschine sowie den Austausch der Sammelbehälter zuständig sind.

Für eine Gruppe von ungefähr 50 Plantagenarbeitern ist jeweils ein Vorarbeiter zuständig. Zudem arbeiten in der Zentrale der Plantage – unabhängig von einer manuellen oder maschinellen Ernte – zwei Techniker, welche für Reparaturen und Instandhaltung des Maschinenparks zuständig sind, zwei Sicherheitsleute, welche außerhalb der Betriebszeit abwechselnd die Gebäude und Hallen bewachen, sowie mehrere Verwaltungsangestellte. Die Zahl der Personalverwaltungsmitarbeiter richtet sich dabei nach der Gesamtzahl der Angestellten, wobei bei manueller Ernte ein Verwaltungsmitarbeiter für 200 Angestellte und im Falle einer maschinellen Ernte für 100 Angestellte zuständig ist. Die Plantage wird von einem kaufmännischen und einem technischen Geschäftsführer geleitet.

Maschinen und Transportmittel Jatrophapflanzung. Für alle Plantagen sind jeweils drei sogenannte Großarbeitsgeräte (z. B. Radlader, Gabelstapler oder Kräne) vorgesehen. Weiterhin werden 15 Landwirtschaftsgeräte als Anhänger für Traktoren angeschafft (z. B. Spritzbehälter, Düngestreuer, Pflüge).

Für den Transport der Pflücker werden Personentransporter in Form von Bussen mit jeweils 50 Sitzplätzen vorgesehen. Einer Gruppe von vier Vorarbeitern steht außerdem jeweils ein Pick-Up zur Verfügung. Weiterhin werden 50 Kleintransporter für den Transport der Setzlinge bei der Etablierung der Pflanzung sowie für die Pflanzungspflege angeschafft.

Wie schon unter dem Punkt „Personal Jatrophapflanzung“ erwähnt, werden immer fünf Pflücker mit einem Kleinsammler ausgestattet, so dass sich deren Zahl nach der Anzahl der Pflücker richtet. Im Falle einer maschinellen Ernte werden insgesamt 28 Erntemaschinen benötigt. Diese Zahl errechnet sich aus folgenden Annahmen, welche auf Angaben unterschiedlicher Erntemaschinenhersteller basieren^{155/156}: Eine Erntemaschine kann maximal 0,18 ha pro Stunde abfahren und maximal 500 kg Früchte in einem Sammelbehälter lagern. Zudem wird aufgrund des hohen Zeitaufwands für die Entleerung davon ausgegangen, dass nicht mehr als acht Entleerungen der Sammelbehälter an einem Arbeitstag stattfinden. Grundsätzlich muss erwähnt werden, dass der Einsatz von Erntemaschinen eine Änderung der Pflanzungsstruktur erfordern kann, da die Baumreihen ausreichend breite Durchfahrtswege freilassen müssen und zudem viel Platz für das Wenden einer Erntemaschine am Ende einer Baumreihe notwendig ist. Die Entleerung der Sammelbehälter auf einen jeweils mitfahrenden Fruchteanhänger geschieht durch einen Gabelstapler. Dadurch ergibt sich für die maschinelle Ernte die Menge der Gabelstapler und Fruchteanhänger aus der Zahl der Erntemaschinen. Die Anzahl der Traktoren entspricht wiederum der Zahl der Fruchteanhänger zuzüglich zweier Traktoren für den Betrieb des Landwirtschaftsgerätes.

Für die Enthüllung und Trennung von Fruchthülsen und Samen stehen entsprechende Maschinen an jeder der 50 Sammelstellen bereit. In Abhängigkeit der Menge an Jatrophafrüchten laufen diese ungefähr drei bis vier Stunden am Tag. Im Falle einer maschinellen Ernte werden die Früchte erst an der zentral gelegenen Ölmühle enthüllt. Aufgrund der hier bestehenden Möglichkeit eines Volllastbetriebs der Enthülser ist eine geringere Anzahl notwendig. Bei der manuellen Ernte steht an jeder Sammelstelle ein

¹⁵⁵ Korthuis, S. oxbo - *Jatropha Harvesting* (2010)

¹⁵⁶ Rakennus Tempo. *Joonas International* (2010)

Samenanhänger, auf welchen die getrockneten Samen verladen werden. Ein Traktor ist jeweils für den Transport von vier verschiedenen Samenanhängern zuständig, wobei zwei zusätzliche Traktoren für den Betrieb des Landwirtschaftsgerätes vorgesehen werden.

Verbrauch Jatropha-Plantage. Die energetische Versorgung der Gebäude und Hallen wird über einen Anschluss an das lokale Stromnetz sichergestellt. Es wird ein Stromverbrauch von 30 kWh m⁻² sowohl für die Verwaltungsgebäude mit normaler technischer Ausstattung als auch für die Hallen als Werkstätten und Lagergebäude angenommen¹⁵⁷. Der Dieselverbrauch wird anhand der Maschinen- und Transportmittel, ihrer jeweiligen Leistung und Laufzeit in Volllaststunden ermittelt.

Es wird von einer Düngung auf Entzugsbasis ausgegangen. Abgesehen vom Jatrophaöl werden alle Bestandteile der Früchte (Hülsen, Presskuchen) auf die Plantage zurückgeführt. Die durch das Trimmen der Jatropha-Bäume anfallenden Pflanzenreste verbleiben ebenso auf der Plantage wie das abfallende Laub. Verluste von Mineralstoffen sowohl beim Transport als auch durch Auswaschung oder Erosion machen eine vollständige Rückführung aller Nährstoffe unwahrscheinlich. Die Verluste werden durch die Zudüngung von 20 % künstlichem Stickstoff-, Phosphor- und Kaliumdünger der in der gesamten Frucht enthaltenen Nährstoffe (vgl. Tabelle 5.1 in Kapitel 5.1.2) kompensiert¹⁵⁸. Der in den ersten vier Betriebsjahren der Plantage aufgrund des Pflanzenwachstums erhöhte Nährstoffbedarf wird durch eine vom Samenertrag unabhängige Menge an Düngemittel von insgesamt 229 kg N, 71 kg P₂O₅ und 336 kg K₂O pro Hektar gedeckt¹⁵⁹. Aufgrund des basischen Charakters der Böden an den betrachteten Plantagenstandorten (≥ pH 7,5) ist eine Kalkung nicht erforderlich.

Zur Minimierung des Konkurrenzdrucks durch Unkräuter wird die einmalige Ausbringung eines Universalherbizids in Form eines Glyphosatpräparats (2,5 kg ha⁻¹ aktives Glyphosat) kurz vor der Pflanzung angenommen. Weitere Anwendungen von Herbiziden in den ersten zwei Jahren¹⁶⁰ sowie anderen Pestiziden über die gesamte Betriebsdauer (etwa zur Bekämpfung von Schädlingen oder Krankheitsbefall) werden in Form einer jährlichen

¹⁵⁷ Ornth, W. Bekanntmachung der Regeln für Energieverbrauchskennwerte und der Vergleichswerte im Nichtwohngebäudebestand, (2009)

¹⁵⁸ Meyer, K. Weinberg, J. & Kaltschmitt, M. GHG emissions from jatropha-based bioderived synthetic paraffinic kerosene, *Biofuels* **6**, 657–674 (2012)

¹⁵⁹ van der Putten, E. et al. The Jatropha Handbook: From Cultivation to Application. (FACT Foundation, Eindhoven, 2010).

¹⁶⁰ Ab dem dritten Standjahr wird davon ausgegangen, dass die Jatropha-Pflanzen groß genug sind, um nicht mehr durch Konkurrenzdruck durch Unkräuter gefährdet zu sein.

Ausbringung eines nicht spezifizierten Pestizids berücksichtigt. Eine künstliche Bewässerung wird in den hier durchgeführten Betrachtungen ausgeschlossen.

6.1.2 Bereitstellung von Jatrophaöl

Zu dem Prozessmodul „Bereitstellung von Jatrophaöl“ gehören sowohl die Ölproduktion als auch der Transport des Jatrophaöls zur Raffinerie. Die entsprechenden Parameter in Bezug auf die Bereitstellung von Jatrophaöl werden im Folgenden erläutert und in Tabellen A7 bis A10 im Anhang zusammengefasst.

Allgemeine Annahmen Jatrophaölmühle. An allen Plantagenstandorten befindet sich die Ölmühle direkt am oder auf dem Gelände der Jatrophaanlage. So können die Jatrophasamen direkt nach der Ernte und vor oder nach der Enthülsung und Trocknung zur Ölmühle transportiert werden. Die entsprechenden Aufwendungen für den Transport sind bereits in den Annahmen für die Jatrophaanlage (s. Kapitel 6.1.1) integriert.

Als Lebensdauer für die Ölmühle werden 15 Jahre angenommen. Die maximalen Verarbeitungskapazitäten der Ölmühlen sind an die jeweilige maximale Samenproduktion der angegliederten Jatrophaanlage angepasst, so dass während der Vollproduktion in der etablierten Phase der Anlage alle Samen dort verarbeitet werden können. Auf der Grundlage von Angaben in van der Putten *et al.*¹⁶¹ sowie persönlicher Kommunikation mit einem Experten im Bereich der Auslegung von Ölpresen für Jatrophasamen¹⁶² (vgl. Kapitel 5.1.2) wird angenommen, dass eine Kaltpressung in einer elektrisch betriebenen Schneckenpresse mit anschließender Filterung des Öls stattfindet. So werden 80 % des Öls aus den Jatrophasamen gewonnen. Für den Pressprozess wird eine Schneckenpresse mit einer Verarbeitungskapazität von 1.050 kg Jatrophasamen pro Stunde ausgewählt^{163/164}.

Aus der maximalen Samenproduktion und der Verarbeitungskapazität der Ölpresen berechnet sich die Volllaststundenzahl der Ölpresen. Der maximale jährliche Ölertrag ergibt sich aus dem Press- und Filterwirkungsgrad und der Samenverfügbarkeit. In den Jahren während der Plantagenetablierung ist diese geringer als im Zeitraum der Vollproduktion. Daher wird angenommen, dass in den ersten Jahre Jatrophasamen von anderen Plantagen eingekauft werden, um die Ölmühle auch dann in Volllast betreiben zu können.

¹⁶¹ van der Putten, E. *et al.* *The Jatropha Handbook: From Cultivation to Application*. (FACT Foundation, Eindhoven, 2010).

¹⁶² Beerens, P. Personal Communication. E-mail. (2013)

¹⁶³ van der Putten, E. *et al.* *The Jatropha Handbook: From Cultivation to Application*. (FACT Foundation, Eindhoven, 2010).

¹⁶⁴ Reinartz GmbH. Schneckenpresse Type AP 25/90

Etablierung Jatrophaölmühle. Für die Ölmühle wird eine Halle errichtet, in welcher die Ölpresen und weitere Maschinen und Equipment regensicher untergebracht werden können. Weiterhin sind Tanklager für die Lagerung des Jatrophaöls notwendig. Das Fassungsvermögen der Tanklager erlaubt eine Speicherung des produzierten Jatrophaöls für maximal zwei Tage bei Vollproduktion. Der Presskuchen und im Fall einer maschinellen Ernte auch die Hülsen werden in einem speziellen Bereich der Halle zwischengelagert, bevor sie als Düngersatz wieder auf die Plantage zurückgeführt werden. Als Großarbeitsgerät werden maschinelle Hilfsmittel wie Radlader oder Gabelstapler bezeichnet, welche für den Betrieb in der Ölmühle notwendig sind.

Personal Ölmühle. Trotz der unterschiedlichen Kapazitäten der Ölmühlen wird von einer gleichen Personalverteilung an den drei Standorten ausgegangen. Um die Ölpresen möglichst gut auszulasten, wird in der Ölmühle an sieben Tagen in der Woche hauptsächlich im Dreischichtbetrieb gearbeitet. In jeder Schicht arbeiten zwei bis drei Personen direkt in der Ölproduktion. Eine weitere Person ist für die Bedienung der Sonderfahrzeuge vorgesehen, während der Techniker für alle Reparaturarbeiten zuständig ist. Für die Mitarbeiter der Ölmühle sind zwei Führungspersonen zuständig. Verwaltungstechnisch ist die Ölmühle der Plantagenverwaltung zugeordnet.

Verbrauch Jatrophaölmühle. Aus der Anzahl der Ölpresen und ihrem Energiebedarf von 90 kW je Presse¹⁶⁵ errechnet sich der Strombedarf für die Ölmühle. Dabei wird zusätzlicher Bedarf für z. B. die Versorgung der Halle mit Licht und Strom vernachlässigt. Die Stromversorgung wird mit Elektrizität aus dem lokalen Stromnetz sichergestellt. Eine Ausstattung mit Notfallgeneratoren für die Versorgung im Falle von Stromausfällen ist nicht vorgesehen. Der Dieselbedarf wird auf Basis von Leistung und Einsatzzeit der Sonderfahrzeuge ermittelt.

Rohstofftransport. Die Lagerung des Jatrophaöls in den entsprechenden Tanklagern ermöglicht einen bedarfs- und auslastungsgerechten Abtransport des Rohöls. Realisiert wird der Transport mittels Tanklastwagen. Als mittlere Distanz zwischen Plantagenstandort und Umschlagplatz wird in allen drei Szenarien eine Entfernung von 50 Kilometern angenommen. Aufgrund der regionalen sowie verfahrenstechnischen Unterschiede erfolgt die Dokumentation der Logistikkette vom Plantagenstandort zur Konversionsanlage szenariospezifisch. Eine Übersicht der eingesetzten Verfahren und Entfernungen entlang der jeweiligen Bereitstellungskette ist in Abbildung 6.1 dargestellt.

¹⁶⁵ Reinartz GmbH. Schneckenpresse Type AP 25/90

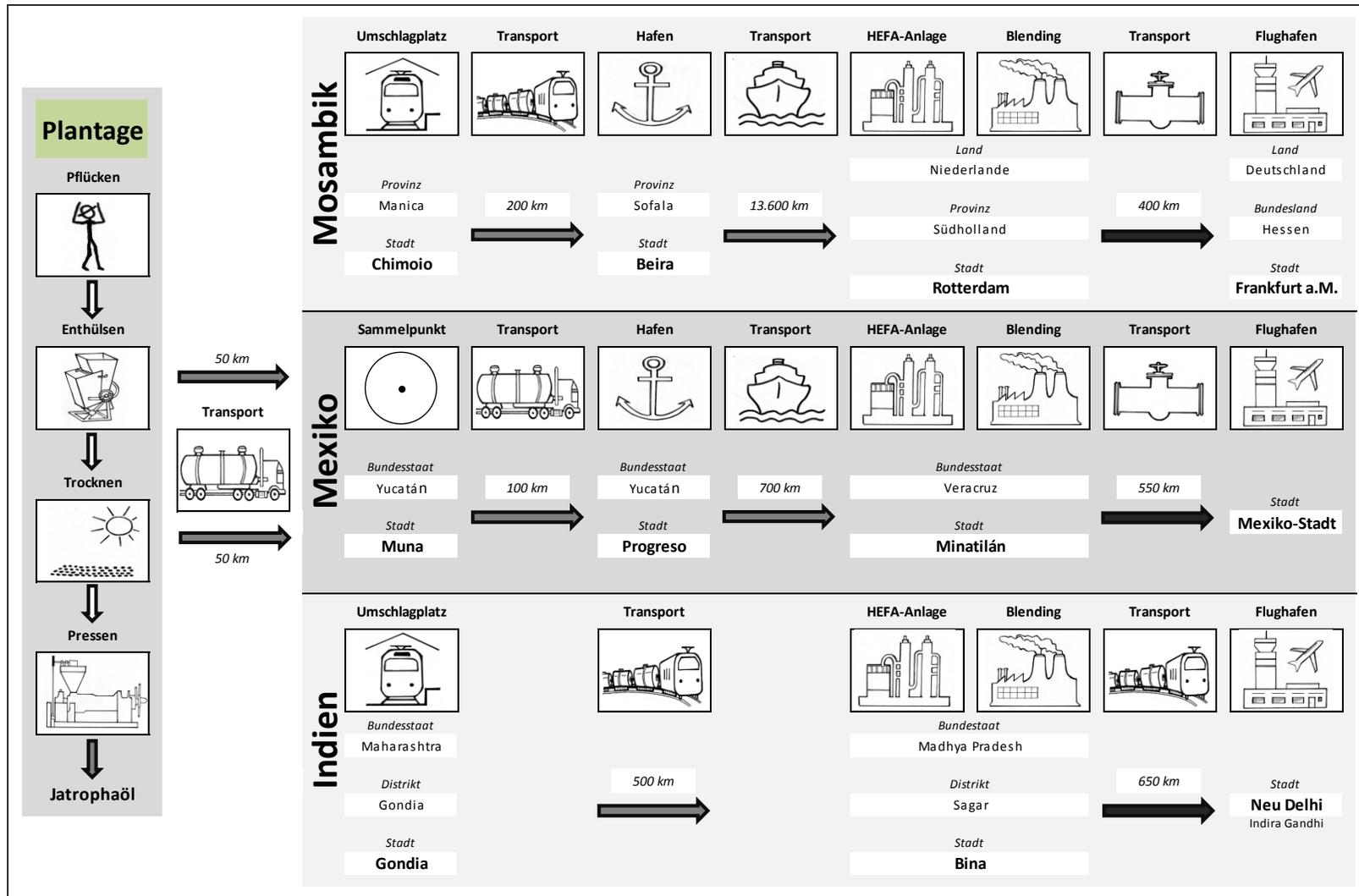


Abbildung 6.1. Standortbezogene Verfahren und Entfernungen bei der Bereitstellung von Bio-SPK aus Jatropha

Mosambik. Die Provinzhauptstadt Chimoio liegt im Westen Mosambiks und verfügt über eine direkte Bahnlinienanbindung nach Beira. Bevor das Jatropaöl in die Kesselwagen gepumpt werden kann, bedarf es einer Zwischenlagerung als Puffermöglichkeit in unmittelbarer Nähe der Gleise. Im Anschluss an den 200 km¹⁶⁶ langen Schienentransport zum Hafen von Beira wird das Jatropaöl in entsprechenden Öltanks gelagert. Mittels Pipelinesystem wird das Tankschiff mit dem Jatropaöl beladen. Die Schiffsroute von Beira nach Rotterdam in den Niederlanden führt durch das Mittelmeer, ist ca. 13600 km lang und dauert bei einer mittleren Geschwindigkeit von 14 Knoten ca. 40 Tage¹⁶⁷. Am Hafen von Rotterdam wird das Rohöl an den Ölterminals in Europoort oder auf der Maasebene gelöscht, in „unabhängigen“¹⁶⁸ Tanks gelagert und letztendlich über ein Pipelinesystem zum Standort der Konversionsanlage befördert¹⁶⁹.

Mexiko. Die Kleinstadt Muna befindet sich auf der Halbinsel Yukatan. Im Gegensatz zum Szenario „Mosambik“ wird das gereinigte Jatropaöl direkt zum 100 km entfernten Hafen in Progreso transportiert und erst dort in Tanks gespeichert und umgeschlagen. Die 700 km¹⁷⁰ lange Schiffsroute (Fahrdauer ca. 5 Tage, bei einer mittleren Geschwindigkeit von 14 Knoten) führt durch den Golf von Mexiko über das Delta von Coatzacoalcos und endet im Hafen vom Minatitlan. Nach dem Löschen des Schiffstankers verweilt das Rohöl wiederum in „unabhängigen“ Tanks und kann je nach Bedarf oder Lagerkapazität zur Konversionsanlage gepumpt werden.

Indien. In Indien gelangt das gefilterte Jatropaöl mit Tanklastwagen in die entsprechend dimensionierten Tanklager in Bahnhofsnähe. Der Bahnhof in Gondia (Maharashtra) fungiert hierbei als Pufferspeicher und Umschlagplatz. Sofern Bedarf und Kapazität für das Jatropaöl besteht, erfolgt das Beladen der Kesselwagen mit anschließendem Abtransport des Rohöls in die 500 km¹⁷¹ entfernte Stadt Bina (Madhya Pradesh), wo der Rohstoff in Öltanks abgepumpt, gelagert und der Konversionsanlage zugeführt werden kann. Die Stadt Bina besitzt einen Bahnhof mit sehr guter Anbindung an das nationale Schienennetz.

¹⁶⁶ Google Maps

¹⁶⁷ <http://www.searates.com/de/reference/portdistance>

¹⁶⁸ „unabhängig“ heißt, dass die Tanks von Unternehmen angemietet werden können

¹⁶⁹ <http://www.portofrotterdam.com/de/Business/Flussigenmassengut/Pages/tanklagerung.aspx>

¹⁷⁰ <http://www.searates.com/de/reference/portdistance>

¹⁷¹ Google Maps

6.1.3 Konversion

In diesem Abschnitt werden die Randbedingungen und Annahmen erläutert, mit denen die Stoff- und Energiebilanzen der Jatrophaölkonversion berechnet wurden. Sie sind in Tabellen A11 bis A17 im Anhang zusammengefasst. Die Prozesssimulation wurde mit Aspen Plus durchgeführt. Für die Berechnung der Phasengleichgewichte wurde die Redlich-Kwong-Soave Basismethode mit modifizierten Huron-Vidal-Mischungsregeln (RKSMHV2) gewählt.

Es wurde ein Anlagenkonzept erstellt, das nach verfügbaren Informationen dem einer derzeit betriebenen HEFA Anlage entspricht. Zudem wurde eine Variation mit interner Verwertung der Naphtha- und Brenngasfraktionen zur Wasserstoffherstellung berechnet. Die allgemeinen Rahmenbedingungen der HEFA Anlage sind im Anhang zusammengefasst.

Für die Auswertung der Vorbehandlung des Pflanzenöls werden Daten von Nikander¹⁷² verwendet. Innerhalb dieser Veröffentlichung wurde eine Teilraffination in Form einer Entschleimung sowie Filtration des Rohöls vorgesehen. Dies beinhaltet die Abtrennung von wasserlöslichen und -unlöslichen Phospholipiden mithilfe von Phosphorsäure (H_3PO_4), Natronlauge (NaOH) sowie Wasser (H_2O). Es werden 0,25 m.-%¹⁷³ Prozesschemikalien bezogen auf die unraffinierte Pflanzenölmenge eingesetzt. Sowohl Feststoffe (Verunreinigungen, Schleimstoffe) als auch Abwasser sind zu erwarten, die Nutzung oder Aufbereitung dieser Nebenprodukte ist in dem vorliegenden Konzept jedoch nicht weiter betrachtet.

Die physikalisch-chemischen Eigenschaften des teilraffinierten Jatrophaöls wurden anhand von bekannten Werten ausgewählter Hauptbestandteile abgebildet (Tabelle A.12). Aufgrund der komplexen und innerhalb der Pflanzenöle variierenden Zusammensetzung wurden die Bestandteile des Jatrophaöls auf zwei Einzelkomponenten begrenzt. Die von Liu *et al.*¹⁷⁴ experimentell bestimmte Zusammensetzung von Jatrophaöl diente als Grundlage für die Modellierung dieses Pflanzenöls. Der Gehalt an Diglyceriden wurde auf die Triglyceride und die Menge an Monoglyceriden auf die freien Fettsäuren angerechnet. Triolein stellt einen wichtigen Vertreter der Triglyceride dar und wurde bereits vielfach in ähnlichen Simulationen als Modellsubstanz genutzt. Linolsäure, als einer der Hauptfettsäuren im Jatrophaöl, ist

¹⁷² Nikander, S. Greenhouse Gas and Energy Intensity of Product Chain: Case Transport Biofuel. (2008).

¹⁷³ Nikander, S. Greenhouse Gas and Energy Intensity of Product Chain: Case Transport Biofuel. (2008).

¹⁷⁴ Liu, Y., Sotelo-Boyás, R., Murata, K., Minowa, T. & Sakanishi, K. Hydrotreatment of Vegetable Oils to Produce Bio-Hydrogenated Diesel and Liquified Petroleum Gas Fuel over Catalysts Containing Sulfided Ni-Mo and Solid Acids. *Energy Fuels* **25**, 4675–4685 (2011).

zudem aufgrund der im modellierten Pflanzenöl resultierenden durchschnittlichen Anzahl an Doppelbindungen gewählt worden ($N_{DB} = 1,17$). Diese geht aus dem Fettsäuremuster der Veröffentlichung von Berchmans *et al.*¹⁷⁵ hervor.

Eine Untergliederung der Reaktionswege auf Basis der erforderlichen Prozessbedingungen führt zu einer Modellierung des HEFA-Prozesses mit zwei Hydrotreating-Reaktoren. Diese weisen die in Tabelle A13 aufgeführten Spezifikationen auf. Die angegebenen Reaktionsbedingungen liegen innerhalb der Empfehlungen aus dem Patent von Myllyoja *et al.* aus dem Jahr 2007 (Hydrierung: $p = 50 - 100$ bar, $T = 280 - 340$ °C; Isomerisierung: $p = 30 - 100$ bar, $T = 280 - 400$ °C)¹⁷⁶. Die resultierenden Produktzusammensetzungen der einzelnen Reaktoren vor den Separationsschritten sind in Tabellen A14 und A15 im Anhang abgebildet. Die Zusammensetzung der Destillationsprodukte ist aus Tabelle A16 ersichtlich.

Innerhalb der Simulation werden unterschiedliche Wasserstoffproduktionswege aufgezeigt. Für die Wasserstoffproduktion durch Dampfreformierung von Erdgas wird mit einer Erdgaszusammensetzung laut Tabelle A17 gerechnet. Für die erdgasunabhängige Bereitstellung von Wasserstoff wird eine Produktion aus den HEFA-Nebenprodukten Naphtha und Brenngas gewählt.

6.1.4 Kraftstoffdistribution

Das Blending, also das Vermischen des HEFA-SPK Kraftstoffs mit konventionellem Kerosin zu einem den ASTM-Spezifikationen (ASTM D7566) genügenden Kraftstoff, erfolgt direkt in den Konversionsanlagen (vgl. Abbildung 6.1). Deren Standorte wurden jeweils so gewählt, dass sich eine konventionelle Raffinerie in unmittelbarer Nachbarschaft befindet. Der Transport des fertigen Gemisches von der Blending-Anlage zum Flughafen erfolgt per Pipeline oder Eisenbahn:

- Von Rotterdam zum Flughafen Frankfurt am Main: Pipeline (ca. 400 km)
- Von Minatitlan (Veracruz, Mexiko) zum Flughafen Mexiko-Stadt: Pipeline (ca. 550 km)
- Von Bina (Madhya Pradesh) nach Neu Delhi zum Flughafen Indira Gandhi: Eisenbahn (ca. 650 km)

¹⁷⁵ Berchmans, H. J., Morishita, K. & Takarada, T. Kinetic study of hydroxide-catalysed methanolysis of *Jatropha curcas*-waste food oil mixture for biodiesel production. *Fuel* **104**, 46–52 (2013).

¹⁷⁶ Myllyoja, J., Aalto, P., Alopaeus, V., Grönqvist, J., Purola, V.-M. & Savolainen, P. Process for the manufacture of diesel range hydrocarbons. (2011).

6.2 FT-SPK aus Plantagenholz

In diesem Kapitel werden die betrachteten Prozessketten zur Produktion von FT-SPK aus Plantagenholz beschrieben und die Annahmen und Systemparameter für jedes Prozessmodul erläutert. Sie sind im Anhang in Tabellen A18 bis A26 zusammengefasst.

6.2.1 Holzanbau

Das Prozessmodul „Holzanbau“ umfasst zum einen die Produktion von Pappelholz in einer Kurzumtriebsplantage in der Region Havelland und zum anderen die Produktion von Eukalyptusholz in Plantagenform in der brasilianischen Region um Aracruz. Entsprechende Zahlenwerte finden sich in Tabellen A 18 bis A23 im Anhang.

6.2.1.1 Pappeln im Kurzumtrieb

Allgemeine Annahmen. Es wird von einer Gesamtfläche der Plantage von 50 ha ausgegangen, die sich in fünf Schläge von jeweils 10 ha unterteilt. Die Pflanzdichte beträgt 10.000 ha^{-1} . Es wird ein Bewirtschaftungszeitraum der Plantage von 25 Jahren angenommen, wobei das Pappelholz im Intervall von fünf Jahren geerntet wird. Alle In- und Outputs des Holzanbaus werden auf ein Jahr bezogen. Es wird von einem mittleren jährlichen Trockenmasseertrag von $10 \text{ t TM je Hektar}$ ausgegangen¹⁷⁷. Eine künstliche Bewässerung erfolgt im betrachteten Modell nicht. In Bezug auf die Arbeitszeit auf der Plantage wird eine 40-Stundenwoche mit 30 Urlaubstagen angenommen¹⁷⁸.

Etablierung Kurzumtriebsplantage. Die Bodenvorbereitung erfolgt durch Pflügen und Grubbern¹⁷⁹. Bei der Bepflanzung der Kurzumtriebsplantage werden Pappelstecklinge verwendet, die durch einen kommerziellen Anbieter als einjährige Triebe aus einem Mutterquartier manuell mit Astscheren geschnitten werden¹⁸⁰. Die Triebe werden maschinell auf die notwendige Stecklingsgröße zugeschnitten. Unter der Annahme, dass je Steckling eine Leistung von einem Watt aufgebracht werden muss und eine Arbeitszeit von 14 Stunden

¹⁷⁷ Röhricht et al. Etablierung einer Energieholzanlage im Lehr- und Versuchsgut Köllitzsch des Sächsischen Landesamtes für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie. (2011).

¹⁷⁸ International Labour Organisation (ILO). TRAVAIL: Conditions of Work and Employment Programme.

¹⁷⁹ Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL). *Energiepflanzen. Daten für die Planung des Energiepflanzenanbaus*, 2nd ed.: Darmstadt, 2012

¹⁸⁰ Kudlich, W. Stecklingsaufzucht und Ernte in Kurzumtriebsplantagen. (2013).

veranschlagt wird, beträgt der Stromverbrauch für diesen Prozess 5,6 kWh je Hektar und Jahr¹⁸¹.

Die Stecklinge werden zwei bis drei Monate in einem Kühlhaus bei -4 bis +2 °C kühl und einer möglichst hohen Luftfeuchtigkeit (85 %) gelagert¹⁸². Der Stromverbrauch beträgt je Hektar und Jahr 1,6 kWh¹⁸³. Für die Plantage wird eine Infrastruktur angelegt, welche sowohl Zufahrts- und Transportwege als auch Lager- und Bürogebäude für die Verwaltung einschließt. Ein kleiner Anteil von geschätzten 20 % dieser Infrastruktur wird der Bereitstellung des Holzes (also Trocknung und des Transport) zugeschrieben, da diese ebenfalls auf bzw. an der Plantage erfolgt. Aufgrund des insgesamt geringen zeitlichen und auch materiellen Aufwands für die Bewirtschaftung einer Kurzumtriebsplantage wird davon ausgegangen, dass Teile der Infrastruktur auch für andere Zwecke wie z. B. Bewirtschaftung und Verwaltung weiterer Produktionsstandorte genutzt werden.

Personal. In der Datenbank der KTBL¹⁸⁴ wird mit 0,3 Arbeitskraftstunden (Akh) eines Festangestellten je Hektar und Jahr gerechnet (vgl. auch Strohm *et al.* (2012)¹⁸⁵). Wie bei der Infrastruktur wird auch hier der Personalbedarf nur zu 80 % dem Holzanbau und zu 20 % der Bereitstellung des Holzes zugerechnet. Daraus folgt für eine Plantage mit einer Fläche von 50 ha ein Bedarf von 15 Akh a⁻¹ und einer 40-Stundenwoche ein anteiliger Personalbedarf für die Plantage von 0,0064 Personen pro Jahr. Als weiteres Personal zur Unterstützung bei den Feldarbeiten werden zu den entsprechenden Zeitpunkten externe Arbeiter angeworben.

Maschinen und Transportmittel. Für Arbeiten wie Bodenvorbereitung mit Pflug und Grubber, mechanische Pflanzung mittels Pflanzmaschine, Ausbringung von Pflanzenschutz- und Düngemitteln, Ernte mittels eines Feldhäckslers mit einer Ernteleistung von 50 t Frischmasse pro Stunde sowie der Rekultivierung werden verschiedene Landmaschinen eingesetzt. Da diese nicht über die gesamte Plantagenlebensdauer zur Verfügung stehen müssen, sondern maximal einmal je Umtrieb zum Einsatz kommen, werden sie nicht für die Plantage angeschafft, sondern zum entsprechenden Zeitpunkt gemietet.

¹⁸¹ Kudlich, W. Stecklingsaufzucht und Ernte in Kurzumtriebsplantagen. (2013).

¹⁸² Eckel(Hrsg.), H. *Energiepflanzen*. (KTBL: 2006).

¹⁸³ Kudlich, W. Stecklingsaufzucht und Ernte in Kurzumtriebsplantagen. (2013).

¹⁸⁴ Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL). *Energiepflanzen. Daten für die Planung des Energiepflanzenanbaus*, 2nd ed.: Darmstadt, 2012

¹⁸⁵ Strohm, K. *et al.* Kurzumtriebsplantagen aus ökologischer und ökonomischer Sicht, 2012

Verbrauch. Die Düngung der Pappelplantage erfolgt auf Entzugsbasis. Der Nährstoffentzug wird auf Basis der der Plantage entnommenen Holzbiomasse berechnet; die Blätter verbleiben aufgrund des Erntezeitpunktes im Winter auf der Plantage. Eine Anwendung von Herbiziden erfolgt nur in den ersten beiden Jahren (vgl. Kapitel 5.2.1.2). Die Angaben zum Pflanzenschutz in den betrachteten Modellen orientieren sich an der Studie von Röhrich *et al.* (2011)¹⁸⁶. Im Einzelnen sind das eine Anwendung eines Totalherbizids vor der Pflanzung in Form eines Glyphosatpräparats und zwei weiteren Herbizidanwendungen nach der Pflanzung, einmal kurz vor und nach dem Blattaustrieb, die in den Betrachtungen als nicht spezifiziertes Pestizid berücksichtigt werden.

Der Dieselverbrauch wird anhand der Maschinen- und Transportmittel (z. B. Standardschlepper für die Grundbodenbearbeitung oder Düngemittel- und Pestizidausgabe), ihrer Laufzeit in Volllaststunden und ihrer Leistung ermittelt.

6.2.1.2 Eukalyptus im Kurzumtrieb

Allgemeine Annahmen. Es wird von einer Gesamtfläche der Plantage von 10.000 ha ausgegangen. Die Pflanzdichte beträgt 2.200 ha^{-1} (Pflanzenabstand $3 \text{ m} \times 1,5 \text{ m}$). Es wird angenommen, dass der Bewirtschaftungszeitraum der Plantage 25 Jahre beträgt, wobei das Eukalyptusholz im Intervall von 5 Jahren geerntet wird. In den Tabellen A21 bis A23 im Anhang und in den Berechnungen werden alle In- und Outputs des Holzanbaus auf ein Jahr bezogen. Es wird von einem mittleren jährlichen Trockenmasseertrag von 25 t je Hektar ausgegangen. Eine künstliche Bewässerung der Plantage wird nicht betrachtet. Unter Berücksichtigung einer sechs-Tage Woche und 30 jährlichen Fehltagen aufgrund von Urlaub, Feiertagen und Krankheit ergibt sich eine Arbeitszeit pro Person und Jahr von 283 Tagen¹⁸⁷.

Etablierung Kurzumtriebsplantage. Nach dem Pflügen und Grubbern des Bodens wird die Eukalyptusplantage wie europäische Pappelplantagen durch Pflanzung von Stecklingen angelegt. Zur Gewinnung der Stecklinge werden in Mutterquartieren zunächst einjährige Triebe manuell mit Astscheren geschnitten. Analog zu den Pappeltrieben werden die Triebe maschinell auf die gewünschte Länge zugeschnitten. Im Gegensatz zur Pappelplantage werden die Stecklinge jedoch nicht in ihrer geschnittenen Form ausgepflanzt, sondern

¹⁸⁶ Röhrich, C., Grunert, M. & Ruscher, K. Etablierung einer Energieholzanlage im Lehr- und Versuchsgut Köllitsch des Sächsischen Landesamtes für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie. *Schriftenreihe des LfULG* (2011).

¹⁸⁷ International Labour Organisation (ILO). TRAVAIL: Conditions of Work and Employment Programme. (2013)

zunächst separiert in einzelnen Pflanzröhrchen für drei Monate in einem Gewächshaus vorgezogen. Der Düngemittelaufwand pro Pflänzchen während der Vorzucht beträgt 200 mg Stickstoff¹⁸⁸, die entsprechenden Mengen Phosphor und Kalium berechnen sich aus den N/P/K-Verhältnissen der späteren Düngung der adulten Plantagen¹⁸⁹.

Die Aufwendungen für die Infrastruktur werden analog zu der Kurzumtriebsplantage angenommen und teilen sich im gleichen Verhältnis auf den Holzanbau und die Bereitstellung des Holzes auf.

Personal. Analog zu den Annahmen für die Kurzumtriebsplantage in Deutschland wird der Personalbedarf für die Eukalyptusplantage berechnet. Auf Basis der 0,3 Akh ha⁻¹ aus der KTBL-Datenbank¹⁹⁰ und unter Berücksichtigung der Fläche der Eukalyptusplantage und der Arbeitszeit pro Person und Jahr errechnet sich der Personalbedarf für den Holzanbau anteilig zu 1,06 Personen pro Plantage. Weiteres Personal für zusätzliche Feldarbeiten wird bei Bedarf angeworben.

Maschinen und Transportmittel. Ebenso wie bei der Kultivierung von Pappeln in Deutschland werden auch für die Bodenvorbereitung der Eukalyptusplantage sowie die Pflanzung, Pflege, Düngung und Ernte der Eukalyptusbäume und die Rekultivierung der Plantage nach der 25-jährigen Nutzungsdauer verschiedene Maschinen benötigt. Diese werden im Bedarfsfall gemietet.

Verbrauch. Die Düngung erfolgt auf Entzugsbasis, wobei Nährstoffe nur durch die Entnahme des Stammholzes zzgl. Rinde erfolgt, Blätter und Zweige verbleiben auf der Plantage. Die Berechnung des Nährstoffentzugs erfolgt auf Basis von Durchschnittswerten des Nährstoffgehalts und Massenanteil des Stammholzes nach Nguyen *et al.* (2010)¹⁹¹. Demnach werden der Plantage bezogen auf eine Tonne Stammholz (Trockenmasse, inkl. Rinde) folgende Nährstoffmengen entzogen:

¹⁸⁸ Timmer, V. R. Exponential nutrient loading: a new fertilization technique to improve seedling performance on competitive sites. *New Forests* 13, 275–295 (1996).

¹⁸⁹ Stape, J. L., Leonardo, J., Gonçalves, M. & Gonçalves, A. N. Relationships between nursery practices and field performance for Eucalyptus plantations in Brazil. *New Forests* 22, 19–41 (2001).

¹⁹⁰ Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL). *Energiepflanzen. Daten für die Planung des Energiepflanzenanbaus*, 2nd ed.: Darmstadt, 2012

¹⁹¹ Nguyen The, N., Da Sylva Perez, D., Melun, F. & Bouvet, A. Evaluating the Potential of Biomass Production, Nutrient Export and Woodchips Quality by Eucalyptus in a Perspective of Culture in VSRC. Proceedings of the 18th European Biomass Conference and Exhibition, 3-7 May 2010, Lyon, France 259–264 (2010).

- 2,5 kg **N**
- 1,8 kg **P₂O₅** (0,8 kg t_{TM}⁻¹ **P**)
- 4,0 kg **K₂O** (3,3 kg t_{TM}⁻¹ **K**)

Zum Schutz der jungen Eukalyptuspflanzen wird von drei Herbizidanwendungen im Pflanzjahr ausgegangen, und zwar einmal in Form eines Totalherbizids (bspw. Glyphosat) vor der Pflanzung zur Pflanzbettbereitung und weitere zwei Anwendungen zwei bis drei und sechs Monate nach der Pflanzung (vgl. Kapitel 5.2.2.2). Weiterhin wird eine jährliche Anwendung eines nicht spezifizierten Herbizids angenommen, etwa zur Bekämpfung der Blattschneideameise.

Der Dieserverbrauch wird anhand der eingesetzten Maschinen- und Transportmittel, ihrer Laufzeit in Vollaststunden und ihrer Leistung ermittelt.

6.2.2 Ernte und Bereitstellung von Holz

Nachfolgend werden Ernte und Bereitstellung von Plantagenholz in Abhängigkeit vom Plantagenstandort beschrieben. Das unterschiedliche Design der Bereitstellungsketten resultiert, neben den regionalen Differenzen, aus der Korrelation von Biomassezuwachs, Umtriebszeit und Erntetechnik. In Abbildung 6.2 werden die unterschiedlichen Ernteverfahren und Bereitstellungsketten dargestellt.

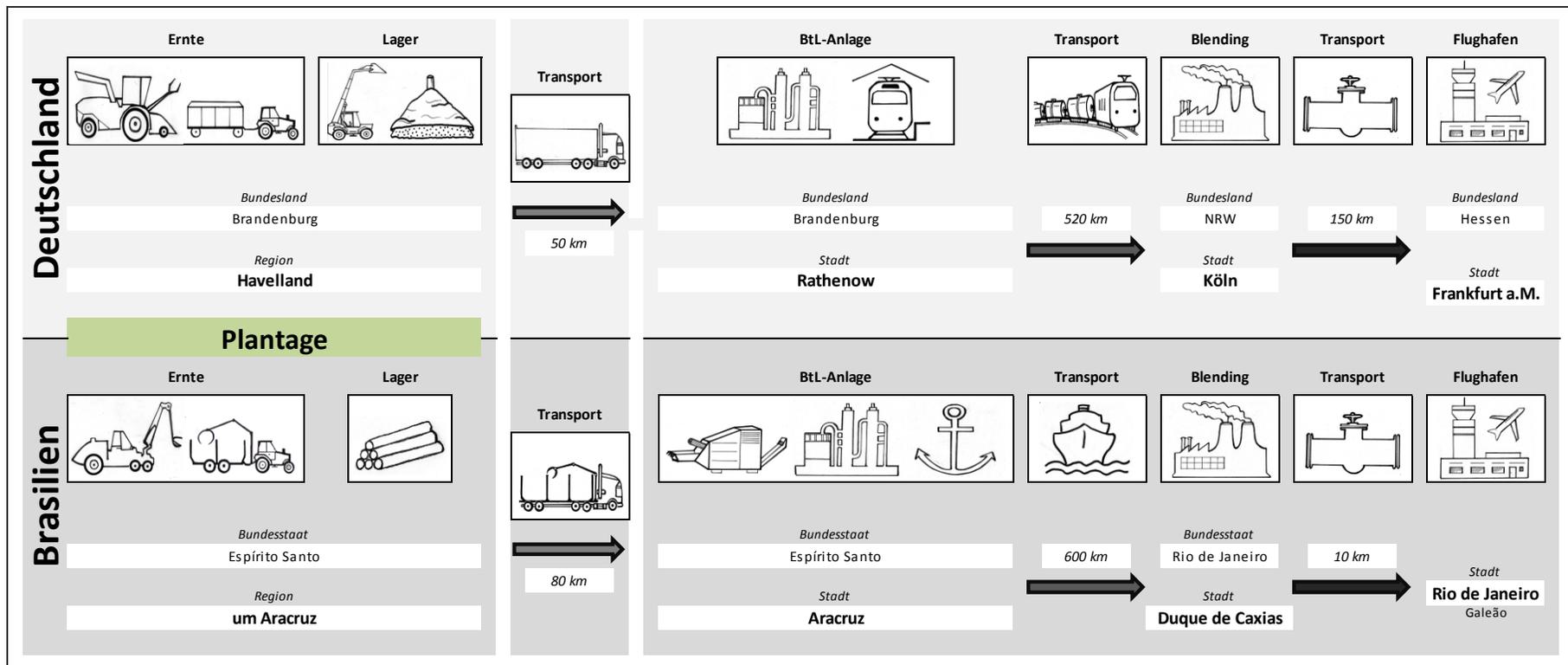


Abbildung 6.2. Standortbezogene Verfahren und Entfernungen bei der Bereitstellung von Bio-SPK aus Plantagenholz

6.2.2.1 Pappeln im Kurzumtrieb

Für die KUP Ernte wird von einer optimalen Abstimmung zwischen Erntemaschine und Anzahl von Sammelwagen ausgegangen. So können bei diesem Ernteverfahren hohe Durchsatzleistungen von bis zu 50 t Frischmasse je Stunde¹⁹² erreicht werden. Im Fall des untersuchten Szenarios befindet sich der Lagerplatz für die Hackschnitzel in unmittelbarer Nähe zum Feldrand, so dass sich die Anzahl benötigter Traktorzüge je Feldhäcksler auf zwei begrenzt. Für grobe Hackschnitzel kann so der Wassergehalt auf bis zu 20 % in sechs Monaten reduziert werden¹⁹³. Im betrachteten Szenario wird mit einem Endwassergehalt der Holzhackschnitzel von 25 % kalkuliert. In dem Szenario werden die Hackschnitzel nach der Lagerung per Teleskoplader auf einen LKW mit Häckselguttransportwagen geladen und in die 50 km entfernte Konversionsanlage nach Rathenow transportiert.

Die Trocknung des Holzes erfolgt am Feldrand und wird somit von dem gleichen landwirtschaftlichen Unternehmen organisiert wie der Holzanbau. Daher wird der Bereitstellung des Holzes ein Anteil der Gebäude und Infrastruktur sowie des festangestellten Plantagenpersonals von jeweils einem Fünftel zugeschrieben.

6.2.2.2 Eukalyptus im Kurzumtrieb

Aufgrund der Tatsache, dass der Erntevorgang mittels Feldhäcksler für Schnittdurchmesser über 15 cm¹⁹⁴ ungeeignet ist, werden die Eukalyptusbäume im Szenario „Brasilien“ mit konventioneller Forsttechnik geerntet. Der größere Baumdurchmesser von Eukalyptus gegenüber Pappeln in Deutschland resultiert hierbei aus dem höheren Biomassezuwachs bei gleicher Umtriebszeit. Als Erntemaschine werden klassische Forsthartervester eingesetzt, welche die Bäume fällen, auf ein geeignetes Transportmaß zuschneiden und zwischen den Pflanzreihen ablegen. Ein Traktor mit Ladekran und Rückeanhänger transportiert die auf Länge zugeschnittenen Bäume an einen nahegelegenen Lagerplatz und stapelt diese zu sogenannten Holzpoltern. Die Trocknung wird somit von dem gleichen Unternehmen organisiert wie der Holzanbau. Daher wird der Bereitstellung des Holzes ein Anteil der Gebäude und Infrastruktur sowie des festangestellten Plantagenpersonals von jeweils einem Fünftel zugeschrieben.

