



DBFZ Report Nr. 9

**Analyse und Bewertung ausgewählter
zukünftiger Biokraftstoffoptionen auf
der Basis fester Biomasse**

Franziska Müller-Langer

**ANALYSE UND BEWERTUNG AUSGEWÄHLTER
ZUKÜNFTIGER BIOKRAFTSTOFFOPTIIONEN AUF DER
BASIS FESTER BIOMASSE**

Vom Promotionsausschuss der
Technischen Universität Hamburg-Harburg
zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor-Ingenieurin (Dr.-Ing.)

genehmigte
Dissertation

von

Franziska Müller-Langer

aus
Leipzig

2011

Gutachter:

Prof. Dr.-Ing. Martin Kaltschmitt

Prof. Dr.-Ing. Joachim Werther

Tag der mündlichen Prüfung:

13. Dezember 2011

INHALTSVERZEICHNIS

SYMBOLVERZEICHNIS..... VII

1 EINLEITUNG..... 1

1.1 Hintergrund 1

1.2 Zielstellung 3

1.3 Aufbau der Arbeit 4

2 KRAFTSTOFFOPTIONEN AUS FESTER BIOMASSE 6

2.1 Feste Biomasse..... 6

2.1.1 Definition und Abgrenzung..... 6

2.1.2 Eigenschaften 7

2.1.3 Ableitung des Referenzrohstoffs 8

2.2 Biomassebereitstellung 8

2.2.1 Stand der Technik..... 9

2.2.2 Technische Entwicklungsperspektiven 11

2.3 Biokraftstoffproduktion 12

2.3.1 Bioethanol 12

2.3.1.1 Stand der Technik 13

2.3.1.2 Technische Entwicklungsperspektiven..... 16

2.3.2 Fischer-Tropsch-Diesel 17

2.3.2.1 Stand der Technik 18

2.3.2.2 Technische Entwicklungsperspektiven..... 25

2.3.3 Bio-SNG..... 26

2.3.3.1 Stand der Technik 26

2.3.3.2 Technische Entwicklungsperspektiven..... 28

2.4 Biokraftstoffdistribution 29

2.4.1 Stand der Technik..... 29

2.4.1.1 Kraftstofftransport 29

2.4.1.2 Stationäre Speicher 30

2.4.1.3 Tankstellen..... 30

2.4.2 Technische Entwicklungsperspektiven 31

2.5 Biokraftstoffnutzung 31

2.5.1 Stand der Technik..... 31

2.5.1.1 Verbrennungsmotoren 31

2.5.1.2 Hybridtechnologien 33

2.5.2 Technische Entwicklungsperspektiven 33

3 METHODISCHE VORGEHENSWEISE..... 35

3.1 Ableitung von Referenzkonzepten..... 36

3.2 Technische Konzeptbewertung 37

3.2.1 Grundlagen 37

3.2.2 Methodik 39

3.2.2.1	Anforderungen und Bewertungsansatz.....	39
3.2.2.2	Kenngrößen	42
3.3	Ökonomische Konzeptbewertung.....	44
3.3.1	Grundlagen.....	44
3.3.1.1	Dynamische Partialmodelle.....	44
3.3.1.2	Bestimmung ökonomischer Größen	45
3.3.1.3	Erfahrungskurvenansatz	46
3.3.2	Methodik	47
3.3.2.1	Bewertungsansatz und Kenngrößen	47
3.3.2.2	Abschätzung der Entwicklung von Kosten	51
3.4	Ökologische Konzeptbewertung.....	52
3.4.1	Grundlagen.....	52
3.4.1.1	Bilanzierung von Umweltwirkungen.....	52
3.4.1.2	Prognostische Ökobilanz	54
3.4.2	Methodik	54
3.4.2.1	Bewertungsansatz und Kenngrößen	55
3.4.2.2	Abschätzung der Entwicklung von Umweltwirkungen.....	57
3.5	Gesamtbewertung der Konzepte	57
4	REFERENZKONZEPTE	59
4.1	Anwendung der Methodik	59
4.2	Bioethanol.....	61
4.2.1	Kurzfristiges Konzept	63
4.2.2	Mittelfristiges Konzept.....	64
4.2.3	Langfristiges Konzept	65
4.3	Fischer-Tropsch-Diesel.....	66
4.3.1	Kurzfristiges Konzept	68
4.3.2	Mittelfristiges Konzept.....	69
4.3.3	Langfristiges Konzept	70
4.4	Bio-SNG	72
4.4.1	Kurzfristiges Konzept	74
4.4.2	Mittelfristiges Konzept.....	75
4.4.3	Langfristiges Konzept	76
5	ANALYSE UND BEWERTUNG.....	78
5.1	Datengrundlage	78
5.1.1	Bilanzraum A	78
5.1.2	Bilanzraum B.....	79
5.1.3	Bilanzraum C.....	79
5.1.4	Bilanzraum D	79
5.2	Technik	79
5.2.1	Anwendung der Methodik.....	80
5.2.1.1	Ermittlung der Zielgrößen	80
5.2.1.2	Ermittlung der Zielwerte	80

5.2.2	Ergebnisse	81
5.2.2.1	Ausgewählte Zielgrößen.....	81
5.2.2.2	Zielwerte	84
5.2.2.3	Sensitivitätsanalyse.....	87
5.2.3	Fazit.....	88
5.3	Ökonomie.....	89
5.3.1	Anwendung der Methodik.....	89
5.3.1.1	Ermittlung der Biokraftstoffgestehungskosten	89
5.3.1.2	Ermittlung der Nutzenergiebereitstellungskosten	92
5.3.1.3	Abschätzung der Kostenentwicklung	92
5.3.2	Ergebnisse	93
5.3.2.1	Referenzrohstoffbereitstellungskosten	93
5.3.2.2	Biokraftstoffgestehungskosten	94
5.3.2.3	Nutzenergiebereitstellungskosten	96
5.3.2.4	Erfahrungskurveneffekte	97
5.3.2.5	Sensitivitätsanalyse.....	99
5.3.3	Fazit.....	102
5.4	Ökologie.....	104
5.4.1	Anwendung der Methodik.....	104
5.4.1.1	Ziel und Untersuchungsrahmen	104
5.4.1.2	Sachbilanz.....	105
5.4.1.3	Wirkungsabschätzung.....	106
5.4.1.4	Auswertung.....	106
5.4.2	Ergebnisse	106
5.4.2.1	Verbrauch fossiler Energieträger.....	106
5.4.2.2	Anthropogener Treibhausgaseneffekt	108
5.4.2.3	Versauerung.....	110
5.4.2.4	Eutrophierung	112
5.4.2.5	Sensitivitätsanalyse.....	113
5.4.3	Fazit.....	117
5.5	Gesamtbewertung	119
5.5.1	Anwendung der Methodik.....	119
5.5.2	Technisch-ökonomische Bewertung	120
5.5.3	Technisch-ökologische Bewertung	122
5.5.4	Ökonomisch-ökologische Bewertung	124
5.5.5	Technisch-ökonomisch-ökologische Bewertung	125
6	SCHLUSSBETRACHTUNG UND AUSBLICK	127
	LITERATUR- UND REFERENZVERZEICHNIS	131
	ANHANG	153
A.1	Datengrundlage	153
A.2	Technische Kenngrößen der Referenzkonzepte.....	161
A.3	Ökonomische Kenngrößen der Referenzkonzepte.....	174
A.4	Ökologische Kenngrößen der Referenzkonzepte.....	187