¹⁹² Dienstleisterbefragung

¹⁹³ Schulze, M.; Fiedler, P.: *Modelle für die logistische Bereitstellung von Dendromasse auf regionaler Ebene*. In: Murach et al. (Hrsg.): *Dendrom. Zukunftsrohstoff Dendromasse. Endbericht*: Eberswalde-Berlin-Cottbus, Seite 297, 2008.

¹⁹⁴ Persönliches Gespräch im Rahmen einer Erntevorführung auf dem Versuchsgut in Köllitsch, Januar 2012

Sobald ein Wassergehalt von 25 % erreicht ist, wird das Holz mittels Verladekran auf einen LKW mit Auflieger für den Holztransport geladen und in die 80 km entfernte Konversionsanlage nach Aracruz transportiert. Hier werden die angelieferten Stämme einem stationären Hacker zugeführt und zu Hackschnitzeln verarbeitet.

6.2.3 Konversion

In diesem Abschnitt werden die Randbedingungen und Annahmen erläutert, mit denen die Stoff- und Energiebilanzen der Vergasung von Holz und der anschließenden Fischer-Tropsch-Synthese berechnet wurden. Entsprechende Zahlenwerte sind im Anhang in Tabellen A24 bis A26 zusammengefasst. Die Bilanzen wurden mit Hilfe von Aspen Plus berechnet. Für die Berechnung der Phasengleichgewichte wurde die Peng-Robinson Basis-methode (PENG-ROB) gewählt.

Derzeit ist noch keine BtL-FT-Anlage in Betrieb, weshalb die Angaben entweder auf großtechnischen Anlagen auf Kohlebasis oder auf Pilotversuchen aus Forschungsarbeiten beruhen. Da sich die Modellierung an einer geplanten BioTFuel-Anlage^{195/196} orientiert, werden zugängliche Daten über diese Anlage verwendet. Als Produktionskapazität wird mit 200.000 t a^{-1} Fischer-Tropsch-Kraftstoffe (Naphtha, Kerosin, Diesel) gerechnet. Die Auslastung der Anlage wurde mit 8.000 Jahresvolllaststunden veranschlagt. Bei der Analyse werden die zwei Biomassen Eukalyptus und Pappel betrachtet, wobei deren Konversion gleich verläuft. Lediglich eine Vorzerkleinerung der Eukalyptusstämme unterscheidet beide Verfahren.

Zunächst wird das Holz von seinem Eingangswassergehalt von 25 % auf ca. 10 % Wassergehalt getrocknet. Die Zusammensetzung von Biomasse unterliegt naturbedingten Schwankungen, wobei neben der Sorte der Wuchsort, die Intensität der Düngung sowie jahreszeitliche Einflüsse eine dominante Rolle spielen¹⁹⁷. Eine detaillierte Auflistung zu den

¹⁹⁵ Geplante Versuchsanlage in Venette (Frankreich) der Unternehmen Axens, the CEA, IFP Energies nouvelles, Sofiprotéol, ThyssenKrupp Uhde und Total zur Erzeugung von 200.000 t/a Biodiesel und Biokerosin der zweiten Generation aus lignocellulosehaltiger Biomasse

¹⁹⁶ Jensen, S. & Ullrich, N. Uhde's activities in the development of a BTL process chain. (2010). at <<http://www1.icheme.org/gasification2010/pdfs/uhdeactivitiesinthedevelopmentofabtlprocesschain.pdf>

¹⁹⁷ Poulomi Sannigrahi, Arthur J. Ragauskas, and Gerald A. Tuskan, "Poplar as a Feedstock for Biofuels: A Review of Compositional Characteristics," *Biofuels, Bioproducts and Biorefining* 4, no. 2 (2010): 209–226, doi:10.1002/bbb.206.

möglichen Bandbreiten bei Pappelholz ist in Sannigrahi *et al.*¹⁹⁸ übersichtlich zusammengestellt.

Die Trocknung erfolgt mit vorgewärmter Luft. Bei der sich anschließenden Torrefizierung werden leichtflüchtige Verbindungen bei ca. 250 - 300 °C ausgetrieben. Sie ist daher mit einer Heizwertsteigerung des Feststoffes verbunden. Gleichzeitig wird der Wassergehalt weiter auf 1 - 2 % verringert.

Die Vergasung erfolgt mit Sauerstoff und Dampf. Der Sauerstoff sollte eine möglichst hohe Reinheit aufweisen, da inerte Bestandteile (Stickstoff, Argon) nicht mehr aus dem Synthesegas entfernt werden können und sich im Kreislauf der Fischer-Tropsch-Synthese aufkonzentrieren. Zur Erzeugung von Sauerstoff ist eine Luftzerlegungsanlage erforderlich. Entsprechend Fairbanks werden eine Sauerstoffreinheit von 99,5 m.-% sowie eine Stickstoffreinheit von 99,8 m.-% für den BtL-Prozess angenommen¹⁹⁹.

Das erzeugte Synthesegas muss gereinigt werden, um die Katalysatoren zu schützen. Die einzuhaltenden Konzentrationen für Begleit- und Spurengase sowie Partikel hängen vom Gesamtkonzept sowie der Auswahl der Katalysatoren ab. Die Größenordnungen liegen dabei in den Bereichen, die aus Publikationen von Olofsson sowie Leible in Tabelle A25 zusammengefasst wurden^{200,201}. Das für die Rectisolwäsche eingesetzte Methanol wird als rein, d. h. ohne Begleitstoffe angenommen. Zur vereinfachten Beschreibung elektrischer Aktoren wie Pumpen und Kompressoren wurden stets gleiche Rahmenannahmen getroffen (Tabelle A26).

6.2.4 Kraftstoffdistribution

Die Distribution des synthetischen FT-SPK Kraftstoffs von der Konversionsanlage bis zum Flughafen in den betrachteten Prozessmodellen ist in Abbildung 6.2 schematisch dargestellt und wird im Folgenden kurz erläutert.

¹⁹⁸ Sannigrahi, P., Ragauskas, A. J. & Tuskan, G. A. Poplar as a feedstock for biofuels: A review of compositional characteristics. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining* **4**, 209–226 (2010).

¹⁹⁹ Drover, B. *Fairbanks Economic Development Corporation Coal-to-Liquids FEL1 Study, Final Report. Prepared by Hatch Engineering.* (2008). at <http://northern.org/files/clean-energy/HATCH%20Report%20-%20Official.pdf/at_download/file>

²⁰⁰ Leible, L., Kälber, S., Kappler, G., Lange, S., Nieke, E., Proplesch, P., Wintzer, D. & Fürniß, B. *Kraftstoff, Strom und Wärme aus Waldrestholz - eine systematische Untersuchung.* (Forschungszentrum Karlsruhe, 2007).

²⁰¹ Olofsson, I., Nordin, A. & Söderlind, U. Initial Review and Evaluation of Process Technologies and Systems Suitable for Cost-efficient Medium-scale Gasification for Biomass to Liquid Fuels. (Energy Technology & Thermal Process Chemistry, University of Umeå, 2005).

Deutschland. In dem auf Pappelholz basierenden Prozessmodell in Deutschland wird der FT-SPK Kraftstoff von der Konversionsanlage in Rathenow (Brandenburg) ca. 520 km mit der Eisenbahn nach Köln transportiert, um dort in einer Raffinerie mit konventionellem Kerosin zu einem spezifikationskonformen Kraftstoff vermischt zu werden. Der anschließende Transport des Kraftstoffs zum Flughafen Frankfurt am Main erfolgt per Pipeline (ca. 150 km).

Brasilien. In dem auf Eukalyptus basierenden Prozessmodell in Brasilien erfolgt der Transport des FT-SPK Kraftstoffes von der Konversionsanlage in Aracruz (Espírito Santo) nach Duque de Caxias (Rio de Janeiro) über den Seeweg (ca. 600 km), wo in einer konventionellen Raffinerie das Blending durchgeführt wird. Der anschließende kurze Transport des fertigen Kraftstoffs (ca. 10 km) zum Flughafen Rio de Janeiro erfolgt per Pipeline.

Kapitel 7: Technische Analyse der Konversionsprozesse

7.1 Methodik

Zur Bewertung der Herstellung von Bio-Kerosin wurden Simulationsmodelle der Konversionsanlagen erstellt. Das Ziel dieser Prozesssimulationen ist dabei, ein möglichst realistisches Abbild der Anlagen zu erstellen und so die bislang fehlenden Angaben zu Massen- und Energieströmen zu berechnen. Die Ergebnisse konnten damit bei der technischen, ökonomischen und ökologischen Einordnung der Verfahren berücksichtigt werden.

Dazu wurden der HEFA-Prozess und der BtL-Prozess mit den für die Verfahren erforderlichen Apparaten in ASPEN aufgebaut. Die Apparate wurden mit den entsprechenden Stoffströmen verbunden. Prozess-Parameter wie Temperaturen, Drücke, Druckverluste wurden eingestellt. Hilfsstoffe, z. B. Dampf, Speisewasser, Strom, wurden in den Prozess eingebunden. Die Prozesssimulation ist für beide Verfahren im Folgenden beschrieben.

7.2 HEFA-SPK aus Jatropaöl

Für die Modellierung wurde der HEFA Prozess in die Bestandteile Wasserstoffbereitstellung, Konversion und Produktauftrennung zerlegt. Da die Wasserstoffbereitstellung ein wesentlicher vorgelagerter Prozessschritt ist, wurde dieser auch als eigenständiges Modell betrachtet. Dabei wurde zudem eine Variante gerechnet, in der Wasserstoff aus Nebenprodukten der Jatropaölkonversion statt aus Erdgas erzeugt wird. Zur Konversion gehören die Prozessschritte Hydrierung, Cracking, Isomerisierung. Abbildung 7.1 zeigt das dazugehörige Fließschema. Die Produktauftrennung der einzelnen Fraktionen durch Destillation wurde in einem eigenständigen Fließschema berechnet. Nachfolgend wird die Modellierung der einzelnen Prozessschritte detaillierter beschrieben.

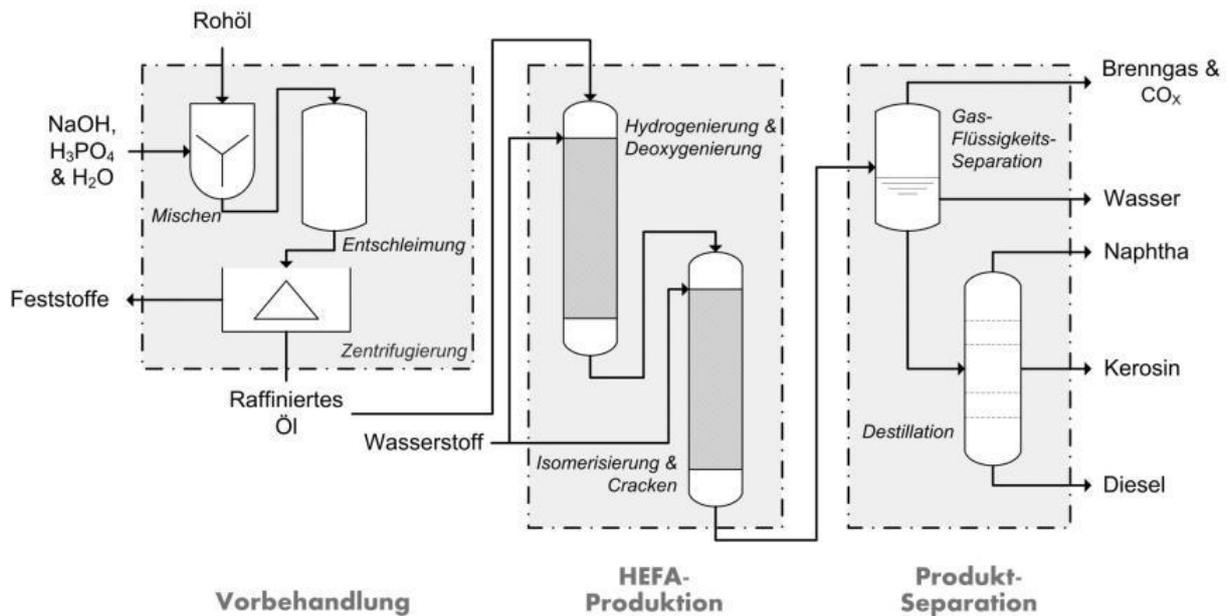


Abbildung 7.1: Fließschema des HEFA-Prozesses mit den Prozessschritten Ölvorbehandlung, Hydrierung, Cracking und Isomerisierung sowie Produktauftrennung.

7.2.1 Wasserstoffbereitstellung

Standardmäßig wird Wasserstoff durch Dampfreformierung von Erdgas gewonnen. Alternativ könnten auch Propan und Naphtha aus der HEFA-Produktion zur Herstellung von Wasserstoff verwendet werden. Um beide Verfahren vergleichen zu können, wurden auch für diese Bereitstellungskette Prozesssimulationen durchgeführt.

Dampfreformierung von Erdgas. Für den HEFA-Prozess ist Wasserstoff erforderlich. Abbildung 7.2 zeigt die Verschaltung der Wasserstoffproduktion aus Erdgas mit dem HEFA Verfahren.

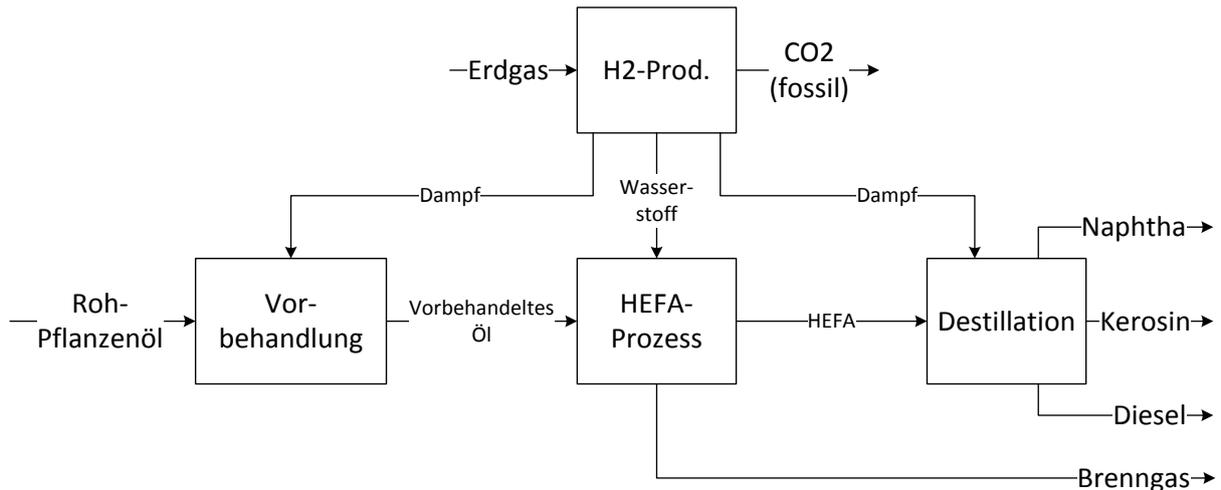


Abbildung 7.2: Vereinfacht dargestelltes Verfahrenskonzept des HEFA-Prozesses - Wasserstoffherstellung aus Erdgas.

Der Artikel von Molburg und Doctor²⁰² diente bei der Erstellung des Simulationsmodells der Dampfreformierung zur Orientierung. Da Erdgas unterschiedliche Konzentrationen an schwefelhaltigen Komponenten aufweist, wurde im Modell eine optionale Entschwefelung berücksichtigt.

Dampf mit einer Temperatur von 510 °C und einem Druck von 30 bar wird in einem Verhältnis von 3:1, bezogen auf die eingesetzten Kohlenstoffatome, zugegeben. Im Pre-Reformer werden möglicherweise vorhandene höhere Kohlenwasserstoffe aufgespalten und ein geringer Teil des Methans bereits reformiert. Im Reformer, nach einer weiteren Erwärmung auf 650 °C, reagiert der größte Teil des Methans zu Kohlenmonoxid (CO) und Wasserstoff (H₂). Die Reaktion ist stark endotherm, die Reaktionswärme wird durch die Verbrennung von Erdgas zur Verfügung gestellt. Das Produktgas wird für die nachfolgende CO-Shift-Reaktion auf 350 °C abgekühlt und besitzt vor dem Reaktor einen Druck von 24,5 bar. Die entstehende Wärme wird zur Dampf-Produktion verwendet.

Eine zweistufig ausgelegte CO-Shift-Reaktion dient der Erhöhung des Wasserstoff-Gehalts im Gasgemisch durch die Reaktion von Kohlenstoffmonoxid (CO) mit Wasser (H₂O). Vor der Nutzung des Wasserstoffs muss anschließend das Kohlenstoffdioxid abgetrennt und der Wasserstoff über eine Druckwechsel-Adsorptions-Einheit (*engl.* Pressure Swing Adsorption)

²⁰² Molburg, J. C. & Doctor, R. D. Hydrogen from steam-methane reforming with CO₂ capture. in *Proceedings of the 20th Annual International Pittsburgh Coal Conference* (2003).

gereinigt werden. Zur Bereitstellung von Wärme für die Reformierung werden Erdgas sowie Brenngase des Prozesses verbrannt.

Wasserstoff aus Propan und Naphtha. Alternativ können auch Propan und Naphtha als relativ wasserstoffreiche Nebenprodukte des HEFA Prozesses für die Wasserstoffproduktion genutzt werden. Dadurch lässt sich der Einsatz von fossilen Energieträgern verringern. Das bei der Wasserstoffproduktion freigesetzte CO_2 ist dann biogenen Ursprungs und kann daher als nicht klimarelevant betrachtet werden. In Abbildung 7.3 ist die Rückführung von Brenngas sowie Naphtha zur Substitution von Erdgas dargestellt.

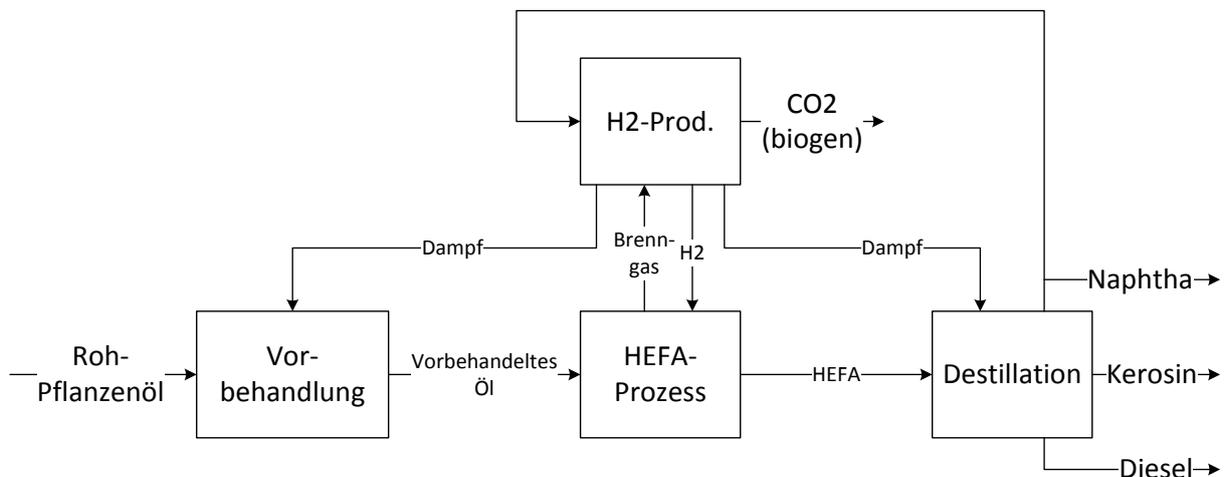


Abbildung 7.3: Vereinfacht dargestelltes Verfahrenskonzept (mit Rückführung von Brenngas und Naphtha)

Hierfür wird das Brenngas (überwiegend Propan, Butan und Wasserstoff) über ein Kompressoren-Wärmetauschersystem auf eine Temperatur von 510 °C und 27,5 bar gebracht. Anschließend wird es mit einem Teil des im HEFA-Prozess produzierten Naphthas dem Pre-Reformer zugeführt. Die folgenden Reaktionsschritte erfolgen analog zu der Dampfreformierung von Erdgas.

7.2.2 Hydrierung, Cracking und Isomerisierung

Das teilraffinierte Jatropaöl aus der Vorbehandlung wird mithilfe des warmen Isomerisierungsproduktstromes vorgewärmt, nachdem es auf einen Druck von 52 bar gebracht wurde. Basierend auf den Angaben von Nikander²⁰³ erfolgt die Zugabe von ca. 3,5 m.-% Wasserstoff (ausgehend von der Menge an teilraffiniertem Jatropaöl), welcher bereits eine Stofftemperatur von 100 °C und einen Ausgangsdruck von 52 bar aufweist²⁰⁴. Durch eine erneute Erhitzung mittels Wärmetauscher wird das Gemisch auf die Reaktionstemperatur der Hydrierung (Tabelle A.13) erwärmt.

Die Hydrierung erfolgt bei Überschuss von Wasserstoff. Die Zusammensetzung des hydrierten Produktes entspricht den Angaben in Tabelle A13. Das Verhältnis von Hydrodeoxygenierung und Decarboxylierung (73 % / 27 %) wurde anhand von Angaben von Neste Oil²⁰⁵ sowie Smejkal *et al.*²⁰⁶ ermittelt. Smejkal *et al.* untersuchten insbesondere die Abhängigkeit der Produktion von C₁₇- und C₁₈-Kohlenwasserstoffen von der Temperatur und dem Druck während der Hydroprozessierung. Diese Moleküle lassen auf den bevorzugten Reaktionsweg schließen²⁰⁷.

Die Abtrennung von überschüssigem Wasserstoff und gasförmigen Produkten der Hydrierung wird über eine Phasentrennung berechnet. Die enthaltenen flüssigen Kohlenwasserstoffe werden dem Cracking- und Isomerisierungsreaktor zugeführt. Da innerhalb dieses Reaktors sowohl Spaltungs- als auch verschiedenste Isomerisierungsreaktionen ablaufen, ist das entstandene Produktgemisch komplexer als das des ersten Reaktors (Tabelle A.14).

Die Verteilung der Produkte der Isomerisierung wurde aus Literaturangaben^{208/209} geschätzt, wobei insbesondere auf das Verhältnis der *iso*- und *n*-Isomere geachtet wurde. Aus den

²⁰³ Nikander, S. Greenhouse Gas and Energy Intensity of Product Chain: Case Transport Biofuel. (2008).

²⁰⁴ Nikander, S. Greenhouse Gas and Energy Intensity of Product Chain: Case Transport Biofuel. (2008).

²⁰⁵ Nikander, S. Greenhouse Gas and Energy Intensity of Product Chain: Case Transport Biofuel. (2008).

²⁰⁶ Smejkal, Q., Smejkalová, L. & Kubička, D. Thermodynamic balance in reaction system of total vegetable oil hydrogenation. *Chemical Engineering Journal* **146**, 155–160 (2009). Q. Smejkal, L. Smejkalová, and D. Kubička, "Thermodynamic Balance in Reaction System of Total Vegetable Oil Hydrogenation," *Chemical Engineering Journal* 146, no. 1 (2009): 155–160, doi:10.1016/j.cej.2008.09.020.

²⁰⁷ Smejkal, Q., Smejkalová, L. & Kubička, D. Thermodynamic balance in reaction system of total vegetable oil hydrogenation. *Chemical Engineering Journal* **146**, 155–160 (2009). Ibid.

²⁰⁸ Kinder, J. D. & Rahmes, T. Evaluation of Bio-Derived Synthetic Paraffinic Kerosene (Bio-SPK). (2009). at <http://www.boeing.com/commercial/environment/pdf/PAS_biofuel_Exec_Summary.pdf>

Quellen geht hervor, dass der Anteil an iso-Kohlenwasserstoffen 5 - 15 mal höher ist, als die der korrespondierenden unverzweigten Moleküle. Zudem ist eine Abnahme der Gesamtanteile mit zunehmender Kettenlänge ersichtlich (ab zehn Kohlenstoffatomen). Dies wurde bei der Modellierung der Produktverteilung berücksichtigt.

Die zwischen den Reaktionsschritten mittels zweistufiger Separation abgezogene Gasphase besteht im Wesentlichen aus leichten Kohlenwasserstoffen (Propan, Butan), Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff. Diese bleiben im zweiten Separationsschritt trotz Abkühlung weiterhin gasförmig. Die zudem enthaltenen länger-kettigen Kohlenwasserstoffverbindungen werden in den Separationsschritten vom anhaftenden Wasser befreit und der Isomerisierung zugeführt.

7.2.3 Produktauftrennung

Der Produktstrom aus dem Cracking- und Isomerisierungsreaktor wird auf 80 °C abgekühlt und die gasförmigen Komponenten in zwei Druckstufen (43,5 bar; 10 bar) abgetrennt. Die flüssigen Aliphaten werden der Destillation zugeführt.

In der Destillationkolonne werden die flüssigen Fraktionen aufgetrennt. Hierfür wird das Gemisch über Wärmetauscher auf eine Temperatur von 260 °C erhitzt. Der Kolonne wird zudem Dampf mit gleicher Temperatur und einem Druck von 5 bar zugeführt. Wie in Kapitel 5 festgehalten, können die typischen Kraftstoffschnitte Naphtha, Kerosin und Diesel voneinander getrennt werden. Weiterhin werden leichtflüchtige Komponenten gasförmig am Kopf der Destillationskolonne abgezogen und mittels Separator entwässert. Die einzelnen prozentualen Zusammensetzungen der Endprodukte sind Tabelle A14 zu entnehmen.

Für die Darstellung des HEFA-SPK wurden ausgewählte Verbindungen eingesetzt, die entsprechend Bruno et al.²¹⁰ in einem Bio-SPK vorliegen. Hierbei wurde wiederum auf das Verhältnis von *n*- / *iso*-Paraffinen geachtet. Wasserstoff wird komprimiert und als Recycle-Strom dem Cracking- und Isomerisierungs-Reaktor wieder zugeführt.

²⁰⁹ Keogh, R. A., Srinivasan, R. & Davis, B. H. The Effect of Pt Concentration on the Activity and Selectivity of So_4ZrO_2 Catalysts for the Hydrocracking and Hydroisomerization of N-Hexadecane. *Applied Catalysis A: General* **140**, 47–57 (1996).

²¹⁰ Bruno, T. J., Baibourine, E. & Lovestead, T. M. Comparison of Synthetic Isoparaffinic Kerosene Turbine Fuels with the Composition-Explicit Distillation Curve Method. *Energy Fuels* **24**, 3049–3059 (2010). T.J. Bruno, E. Baibourine, and T.M. Lovestead, "Comparison of Synthetic Isoparaffinic Kerosene Turbine Fuels with the Composition-Explicit Distillation Curve Method," *Energy Fuels* **24**, no. 5 (2010): 3049–3059, doi:10.1021/ef100067q.

7.3 FT-SPK aus Plantagenholz

In Abbildung 7.4 sind die Prozessschritte der FT-SPK Produktion dargestellt. Diese beinhalten die folgenden Verfahren:

- **Vorbehandlung:** Holz wird durch Trocknung, Torrefizierung und Mahlung so aufbereitet, dass es vergast werden kann, und durch Fluidisierung mit CO_2 förderbar gemacht
- **Vergasung:** Synthesegas wird im Flugstromvergaser mit O_2 und Dampf als Vergasungsmittel hergestellt.
- **Gaskonditionierung:** Partikelentfernung durch Venturi-Wäscher mit Wasser, Einstellung des H_2/CO Verhältnisses, Trocknung und CO_2 -Entfernung.
- **Kraftstoffproduktion:** Fischer-Tropsch-Synthese, Hydrocracking der gebildeten Wachse und Isomerisierung.
- **Produkttrennung:** Destillation und Verbrennung des entstehenden Brenngases

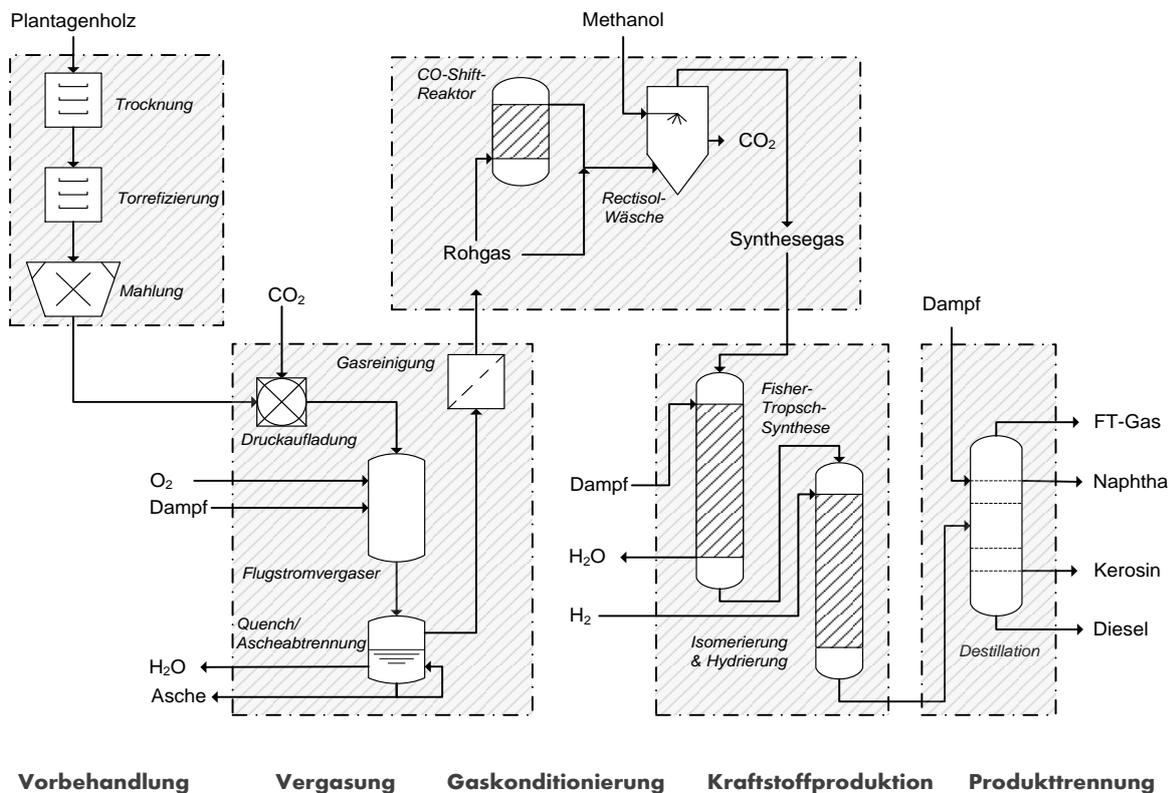


Abbildung 7.4: Fließschema der FT-SPK Produktion mit den Prozessschritten Vorbehandlung, Vergasung, Gaskonditionierung, Kraftstoffproduktion sowie Produkttrennung

7.3.1 Vorbehandlung

Die Anlieferung erfolgt im Falle von Pappelholz als Hackschnitzel und bei Eukalyptus als Stämme, welche vor der Konversion mechanisch zerkleinert werden müssen.

Trocknung durch Zwangsbelüftung. Das Holz wird vor der Anlieferung am Waldrand vortrocknet und erreicht die Konversionsanlage mit einer Feuchte von 25 % (Pappel). Um den Wassergehalt auf unter 15 % zu bringen²¹¹, welcher für den wirtschaftlichen Einsatz der Torrefizierung erforderlich ist, wird eine Zwangsbelüftung eingesetzt. In der Betrachtung wird eine Restfeuchte von 12,6 % angenommen.

Torrefizierung. Zur weiteren Verringerung des Wasseranteils in der Biomasse und zur Verbesserung der Mahlbarkeit wird die Biomasse anschließend torrefiziert. Dieser Prozessschritt führt zu einer deutlichen Anhebung des C/O und C/H-Verhältnisses in der Biomasse (Torrkoks). Sauerstoff und Wasserstoff finden sich im Torrefiziergas, dass neben einem großen Teil Wasserdampf vor allem CO, CO₂, Essigsäure, sowie in geringen Mengen Methan (CH₄) enthält²¹². Der verbleibende Wassergehalt im Torrkoks beträgt in der Simulation 1,77 m.-%. Der entstehende Koks wird vermahlen und in die Vergasung eingebracht.

7.3.2 Vergasung

Zur Herstellung von FT-Produkten eignet sich aufgrund der Synthesegaszusammensetzung besonders die Flugstromvergasung. Diese kann bei Betriebstemperaturen von mehr als 1000 °C im großtechnischen Maßstab teerfreies und methanarmes Synthesegas bereitstellen und ist in einer großen Schwankungsbreite von Brennstoffen einsetzbar.

Der im Modell gewählte Druck liegt bei 35 bar und ist bedingt durch die Zusammenstellung der nachfolgenden Prozesskette. Mit diesem Druck ist es möglich, die in Wärmetauschern, Wäschern und Reaktoren entstehenden Druckverluste zu kompensieren, sodass der angestrebte FT-Synthese Druck ohne weitere Verdichter erreicht wird.

Vergasungsmittel. Sauerstoff wird als Vergasungsmittel eingesetzt. Die dafür erforderliche Luftzerlegungsanlage trägt zu einem erheblichen Teil zu den Gesamtkosten einer Vergasungsanlage bei und kann mit einem Energiebedarf von ca. 0,28 - 0,3 kWh m⁻³ Sauerstoff

²¹¹ Hamelinck, C. N., Faaij, A. P. C., den Uil, H. & Boerrigter, H. Production of FT transportation fuels from biomass; technical options, process analysis and optimisation, and development potential. *Energy* **29**, 1743–1771 (2004).

²¹² Höfer, C. Erstellung, Modellierung und Bewertung von Konzepten zur Erzeugung von Fischer-Tropsch-Diesel auf Biomassebasis. (2009).

veranschlagt werden²¹³. Luftzerlegungsanlagen werden bis $140 \text{ t d}^{-1} \text{ O}_2$ meist adsorptiv betrieben; ein höherer Bedarf lässt sich durch kryogene Anlagen wirtschaftlicher bereitstellen.

Weiterhin erfolgt eine Wasserdampfzugabe bei der Vergasung, wodurch es zur heterogenen Wassergas-Reaktion kommt. Die Reaktion ist endotherm, dadurch wird bei der Vergasung mit O_2 und Dampf die Vergasungstemperatur reduziert und kann über die zugegebene Menge reguliert werden. Zudem können unkontrollierte Verpuffungen vermieden werden. Durch die Zugabe von Dampf nimmt der Methangehalt des Rohgases zu und das C/H-Verhältnis kann in bestimmten Grenzen eingestellt werden, wobei das Rohgas einen hohen Wasserstoffanteil aufweist. Zur Vermeidung eines hohen Methangehaltes im Rohgas wird deshalb in den durchgeführten Untersuchungen von einem Wasserdampfanteil von 5 vol.-% ausgegangen.

7.3.3 Gasaufbereitung

Das erzeugte Roh-Synthesegas enthält neben Staubpartikeln auch zahlreiche gasförmige Störkomponenten, welche schädlich auf die verwendeten Katalysatoren in der FT-Synthese wirken und zu einer Deaktivierung und schnellen Alterung führen. Dem vorbeugend werden vor allem auftretende Teer- und Alkaliverbindungen entfernt, sowie Schwefelverbindungen (H_2S , COS , CS_2 , SO_2) und Stickstoffverbindungen (NH_3 , NO_x , HCN) abgeschieden. Weiterhin muss das H_2/CO Verhältnis für die FT-Synthese angepasst werden.

CO-Shift. Vor der CO-Shift-Reaktion wird das Synthesegas in einem Venturiwäscher von Feststoffpartikeln gereinigt. Ein kleiner Teil des Synthesegases wird zur Wasserstoffproduktion in einen CO-Shift-Reaktor geleitet. Der dabei entstehende Wasserstoff wird zum Cracking der Fischer-Tropsch-Wachse verwendet. Der verbleibende Teil des Synthesegases wird durch einen anderen CO-Shift-Reaktor auf ein H_2/CO -Verhältnis von ca. 2,1 gebracht, welches für die Fischer-Tropsch-Synthese erforderlich ist. Das Synthesegas wird nachfolgend stufenweise auf ca. $40 \text{ }^\circ\text{C}$ abgekühlt. Dabei kondensiert enthaltenes Wasser aus, was gesammelt und wieder als Quenchwasser zur Verfügung gestellt wird. Die Wärme des Synthesegases wird zur Vorwärmung des Quenchwassers, zur Herstellung von Niederdruckdampf und für interne Vorwärmung benutzt. Der Niederdruckdampf wird für die Hot-Regeneration-Kolonnen und die Methanol/Wasser-Kolonnen in der Rectisol-Anlage benötigt.

²¹³ Castle, W. . Air separation and liquefaction: recent developments and prospects for the beginning of the new millennium. *International Journal of Refrigeration* **25**, 158–172 (2002).

Rectisol-Wäsche. Für die Entfernung von CO₂ und H₂S aus dem Synthesegas wird das sogenannte Rectisol-Verfahren eingesetzt. Das Synthesegas wird durch kalte Produkte (gereinigtes Synthesegas, CO₂-Produktströme) in Gegenstromwärmetauschern abgekühlt, wobei Wasser auskondensiert. Danach tritt es in die Absorber-Kolonnen ein, wo es mit -40 °C kaltem Methanol gewaschen wird. Zur Bereitstellung der Kälte dient eine Ammoniak-Kälteanlage, die auf der Kompression, Verdampfung und Entspannung des Ammoniaks basiert. Ein Teil des abgetrennten CO₂ wird in der Vergasung verwendet, um die staubförmige Biomasse in den Vergasungsreaktor zu befördern und die Druckschleusen zu betreiben.

7.3.4 Kraftstoffproduktion mittels FT-Synthese

Das Modell der Fischer-Tropsch Synthese basiert weitgehend auf Angaben aus einer Machbarkeitsstudie einer Coal-to-Liquid Anlage in Fairbanks, Alaska²¹⁴. Vor dem Fischer-Tropsch-Reaktor wird das Synthesegas mittels flüssiger Fischer-Tropsch-Produkte, die für die weitere Verarbeitung abgekühlt werden müssen, im Gegenstromwärmetauscher auf 230 °C vorgewärmt. Im Reaktor findet die Bildung von linearen Kohlenwasserstoffen unterschiedlicher Kettenlängen statt. Die Produktverteilung wurde anhand des Eingangstromes des Fischer-Tropsch-Reaktors und der Vorgaben von Umsetzung und Verteilung berechnet. Die Umsetzung wurde anhand von Daten von Rauch²¹⁵ mit 70,5 % CO angenommen. Es wurde eine Kettenwachstumswahrscheinlichkeit α von 0,9 eingesetzt, so wie es für industrielle Anwendungen Minimum ist. Da die Verteilung der kürzeren Kohlenwasserstoffe von der Anderson-Schulz-Flory-Verteilung abweicht, wurden deren Produktmengen anhand der Ergebnisse von Lögdberg et al. bestimmt²¹⁶. Dabei wurde die Produktverteilung so berechnet, dass die Kerosinfraktion unter den Produkten einen möglichst großen Anteil ausmacht.

Die kondensierten Kohlenwasserstoffe der Fischer-Tropsch-Reaktion werden einem Reaktor zur Isomerisierung zugeführt, so dass sich aus den linearen Verbindungen verzweigte Kohlenwasserstoffe bilden, wodurch sowohl die Viskosität bei tiefen Temperaturen als auch der Schmelzpunkt deutlich erniedrigt werden. Beide Eigenschaften sind für den Einsatz in der Luftfahrt elementar wichtig. Die flüssigen Fischer-Tropsch-Wachse werden abgetrennt und unter Wasserstoffzufuhr gecrackt und die Produkte dabei isomerisiert.

²¹⁴ Drover, B. *Fairbanks Economic Development Corporation Coal-to-Liquids FEL1 Study, Final Report. Prepared by Hatch Engineering.* (2008). at <http://northern.org/files/clean-energy/HATCH%20Report%20-%20Official.pdf/at_download/file>

²¹⁵ Rauch, R. Biomass to Liquids by steam gasification. (2012).

²¹⁶ Lögdberg, S., Lualdi, M., Järås, S., Walmsley, J. C., Blekkan, E. A., Rytter, E. & Holmen, A. On the selectivity of cobalt-based Fischer-Tropsch catalysts: Evidence for a common precursor for methane and long-chain hydrocarbons. *Journal of Catalysis* **274**, 84–98 (2010).

Die gasförmigen Produkte am Rektorausgang werden stufenweise abgekühlt und Wasser als wichtiges Nebenprodukt der Fischer-Tropsch-Reaktion abgetrennt. Außerdem kondensieren die Kohlenwasserstoffe ab C_5 . Die gasförmigen Produkte werden nur teilweise im Kreislauf geführt, da nicht umgesetztes CO und H_2 zurückgeführt werden sollen, aber eine zu starke Aufkonzentrierung der inerten Bestandteile vermieden werden muss. Das Offgas wird im Modell verbrannt und die Abwärme genutzt. Es wäre aber auch möglich es zur Stromerzeugung einzusetzen und somit einen Teil der Eigenenergie der Gesamtanlage bereitzustellen.

7.3.5 Produkttrennung

Alle flüssigen Fischer-Tropsch-Produkte werden zusammengeführt und zur Destillationskolonne geleitet. Diese ist mit der zur Herstellung von Kerosin über den HEFA Pfad vergleichbar. Die Produkte werden nach ihren Siedebereichen aufgetrennt. Die Produktverteilung 25,5 % Naphtha, 50 % Kerosin und 24,5 % Diesel stimmt auch mit Literaturangaben überein²¹⁷.

7.4 Energie- und Massenbilanzen

Ergebnis der Prozesssimulationen sind die Massen und Energiebilanzen für die HEFA- und FT-SPK Produktion. Es wurde zudem ein Konversionsgrad berechnet, der den Energieinhalt der Produkte mit dem Energieinhalt der Einsatzstoffe ins Verhältnis setzt.

Mithilfe der Hydroprozessierung von Jatrophaöl können 496 kg HEFA-SPK pro Tonne Roh-Pflanzenöl erzeugt werden. Demnach werden nahezu 50 m.-% des unbehandelten Pflanzenöls zu SPK umgewandelt. Darüber hinaus werden 373 kg HEFA-Nebenprodukte (Naphtha, Diesel, Brenngas) produziert. Somit ist eine Gesamtausbeute aller HEFA-Produkte von 86,9 m.-% (bezogen auf das Roh-Pflanzenöl) möglich, wobei SPK etwa 57 m.-% des HEFA-Produktes ausmacht. Werden die Energiegehalte der HEFA-Produkte mit dem Gesamtenergieaufwand des Prozesses in Beziehung gebracht, ergibt sich ein Konversionsgrad von 84,9 %.

Die Nutzung der HEFA-Nebenprodukte zur Wasserstoffbereitstellung hat keine Auswirkungen auf die tatsächliche HEFA-SPK-Ausbeute, reduziert jedoch die Menge an verwertbaren

²¹⁷ Jensen, S. & Ullrich, N. Uhde's activities in the development of a BTL process chain. (2010). at <<http://www1.icheme.org/gasification2010/pdfs/uhdeactivitiesinthedevelopmentofabtlprocesschain.pdf>>

Nebenprodukten. Das Brenngas sowie etwa $\frac{2}{3}$ des Naphthas müssen eingesetzt werden, um das Erdgas innerhalb des Dampfreformierungsprozesses zu ersetzen. Demnach werden in dieser Variante lediglich 236 kg Nebenprodukte (Naphtha, Diesel) pro eingesetzte Tonne Roh-Pflanzenöl erzeugt. Dies entspricht einer Gesamtausbeute der HEFA-Produkte von 73,2 m.-%. Dies wirkt sich wiederum auf den Konversionsgrad aus, welcher auf 82,4 % sinkt.

Bei der FT-SPK Produktion wird deutlich, dass für eine Produktion im Industriemaßstab der Wirkungsgrad der Konversion noch deutlich verbessert werden muss. Die Massenbilanz zeigt, dass sich 81 kg Kerosin je Tonne feuchtes Holz (25 % Wassergehalt) gewinnen lassen. Zusätzlich werden 73 kg verwertbare FT-Nebenprodukte wie FT-Diesel und Naphtha pro Tonne Holz (Frischmasse) gewonnen.

Bezogen auf den Heizwert der Ein- und Ausgangsstoffe lässt sich ein Konversionsgrad von 42,2 % erreichen, unter der Voraussetzung, dass die Prozessabwärme weiter genutzt werden kann. Vor allem die effektive Nutzung der bei den Hochtemperaturprozessen frei werdenden Wärme stellt einen zentralen Baustein dabei dar. Eine solche Anlage sollte deshalb unbedingt in der Nähe von industriellen Wärmeabnehmern betrieben oder zumindest an ein Fernwärmenetz angeschlossen werden können. Bei dem ausgewiesenen Sattedampf wurde ein Dampfdruck von 18 bar und eine Temperatur von 207,2 °C zugrunde gelegt.

Weiterhin ist der hohe Bedarf an elektrischer Leistung bei der Standortauswahl ein zentrales Kriterium. Ein erheblicher Teil davon entfällt auf die Bereitstellung des Oxidationsmittels Sauerstoff. Die Zerlegung der Luft in Stickstoff und Sauerstoff kann je nach Durchsatz mit kryogenen Luftzerlegungsanlagen (Durchsätze > 140 t Sauerstoff pro Tag) oder mittels Adsorption bei kleineren Anlagen sichergestellt werden. Bis zu diesem Massenstrom erweisen sich adsorptiv arbeitende Konzepte als wirtschaftlicher. Weitere Prozessschritte mit hohem Einsatz an elektrischer Energie sind die Rectisolwäsche sowie die Vermahlung der torrefizierten Biomasse.

Eine Nutzung des anfallenden Kohlendioxids oder zumindest eines Teils davon erscheint aufgrund der kontinuierlichen Verfügbarkeit bei gleichzeitiger hoher Reinheit als Optimierungsmöglichkeit sinnvoll. Es fällt auf zwei verschiedenen Druckstufen und in großer Reinheit bei der Gasreinigung an.

Die berechneten Energiebilanzen der betrachteten Konversionsanlagen sind in Abbildung 7.5 als Sankey Diagramme dargestellt. Um die Umwandlungstechnologien vergleichbar zu machen, wurden die Flussdiagramme auf den Energiegehalt des Kerosins (hier 1 000 MJ) normiert. Den mit Abstand größten Energieinput stellt demnach die jeweilige Biomasse

selbst dar. Die benötigten Hilfsenergieströme sind deutlich kleiner. Um den Einsatz von fossilen Hilfsstoffen in der HEFA-Produktion zu verringern, können Nebenprodukte zur Wasserstoffproduktion verwendet werden. Hierzu werden Brenngas (überwiegend Propan und Butan) und Naphtha anstelle von Erdgas im Dampfreformer eingesetzt. Diese Maßnahme ist allerdings mit einer Abnahme der Konversionseffizienz um 2,5 Prozentpunkte verbunden. Bei der FT-SPK Produktion ist der hohe Strombedarf von 0,22 MJ oder 0,42 MJ bezogen auf ein Megajoule FT-Produkt bzw. FT-Kerosin hervorzuheben. Die Auswirkungen auf die THG-Emissionen werden im nachfolgenden Kapitel näher erläutert.

Eine gemeinsame Darstellung der berechneten Massebilanzen und der Energiebilanzen findet sich in Abbildungen 7.6 bis 7.8.

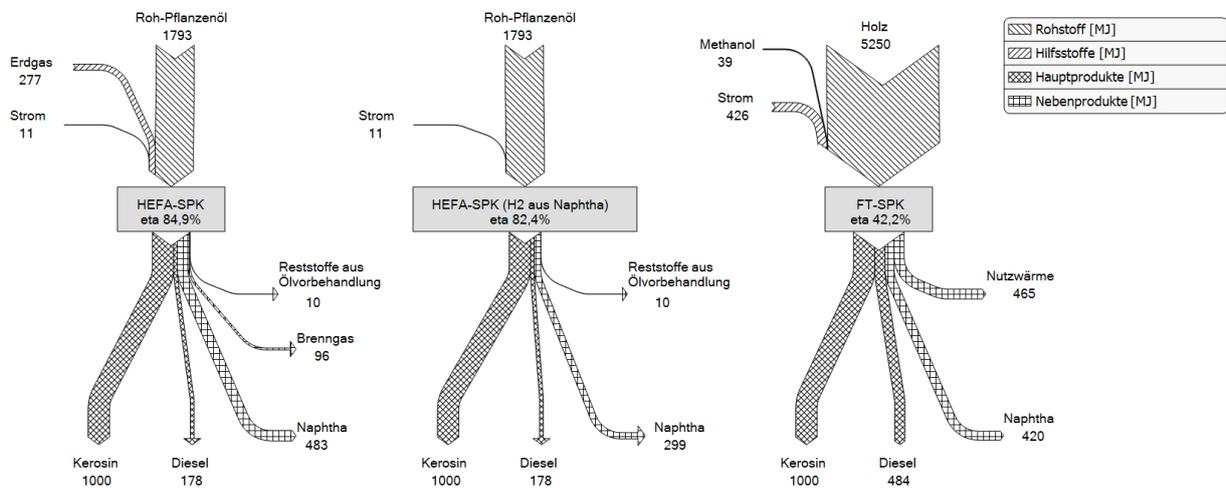


Abbildung 7.5: Berechnete Konversionseffizienzen der für die SPK Produktion optimierten Anlagen ($\eta = (\text{Hauptprodukte} + \text{Nebenprodukte}) / (\text{Rohstoffe} + \text{Hilfsstoffe})$)

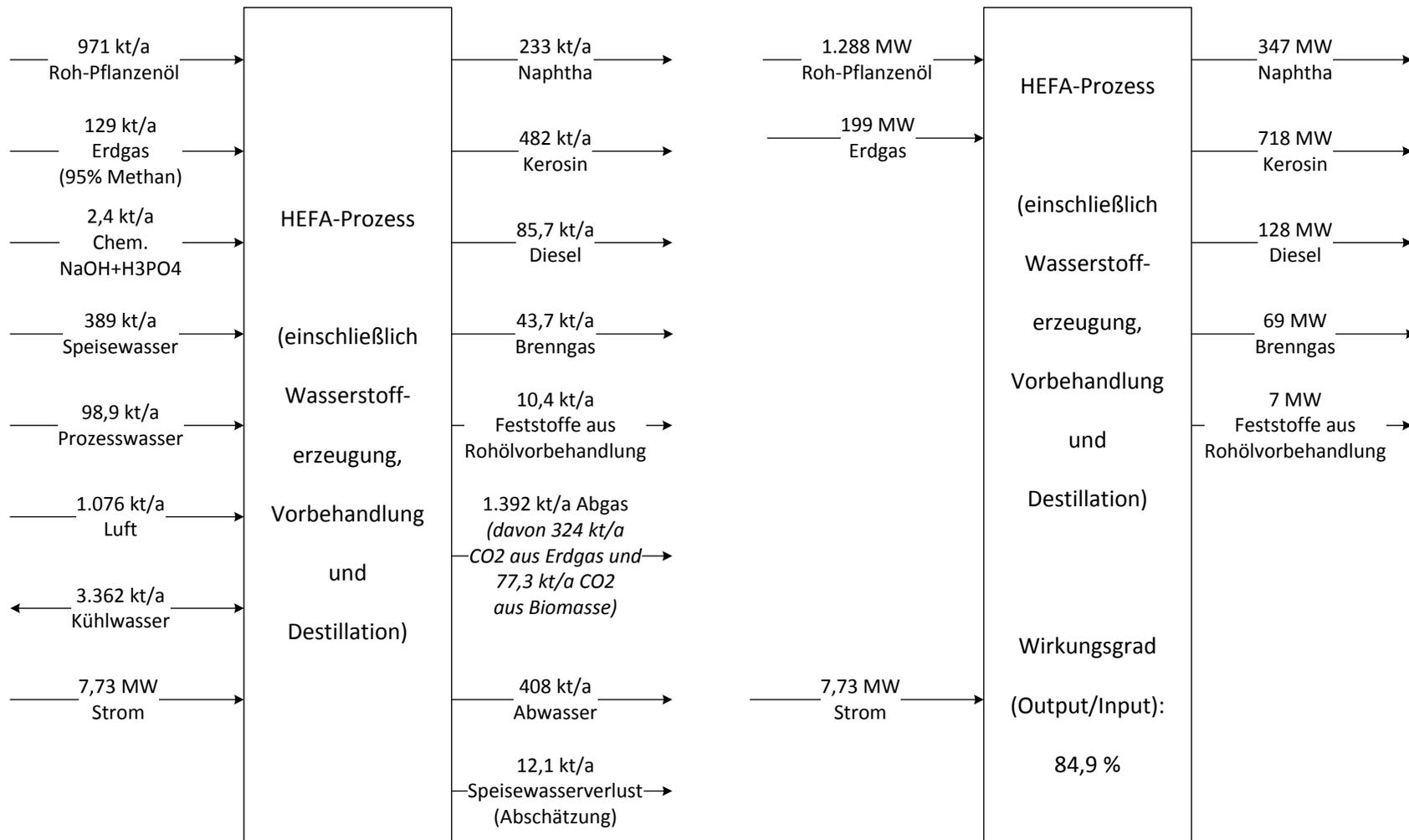


Abbildung 7.6: Stoffbilanz (links) und Energiebilanz (rechts) des HEFA-Verfahrens einschließlich H₂-Herstellung (Erdgas), Vorbehandlung und Destillation

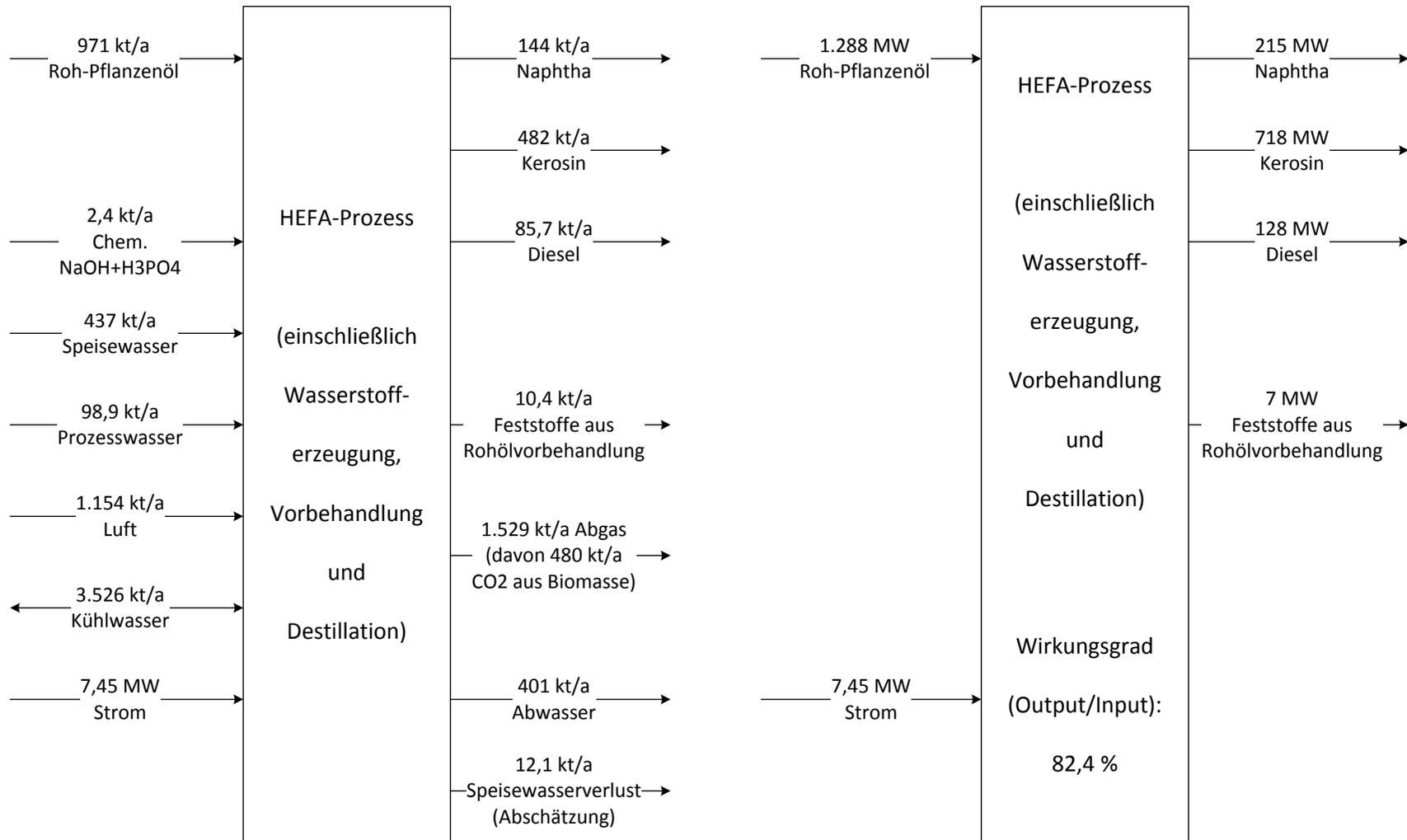


Abbildung 7.7: Stoffbilanz (links) und Energiebilanz (rechts) des HEFA-Verfahrens einschließlich H₂-Herstellung (Brenngas, Naphtha) Vorbehandlung und Destillation

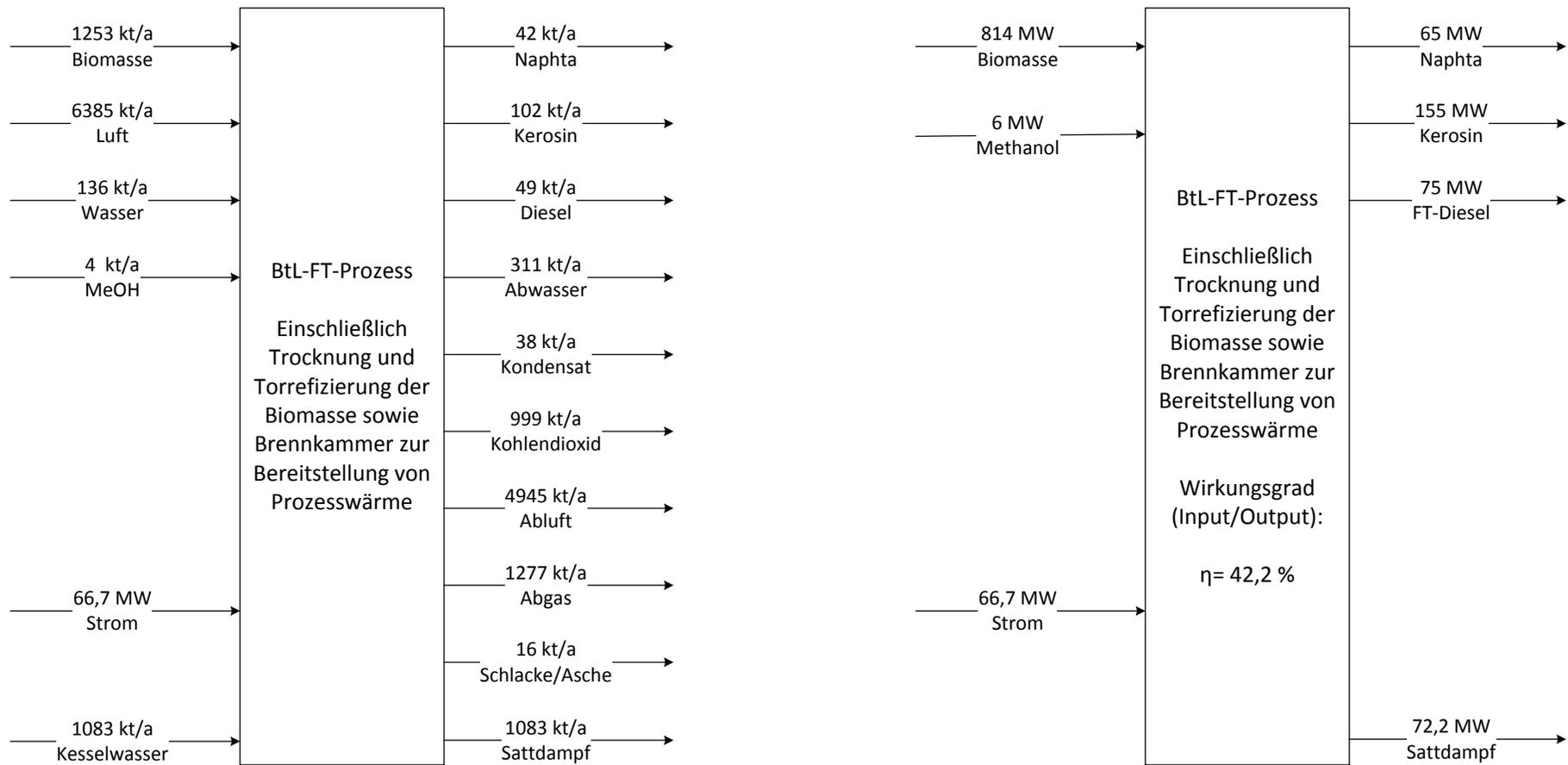


Abbildung 7.8: Stoffbilanz (links) und Energiebilanz (rechts) des BtL-FT-Verfahrens: Gesamtbilanz einschließlich Trocknung, Torrefizierung und Brennkammer zur Wärmebereitstellung

Kapitel 8: Ökologische Bewertung

8.1 Methodik

In der ökologischen Analyse wurden die Umweltwirkungskategorien Treibhauspotential, Versauerung- und Eutrophierungspotenzial sowie kumulierter nicht erneuerbarer Energiebedarf betrachtet. Dazu wurde die Methodik der ISO 14040²¹⁸ und 14044²¹⁹ angewendet. Weiterhin wurde das THG-Minderungspotenzial gegenüber dem konventionellem Flugkraftstoff Jet A-1²²⁰ berechnet.

Die THG-Emissionen werden nach der International Panel on Climate Change (IPCC)-Methode berechnet²²¹ und als Kohlenstoffdioxid-Äquivalente (global warming potential (GWP) 100) dargestellt. Die versauernd und eutrophierend wirkenden Emissionen werden nach der Centrum voor Milieukunde der Universität Leiden (CML) 2001-Methode berechnet und als SO₂- bzw. PO₄-Äquivalente dargestellt. Zur Berechnung des kumulierten nicht erneuerbaren Energiebedarfes kommt die Cumulative energy demand-Methode gemäß der VDI-Richtlinien 4600²²² zum Einsatz. Die Zuteilung der innerhalb der gesamten Produktionskette verursachten Emissionen auf die einzelnen Produkte aus der HEFA- und BtL-Anlage erfolgt mit Hilfe der Allokationsmethodik basierend auf dem unteren Heizwerten der Produkte.

Innerhalb der ökologischen Bilanzierung werden die betrachteten Produktionspfade mit Hilfe der Software Umberto 5.6²²³ modelliert. Die in der Produktionskette des Biokerosins benötigten Hilfsstoffe und -energien und die Emissionen, die mit deren Herstellung und Einsatz verbunden sind, stammen aus der Ökobilanzdatenbank ecoinvent vs2.2²²⁴. Die Emissionen, die durch die Produktion und den Einsatz des Stroms in Mosambik, Mexiko, Indien, Brasilien

²¹⁸ DIN EN ISO 14040. Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO 14040:2006), Deutsche und Englische Fassung EN ISO 14040:2006. (2006).

²¹⁹ DIN EN ISO 14044. Umweltmanagement - Ökobilanz - Anforderungen und Anleitungen (ISO 14044:2006), Deutsche und Englische Fassung EN ISO 14044:2006. (2006).

²²⁰ Stratton, R. W., Wong, H. M., and Hileman, J. I., *Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Alternative Jet Fuels. PARTNER Project 28 Report Version 1.1* (Massachusetts, 2010).

²²¹ International Panel on Climate Change. N₂O Emissions from managed soils, and CO₂ emissions from lime and urea application. In: 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Chapter 11, 11.1-11.54. (2006).

²²² VDI. Cumulative Energy Demand - Terms, Definitions, Methods of Calculation. In: VDI-Richtlinien 4600. (1997).

²²³ ifu-Institut für Umweltinformatik, *Umberto*, version 5.6 (Hamburg, 2011).

²²⁴ SWISS CENTRE FOR LIFE CYCLE INVENTORIES. *Ecoinvent v2.2 for umberto 5.6*. (2011).

und Deutschland verursacht werden, wurden aus der Statistik der International Energy Agency (IEA) von 2009 entnommen²²⁵.

8.2 THG-Emissionen und THG-Minderungspotenzial

Die Ergebnisse der Treibhausgasbilanzierung sind in Abbildung 8.1 dargestellt. Die FT-SPK-Produktionspfade weisen im Vergleich zu den HEFA-SPK-Pfaden insgesamt geringere THG-Emissionen und damit höhere THG-Minderungen gegenüber dem konventionellen Flugkraftstoff auf. Die Ursache liegt in deutlich geringeren Anbauemissionen der FT-SPK-Pfade. Hierbei werden verglichen mit dem Jatrophaanbau bezogen auf die Produktion von 1 MJ Bio-SPK wesentlich geringere Mengen an Düngemittel, Diesel für forstwirtschaftliche Maschinen und Pestizide benötigt. Mit geringeren Stickstoff-Düngemittelgaben sind auch geringere direkte Feldemissionen nach Düngemittelausbringung (Lachgasemissionen) verbunden, die auch wesentlich die Höhe der Anbauemissionen beeinflussen. Selbst bei einem dieselsparenden Logistikkonzept auf der Jatrophaplantage und einem optimalen Bewirtschaftungsmanagement sind die THG-Emissionen des Jatrophaanbaus wesentlich höher als die des Plantagenholzes.

Die THG-Emissionen aus der Konversion der FT-SPK-Produktionspfade sind zwar höher als die der HEFA-SPK-Pfade, können jedoch die höheren Anbauemissionen der HEFA-SPK-Pfaden nicht kompensieren. Die relativ hohen THG-Emissionen in der BtL-Anlage sind auf den hohen Stromverbrauch zurückzuführen. Diese könnten zwar mit dem Einsatz nachhaltig erzeugten Stromes reduziert werden - würden jedoch künftig in beiden Konversionsverfahren (sowohl HEFA- als auch BtL-Anlage) vorwiegend nachhaltig erzeugter Strom eingesetzt - so blieben dennoch höhere THG-Emissionen in der BtL-Anlage aufgrund des deutlich höheren Stromverbrauches bestehen.

Die Unterschiede innerhalb der HEFA-Szenarien ergeben sich zum einem aus dem Samen-ertrag und zum anderen aus dem Emissionsfaktor des genutzten Stromes und der Prozess-energiebereitstellung zur Herstellung von Wasserstoff innerhalb der HEFA-Anlage. Geringe Samenerträge wie in Mexiko bei maschineller Ernte führen zu hohen Anbauemissionen. Um die gleiche Menge an Samen zu erzielen, werden in Mexiko vergleichsweise größere Anbau-

²²⁵ International Energy Agency, "Electricity/Heat in 2009". URL: <http://www.iea.org/stats/prodresult.asp?PRODUCT=Electricity/Heat>, abgerufen am 20.06.2013, 2013.

flächen verbunden mit zusätzlichen Düngemitteln und Diesel für landwirtschaftliche Maschinen benötigt. Somit spiegeln die Erträge die Höhe der Anbauemissionen wider. Der Einfluss des Emissionsfaktors des eingesetzten Stroms auf die THG-Emissionen wird bei der Produktion des Jatropaöls deutlich. Dieser Prozess ist sehr stromintensiv. Die Jatropaölproduktion in Mosambik verursacht die geringsten Mengen an THG-Emissionen, da in Mosambik 99,9 % des Stroms aus Wasserkraft erzeugt wird²²⁶, wohingegen die Stromproduktion in Mexiko und Indien überwiegend aus fossilen Energieträgern basiert. Der Einfluss der Prozessenergiebereitstellung zur Herstellung von Wasserstoff innerhalb der HEFA-Anlage wird ebenfalls in Abbildung 8.1 deutlich. Bei dem Pfad *Mosambik| H₂ aus Propan & Naphtha* werden innerhalb der Konversion die geringsten THG-Emissionen emittiert. Durch den Einsatz des intern erzeugten Propan und Naphtha zur Wasserstoffherzeugung in der HEFA-Produktion wird kein zusätzlicher fossiler Energieträger, der bei der Verbrennung mit dem Ausstoß an fossilem CO₂ verbunden ist, benötigt.

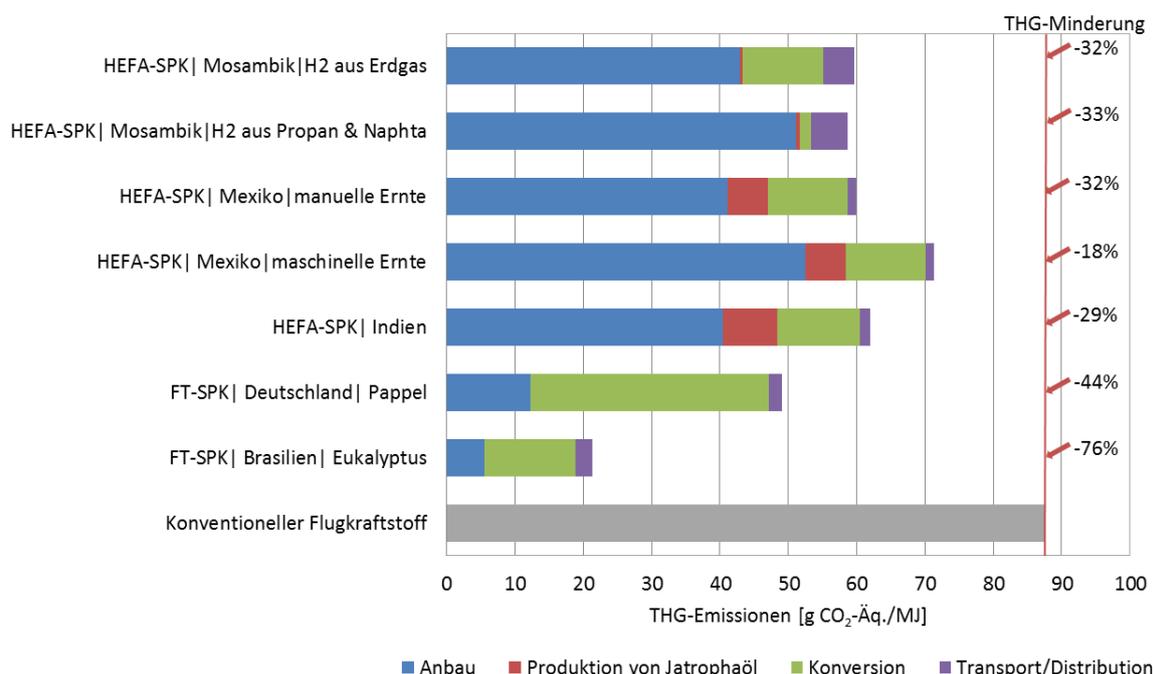


Abbildung 8.1: Ergebnisse der THG-Bilanzierung im Vergleich

²²⁶ International Energy Agency, "Electricity/Heat in 2009," 2013, <http://www.iea.org/stats/prodresult.asp?PRODUCT=Electricity/Heat>, abgerufen am 20.06.2013.

Insgesamt werden in allen betrachteten HEFA-SPK-Produktionspfaden die meisten THG-Emissionen beim Jatrophaanbau emittiert. Dabei stammt der größte Teil aus den Lachgasemissionen nach Düngemittelapplikation, dem Dieseleinsatz in landwirtschaftlichen Maschinen und Personentransportmittel und der Herstellung des Stickstoffdüngemittels.

Die Unterschiede zwischen den FT-Kerosin-Pfaden lassen sich überwiegend auf die unterschiedlichen Holzerträge im Anbau zurückführen. Der Ertrag von Eukalyptusholz in Brasilien liegt 2,5-fach über dem von Pappel in Deutschland. Um denselben Holzertrag zu erzielen, würde in Deutschland eine vergleichsweise größere Anbaufläche verbunden mit zusätzlichen Mengen an z. B. Düngemittel und Diesel für forstwirtschaftliche Maschinen benötigt. Dies führt zu höheren THG-Emissionen innerhalb des Holzanbaus in Deutschland.

Die Differenz der THG-Emissionen bei der Konversion ist hauptsächlich auf die mit den unterschiedlichen nationalen Strommixen verbundenen Emissionsfaktoren zurückzuführen. Im Vergleich zu Deutschland ($688 \text{ g CO}_2\text{-Äq kWh}^{-1}$) liegt der Emissionsfaktor des brasilianischen Strommixes bei $230 \text{ g CO}_2\text{-Äq je kWh}^{227}$. Der brasilianische Emissionsfaktor ist so gering, da ca. 84 % der Stromproduktion auf der Nutzung der Wasserkraft beruhen²²⁸. Damit sind die hohen THG-Emissionen, die mit dem Stromeinsatz verbunden sind, kein produktionspfadspezifisches Problem. Würde in Deutschland wie in Brasilien ein überwiegend auf erneuerbaren Energien basierender Strom eingesetzt werden, verringerten sich die THG-Emissionen der Konversion auf das gleiche Niveau.

8.3 Kumulierter nicht erneuerbarer Energiebedarf

Die Abbildung 8.2 zeigt, dass der Produktionspfad *FT-SPK| Brasilien| Eukalyptus* neben den niedrigsten THG-Emissionen auch den geringsten kumulierten nicht erneuerbaren Energiebedarf aufweist. Es werden nur 0,21 MJ-Äquivalente nicht erneuerbare Primärenergie für einen MJ Bio-SPK benötigt. Für das Szenario *FT-SPK| Deutschland| KUP* ergeben sich 0,66 MJ Primärenergie / MJ SPK. In beiden FT-SPK-Pfaden ist der Strombedarf in der BtL-Anlage der größte Verursacher des nicht erneuerbarer Energiebedarfs. Anders als in Deutschland wird in Brasilien der Strom jedoch überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen (84 % aus Wasserkraft²²⁹) erzeugt.

²²⁷ Ermittelt auf Basis von International Energy Agency, "Electricity/Heat in 2009," 2013

²²⁸ International Energy Agency, "Electricity/Heat in 2009," 2013

²²⁹ International Energy Agency, "Electricity/Heat in 2009," 2013

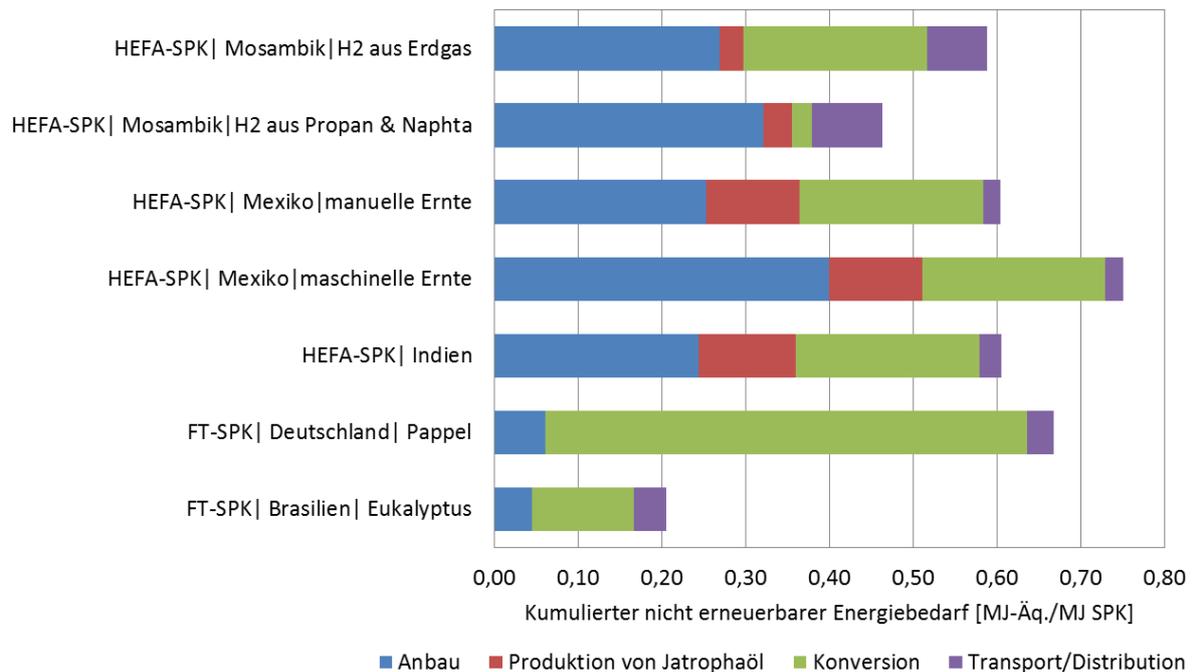


Abbildung 8.2: Ergebnisse zum kumulierten nicht erneuerbaren Energiebedarf im Vergleich

Der kumulierte nicht erneuerbare Energiebedarf liegt für die HEFA-Pfade zwischen 0,46 und 0,75 MJ nicht erneuerbare Primärenergie je MJ SPK. Bei den HEFA-Pfaden stammt der höchste Energiebedarf innerhalb des Anbaus aus dem Dieserverbrauch der landwirtschaftlichen Maschinen und den Personentransportmitteln sowie der Herstellung des Stickstoffdüngers. Bei der Produktion des Jatrophaöls schlägt vor allem der hohe Stromverbrauch zu Buche. Innerhalb der Konversion sind das eingesetzte Erdgas und der Strom, die wesentlichen Größen, die den nicht erneuerbaren Energiebedarf beeinflussen. Innerhalb der HEFA-Pfade ist der Produktionspfad *HEFA-SPK | Mosambik | H₂ aus Propan & Naphta* wie auch bei den THG-Emissionen der günstigste. Die wesentlichen Gründe sind zum einen der Einsatz des intern erzeugten Propans und Naphtha (und damit Verzicht auf zusätzliche fossile Energieträger) als Energieträger für die Wasserstoffproduktion in der HEFA-Anlage und der geringe Emissionsfaktor des mosambikanischen Stroms (Abbildung 8.2).

8.4 Versauerungspotenzial

Im Allgemeinen ist der Prozess der Versauerung die Folge des Einsatzes schwefelhaltiger Brennstoffe und der Verbrennung fossiler Brennstoffe insgesamt.

Aus Abbildung 8.3 wird deutlich, dass die beiden FT-Pfade mit $0,08 \text{ g SO}_2\text{-Äq. MJ}^{-1}$ und $0,11 \text{ g SO}_2\text{-Äq. MJ}^{-1}$ ein wesentlich geringeres Versauerungspotenzial aufweisen als die HEFA-Pfade ($0,22 \text{ g SO}_2\text{-Äq. MJ}^{-1}$ bis $0,33 \text{ g SO}_2\text{-Äq. MJ}^{-1}$). Die Gründe dafür liegen in den wesentlich geringeren versauernd wirkenden Emissionen aus dem Anbau innerhalb der FT-Pfade. Die Emissionen stammen vorwiegend aus dem Dieseleinsatz in land- und forstwirtschaftlichen Maschinen und der Herstellung des eingesetzten N- und P-Düngers. Innerhalb der FT-Pfade werden verglichen mit den HEFA-Pfaden zur Produktion von 1 MJ Biokerosin wesentlich geringe Mengen an Diesel und Düngemittel benötigt.

Auffällig ist zudem der relative hohe Anteil der Emissionen, die bei den beiden Mosambik-Produktionsketten bei Transport/Distribution freigesetzt werden. Ursache dafür ist die Verbrennung großer Mengen an Schweröl in den Überseefrachtern, mit denen das Jatrophäöl zur HEFA-Anlage nach Rotterdam transportiert wird (13.600 km).

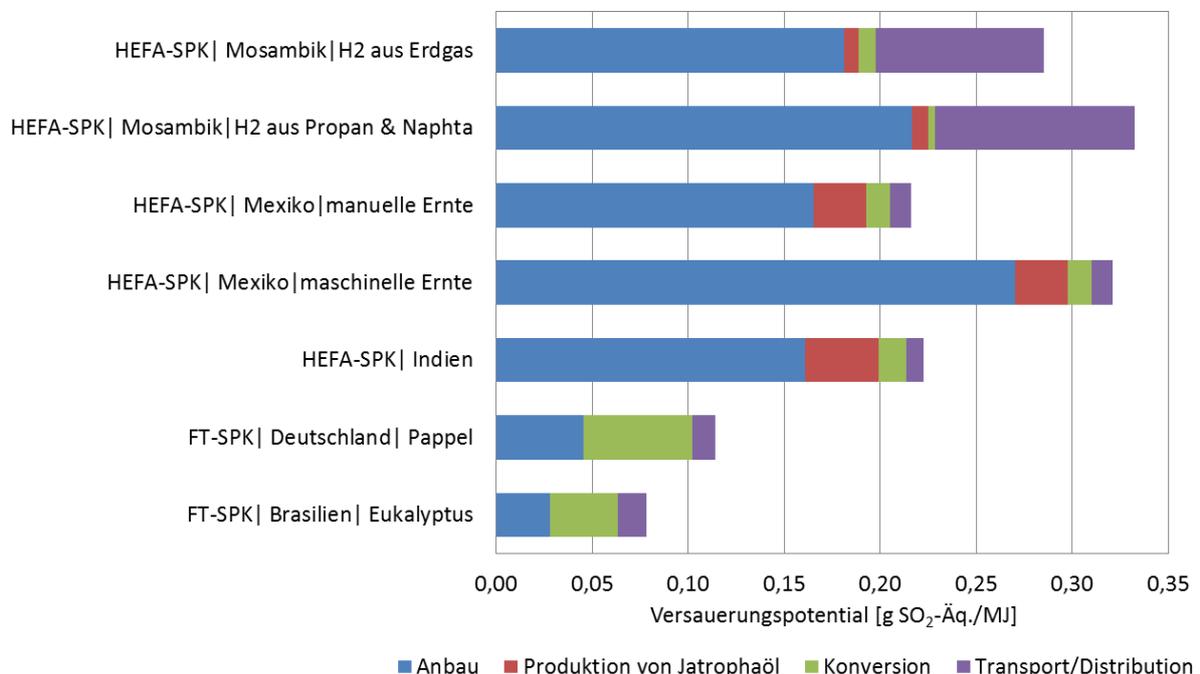


Abbildung 8.3: Ergebnisse zum Versauerungspotenzial im Vergleich

8.5 Eutrophierungspotenzial

Eutrophierungsprozesse sind im Allgemeinen und in der vorliegenden Betrachtung vor allem auf übermäßigen Düngemiteleinsetz und der Verbrennung fossiler Brennstoffe zurückzuführen. Da im Produktionspfad *FT-SPK| Brasilien| Eukalyptus* bezogen auf 1 MJ SPK relativ geringe Mengen an Düngemitteln eingesetzt werden und die brasilianische Stromerzeugung überwiegend auf erneuerbaren Energieträgern basiert, weist dieser Pfad das geringste Eutrophierungspotenzial auf. Dass ein überwiegend auf fossilen Energieträgern basierender Strommix bei gleicher Strommenge zu einem anderen Ergebnis führen kann, beweist Abbildung 8.4. Aufgrund des hohen Stromverbrauches in der BtL-Anlage und des relativ hohen Emissionsfaktor des deutschen Stroms weist der FT-Pfad basierend auf Pappel in Deutschland das höchste Eutrophierungspotenzial auf. Innerhalb der HEFA-Pfade stammen die meisten eutrophierend wirkenden Emissionen aus dem Anbau und sind dort auf den hohen Diesel- und Düngemiteleinsetz zurückzuführen.

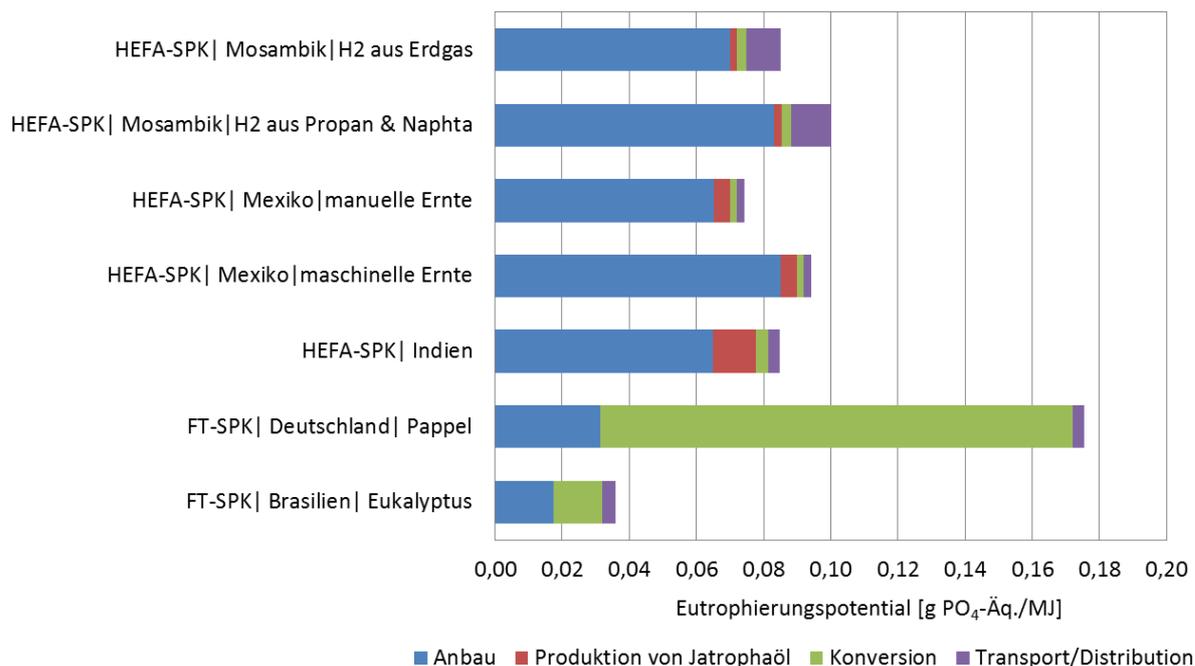


Abbildung 8.4: Ergebnisse zum Eutrophierungspotenzial im Vergleich

8.6 Sensitivitätsanalysen

Da wie bereits erwähnt, die Samenerträge der Jatropha-Plantagen eine wesentliche Rolle für die Höhe der THG-Emissionen spielt, wurde diese Größe in der nachfolgenden Abbildung 8.5 für den Standort Mexiko variiert. Aus der in der Literatur genannten Bandbreite der Erträge zwischen 1,35 und 4,35 t ha⁻¹ folgt eine Bandbreite an THG-Emissionen zwischen 72,6 und 52,6 g CO₂-Äq MJ⁻¹. Damit besteht ein großer Zusammenhang zwischen Samenertrag und THG-Emissionen. Dennoch könnten erst ab einem Samenertrag von 2,9 t ha⁻¹ mehr als 35 % der THG-Emissionen im Vergleich zum konventionellen Jet A-1 Kraftstoff eingespart werden.

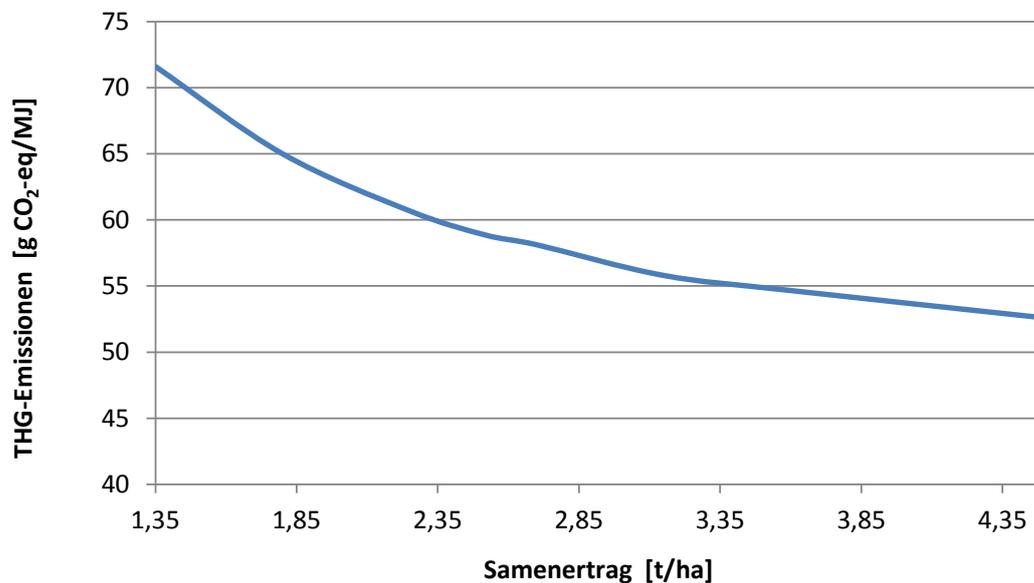


Abbildung 8.5: Auswirkung der Variation des Samenertrages auf die THG-Emissionen

Neben dem Samenertrag wurde innerhalb der Sensitivitätsanalysen auch die Pflückleistung am Standort Mexiko variiert. Diese Variation erschien aufgrund der großen Diskrepanz in den Literaturangaben zu den durchschnittlichen Pflückleistungen sinnvoll. Der Zusammenhang zwischen Pflückleistung je Person und Tag und THG-Emissionen ist nicht so stark ausgeprägt wie in der nachfolgenden Abbildung 8.6 zu sehen ist. Eine hohe Pflückleistung führt zur Einsparung von Pflückern und damit zu einem reduzierten Aufwand (weniger Dieserverbrauch), um diese Pflücker mit Kleinbussen zu ihren Einsatzorten auf der 10.000 ha großen Plantagen zu bringen. Im Rahmen denkbarer Pflückleistungen von 20 bis 200 kg d⁻¹ schwanken die THG-Emissionen zwischen 57,1 g CO₂-Äq MJ⁻¹ und 63,4 g CO₂-

Äq MJ⁻¹. Selbst bei der maximalen Pflückleistung von 200 kg d⁻¹ kann nur eine THG-Minderung von 34,7 % erreicht werden.

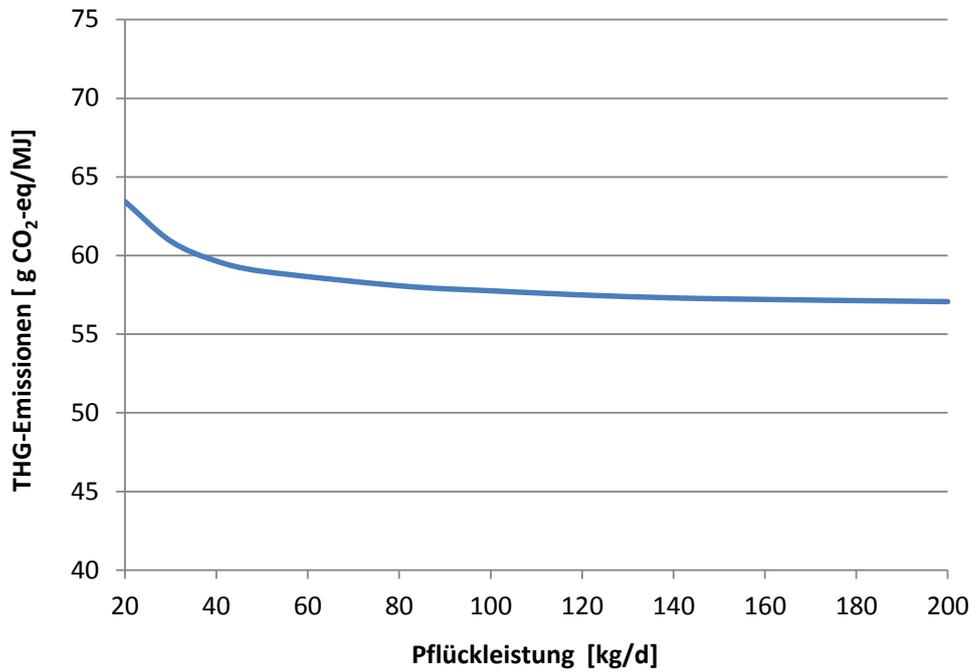


Abbildung 8.6. Auswirkung der Variation der Pflückleistung auf die THG-Emissionen

Kapitel 9: Ökonomische Bilanzierung der betrachteten Produktionsketten

Im Folgenden werden Methodik, Annahmen und Ergebnisse für die ökonomische Detailanalyse der Bio-SPK-Produktionsprozesse beschrieben. Ziel ist die Ermittlung der Gesamtgestehungskosten für Bio-SPK in Abhängigkeit der unterschiedlichen Produktionspfade, welche den gesamten Gestehungsprozess des Produktes einbeziehen.