A.5 Gesamtbewertung..... 192

SYMBOLVERZEICHNIS

Formelzeichen und Symbole	Beschreibung	Einheit
AF	Allokationsfaktor	-
A_t	Auszahlungen je Periode	EUR/a
b	anlagenspezifischer Installationsfaktor	-
C	Kapazität der Anlagenkomponente bzw. von Anlagen	abhängig von Anlagen- komponente, sonst MW_{KS}
d	anlagenspezifischer Größendegressionskoeffizient	-
d_p	Partikeldurchmesser	μm
e	Energieverbrauch	GJ/GJ_{RRS} , GJ/GJ_{KS} , MJ/km_{FZ}
E	spezifische Emissionen bzw. Aufwendungen	kg/GJ_{KS} bzw. GJ/GJ_{KS} oder $g_{CO_2\text{-Äq.}}/km_{FZ}$ bzw. MJ/km_{FZ}
E_t	Einzahlungen je Periode	EUR/a
f	Fortschrittsfaktor	-
F	Äquivalentfaktor	-
G	Gewichtungsfaktor	-
g	Gewichtungszahl	-
H_u	unterer Heizwert	MJ/kg
i	Kalkulationszinssatz	%
I	Investition	EUR
K	Kosten	EUR/GJ_{RRS} , EUR/GJ_{KS} , EUR/km_{FZ}
L_{KS}	jährliche Biokraftstoffproduktion	t/a
\dot{m}	Massestrom	kg/h
Ma.%	massebezogener Anteil	%
p	Preisindex	-
P	Leistung	kW
$p_{t,0}$	Preisindex zu früherem Zeitpunkt	-
q	Verzinsung der Periode	%
T	kalkulatorische Betrachtungsdauer	a
t	Periode, Zeitindex	a
Vol.%	volumenbezogener Anteil	%
ZW	Zielwerte	-

ΔH_R	Reaktionsenthalpie	kJ/mol
η	Wirkungsgrad	%

Indizes	Beschreibung
0	der Kapazität C_0
1	der ersten Anlage
BWL	Brennstoffwärmeleistung
$CO_2\text{-Äq.}$	CO_2 -Äquivalent
D	Dampf
$E+V$	Ernte und Verfügbarmachung
el	elektrisch
$el\text{-Äq.}$	Elektrizitätsäquivalent
en	energetisch
ex	extern
fA	frei Anlage
FET	Fossile Energieträger
FKS	Fossiler Kraftstoff
FM	Frischmasse
HS	Hilfsstoff
KP	Koppelprodukt
KS	Kraftstoff
L	Lagerung
LL	Frei lokalem Lager (Verfügbarmachung)
N	bezogen auf den normierten Zustand
n	der Kapazität C_n respektive der n-ten Anlage
oz	Oberziel
$PO_4\text{-Äq.}$	PO_4 -Äquivalent
RRS	Referenzrohstoff
RS	Reststoff
$SO_2\text{-Äq.}$	SO_2 -Äquivalent
T	Transport
$t,0$	zu früherem Zeitpunkt
$t,1$	zu betrachtetem Zeitpunkt (Basisjahr)

<i>th</i>	thermisch
<i>th-Äq.</i>	Wärmeäquivalent
<i>uz</i>	Unterziel
<i>WB</i>	Wechselbehälter
<i>wf</i>	trocken bzw. wasserfrei
<i>WTT</i>	Frei Tankstelle (well-to-tank)
<i>WTW</i>	Nutzenergiebereitstellung (well-to-wheel)
<i>zk</i>	(Ziel-)Kriterium

Abkürzungen	Beschreibung
ADP	Adenosindiphosphat
AER	Absorption Enhanced Reforming
AFEX	Ammonia fiber explosion (Ammoniak-Faseraufschluss)
AMW	Arithmetischer Mittelwert
ATP	Adenosintriphosphat
Äq.	Äquivalent
bbf	Barrel
BF	Basisfall
BtL	Biomass to Liquid
BtOH	Butanol
CBP	Consolidated Bioprocessing (Kompakt-Bioprozess)
CFPP	Cloud filter plugging point
CNG	Compressed natural gas
CtL	Coal-to-Liquid
DE	Deutschland
DK	Dieselmotoren
DME	Dimethylether
DS	Doppelschnecke
DT	Dampfturbine
DWA	Druckwechseladsorption
E100	Reines Ethanol
E5	Ethanol-Benzin-Gemisch mit Ethanolanteil von 5 Vol.%
E85	Ethanol-Benzin-Gemisch mit Ethanolanteil von 85 Vol.%
ECN	Energy research Center of the Netherlands
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EK	Erfahrungskurven
ETBE	Ethyltertiärbutylether
EtOH	Ethanol
EU	Europäische Union
EUR	Euro
F&E	Forschung- und Entwicklung

Abkürzungen	Beschreibung
FAEE	Fatty acid ethyl ester
FAME	Fatty acid methyl ester
FB	Festbett
FET	Fossile Energieträger
FFV	Flexible fuel vehicle
FIBEX	Fiber explosion (Faseraufschluss)
FICFB	Fast Internally Circulating Fluidised Bed (Wirbelschichtvergasung mit interner Zirkulation)
FKS	Fossiler Kraftstoff
FT-KS	Fischer-Tropsch-Kraftstoffe
FZK	Forschungszentrum Karlsruhe
GGP	Getreideganzpflanzen
GtL	Gas-to-Liquid
GuD	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk
HB	Holzbündel
HD	Hochdruck
HEFA	Hydrotreated esters and fatty acids
HG	Häckselgut
HKW	Heizkraftwerk
HS	Hackschnitzel
HT	Hochtemperatur
HTU	Hydrothermal upgrading Diesel (hydrothermal aufbereiteter Diesel)
HVO	Hydrotreated vegetable oils (Pflanzenöle über Hydrotreatingprozesse)
Hyd.	Hydrogen (Wasserstoff)
K	Kosten
KEV	kumulierter (Primär-)Energieverbrauch
Kfz	Kraftfahrzeug
KIT	Karlsruhe Institute of Technology (vormals FZK)
KMV	kumulierter Materialverbrauch
KS	Kraftstoff
KSÄ	Kraftstoffäquivalent
KUP	Kurzumtriebsplantagen(holz)
KW	Kohlenwasserstoffe
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Lkw	Lastkraftwagen
LM	Lösungsmittel
LZA	Luftzerlegungsanlage
MA	Mitarbeiter
MD	Mitteldruck
MEA	Monoethanolamin
MeOH	Methanol
MTBE	Methyltertiärbutylether
n. b.	nicht bekannt