Im Rahmen der Präsentation und Diskussion der Ergebnisse wird für die Darstellung von Methodik und Ergebnissen folgende Terminologie verwendet:

- **Produktionskosten** bezeichnen die Kosten für den jeweiligen Produktionsschritt exklusive der verbrauchsgebundenen Kosten für das im vorgelagerten Produktionsschritt hergestellte Zwischenprodukt.
- **Transportkosten** bezeichnen die Kosten für den Transport und Umschlag eines (Zwischen-)Produktes.
- **Gestehungskosten** bezeichnen die gesamten Herstellungskosten für ein (Zwischen-)Produkt, also die Produktionskosten zuzüglich der verbrauchsgebundenen Kosten für das im vorgelagerten Produktionsschritt hergestellte Zwischenprodukt.
- **Gesamtgestehungskosten** bezeichnen die Summe aller Kosten, die für die Produktion und den Transport des Endproduktes bis zum Flughafen anfallen.

9.1 Methodik

Die Berechnung der Gesamtgestehungskosten von Bio-SPK erfolgt entlang der in Kapitel 6 genannten Lebenswegabschnitte Biomasseproduktion, Rohstoffbereitstellung, Konversion, und Kraftstoffdistribution. Diese Abschnitte repräsentieren zeitlich und vorwiegend auch örtlich voneinander getrennte Module im Produktgestehungsprozess. Aufgrund dessen unterscheiden sich in der Regel auch die entsprechenden ökonomischen Randbedingungen. Als erster Schritt der ökonomischen Detailanalyse erfolgt deshalb eine separate Berechnung der Kosten für jeden einzelnen Lebenswegabschnitt, aus denen sich schließlich die Gesamtkosten für das Produkt Bio-SPK ermitteln lassen. Abbildung 9.1 zeigt die als Rahmen dargestellte Systemgrenze für die Analyse, welche die Nutzungsphase nicht mit einbezieht. Die Gesamtgestehungskosten werden auf die funktionelle Einheit 1 t Bio-SPK bezogen. Sie entsprechen damit jenem monetären Betrag, der für eine kostendeckende Herstellung dieser

Kraftstoffmenge durch ihren Verkauf an den Endnutzer mindestens erwirtschaftet werden muss.



Abbildung 9.1: Systemgrenze für die ökonomische Detailanalyse

Die Ausgaben und Einnahmen während der einzelnen Lebenswegabschnitte lassen sich nach dem Vorbild der Investitionsrechnung in investitionsgebundene, bedarfsgebundene, betriebsgebundene und sonstige Kosten sowie Erlöse einteilen. Die investitionsgebundenen Kosten beinhalten beispielsweise Kosten für den Erwerb von Maschinen und Anlagen. Aufwendungen für Energie sowie für benötigte Stoffe und Materialien zählen zu den bedarfsgebundenen Kosten. Betriebsgebundenen Kosten werden Lohnkosten sowie Kosten für Wartung und Instandhaltung zugerechnet. Alle weiteren Kosten, die sich keiner der drei genannten Gruppen zuordnen lassen, werden zu den sonstigen Kosten gezählt. Unter den Erlösen werden alle Einnahmen durch die einzelnen Prozessmodule zusammengefasst.

Nach der Bestimmung aller anfallenden Ausgaben und Einnahmen werden diese mit Hilfe der Annuitätenmethode für jeden Lebenswegabschnitt aufsummiert. Diese Methode gehört zu den dynamischen Investitionsrechnungsmethoden und erlaubt die Transformation von nichtperiodischen Zahlungen sowie periodischen Zahlungen mit veränderlichen Beträgen während eines Betrachtungszeitraums in periodisch konstante Zahlungen. Eine detaillierte Erläuterung zu den einzelnen Schritten der Annuitätenmethode findet sich z. B. in der VDI 2067²³⁰ und VDI 6025²³¹.

Die Berechnung der Gesamtgestehungskosten G erfolgt schließlich entsprechend der Verknüpfung der jeweiligen Lebenswegabschnitte. Ausgehend von der funktionellen Einheit des Endproduktes Biokerosin (1 t Bio-SPK) und unter Berücksichtigung von Konversionsraten und Wirkungsgraden der einzelnen Prozesse werden die notwendigen Produktmengen der

²³⁰ Verein Deutscher Ingenieure e.V. (VDI). *Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen: Grundlagen und Kostenberechnung* (Beuth Verlag GmbH, Berlin, 2010), 91.140.01.

²³¹ Verein Deutscher Ingenieure e.V. (VDI). *Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen* (Beuth Verlag GmbH, Berlin, 1996), 91.140.01.

aufeinanderfolgenden Lebenswegabschnitte ermittelt. Entsprechend der geforderten Mengen werden schließlich die spezifischen Gestehungskosten skaliert.

Um eine differenzierte Interpretation der Ergebnisse zu ermöglichen, werden zusätzlich zu dem beschriebenen methodischen Vorgehen die Gesamtgestehungskosten für Bio-SPK unter Anwendung einer Allokation der Produkte nach Energiegehalt berechnet (siehe Tabelle 9.1). Um die derzeitige Situation am Biokraftstoffmarkt zu berücksichtigen, werden im Gegensatz zu den Allokationsfaktoren der ökologischen Bilanzierung für die Berechnung der Allokationsfaktoren nach Energiegehalt nur die am Markt absatzfähigen Produkte Biodiesel, Bionaphtha und Bio-SPK mit ihrem Energiegehalt von jeweils 44 MJ kg^{-1} berücksichtigt.

Tabelle 9.1. Allokationsfaktoren für die ökonomische Bilanzierung

Produkte	HEFA-SPK aus Jatrophaöl	HEFA-SPK aus Jatrophaöl, H ₂ aus Propan und Naphtha	FT-SPK aus Plantagenholz
SPK	0,60	0,68	0,53
Biodiesel	0,11	0,12	0,25
Bionaphtha	0,29	0,20	0,22

9.2 Ökonomische Bilanzierung

Die Berechnung der HEFA-SPK- bzw. FT-SPK-Gesamtgestehungskosten basiert wie auch die ökologische Bilanzierung auf den in Kapitel 6.1 und 6.2 festgelegten Systemparametern. Randbedingungen und Annahmen, welche nur für die ökonomische Bilanzierung eine Rolle spielen, werden in den folgenden Unterkapiteln erläutert. Um den Text möglichst übersichtlich zu gestalten, wird im Normalfall auf die Nennung konkreter Zahlenwerte für die in den Berechnungen verwendeten Preise verzichtet. Zu den Wechselkursen der verschiedenen Landeswährungen in USD findet sich im Anhang Tabelle A.27. Zwischen- und Endergebnisse der ökonomischen Bilanzierung werden in der Einheit USD bezogen auf die funktionelle Einheit 1 t Bio-SPK angegeben.

Der Fokus der ökonomischen Bilanzierung liegt vor allem auf einem Vergleich der verschiedenen Produktionsszenarien für Bio-SPK und darauf aufbauend auf der Identifikation signifikanter Einflussparameter. Jedoch ist eine fundierte Unterscheidung zwischen den verschiedenen Standorten aufgrund des hohen Informationsbedarfs und der gleichzeitig unsicheren

Datenverfügbarkeit z. T. nur schwer realisierbar. Daher wird im Fall fehlender seriöser Datenquellen für einen oder mehrere Standorte dieselbe Annahme für alle Standorte getroffen. Bei der Recherche der einzelnen Preise wird Wert auf möglichst aktuelle Informationen gelegt, die hauptsächlich die Jahre 2012/2013 widerspiegeln. Jedoch ist zum Teil aufgrund von Datenlücken auch die Berücksichtigung älterer Daten notwendig.

Zur Vereinfachung der sehr umfangreichen Rechnungen wird davon ausgegangen, dass alle Investitionsobjekte einmalig im Rahmen des Betrachtungszeitraums angeschafft werden. Es werden demnach keine unterschiedlichen Abschreibungszeiträume und auch keine eventuell auftretenden Restwerte berücksichtigt. Der Wertverlust von Investitionsobjekten aufgrund von Verschleiß geht stattdessen durch eine höhere Wartungs- und Instandhaltungspauschale von 5 % der investitionsgebundenen Kosten in die Bilanzierung ein. In Hinblick auf die Finanzierung wird von einer Mischfinanzierung durch Fremd- und Eigenkapital ausgegangen. Dabei werden für alle Standorte gleiche finanzielle Randbedingungen angenommen und sowohl für den Eigenkapitalanteil von 35 % als auch für den Fremdkapitalanteil von 65 % ein Zinssatz von 15 % angenommen.

Ebenso wie in Hinblick auf die Kapitalmärkte unterscheiden sich die Staaten auch in ihrer Politik bezüglich der Besteuerung und/oder Förderung von Biokraftstoffprojekten. Daher werden aus dem bereits genannten Grund der Vergleichbarkeit im Rahmen der ökonomischen Bilanzierung keine Steuern, Abgaben oder finanzielle Förderungen berücksichtigt.

9.2.1 HEFA-SPK aus *Jatropha*öl

Im Folgenden werden zuerst die Annahmen der einzelnen Produktionsschritte zur HEFA-SPK-Produktion dargestellt und erläutert. Abschließend werden die Gesamtgestehungskosten sowie die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen präsentiert und diskutiert.

9.2.1.1 *Jatropha*anbau

Für die ökonomische Bilanzierung der Produktion von Jatrophasamen wird in Anlehnung an die Lebenszeit der *Jatropha*plantage ein Betrachtungszeitraum von 25 Jahren angenommen (vgl. Kapitel 6.1.1). In Kombination mit den zuvor erwähnten finanzwirtschaftlichen Randbedingungen ergibt sich ein Annuitätenfaktor von 0,15.

Investitionsgebundene Kosten. Zu den investitionsgebundenen Kosten zählen neben den Kosten für die Errichtung von Gebäuden inklusive der Erstausrüstung mit Möbeln und Geräten, dem Aufbau einer Infrastruktur und dem Kauf von Maschinen und Transportmitteln auch

die Kosten für die Landvorbereitung und den Erwerb der Jatrophasetzlinge, da auch diese Aufwendungen nur einmal im Laufe der Plantagenlebenszeit anfallen und so als einmalige Investition betrachtet werden können. Sowohl die Landvorbereitung als auch die Aufzucht der Jatrophasetzlinge werden von externen Unternehmen durchgeführt und daher in einer Pauschale je Hektar bzw. je Setzling berücksichtigt. Weiterhin werden die Kosten für die erstmalige Zertifizierung der Plantage den investitionsgebundenen Kosten zugerechnet. Bei der Plantagenvorbereitung werden für alle betrachteten Länder die gleichen Ausgaben für die Landvorbereitung angenommen, da die vorherige Landnutzung für alle Flächen gleich ist (vgl. Kapitel 6.1.1). Ebenso wie bei der Plantagenvorbereitung wird auch bei den Gebäuden, der Errichtung einer Infrastruktur und der Anschaffung von Maschinen und Transportern von gleichen Bau- bzw. Anschaffungsausgaben für alle Standorte ausgegangen.

Verbrauchsgebundene Kosten. Zu den verbrauchsgebundenen Kosten zählen zum einen alle Ausgaben für die Energieversorgung. Für die Versorgung von Gebäuden und Kleingeräten mit Strom aus dem Netz wird der lokale Strompreis, für den Dieselbedarf der jeweilige landesübliche Dieselpreis berücksichtigt. Preise für Dünger und Pestizide sind stark von den jeweiligen Handelspartnern und deren Angeboten – auch in Bezug auf Anlieferung – abhängig. Zur Vermeidung größerer Unsicherheiten werden daher für alle Standorte gleiche Preise für Dünger und Pestizide einberechnet.

Betriebsgebundene Kosten. Unter die betriebsgebundenen Kosten fallen die Kosten für die Landpacht. Da die Höhe dieser Pacht in den unterschiedlichen Ländern sehr stark von Qualität und Lage des Landes sowie bilateralen Absprachen zwischen Pächter und Verpächter abhängt, wird hier ein einheitlicher Pachtpreis angenommen, welcher am unteren Rand des Spektrums deutscher Pachtpreise für Ackerflächen liegt.

Weitere betriebsgebundene Kosten fallen für das Personal an. Sowohl auf der Plantage als auch in der Verwaltung werden Arbeitnehmer beschäftigt, welche entsprechend der von ihnen ausgeübten Aufgaben unterschiedlich entlohnt werden. In diesem Zusammenhang wird für jedes Land ein Basislohn angesetzt, welcher laut einer Veröffentlichung der Weltbank²³² für die Ausübung von einfachen Arbeiten gezahlt wird und für jedes Land über dem von der International Labor Organisation (ILO)²³³ registrierten gesetzlichen Mindestlohn des

²³² The World Bank, International Finance Corporation (IFC). *Doing Business 2013. Smarter Regulations for Small and Medium-Size Enterprises*: Washington D.C., USA, 2013

²³³ International Labour Organisation (ILO). TRAVAIL: Conditions of Work and Employment Programme. http://www.ilo.org/dyn/travail/travmain.search?p_lang=en (zugegriffen am 31.07.2013)

jeweiligen Staates liegt. Dieser Basislohn wird für die einfachsten Arbeiten, in diesem Fall das Pflücken der Jatrophafrüchte, gezahlt. Aufbauend darauf werden gemessen an der Wertigkeit der Arbeit die Löhne für alle anderen Posten auf Grundlage von geschätzten Faktoren berechnet. Zusätzlich werden unter den betriebsgebundenen Kosten noch jährliche Pauschalen für die Ausstattung der Plantage mit Kleingeräten wie Erntehilfen, Ausrüstung für die Pflanzenpflege, Arbeitskleidung sowie für Verwaltung und Werbung berücksichtigt.

Die jährlichen Ausgaben für die Wartung und Instandhaltung der Maschinenparks wird aufgrund der nicht berücksichtigten Unterschiede in den Abschreibungszeiträumen mit einem hohen Satz von 5 % der investitionsgebundenen Kosten berücksichtigt (siehe Erläuterungen in der Einführung zu Kapitel 9).

Sonstige Kosten. Im Bereich der sonstigen Kosten wird von einer Versicherungspauschale in Höhe von 1 % der investitionsgebundenen Kosten ausgegangen.

Erlöse. Da die Fruchthülsen als Nebenprodukt der Samenverarbeitung als Dünger auf die Plantage zurückgeführt werden, entstehen neben den Samen keine Erlöse durch Nebenprodukte aus dem Plantagenbetrieb.

9.2.1.2 Bereitstellung von Jatropaöl

Wie schon in Kapitel 6.1.2 erwähnt, wird mit einer Lebensdauer der Ölmühle von 15 Jahren gerechnet, an der sich auch der Betrachtungszeitraum orientiert. Daraus ergibt sich ein Annuitätenfaktor von 0,17.

Investitionsgebundene Kosten. Es wird davon ausgegangen, dass die Ölpresen für die Ölmühlen an allen Standorten auf dem internationalen Markt für denselben Preis eingekauft werden. Auch die Kosten für den Bau der Hallen sowie der Arbeitsgeräte wird gleich angesetzt. In Mosambik sind aufgrund einer geringeren Menge an produziertem Jatropaöl für dessen Speicherung für maximal zwei Tage kleinere Tankbehälter notwendig als in Mexiko und Indien. Daraus ergeben sich etwas niedrigere Anschaffungspreise.

Verbrauchsgebundene Kosten. Für die Versorgung der Ölpresen mit Strom aus dem lokalen Netz wird der jeweilige Strompreis und für den Dieselbedarf der lokale Dieselpreis berücksichtigt. Als weiterer Posten in den verbrauchsgebundenen Kosten fallen die Jatrophasamen an. Diese gehen mit den in Kapitel 9.2.1.1 berechneten, länderspezifischen Gestehungskosten in die Bilanzierung der Produktion von Jatropaöl ein.

Betriebsgebundene Kosten. Die Personalkosten werden, wie in Kapitel 9.2.1.1 beschrieben, auf Grundlage des Basislohns und anhand der Lohnfaktoren berechnet. Weitere Kosten fallen für den Transport des Jatrophaöls zur Raffinerie an, welche als Kosten bezogen auf die Einheit Tonnenkilometer in die Rechnung eingehen. Zusätzlich zum Transport wird außerdem eine länderunabhängige Lager- und Verladepauschale für jeden Umschlag von einem Transportmittel auf das andere einberechnet.

Sonstige Kosten. Als sonstige Kosten werden Versicherungsgebühren pauschal mit 1 % der investitionsgebundenen Kosten berechnet.

Erlöse. Der als Nebenprodukt anfallende Presskuchen wird als Dünger wieder auf die Plantage zurückgeführt. Er kann also nicht als Erlös berücksichtigt werden. Bei der Jatrophaölproduktion entstehen keine weiteren verkäuflichen Nebenprodukte.

9.2.1.3 Konversion zu HEFA-SPK

Für die Konversionsanlage für die Produktion von HEFA-SPK wird ein Betrachtungszeitraum von 20 Jahren angenommen. Daraus errechnet sich ein Annuitätenfaktor von 0,16.

Investitionsgebundene Kosten. In Anlehnung an Angaben von Neste Oil als größter Produzent von Biokraftstoffen durch Hydroprozessierung von Pflanzenölen wird für die Konversionsanlage in den Niederlanden eine Investitionssumme von 860 Mio. USD²³⁴ veranschlagt. Dies beinhaltet alle Kosten, welche für die Errichtung einer Bioraffinerie mit einer Kapazität von ungefähr 800.000 t HEFA-Produkten im Jahr auf einer grünen Wiese anfallen. Dazu gehören unter anderem Kosten für Land und Infrastruktur, Instrumente und Steuerung, elektrische Systeme und Verrohrung. Laut Aussage von Neste Oil liegen die Kosten für die Errichtung einer gleichen Anlage in einem Schwellenland aufgrund von geringeren Personal- und Planungskosten sowie teilweise weniger strikten Auflagen etwas unter denen in Industrieländern²³⁵. Aus diesem Grund wird die Investitionssumme für die Konversionsanlage in Mexiko und Indien entsprechend einer vergleichbaren Raffinerie in Singapur auf 700 Mio. USD angesetzt. Für das Produktionsszenario einer Wasserstoffproduktion aus Brenngas und

²³⁴ Neste Oil Corporation. Persönliche Kommunikation. E-Mail, 2013

²³⁵ Neste Oil Corporation. Persönliche Kommunikation. E-Mail, 2013

Naphta innerhalb der Raffinerie (*HEFA-SPK| Mosambik| H₂ aus Propan & Naphta*) fallen weitere Investitionen für den Dampfreformer in Höhe von ungefähr 7,6 Mio. USD²³⁶ an.

Verbrauchsgebundene Kosten. Als verbrauchsgebundene Kosten werden neben länderspezifischen Ausgaben für Strom und Wasser die Kosten für Chemikalien berücksichtigt. Diese werden auf dem internationalen Markt eingekauft und sind daher für alle Standorte gleich hoch. Im Gegensatz dazu werden die Kosten für den Einkauf von lokal erzeugtem Wasserstoff durch Dampfreformierung für jeden Standort auf Grundlage des länderspezifischen Erdgaspreises berechnet.

Betriebsgebundene Kosten. Als Gehalt wird für die Angestellten der Raffinerie in den Niederlanden wird auf Grundlage von Aussagen von Neste Oil²³⁷ ein Durchschnitt von 50.000 EUR a⁻¹ angenommen. Mangels vergleichbarer Informationen für Mexiko und Indien wird hier wie auch schon für die beiden vorgeschalteten Prozessmodule das Durchschnittsgehalt auf Grundlage des Basislohns bestimmt.

Sonstige Kosten. Unter den sonstigen Kosten werden hier die Ausgaben für Versicherung und Verwaltung zusammengefasst.

Erlöse. Bei der Konversion von Jatropaöl zu HEFA-SPK entstehen als Nebenprodukte Biodiesel, Bionaphtha und Brenngas (vgl. Kapitel 6.1). Laut Aussage von Neste Oil²³⁸ besteht bisher noch keine Möglichkeit, überschüssiges Brenngas, welches weder zur Energiegewinnung im Prozess genutzt werden kann noch intern zur Wasserstoffproduktion verwendet wird, zu verkaufen. Daher wird es in der ökonomischen Bilanzierung nicht als Erlös berücksichtigt. Die durchschnittlichen Marktpreise für die Nebenprodukte basieren auf Angaben von Neste Oil²³⁹.

9.2.1.4 Distribution von HEFA-SPK

Die Distribution des HEFA-SPK erfolgt von der jeweiligen Raffinerie zu den ausgewählten Flughäfen entweder per Pipeline oder per Tankzug. Auch hier wird wie schon bei dem Transport des Jatropaöls eine Pauschale je Tonnenkilometer angenommen. Die Ergebnisse der ökonomischen Bilanzierung der Kraftstoffdistribution werden aufgrund der besseren Möglich-

²³⁶ Berechnet auf Basis von: Wulf, C. & Kaltschmitt, M. *Costs and Environmental Aspects of Hydrogen Mobility* (Hamburg, 2012)

²³⁷ Neste Oil Corporation. Persönliche Kommunikation. E-Mail, 2013

²³⁸ Neste Oil Corporation. Persönliche Kommunikation. *HEFA production costs*. E-Mail, 2013

²³⁹ Neste Oil Corporation. *HEFA production costs*. E-Mail, 2013

keit zur Einordnung und Vergleichbarkeit in der folgenden Gesamtbetrachtung dargestellt und diskutiert.

9.2.1.5 Ergebnisse und Diskussion zu den Gesamtgestehungskosten von HEFA-SPK

Gesamtgestehungskosten. Abbildung 9.2 zeigt die Gesamtgestehungskosten von HEFA-SPK im Falle der Berücksichtigung von Erlösen durch den Verkauf der Nebenprodukte der Konversion. Sie setzen sich zusammen aus den Produktions- und Transportkosten für die einzelnen Produktions- und Transportschritte. Es wird deutlich, dass die Kosten für die Distribution nur einen sehr geringen Einfluss haben. Weiterhin fällt auf, dass die Produktionskosten für die Konversion negativ in die Gesamtgestehungskosten eingehen. Der Grund dafür ist die Dominanz der verbrauchsgebundenen Kosten für Jatrophaöl im Produktionsschritt Konversion. Diese setzen sich in Abbildung 9.2 aus den Produktionskosten für den Jatrophaanbau und die Jatrophaölproduktion sowie den Transportkosten von Jatrophaöl zusammen. Für den Produktionsschritt der Konversion werden daher nur die entsprechenden Produktionskosten unter Berücksichtigung der Erlöse durch den Verkauf der Nebenprodukte einbezogen. Da die Erlöse in diesem Fall höher sind als die Produktionskosten, verursacht der Konversionsschritt negative Kosten.

Wie in Abbildung 9.2 deutlich sichtbar ist, werden die Gesamtgestehungskosten vorrangig vom Jatrophaanbau dominiert, während Produktion und Transport des Jatrophaöls nur zwischen 9 und 15 % der Gesamtgestehungskosten ausmachen. Demnach sind natürlich die HEFA-SPK-Gesamtgestehungskosten in Indien mit knapp 1.600 USD t⁻¹ HEFA-SPK am geringsten, während sie in Mosambik im Produktionsszenario mit extern produziertem Wasserstoff mit 2.889 USD t⁻¹ HEFA-SPK das 1,8-fache betragen.

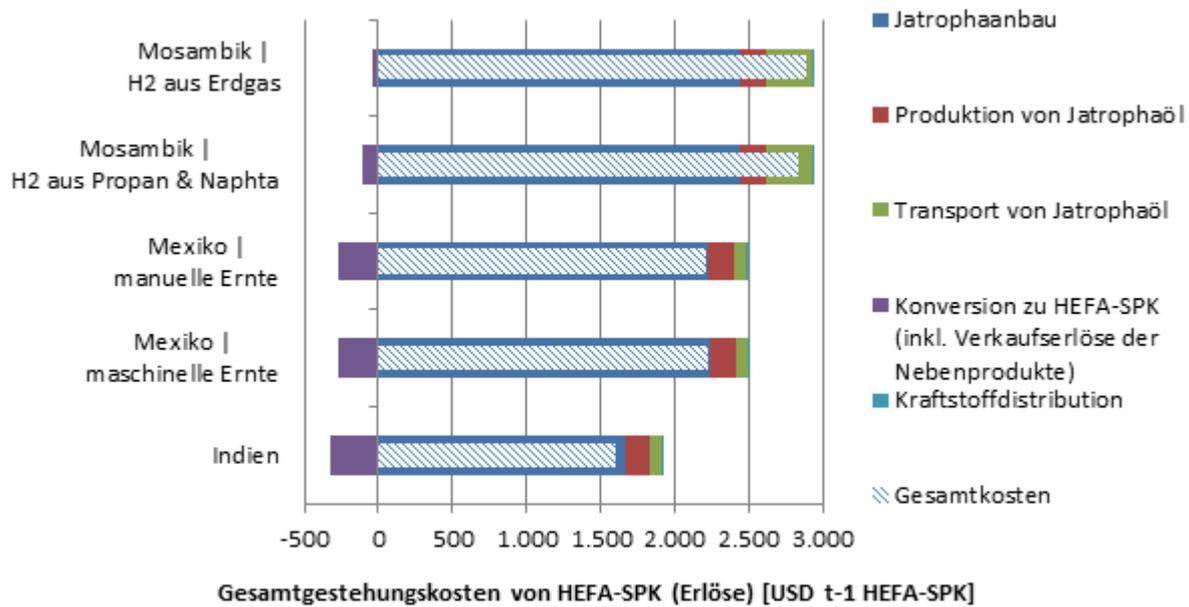


Abbildung 9.2. Gesamtgestehungskosten von HEFA-SPK aufgeteilt auf die einzelnen Produktionsschritte unter Berücksichtigung der Erlöse für die Nebenprodukte aus der Konversion, Biodiesel und Bionaphtha

Wie schon in Kapitel 9.2.1.3 erwähnt, stellt sich das Ergebnis bei einer Allokation der Kosten etwas anders dar. In Abbildung 9.3 ist zu erkennen, dass in diesem Fall alle Gesamtgestehungskosten den Wert von 2.300 USD t⁻¹ unterschreiten. Dabei liegen die Gesamtgestehungskosten im günstigsten Produktionsszenario bei einer Produktion in Indien bei knapp 1.390 USD t⁻¹ und im teuersten Produktionsszenario bei einer Produktion in Mosambik mit einer internen Wasserstoffversorgung aus Erdgas bei fast 2.170 USD t⁻¹. Somit befinden sich die Gesamtgestehungskosten für HEFA-SPK schon ohne Berücksichtigung von Gewinnmargen und eventuellen Energie- und Kraftstoffsteuern zum Teil weit oberhalb der Preise für Jet A-1 auf fossiler Basis, für welches momentan um die 1.000 USD t⁻¹ gezahlt wird²⁴⁰.

²⁴⁰ International Air Transport Association (IATA). Fuel Price Analysis: Current price of aviation jet fuel. (2013)

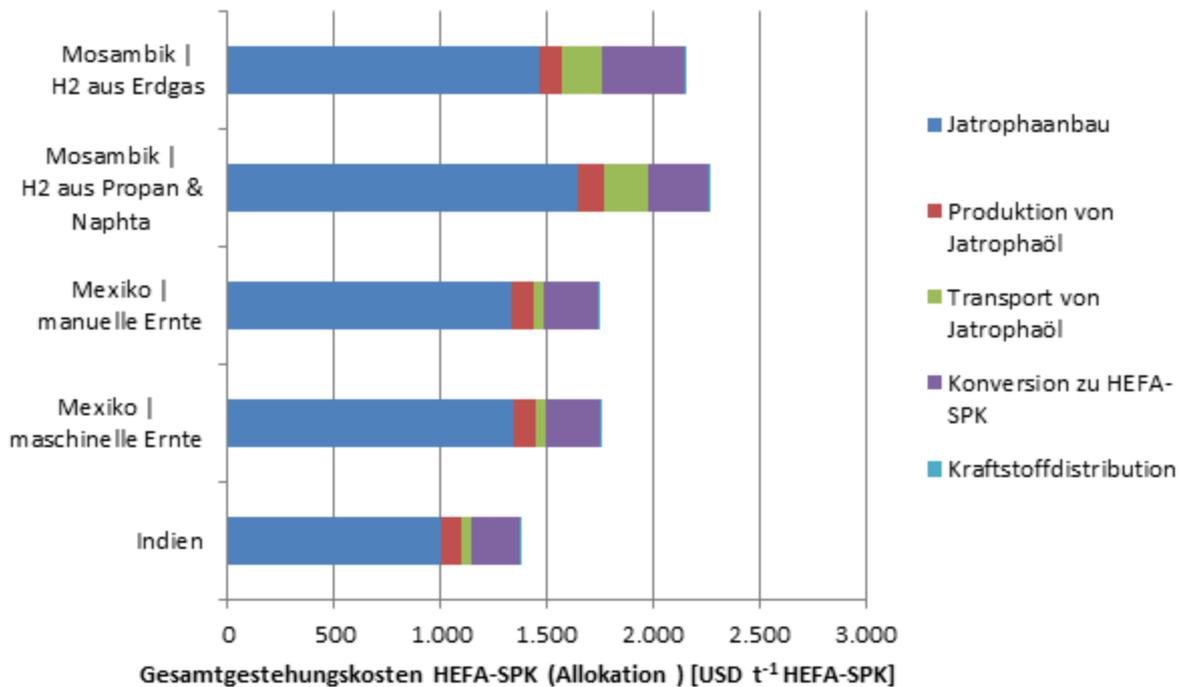


Abbildung 9.3. Gesamtgestehungskosten von HEFA-SPK aufgeteilt auf die einzelnen Produktionsschritte mit Allokation der HEFA-Gestehungskosten aus der Konversion nach Energiegehalt auf die Produkte HEFA-SPK, Biodiesel und Bionaphtha

Sensitivitätsanalyse. Wie aus den vorherigen Betrachtungen deutlich wurde, ist vor allem der Jatrophaanbau als kostenintensivstes Prozessmodul verantwortlich für den HEFA-SPK-Preis. Um den Einfluss von besonders unsicheren Eingangsparametern in die Rechnung zu ermitteln und eventuelle Kostensenkungspotenziale zu identifizieren, werden im Produktionsszenario Mexiko mit manueller Ernte sowohl die personenbezogene Pflückleistung als auch der Samenertrag variiert. Aus Abbildung 9.4 und Abbildung 9,5 geht deutlich hervor, dass sowohl die Erhöhung der Pflückleistung als auch ein steigender Samenertrag trotz der damit verbundenen ansteigenden Aufwendungen, z.B. für weitere Samentransporter und zusätzliches Düngemittel, einen positiven Effekt auf die Gesamtgestehungskosten haben. Jedoch ist es eher unrealistisch, dass die Pflückraten tatsächlich so viel höher als 50 kg d^{-1} liegen. Aufgrund dessen bietet ein Umstieg auf eine maschinelle Ernte und deren Optimierung in Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit der Plantage vermutlich auf lange Sicht mehr Potenzial als die Beibehaltung der manuellen Ernte.

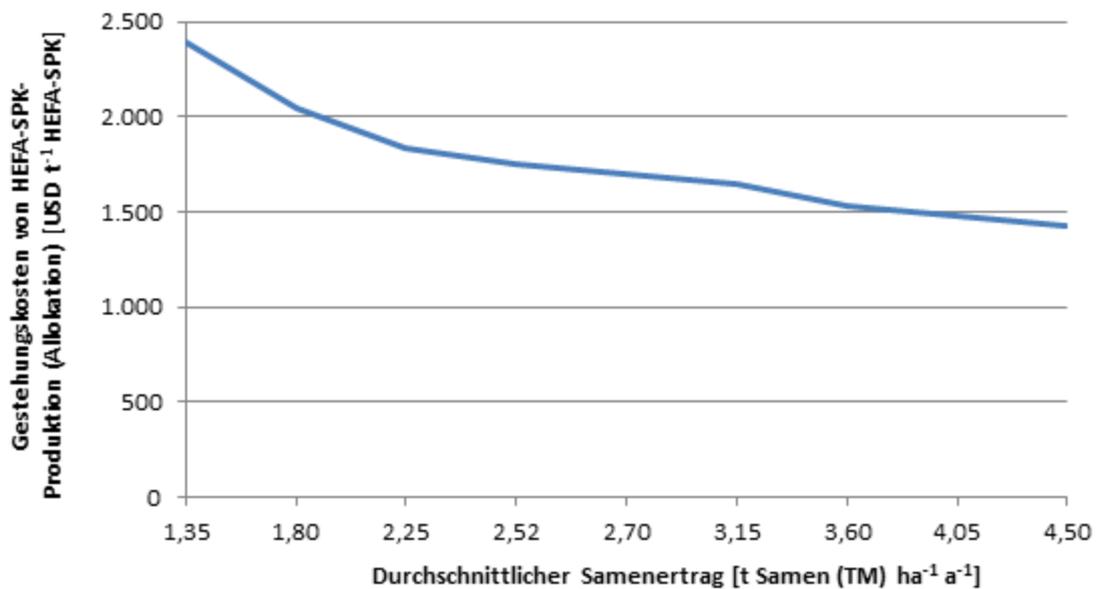


Abbildung 9.4. Änderung der Gesamtgestehungskosten für HEFA-SPK in Abhängigkeit vom Samenertrag für das Produktionsszenario *HEFA-SPK| Mexiko| manuelle Ernte* (Ausgangswert = 2,52 t Samen (TM) ha⁻¹ a⁻¹)

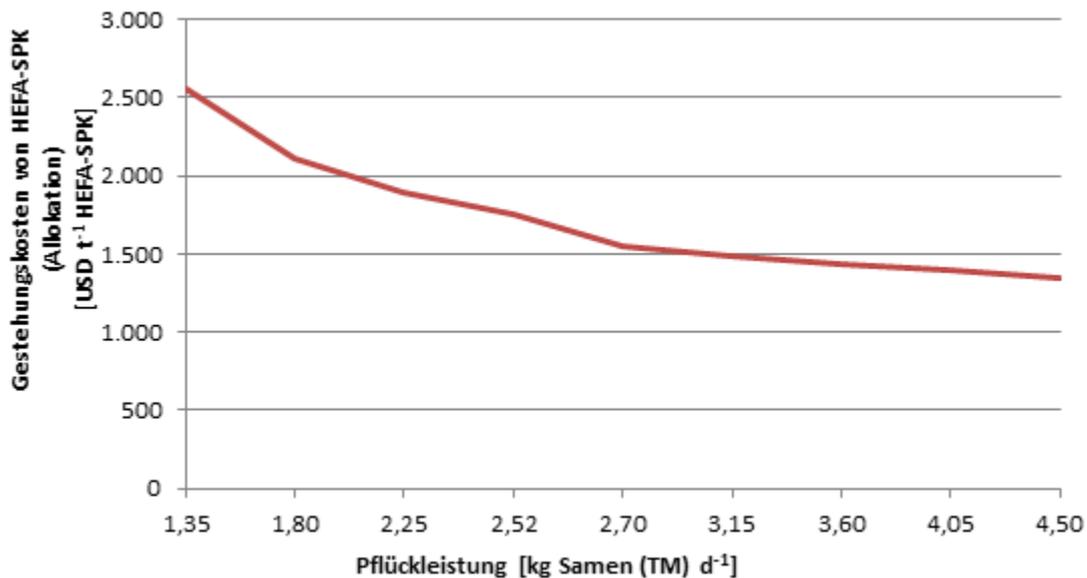


Abbildung 9.5. Änderung der Gesamtgestehungskosten für HEFA-SPK in Abhängigkeit von der Pflückleistung für das Produktionsszenario *HEFA-SPK| Mexiko| manuelle Ernte* (Ausgangswert = 50 kg Samen (TM) d⁻¹)

Diskussion. Die Ergebnisse der ökonomischen Bilanzierung der HEFA-SPK Produktion aus Jatrophaöl zeigen eindeutig, dass nach heutigen Produktionsverfahren HEFA-SPK aus öko-

nomischer Sicht nicht mit fossilem Jet A1 konkurrieren kann. Jedoch lassen sich aus den Bilanzierungsergebnissen auch Ansätze für Kostenreduktionen ableiten. So könnten durch eine kostengünstigere Jatrophasamenproduktion die Gesamtgestehungskosten stark gesenkt werden. In diesem Kontext besteht durchaus Potenzial, beispielsweise durch Einsatz und Optimierung der maschinellen Ernte, die Kosten zu reduzieren.

Jedoch muss in diesem Zusammenhang erwähnt werden, dass bei der Auslegung der Ernteszenarien in den betrachteten Produktionsszenarien ein Erntezeitraum über das gesamte Jahr berücksichtigt wurde. Dies bedeutet, dass sowohl die Pflücker als auch die Erntemaschinen über das gesamte Jahr kontinuierlich das Feld abernten können. In der Realität begrenzt sich die Erntezeit aufgrund der Abhängigkeit der Reifungsprozesse und der Durchführbarkeit bestimmter Arbeiten von Klima und Niederschlag auf kürzere Perioden, in denen dann entsprechend mehr Erntemaschinen, Lager- und Verarbeitungskapazitäten bereitgestellt werden müssen. Auf der anderen Seite wurde in dieser Analyse bisher nur eine Ernte während des Tages berücksichtigt. Bei einem Einsatz von Erntemaschinen mit entsprechender künstlicher Beleuchtung könnte auch eine Ernte in der Nacht möglich sein, was die Einsatzzeit der Erntemaschinen erhöhen und damit die Gesamtgestehungskosten wieder reduzieren würde.

Auch in Hinblick auf weitere Annahmen ist es sehr gut möglich, dass sich die Randbedingungen in einem speziellen Anwendungsfall von den hier dargestellten Gegebenheiten unterscheiden. Dies betrifft zum Beispiel die vorherige Landnutzung, welche in der vorliegenden Bilanzierung einheitlich kultiviertem Agrarland entspricht. Laut Angabe eines Jatrophaplantagenbetreibers lagen die Landgewinnungsausgaben für seine Plantage um ein Sechsfaches höher als in der hier vorgenommenen Bilanzierung, da in diesem speziellen Fall ein Landumbruch von Savanne zu Plantage stattfand²⁴¹.

Einen weiteren kostensteigernden Effekt kann natürlich die Berücksichtigung kürzerer Nutzungszeiten von Investitionsobjekten haben. Der Einfluss lässt sich am besten im Rahmen der Erstellung eines detaillierten Projektplans prüfen. Außerdem stellt sich die Frage, ob eine Produktion von *Jatropha* ohne künstliche Bewässerung sinnvoll ist. Hier wurde diese Option gewählt, da sie mit den Ertragsdaten von Trabucco *et al.*²⁴² übereinstimmt und weil viele

²⁴¹ Betreiber einer Jatrophaplantage. Persönliche Kommunikation. Juni 2012

²⁴² Trabucco, A.; Achten, W. M. J.; Bowe, C.; Aerts, R.; van Orshoven, J.; Norgroves, L.; Muys, B. Global mapping of *Jatropha curcas* yield based on response of fitness to present and future climate. *Glob Change Biol Bioenergy* 2010, 2, 139–151

Plantagenbetreiber bisher ohne künstliche Bewässerung arbeiten. Die Nutzung eines Bewässerungssystems könnte den Samenertrag erhöhen, aber würde gleichzeitig zu zusätzlichen Kosten für Investitionen und Verbrauch führen. Ob dies am Ende einen positiven oder negativen Effekt auf die Gesamtgestehungskosten hat, ist nur durch weitere Untersuchungen zu ermitteln.

9.2.2 FT-SPK aus Plantagenholz

Für die FT-SPK-Produktion werden die Standorte Deutschland und Brasilien mit den entsprechenden Holzarten Pappel bzw. Eukalyptus betrachtet. In den folgenden Unterkapiteln werden die Unterschiede zwischen den Standorten und Rohstoffen daher gesondert erläutert. Alle anderen Annahmen und Erklärungen gelten für beide Produktionsszenarien.

9.2.2.1 Holzanbau

Die Plantagenlebensdauer und damit auch der ökonomische Betrachtungszeitraum wird analog zur Jatrophaplantage auf 25 Jahre angesetzt. Daraus ergibt sich ein Annuitätenfaktor von 0,15.

Investitionsgebundene Kosten. Für die Anlage der Plantage, also der Errichtung von Infrastruktur und Gebäuden, wird eine Pauschale von 1.600 USD ha⁻¹ in Deutschland bzw. 1.800 USD ha⁻¹ in Brasilien angenommen. Hinzu kommen neben den Ausgaben für die Stecklinge auch die Kosten für die Zertifizierung der Plantage, welche in Deutschland aufgrund der sehr viel geringeren Fläche nur ein Fünftel der Kosten für die brasilianische Plantage betragen. Weitere Ausgaben für Erstinvestitionen fallen weder in Deutschland noch in Brasilien an, da alle notwendigen Maschinen für ihre jeweilige Einsatzzeit gemietet werden.

Verbrauchsgebundene Kosten. Es wird angenommen, dass das Land für den Anbau des Plantagenholzes für einen landesüblichen Preis gepachtet wird. Durch den Anbau von Plantagenholz werden keine sehr hohen Anforderungen an die Eigenschaften und die Produktivität des Bodens gestellt. Dadurch wird mit geringeren Pachtpreisen als für hochproduktives Ackerland gerechnet. Weiterhin werden die Kosten für den Einsatz von Maschinen und Arbeitern zur Erledigung verschiedener Feldarbeiten zu den verbrauchsgebundenen Kosten gerechnet. Darin inbegriffen sind auch Pauschalen für die beim Plantagenbetreiber anfallenden Verwaltungskosten für die einzelnen Bewirtschaftungsschritte.

Betriebsgebundene Kosten. Die betriebsgebundenen Kosten enthalten nur die Ausgaben für das festangestellte Personal sowie einen geringen Satz an Büro- und Arbeitskosten. Aus

den Angaben zu den fixen Lohnkosten für die Plantagenbewirtschaftung aus der KTBL-Datenbank²⁴³ und dem jeweiligen Lohn für eine Tätigkeit in der Landwirtschaft²⁴⁴ können die jährlichen anteiligen Kosten für die KUP- bzw. Eukalyptusplantage errechnet werden.

Sonstige Kosten. Unter den sonstigen Kosten werden die Kosten für die Versicherung als 1 % der investitionsgebundenen Kosten zusammengefasst.

Erlöse. Da alle Pflanzenreste auf der Plantage verbleiben und nur die geernteten Pappel-hackschnitzel bzw. Eukalyptusbaumstämme weiterverwendet werden, fallen keine Erlöse durch den Verkauf von Nebenprodukten an.

9.2.2.2 Bereitstellung von Holz

Für die Bereitstellung des Plantagenholzes gelten für den Betrachtungszeitraum die gleichen Annahmen wie für die Produktion, so dass auch hier mit einem Annuitätenfaktor von 0,15 gerechnet wird. Zu der Bereitstellung werden unter anderem die Trocknung als verbrauchsgebundene Pauschalleistung mit den betriebsgebundenen Anteilen für Personal und Verwaltung sowie der Transport des Holzes zur Raffinerie gezählt.

Verbrauchsgebundene Kosten. Unter den verbrauchsgebundenen Kosten werden die Kosten für die Trocknung des jeweiligen geernteten Materials zusammengefasst. Die Trocknung der Pappelhackschnitzel im Dombelüftungsverfahren ist weitaus aufwendiger als die Trocknung von Stammholz und kostet umgerechnet auf eine Tonne Trockenmasse mehr als das Doppelte. Wie aus Kapitel 9.2.2.1 hervorgeht, liegen die Gestehungskosten für den Rohstoff Holz (Pappelhackschnitzel mit 55 % Feuchte in Deutschland, Eukalyptusstämme mit 45 % Feuchte in Brasilien) in Deutschland weitaus höher. Im Gegensatz dazu ist der Transport der Holzstämme in Brasilien mit mehr finanziellem Aufwand verbunden als der Schüttguttransport in Deutschland, so dass die Kosten je Tonnenkilometer in diesem Fall in Brasilien höher sind.

Betriebsgebundene Kosten. Wie schon in Kapitel 6.2 beschrieben, werden ein Fünftel der Kosten für Personal und Verwaltung der Holzplantage auf die Bereitstellung des Holzes angerechnet.

²⁴³ Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL). *Energiepflanzen. Daten für die Planung des Energiepflanzenanbaus*, 2nd ed.: Darmstadt, 2012

²⁴⁴ PMSG PersonalMarkt Services GmbH. Gehalt Landwirtschaft. (accessed September 26, 2013)

9.2.2.3 Konversion zu FT-SPK

Für die Konversion zu FT-SPK werden aus ökonomischer Sicht mangels Informationen aus der Praxis zum Teil die gleichen Annahmen wie für die HEFA-SPK Anlage getroffen. Analog dazu wird der Betrachtungszeitraum auf 20 Jahre angesetzt. Auf dieser Basis errechnet sich ein Annuitätenfaktor von 0,16.

Investitionsgebundene Kosten. Für die Investition in Anlage und Infrastruktur wird wie bei der HEFA-Anlage eine Pauschale angenommen. Diese wird aus Angaben in Müller-Langer (2012)²⁴⁵ für die hier betrachtete Anlagengröße von ungefähr 295 MW_{KS} abgeleitet. Aufgrund der schon für die HEFA-Raffinerie genannten Unterschiede in den Gesamtinvestitionen für Großanlagen zwischen Industrie- und Schwellen-/Entwicklungsländern wird hier nach gleichem Vorbild die Gesamtinvestition für die Anlage in Brasilien etwas niedriger angesetzt, wobei in dem veranschlagten Investitionsvolumen auch die Häckselmaschine inbegriffen ist.

Verbrauchsgebundene Kosten. Als verbrauchsgebundene Kosten werden neben den Ausgaben für die Biomasse bei einem Feuchtegehalt von 25 % noch Kosten für Strom, Methanol und Wasser berücksichtigt. Der Strombedarf in Brasilien ist hierbei etwas höher, da hier zusätzlich die Häckselung der Eukalyptusstämme stattfindet.

Betriebsgebundene Kosten. Die betriebsgebundenen Kosten beinhalten zum einen die Personalkosten. Die Anzahl der Mitarbeiter wird auf Grundlage der Angabe von 0,19 Mitarbeitern pro MW_{KS} in Müller-Langer (2012)²⁴⁶ berechnet. Um den langen Betrachtungszeitraum für die investitionsgebundenen Kosten der Raffinerie und den Verzicht auf Ersatzinvestitionen auszugleichen, wird für die Wartung- und Instandhaltung ein Anteil von 5 % der investitionsgebundenen Ausgaben berücksichtigt (vgl. Erläuterung in der Einleitung von Kapitel 9). Weiterhin wird wie auch schon für die anderen Produktionsschritte eine Pauschale für Verwaltungs- und Werbungskosten berechnet.

Sonstige Kosten. Unter sonstige Kosten fallen die Ausgaben für die Versicherung in Höhe von einem Prozent der Gesamtinvestitionen.

²⁴⁵ Müller-Langer, F. Analyse und Bewertung ausgewählter zukünftiger Biokraftstoffoptionen auf der Basis fester Biomasse: DBFZ Report Nr. 9. Dissertation, Technische Universität Hamburg-Harburg, Hamburg, 2012

²⁴⁶ Müller-Langer, F. Analyse und Bewertung ausgewählter zukünftiger Biokraftstoffoptionen auf der Basis fester Biomasse: DBFZ Report Nr. 9. Dissertation, Technische Universität Hamburg-Harburg, Hamburg, 2012

Erlöse. Bei der Konversion von Holz zu FT-SPK entsteht neben Kerosin auch Biodiesel und Bionaphtha. Zudem fällt Satttdampf auf hohem Energieniveau an (vgl. Kapitel 7.3). Analog zu der ökonomischen Bilanzierung der Konversion zu HEFA-SPK (vgl. Kapitel 9.2.1.3) wird der Verkauf der beiden Nebenprodukte Biodiesel und Bionaphtha als Erlös berücksichtigt. Trotz seines hohen Energiegehalts ist der Satttdampf kein Nebenprodukt, welches am Markt verkauft werden kann. Die einzige Möglichkeit, den Dampf gewinnbringend zu nutzen, wäre eine direkte Rückführung in den eigenen oder einen benachbarten Prozess, in dem Strom und/oder Wärme benötigt werden. Aus diesem Grund wird er hier nicht als Erlös berücksichtigt.

9.2.2.4 Distribution von FT-SPK

Die Kosten für die Distribution von FT-SPK von der Raffinerie zu dem ausgewählten Flughafen werden bezogen auf Masse des zu transportierenden Produktes und Transportentfernung berechnet. Da es sich hierbei für jedes Produktionsszenario nur um einen Wert handelt, wird das Ergebnis nicht einzeln, sondern in der folgenden Gesamtbetrachtung dargestellt und diskutiert.

9.2.2.5 Ergebnisse und Diskussion zu den Gesamtgestehungskosten von FT-SPK

In Abbildung 9.6 werden die Gesamtgestehungskosten von FT-SPK unter Berücksichtigung von Erlösen durch den Verkauf der Nebenprodukte aus dem Produktionsschritt der Konversion und inklusive der Transportkosten zum jeweiligen Flughafen dargestellt. Neben dem deutlichen absoluten Unterschied zwischen den Gesamtgestehungskosten von FT-SPK in Deutschland und Brasilien ist vor allem der große Einfluss der Produktionskosten der Konversion auf die Gesamtgestehungskosten auffällig. Obwohl in diesem Produktionsschritt die Nebenprodukte anfallen und in Form von Verkaufserlösen berücksichtigt werden, liegt der Anteil der Produktionskosten der Konversion an den Gesamtgestehungskosten in Deutschland bei knapp 49 % und in Brasilien bei fast 53 %. Obwohl der Produktionsschritt der Bereitstellung von Holz nur die Trocknung und den Transport des Holzes enthält, ist der Einfluss dieses Produktionsschrittes auf die Gesamtgestehungskosten mit ungefähr 14 % in Deutschland und 20 % in Brasilien nicht unbedeutend. In Bezug auf den Holztransport bedeutet dies für den Transport der Pappelhackschnitzel über 50 km in Deutschland einen Einfluss auf die Gesamtgestehungskosten von nur etwas mehr als 1 % und des Stammholzes in Brasilien über 80 km von ungefähr 6 %.

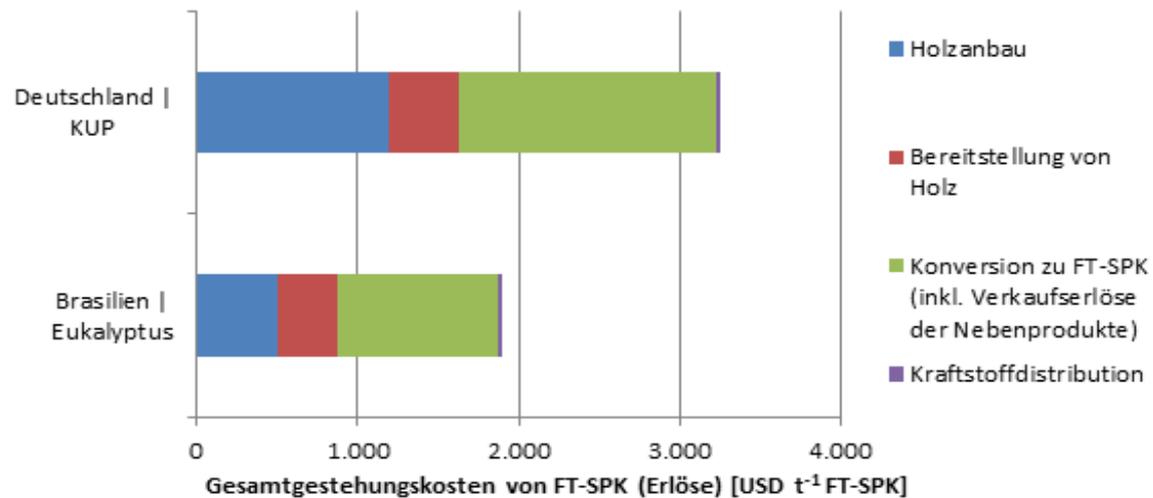


Abbildung 9.6. Gesamtgestehungskosten von FT-SPK aufgeteilt auf die einzelnen Produktionsschritte unter Berücksichtigung der Erlöse für die Nebenprodukte aus der Konversion, Biodiesel und Bionaphtha

Vergleichbare Verhältnisse zwischen den Kosten der einzelnen Produktionsschritte zeigen sich in Abbildung 9.7, in welcher die Gesamtgestehungskosten für FT-SPK mit einer Allokation nach Energiegehalt dargestellt werden. Jedoch ändern sich bei dieser Berechnungsmethode analog zu den Ergebnissen aus Kapitel 9.2.1.3, 9.2.1.5 und 9.2.2.3 die absoluten Werte der Produktionskosten. Die Gesamtgestehungskosten für FT-SPK aus Deutschland liegen deshalb mit gut 2.270 USD t^{-1} nur noch bei 70 % und für Brasilien mit knapp über 1.550 USD t^{-1} bei 82 % im Vergleich zu den Gesamtgestehungskosten in Abbildung 9.6.

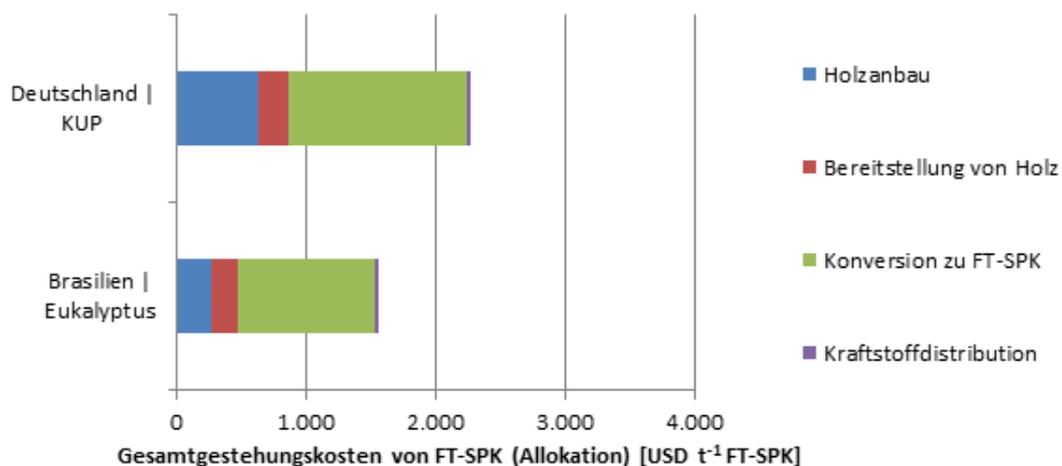


Abbildung 9.7. Gesamtgestehungskosten von FT-SPK aufgeteilt auf die einzelnen Produktionsschritte mit Allokation der FT-Gestehungskosten aus der Konversion nach Energiegehalt auf die Produkte HEFA-SPK, Biodiesel und Bionaphtha

Insgesamt zeigt sich, dass eine SPK-Produktion aus Plantagenholz aus unterschiedlichen Holzarten von verschiedenen Standorten auch zu sehr unterschiedlichen Gesamtgestehungskosten führen kann. Wichtige Einflussfaktoren neben rein standortspezifischen Charakteristika wie Lohnniveau, Energie- und Kraftstoffkosten oder Landpacht sind vor allem die Größe und Produktivität einer Plantage. Durch den relativ trockenen Standort im Havelland liegt der Holzertrag durch die Pappelproduktion unterhalb der Ertragserwartungen für Standorte mit mehr Niederschlag und besseren Bodenbedingungen. Da die Pappel als eher anspruchsvolles Energieholz z.B. im Vergleich zu Weide in ihrer Bewirtschaftung entsprechend mehr Kosten verursacht, würde sich die Wahl eines anderen Standortes anbieten, um die Wirtschaftlichkeit der Pappelproduktion durch höhere Erträge zu steigern.

Auch im Fall der Konversion zu FT-SPK lassen sich Ansätze zur Kostenreduktion identifizieren. Hier würde sich zum Beispiel die Investition in eine Dampfturbine lohnen, um eine Rückführung des Nebenproduktes Satttdampf zur internen Stromerzeugung zu ermöglichen. So könnten ungefähr 21 MW Strom erzeugt werden, wodurch die Produktionskosten für die Konversion um ungefähr 11 % reduziert werden könnten.

Kapitel 10: Potenzialabschätzung der betrachteten Biomassetypen

10.1 Methodik

Während der vergangenen Jahre, insbesondere zwischen 2001 und 2011, wurde eine Vielzahl von international beachteten Studien zur Abschätzung des globalen Bioenergiepotenzials durchgeführt. Allen diesen Potenzialstudien ist jedoch gemein, dass sie

- das zukünftige Biomassepotenzial berechnen.
- in ihren jeweiligen Annahmen und Szenarien mitunter erheblich voneinander abweichen, und somit
- zu den unterschiedlichsten Ergebnissen kommen.
- sich auf z. T. hochspekulative Methoden stützen
- wenn überhaupt, nur sehr wenige Nachhaltigkeitskriterien berücksichtigen.

Vor diesem Hintergrund hat das Bauhaus Luftfahrt einen völlig neuartigen, geowissenschaftlich motivierten Ansatz²⁴⁷ entwickelt, der es erlaubt,

- eine vollständige *Bottom-Up*-Analyse der gegenwärtigen physikalischen (Ober-) Grenze des globalen Biomasse- und des Biokraftstoffpotenzials durchzuführen.
- georeferenzierte, d. h. auf der Erdoberfläche eindeutig lokalisierte Informationen in der derzeit höchsten verfügbaren Datenqualität und Detailgenauigkeit zu verarbeiten.
- einen verbindlichen Satz von strengen Nachhaltigkeitskriterien zu berücksichtigen.
- eine breite Palette von physiologisch gut geeigneten und nachhaltigen Energiepflanzen zu berücksichtigen, ebenso wie eine Auswahl von luftfahrtspezifischen Biokraftstoffpfaden.

Der methodische Ansatz des Bauhaus Luftfahrt folgt fünf aufeinander aufbauenden Arbeitsschritten. Diese sind, im Einzelnen:

1. Berechnung der potenziell verfügbaren landwirtschaftlichen Flächen,
2. Berechnung der potenziell überschüssigen landwirtschaftlichen Flächen,

²⁴⁷ Riegel, F.; Steinsdörfer, J.: Bioenergy in Aviation: The Question of Land Availability, Yields and True Sustainability; in: Proceedings of the 3rd CEAS Air&Space Conference, S. 675-681, Venedig, 2011

3. Ökologische Bewertung und Selektion von Energiepflanzen,
4. Abgleich der Standortbedingungen der überschüssigen Flächen mit den Standortanforderungen der ausgewählten Energiepflanzen,
5. Berechnung des theoretischen Biomasse- und Biokraftstoffpotenzials.

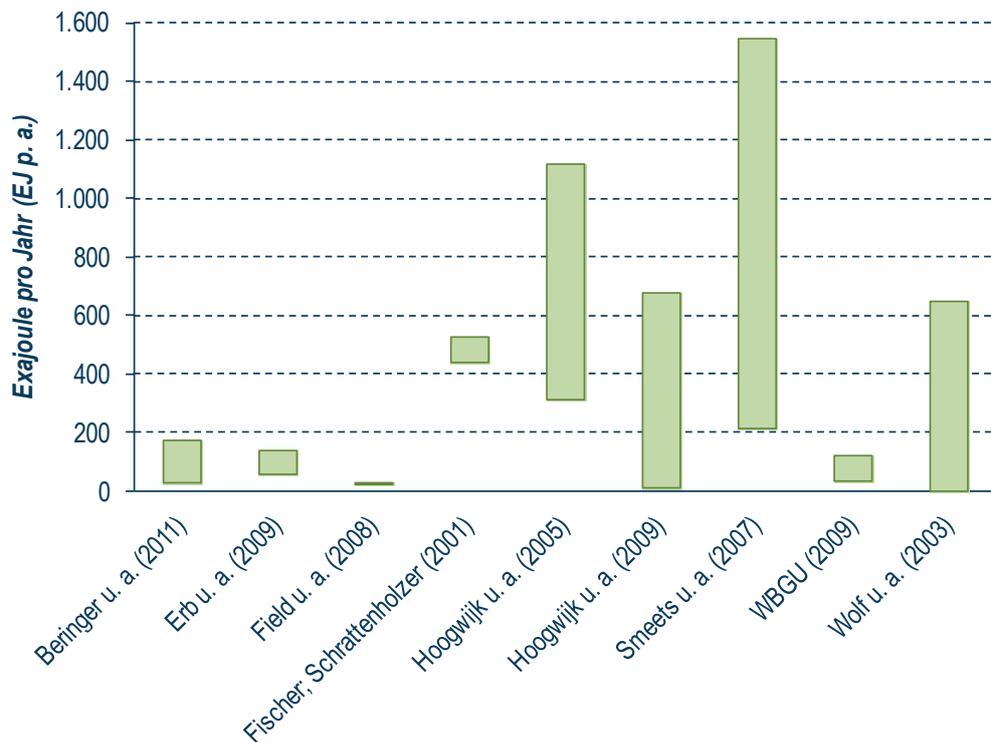


Abbildung 10.1: Das globale Bioenergiepotenzial für das Jahr 2050 nach ausgewählten Potenzialstudien^{248/249/250/251/252/253/254/255/256}

²⁴⁸ Beringer, T. u. a.: Bioenergy production potential of global biomass plantations under environmental and agricultural constraints; *Global Change Biology Bioenergy*, Bd. 3 (2011), S. 299-312

²⁴⁹ Erb, K.-H. u. a.: Eating the Planet: Feeding and fuelling the world sustainably, fairly and humanely - a scoping study; Institut für Soziale Ökologie, Wien, 2009, Social Ecology Working Paper 116

²⁵⁰ Field, C. B. u. a.: Biomass energy: the scale of the potential resource; *Trends in Ecology and Evolution*, Bd. 23 (2008), S. 65-72

²⁵¹ Fischer, G; Schrattenholzer, L: Global bioenergy potentials through 2050; *Biomass and Bioenergy*, Bd. 20 (2001), S. 151-159

²⁵² Hoogwijk, M. u. a.: Potential of biomass energy out to 2100, four IPCC SRES land-use scenarios; *Biomass and Bioenergy*, Bd. 29 (2005), S. 225-257

²⁵³ Hoogwijk, M. u. a.: Exploration of regional and global cost-supply curves of biomass energy from short-rotation crops at abandoned cropland and rest land under four IPCC SRES land-use scenarios; *Biomass and Bioenergy*, Bd. 33 (2009), S. 26-43

²⁵⁴ Smeets, E. M. W. u. a.: A bottom-up assessment and review of global bio-energy potentials to 2050; *Progress in Energy and Combustion Science*, Bd. 33 (2007), S. 56-106

Im Rahmen des burnFAIR-Projekts wird der Ansatz erstmalig zur Anwendung gebracht, und zwar für vier ausgewählte Energiepflanzen der sog. Zweiten Generation und für zwei luftfahrtspezifische Biokraftstoffpfade:

- *Jatropha curcas* (dt. Purgiernuss) zu HEFA,
- Eukalyptus, Pappel und Weide (hier zusammenfassend als Plantagenholz bezeichnet) zu FT-SPK.

10.2 Berechnung der Nettoflächen

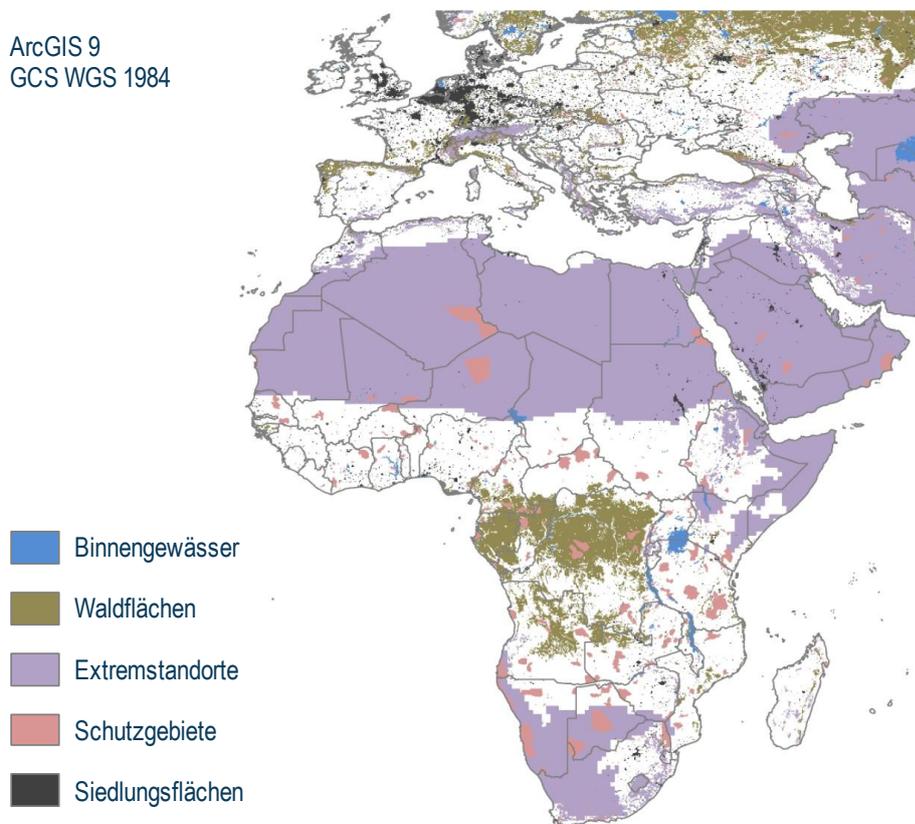


Abbildung 10.2: Oberflächen, die für eine landwirtschaftliche Nutzung nicht geeignet und/oder nicht zugänglich sind (Der Maßstab variiert in dieser Ansicht.)

²⁵⁵ Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU) (Hrsg.): *Welt im Wandel: Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung*; WBGU, Berlin, 2009, 1. Aufl. (ISBN: 978-3-936191-21-9)

²⁵⁶ Wolf, J. u. a.: Exploratory study on the land area required for global food supply and the potential global production of bioenergy; *Agricultural Systems*, Bd. 76 (2003), S. 841-861

Ausgehend von der Gesamtfläche eines jeden Landes auf der Erde, werden in diesem ersten Arbeitsschritt Oberflächen identifiziert und „ausgeschlossen“, die für eine landwirtschaftliche Nutzung nicht geeignet und/oder nicht zugänglich sind. Diese sind, im Einzelnen (vgl. Abbildung 10.2):

- Binnengewässer,
- (Regen-)Waldflächen,
- sog. Extremstandorte, d. h. Oberflächen, die für eine landwirtschaftliche Nutzung zu kalt, zu trocken und/oder zu steil sind,
- (inter-)nationale Schutzgebiete,
- Siedlungsflächen.

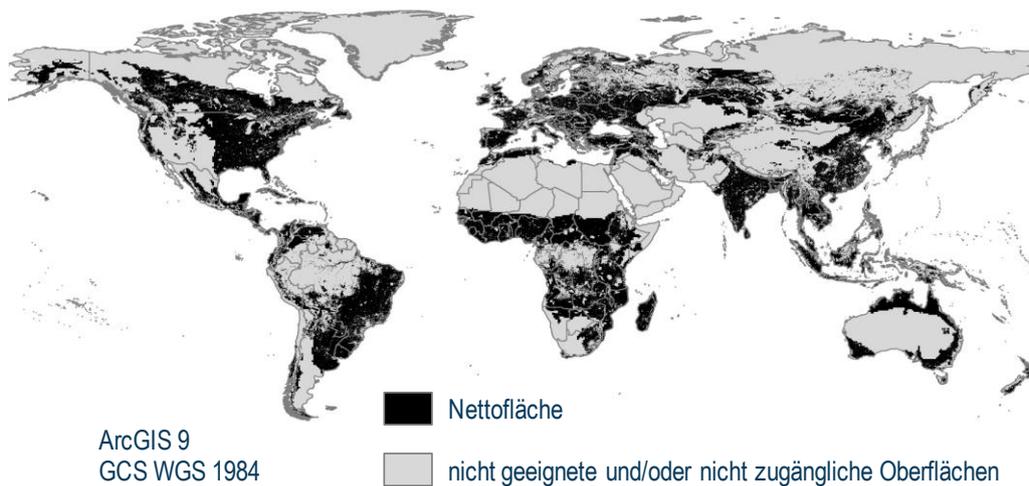


Abbildung 10.3: Die weltweite Nettofläche (Der Maßstab variiert in dieser Ansicht.)

Hierzu werden interpretierte, klassifizierte und frei zugängliche geographische Datensätze in der jeweils höchsten verfügbaren räumlichen Auflösung verwendet.

Die georeferenzierten, d. h. auf der Erdoberfläche eindeutig lokalisierten, Daten werden als einzelne Kartenebenen in ein sog. Geographisches Informationssystem (ArcGIS 9) implementiert.

Das Ergebnis dieser Raster- (bzw. Pixel-)basierten Geoverarbeitung mit einem GIS ist die für eine landwirtschaftliche Nutzung geeignete und zugängliche Fläche, also die potenziell ver-

fügbare landwirtschaftliche Fläche, auch Nettofläche genannt, für ein bestimmtes Land, eine Region und die gesamte Welt (vgl. Abbildung 10.3).

Tabelle 10.1. Die Nettoflächen für zehn aggregierte Weltregionen

Region	Landfläche [Mha]	Nettofläche [Mha]	
GUS & Baltikum	2.230,73	467,00	21%
Karibik & Lateinamerika	2.052,36	699,47	34%
Naher Osten & Nordafrika	1.279,48	191,80	15%
Nordamerika	2.178,31	397,55	18%
Ostasien	1.625,78	566,93	35%
Osteuropa	116,77	69,33	59%
Ozeanien	856,14	156,59	18%
Subsahara-Afrika	2.456,28	797,45	32%
Südasien	447,88	209,44	47%
Westeuropa	371,25	173,14	47%
Welt	13.614,99	3.728,71	27%

Die Nettoflächen für zehn aggregierte Weltregionen und die Welt insgesamt sind in Tabelle 10.1 dargestellt: Demnach verfügen *Subsahara-Afrika* (797 Mha), *Karibik & Lateinamerika* (699 Mha) sowie *Ostasien* (567 Mha) über die potenziell größten landwirtschaftlichen Flächen; *Westeuropa* (173 Mha), *Ozeanien* (157 Mha) und *Osteuropa* (69 Mha) besitzen dagegen nur recht kleine Nettoflächen. Weltweit sind etwa 27 % (3.729 Mha) der Landfläche für eine landwirtschaftliche Nutzung, also für Ackerbau oder Viehzucht, geeignet und zugänglich.

10.3 Berechnung der überschüssigen landwirtschaftlichen Flächen

Nicht jede für eine landwirtschaftliche Nutzung geeignete und zugängliche Fläche ist zugleich auch verfügbar für einen Anbau von Energiepflanzen. Weite Landflächen müssen der ausreichenden Produktion von Nahrungs- und Futterpflanzen dienen, um die weltweite Nahrungssicherheit nicht zu gefährden. Der tatsächliche Flächenbedarf für eine adäquate Versorgung der (Welt-)Bevölkerung mit Nahrungsmitteln hängt dabei von den folgenden Faktoren ab:

- durchschnittliche Zusammensetzung der Ernährung in einem Land/einer Region,
- durchschnittlicher Pro-Kopf-Verbrauch an Nahrung in einem Land/einer Region,
- Bevölkerungszahl eines Landes/einer Region,
- durchschnittliches agrarisches Produktionssystem in einem Land/einer Region,
- durchschnittliche Nahrungs-/Futterpflanzenerträge in einem Land/einer Region,
- Verschwendungen bzw. Verluste im Produktionssystem eines Landes/einer Region.

Um einerseits die gegenwärtige Zusammensetzung der Ernährung in einem Land/einer Region korrekt wiederzugeben und andererseits eine Unterernährung der Bevölkerung, zumindest in der Theorie, ausschließen zu können, hat das Bauhaus Luftfahrt einen Modellbasierten Ansatz gewählt. Demnach werden drei Modell-„Diäten“ betrachtet²⁵⁷: 1. eine vegetarische Ernährung gänzlich ohne tierische Eiweiße, 2. eine moderate Ernährung und 3. eine Wohlstandsernährung mit einem hohen Anteil an Milch- und tierischen Produkten. Alle drei Diäten sind auf eine adäquate Versorgung des Menschen mit Kalorien und Proteinen ausgelegt, unterscheiden sich jedoch signifikant in ihrer jeweiligen Zusammensetzung und, folglich, in ihrem durchschnittlichen Pro-Kopf-Verbrauch an Nahrung.

Aus dem diätspezifischen Pro-Kopf-Verbrauch an Nahrung und der Bevölkerungszahl eines Landes/einer Region ergibt sich rechnerisch der theoretische Gesamtbedarf an Nahrungsmitteln für dieses Land/diese Region. Dieser Nahrungsmittelbedarf wird, im Modell, durch die Produktion von Nahrungs- und/oder Futterpflanzen im Land/in der Region selbst abgedeckt (entspr. dem Prinzip der Selbstgenügsamkeit). Hierzu werden zwei agrarische Produktionssysteme betrachtet⁹³: 1. eine intensive Landwirtschaft mit einem hohen technischen Aufwand und 2. eine extensive Landwirtschaft mit einem geringen technischen Aufwand.

Das Verhältnis zwischen dem diätspezifischen Nahrungsmittelbedarf und den systemspezifischen Nahrungs-/Futterpflanzenerträgen ergibt rechnerisch den theoretischen Gesamtbedarf an Landflächen, die in einem Land/einer Region zur ausreichenden Produktion von Nahrungs- und Futterpflanzen benötigt werden.

Jedem Land auf der Erde wird eine, seinem jeweiligen Entwicklungsstand entsprechende, Kombination aus Modelldiät und Produktionssystem zugeordnet und der daraus resultierende Flächenbedarf errechnet:

²⁵⁷ Luijten, J.: *Sustainable World Food Production and Environment*; Universität Wageningen UR, Wageningen, 1995, Bericht 37

- Entwicklungsland: vegetarische Ernährung und extensive Landwirtschaft
- Schwellenland: moderate Ernährung und extensive Landwirtschaft
- Industrieland: Wohlstandsernährung und intensive Landwirtschaft

Sollte ein Land/eine Region, im Modell, nicht dazu in der Lage sein, die eigene Bevölkerung adäquat mit Nahrungsmitteln zu versorgen, so wird der noch verbleibende Nahrungsmittelbedarf rechnerisch auf ein Land/eine Region mit einem potenziellen Überschuss an landwirtschaftlicher Fläche übertragen.

Tabelle 10.2 zeigt die Flächenbedarfe für Nahrungsmittel und die daraus resultierenden überschüssigen landwirtschaftlichen Flächen für wiederum zehn aggregierte Weltregionen und die Welt insgesamt: Demnach verfügen *Subsahara-Afrika* (569 Mha), *Karibik & Lateinamerika* (484 Mha) sowie *Nordamerika* (250 Mha) über die potenziell größten Überschüsse an landwirtschaftlicher Fläche; *Südasien* (0 Mha), *Ostasien* (25 Mha) sowie *Naher Osten & Nordafrika* (31 Mha) besitzen dagegen gar keine oder nur sehr geringe Überschüsse.

Tabelle 10.2. Die überschüssigen landwirtschaftlichen Flächen für zehn aggregierte Weltregionen

Region	Nettofläche [Mha]	Flächenbed. f. Nahrung [Mha]	übersch. landw. Fläche [Mha]	
GUS & Baltikum ^a	467,00	360,63	106,37	23%
Karibik & Lateinamerika	699,47	215,64	483,84	69%
Naher Osten & Nordafrika	191,80	160,77	31,03	16%
Nordamerika ^b	397,55	147,54	250,00	63%
Ostasien	566,93	542,43	24,51	4%
Osteuropa	69,33	28,01	41,32	60%
Ozeanien	156,59	9,98	146,61	94%
Subsahara-Afrika	797,45	228,42	569,04	71%
Südasiens	209,44	209,44	0,00	0%
Westeuropa	173,14	91,30	81,84	47%
Welt	3.728,71	1.994,15	1.734,56	47%

^a "Flächenbed. f. Nahrung" beinhaltet den verbleibenden Nahrungsbedarf von Südasiens

^b "Flächenbed. f. Nahrung" beinhaltet den verbleibenden Nahrungsbedarf von China, Ostasien

Da die vorliegende Potenzialabschätzung einen geowissenschaftlich motivierten Ansatz zur Anwendung bringt, können real-ökonomische Aspekte allenfalls bruchstückhaft berücksichtigt werden. Beispielsweise entspricht das Prinzip der Selbstgenügsamkeit nur selten der weltweiten Import-Export-Realität und damit der ökonomischen Wirklichkeit. Auch können etwaige Verschwendungen bzw. Verluste im (Nahrungsmittel-)Produktionssystem eines Landes/einer Region nicht abgebildet werden. Beides wird zukünftig durch das BHL erforscht werden; dies ist jedoch nicht Gegenstand des burnFAIR-Projekts.

10.4 Abgleich der Standortbedingungen der überschüssigen Flächen mit den Standortanforderungen der ausgewählten Energiepflanzen

Jeder (potenzielle) Überschuss an landwirtschaftlicher Fläche könnte, in der Theorie, für einen Anbau von Energiepflanzen herangezogen werden. Da die Flächenbedarfe für Nahrungsmittel in numerischer Form, nicht aber als geographische Datensätze vorliegen, wird jedem Pixel der Klasse *Nettofläche* (vgl. Abbildung 10.3) pauschal derselbe länderspezifische Überschuss an landwirtschaftlicher Fläche zugeordnet.

Die aus diesem Zwischenschritt hervorgehende (neue) Kartenebene muss in der Folge mit den Standortanforderungen der ausgewählten Energiepflanzen digital abgeglichen werden. Für das burnFAIR-Projekt sind dies *Jatropha curcas* und Plantagenholz (entspr. Eukalyptus, Pappel, Weide). Wie jede (Nutz-)Pflanze stellen auch die Energiepflanzen sehr spezifische Ansprüche an ihre physikalische und chemische Umwelt.

Diese klimatischen und edaphischen Zeigerwerte können dazu dienen, globale Eignungskartierungen und, mithilfe einer Ertragsmodellierung, Produktivitätskartierungen zu erstellen. Trabucco u. a. (2010)²⁵⁸ bzw. das IMAGE-team (2001)²⁵⁹ haben dies für *Jatropha curcas* (vgl. Abbildung 10.4A) bzw. Plantagenholz entsprechend getan.

²⁵⁸ Trabucco, A. u. a.: Global mapping of *Jatropha curcas* yield based on response of fitness to present and future climate; *GCB Bioenergy*, Bd. 2 (2010), S. 139-151, (doi: 10.1111/j.1757-1707.2010.01049.x)

²⁵⁹ IMAGE-team: The IMAGE 2.2 Implementation of the SRES Scenarios: A Comprehensive Analysis of Emissions, Climate Change and Impacts in the 21st Century; Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieu, Bilthoven, 2001

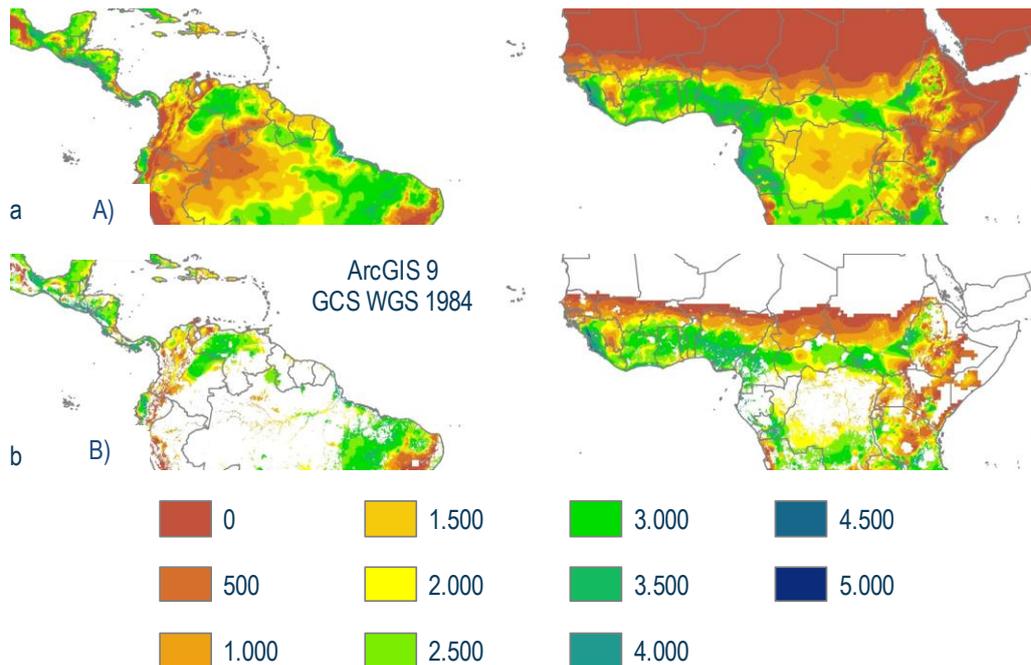


Abbildung 10.4: Die geschätzte Produktivität von *Jatropha curcas* [$\text{kg}_{\text{getr. Samen}} \text{ha}^{-1} \text{p. a.}$] unter den gegenwärtigen klimatischen Bedingungen; A) auf allen Landflächen²⁶⁰, B) lediglich auf den überschüssigen landwirtschaftlichen Flächen (Der Maßstab variiert in dieser Ansicht.)

In einem GIS (ArcGIS 9) wird die jeweilige Produktivitätskartierung (für *Jatropha* bzw. Plantagenholz) mit den überschüssigen landwirtschaftlichen Flächen verschränkt. Auf diese Weise lassen sich Pixel von einer weiteren Betrachtung ausschließen, die entweder für eine landwirtschaftliche Nutzung nicht geeignet und/oder nicht zugänglich sind (Kapitel 10.2), oder die keinen Überschuss an landwirtschaftlicher Fläche besitzen (Kapitel 10.3). Am Schluss dieser Geoverarbeitung steht eine neue Kartenebene, die für jede überschüssige landwirtschaftliche Fläche auf der Erde angibt, welcher potenzielle Ertrag an (getrockneten) *Jatropha*-Samen (vgl. Abbildung 10.4B) bzw. (getrockneten) Eukalyptus-, Pappel- oder Weidenholz-Schnitzeln dort erzielt werden könnte.

²⁶⁰ Trabucco, A. u. a.: Global mapping of *Jatropha curcas* yield based on response of fitness to present and future climate; *GCB Bioenergy*, Bd. 2 (2010), S. 139-151, (doi: 10.1111/j.1757-1707.2010.01049.x)

10.5 Berechnung des Biomasse- und Biokraftstoffpotenzials

In diesem letzten Arbeitsschritt werden zunächst einmal über alle Pixel der Klasse *überschüssige landwirtschaftliche Fläche* hinweg die jeweiligen Biomasseproduktivitäten (von Jatropha bzw. Plantagenholz) gemittelt.

Tabelle 10.3. Die Biomasse- und Biokraftstoffpotenziale für zehn aggregierte Weltregionen

Region	Biomasseprod. ^a		Biomassepot. ^b		Biokraftstoffpot. ^c	
	[t ha ⁻¹ a ⁻¹]		[Mt a ⁻¹]		[Mt _{SPK} a ⁻¹]	
	Jatro.	Plant.	Jatro.	Plant.	Jatro.	Plant.
GUS & Baltikum	–	11,75	0,00	1.249,89	0,00	249,98
Karibik & Lateinamerika	1,51	10,81	729,50	5.230,29	124,47	1.046,06
Naher Osten & Nordafrika	0,00	2,35	0,07	72,92	0,01	14,58
Nordamerika	0,01	12,69	2,52	3.172,52	0,43	634,50
Ostasien	1,30	8,93	31,95	218,86	5,45	43,77
Osteuropa	–	16,92	0,00	699,12	0,00	139,82
Ozeanien	0,83	6,11	122,04	895,79	20,82	179,16
Subsahara-Afrika	1,48	11,28	844,22	6.418,74	144,04	1.283,75
Südasiens	1,73	10,34	0,00	0,00	0,00	0,00
Westeuropa	–	8,46	0,00	692,33	0,00	138,47
Welt	–	–	1.730,31	18.650,47	295,23	3.730,09

^a flächengewichteter Mittelwert der Produktivität, gemittelt über die gesamte übersch. landw. Fläche

^b angegeben in Tonnen von getrockneten Jatropha-Samen bzw. von getrockneten Plantagenholz-Schnitzeln

^c ausgehend von einem massebezogenen Konversionsfaktor von 0,17 für Jatropha-Samen zu HEFA bzw. von 0,20 für Plantagenholz-Schnitzel zu FT-SPK

Die so berechnete, mittlere Jatropha- bzw. Plantagenholz-Produktivität in einem Land/einer Region wird alsdann mit dem gesamten Überschuss an landwirtschaftlicher Fläche in diesem Land/dieser Region multipliziert, um das theoretische Biomassepotenzial zu bestimmen.

Aus diesem primären Bioenergiepotenzial (vgl. Tabelle 10.3) lässt sich unter Berücksichtigung eines luftfahrtspezifischen Biokraftstoffpfads ein sekundäres Bioenergiepotenzial, das Biokraftstoffpotenzial, ableiten (vgl. Tabelle 10.3). Dazu werden die beiden folgenden massebezogenen Konversionsfaktoren (vgl. Kapitel 7) herangezogen:

- getrocknete *Jatropha*-Samen zu HEFA: 0,17,
- getrocknete Eukalyptus-, Pappel-, Weidenholz-Schnitzel zu FT-SPK: 0,20.

In Tabelle 10.3 sind die Biomasse- und Biokraftstoffpotenziale für wiederum zehn aggregierte Weltregionen und die Welt insgesamt angegeben: Demnach könnten weltweit, in der Theorie, jährlich etwa 1.730 Mt Samen (entsprechend etwa 295 Mt synthetischen Kerosins, SPK) aus *Jatropha curcas* bzw. 18.650 Mt Plantagenholz (entsprechend etwa 3.730 Mt synthetischen Kerosins, SPK) produziert werden. Zum Vergleich: Im Jahr 2006 betrug der Kraftstoffverbrauch in der Luftfahrt global etwa 234 Mt²⁶¹ und hätte folglich *potenziell* komplett durch biogenen Kraftstoff gedeckt werden können (ohne Berücksichtigung anderer Nutzungsformen, wie etwa eine stoffliche Nutzung oder die Produktion anderer Kraftstofftypen, etwa für den Straßenverkehr).

Die Potenziale für Plantagenholz liegen durchweg höher als die für *Jatropha curcas*; weltweit sogar um den Faktor 12,6! Der wesentliche Grund hierfür ist, dass beim Plantagenholz grundsätzlich alle (Lignocellulose-haltigen) Pflanzenteile für die Biokraftstoffherstellung herangezogen werden können, während bei *Jatropha* allein das Öl der Energiepflanze für eine Konversion geeignet ist.

Die beiden Regionen mit den potenziell höchsten Bioenergiepotenzialen auf der Erde sind *Subsahara-Afrika* (*Jatropha*: 844 Mt Samen bzw. 144 Mt SPK p. a.; Plantagenholz: 6.419 Mt Holz bzw. 1.284 Mt SPK p. a.) sowie *Karibik & Lateinamerika* (*Jatropha*: 730 Mt Samen bzw. 124 Mt SPK p. a.; Plantagenholz: 5.230 Mt Holz bzw. 1.046 Mt SPK p. a.).

10.6 Abschließende Bemerkung zu den berechneten Bioenergiepotenzialen

Die hier beschriebene Abschätzung der Bioenergiepotenziale für die betrachteten Biomassetypen *Jatropha curcas* und Plantagenholz stellt einen wichtigen Beitrag zur aktuellen wissenschaftlichen Diskussion bzgl. der globalen Verfügbarkeit von energetisch nutzbarer Biomasse dar. Dies gilt insbesondere, da die zu Grunde liegende Berechnung der verfügbaren und nutzbaren Landflächen in bislang nicht gekannter Datentiefe und Datenqualität durchgeführt worden ist.

²⁶¹ US-amerikanisches Amt für Energiestatistik: International Energy Annual 2006; *International Energy Statistics*, 2008, (Zugegriffen 30.07.2013 auf: <http://www.eia.gov/countries/data.cfm>)

Die so berechneten Potenziale (Tabelle 10.3) stellen eine physikalisch-geographische Obergrenze der jährlichen globalen Produktionsmenge von Jatropha-Samen und Plantagenholz sowie des daraus produzierbaren synthetischen Kerosins dar. Sie beschreiben die Produktionsmengen, die auf den weltweit verfügbaren sowie klimatisch und edaphisch geeigneten Flächen unter der Berücksichtigung von strikten Nachhaltigkeitskriterien und der Gewährleistung einer ausreichenden Ernährung der Weltbevölkerung erzielt werden *könnten*; und zwar unter der Voraussetzung, dass die (Ober-)Grenze dieses Potenzials physikalisch-geographisch und nicht etwa ökonomisch oder politisch bedingt ist. Es handelt sich also um physikalisch-geographische Potenziale, die eine Antwort auf die Frage geben sollen, in welcher Höhe einer nachhaltigen Produktion von energetisch nutzbarer Biomasse natürliche Grenzen gesetzt sind.

Den Autoren ist bewusst, dass es zur Beantwortung der hochinteressanten Frage nach den globalen *real-ökonomischen* und *real-politischen* Potenzialen einer Weiterentwicklung des methodischen Ansatzes bedarf.

Kapitel 11: Ganzheitliche vergleichende Bewertung

11.1 Hintergrund

Die zahlreichen existierenden oder denkbaren Produktionswege hin zu biogenem (oder genereller: synthetischem) Kerosin repräsentieren im Prinzip Technologieoptionen, die sich in erster Linie hinsichtlich des verwendeten Rohstoffs und des angewendeten Konversionsverfahrens unterscheiden. Die spezifischen Potenziale all dieser Optionen bzgl. ihrer Nutzung in der kommerziellen Luftfahrt hängen auf der einen Seite von einer Reihe verschiedener Eigenschaften der Technologieoptionen ab, auf der anderen Seite jedoch auch vom Blickwinkel und den Prioritäten des Betrachters. Die verschiedenen Eigenschaften von Kraftstoffproduktionspfaden können anhand einer Reihe unterschiedlicher Kriterien bzgl. der technischen Eignung des Kraftstoffs, der Skalierbarkeit des Produktionsprozesses (von der technischen Skalierbarkeit des Konversionsschrittes bis zur Frage nach den Gesteungskosten) und der Nachhaltigkeit bemessen werden. Die Bewertung verschiedener derartiger Technologieoptionen erfordert also die ganzheitliche quantitative Berücksichtigung sehr vielfältiger Kriterien und stellt somit eine typische *Multicriteria Decision-Making* (MCDM) Aufgabe dar²⁶². Darüber hinaus bietet der MCDM-Ansatz die Möglichkeit, die unterschiedlichen Blickwinkel und Prioritäten der Betrachter durch eine individuelle Gewichtung der einzelnen Kriterien in das Bewertungsschema zu implementieren.

Eine gewichtete Entscheidungsmatrix stellt ein für den MCDM-Ansatz gut geeignetes quantitatives Bewertungswerkzeug dar und wurde daher auch in den Arbeiten eingesetzt, die dem vorliegenden Bericht zu Grunde liegen. Im Prinzip werden in einem solchen Ansatz die Alternativen anhand einer Reihe von Kriterien quantitativ evaluiert (Kapitel 10.2), wobei den Kriterien durch individuelle Gewichtungsfaktoren unterschiedliche relative Bedeutungen beigemessen werden. Die Ergebnisse der Bewertung anhand der einzelnen Kriterien können anschließend für jede Alternative zu einem Endergebnis aggregiert werden (Kapitel 10.3).

Die in diesem Kapitel beschriebene ganzheitliche Bewertung der betrachteten Produktionspfade für Bio-SPK führt die Diskussionen der vorangegangenen Kapitel zusammen, in denen jeweils *einzelne* Aspekte, nämlich die technische Analyse der Konversionsprozesse, die ökologischen und ökonomischen Bilanzen sowie die globale potenzielle Verfügbarkeit der

²⁶² Hobbs, Benjamin F.; Meier, Peter *Energy Decisions and the Environment*, Kluwer Academic Publishers, Boston/Dordrecht/London, 2. Auflage 2003.

Biomasserohstoffe, diskutiert wurden. Hier werden diese einzelnen Aspekte nun mittels einer gewichteten Entscheidungsmatrix in aggregierter Form bewertet.

Die Bewertung erfolgt anhand folgender Kriterien:

- *Feedstock Readiness Level (FSRL)*
- *Fuel Readiness Level (FRL)*
- *Spezifischer landwirtschaftlicher Flächenbedarf*
- *Treibhausgasminderungspotenzial (THG-Minderungspotenzial)*
- *Substitutionspotenzial*
- *Kraftstoffgestehungskosten*

Durch die Auswahl dieser Kriterien sollen drei wichtige Aspekte in der Bewertung Berücksichtigung finden, die in Bezug auf alternative Kraftstoffe häufig diskutiert werden: FSRL und FRL sind technologische Kriterien, die ein Maß für die technischen Reifegrade wesentlicher Prozessschritte innerhalb der Produktionsketten darstellen. Der *spezifische landwirtschaftliche Flächenbedarf* und das *THG-Minderungspotenzial* repräsentieren wichtige ökologische Kriterien, wogegen das *Substitutionspotenzial* und die *Kraftstoffgestehungskosten* eher der Bewertung ökonomischer Aspekte der Kraftstoffproduktion dienen.