Abkürzungen	Beschreibung
ND	Niederdruck
NTV	Niedrigtemperaturvergaser
OK	Ottokraftstoffe
ORC	Organic Rankine Cycle
OZ	Oberziel
P	Pellets
Pkw	Personenkraftwagen
QB	Quaderballen
RB	Rundballen
RH	Rundholz
RME	Rapsmethylester
ROZ	Research Oktanzahl
RRS	Referenzrohstoff
SH	Scheitholz
SHF	Separate Hydrolysis Fermentation (Separate Hydrolyse und Fermentation)
SNG	Synthetic Natural Gas (Synthetisches Erdgassubstitut)
SSCF	Simultaneous Saccharification Co-Fermentation (Simultane Hydrolyse und Co-fermentation)
SSF	Simultaneous Saccharification Fermentation (Simultane Hydrolyse und Fermentation)
TEG	Triethylenglykol
TEU	Twenty-foot Equivalent Unit
THG	Treibhausgas(emissionen)
Tkw	Tankkraftwagen
TUW	Technische Universität Wien
USD	US-Dollar
UZ	Unterziel
WGS	Wasser-Gas-Shift
WS	Wirbelschicht
WTO	World Trade Organisation
ZK	(Ziel-)Kriterium
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung

1 EINLEITUNG

1.1 Hintergrund

Etwa ein Drittel des Gesamtendenergieverbrauchs entfällt auf den Transportsektor, dessen Energieverbrauch zu rund 98 % über fossile Kraftstoffe (maßgeblich Mineralöl) abgedeckt wird [70], [71], [91]. Gleichzeitig ist der Transportsektor eine der Hauptursachen für den Ausstoß anthropogener Treibhausgasemissionen. Mobilität (insbesondere von Personen und Gütern) ist für die gesellschaftliche und wirtschaftliche Entwicklung unverzichtbar und nach wie vor ein überdurchschnittlich wachsender Bereich [103]. Weltweit wird sich die Anzahl der Kraftfahrzeuge von ca. 700 Mio. Personenwagen im Jahr 2000 auf etwa 1,3 Mrd. Personenwagen im Jahr 2030 nahezu verdoppeln; gleiches gilt für den damit einhergehenden Verbrauch an Endenergie [302]. Hingegen wird in Deutschland von einem um 9 % sinkenden Energieverbrauch gegenüber 2005 auf 2 EJ/a im Jahr 2030 ausgegangen; in den Mitgliedsstaaten der EU-27 hingegen wird ein Anstieg um 14 % gegenüber 2005 auf 17,7 EJ/a im Jahr 2030 erwartet [71], [72].

Um die Mobilität zukünftig nachhaltiger gestalten zu können, sind eine Reihe von Faktoren wichtig (u. a. Verminderung der Transportintensität, Nutzung umweltfreundlicher Verkehrsträger, Trendwende im Güterverkehr). Dabei werden konventionelle fossile Kraftstoffe weiterhin eine wichtige Basis darstellen, die durch alternative Kraftstoffe teils substituiert bzw. ergänzt werden [91], [169], [241], [302]. Wegen seiner günstigen Eigenschaften im Hinblick auf Klimarelevanz (z. B. hohes Einsparungspotenzial an Treibhausgasemissionen) und Versorgungssicherheit (u. a. Substitution fossiler Energieträger, die im Regelfall importiert werden müssen) ist Biomasse unter den erneuerbaren Energien einer der erfolgreichsten Energieträger. Eines der politischen Ziele ist es, den Anteil von Biokraftstoffen an den für Transportzwecke verwendeten Otto- und Dieselmotorkraftstoffen in den EU-Mitgliedsstaaten signifikant zu steigern.

Biomasse kann über sehr unterschiedliche Bereitstellungspfade zu flüssigen und gasförmigen Biokraftstoffen umgewandelt werden. Abhängig von der Art der Biomassekonversion werden dabei drei wesentliche Pfade unterschieden: (i) die physikalisch-chemische, (ii) die biochemische und (iii) die thermo-chemische Konversion (u. a. [142], [199], [287]). Mögliche Bereitstellungsketten, bestehend aus der Biomasseproduktion und -verfügbarmachung, der Biomassebereitstellung sowie der Biokraftstoffproduktionsrouten und damit verbunden die Optionen der Kraftstoffverteilung und -nutzung in Fahrzeugen, sind in Abb. 1-1 veranschaulicht.

Gegenwärtig sind maßgeblich Biokraftstoffe der konventionellen bzw. der sog. ersten Generation (d. h. Pflanzenöl und Biodiesel auf der Basis von pflanzlichen und tierischen Ölen und Fetten sowie Bioethanol auf der Basis von zucker- und stärkehaltigen Pflanzenbestandteilen) marktdominierend [29], [67], [82]. Biokraftstoffe der ersten Generation erleben europa- und weltweit enormen Zuwachs. Es wird erwartet, dass diese auch mittelfristig überwiegend zum Einsatz kommen werden [91], [197].

Parallel dazu erfolgt die Entwicklung von Biokraftstoffen der zukünftigen sog. zweiten Generation (z. B. Bioethanol und synthetische Kraftstoffe auf der Basis fester Biomasse), die im Gegensatz zur ersten Generation prinzipiell die gesamte Pflanze nutzen könnten, und damit

u. a. Vorteile im Hinblick auf die Flächennutzung beim Anbau von Biomasse und bei der Reduktion von Klimagasemissionen versprechen [23], [153], [202], [233]. Ausgehend von ersten Pilot- und Demonstrationsanlagen zur Produktion von Biokraftstoffen der zukünftigen Generation sind eine Vielzahl möglicher Kraftstoffoptionen und Anlagenkonzepte in der Diskussion (Abb. 1-1).