11.2 Evaluierung der betrachteten Kraftstoffproduktionspfade nach den einzelnen Bewertungskriterien

11.2.1 *Feedstock Readiness Level (FSRL)*

Der FSRL wurde in der US-amerikanischen Initiative CAAFI²⁶³ zur Quantifizierung der technologischen Reife von Energiepflanzen entwickelt. Damit stellt der FSRL ein komplementäres Kriterium zum ebenfalls in CAAFI etablierten *Fuel Readiness Level (FRL)* dar, anhand dessen die technologische Reife des Konversionsprozesses quantifiziert werden kann. Zusammen decken FSRL und FRL daher mit der Rohstoffproduktion und -bereitstellung auf der einen und der Rohstoffkonversion auf der anderen Seite wesentliche Teile der Produktionsketten biogenen Kerosins ab. Im Gegensatz zur ursprünglichen von CAAFI etablierten FSRL-Skala wurde die Skalierung der Metrik für die vorliegende Studie vereinfacht und aus Gründen der Kompatibilität mit den Metriken der anderen Kriterien auf den Punktbereich 1 bis 10

²⁶³ Commercial Aviation Alternative Fuel Initiative

angepasst. Die zugehörige Metrik und entsprechende Bewertungsskala sind in Tabelle A.28 im Anhang dargestellt. Dabei ist wichtig zu beachten, dass ein maximaler FSRL von 10 nicht notwendigerweise gleichbedeutend mit einer vollkommen ausgereiften Technologie ist. Entscheidend für eine maximale technologische Reife im Sinne des FSRL ist, dass die betreffende Energiepflanze bzgl. ihrer Kultivierung und Ernte ausreichend entwickelt ist, um großflächig in kommerziellem Maßstab angebaut und genutzt zu werden. Auf der anderen Seite kann bei Erreichen des maximalen FSRL durchaus noch Potenzial bzgl. der Optimierung agronomischer Techniken, der Züchtung oder der Ernteverfahren bestehen. Für die Bemessung dieser späteren Entwicklungen ist der FSRL jedoch keine geeignete Metrik. So wäre eine Energiepflanze, die gerade den Entwicklungsschritt von FSRL 8 nach 10 vollzogen hat, sicherlich noch nicht auf einem vergleichbaren Entwicklungsstand wie bspw. Weizen, der seit Jahrzehnten als kommerzielle Nutzpflanze etabliert ist, obwohl beide Pflanzen einen FSRL von 10 aufweisen. Ein maximaler FSRL bedeutet lediglich das Überschreiten einer bestimmten Entwicklungsschwelle, die jedoch keineswegs das Ende des Entwicklungsweges markiert.

Jatrophaanbau. Der kommerzielle Plantagenanbau von *Jatropha* rückte erst im Zuge der zunehmenden Bedeutung biogener Kraftstoffe zu Beginn dieses Jahrhunderts in den Fokus des öffentlichen Interesses. Aufgrund überzogener Erwartungen und mangelnder Kenntnis der Standortansprüche von *Jatropha* scheiterten jedoch zahlreiche ambitionierte Programme zur Etablierung von *Jatropha* als Rohstofflieferant für die Produktion erneuerbarer Kraftstoffe. Nichtsdestotrotz ergab eine aktuelle Umfrage unter *Jatropha*produzenten, dass im Jahr 2011 weltweit bereits *Jatropha*projekte mit einer Gesamtfläche von über 1Mha betrieben wurden²⁶⁴. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die allermeisten der in der genannten Studie befragten Projekte im Jahr 2006 oder später (hauptsächlich 2007 und 2008) begonnen haben. Nur knapp 40% der befragten Projekte hatten bis zum Zeitpunkt der Befragungen eine Betriebsdauer von mindestens vier Jahren erreicht, ab der aussagekräftige Angaben zu erzielten Erträgen getroffen werden können. Aufgrund dieser bislang nur kurzen Betriebsdauern der Plantagen ist der aktuelle Kenntnisstand zur Agronomie, speziell dem Zusammenhang zwischen Ertrag und Wachstumsbedingungen, von *Jatropha* trotz der globalen Plantagenflächen im Mha-Bereich immer noch begrenzt.

²⁶⁴ Wahl, N. et al. Insights into *Jatropha* Projects Worldwide -Key Facts & Figures from a Global Survey-. (Centre for Sustainability Management (CSM): Lüneburg, 2012).

Technologien zur maschinellen Beerntung von Jatrofapflanzungen haben noch nicht den Entwicklungsstand erreicht, um kommerziell eingesetzt zu werden. Daher erfolgt die Ernte auch auf großen Plantagen zur Zeit noch manuell.

Im Hinblick auf die Züchtung optimierter Sorten für den Plantagenanbau ist der Weg vom Status einer Wildpflanze hin zu einer leistungsfähigen Kulturpflanze für *Jatropha* noch weit. So stellten Achten *et al.* im Jahr 2008 fest, dass *Jatropha* noch kein systematisches Züchtungsprogramm durchlaufen habe und als Wildpflanze mit einer großen Varianz bzgl. der Produktivität zwischen individuellen Pflanzen zu betrachten sei²⁶⁵. Allerdings begann in dieser Zeit getrieben durch das große Interesse an *Jatropha* als Energiepflanze die Entwicklung intensiver Aktivitäten auf dem Gebiet der Züchtung, bspw. durch die Firma SG Biofuels, die nach eigenen Angaben mittlerweile über eine umfangreiche genetische Bibliothek von *Jatropha* verfügt und somit eine Vielzahl von Hybriden erzeugen und hinsichtlich ihrer phänotypischen Eigenschaften evaluieren kann²⁶⁶.

Als ein wichtiger Schritt hin zu einer zielgerichteten und effizienten Züchtung leistungsfähiger Sorten wurde im Jahr 2011 das komplette Genom von *Jatropha* sequenziert²⁶⁷. Damit wurde die Basis für die Identifizierung entscheidender Gensequenzen und folglich für ein tieferes Verständnis von Zusammenhängen zwischen genotypischen und phänotypischen Eigenschaften geschaffen.

Doch trotz der jüngsten intensiven Züchtungsaktivitäten besteht bei der Suche nach leistungs- und widerstandsfähigen Zuchtformen von *Jatropha* aufgrund des kurzen Zeitraumes, in dem die bisherigen Bemühungen auf diesem Gebiet erfolgt sind, noch großer Forschungsbedarf.

Insgesamt wird aufgrund der immer noch bestehenden Wissens-, Erfahrungs-, Technologie- und Informationslücken bzgl. Agronomie, Ernte, Züchtung und Produktivität trotz des mittlerweile großflächigen Plantagenanbaus die Kultivierung von *Jatropha* als Rohstoff für die Kraftstoffproduktion nur mit dem **FSRL 8** bewertet. Bei dieser Bewertung spielt auch der Umstand eine Rolle, dass aus Sicht der Autoren zur Zeit noch immer keine ausreichenden

²⁶⁵ Achten, W. M. J. *et al.* *Jatropha* bio-diesel production and use. *Biomass and Bioenergy* **32**, 1063–1084 (2008).

²⁶⁶ http://www.sgbiofuels.com/pages/sgb-advantage/advancing_hybrid_jatropha.php (Zugriff am 13.11.2013)

²⁶⁷ Sato, S. *et al.* Sequence Analysis of the Genome of an Oil-Bearing Tree, *Jatropha curcas* L. *DBA Research* **18**, 65–76 (2011).

wissenschaftlich validierten Informationen hinsichtlich der dauerhaften, reproduzierbaren Produktivitäten bestehender Plantagen vorliegen.

Pappelanbau im Kurzumtrieb. In Deutschland ist der kommerzielle Anbau von Pappeln, oder auch anderen Energiehölzern wie etwa Weiden, auf Kurzumtriebsplantagen bislang nur in geringem Maße verbreitet, erst seit 2007 existieren erste kommerzielle Plantagen²⁶⁸. Nach Einschätzung der Pappelkommission der Bundesrepublik Deutschland wurden 2011 auf ca. 5.000 – 6.000 ha Ackerland Pappeln und Weiden im Kurzumtrieb kultiviert.²⁶⁹ In anderen europäischen Ländern ist der Anbau von Plantagenholz im Kurzumtrieb jedoch schon deutlich stärkerem Maße etabliert. So wurden in Schweden bereits in 2006 Weiden auf KUP mit einer Gesamtfläche von etwa 14.600 ha angebaut.²⁷⁰ Auch in außereuropäischen Ländern, speziell in Nordamerika²⁷¹, mit klimatisch grob vergleichbaren Bedingungen wie in Deutschland ist die Etablierung kommerzieller KUP schon weiter fortgeschritten. So nehmen KUP in Kanada eine Gesamtfläche von mehr als 10.000 ha ein.²⁷²

Entsprechende Technologien für die maschinell unterstützte Pflanzung von Stecklingen und die Beerntung von KUP, etwa durch speziell für Energiewälder entwickelte Gehölmähmäcker, sind ebenfalls bereits entwickelt worden und stehen für den kommerziellen Einsatz bereit^{273/274}.

Im Zuge der genannten Aktivitäten zur Etablierung von KUP, sowohl im Forschungsbetrieb als auch zu kommerziellen Zwecken, konnten mittlerweile auch umfassende Erfahrungen

²⁶⁸ Viessmann Werke GmbH & Co. KG: *Die Viessmann Energiefelder*, o. J., (Zugegriffen am 29.10.2013 auf http://www.viessmann.de/de/ueber_viessmann/nachhaltigkeit/bioenergie.html)

²⁶⁹ von Wühlisch, G.: *Pappeln und Weiden in Deutschland: Bericht der Nationalen Pappelkommission - Zeitraum: 2008-2011*; Technischer Bericht, Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, Bonn, 2012

²⁷⁰ Lantmännen Agroenergi: *Manual for SRC Willow Growers*; Technischer Bericht; Schweden, o. J.

²⁷¹ Stanton, B.J. : Hybrid Poplar Plantations for the North American Pulp and Paper Industry - History and Future Outlook; in: TAPPI: Engineering, Pulping & Environmental Conference, Philadelphia, 2005

²⁷² van Oosten, C. : Poplar and Willow short-rotation rotation-intensive-culture (SRIC) crops - Western Canada; Short Rotation Crops International Conference, Bloomington, 2008

²⁷³ P&P Baumschulen GmbH & Co. KG: *P&P legt Kurzumtriebsplantage in Oberelbert an: Regionale Energieversorgung durch Holzhackschnitzel vom Feld* (Pressemittteilung), 2011, (<http://www.bioenergie-regionen.de/fileadmin/bioenergie-beratung/rheinland-pfalz-saarland/dateien/Anlage-KUP-11032011.pdf>, Zugegriffen am 29.10.2013)

²⁷⁴ Burger, F.: *Technologie und Ökonomie des Anbaus und der Ernte von Feldholz*; in: Institut für Agrartechnik Bornim (Hrsg.): *Energieholzproduktion in der Landwirtschaft. Potenzial, Anbau, Technologie, Ökologie und Ökonomie*, Potsdam-Bornim, 2004, Bornimer Agrartechnische Berichte Heft 35

hinsichtlich der Bekämpfung von Konkurrenzkräutern, Pilzkrankheiten und Schädlingen gesammelt werden^{275/276/277}.

Darüber hinaus haben langjährige kommerzielle Züchtungsaktivitäten, bspw. im Fall von Pappeln und Weiden, eine Vielzahl verschiedener Sorten hervorgebracht, sodass je nach äußeren Anbaubedingungen geeignete Sorten ausgewählt werden können.

Zusammenfassend wird festgestellt, dass der Anbau von Pappeln und anderen Gehölzen, wie bspw. Weiden, in Deutschland und Nachbarländern bereits kommerziell erfolgt, in Deutschland in begrenztem, in anderen Ländern dagegen bereits in größerem Maße. Die Züchtung leistungsfähiger Sorten ist etabliert und erfolgreich, geeignete Pflanz- und Erntemaschinen stehen zur Verfügung. Auch wenn es hinsichtlich agronomischer Praktiken sicherlich noch Entwicklungspotenzial gibt (vgl. auch Kapitel 5), so liegen doch umfangreiche Erfahrungen bzgl. Fragen zu Düngung und Pflanzenschutz vor.

Daher wird die technologische Reife des Anbaus von Pappeln auf KUP mit dem maximalen **FSRL 10** bewertet, obgleich die Gesamtfläche der bislang etablierten Plantagen deutlich unterhalb der Gesamtfläche der weltweiten Jatrophaplantagen liegt (s. o.).

Eukalyptusanbau im Kurzumtrieb. Der Plantagenanbau von Eukalyptus im Kurzumtrieb ist in Brasilien bereits seit Jahrzehnten etabliert, die Plantagen erstrecken sich über eine Gesamtfläche von mehreren Millionen Hektar (vgl. Kapitel 5.2.2). Sämtliche Schritte entlang der Produktionskette, von Sortenzucht, Klonierung und Aufzucht von Stecklingen über Pflanzung und Kultivierung der Plantage bis hin zur maschinellen Ernte, sind kommerziell hochentwickelt. Die technologische Reife des Plantagenanbaus von Eukalyptus im Kurzumtrieb ist somit eindeutig mit dem maximalen **FSRL 10** zu bewerten.

11.2.2 Fuel Readiness Level (FRL)

Das Kriterium FRL wurde wie der komplementäre FSRL innerhalb der Initiative CAAFI (s. o.) entwickelt und dient der Bewertung der technologischen Reife des Konversionsschrittes und

²⁷⁵ Gruppe, A., Fußeder, M., & Schopf, R. (1999): Short rotation plantations of aspen and balsam poplar on former arable land in Germany: defoliating insects and leaf constituents; *Forest Ecology and Management*, Bd. 121(1999), Nr. 1–2, 113-122.

²⁷⁶ Boelcke, B.: *Schnellwachsende Baumarten auf landwirtschaftlichen Flächen: Leitfaden zur Erzeugung von Energieholz*; Technischer Bericht, Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft, Forsten und Fischerei Mecklenburg Vorpommern, Schwerin, 2006

²⁷⁷ Röhricht, C., Grunert, M., & Ruscher, K.: *Kurzumtriebsplantage Köllitsch*; Schriftreihe, Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie Sachsen, 2011, Heft 33/2011

des resultierenden Flugkraftstoffs (zur Evaluierung der HEFA-SPK- und FT-SPK-Konversion vgl. Kapitel 7 des vorliegenden Berichtes). Die zugehörige Metrik und entsprechende Bewertungsskala sind in Tabelle A.29 im Anhang dargestellt.

HEFA-SPK. Das Produktionsverfahren für HEFA-SPK ist technologisch eng mit Prozessen verwandt, die im Rahmen der konventionellen Raffinierung von Erdöl seit Jahrzehnten im industriellen Maßstab etabliert sind. Aus diesem Grund ist HEFA-SPK auch die einzige biogene Kraftstoffoption, die der Luftfahrt aktuell zur Verfügung steht. Zwar konnte sich aufgrund des vergleichsweise hohen Preises von HEFA-SPK noch keine dauerhafte Bereitstellungskette etablieren, es existieren jedoch Anbieter, die auf Bestellung begrenzte Mengen HEFA-SPK liefern können. Als Beispiele sind in diesem Zusammenhang die Firmen Neste Oil und SkyNRG zu nennen. Neste Oil produziert in verschiedenen Anlagen mit Produktionskapazitäten von 170.000 bis 800.000 Tonnen Kraftstoff pro Jahr durch Hydroprozessierung von Fetten und Ölen in erster Linie Diesel, kann jedoch auch HEFA-SPK liefern, wie bspw. für den sechsmonatigen Erprobungsbetrieb im Rahmen von burnFAIR. SkyNRG ist ein Kraftstoffanbieter, die Kraftstoffproduktion erfolgt dabei durch die Firma Dynamic Fuels, die über eine HEFA-Anlage mit einer Produktionskapazität von etwa 220.000 Tonnen Kraftstoff pro Jahr verfügt. Nach eigenen Angaben ist SkyNRG in der Lage, durch den RSB²⁷⁸ als nachhaltig zertifizierten erneuerbaren HEFA-SPK-Flugkraftstoff an jeden beliebigen Flughafen weltweit zu liefern²⁷⁹.

Die Produktion von HEFA-SPK ist also eindeutig im großindustriellen Maßstab etabliert, auch wenn gegenwärtig aus ökonomischen Gründen die Produktionskapazität hauptsächlich zur Herstellung von Diesel genutzt wird. Vom technischen Standpunkt sind alle Voraussetzungen gegeben, um bei entsprechender Nachfrage und Investitionsbereitschaft Produktionsanlagen mit wesentlich größeren Produktionskapazitäten aufzubauen. Somit wird die technische Reife der Produktion von HEFA-SPK mit dem maximalen **FRL 10** bewertet.

FT-SPK. Die technologische Reife der Produktion von FT-SPK aus biogenen Rohstoffen fällt deutlich hinter die der HEFA-SPK-Produktion zurück. Nach Kenntnis der Autoren existiert weltweit bislang keine FT-SPK-Anlage im industriellen Maßstab, die biogene Rohstoffe konvertiert. Die Produktion auf Basis der fossilen Rohstoffe Kohle und Erdgas ist hingegen großindustriell voll etabliert, wie etwa in Südafrika durch die Firma Sasol (Rohstoff

²⁷⁸ Roundtable on Sustainable Biomaterials

²⁷⁹ <http://skynrg.com/2013/03/skynrg-first-operator-capable-of-supplying-rsb-certified-jet-fuel-into-wing> (Zugriff: 13.11.2013)

Kohle) und in Katar durch die Firma Shell (Rohstoff Erdgas). Die FT-SPK-Produktion auf Basis von Biomasse hingegen erfolgt aktuell nur im Demonstrationsmaßstab, bspw. in der Bioliq-Anlage in Karlsruhe²⁸⁰; der Aufbau einer kommerziellen Pilotanlage durch die Firma Choren wurde aufgrund der Insolvenz von Choren eingestellt. Die Rechte an der von Choren entwickelten Technologie zur mehrstufigen Vergasung von Biomasse wurde 2012 von der Linde AG gekauft²⁸¹. Eine entsprechende Konversionsanlage auf Basis der Choren-Technologie wurde nach Kenntnis der Autoren jedoch bislang nicht aufgebaut.

Demnach sind zur Zeit keine Produktionsanlagen für biogenes FT-SPK in Betrieb, die über den Maßstab von forschungsgetriebene Demonstrationsanlagen hinausgehen, entsprechend wäre die technologische Reife dieses Prozesses gemäß der FRL-Metrik mit FRL 4 zu bewerten. Angesichts des Umstandes, dass sich eine kommerzielle Pilotanlage durch die Firma Choren jedoch bereits im fortgeschrittenen Aufbau befand und ihre weitere Entwicklung in erster Linie durch die Insolvenz des Unternehmens gestoppt wurde, erscheint eine Bewertung mit dem höheren **FRL 6** angemessen.

11.2.3 Spezifischer landwirtschaftlicher Flächenbedarf

Der *spezifische landwirtschaftliche Flächenbedarf* bezeichnet die landwirtschaftliche Anbaufläche, die zur Erzeugung (bezogen auf ein ganzes Jahr) derjenigen Menge Biomasse benötigt wird, die nach Umsetzung im anschließenden Konversionsschritt einer bestimmten Kraftstoffausbeute entspricht. In der vorliegenden Studie wird die Metrik [$\text{ha t}_{\text{SPK}}^{-1}$] verwendet. Zur Berechnung des spezifischen landwirtschaftlichen Flächenbedarfs wird zum einen der Biomasseertrag in Tonne Biomasse pro Hektar und Jahr, zum anderen der massebezogene Wirkungsgrad der Konversion benötigt. In Analogie zu den ökonomischen und ökologischen Bilanzierungen wird hierbei dem Umstand Rechnung getragen, dass im Konversionsprozess neben SPK-Kraftstoff auch andere Produkte wie etwa Naphtha und Diesel entstehen. Hierzu wird die benötigte landwirtschaftliche Produktionsfläche anteilig (auf Energiebasis) auf die verschiedenen Produkte allokiert. Die entsprechenden Allokationsfaktoren (vgl. auch Kapitel 9.1) sind in Tabelle 11.1 aufgelistet, Metrik und Bewertungsskala des Kriteriums sind in Tabelle A.30 im Anhang aufgeführt.

²⁸⁰ <http://www.bioliq.de>

²⁸¹ http://www.the-linde-group.com/en/news_and_media/press_releases/news_120209.html (Zugriff 14.11.2013)

Tabelle 11.1: Verwendete Allokationsfaktoren (auf Energiebasis)

Produkte	HEFA-SPK aus Jatrophaöl	HEFA-SPK aus Jatrophaöl, H ₂ aus Propan und Naphtha	FT-SPK aus Plantagenholz
SPK	0,60	0,68	0,53
Biodiesel	0,11	0,12	0,25
Bionaphtha	0,29	0,20	0,22

Die Ergebnisse der Evaluierung des spezifischen landwirtschaftlichen Flächenbedarfs der betrachteten SPK-Produktionsszenarien sind in Tabelle 11.2 aufgelistet. Dabei zeigt sich eine grundsätzliche Differenz zwischen der HEFA-SPK-Produktion aus Jatrophaöl auf der einen und der FT-SPK-Produktion aus Plantagenholz (sowohl Pappel- als auch Eukalyptusholz) auf der anderen Seite: Während die FT-SPK-Produktionspfade einen sehr niedrigen Flächenbedarf von weniger als $0,5 \text{ ha t}_{\text{SPK}}^{-1}$ aufweisen und folglich hohe Bewertungen von 9 (Pappel) und 10 Punkten (Eukalyptus) erzielen, liegt der Flächenbedarf beim Produktionspfad HEFA-SPK aus Jatrophaöl zwischen $1,55$ und $2,18 \text{ ha t}_{\text{SPK}}^{-1}$, entsprechend einer Punktzahl von 5 – 6. Die Ursache dieser deutlichen Unterschiede liegt eindeutig in den verschiedenen Biomasseerträgen begründet: Zwar ist das Massenverhältnis vom flüssigen Produktgemisch zur eingesetzten Rohstoffmenge (massebasierte Effizienz) im HEFA-Prozess mit 73 – 82% deutlich höher als bei der FT-SPK-Produktion mit 20%, es wird also wesentlich mehr flüssiges Produkt (SPK, Diesel und Naphtha) bezogene auf die in den Prozess eingehende Rohstoffmenge erzeugt. Im HEFA-Prozess jedoch besteht dieser Rohstoff aus Pflanzenöl, es wird also nur ein Teil der auf der Plantage erzeugten Biomasse genutzt. So beträgt der Flächenertrag an Jatrophaöl in den hier betrachteten Produktionsszenarien nur etwa $0,6$ – $0,8 \text{ t pro Hektar}$. Im FT-SPK-Prozess wird dagegen fast die gesamte auf der Plantage erzeugte Biomasse in Form von Holz als Rohstoff genutzt. Die Rohstoffträge liegen hier um mehr als das 10-fache (10 bzw. $25 \text{ t ha}^{-1} \text{ a}^{-1}$ für Pappel- bzw. Eukalyptusholz) über den Erträgen für Jatrophaöl.

Tabelle 11.2: Evaluierung der betrachteten SPK-Produktionspfade und –szenarien bzgl. ihres spezifischen landwirtschaftlichen Flächenbedarfs

	Biomasse- ertrag ²⁸² [t ha ⁻¹ a ⁻¹]	Spez. landw. Flächenbedarf ²⁸³ [ha t _{SPK} ⁻¹]	Punktzahl
HEFA-SPK Mosambik H₂ aus Erdgas	2,16	1,94	5
HEFA-SPK Mosambik H₂ aus Propan & Naphtha	2,16	2,18	5
HEFA-SPK Mexiko man. Ernte	2,52	1,66	6
HEFA-SPK Mexiko masch. Ernte	2,14	1,96	5
HEFA-SPK Indien 	2,70	1,55	6
FT-SPK Deutschland Pappel	10,0	0,49	9
FT-SPK Brasilien Eukalyptus	25,0	0,19	10

²⁸² Massenangabe bezogen auf absolute Trockenmasse

²⁸³ Berechnungsfaktoren: massebasierte Effizienz der Konversion (vgl. auch Kap. 4 in D1.2.2) [kg(fl. Produkt)/kg(Rohstoff, trocken)] : 0,8239 (HEFA-SPK, H₂ aus Erdgas), 0,7327 (HEFA-SPK, H₂ aus Propan & Naphtha), 0,2052 (FT-SPK); Prozentualer Anteil SPK an den flüssigen Produkten: 60,19% (HEFA-SPK, H₂ aus Erdgas), 67,68% (HEFA-SPK, H₂ aus Propan & Naphtha), 52,80% (FT-SPK); Allokationsfaktoren aus Tabelle 11.1

11.2.4 Treibhausgas-Minderungspotenzial

Die Reduktion der Treibhausgasemissionen stellt einen der wichtigsten Treiber der Implementierung erneuerbarer Kraftstoffe dar. Zur Bewertung der beabsichtigten klimaschonenden Wirkung der Nutzung erneuerbarer Kraftstoffe sind jedoch weniger die *absoluten* als vielmehr die *relativen* THG-Emissionen, und zwar relativ zu dem konventionellen Kraftstofftyp, der durch die erneuerbare Alternative ersetzt werden soll. Das entsprechende Bewertungskriterium ist das sogenannte Treibhausgasminderungspotenzial (THG-Minderungspotenzial), welches der Differenz zwischen den THG-Emissionen der konventionellen Referenz und der betrachteten Alternative entspricht und auf die THG-Emissionen der konventionellen Referenz normiert in Prozent angegeben wird. In der vorliegenden Studie dient konventionelles Jet A-1 als Referenz. Die zum THG-Minderungspotenzial gehörige Metrik und die entsprechende Bewertungsskala sind in Tabelle A.31 im Anhang aufgeführt

Die Bewertung der THG-Minderungspotenziale der hier betrachteten Kraftstoffproduktionspfade erfolgt auf Basis der in Kapitel 8 des vorliegenden Berichtes beschriebenen Ökobilanzen. Die sich aus der Evaluierung dieser THG-Minderungspotenziale nach der entsprechenden Bewertungsskala ergebenden Punktzahlen sind in Tabelle 11.3 aufgelistet.

Wie in Kapitel 8 ausgeführt, sind die THG-Minderungspotenziale aller betrachteten Produktionsszenarien mit manueller Ernte für HEFA-SPK aus Jatrophaöl vergleichsweise gering und liegen zwischen 29% und 33%, das Szenario mit maschineller Ernte erreicht sogar nur gut 18%. Damit wird in keinem Produktionsszenario die in der EU-RED geforderten THG-Reduktion von derzeit 35% erreicht²⁸⁴, wobei ab 2017 sogar THG-Minderungen von 50% und ab 2018 von 60% gefordert werden. Entsprechend werden bei der quantitativen Bewertung nur 2-4 Punkte erreicht (Tabelle 11.3).

Die THG-Minderungspotenziale der betrachteten Produktionspfade von FT-SPK aus Pappel- und Eukalyptusholz fallen mit 44% (Pappel) und 76% (Eukalyptus) deutlich höher aus als die für HEFA-SPK aus Jatrophaöl, entsprechend 5 Punkten (Pappel) und 8 Punkten (Eukalyptus) in der Bewertung.

²⁸⁴ European Parliament & European Council. Directive 2009/28/EC of the European Parliament and the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC. (2009).

Tabelle 11.3: Evaluierung der betrachteten SPK-Produktionspfade und –szenarien bzgl. ihres THG-Minderungspotenzials relativ zu konventionellem Jet A-1 (THG-Minderungspotenziale aus Kapitel 8)

	THG-Minderungspotenzial	Punktzahl
	[%]	
HEFA-SPK Mosambik H ₂ aus Erdgas	31,9	4
HEFA-SPK Mosambik H ₂ aus Propan & Naphtha	33,0	4
HEFA-SPK Mexiko man. Ernte	31,5	4
HEFA-SPK Mexiko masch. Ernte	18,4	2
HEFA-SPK Indien	29,2	3
FT-SPK Deutschland Pappel	43,9	5
FT-SPK Brasilien Eukalyptus	75,6	8

11.2.5 Substitutionspotenzial

Anhand des Substitutionspotenzials wird die potenzielle Verfügbarkeit eines alternativen Kraftstoffs in alleiniger Anhängigkeit von der potenziellen Verfügbarkeit des verwendeten Rohstoffs bewertet. Mögliche Limitierungen des Produktionsprozesses durch begrenzte Konversionskapazitäten werden dabei nicht berücksichtigt. Diesem Ansatz liegt die Überlegung zu Grunde, dass der Aufbau von Konversionsanlagen mit einer ausreichenden Produktionskapazität zwar im Hinblick auf die großen Investitionskosten eine bedeutende Implementierungsschwelle darstellt, sich aber letztlich nicht limitierend auf die *potenzielle* Verfügbarkeit des Kraftstoffs auswirkt. Teure Anlagen können gebaut werden, wenn die notwendigen Geldmittel zur Verfügung gestellt werden. Die potenzielle Verfügbarkeit wird jedoch bestimmt durch die physikalischen Grenzen, die der Bereitstellung des biogenen Rohstoffs gesetzt sind.

Das Substitutionspotenzial ist eine relative Größe, die das Verhältnis von absoluter Verfügbarkeit und Gesamtbedarf abbildet. Es drückt den prozentualen Anteil am gesamten

Kraftstoffbedarf durch die kommerzielle Luftfahrt²⁸⁵ aus, der potenziell durch den zu bewertenden alternativen Kraftstoff substituiert werden kann. Die Metrik und die entsprechende Bewertungsskala des Kriteriums Substitutionspotenzial sind in Tabelle A.32 im Anhang aufgeführt.

Tabelle 11.4: Evaluierung der betrachteten SPK-Produktionspfade bzgl. ihres Substitutionspotenzials (bezogen auf einen globalen Kraftstoffbedarf durch die kommerzielle Luftfahrt von 190 Mt a⁻¹ (Quelle: ATAG²⁸⁶); Biokraftstoffpotenziale vgl. auch Kapitel 10)

	Biokraftstoffpotenzi al	Substitutionspotenz ial	Punktzahl
	[Mt _{SPK} ⁻¹ a ⁻¹]	[%]	
HEFA-SPK aus Jatrophaöl	295	155	10
FT-SPK aus Pappelholz	> 80 (s. Text)	> 50	10
FT-SPK aus Eukalyptusholz	> 80 (s. Text)	> 50	10

Die Bewertung des Substitutionspotenzials der hier betrachteten Biokerosinvarianten erfolgt auf Basis der in Kapitel 10 diskutierten theoretischen Biomasse- und Biokraftstoffpotenziale.

Die sich aus der Evaluierung gemäß der entsprechenden Bewertungsskala ergebenden Punktzahlen sind in Tabelle 11.4 aufgelistet. Dabei ist es wichtig zu beachten, dass die Substitutionspotenziale globale Größen darstellen, die sich auf einen bestimmten Produktionspfad (HEFA-SPK aus Jatrophaöl oder FT-SPK aus Pappel- oder Eukalyptusholz), nicht jedoch auf ein Produktionsszenario (wie etwa die Produktion von HEFA-SPK aus Jatrophaöl in Mosambik, Mexiko oder Indien), beziehen. Folglich wird hier in der Bewertung der Substitutionspotenziale nur nach Produktionspfaden, nicht jedoch nach Produktionsszenarien unterschieden.

Als wichtigstes Bewertungsergebnis der Substitutionspotenziale ist festzustellen, dass alle betrachteten Produktionspfade den Maximalwert von 10 Punkten erreichen, d. h. die Substitutionspotenziale liegen durchweg oberhalb von 50%. Konkret beträgt das Substitutions-

²⁸⁵ Derzeitiger globaler Kraftstoffverbrauch durch die kommerzielle Luftfahrt etwa 190 Mt pro Jahr (Quelle: ATAG; <http://www.atag.org/facts-and-figures.html>; Zugriff 18.11.2013; Umrechnungsfaktoren: 1 barrel = 159 L; Dichte(Kerosin) = 0,802 kg L⁻¹)

²⁸⁶ <http://www.atag.org/facts-and-figures.html>, s.o.

potenzial im Fall von HEFA-SPK aus Jatrophaöl 155%. Selbst wenn bei der Berechnung des Biokraftstoffpotenzials nur Anbauflächen betrachtet werden, die nicht auch zum Anbau von Ölpalmen (die höhere Ölerträge als Jatrophapflanzen liefern) geeignet sind, beläuft sich das resultierende Substitutionspotenzial immer noch auf über 70%²⁸⁷ (entsprechend 10 Punkten).

Im Fall der FT-SPK aus Pappel- und Eukalyptusholz aus KUP-Anbau können die individuellen Biokraftstoffpotenziale nicht genau beziffert werden, da bei der Analyse nicht nach einzelnen Holzarten differenziert wurde. Die Potenziale der beiden Produktionspfade können jedoch grob abgeschätzt werden, da die Biomassepotenziale nach Regionen aufgelöst berechnet wurden. So dient bspw. die Region GUS & Baltikum als Modellregion für den Anbau von Pappeln, wohingegen in der Region Ozeanien bekanntermaßen sehr geeignete Wachstumsbedingungen für Eukalyptus vorliegen. Die Biokraftstoffpotenziale für FT-SPK aus Plantagenholz in diesen Modellregionen betragen $250 \text{ Mt}_{\text{SPK}} \text{ a}^{-1}$ (GUS & Baltikum) und $179 \text{ Mt}_{\text{SPK}} \text{ a}^{-1}$ (Ozeanien), sodass sicher davon ausgegangen werden kann, dass die Substitutionspotenziale beider Produktionspfade oberhalb von 50% liegen (Tabelle 11.4).

11.2.6 Relative Kraftstoffgestehungskosten

Neben dem THG-Minderungspotenzial repräsentieren die Kosten, die mit Produktion und Bereitstellung verknüpft sind, die vermutlich wesentlichste Bewertungskategorie bei der Evaluierung von alternativen Kraftstoffen: Eine Alternative muss wirtschaftlich konkurrenzfähig sein, um als Ersatz für eine konventionellen Referenz erfolgreich implementiert werden zu können. Daher sind, ähnlich wie beim THG-Minderungspotenzial, in erster Linie nicht die *absoluten*, sondern die im Verhältnis zur konventionellen Referenz *relativen* Gestehungskosten entscheidend. Die konventionelle Bezugsgröße in der vorliegenden Studie ist der Marktpreis für konventionelles Kerosin des Typs Jet A-1, der den Schwellenwert für die absoluten Gestehungskosten eines alternativen Kraftstoffs repräsentiert: Die Summe aller Kosten, die über die gesamte Produktionskette, von Anbau und Ernte des Rohstoffs bis einschließlich des Transportes des Endproduktes zum Flughafen, entstehen, müssen unterhalb des Marktpreises desjenigen konventionellen Pendantes liegen, welches durch die Alternative substituiert werden soll, um den Aufbau einer wirtschaftlich tragfähigen Wertschöpfungskette zu ermöglichen²⁸⁸. Der Marktpreis konventionellen Kerosins des Typs

²⁸⁷ Vgl. D1.2.2: Das Biokraftstoffpotenzial für HEFA-SPK aus Jatrophaöl unter Berücksichtigung der Flächenkonkurrenz mit der Ölpalme beträgt $138 \text{ Mt}_{\text{SPK}} \text{ a}^{-1}$, entsprechend einem Substitutionspotenzial von 72%.

²⁸⁸ Diese Schwelle gilt nur in Abwesenheit marktregulierender Maßnahmen. So können bspw. gesetzlich vorgeschriebene Quoten für die Nutzung alternativer Kraftstoffe oder

Jet A-1 beträgt derzeit etwa 1.000 USD pro Tonne²⁸⁹. Die Metrik und die entsprechende Bewertungsskala des Kriteriums Kraftstoffgestehungskosten sind in Tabelle A.33 im Anhang aufgeführt.

Die relativen Kraftstoffgestehungskosten der hier betrachteten Kraftstoffproduktionspfade, und die entsprechenden, sich aus der Evaluierung nach der Bewertungsskala ergebenden Punktzahlen sind in Tabelle 11.5 aufgelistet.

Da in keinem der betrachteten Systeme die Gestehungskosten dem Niveau der aktuellen Marktpreise von konventionellem Kerosin entsprechen oder diese gar unterbieten, ergibt die Bewertung durchweg Punktzahlen, die deutlich unter dem maximalen Wert von 10 Punkten liegen. Keines der betrachteten Produktionssysteme ist also aus aktueller Perspektive wirtschaftlich konkurrenzfähig, die Gestehungskosten betragen teilweise mehr als das Doppelte des Marktpreises der konventionellen Referenz.

Für die Produktion von HEFA-SPK aus Jatrophaöl variiert die Bewertung der relativen Kraftstoffgestehungskosten von 1 Punkt (beide Produktionsszenarien in Mosambik) bis 6 Punkten (Produktion in Indien). Wie in Kapitel 9 beschrieben, entfällt auf den Jatrophaanbau, also die landwirtschaftliche Produktion der Jatrophasamen, der mit Abstand größte Einfluss auf die gesamten Gestehungskosten. Innerhalb dieses Produktionsschrittes wiederum stellen die betriebsgebundenen Kosten, und hier insbesondere die Personalkosten der Plantage, den größten Kostentreiber dar. Da die Personalkosten durch das signifikant niedrigere Lohnniveau in Indien in der dortigen Produktion eine wesentlich geringere Rolle als in Mexiko oder Mosambik spielen, fallen die Gesamtgestehungskosten des Produktionsszenarios *HEFA-SPK| Indien* deutlich geringer als in den anderen HEFA-SPK-Produktionsszenarien aus. Eine Reduktion der Personalkosten durch den Einsatz von Erntemaschinen, wie im System *HEFA-SPK| Mexiko| masch. Ernte* betrachtet, führt zumindest beim derzeitigen Entwicklungsstand der Erntetechniken zu keiner Verbesserung der ökonomischen Bilanz. Hierfür sind hauptsächlich die durch die erforderlichen Investitionen in Erntemaschinen stark gestiegenen investitionsgebundenen Kosten verantwortlich, die die durch den reduzierten Personalbedarf bei der Ernte erzielten Kostenminderungen kompensieren.

Emissionshandelsmodelle dafür sorgen, dass auch preislich nicht konkurrenzfähige Alternativen erfolgreich im Markt implementiert werden können.

²⁸⁹ International Air Transport Association (IATA). Fuel Price Analysis: Current price of aviation jet fuel. (2013)

Die Evaluierung der relativen Kraftstoffgestehungskosten der betrachteten FT-SPK-Produktionsszenarien auf Basis von Plantagenholz ergibt die Punktzahlen 1 (*FT-SPK| Deutschland| Pappel*) und 4 (*FT-SPK| Brasilien| Eukalyptus*). Als der größte Kostentreiber im Gesamtprozess wurde hier (vgl. Kapitel 9) die Konversion der Biomasse identifiziert. In diesem Prozessschritt sorgen etwa die deutlich niedrigeren Kosten für Strom und Wasser in Brasilien für eine verglichen mit Deutschland kostengünstigere Produktion. Weiterhin spielen die in Brasilien wesentlich (um den Faktor 2,5) höheren Biomasseproduktivitäten eine große Rolle im Hinblick auf die Gestehungskosten der Rohstoffproduktion, die ihrerseits einen verglichen mit der HEFA-SPK-Produktion aus Jatrophaöl zwar geringeren, aber dennoch gewichtigen Einfluss auf die Gesamtgestehungskosten haben.

Tabelle 11.5: Evaluierung der betrachteten SPK-Produktionspfade und –szenarien bzgl. ihrer *relativen Gestehungskosten* (relativ zum Marktpreis von konventionellem Jet A-1; hier wurden 1.000 USD t⁻¹ angenommen²⁹⁰).

	Absolute Kraftstoffgestehungs- kosten [USD t _{SPK} ⁻¹]	Relative Kraftstoffgestehungs- kosten [%]	Punktzahl
HEFA-SPK Mosambik H ₂ aus Erdgas	2.157	116	1
HEFA-SPK Mosambik H ₂ aus Propan & Naphtha	2.263	126	1
HEFA-SPK Mexiko man. Ernte	1.749	75	3
HEFA-SPK Mexiko masch. Ernte	1.760	76	2
HEFA-SPK Indien	1.385	38	6
FT-SPK Deutschland Pappel	2.272	127	1
FT-SPK Brasilien Eukalyptus	1.552	55	4

²⁹⁰ International Air Transport Association (IATA). Fuel Price Analysis: Current price of aviation jet fuel. (2013)

11.3 Aggregierte Bewertung in einer gewichteten Entscheidungsmatrix

11.3.1 Prinzip einer gewichteten Entscheidungsmatrix

Das vereinfachte Arbeitsprinzip einer Multikriterien-Bewertung mittels einer gewichteten Entscheidungsmatrix ist in Tabelle 11.6 dargestellt. Die dort aufgeführten Bezeichnungen und Gleichungen dienen als Basis für die Auswertung und Diskussion in den folgenden Abschnitten.

Tabelle 11.6: Vereinfachte Darstellung des Prinzips einer gewichteten Entscheidungsmatrix

Kriterium	Gewichtungsfaktor	Punktzahl	Gewichtete Punktzahl
K_1	W_1	S_1	$S_{1W} = W_1 \cdot S_1$
K_2	W_2	S_2	$S_{2W} = W_2 \cdot S_2$
K_3	W_3	S_3	$S_{3W} = W_3 \cdot S_3$
...
K_n	W_n	S_n	$S_{nW} = W_n \cdot S_n$

absolute gewichtete Punktzahl:	$S_W = \sum_i (S_{iW})$
absolute gemittelte Punktzahl:	$S_{avg} = S_W / \sum_i (W_i)$
normierte gemittelte Punktzahl:	$R = S_{avg} / S_{max}$

11.3.2 Gewichtungsszenarien

Wie bereits in der methodischen Beschreibung der Kraftstoffbewertung über einen Multi-Kriterien-Ansatz dargelegt, liegt ein großer Vorteil dieses Verfahrens in der Option, die relativen Gewichte der individuellen Kriterien problemlos variieren zu können. Auf diese Weise ist es durch die Verwendung verschiedener Gewichtungsszenarien möglich, unterschiedliche Interessenschwerpunkte des Betrachters abzubilden, ohne die betrachteten Alternativen erneut evaluieren zu müssen, da die Gewichtungsfaktoren der einzelnen Kriterien unabhängig von den entsprechenden Metriken und Bewertungsskalen sind.

In der vorliegenden Studie werden drei Gewichtungsszenarien verwendet (Tabelle 11.7): In dem ausgeglichenen Szenario 1 werden alle Kriterien einheitlich (jeweils mit Faktor 3) gewichtet. Im ökologischen Szenario 2 liegt der Fokus auf den ökologischen Kriterien *Flächenbedarf* und *THG-Minderungspotenzial*, die deutlich höher (jeweils mit Faktor 5) als die ökonomischen Kriterien *Substitutionspotenzial* und *Gestehungskosten* (jeweils mit Faktor 1)

gewichtet werden. Im ökonomischen Szenario 3 wird dagegen den ökonomischen Kriterien eine deutlich höhere Gewichtung (jeweils Faktor 5) als den ökologischen (jeweils Faktor 1) beigemessen.

Die technischen Kriterien *Feedstock Readiness Level* (FSRL) und *Fuel Readiness Level* (FRL) werden in allen betrachteten Gewichtungsszenarien einheitlich mit einem mittleren Gewicht versehen (Faktor 3). Dieser Entscheidung liegt die Annahme zugrunde, dass die Bewertung vor dem Hintergrund einer mittelfristigen (Zeithorizont etwa 2030) kommerziellen Implementierung durchgeführt wird: Die betrachteten alternativen Kraftstoffproduktionspfade werden also auf ihr Potenzial bzgl. einer mittelfristigen Markteinführung hin bewertet. Entsprechend ist eine gewisse technologische Reife der Prozesskette von mittlerer Bedeutung. Im Gegensatz dazu würde der technologische Reifegrad bei einer kurzfristigen Implementierung (bspw. 2020) stark an Gewicht gewinnen, bei einer langfristigen Perspektive (Zeithorizont 2050) in der Bewertung entsprechend verlieren.

Tabelle 11.7: Verwendete Gewichtungsszenarien mit den zugehörigen Gewichtungsfaktoren

Kriterium	Szenario 1 – ausgeglichen	Szenario 2 – ökologisch	Szenario 3 – ökonomisch
FSRL	3	3	3
FRL	3	3	3
Spez. landw. Flächenbedarf	3	5	1
THG-Minderungspotenzial	3	5	1
Substitutionspotenzial	3	1	5
Relative Kraftstoffgestehungskosten	3	1	5

11.3.3 Erstellen der Entscheidungsmatrix und Berechnung der Rangfolge

Nachdem die betrachteten Kraftstoffproduktionspfade, wie oben in Abschnitt 11.2 beschrieben, anhand der einzelnen Kriterien evaluiert worden sind, werden die Punktzahlen nun, wie in Tabelle 11.6 dargestellt, unter Verwendung der in Tabelle 11.7 beschriebenen Gewichtungsszenarien in einer Bewertungsmatrix aggregiert. Das Ergebnis dieser Auswertung ist in Tabelle 11.8 präsentiert. Zur besseren Übersichtlichkeit der tabellarischen Darstellung der Bewertungsergebnisse sind die HEFA-SPK-Produktionsszenarien folgendermaßen nummeriert:

- I HEFA-SPK| Mosambik| H₂ aus Erdgas
- II HEFA-SPK| Mosambik| H₂ aus Propan & Naphtha
- III HEFA-SPK| Mexiko| man. Ernte
- IV HEFA-SPK| Mexiko| masch. Ernte
- V HEFA-SPK| Indien

11.3.4 Diskussion der Bewertungsergebnisse

Das im unteren Teil von Tabelle 11.8 aufgeführte Ranking repräsentiert das „high-level“ Ergebnis der Gesamtbewertung der betrachteten Kraftstoffproduktionspfade. Die Platzierung stellt eine Aussage dahingehend dar, welche der anhand der gegebenen Kriterien *aggregiert* bewerteten Alternativen innerhalb der jeweiligen Gewichtungsszenarien am besten geeignet ist. Die wesentlichsten Erkenntnisse aus dem Ranking sind:

- Im *ausgeglichenen* Gewichtungsszenario (Szenario 1), also bei gleicher Gewichtung aller berücksichtigten Kriterien, wird die Produktion von FT-SPK aus Eukalyptus am höchsten bewertet, gefolgt vom Produktionspfad *HEFA-SPK| Indien* (Platz 2) sowie *FT-SPK| Deutschland| Pappel* und *HEFA-SPK| Mexiko| man. Ernte* punktgleich auf Platz 3.
- Im *ökologischen* Gewichtungsszenario (Szenario 2), also bei besonders hoher Gewichtung der ökologischen Kriterien *Flächenbedarf* und *THG-Minderungspotenzial*, erhält der Produktionspfad *FT-SPK| Brasilien| Eukalyptus* erneut die höchste Bewertung, und zwar mit größerem Abstand als in Szenario 1. Im Unterschied zu Szenario 1 folgt hier mit dem Produktionssystem *FT-SPK| Deutschland| Pappel* der zweite BtL-Pfad in der Rangfolge auf dem zweiten Platz. Wie in Szenario 1 belegt das System *HEFA-SPK| Mexiko| man. Ernte* den dritten Platz.
- Unter dem *ökonomischen* Gewichtungsszenario (Szenario 3), bei dem das höchste Gewicht auf den ökonomischen Kriterien *Gestehungskosten* und *Substitutionspotenzial* liegt, schneidet im Gegensatz zu den anderen beiden Gewichtungsszenarien der Produktionspfad *HEFA-SPK| Indien* mit der höchsten Bewertung ab. Der BtL-Pfad *FT-SPK| Brasilien| Eukalyptus* folgt auf dem zweiten Platz, vor einem weiteren HEFA-SPK-Produktionssystem, nämlich *HEFA-SPK| Mexiko| man. Ernte*.

Tabelle 11.8: Ergebnisse der Bewertung der betrachteten Kraftstoffproduktionspfade:

Im oberen Tabellenteil sind die Punktzahlen aufgeführt, die die **Evaluierung** der betrachteten Alternativen anhand der einzelnen Kriterien ergeben hat. Diese Punktzahlen werden in der **Gesamtbewertung** im mittleren Tabellenteil als absolute gewichtete Punktzahl S_w aggregiert, d. h. mit den jeweiligen Gewichtungsfaktoren aus den Gewichtungsszenarien „ausgeglichen“, „ökologisch“ und „ökonomisch“ aus Tabelle 11.7 multipliziert und summiert. In Klammern sind die normierten gemittelten Punktzahlen in % angegeben. Im unteren Tabellendrittel ist das sich aus der Gesamtbewertung ergebende **Ranking** aufgeführt. Die Nummerierung I – V der HEFA-SPK-Produktionsszenarien ist oben im Text erklärt.

	HEFA-SPK aus Jatrophaöl					FT-SPK	
	I	II	III	IV	V	Pappel	Eukalyptus

Evaluierung (Punktzahl S)							
FSRL	8	8	8	8	8	10	10
FRL	10	10	10	10	10	6	6
Spez. landw. Flächenbedarf	5	5	6	5	6	9	10
THG-Minderungspotenzial	4	4	4	2	3	5	8
Substitutionspotenzial	10	10	10	10	10	10	10
Rel. Kraftstoffgest.kosten	1	1	3	2	6	1	4

Gesamtbewertung (absolute gewichtete Punktzahl S_w (normierte gemittelte Punktzahl R in %))							
Szenario 1 -ausgeglichen-	114 (63,3%)	114 (63,3%)	123 (68,3%)	111 (61,7%)	129 (71,7%)	123 (68,3%)	144 (80,0%)
Szenario 2 -ökologisch-	110 (61,1%)	110 (61,1%)	117 (65,0%)	101 (56,1%)	115 (63,9%)	129 (71,7%)	152 (84,4%)
Szenario 3 -ökonomisch	118 (65,6%)	118 (65,6%)	129 (71,7%)	121 (67,2%)	143 (79,4%)	117 (65,0%)	136 (75,6%)

Ranking							
Szenario 1 -ausgeglichen-	4	4	3	5	2	3	1
Szenario 2 -ökologisch-	5	5	3	6	4	2	1
Szenario 3 -ökonomisch-	5	5	3	4	1	6	2

Über das Ranking als quantitatives Endergebnis hinaus bietet die aggregierte Bewertung in einer gewichteten Entscheidungsmatrix jedoch auch die Möglichkeit zur Analyse von Stärken, Schwächen und Verbesserungspotenzialen der einzelnen Alternativen. Diese Aspekte werden im Folgenden schrittweise anhand der Evaluierungsergebnisse bzgl. der technologischen, ökologischen und ökonomischen Kriterienpaare herausgearbeitet.

Technische Reife der Prozesskette. Hinsichtlich der technischen Reife der gesamten Produktionskette muss festgestellt werden, dass die HEFA-SPK-Produktion aus Jatrophaöl weiter entwickelt ist als die FT-SPK-Produktion aus Plantagenholz. Dies liegt in erster Linie an den Entwicklungsständen der Konversionstechnologien: Hier liegt die HEFA-Konversion von Fetten und Ölen (FRL 10) deutlich vor der BtL-Konversion von cellulosebasierter Biomasse wie Holz (FRL 6). Dieser Nachteil des BtL-Pfades kann auch nicht durch die etwas höhere Reife der Biomasseproduktion (FSRL 10 gegenüber FSRL 8 für Jatrophaöl) kompensiert werden. Dementsprechend würde sich bei Verwendung einer agronomisch weiterentwickelten Ölf Frucht, wie etwa der Ölpalme, der Vorsprung des HEFA-SPK-Pfades gegenüber der FT-SPK-Produktion hinsichtlich der technischen Reife der gesamten Produktionskette noch weiter erhöhen.

Nach der hier durchgeführten Gesamtbewertung erscheint die technische Reife der Konversion nach den hohen Gestehungskosten (s. u.) als zweitgrößter Schwachpunkt der FT-SPK-Produktionspfade. Dieser Prozessschritt bietet folglich noch großes Optimierungspotenzial. Eine Entwicklung hin zu einer höheren technischen Reife könnte sich darüber hinaus auch positiv auf andere kritische Aspekte, wie etwa die Gestehungskosten, auswirken. Die Konversionstechnologie stellt also einen wichtigen Ansatzpunkt zukünftiger Entwicklungsbemühungen dar.

Ökologische Kriterien. Hinsichtlich des spezifischen landwirtschaftlichen Flächenbedarfs zeigen sich die FT-SPK-Systeme (9 Punkte für Pappel und 10 Punkte für Eukalyptus) den HEFA-SPK-Systemen (5-6 Punkte) deutlich überlegen. Der Grund hierfür ist in den wesentlich höheren Biomasseerträgen auf den Holzplantagen zu suchen, die den höheren Konversionsfaktor von Jatrophaöl (Tonne produzierter Kraftstoff pro Tonne eingesetzter Biomasse) mehr als kompensiert. Da der angenommene Holzertrag auf brasilianischen Eukalyptusplantagen mit jährlich 25 t ha^{-1} um den Faktor 2,5 über denen deutscher Pappelplantagen liegt, erzielt das System *FT-SPK| Brasilien| Eukalyptus* bzgl. des Flächenbedarfs eine etwas bessere Bewertung als das entsprechende BtL-System *FT-SPK| Deutschland| Pappel*. Dieser Unterschied ist jedoch sicher weniger ein Resultat der verschiedenen Wachstumseigenschaften von Eukalyptus und Pappeln, sondern vielmehr der klimatisch wesentlich günstigeren Wachstumsbedingungen in Brasilien.

Bei der Bewertung der THG-Minderungspotenziale fällt zunächst auf, dass die HEFA-SPK-Produktionsszenarien durchgehend nur sehr mäßig abschneiden (2-4 Punkte) und damit wichtige regulatorisch vorgegebene Ziele verfehlen (vgl. Abschnitt 11.2.4). Die beiden BtL-Pfade weisen demgegenüber Vorteile auf und werden mit 5 (Pappel) bzw. 8 (Eukalyptus) Punkten bewertet. Der deutliche Unterschied zwischen der FT-SPK-Produktion aus Pappel- und Eukalyptusholz wird in den Produktionsschritten Biomasseanbau und Konversion verursacht (vgl. Kapitel 8). Im Anbau wirken sich die höheren Biomasseproduktivitäten brasilianischer Eukalyptusplantagen entscheidend aus, die insgesamt einen geringeren Produktionsaufwand bedeuten und damit zu geringere THG-Emissionen führen. Bei der Konversion spielen dagegen Unterschiede in der deutschen und brasilianischen Stromproduktion die wesentliche Rolle: Während in Brasilien die Wasserkraft in hohem Maße zur Stromerzeugung herangezogen wird, basiert die deutsche Stromproduktion noch zu großen Teilen auf der Verbrennung fossiler Energieträger. Insgesamt ist der Einfluss der Emissionsfaktoren der eingesetzten elektrischen Energie auf die Gesamtemissionen weitaus größer als die der Biomasseproduktivität (vgl. Abbildung 8.1). Damit ist der Unterschied hinsichtlich des THG-Minderungspotenzials zwischen der FT-SPK-Produktion aus Pappelholz in Deutschland und Eukalyptusholz in Brasilien nicht nur technologie-, sondern zu einem großen Teil standortspezifisch. Im Zuge des Ausbaus der erneuerbaren Energien („Energiewende“) ist auch in Deutschland mit einem zukünftig abnehmenden ökologischen Fußabdruck der Elektrizität zu rechnen.

Verglichen mit der FT-SPK-Produktion aus Holz, insbesondere aus Eukalyptus, besteht für die HEFA-SPK-Produktion aus Jatrophaöl noch großer Aufholbedarf. Der potenziell

wirkungsvollste Ansatzpunkt ist hier der Biomasseanbau, der den mit Abstand THG-intensivsten Prozessschritt darstellt (vgl. Abbildung 8.1). Vielversprechende Stellschrauben sind hier eine Reduktion des Dieserverbrauchs bei der Plantagenbewirtschaftung und eine Erhöhung der Samenerträge.

Ökonomische Kriterien. Die Bewertung der Substitutionspotenziale trägt nicht zur Entscheidungsfindung bei, da hierbei alle Alternativen gleich abschneiden und jeweils die maximale Punktzahl (10 Punkte) erreichen. Daran ändert sich auch nichts, wenn bei der Berechnung des Jatrophapotenzials nur Anbauflächen betrachtet werden, die nicht auch zum Anbau von Ölpalmen (die höhere Ölerträge als Jatrophapflanzen liefern) geeignet sind.

Allerdings muss an dieser Stelle angemerkt werden, dass in der vorliegenden Studie zur Bewertung der Substitutionspotenziale *theoretische* Potenziale verwendet wurden. Die Situation würde sich ändern, wenn stattdessen *real-ökonomische* Potenziale betrachtet würden, die durch die Berücksichtigung von Faktoren wie Verluste entlang der Produktionsketten (insbesondere bei Produktion und Transport der Biomasse) oder Zusammenhänge zwischen Angebot und Nachfrage auf der einen und Preisentwicklungen auf der anderen Seite zwangsläufig deutlich geringer ausfallen. So gibt es Schätzungen, nach denen das real-ökonomische Potenzial um wahrscheinlich 39 – 60% unterhalb des entsprechenden theoretischen Potenzials liegen würde²⁹¹.

Die Evaluierung der Kraftstoffgestehungskosten fällt sehr heterogen aus. Die beste Bewertung (6 Punkte) wird von dem Produktionssystem *HEFA-SPK| Indien* erreicht. Hier zeigt sich klar, dass die über die gesamten Produktionsketten anfallenden Kosten den größten Schwachpunkt der betrachteten SPK-Produktionspfade darstellen: Die alternativen SPK-Kraftstoffe sind aktuell ökonomisch nicht konkurrenzfähig. Im Gegensatz zu den ebenfalls sehr heterogen bewerteten THG-Minderungspotenzialen ist bei den Gestehungskosten jedoch kein prinzipieller Unterschied zwischen HEFA-SPK- (1 bis 6 Punkte) und FT-SPK-Pfaden (1 Punkt für Eukalyptus, 4 Punkte für Pappel) erkennbar. Insbesondere die Diskrepanz innerhalb der HEFA-SPK-Produktionsszenarien lässt den Schluss zu, dass die Höhe der Kosten nicht prozessspezifisch, sondern vielmehr durch die Charakteristika der einzelnen Produktionsszenarien bedingt ist. Die Kosten der HEFA-SPK-Produktion werden in erster Linie von betriebsgebundenen Kosten der Jatrophaplantagen getrieben. Der größte Anteil daran entfällt auf die Lohnkosten, da die Bewirtschaftung der Plantagen, insbesondere

²⁹¹ M. Hoogwijk: On the global and regional potentials of renewable energy sources, Dissertationsschrift, Universität Utrecht, 2004.

die Ernte, viel Handarbeit erfordert. Da das Lohnniveau in Indien deutlich geringer als in Mexiko und Mosambik ist und gleichzeitig die Erträge der betrachteten Modellplantage bedingt durch die lokalen klimatischen Bedingungen höher als bei den anderen Modellplantagen in Mexiko und Mosambik liegen, resultieren so für das Produktionsszenario *HEFA-SPK| Indien* vergleichsweise niedrige Gestehungskosten.

Aus dieser Analyse ergibt sich, dass v. a. der Jatrophaanbau wesentlich kostengünstiger gestaltet werden muss, um potenziell ökonomisch konkurrenzfähige Kraftstoffe produzieren zu können. Eine denkbare Stellschraube hierzu könnte die Entwicklung effizienter maschineller Ernteverfahren sein. Bei aktuellem Stand der Technik bietet die maschinelle Ernte keine Alternative, wie die hohen Gestehungskosten (2 Punkte) des Produktionsszenarios *HEFA-SPK| Mexiko| masch. Ernte* zeigt. Eine weitere Stellschraube ist die Steigerung der Erträge. Angesichts eines FSRL 8 für Jatropha erscheint es durchaus möglich, dass durch entsprechende Entwicklungsbemühungen noch Ertragssteigerungen erreicht werden können.

Im Fall der FT-SPK-Produktion aus Plantagenholz sind der Rohstoffanbau und dessen Bereitstellung technisch schon weitgehend ausgereift, für beide Prozesse stehen maschinelle Arbeitstechniken zur Verfügung. Insofern ist unsicher, ob hier noch Entwicklungen zur deutlichen Kostensenkung erwartet werden können. Ein vielversprechender Ansatz ist die technische Weiterentwicklung des Konversionsprozesses, dessen aktueller FRL 6 noch Potenzial für deutliche Verbesserungen vermuten lassen.

Fazit der Bewertung: Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Produktion von HEFA-SPK aus Jatrophaöl technisch insgesamt (Rohstoffproduktion und Konversion) etwas reifer als die FT-SPK-Produktion ist, letztere dafür in Bezug auf die ökologischen Kriterien deutlich überlegen ist. Das gilt v. a. für den Produktionspfad *FT-SPK| Brasilien| Eukalyptus*, sodass diese Alternative sowohl im ausgeglichenen als auch im ökologischen Gewichtungsszenario die höchste Bewertung erhält. Nur unter dem ökonomischen Gewichtungsszenario wird eine HEFA-SPK-Variante am höchsten bewertet, nämlich das System *HEFA-SPK| Indien*, das von allen betrachteten Optionen die deutlich geringsten Kraftstoffgestehungskosten aufweist.

Letztlich wurden die folgenden Charakteristika der betrachteten Produktionspfade als in erster Linie ausschlaggebend für die Bewertung identifiziert:

- *Technischer Reifegrad:* Sowohl der Jatrophaanbau als auch die Konversion von Holz (BtL-Verfahren) sind technisch noch nicht ausgereift. Damit bieten sich

Ansatzpunkte für Optimierungen, bspw. im Hinblick auf die Energieeffizienz der Prozesse, die sich positiv auf eine ganze Reihe von Aspekten auswirken könnten, letztlich auch auf so wichtige Faktoren wie die Kraftstoffgestehungskosten und das THG-Minderungspotenzial.

- *Arbeitsintensive Prozessschritte*: Die hohen verbrauchsgebundenen Kosten im Jatrophaanbau durch den beträchtlichen Dieserverbrauch und die hohen Lohnkosten sind hauptsächlich für die hohen Gestehungskosten in den meisten HEFA-SPK-Produktionsszenarien verantwortlich. Der Dieserverbrauch trägt außerdem wesentlich zu den hohen THG-Emissionen bei, die in der HEFA-SPK-Produktionskette freigesetzt werden.
- *Biomasseertrag*: Der Biomasseertrag hat generell einen großen Einfluss auf die Bewertung bzgl. ökologischer und ökonomischer Kriterien: Hohe Erträge senken Gestehungskosten und Flächenverbrauch und erhöhen THG-Minderungs- und Substitutionspotenzial. Bezogen auf die Bewertung der vorliegenden Studie ist der sehr hohe Holzertrag brasilianischer Eukalyptusplantagen wesentlich für das gute Abschneiden des Produktionssystems *FT-SPK| Brasilien| Eukalyptus* verantwortlich.

Diese drei Aspekte sollten im Fokus zukünftiger Forschungs- und Entwicklungsbemühungen stehen, damit sich biogene Kraftstoffe in der kommerziellen Luftfahrt als eine ökologisch sinnvolle, ökonomisch konkurrenzfähige und in industriell relevanten Mengen verfügbare Alternative zu konventionellem Kerosin etablieren können. Die Ergebnisse dieser Studie deuten darauf hin, dass bis zum Erreichen dieses Zieles noch ein beträchtlicher Weg zurückgelegt werden muss.

Teil III

Verwertungsaussichten und Gesamtfazit

Verantwortlicher Autor:

Alexander Zschocke (Deutsche Lufthansa)

Vorwort zu Teil III

Die im Rahmen von LuFo geförderten Projekte zielen typischerweise auf die Entwicklung von Verfahren und Know-How ab, mit deren Hilfe das geförderte Unternehmen neue Produkte erstellen und im Markt anbieten kann. Unter Verwertungsaussichten wird daher normalerweise die Frage verstanden, ob die im Projekt gewonnenen Erkenntnisse geeignet sind, zu einem im Markt angebotenen neuen Produkt zu führen.

Im Falle von BurnFAIR ist die Situation etwas anders, da es von vornherein nicht Zielsetzung der Lufthansa war, eigene Bioraffinerien zu errichten und auf dem Markt als Treibstoffanbieter aufzutreten. Der Verwertungsplan enthält aus diesem Grund Festlegungen nur zur Abnahme des Biokerosins. Unter Verwertungsaussichten ist daher in diesem Projekt die Frage zu verstehen, ob die untersuchten Produktionspfade Aussicht haben, früher oder später zu einem von einem Drittanbieter hergestellten Biokerosin zu führen, das Lufthansa als Nachfrager erwerben und in ihrem Flugbetrieb einsetzen kann.

Konkret geht es hierbei um folgende Fragen:

- Ist der Einsatz des Produktes und des Produktionsprozesses technisch möglich?
- Ist der Produktionsweg ökologisch vorteilhaft und nachhaltig?
- Ist das Biokerosin wirtschaftlich konkurrenzfähig mit dem konventionellen Kerosin?

Da dies die hinter der gesamten Untersuchung stehende Fragestellung ist, ist das folgende Kapitel 12 zu den Verwertungsaussichten zugleich auch das Gesamtfazit und das abschließende Kapitel. Die Erstellung dieses Kapitels erfolgte durch die Deutsche Lufthansa, da diese die im Verwertungsplan verpflichtete Partei ist. Es spiegelt somit die Sicht der Deutschen Lufthansa, jedoch nicht notwendigerweise die der anderen zu diesem Bericht beitragenden Institutionen wider.

Bei den im Rahmen von BurnFAIR durchgeführten Arbeiten wurde im Bereich der Kraftstoffeigenschaften und der Emissionsauswirkungen Fragestellungen identifiziert, bei denen Forschungsbedarf besteht, der nicht innerhalb des Projektes geleistet werden konnte. Die Erkenntnis dieses Forschungsbedarfes ist zwar nicht Bestandteil des ursprünglichen Verwertungsplanes, ist aber Bestandteil des Gesamtfazits und wird daher in Kapitel 12 ebenfalls dargestellt.

Kapitel 12: Verwertungsaussichten und Gesamtfazit

Der von Lufthansa gestellte Antrag auf Förderung durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie enthält im Verwertungsplan folgende Festlegungen:

1. „Bei einer erfolgreichen Darstellung der Verwendung von synthetischem Kerosin aus Biomasse wird der Zuwendungsempfänger im Anschluss an dieses Vorhaben synthetisches Kerosin aus Biomasse, für den kommerziellen Einsatz im Liniendienst verwenden und somit als Abnehmer die Lieferkette am Standort Deutschland unterstützen.“
2. „Die Lufthansa Technik wird Erkenntnisse zu angepassten Wartungsmaßnahmen bei der Verwendung von synthetischen Kraftstoffen aus diesem Vorhaben maßgeblich dazu verwenden, Ihre Kompetenzen am Standort Deutschland zu festigen. Dies wird im direkten Anschluss an dieses Vorhaben erfolgen.“

Lufthansa ist verpflichtet, in dem Abschlussbericht eine Stellungnahme zur Umsetzung des Verwertungsplanes zu machen. Dieser Verpflichtung wird mit dem vorliegenden Kapitel nachgekommen.

Im Falle des zweiten Punktes ist eine Aussage einfach: Da sich in der Praxiserprobung herausstellte, dass das Biokerosingemisch ohne Einschränkungen wie konventionelles Kerosin eingesetzt werden kann, sind keine angepassten Wartungsmaßnahmen erforderlich. Es wurden daher auch keine entwickelt. Lufthansa Technik hat mit der technischen Betreuung des burnFAIR-Projektes erneut ihre technische Kompetenz unter Beweis gestellt, darüber hinaus ergaben sich aber aus burnFAIR keine direkten Wettbewerbsvorteile der Lufthansa Technik.

Bei dem ersten Punkt ist die Aussage hingegen differenzierter. Die in den Teilen I und II dargestellten Ergebnisse sind recht unterschiedlich. In Teil I wurde die technische Eignung des Biokraftstoffs untersucht. Hier ist das Ergebnis ein positives. Der Kraftstoff erfüllte während der Flugerprobung die an ihn gestellten Erwartungen. Die Beurteilung der Auswirkungen auf die Emissionen konnte nur eingeschränkt erfolgen, da sich - wie in Kapitel 3 dargestellt - während der Untersuchung herausstellte, dass die ursprüngliche Fragestellung fehlerhaft war; es gibt jedoch keinen Hinweis, der darauf schließen ließe, dass Biokerosin zu höheren Emissionen führt als konventionelles Kerosin. Unter technischen Gesichtspunkten sind daher die Verwertungsaussichten für Biokerosin als gut zu beurteilen;

Lufthansa ist bereit, Biokerosin einzusetzen, wenn es wirtschaftlich konkurrenzfähig und ökologisch nachhaltig ist.

In Teil II wurde für einige ausgesuchte Produktionspfade untersucht, ob sie unter aktuellen Bedingungen tatsächlich wirtschaftlich konkurrenzfähig und ökologisch nachhaltig sind. Es zeigte sich, dass die mit den untersuchten Pfaden verbundene CO₂-Einsparung überwiegend gering ist und noch nicht einmal die aktuellen Mindestanforderungen der EU-Richtlinie Erneuerbare Energien (EU-RED, 2009/28/EG) erfüllt. In wirtschaftlicher Hinsicht ist keiner der untersuchten Produktionspfade als konkurrenzfähig einzustufen. Das Urteil in Teil II ist daher ein eher negatives.

Dieses Urteil wird auch durch die aktuelle Marktsituation bestätigt: Es ist gegenwärtig nicht möglich, zertifiziert nachhaltig produziertes Biokerosin zu erwerben, das preislich mit konventionellem Kerosin konkurrenzfähig ist. Auf die unmittelbare Ist-Situation bezogen, bestehen daher keine Verwertungsmöglichkeiten der burnFAIR-Ergebnisse: Spezifikationskonformes Biokerosin lässt sich zwar ohne technische Probleme produzieren und einsetzen, steht aber derzeit nicht zu wirtschaftlich und ökologisch nachhaltigen Bedingungen zur Verfügung.

Diese Aussage ist jedoch aus Sicht der Deutschen Lufthansa nur als Momentaufnahme zu verstehen, und schließt mittelfristig eine Verwertung nach Beseitigung der in Teil II beschriebenen Schwachstellen nicht aus. Im Weiteren wird daher für die beiden untersuchten Produktionspfade dargelegt, welche Verwertungsaussichten aus der Sicht der Deutschen Lufthansa mittelfristig für diese Produktionspfade bestehen, und in welchem Umfang Lufthansa bereit ist, sich beim Vorantreiben der Verwertung zu beteiligen.

12.1 Verwertungsaussichten HEFA-Kerosin

12.1.1 Beurteilung HEFA-Prozess

Der Gesamtprozess der Produktion von HEFA-Biokerosin besteht - wie in Teil II dargestellt - neben einer Reihe logistischer Schritte im Wesentlichen aus zwei großen Teilprozessen, nämlich zum einen der Bereitstellung der Biomasse und zum anderen der Produktion im engen Sinne, d.h. der Umwandlung der Biomasse in Kerosin.²⁹² Wie die Ausführungen in Kapiteln 8 und 9 zeigen, ist hierbei sowohl in ökologischer als auch in ökonomischer Hinsicht

²⁹² Siehe die Ausführungen in Kapitel 5.1

die Bereitstellung der Biomasse der kritische Teilprozess. Der HEFA-Prozess der Umwandlung der Biomasse ist dem klassischen Raffinerieprozess sehr ähnlich und kann daher auf eine bereits weitgehend optimierte Prozesstechnik zurückgreifen. Er erfordert einige zusätzliche Produktionsschritte, insbesondere die Vorbehandlung der Biomasse, aber von diesen zusätzlichen Schritten abgesehen, werden die Produktionskosten neuer HEFA-Raffinerien nach Einschätzung der Deutschen Lufthansa mittelfristig nicht wesentlich über denen einer konventionellen Raffinerie liegen. Dies gilt insbesondere dann, wenn die HEFA-Raffinerie an einem existierenden Raffineriestandort angelegt wird und folglich eine bestehende Infrastruktur mit genutzt werden kann. Diese Einschätzung beruht teilweise auf den in Teil II wiedergegebenen Forschungsergebnissen des DBFZ, teilweise aber auch auf Unterlagen, die der Deutschen Lufthansa im Rahmen von Verhandlungen von Anbietern zugänglich gemacht wurden, aber vertraulichen Charakter haben und daher hier nicht näher dargestellt werden können. Ein etwas höheres Prozesskostenniveau wird vermutlich bleiben, aber insgesamt ist davon auszugehen, dass der Verarbeitungsschritt zu Kerosin mittelfristig kein entscheidendes Kostenhindernis darstellen wird.

Ähnlich sieht es bei der ökologischen Betrachtung aus: Aufgrund der Ähnlichkeit der Prozesse ist davon auszugehen, dass die Ökobilanzen des HEFA-Prozesses sich nicht wesentlich von denen einer konventionellen Raffinerieverarbeitung unterscheiden werden.

Grundlegend anders stellt sich die Situation bei der Bereitstellung der Biomasse dar. Die Auslegung des HEFA-Prozesses erfordert ein relativ enges Spektrum von Biomassetypen. In der Praxis kommen gegenwärtig im Wesentlichen Fette und Pflanzenöle zum Einsatz, wobei die Pflanzenöle dominieren.

Das am weitesten verbreitete und preislich günstigste Pflanzenöl ist Palmöl. Wie aber Abbildung 12.1 zeigt, lag der Preis des Palmöls bis Ende 2012 deutlich über dem Preis von Erdöl (Sorte Brent). In der jüngeren Vergangenheit haben sich die Preise angenähert und bewegen sich auf vergleichbarem Niveau. Es ist naheliegend, dass Biokerosin wirtschaftlich nicht mit konventionellem Kerosin konkurrieren kann, wenn der Preis pro Tonne des Einsatzmaterials wesentlich über dem entsprechenden Rohölpreis liegt. Hierbei noch nicht berücksichtigt ist der Umstand, dass der Energiegehalt je Tonne Palmöl geringer ist als der von Erdöl, da das Palmöl mehrere Prozent Sauerstoff enthält. Bei der Konversion verbindet sich dieser Sauerstoff mit Wasserstoff und wird als Wasser abgeschieden (Kapitel 7). Die in Brent-Rohöl enthaltenen unerwünschten Bestandteile, wie beispielsweise Stickstoff und Schwefel, sind hingegen nur gering und führen nicht zu vergleichbaren Produktionsverlusten

wie beim Palmöl, so dass der tatsächliche Kostennachteil des Palmöls noch größer ist als die Abbildung zeigt.

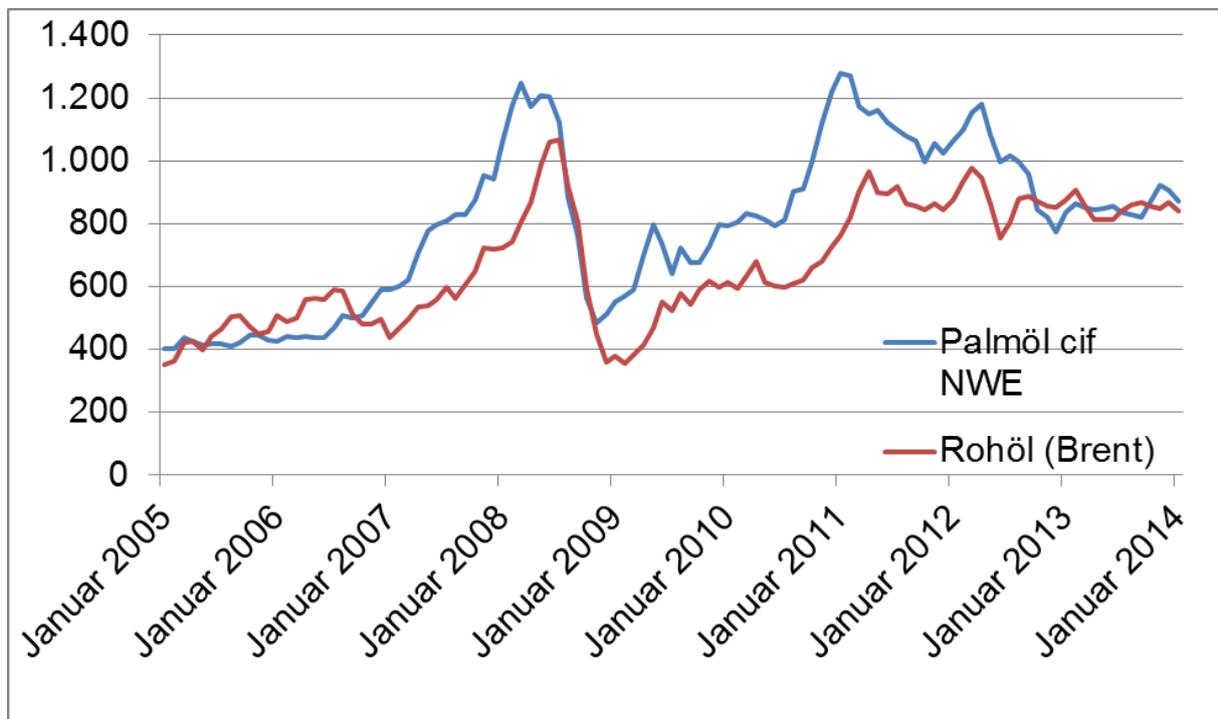


Abbildung 12.1: Monatliche Durchschnittspreise Palmöl cif NWE und Brent ICE, in USD/To.²⁹³

Abbildung 12.1 zeigt auch, dass zwischen den Preisen für Palmöl und Rohöl eine ausgeprägte Korrelation besteht. Dieser Zusammenhang zwischen den Produktionskosten von Biokraftstoffen und dem Rohölpreis besteht grundsätzlich bei allen Biokraftstoffen in unterschiedlicher Stärke²⁹⁴, ist aber wie Abbildung 12.1 zeigt beim Zusammenhang zwischen den Preisen Pflanzenölen und von Erdöl besonders ausgeprägt. Dieser Zusammenhang ist teilweise kausal, indem ein steigender Rohölpreis die Kosten der landwirtschaftlichen Produktion (z.B. Treibstoff für Traktoren) erhöht²⁹⁵, teilweise aber sicherlich auch eine reine Korrelation, z.B. durch Beeinflussung beider Preise durch die konjunkturelle Entwicklung. In jedem Falle aber ist deutlich, dass auch ein steigender Erdölpreis nicht automatisch zu einer Verbesserung der HEFA-Wirtschaftlichkeit führen wird.

²⁹³ Berechnung des Rohölpreises in USD/To. durch Multiplikation des in USD/bbl. ausgedrückten ICE-Schlusskurses für Brent Second Nearby Month mit 7,88

²⁹⁴ Für eine systematische Aufbereitung dieses Zusammenhangs siehe Cazzola et al.: Production Costs of Alternative Transportation Fuels, International Energy Agency 2013

²⁹⁵ Siehe ebenda

Der aktuelle Marktpreis für Kerosin lag am 12.5.2014 bei rund 1.010 USD/Tonne, der für Rohöl bei umgerechnet rund 840 USD/Tonne (108 USD/bbl). Hieraus ergibt sich für die Verarbeitung von Rohöl zu Kerosin ein Preis von rund 170 USD/Tonne. Dieser Wert ist ein Marktpreis, der in Abhängigkeit vom Rohölpreis und den Preisen der anderen produzierbaren Ölprodukte schwankt; es erscheint aber realistisch, anzunehmen, dass der Wert bei einem unveränderten Ölpreis auch in den kommenden Jahren auf einem ähnlichen Niveau liegen wird.

Wie zu Beginn der Ausführungen dargestellt ist nach Einschätzung der Deutschen Lufthansa davon auszugehen, dass die eigentlichen Produktionskosten neuer HEFA-Raffinerien mittelfristig nicht wesentlich über denen einer konventionellen Raffinerie liegen werden. Die hinzukommenden durch den Sauerstoffgehalt im Pflanzenöl ausgelösten Mehrkosten können überschlägig als Sauerstoffanteil im Pflanzenöl x Kosten des Pflanzenöls ausgedrückt werden, da ja dieser Teil des Pflanzenöls nicht nutzbar ist.²⁹⁶ Unterstellt man einen Sauerstoffanteil von 10%, liegen die so berechneten Kosten bei einem Pflanzenölpreis von 750 USD/ Tonne bei 75 USD/Tonne. Die darüber hinaus hinzuzurechnenden Kosten für die Vorbehandlung der Biomasse sind nach den uns vorliegenden Werten mit 50 bis 100 USD/Tonne anzusetzen, wobei dieser Wert in starkem Maße von der Art des eingesetzten Pflanzenöls abhängt. Addiert man alle Kostenelemente, so kommt man auf Gesamtumwandlungskosten von 350 bis 400 USD/Tonne. Hierbei sei noch einmal betont, dass dies eine überschlägige Rechnung ist, und die tatsächlichen wirtschaftlichen Verhältnisse deutlich komplexer sind, da in Wirklichkeit immer eine Kuppelproduktion mehrerer Produkte stattfindet. Ebenso sei betont, dass sich der Wert auf eine mittelfristig realisierbare Situation bezieht, und nicht auf aktuelle existierende oder im Bau befindliche Raffinerien.

Bei einem Kerosinpreis von 1.000 USD/Tonne bedeuten Umwandlungskosten von 350 bis 400 USD/Tonne, dass der Pflanzenölpreis frei Raffinerie nicht höher als 600 bis 650 USD/Tonne liegen darf, damit das Biokerosin konkurrenzfähig ist. Für die Verwertungsaussichten des HEFA-Prozesses massgeblich ist daher, ob für das Pflanzenöl ein Einstandspreis von 600 bis 650 USD/Tonne erreicht werden kann. Da dieser Preis auch die Transportkosten von der landwirtschaftlichen Anbaufläche bis zur Raffinerie enthält, muss der Rohstoffherzeugerpreis noch etwas niedriger liegen.

²⁹⁶ Dies ist eine vereinfachte Faustformel. In der Praxis kommen beispielsweise noch die Kosten für Wasserstoff hinzu, da der Sauerstoff nach der Verbindung mit dem Wasserstoff als Wasser abgeschieden wird.

12.1.2 Beurteilung *Jatropha*

Wie bereits ausgeführt ist gegenwärtig Palmöl das günstigste Pflanzenöl. Der Zielpreis von 600 bis 650 USD/Tonne liegt deutlich unter den aktuellen Marktpreisen für Palmöl. Da aber die Marktpreise noch bis Anfang 2007 deutlich unter 600 bis 650 USD/Tonne lagen, ist davon auszugehen, dass von der Produktionskostenseite her auch ein derartiger Preis darstellbar wäre. Palmöl wird jedoch hauptsächlich als Lebensmittel genutzt, so dass die Treibstoffherzeugung aus Palmöl in direkter Konkurrenz mit der Lebensmittelmittelproduktion steht. Dies wirft zum einen ethische Probleme auf, zum anderen ist nicht absehbar, wie in Anbetracht der Lebensmittelnachfrage der Preis auf ein Niveau fallen soll, das eine Treibstoffproduktion zu konkurrenzfähigen Preisen ermöglicht. Die Verwendung von Palmöl zur Treibstoffherzeugung ist daher sowohl ethisch als auch wirtschaftlich problematisch. Analoge Überlegungen gelten auch für die anderen als Lebensmittel eingesetzten Pflanzenöle, wie beispielsweise Sojaöl oder Rapsöl. Speziell im Falle des Palmöls kommt hinzu, dass die Anbaupraxis in mehreren Erzeugerländern unter starker Kritik geraten ist, insbesondere wegen Rodung von Urwald zwecks Anlage von neuen Palmölplantagen. Auch wenn dies kein grundsätzliches Argument gegen Palmöl ist und ein nachhaltiger Anbau von Palmöl durchaus möglich ist, hat die intensive Erörterung der kritischen Fälle dem Palmöl insgesamt einen schlechten Ruf verschafft, so dass auch der Einsatz von nachhaltig produziertem Palmöl unter Imageaspekten problematisch ist.

Der Marktführer Neste ist aus diesem Grund dabei, den Einsatz von Palmöl in seinen HEFA-Raffinerien zunehmend zu reduzieren und stattdessen bei der Pressung von Palmöl für Lebensmittelzwecke entstehende Abfälle und ähnliche Reststoffe einzusetzen, die mittlerweile bereits 52% der Einsatzstoffe ausmachen.²⁹⁷ Dies ist ein durchaus interessanter Ansatz, da die Verwendung von Abfällen stets zu einer sehr nachhaltigen Produktion führt und grundsätzlich auch zu günstigeren Einstandspreisen führen kann. Die weltweite Verfügbarkeit derartiger Abfallstoffe ist jedoch begrenzt, so dass nicht davon ausgegangen werden kann, dass deswegen zukünftig komplett auf die Nutzung von für die Kraftstoffproduktion angebauten Einsatzstoffen verzichtet werden kann.

Da mithin der Einsatz von lebensmitteltauglichen Pflanzenölen sowohl aus wirtschaftlichen als auch aus übergeordneten Gründen problematisch ist, und der Einsatz von Abfällen voraussichtlich keine ausreichenden Mengen bereitstellen wird, bestehen grundsätzlich gute

²⁹⁷ "Neste Oil produced enough renewable fuel from waste and residues last year to power over 1 million cars", Pressemitteilung von Neste Oil vom 4.2.2014, 1. Absatz

Aussichten für alternative Einsatzstoffe wie das in burnFAIR untersuchte Jatropaöl. Insbesondere reicht es hier aus, die Produktionskosten auf einen Wert von 600 bis 650 USD/Tonne zu bringen, auch wenn der Preis für lebensmitteltaugliche Öle ein deutlich höherer ist. Wenn es gelingt, die Produktionskosten auf den Zielwert zu reduzieren, wird das Produkt zu diesem Preis für die Treibstoffherzeugung zur Verfügung stehen, da hier keine konkurrierende Nachfrage von Seiten der Lebensmittelindustrie besteht.

Wie die Ausführungen in Teil II zeigen, liegen die bisher erreichten Produktionskosten noch deutlich oberhalb des Zielwertes. Darüber hinaus sind auch die THG-Minderungsfaktoren gegenwärtig noch nicht ausreichend. Dies bedeutet jedoch nicht, dass Jatropa diese Ziele grundsätzlich nicht erreichen kann; es bedeutet nur, dass noch Entwicklungsarbeit zu leisten ist.

Auf Basis der in Teil II geschilderten Ergebnisse sieht Lufthansa unter folgenden Voraussetzungen einen wirtschaftlich und ökologisch vorteilhaften Anbau von Jatropa als möglich an:

- **Ein geeignetes Anbaugelände für Jatropa sind Gebiete, die von den klimatischen Bedingungen und der Bodenqualität her günstig für den Anbau von Jatropa sind, aber nur sehr dünn besiedelt sind und nur wenig Vegetation mit geringem Kohlenstoffbestand und niedriger Biodiversität aufweisen.**

Als günstige Voraussetzungen für den Anbau von Jatropa sind gemäß den Ausführungen in Teil 5.1.1.2 jährliche Niederschlagsmengen zwischen 1.200 und 2.000 mm und nicht zu Staunässe tendierende Bodentypen anzusehen. Dies sind die Anbaugelände, an die Jatropa natürlich angepasst ist. Ein Anbau in Gebieten, in denen Jatropa keine günstigen Wachstumsbedingungen vorfindet, erscheint nicht aussichtsreich.

Unter den beschriebenen Bedingungen ist grundsätzlich auch Ackerbau möglich, was potenziell eine Konkurrenz zur Lebensmittelproduktion bedeutet, selbst wenn das Areal aktuell nicht entsprechend genutzt wird. Um diese zu vermeiden, sollte die Jatropa-herzeugung in Gebieten erfolgen, die so dünn besiedelt sind, dass für zukünftige ackerbauliche oder siedlerische Nutzung hinreichende Alternativflächen zur Verfügung stehen und somit auch für die Zukunft keine Verdrängungsgefahr besteht. Dies werden typischerweise unterentwickelte Gebiete weitab der Bevölkerungszentren sein, die allenfalls einer extensiven Nutzung unterliegen. Bei derartigen Gebieten ist auch davon auszugehen, dass die Bodenpreise niedrig sein werden, was eine wesentliche Voraussetzung für eine kostengünstige Produktion ist.

Eine weitere Voraussetzung ist, dass der aktuelle Bewuchs nur einen geringen Kohlenstoffbestand und niedrige Biodiversität aufweist. Diese Voraussetzung ergibt sich daraus, dass durch die Anlage der Jatrophaplantagen keine wertvollen Ökosysteme zerstört werden dürfen und keine wesentliche Freisetzung von CO₂ durch Entfernen vorhandenen Bewuchses erfolgen darf, da der Anbau ansonsten ökologisch keinen Sinn macht. In Frage könnten hier beispielsweise in Folge von Überweidung degenerierte Flächen kommen. Diese Überlegung greift das ursprüngliche Konzept auf, Jatropha zur Begrünung degenerierter Flächen einzusetzen.

Selbst in diesem Falle besteht allerdings eine gewisse Flächennutzungskonkurrenz mit der Nahrungsmittelproduktion, da das Gebiet ja annahmegemäß infolge von Überweidung degeneriert ist oder sich zumindest für eine extensive landwirtschaftliche Nutzung eignen würde. Eine auf derartigen Flächen praktizierte Viehwirtschaft hat eine sehr niedrige Produktivität pro Hektar, ist aber trotzdem, sofern sie stattfindet, typischerweise die Existenzgrundlage der sie praktizierenden Bevölkerung.

Ein derartiger Konflikt mit der Nahrungsmittelproduktion ist grundsätzlich nicht ungewollt, da eine zur Degenerierung des Bodens führende Überweidung kein wünschenswerter Zustand ist. Ein derartiger Konflikt schließt daher nach Auffassung der Deutschen Lufthansa AG die Umsetzung eines Biokerosinprojektes nicht aus. Dennoch muss natürlich ein Jatrophaanbauprojekt auch ein Konzept beinhalten, wie die Interessen der bisherigen Landnutzer berücksichtigt werden können. Denkbare Ansätze sind beispielsweise die Nutzung der Zwischenräume zwischen den Baumreihen als Weidegebiet, die Nutzung von entgiftetem Jatrophapresskuchen als Futtermittel²⁹⁸ oder ackerbaulicher Anbau von Futterpflanzen auf Teilen der Plantage. Da in einem sehr extensiv genutzten, dünn besiedelten Gebiet die absolute zu ersetzende Nahrungsmittelproduktion insgesamt gering ist, ist dies als ein lösbares Problem anzusehen.

Unter den oben skizzierten Umständen erscheint auch die Einhaltung der CO₂-Minderungsziele erreichbar. Wie die Berechnungen in Kapitel 8 darlegen, ist die mit dem Anbau selber verbundene Nettoerduzierung nicht ausreichend, da mit der Herstellung des Jatropaöls zu viele Emissionen verbunden sind, so dass sich nur Nettoerduktionen um ca. 30% ergeben. Wird jedoch eine degenerierte Fläche mit geringem

²⁹⁸ Patentanmeldung der Firma Jatro Solutions, EP 2 229 820 A1

Kohlenstoffbestand in der lebenden Biomasse mit Jatropha bepflanzt, so ergibt sich zusätzlich eine Bindung von CO₂ durch die Jatrophabäume, und damit eine massive Verbesserung der CO₂-Bilanz. Dies ist natürlich im Einzelfall zu überprüfen, insbesondere in Hinblick auf den zusätzlichen Düngemittelbedarf bei Anbau auf degradierten Flächen, der die CO₂-Bilanz wieder verschlechtert. Dennoch scheint dies ein vielversprechender Ansatz zur Erreichung der ökologischen Ziele zu sein.

- **Ein hoher Mechanisierungsgrad von Anbau und Ernte ist erforderlich.**

Diese Überlegung widerspricht vielen Ansätzen zum Jatrophaanbau, die mit Blick auf die Schaffung ländlicher Arbeitsplätze und die niedrigen Löhne in vielen der potentiellen Anbauländer weitgehend manuelle Prozesse vorsehen. Hier besteht aber ein Widerspruch zu der eben aufgestellten Prämisse, dass das Anbauggebiet eine niedrige Bevölkerungsdichte aufweisen soll, was definitionsgemäß auch ein niedriges Arbeitskräftepotential bedeutet. Bei einer Pflückleistung von 50 kg/Tag bei manueller Ernte und einem Ertrag von 2,5 Tonnen pro Hektar benötigt eine Jatrophaplantage von 10.000 ha unter der Annahme einer ganzjährigen Ernteperiode (313 Tage/Jahr) rund 1.800 Arbeiter für die Ernte (zu den numerischen Werten siehe Kapitel 9, Abschnitt 9.2.1.5). Bei einer vermutlich in der Praxis realistischeren sechsmonatigen Ernteperiode steigt der Bedarf auf rund 3.600 Arbeiter. Es ist nicht zu erkennen, wie ein solcher Bedarf in einem dünn besiedelten Gebiet gedeckt werden soll, insbesondere bei nur saisonalem Arbeitsanfall. Darüber hinaus sind die Kosten der manuellen Ernte auch bei niedrigem Lohnniveau ein wesentlicher Kostentreiber (siehe Abbildung 9.5)

Die gegenwärtig am Markt verfügbaren Maschinen für die Jatrophaaernte haben zwangsläufig Demonstrationscharakter, da es gegenwärtig noch keine hinreichend großen Jatrophaplantagen gibt, die einen routinemäßigen Einsatz in kommerziellen Maßstab ermöglichen würden. Würde man analog zum FSRL einen Readiness Level für das Erntegerät bestimmen, läge dieser daher nur bei 5 bis 6. In Anbetracht der bei anderen Kulturpflanzen mittlerweile erzielten Mechanisierung erscheint dies aber nicht als grundsätzliches Problem. Das größte Risiko an dieser Stelle erscheint gegenwärtig eine Reduzierung des Ernteertrages durch Miternten unreifer Früchte.