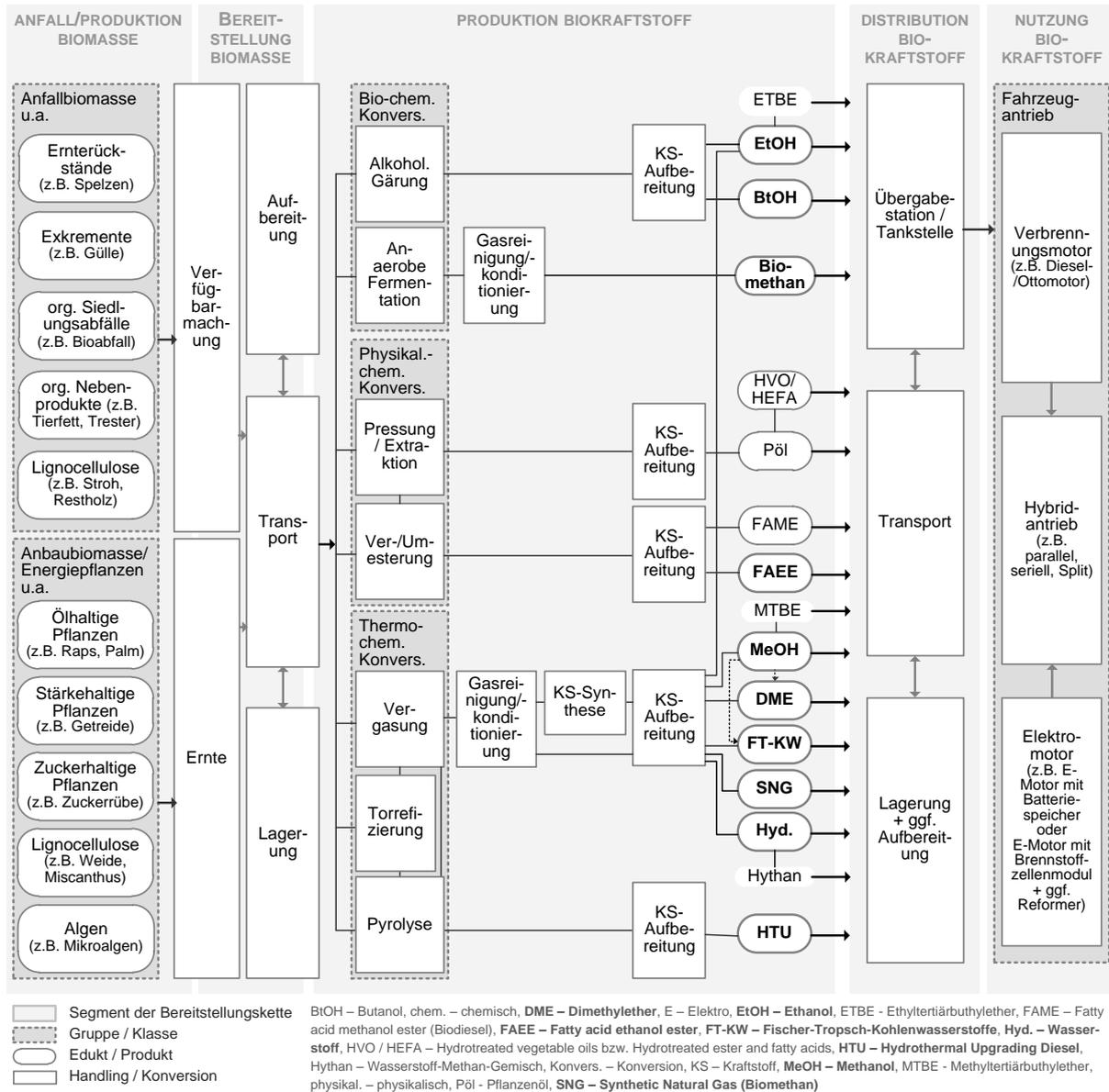


Abb. 1-1: Biokraftstoffbereitstellungsketten unter Einordnung zukünftiger Biokraftstoffoptionen (zukünftige Biokraftstoffoptionen fett hervorgehoben)¹

Für eine erfolgreiche Implementierung von zukünftigen Biokraftstoffoptionen in das Energiesystem bei gleichzeitiger Erfüllung der politischen Zielvorgaben ist es mit Blick auf die gesamte Kraftstoffbereitstellungskette und die damit verbundenen vielschichtigen Aspekte und Verknüpfungen erforderlich, die Anforderungen möglichst aller Akteure in den einzelnen Segmenten der Biokraftstoffbereitstellung (z. B. Endverbraucher, Automobilindustrie, Anlagenbetreiber, Land- und Forstwirte) in die Entwicklung ganzheitlicher Konzepte einfließen zu

¹ Ohne Anspruch auf Vollständigkeit; der Fokus liegt hierbei auf Bereitstellungsketten, bei denen Biomasse direkt in Stoffströme konvertiert werden, die – teils als Zwischenprodukte – zu Biokraftstoffen weiterverarbeitet werden.

lassen. Diese Anforderungen sowohl miteinander in Einklang zu bringen, als auch mit den übergeordneten Zielen (d. h. Umwelt- und Klimaschutz, Versorgungssicherheit, Technik- und Kosteneffizienz) – und das im Kontext der Leitziele der Nachhaltigkeit (Umwelt, Wirtschaft, Gesellschaft bzw. Soziales) – ist dabei unabdingbar (Abb. 1-2).

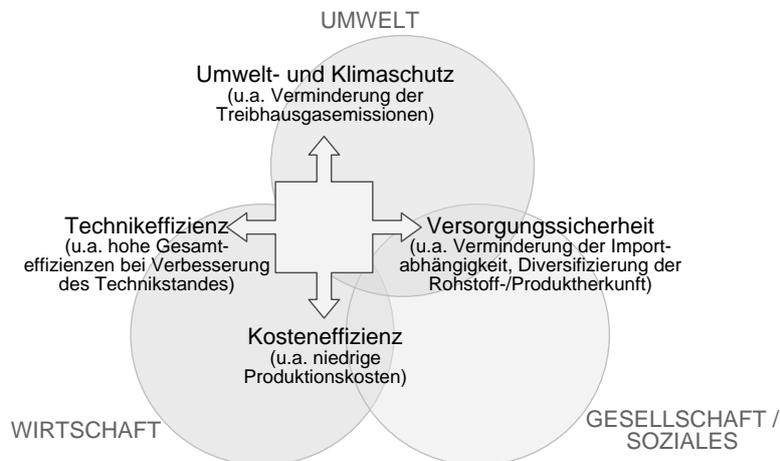


Abb. 1-2: Übergeordnete Ziele im Kontext der Leitziele der Nachhaltigkeit

Die Identifizierung und Untersuchung von Biokraftstoffen der zukünftigen Generation war und ist zwar Gegenstand zahlreicher Studien und Forschungsvorhaben (z. B. [23], [39], [40], [41], [50], [51], [63], [66], [68], [119], [124], [199], [201], [215], [269], [271], [288], [292]), jedoch verbunden mit teils unzureichend betrachteten Teilaspekten sowie mit unterschiedlich zugrunde gelegten Randbedingungen und dadurch mangelhafter Vergleichbarkeit. Dies gilt ausgehend vom aktuellen Stand insbesondere für die Einschätzung der Entwicklungsperspektiven und der damit verbundenen Effekte für zukünftige Zeithorizonte. Diese unbefriedigende Situation macht einen objektiven und strukturierten Vergleich in diesem Bereich schwierig.