- **Das Projekt muss imstande sein, die erforderliche Logistik selber zu finanzieren. Dies hat Auswirkungen auf die erforderliche Mindestgröße**

Aufgrund der Prämisse, dass der Anbau in einem bisher nur extensiv genutzten, dünn besiedelten Gebiet erfolgt, ist davon auszugehen, dass die für die Ölpressung, die Lagerung und den Transport des Öls zum nächsten Bahnhof / Hafen erforderliche Infrastruktur nicht vorhanden ist, und auch keine anderen Nutzer existieren, mit denen die Fixkosten der Infrastruktur geteilt werden können. Diese Infrastruktur sollte daher im Projekt geplant werden, und muss durch das Projekt finanziert werden. Ein Projekt, das sich nur auf den Anbau der Ölfrüchte konzentriert, und die nachfolgende Logistik vernachlässigt, wird scheitern.

Diese Kosten sind nicht unerheblich. Für ein Tanklager an einem Bahnhof sehen wir als Mindestanforderung eine Anlage mit zwei Tanks mit je 500 cbm Fassungsvermögen an. Eine kleinere Anlage sehen wir auch bei kleinen Projekten nicht als realistisch an, da sie sich aus dem normalen Transportvolumen eines Kesselwagenzuges und den operationellen Anforderungen des Tanklagerbetriebs²⁹⁹, und somit unabhängig von der Größe des Projektes ist. Die mit einer solchen Anlage verbundenen Kosten schätzen wir auf rund 5 Mio. USD. Falls ein Tanklager direkt für die Beladung seegehender Schiffe gebaut werden muss, sind aufgrund der höheren Verladevolumina noch deutlich größere Anlagen erforderlich, mit denen entsprechend höhere Investitionen verbunden sind.

Bei einer Ölmühle besteht eher die Möglichkeit, die Anlagenkapazität zu skalieren und so flexibel an die Menge der produzierten Ölfrüchte anzupassen. Wie die auf Berechnungen der TUHH beruhende Abbildung 12.2 zeigt, gibt es aber auch hier massive Skaleneffekte. Insbesondere bei kleineren Projekten mit einer jährlichen Ernte von weniger als 20.000 Tonnen³⁰⁰ ergeben sich deutliche Nachteile bei den Stückkosten. Die nur noch geringe Kostendegression ab einem Sameneinsatz von 40.000 Tonnen ergibt sich daraus, dass in burnFAIR ausschließlich der Einsatz von elektrisch betriebenen Ölpressen betrachtet wurde. In der Praxis wird man ab einer gewissen Größe zusätzlich eine Extraktionsanlage einsetzen, was dann zu weiteren Skaleneffekten führen würde.

²⁹⁹ Je ein Einlagerungs- und ein Auslagerungstank

³⁰⁰ Dies entspricht der Ernte auf 8.000 Hektar, siehe Abschnitt 9.2.1.5

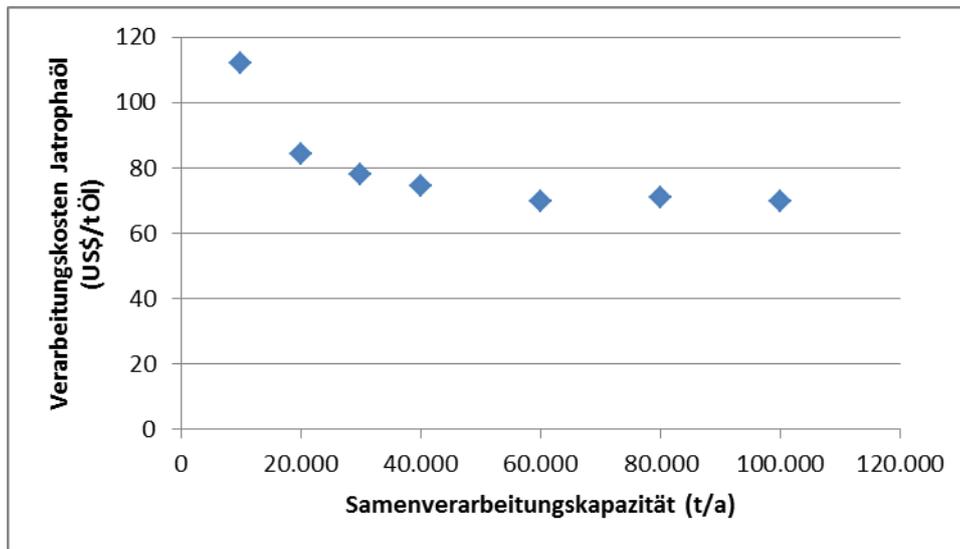


Abbildung 12.2: Zusammenhang zwischen Samenverarbeitungskapazität und Kosten der Pressung (Pressung ohne Extraktionsanlage)

Aus diesen Zahlen folgt, dass die hier skizzierte Art von Jatropha-Projekt vergleichsweise groß sein muss, um trotz der erforderlichen Logistikinvestitionen wirtschaftlich tragfähig zu sein. Das im Einzelnen für die Samenproduktion erforderliche Areal wird von den individuellen Umständen abhängen, insbesondere auch einer eventuell bereits vorhandenen Infrastruktur oder möglichen Mitnutzern. Es ist aber davon auszugehen, dass bei weitgehendem Fehlen von Mitnutzern oder vorhandener Infrastruktur eine Fläche von mehreren 10.000 Hektar erforderlich sein wird.

Auf Basis der oben stehenden Prämissen wurden von Lufthansa modellhafte Wirtschaftspläne aufgestellt und die erzielbaren Produktionskosten ermittelt. Diese Wirtschaftspläne können hier nicht wiedergegeben werden, da sie vertrauliche Daten Dritter enthalten. Ergebnis der Berechnungen ist, dass die Möglichkeit der Erreichung des Zielpreises von 600 bis 650 USD/Tonne frei Raffinerie unter ökologisch und sozial nachhaltigen Bedingungen durchaus besteht.

Dies sind Analysen auf einem relativ hohen Abstraktionsgrad, die natürlich noch durch Detailarbeiten zu ergänzen wären. Es erscheint jedoch nach Auffassung der Deutschen Lufthansa nicht gerechtfertigt, Jatropha in der Diskussion auszublenzen, wie es in der jüngeren Zeit teilweise geschieht. Eine ökologisch wie ökonomisch nachhaltige Produktion von Jatropha erscheint durchaus möglich.

Bezüglich des Verwertungsplanes ist daher festzuhalten, dass die Deutsche Lufthansa die Verwertungsaussichten der Forschungen zum Produktionspfad HEFA/Jatropha als positiv betrachtet. Lufthansa ist bereit, ein nachhaltig produziertes, preislich mit konventionellem Kerosin konkurrenzfähiges Kerosin aus Jatropaöl zu beziehen. Darüber hinaus ist die Deutsche Lufthansa auch bereit, sich aktiv in den Prozess des Aufbaus von Jatrophaplantagen und Produktionsanlagen einzubringen und ihn durch Unterzeichnung langfristiger Lieferverträge zu unterstützen. Nach Einschätzung der Deutschen Lufthansa ist der Produktionspfad HEFA/Jatropha hinreichend verwertungsnah, dass eine derartige Einbringung auch kurzfristig erfolgen kann.

12.2 Verwertungsaussichten FT-Biokerosin

Beim FT-Biokerosin fällt die Beurteilung der Verwertungsaussichten aus der Perspektive der Deutschen Lufthansa vorsichtiger aus. Ein wesentlicher Faktor hierbei ist die technische Reife des Prozesses.

Soweit es sich um die Verarbeitung von Synthesegas zu Kerosin handelt (das sogenannte FT-Backend), handelt es sich um einen erprobten Prozess, der bereits in mehreren Anlagen großtechnisch eingesetzt wird. Es existieren gegenwärtig weltweit verschiedene Projekte zur alternativen Kraftstoffen mit Hilfe eines FT-Backends, deren bekanntestes das Solena Waste-to-Liquid-projekt von British Airways ist.³⁰¹ Es gibt aus Sicht der Lufthansa keinen Grund zu der Annahme, dass sich das FT-Backend bei diesen Projekten als ein Problem erweisen wird.

Im Rahmen von burnFAIR untersucht wurde aber speziell der FT-BTL-Prozess der Umwandlung von Holz in Kerosin. Die hierbei dem FT-Backend vorgeschaltete Erzeugung des Synthesegas aus Holz³⁰² wurde bisher nur in kleinen Demonstrationsanlagen umgesetzt. Der Versuch des Einsatzes in einer Pilotanlage durch die Firma Choren endete mit deren Konkurs, ohne dass die Anlage in Betrieb gegangen wäre. Zu den Ursachen des Konkurses existieren bisher keine veröffentlichten Aufarbeitungen, so dass unbekannt ist, ob der Konkurs auf wirtschaftliche Managementfehler oder technische Designfehler zurückzuführen ist. So oder so aber steht bisher der abgesicherte Nachweis aus, dass das Verfahren in großem Maßstab funktioniert. Damit ist das Verfahren nach Einschätzung der Lufthansa noch nicht in einem Stadium, das eine unmittelbare Verwertung erlauben würde.

³⁰¹ GreenSky project prepares to land in Thurrock, Pressemitteilung der British Airways vom 16.4.2014

³⁰² Für eine detaillierte Darstellung des Prozesses siehe Teil II dieses Berichtes

Auf der anderen Seite ist in jüngster Zeit eine Reihe mit dem FT-BTL-Prozess konkurrierender Produktionsverfahren der Produktionsreife nahegebracht worden. Die in Kapitel 11 herausgearbeitete Stärke des FT-BTL-Ansatzes ist seine ökologische Vorteilhaftigkeit, während er in Bezug auf Kosten und Konversionseffizienz deutliche Nachteile hat. Diese ökologische Vorteilhaftigkeit ergibt sich vor allem aus der Möglichkeit des Einsatzes von Holz als Biomasse. Zum Zeitpunkt der Auswahl von FT-Kerosin aus Plantagenholz als Kraftstofftyp B (Juni 2011) war dies ein Alleinstellungsmerkmal des FT-BTL-Prozesses. In der Zeit seitdem hat sich jedoch zunehmend ein alternativer Trend abgezeichnet, bei dem Holz und andere lignozellulosehaltige Biomasse durch Mikroorganismen aufgeschlossen und das resultierende Zwischenprodukt entweder als Rohstoff in eine HEFA-Anlage eingebracht³⁰³ oder anderweitig in Kerosin umgewandelt wird. Mehrere derartige, unterschiedliche Mikroorganismen nutzende, Produktionswege haben in den zurückliegenden Jahren große Fortschritte gemacht und die Produkte stehen teilweise kurz vor der ASTM-Zulassung.

Die Entwickler dieser Verfahren nehmen für sich in Anspruch, effizienter und wirtschaftlicher als der FT-BTL-Prozess zu sein. Diese Angaben sind nur begrenzt nachprüfbar, da die Prozessdetails der neuen Verfahren nicht veröffentlicht werden. In den meisten Fällen wurde das Verfahren bereits in kleinen Pilotanlagen umgesetzt, größere Demoanlagen existieren jedoch noch nicht.

Lufthansa ist als Fluggesellschaft nicht imstande, die unterschiedlichen Prozesse technisch zu beurteilen. Aus unserer Sicht existiert hier eine Reihe von Prozessen zur Umwandlung von Holz, die einen ähnlichen Status (Pilotanlage, keine funktionierende Demoanlage) haben wie der FT-BTL-Prozess, aber eine bessere Wirtschaftlichkeit versprechen. Für einen Teil dieser Prozesse ist für die kommenden Jahre der Bau von Demoanlagen angekündigt. Wenn diese Anlagen einmal gebaut sind, wird dies ein besseres Urteil über die neuen Prozesse erlauben. Bis dahin nimmt Lufthansa jedoch eine agnostische Haltung ein; insbesondere sehen wir den FT-BTL-Prozess in Anbetracht der Vielzahl potentieller Alternativen als nicht hinreichend verwertungsnah an, dass sich Lufthansa kurzfristig als Abnehmer oder Projektinitiator einbringen könnte.

³⁰³ Vgl. z.B. „Neste Oil and DONG Energy to begin cooperation on technology development for renewable fuels“, Pressemitteilung Neste Oil vom 28.2.2014

12.3 Weitergehende Fragestellungen

Wie in Kapitel 3 dargelegt, zeigte sich während der Emissionsuntersuchungen, welche Bedeutung die Eigenschaften des zum Mischen eingesetzten konventionellen Kerosins haben, und wie wenig wir über dieses Kerosin eigentlich wissen. Dieser Sachverhalt ist seitdem Gegenstand einer intensiven Forschungstätigkeit der Deutschen Lufthansa. Die Lücke bezüglich der Kenntnisse über die Verteilung der Ist-Eigenschaften des Kerosins wurde für Deutschland im Rahmen von BurnFAIR durch eine Erhebung vorerst geschlossen (siehe Kapitel 3, Abschnitt 3.5), und das Mischungsverhalten von Biokerosin und konventionellem Kerosin wird gegenwärtig im Rahmen der im Auftrag der Europäischen Kommission durchgeführten Blendingstudie untersucht.

Diese Arbeiten sind aber letztlich nur Facetten der wesentlich weiter gehenden Fragestellung, wie eigentlich das ideale Kerosin aussehen sollte. Gemeint ist hierbei nicht, welche Eigenschaften ein theoretisch denkbares, aber nicht mit den existierenden Flugzeugtypen kompatibles Kerosin haben sollte. Gemeint ist vielmehr, wie ein zumindest mit der Masse der gegenwärtig eingesetzten Flugzeuge kompatibles Kerosin idealerweise sein sollte. Diese Frage war in der Vergangenheit nicht relevant, da sich die Zusammensetzung konventionellen Kerosins aus der Zusammensetzung des Rohöls und dem auf die Erzeugung einer Vielzahl von Produkten ausgelegten Raffinationsprozess ergibt. Die zunehmende Zahl der Produktionspfade für synthetisches Kerosin gibt jedoch grundsätzlich die Möglichkeit, zukünftig die Eigenschaften des Kerosins auf die eigenen Bedürfnisse zuzuschneiden. Das aber setzt voraus, dass man sich über die eigenen Bedürfnisse im Klaren ist.

Ein praktisches Beispiel ist der Aromatengehalt. Für Fischer-Tropsch- und HEFA-Kerosin verlangt die Spezifikation einen Mindestaromatengehalt von 8%.³⁰⁴ Ursächlich hierfür ist, dass die Aromaten zu einem Aufschwellen der Dichtungen in Tanksystemen führen, und ein Aromatengehalt von unter 8% als zu niedrig angesehen wird, um das Dichthalten der Ventile zu gewährleisten.³⁰⁵ Für konventionelles Kerosin gibt es hingegen keinen Mindestaromatengehalt; es ist lediglich gefordert, dass der Aromatengehalt 25% nicht übersteigt.³⁰⁶ Die Erhebung der Isteigenschaften des konventionellen Kerosins in Deutschland zeigte eine ganze Reihe von Fällen, bei denen der Aromatengehalt unter 8%

³⁰⁴ ATSM 7566, Tabelle 1, Part 2 – extended requirements

³⁰⁵ Matthew De Witt / Edwin Corporan / John Graham / Donald Minus: Effects of Aromatic Type and Concentration in Fischer-Tropsch Fuel on emissions Production and Material Compatibility; Energy and Fuels 2008, 22, S. 2411

³⁰⁶ ASTM 1655, Tabelle 1

lag (Abbildung 3.19). Hierbei handelte es sich um über einen Zeitraum von zwei Monaten erfolgte Einlieferungen an zwei Flughäfen. Obwohl in dieser Zeit die Betankungen an diesen Flughäfen ganz oder überwiegend mit einem Kerosin mit weniger als 8% Aromatengehalt durchgeführt wurden, gab es an diesen Flughäfen keinerlei gemeldete Beeinträchtigungen des Flugbetriebs. Dies deutet darauf hin, dass die 8%-Grenze eine sehr konservative ist.

Da aber andererseits ein hoher Aromatenanteil tendenziell mit einer erhöhten Russbildung und damit erhöhten Emissionen von Nanopartikeln verbunden ist (Abbildung 3.23), ist dieser aus technischer Sicht konservative Ansatz unter Umweltgesichtspunkten nicht optimal. Unter Umweltaspekten wäre es günstiger, den Aromatengehalt auf das technisch unvermeidliche Minimum zu beschränken.

Eine über den Rahmen von BurnFAIR hinausgehende Fragestellung ist somit:

Welches ist die optimale Aromatenzusammensetzung des Kerosins?

Hierbei geht nicht ausschließlich um den absoluten Aromatenanteil, da der Begriff „Aromaten“ eine Reihe recht unterschiedlicher Substanzen umfasst. Ebenso relevant ist die Untersuchung, welche Arten von Aromaten für das Aufschwellen der Dichtungen erforderlich sind, und welche Arten von Aromaten zu negativen Umwelteinflüssen führen.

Aromatenanteil und –zusammensetzung sind jedoch nur einer aus einer ganzen Reihe zu untersuchender Aspekte, auch wenn der Handlungsbedarf in diesem Falle besonders groß ist. Grundsätzlich sollte die obenstehende Frage erweitert werden zu:

Welche Bestandteile des Kerosins sind für welche Eigenschaften verantwortlich, und wie sollte ein Kerosin idealerweise zusammengesetzt sein?

Die Beantwortung dieser Frage wäre ein wesentlicher Fortschritt bei der Schließung der gegenwärtig noch vorhandenen Wissenslücken.

12.4 Schlusswort

Mit diesem Abschlussbericht geht ein Projekt zu Ende, das sich einschließlich der Berichterstellung über fast vier Jahre erstreckt hat und dessen Ergebnissen von Seiten der Politik, der Medien und der Öffentlichkeit ein erfreuliches Interesse genommen wurde. Die die technische Eignung des Biokerosins betreffenden Fragen konnten im Rahmen der Untersuchung eindeutig beantwortet werden. Die Untersuchung der Emissionen beantwortete die wichtigste Frage, aber warf eine Reihe neuer Fragen auf, die Gegenstand weitergehender Forschungen sein sollten. Die Untersuchungen zu den Produktionswegen zeigten, dass bis zum Erreichen eines wirtschaftlich konkurrenzfähigen und ökologisch nachhaltigen Biokerosins noch an vielen Stellen Handlungsbedarf besteht, und in welcher Richtung er besteht. In allen Fällen aber stellt die Forschungsarbeit wesentliche Schritte dar, dem Ziel einer nachhaltigen Reduzierung der CO₂-Emissionen der Luftfahrt trotz Wachstum des Luftverkehrs näherzukommen.

Dieses Ergebnis war nur möglich durch die kooperative Zusammenarbeit aller Projektbeteiligter. Ihnen allen sei an dieser Stelle hierfür herzlich gedankt.

Anhang

Tabelle A.1. Bei den Emissionsmessungen eingesetztes Gerät

Gerät Name	Vorgang	Optische Weglänge	Zeitliche Auflösung	Messbereich
FT-IR Spektrometer MKS-2030DS	Erfassung von transienten Vorgängen	5,11m	1 s	
Condensation Particle Counter (CPC 3022A)	Partikelmessung		1 s	6-1000 nm
Engine Exhaust Particle Sizer (EEPS)	Messen der Partikelgrößenverteilung		0,1 s	5,6-560nm

Tabelle A.2. Allgemeine Annahmen zum Jatrophaanbau (Man = Manuell; Masch = Maschinell)

		Mosambi k	Mexiko		Indien	
			Man	Masch		
Plantagengröße		ha	10.000			
Bewirtschaftungs- zeitraum	Startphase	a	5			
	Etablierte Phase	a	20			
Betriebstage		d a ⁻¹	313			
Arbeitstage pro Person		d a ⁻¹	283			
Arbeitszeit		h d ⁻¹	8			
Pflückleistung (Samen pro Person/Maschine)		kg d ⁻¹	50	50	2.442	50
Ertrag	Durchschnitt	t ha ⁻¹ a ⁻¹	2,16	2,52	2,14	2,70
	Etablierte Phase	t ha ⁻¹ a ⁻¹	2,40	2,80	2,38	3,00

Tabelle A.3. Annahmen zur Etablierung der Jatropha-Plantage (Man = Manuell; Masch = Maschinell)

			Mosambi k		Mexiko		Indien	
					Man	Masch		
Land- vorbereitung		Kultivierung durch mehrjährige Pflanze						
Aufzucht Jatropha-Setzlin- ge	Pflanzen (Anzahl)	ha ⁻¹	1.300					
	Gewächshausfläche	ha ha ⁻¹	6,5·10 ⁻⁵					
	Düngung	kg ha ⁻¹	0,010 N / 0,004 P ₂ O ₅ / 0,013 K ₂ O					
	Plastikbeutel (Anzahl)	ha ⁻¹	1.300					
	Saatgut	kg ha ⁻¹	1,03					
Gebäude und Infrastruktur	Bürogebäude	Stück	1					
	Lagerhalle	Stück	1					
	Sanitäranlage	Stück	9	10	4	11		
	Straßen / Strom / Wasser	Stück	1					

Tabelle A.4. Personalbedarf auf der Jatropha-Plantage (Man = Manuell; Masch = Maschinell)

			Mosambi k		Mexiko		Indien	
					Man	Masch		
Feld	Pflücker	Persone n	1527	1781	0	1908		
	Feldarbeiter	Persone n	112					
	Fahrer Personentransport	Persone n	8	9	0	10		
	Fahrer Traktor	Persone n	15	15	28	15		
	Fahrer Erntemaschine	Persone n	0	0	56	0		
	Vorarbeiter	Persone n	33	38	8	41		
Zentrale	Techniker	Persone n	2					
	Sicherheit	Persone n	2					
	Verwaltung	Persone n	6					

Tabelle A.5 Maschinen und Transportmittel auf der Jatrophapflanzung (Man = Manuell; Masch = Maschinell)

		Mosambi k		Mexiko		Indien
				Man	Masch	
Gerät für Bewirtschaftung	Großarbeitsgerät	Stück	3			
	Landwirtschaftsgerät	Stück	15			
Personen- und Materialtransport	Personentransporter	Stück	8	9	0	10
	Pick-Up	Stück	9	10	3	11
	Kleintransporter	Stück	50			
Ernte und Samentransport	Kleinsammler	Stück	306	357	0	382
	Erntemaschine	Stück	0	0	28	0
	Gabelstapler	Stück	0	0	28	0
	Enthülser + Samentrenner	Stück	50	50	14	50
	Samen(Frucht-)anhänger	Stück	50	50	28	50
	Traktor	Stück	15	15	30	15

Tabelle A.6. Verbräuche auf der Jatrophapflanzung (Man = Manuell; Masch = Maschinell)

		Mosambi k		Mexiko		Indien
				Man	Masch	
Energie	Strom	MWh a ⁻¹	30			
	Diesel	l ha ⁻¹ a ⁻¹	97,49	100,33	158,70	103,17
Dünger	N	kg ha ⁻¹ a ⁻¹	21,35	23,38	21,25	24,40
	P ₂ O ₅	kg ha ⁻¹ a ⁻¹	7,72	8,53	7,68	8,94
	K ₂ O	kg ha ⁻¹ a ⁻¹	26,79	29,02	26,68	30,13
Pflanzenschutz	Herbizid	kg ha ⁻¹ a ⁻¹	0,1			
	Pestizid	kg ha ⁻¹ a ⁻¹	1,3			

Tabelle A.7. Allgemeine Annahmen zur Auslegung der Jatrophaölmühle

		Mosambik	Mexiko	Indien
Lebensdauer	a		15	
Max. Verarbeitungskapazität	t Samen a ⁻¹	24.000	28.000	30.000
Press- und Filterwirkungsgrad	%		85	
Ölpresen	Stück	3	4	4
Volllaststunden	h a ⁻¹	7.619	6.667	7.143
Max. Ölertrag	t Öl a ⁻¹	6.605	7.706	8.256

Tabelle A.8. Etablierung der Jatrophaölmühle

		Mosambik	Mexiko	Indien
Gebäude und Infrastruktur	Halle inkl. Ausstattung	Stück	1	
	Tanklager	Stück	2 (20 m ³)	2 (25 m ³) 2 (25 m ³)
Maschinen	Waage	Stück	1	
	Sonderfahrzeuge	Stück	2	

Tabelle A.9. Personalbedarf in der Jatrophaölmühle

		Mosambik	Mexiko	Indien
Maschinenbediener	Personen		7	
Techniker	Personen		1	
Fahrer	Personen		3	
Vorarbeiter/Management	Personen		2	

Tabelle A.10. Energie- und Materialbedarf bei der Jatrophaölproduktion in der Jatrophaölmühle

			Mosambi k	Mexiko	Indien
Energie	Strom	MWh a ⁻¹	2.057	2.400	2.571
	Diesel	l ha ⁻¹ a ⁻¹		24.000	

Tabelle A.11. Allgemeine Parameter der HEFA Produktionsanlagen

Anlagenparameter	Wert	Einheit
Anlagenkapazität	ca. 800.000	t a ⁻¹
Jahresbetriebsstunden	8.200	h
Einsatzstoff	teilraffiniertes Jatrophaöl	
Produktspektrum	Naphtha, Kerosin (SPK), Diesel und Brenngas	

Tabelle A.12. Modellzusammensetzung des teilraffinierten Jatrophaöls

Jatrophaöl	Chemische Bezeichnung	Zusammensetzung (m.-%)
Triolein	C ₅₇ H ₁₀₄ O ₆	0,83
Linolsäure	C ₁₈ H ₃₂ O ₂	0,17

Tabelle A.13. Reaktionsbedingungen und Modellannahmen der Hydrotreating-Reaktoren

	Einheit	Hydrierungs- und Desoxygenierungsreaktor	Cracking- und Isomerisierungsreaktor
Temperatur	°C	325	319
Anfangsdruck	bar	50,5	47
Druckverlust	bar	3	2

Tabelle A.14. Produktzusammensetzung nach der Hydrierung und Desoxygenierung im ersten Reaktor; in Massenanteilen (m.-%)

Komponenten	Chemische Bezeichnung	Zusammensetzung (m.-%)
n-Heptadekan	$C_{17}H_{36}$	21,44
n-Oktadekan	$C_{18}H_{38}$	61,34
Propan	C_3H_8	3,99
Kohlenstoffdioxid	CO_2	3,92
Wasser	H_2O	8,68
Wasserstoff	H_2	0,62

Tabelle A.15. Produktzusammensetzung nach dem Cracking / Isomerisierung im zweiten Reaktor; in Massenprozent (m.-%)

Komponenten	Chemische Bezeichnung	Zusammensetzung (m.-%)
Wasserstoff	H ₂	1,32
Propan	C ₃ H ₈	0,85
<i>n</i> -Heptadekan	C ₁₇ H ₃₆	2,52
<i>n</i> -Oktadekan	C ₁₈ H ₃₈	7,24
<i>n</i> -Butan	C ₄ H ₁₀	0,73
<i>n</i> -Pentan	C ₅ H ₁₂	1,05
<i>n</i> -Hexan	C ₆ H ₁₄	5,3
3-Methylhexan	C ₇ H ₁₆	8,47
3-Methylheptan	C ₈ H ₁₈	11,03
<i>n</i> -Nonan	C ₉ H ₂₀	1,59
3-Methyloktan	C ₉ H ₂₀	7,43
2,2-Dimethyl-3-Ethylpentan	C ₉ H ₂₀	3,52
<i>n</i> -Dekan	C ₁₀ H ₂₂	1,42
3-Methylnonan	C ₁₀ H ₂₂	11,37
<i>n</i> -Undekan	C ₁₁ H ₂₄	1,26
L ⁽⁺⁾ -3-Methyldekan	C ₁₁ H ₂₄	10,65
<i>n</i> -Dodekan	C ₁₂ H ₂₆	1,09
3-Methylundekan	C ₁₂ H ₂₆	9,27
<i>n</i> -Tridekan	C ₁₃ H ₂₈	0,82
L ⁽⁺⁾ -3-Methyldodekan	C ₁₃ H ₂₈	7,08
<i>n</i> -Tetradekan	C ₁₄ H ₃₀	0,27
2,5-Dimethyldodekan	C ₁₄ H ₃₀	4,36
5,5,7,7-Tetramethylundekan	C ₁₅ H ₃₂	1,36

Tabelle A.16. Produktzusammensetzung nach der Destillation; in Massenanteilen ({}):
Spuren vorhanden)

Komponenten	Chemische Bezeichnung	Destillations-gase (m.-%)	Naphtha (m.-%)	Kerosin (m.-%)	Diesel (m.-%)
Wasserstoff	H ₂	1,58	{.}	{.}	{.}
Propan	C ₃ H ₈	32,85	{.}	{.}	{.}
<i>n</i>-Heptadekan	C ₁₇ H ₃₆	0	{.}	{.}	24,61
<i>n</i>-Oktadekan	C ₁₈ H ₃₈	0	0	0	70,65
Wasser	H ₂ O	3,65	0	0	0
Kohlenstoffdioxid	CO ₂	4,27	{.}	{.}	{.}
<i>n</i>-Butan	C ₄ H ₁₀	37,98	{.}	{.}	{.}
<i>n</i>-Pentan	C ₅ H ₁₂	19,17	2,38	{.}	{.}
<i>n</i>-Hexan	C ₆ H ₁₄	0,49	18,11	{.}	{.}
3-Methylhexan	C ₇ H ₁₆	0,01	29,58	{.}	{.}
3-Methylheptan	C ₈ H ₁₈	0	38,16	0,41	{.}
<i>n</i>-Nonan	C ₉ H ₂₀	0	0,2	2,64	{.}
3-Methyloktan	C ₉ H ₂₀	0	3,69	11,01	{.}
2,2-Dimethyl-3-Ethylpentan	C ₉ H ₂₀	0	7,84	2,25	{.}
<i>n</i>-Dekan	C ₁₀ H ₂₂	0	{.}	2,45	{.}
3-Methylnonan	C ₁₀ H ₂₂	0	{.}	19,61	{.}
<i>n</i>-Undekan	C ₁₁ H ₂₄	0	{.}	2,17	{.}
L⁽⁺⁾-3-Methyldekan	C ₁₁ H ₂₄	0	{.}	18,39	{.}
<i>n</i>-Dodekan	C ₁₂ H ₂₆	0	{.}	1,89	{.}
3-Methylundekan	C ₁₂ H ₂₆	0	{.}	16,02	{.}
<i>n</i>-Tridekan	C ₁₃ H ₂₈	0	{.}	1,4	{.}
L⁽⁺⁾-3-Methyldodekan	C ₁₃ H ₂₈	0	{.}	12,22	0,1
<i>n</i>-Tetradekan	C ₁₄ H ₃₀	0	{.}	0,31	0,89
2,5-Dimethyldodekan	C ₁₄ H ₃₀	0	{.}	7,5	0,16
5,5,7,7-Tetramethylundekan	C ₁₅ H ₃₂	0	{.}	1,73	3,52

Tabelle A.17. Modellzusammensetzung des für die Dampfreformierung eingesetzten Erdgases; in Massenprozent (m.-%)

Komponenten	Chemische Bezeichnung	Zusammensetzung (m.-%)
Kohlenstoffdioxid	CO ₂	0,5
Methan	CH ₄	95
Stickstoff	N ₂	4,5

Tabelle A.18. Allgemeine Annahmen zum Pappelplantage

		Deutschland
Plantagengröße	ha	50
Ertrag	t TM ha ⁻¹ a ⁻¹	10
Umtriebszeit	a	5
Arbeitstage	d a ⁻¹	230

Tabelle A.19. Annahmen zur Etablierung der Pappelplantage

		Deutschland
Vorherige Landnutzung		Kultivierung mit mehrjähriger Pflanze
Stecklingsaufzucht	Strom (Triebe zuschneiden, Kühlung)	kWh ha ⁻¹
		7,2
Gebäude und Infrastruktur		Stück
		0,8

Tabelle A.20. Verbräuche auf der Pappelplantage

		Deutschland
	Diesel	l ha ⁻¹ a ⁻¹
		16,3
Dünger	N	kg ha ⁻¹ a ⁻¹
		64,0
	P ₂ O ₅	kg ha ⁻¹ a ⁻¹
		25,2
Pflanzenschutz	K ₂ O	kg ha ⁻¹ a ⁻¹
		39,6
	Herbizid	kg ha ⁻¹ a ⁻¹
		2,4
	Pestizid	kg ha ⁻¹ a ⁻¹
		0,3

Tabelle A.21. Allgemeine Annahmen zur Eukalyptusplantage

		Brasilien
Plantagengröße	ha	10000
Ertrag	t TM ha ⁻¹ a ⁻¹	25
Umtriebszeit	a	5
Arbeitstage	d a ⁻¹	283

Tabelle A.22. Annahmen zur Etablierung der Kurzumtriebsplantage

		Brasilien	
Vorherige Landnutzung		Kultivierung mit mehrjähriger Pflanze	
Stecklingsaufzucht	Gewächshausfläche	ha ha ⁻¹	2,2·10 ⁻⁴
	Düngung	kg ha ⁻¹	0,018 N / 0,013 P ₂ O ₅ / 0,028 K ₂ O
	Pflanzenröhrchen	kg ha ⁻¹	1,6
	Strom (Triebe zuschneiden)	kWh	0,3
Gebäude und Infrastruktur		Stück	0,8

Tabelle A.23. Verbräuche auf der Eukalyptusplantage

		Brasilien	
Energie	Diesel	l ha ⁻¹ a ⁻¹	62,2
Dünger	N	kg ha ⁻¹ a ⁻¹	62,5
	P ₂ O ₅	kg ha ⁻¹ a ⁻¹	45,0
	K ₂ O	kg ha ⁻¹ a ⁻¹	98,0
	Herbizid	kg ha ⁻¹ a ⁻¹	2,4
Pflanzenschutz	Pestizid	kg ha ⁻¹ a ⁻¹	0,3

Tabelle A.24. Zusammensetzung der Biomassen Pappelholz und Eukalyptus

	Pappelholz³⁰⁷	Eukalyptus³⁰⁸
Proximatanalyse		
Wassergehalt	25,00 m.-%	25,00 m.-%
Festkohlenstoff	16,35 m.-%	17,82 m.-%
Flüchtige Best.	82,32 m.-%	81,42 m.-%
Aschegehalt	1,33 m.-%	0,76 m.-%
Brennwert	19,38 MJ kg ⁻¹	19,42 MJ kg ⁻¹
Ultimatanalyse		
C	48,45 m.-%	49,00 m.-%
H	5,85 m.-%	5,87 m.-%
N	0,47 m.-%	0,30 m.-%
Cl	0,10 m.-%	0,13 m.-%
S	0,01 m.-%	0,01 m.-%
O	43,69 m.-%	43,97 m.-%
Asche	1,43 m.-%	0,72 m.-%

³⁰⁷ Jenkins, B. M. & Ebeling, J. M. Thermochemical properties of biomass fuels. *California Agriculture* **39**, 14–16 (1985).

³⁰⁸ Jenkins, B. M. & Ebeling, J. M. Thermochemical properties of biomass fuels. *California Agriculture* **39**, 14–16 (1985)., Biomass Fuel Analysis of Energy Crops (closed loop) and Yardwaste Wood Chips (open loop). at <<http://www.treepower.org/fuels/analysis.html>>

Tabelle A.25. Grenzwerte zur Reinigung des Roh-Synthesegases^{309 310}

Verunreinigung	Für FT-Prozess maximal erlaubte Konzentration
Schwefelverbindungen (H ₂ S, COS, CS ₂ , SO ₂)	< 1 ppm
Stickstoffverbindungen	
NH ₃	< 10 ppm
NO _x	< 0,2 ppm
HCN	< 10 ppb
Halogenwasserstoffe (HCl, HBr, HF)	< 10 ppb
Alkalimetalle	< 10 ppb
Feststoffe	Kein Ruß, Staub, Asche
Teer	Unter dem Taupunkt

Tabelle A.26. Parameter für elektrische Aktoren (Pumpen, Kompressoren, Gebläse)

Parameter	Annahme
Kompressoren:	Polytrop berechnet nach ASME Methode
Polytroper Wirkungsgrad	75 %
Pumpen:	
Pumpenwirkungsgrad	85 %

³⁰⁹ Olofsson, I., Nordin, A. & Söderlind, U. Initial Review and Evaluation of Process Technologies and Systems Suitable for Cost-efficient Medium-scale Gasification for Biomass to Liquid Fuels. (Energy Technology & Thermal Process Chemistry, University of Umeå, 2005).

³¹⁰ Leible, L., Kälber, S., Kappler, G., Lange, S., Nieke, E., Proplesch, P., Wintzer, D. & Fürniß, B. *Kraftstoff, Strom und Wärme aus Waldrestholz - eine systematische Untersuchung.* (Forschungszentrum Karlsruhe, 2007).

Tabelle A.27. Wechselkurse für standortspezifische Währungen³¹¹

	Wechselkurs	Einheit	Datum
Mosambik	29,67	MZN/USD	25.09.2013
Mexiko	12,84	MXN/USD	25.09.2013
Indien	62,52	INR/USD	25.09.2013
Niederlande/Deutschland	0,74	EUR/USD	25.09.2013
Brasilien	2,2	BRL/USD	25.09.2013

Tabelle A.28: Metrik des Kriteriums *Feedstock Readiness Level* (FSRL)

Feedstock Readiness Level (FSRL)	Punktzahl
Großflächiger Anbau der Energiepflanze (spezielle Erntemaschinen entwickelt, Züchtung leistungsfähiger Sorten, Erfahrung mit Krankheiten, Schädlingen etc.)	10
Energiepflanze wird in begrenztem Maßstab kommerziell angebaut	8
Aufbau erster kommerzieller Pflanzungen	6
Kultivierung der Pflanze in größeren Feldversuchen (ha-Maßstab, Entwicklung geeigneter Anbaumethoden)	4
Erprobung der Kultivierbarkeit der Pflanze in kleinen Testpflanzung	3
Durchführung erster Studien zum Potenzial dieser Pflanze (Wachstumsbedingungen, Klima, Mehrwert gegenüber bestehenden Energiepflanzen)	2
Identifikation einer potenziell geeigneten Energiepflanze	1

311

Tabelle A.29: Metrik des Kriteriums *Fuel Readiness Level (FRL)*

Fuel Readiness Level (FRL)	Punktzahl
Kraftstoff wird großindustriell produziert	10
Kraftstoff wird in begrenztem Maßstab kommerziell produziert	8
Kommerzielle Pilotanlage befindet sich im Aufbau	6
Alle relevanten Technologien zur Kraftstoffproduktion sind Demonstrationsmaßstab erprobt	4
Alle relevanten Technologien zur Kraftstoffproduktion sind im Labormaßstab erprobt	3
Kraftstoffproduktionsprozess befindet sich im fortgeschrittenen F&E-Stadium	2
Kraftstoffproduktionsprozess befindet sich im Stadium der Grundlagenforschung	1

Tabelle A.30: Metrik des Kriteriums *spezifischer landwirtschaftlicher Flächenbedarf*

Landwirtschaftlicher Flächenbedarf [ha t_{SPK}⁻¹]	Punktzahl
$x < 0.3$	10
$0.3 \leq x < 0.7$	9
$0.7 \leq x < 1.1$	8
$1.1 \leq x < 1.5$	7
$1.5 \leq x < 1.9$	6
$1.9 \leq x < 2.3$	5
$2.3 \leq x < 2.7$	4
$2.7 \leq x < 3.1$	3
$3.1 \leq x < 3.4$	2
$3.4 \leq x < 3.8$	1
$3.8 \leq x$	0

Tabelle A.31: Metrik des Kriteriums *Treibhausgasminderungspotenzial* (relativ zur fossilen Referenz Jet A-1)

THG-Minderungspotenzial	Punktzahl
$x \geq 90\%$	10
$80\% \leq x < 90\%$	9
$70\% \leq x < 80\%$	8
$60\% \leq x < 70\%$	7
$50\% \leq x < 60\%$	6
$40\% \leq x < 50\%$	5
$30\% \leq x < 40\%$	4
$20\% \leq x < 30\%$	3
$10\% \leq x < 20\%$	2
$1\% \leq x < 10\%$	1
$x < 1\%$	0

Tabelle A.32: Metrik des Kriteriums *Substitutionspotenzial* als relatives Verhältnis von theoretischem Produktionspotenzial zum globalen Kraftstoffbedarf der kommerziellen Luftfahrt³¹²

Substitutionspotenzial	Punktzahl
$x \geq 50\%$	10
$40\% \leq x < 50\%$	9
$35\% \leq x < 40\%$	8
$30\% \leq x < 35\%$	7
$25\% \leq x < 30\%$	6
$20\% \leq x < 25\%$	5
$15\% \leq x < 20\%$	4
$10\% \leq x < 15\%$	3
$5\% \leq x < 10\%$	2
$0\% < x < 5\%$	1
0%	0

³¹² Derzeitiger globaler Kraftstoffverbrauch durch die kommerzielle Luftfahrt etwa 190 Mt pro Jahr (Quelle: ATAG; <http://www.atag.org/facts-and-figures.html>; Zugriff 18.11.2013; Umrechnungsfaktoren: 1 barrel = 159 L; Dichte(Kerosin) = 0,802 kg L⁻¹)

Tabelle A.33: Metrik des Kriteriums *relative Kraftstoffgestehungskosten* als prozentuale Differenz zwischen Gesamtgestehungskosten (Summe aller Kosten, die über die gesamte Produktionskette einschließlich des Transportes des Endproduktes zum Flughafen anfallen) des alternativen Kraftstoffs und aktuellem Marktpreis von konventionellem Kerosin (Jet A-1)

Relative Kraftstoffgestehungskosten	Punktzahl
$x \leq 0\%$	10
$0\% < x \leq 10\%$	9
$10\% < x \leq 20\%$	8
$20\% < x \leq 30\%$	7
$30\% < x \leq 40\%$	6
$40\% < x \leq 50\%$	5
$50\% < x \leq 60\%$	4
$60\% < x \leq 75\%$	3
$75\% < x \leq 100\%$	2
$100\% < x \leq 150\%$	1
$150\% < x$	0

Abkürzungsverzeichnis

°C	Grad Celsius
Akh	Arbeitskraftstunden
ASPEN+	Prozesssimulationssoftware der Firma Aspen Technology
ASTM	American Society for Testing and Materials
ATJ	Alcohol to Jet
Bbl	Barrel
BHL	Bauhaus Luftfahrt
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BRL	Brasilianischer Real
BtL	Biomass to Liquid
CAAFI	Commercial Aviation Alternative Fuel Initiative
CAI	Current Annual Increment
Cbm	Kubikmeter
CML	Centrum voor Milieukunde der Universität Leiden
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
Co-LTFT	Niedrig-Temperatur-Synthese mit Cobalt-Katalysator
CPC	Condensation Particle Counter
dB	Dezibel
DBFZ	Deutschen Biomasseforschungszentrum

DefStan	UK Defence Standard
DLR-VT	Institut für Verbrennungstechnik
EDX-Ray	Energy Dispersive X-Ray
EEPS	Engine Exhaust Particle Sizer
EGT	Exhaust Gas Temperature
EI	Emissionsindex
EU	Europäische Union
EUR	Euro
EU-RED	EU-Richtlinie Erneuerbare Energien
FAIR	Future Aircraft Research
Fe-HTFT	Hoch-Temperaturverfahren mit Eisen-Katalysator
Fe-LTFT	Niedrig-Temperatur-Synthese mit Eisen-Katalysator
FRL	Fuel Readiness Level
FSRL	Feedstock Readiness Level
FT	Fischer-Tropsch
FT-IR	Fourier Transform – Infrarot Spektrometer
G	Gesamtgestehungskosten
GHG	Greenhouse Gas
GUS	Gemeinschaft Unabhängiger Staaten
GWP	Global Warming Potential
H ₂	Wasserstoff
H ₂ O	Wasser
H ₂ S	Schwefelwasserstoff

H ₃ PO ₄	Phosphorsäure
Ha	Hektar
HEFA	Hydroprocessed Esters and Fatty Acids
HP	High Pressure
HPC	Heavy Paraffin Conversion
HVO	Hydrogenated Vegetable Oil
IATA	International Air Transport Association
ICAO	International Civil Aviation Organization
IEA	International Energy Agency
ILO	International Labor Organisation
INR	Indische Rupie
IPCC	International Panel on Climate Change
ITAKA	Initiative Towards Sustainable Kerosene for Aviation
Jet A-1	Standard Kerosin
Kg	Kilogramm
kN	Kilonewton
KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft
KUP	Kurzumtriebsplantage
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
LH	Lufthansa
LP	Low Pressure

LTO	Landing and Take Off Cycle
LuFo	Luftfahrtforschungs-Förderungsprogramm des BMWi
m	Meter
MAI	Mean Annual Increment
MCDM	Multicriteria Decision-Making
mg	Milligramm
Mha	Millionen Hektar
Mio	Millionen
mm	Millimeter
MZN	Mosambikanischer neuer Metical
N2	High pressure spool speed
NaOH	Natronlauge
nm	Nanometer
NOx	Stickstoffoxide
Ppm	Parts per million
pS	Picosiemens
RED	Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG
RSB	Roundtable on Sustainable Biomaterials
RWY	Runway
SAFUG	Sustainable Aviation Fuel Users Group
SAP	Superabsorbent Polymer
SN	Smoke Number

SO ₂	Schwefeldioxid
SPK	Synthetic Paraffinic Kerosene
SWAFEA	Sustainable Way for Alternative Fuels and Energy for Aviation
THG	Treibhausgasreduzierungsfaktor
TUHH	Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft der Technischen Hochschule Hamburg-Harburg
TUM	Technische Universität München
UHC	Unburned Hydrocarbons
UOP	Universal Oil Products
USD	US Dollar
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VOC	Flüchtige organische Bestandteile (Volatile Organic Compound)
VSV	Variable Stator Vanes
WIWeB	Wehrwirtschaftliches Institut für Werk- und Betriebsstoffe
WUE	Water Use Efficiency