1.2 Zielstellung

Vor dem Hintergrund der aufgezeigten Gesamtproblematik ist es das Ziel dieser Arbeit eine methodische Vorgehensweise für die technische, ökonomische und ökologische Analyse und Bewertung von zukünftigen Biokraftstoffkonzepten unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Anforderungen an Biokraftstoffe und der gegebenen technischen Entwicklungsperspektiven zu entwickeln und beispielhaft auf die nachfolgend genannten Biokraftstoffoptionen auf Basis fester Biomasse anzuwenden:

- * Bioethanol über die bio-chemische Fermentation,
- * Fischer-Tropsch-Diesel über die thermo-chemischen Vergasung,
- * Bio-SNG (Bio-Synthetic Natural Gas²) über die thermo-chemischen Vergasung.

Dazu gilt es für die ausgewählten Biokraftstoffe ausgehend von dem jeweiligen gegenwärtigen technischen Entwicklungsstand zunächst die technischen Perspektiven für die praktische Umsetzung von Einzelverfahren und -technologien entlang der Kraftstoffbreitstellungskette zu identifizieren. Aufbauend darauf können für die Bereitstellungsketten Gesamtkonzepte

² d. h. Synthetisches Erdgas(substitut), auch synthetisch hergestelltes Biomethan

abgeleitet werden, die dann hinsichtlich ihrer technischen, ökonomischen und ökologischen Kenngrößen zu analysieren und zu bewerten sind.

Aus der Zielstellung ist zunächst die Schlüsselfrage zu beantworten, wie für die ausgewählten Biokraftstoffoptionen zukünftige Konzepte gestaltet sein können, welche die aus heutiger Sicht denkbaren Entwicklungsperspektiven entlang der Kraftstoffbereitstellungskette hinreichend berücksichtigen, gleichzeitig aber auch die Bandbreite der in der Fachöffentlichkeit diskutierten Anlagenkonzepte abbilden.

Darüber hinaus ist die Schlüsselfrage zu beantworten, wie diese viel versprechenden Biokraftstoffkonzepte aus technischen, ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten zu beurteilen sind. Dafür ist es erforderlich geeignete Kenngrößen für die Analyse und Bewertung zu identifizieren und ein geeignetes reproduzierbares methodisches Werkzeug zu entwickeln.

Unter Beantwortung der genannten Schlüsselfragen soll ein Beitrag zur Einschätzung der Chancen und Risiken der zukünftigen Biokraftstoffe Bioethanol, Fischer-Tropsch-Diesel und Bio-SNG aus Sicht der Technik, der Ökonomie und der Ökologie geleistet werden. Die damit verbundenen Untersuchungen sollen unter Berücksichtigung der kurzfristig (d. h. Zeithorizont für die Realisierung in bis zu 5 Jahren) verfügbaren sowie mittel- bis langfristig (d. h. Zeithorizont für die Realisierung in etwa 10 bis 15 Jahren bzw. in etwa 20 bis 25 Jahren) denkbaren technischen Möglichkeiten erfolgen.

1.3 Aufbau der Arbeit

Um der erläuterten Zielstellung Rechnung zu tragen, gliedert sich die Arbeit in die folgenden Schwerpunkte (Abb. 1-3).

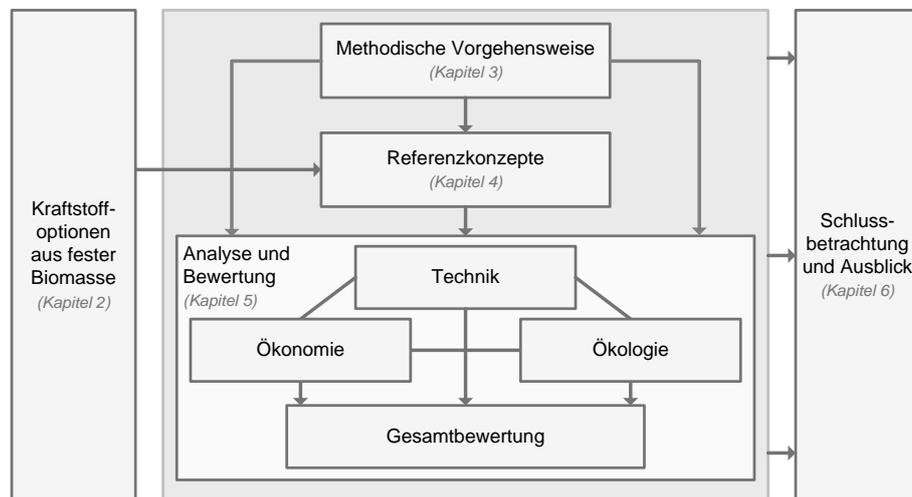


Abb. 1-3: Struktureller Aufbau der Arbeit

Dazu erfolgt in Kapitel 2 die Charakterisierung von fester Biomasse und die Ableitung eines geeigneten Referenzrohstoffs als Basis für die nachfolgenden Untersuchungen. Zudem werden für die ausgewählten Kraftstoffoptionen Bioethanol, Fischer-Tropsch-Diesel und Bio-SNG für die einzelnen Segmente entlang der Nutzenergiebereitstellungskette der gegenwärtige Stand der Technik für die relevanten Einzeltechnologien sowie die technischen Entwicklungsperspektiven hinsichtlich deren Umsetzung untersucht.

Aufbauend auf diesen Grundlagen wird in Kapitel 3 eine methodische Vorgehensweise für die Analyse und Bewertung zukünftiger Biokraftstoffkonzepte entwickelt, die grundsätzlich ebenso auf andere Biokraftstoffoptionen anwendbar ist.

Umsetzung findet diese Methodik – ausgehend von der Ableitung und Weiterentwicklung von geeigneten Referenzkonzepten für die ausgewählten Biokraftstoffoptionen in Kapitel 4 – in der technischen sowie der ökonomischen und ökologischen Analyse und Bewertung dieser Konzepte unter einheitlich zugrunde gelegten Randbedingungen (Kapitel 5). Dies beinhaltet auch die Gesamtbewertung der Referenzkonzepte auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse aus den Einzelanalysen hinsichtlich ihrer relativen Vorteilhaftigkeit zueinander.

Abschließend erfolgt in Kapitel 6 die Schlussbetrachtung im Hinblick auf die eingangs gestellten Schlüsselfragen. Zudem werden im Ausblick wesentliche Aspekte für eine erfolgreiche Implementierung im Energiesystem dargestellt.

2 KRAFTSTOFFOPTIIONEN AUS FESTER BIOMASSE

Für die Bereitstellung fester Biomassen sind unterschiedliche Ressourcen nutzbar. Diese werden nachfolgend mit Bezug auf die ausgewählten Biokraftstoffoptionen (Bioethanol, Fischer-Tropsch-Diesel und Bio-SNG) charakterisiert. Deren aktueller Stand der Technik sowie die technischen Entwicklungsperspektiven für die Umsetzung der Einzeltechnologien aus gegenwärtiger Sicht werden im Anschluss daran unter Berücksichtigung der gesamten Bereitstellungskette von der Biomasse bis zu Nutzenergie für die mobile Anwendung vorgestellt.

2.1 Feste Biomasse

Für die Auswahl geeigneter Konversionsverfahren zur Biokraftstoffproduktion sind die Art und die Eigenschaften der zum Einsatz kommenden Rohstoffe entscheidend. Nachfolgend werden daher die unterschiedlichen Arten fester Biomasse (sog. Lignocellulose) aufgezeigt und hinsichtlich ihrer wesentlichen Eigenschaften charakterisiert mit dem Ziel, einen geeigneten Referenzrohstoff für die zu untersuchenden Biokraftstoffe auswählen zu können.

2.1.1 Definition und Abgrenzung

Feste Biomasse (auch biogene Festbrennstoffe) sind definitionsgemäß rezente Brennstoffe organischen Ursprungs, die zum Zeitpunkt ihrer energetischen Nutzung in fester Form vorliegen. Diese können entsprechend ihrer Herkunft unterschieden werden in sog. Anfallbiomasse (d. h. Nebenprodukte oder Rückstände einer wert- oder rohstofflichen Nutzung oder Abfälle am Ende einer primären Nutzung) oder sog. Anbaubiomasse (d. h. eigens für die energetische Nutzung angebaute Energiepflanzen). Zusätzlich kann feste Biomasse in halmgut- und krautartige³ (z. B. Stroh) und holzartige Biomasse (z. B. Waldrestholz) sowie in Biomasse von Früchten (z. B. Obst) sowie definierte und undefinierte Mischungen unterschieden werden [46], [142] (Abb. 2-1). Damit können feste Biomassen auch gegenüber sonstigen Biomassen (z. B. tierische Exkrememente, organische Abfälle mit hohem Wassergehalt) abgegrenzt werden.

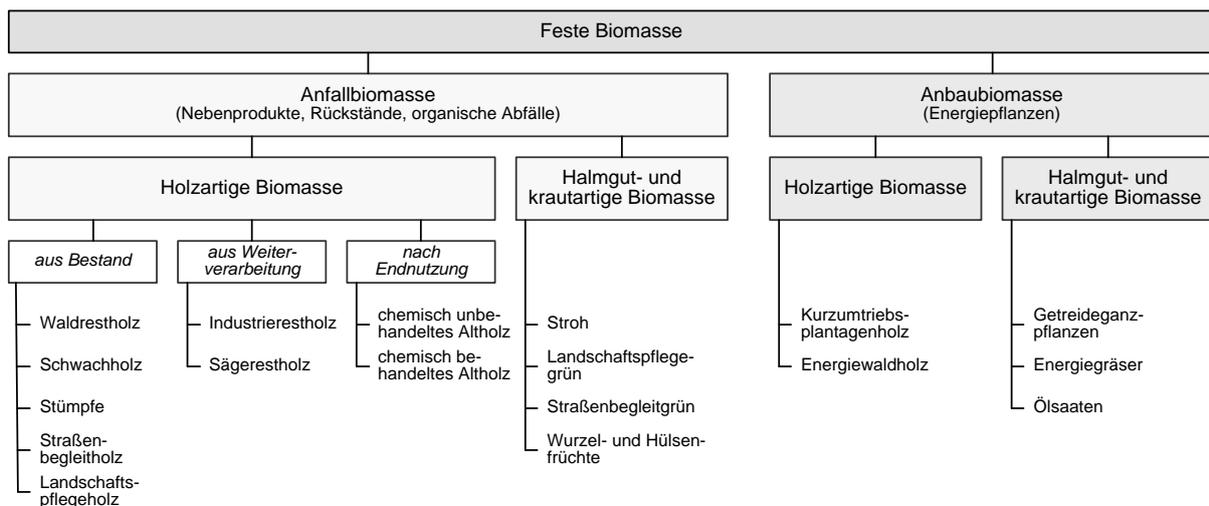


Abb. 2-1: Klassifizierung holzartiger, halmgut- und krautartiger biogener Festbrennstoffe (nach [46], [112], [142])

³ Im Folgenden wird für halmgut- und krautartige Biomasse vereinfacht der Begriff Halmgut oder halmgutartige Rohstoffe genutzt.

2.1.2 Eigenschaften

Feste Biomasse besteht artspezifisch hauptsächlich aus Cellulose (lineare Glucosepolymere), Hemicellulose (komplexe Polysaccharide) und Lignin (komplexe Polymerketten aus Phenylpropangruppen). Für den technischen Aufwand und damit die Funktionalität von Konversionsprozessen sind die Eigenschaften für die Auswahl geeigneter Rohstoffe entscheidend, die durch die Rohstoffart oder Herkunft, aber auch durch Ernte- sowie Ver- und Bearbeitungsprozesse bestimmt werden. So hat beispielsweise die Rohstoffherkunft Einfluss auf die Elementarzusammensetzung und die brennstofftechnischen Eigenschaften und trägt damit entscheidend zur Sicherung einer gewünschten bzw. geforderten Rohstoffqualität bei. Wesentliche Eigenschaften sind in Tabelle 2-1 für ausgewählte feste Biomassen dargestellt.

Tabelle 2-1: Eigenschaften ausgewählter fester Biomassen
[46], [75], [76], [110], [113], [132], [142], [148], [151], [171], [275], [289], [290]

Biomasseart	Einheit	Holzgut ^a	Halmgut	
		Nadel- und Laubhölzer	Stroh und Miscanthus	Getreide-/ganzpflanzen ^b
<i>Hauptbestandteile</i>				
Cellulose	Ma.% _{wf}	40 – 50	32 – 40	18 – 19
Hemicellulose	Ma.% _{wf}	18 – 32	25 – 37	11 – 12
Lignin	Ma.% _{wf}	22 – 30	18 – 25	8 – 9
Akzessorische Bestandteile ^c	Ma.% _{wf}	3 – 4	10 – 13	38 – 40
<i>Elementarzusammensetzung^d</i>				
C	Ma.% _{wf}	47,1 – 49,8	45,0 – 51,5	42,5 – 60,5
H	Ma.% _{wf}	6,1 – 6,3	4,4 – 6,0	3,9 – 7,2
O	Ma.% _{wf}	43,2 – 45,2	39,1 – 45,5	23,8 – 47,6
N	Ma.% _{wf}	0,1 – 0,5	0,5 – 0,9	1,7 – 3,9
S	Ma.% _{wf}	0,02 – 0,05	0,06 – 0,27	0,10 – 0,12
Cl	Ma.% _{wf}	0,004 – 0,01	0,20 – 2,0	0,04 – 0,81
K	Ma.% _{wf}	0,1 – 0,5	0,69 – 1,7	0,4 – 1,0
<i>Brennstofftechnische Eigenschaften^d</i>				
Heizwert	MJ/kg _{wf}	18,4 – 18,8	15,8 – 17,8	16,9 – 26,5
Wassergehalt	Ma.%	12 – 65	8 – 20	15 – 22
Aschegehalt	Ma.% _{wf}	0,6 – 3,8	3,6 – 12,2	2,1 – 7,7
Ascheschmelzpunkt	°C	1 265 – 1 450	980 – 1 120	687 – 730
Flücht. Bestandteile	Ma.% _{wf}	80 – 84	75 – 86	64 – 78
<i>Mechanisch-physikalische Eigenschaften</i>				
Typische Brennstoffform ^e		RH, SH, HS, HB, P	QB, RB, HG	QB, RB, HS
Partikelgröße		5 – 1 000 mm	0,1 – 3,7 m ³ 10 – 200 mm	0,1 – 3,7 m ³ 10 – 200 mm
Schütt-/Stapeldichte ^f	kg/m ³	195 ^g – 650 ^h	65 ⁱ – 190 ^j	150 ⁱ – 190 ^j
Energiedichte	kWh/m ³	900 – 1 700	560 ⁱ – 780 ^j	708 ⁱ – 930 ^j

^a bezogen auf naturbelassene Hölzer, ^b bezogen auf Weizen-, Triticale- und Rapskörner, Mais sowie Getreideganzpflanzen, ^c u. a. ätherische Öle, Harze, Stärke, Fette, phenolische Substanzen, Mineralstoffe, ^d wf – trocken bzw. wasserfrei, ^e RH – Rundholz, HB – Holzbündel, SH – Scheitholz, HS – Hackschnitzel, QB – Quaderballen, RB – Rundballen, HG – Häckselgut, P – Pellets, ^f bei 15 % Wassergehalt, wenn nicht anders angegeben, ^g für Hackgut (Weichholz), ^h für Scheitholz (Buche), ⁱ für Häckselgut, ^j für Quaderballen

Die ausgewählten Eigenschaften biogener Festbrennstoffe haben erheblichen Einfluss auf die jeweiligen Konversionsprozesse, aber auch auf die vorgelagerten Biomassebereitstellungsprozesse. Die Elementarzusammensetzung hat z. B. Auswirkungen auf Schadstoffgehalte der Produkt- bzw. Abgase. Brennstofftechnische und physikalisch-mechanische Eigenschaften beeinflussen z. B. maßgeblich die Transport-, Lager- und Förderfähigkeit der Rohstoffe und damit die Auslegung der Anlagenkomponenten (u. a. [75], [76], [87], [113], [142], [275]).

2.1.3 Ableitung des Referenzrohstoffs

Sollen zukünftig Biokraftstoffe in einem nennenswerten Umfang produziert werden, kann dies nur auf der Basis von Energiepflanzen erfolgen – unter der Voraussetzung der perspektivisch zunehmenden technischen Biomassepotenziale an Anbaubiomasse bei annähernd gleich bleibenden technischen Potenzialen an verfügbarer Anfallbiomasse (z. B. Abfallstoffe, Rückstände und Nebenprodukte) [243], [256], [257]. Dabei kommen im mitteleuropäischen Raum neben Kurzumtriebsplantagenholz prinzipiell auch Getreideganzpflanzen und Energiegräser in Frage.

Die Gegenüberstellung der Eigenschaften (Tabelle 2-1) zeigt, dass holzartige Biomassen gegenüber halmgutartigen aus technischer Sicht Vorteile aufweisen. Holzartige Rohstoffe eignen sich u. a. wegen (i) niedriger Schwefel- und Chlorbestandteile (mit Bezug auf Korrosivität, Gasaufbereitung für Kraftstoffsynthese), (ii) vergleichsweise niedriger Ascheanteile (hinsichtlich der Abfallentsorgung), (iii) hoher Ascheschmelztemperaturen (hinsichtlich der Reaktortemperatur) und (iv) hoher Energiedichte (hinsichtlich der Brennstoffzufuhr) für die thermo-chemische Vergasung besser als Halmgüter (u. a. [75], [142], [287]), wenngleich bestimmte Vergasungstechnologien (z. B. Flugstromvergaser, Kapitel 2.3.2.1) prinzipiell ebenso den Einsatz von (aufbereiteten) Halmgütern erlauben [117], [119]. Für die bio-chemische Umsetzung (Hydrolyse und Fermentation) mit hohen Bioethanolanteilen sind hingegen insbesondere hohe Hemi-/Celluloseanteile (hinsichtlich der daraus hydrolysierbaren Zuckeranteile) erforderlich, wobei holz- und halmgutartige Energiepflanzen gleichermaßen geeignet sind (u. a. [84], [110], [129]).

Vor diesem Hintergrund wird für die nachfolgenden Betrachtungen Kurzumtriebsplantagenholz (KUP) (hier auf Basis von Weide) als Referenzrohstoff ausgewählt. Dabei wird mit dem Ziel der Vergleichbarkeit der Pfade untereinander hinsichtlich des Einsatzstoffes vereinfachend unterstellt, dass – unabhängig von den zu untersuchenden Zeithorizonten – für alle Biokraftstoffoptionen der gleiche Referenzrohstoff eingesetzt wird. Die dabei zugrunde gelegte Rohstoffcharakteristik für Weide kann Tabelle A-1 entnommen werden.

2.2 Biomassebereitstellung

Als Bindeglied zwischen der Produktion des Referenzrohstoffs und der Konversion selbiger zu Biokraftstoffen nimmt die Biomassebereitstellung eine Schlüsselrolle ein. Untersuchungen zur Biomassebereitstellung bezogen sich in der Vergangenheit überwiegend auf die Betrachtung unterschiedlicher Transportmittel über verschiedene Entfernungen vom Ort des Biomasseanfalls zur Konversionsanlage sowie konkrete Anwendungsfälle (z. B. [59], [167], [168], [251]). Für die Betrachtung zukünftiger Konzepte für die Biokraftstofferzeugung im größeren Leistungsbereich sind bezüglich der Bereitstellung fester Biomasse keine transparenten, die regionalspezifischen Gegebenheiten sowie multimodale Transportoptionen berücksich-

sichtigenden Logistikanätze bekannt. Ausgehend vom aktuellen Stand der Technik werden nachfolgend zukünftige technische Entwicklungsperspektiven aufgezeigt.

2.2.1 Stand der Technik

Pfade zur Biomassebereitstellung können in aufkommens- und nutzungsseitige Bereitstellungsaspekte unterteilt werden, die jeweils mit der Biomasseaufbereitung, Lagerung, Umschlag (d. h. Be-/Entladung) und Transport verbunden sind. Als aufkommensseitige Bereitstellung werden dabei Aufbereitungs-, Lagerungs- und Transportvorgänge verstanden, welche primär in Zusammenhang mit der Ernte bzw. Verfügbarmachung stehen. Nutzungsseitige Bereitstellungsschritte dagegen bezeichnen Lagerungs-, Umschlags- und Transportvorgänge sowie Aufbereitungsprozesse (u. a. auch die Veredelung fester Biomasse), welche der Biomassebereitstellung an die Konversionsanlage dienen [87]. Dabei können im Wesentlichen die sich teils gegenseitig beeinflussenden Kenngrößen identifiziert werden, die in Tabelle 2-2 dargestellt sind.

Tabelle 2-2: Kenngrößen der Biomassebereitstellung [87], [166], [196]

Kenngröße	Charakteristika
Biomassesortiment/-aufbereitung	<ul style="list-style-type: none"> - nutzungsseitige Ansprüche an Biomassesortiment durch jeweilige Restriktionen der Konversionsanlagen (z. B. Wassergehalt, Stückigkeit, Korngrößen/-verteilung) - gezielte Beeinflussung der logistischen Handhabbarkeit durch Aufbereitung (z. B. mechanisch-thermisch oder mittels thermo-chemischer Veredelung; typische Aufbereitungsformen, wie z. B. Quaderballen, Hackschnitzel, Slurry)
Biomassebedarf	<ul style="list-style-type: none"> - maßgeblicher Faktor hinsichtlich des zu realisierenden logistischen Aufwands - nutzungsseitig durch die jeweilige Anlagengröße vorgegeben
Flächenspezifisches Potenzial	<ul style="list-style-type: none"> - entspricht dem technischen Biomassepotenzial bezogen auf die absolute Fläche einer Region (daher auch als Potenzialdichte zu verstehen) - wesentlicher Faktor in Bezug auf die zwischen Biomasseanfall und Konversionsanlage zurückzulegende Transportentfernung
Transportmedien	<ul style="list-style-type: none"> - Transportträger, wie Straßen-, Schienen- und Binnenwasserfahrzeuge (z. B. Nutzfahrzeuge, Lkw, Bahn, Binnenschiff) und die jeweils unterschiedlichen Bauformen sowie deren Eigenschaften (u. a. Nutzlast/-volumen, Flexibilität) - sog. multimodaler Transport als Gütertransport mit zwei (d. h. bimodal) oder mehr Transportträgern - insbesondere in Deutschland verschiedene ordnungsrechtliche Rahmenbedingungen; z. B. für zulässige maximale Gewichte und Außenmaße, wonach jeder Transport entweder massen- oder volumenlimitiert ist
Transportentfernung	<ul style="list-style-type: none"> - Faktor für die regionale Integration von Biokraftstoffproduktionsanlagen - mit zunehmender Transportdistanz steigt der Einfluss der Transporteffektivität - maßgeblich beeinflusst vom flächenspezifischen Potenzial und den infrastrukturellen Gegebenheiten
Lagertechnik	<ul style="list-style-type: none"> - maßgeblich beeinflusst durch die einzulagernden Mengen sowie die Aufbereitungsform des Lagerungsguts - Unterscheidung in offene und geschlossene Lager (Gebäude, ober-/unterirdische Lagerhallen) mit und ohne Klimatisierung

Kenngröße	Charakteristika
Lagerbedarf	<ul style="list-style-type: none"> - relevant als Puffer für die zeitliche Entkopplung von Biomasseanfall (biomassespezifische Erntezeitfenster) und -nutzung - vorgegeben von der Biomasseaufbereitung und der einzulagernden Menge (z. B. zur Zwischenspeicherung beim Umschlag zwischen unterschiedlichen Transportmedien)
Infrastruktur	<ul style="list-style-type: none"> - vorgegeben durch Dichte des Straßen-, Schienen- und Binnengewässerdichte (sog. transportwegespezifische Umwegefaktoren) und Dichte möglicher Umschlagpunkte (z. B. Güterbahnhöfe, Häfen) - Einfluss auf die zwischen Biomasseanfall und Konversionsanlage zurückzulegende Transportentfernung - entscheidend in Bezug auf die Wahl des Anlagenstandortes

Für aufkommensseitige Bereitstellung bzw. Verfügbarmachung von KUP-Hölzern kommen im Regelfall Vollernteverfahren zum Einsatz, wobei diese in einem Arbeitsgang geschnitten und gehäckselt werden (sog. einphasige Ernte mit mähender Fälltechnik) [73], [87].

Die bei der nutzungsseitigen Bereitstellung biogener Festbrennstoffe eingesetzten Lagertechniken, Aufbereitungsmaßnahmen und Transportmedien werden in entsprechenden Logistikkonzepten zusammengefasst. Grundsätzlich kann dabei in sog. direkte und indirekte (d. h. einen weiteren Aufbereitungsschritt durch Veredelung inkludierende) Pfade unterschieden werden. Durch die Einbindung dezentraler Bereitstellungsschritte (z. B. Lagerung, Torrefizierung, Pyrolyse) wird die Komplexität des Logistikkonzeptes zwar erhöht, jedoch besteht die Möglichkeit aufkommens- und nutzungsseitige Bereitstellungsansprüche zu entkoppeln und so die vor- bzw. nachgelagerte Bereitstellung gezielter auf diese abstimmen zu können.

Direkte Bereitstellungskonzepte zählen für holzartige Biomasse weitgehend zum Stand der Technik und sind auch für große Biomassemenen praxiserprobt (z. B. für Papierfabriken mit einem jährlichen Holzbedarf von mehreren Millionen Tonnen [305]). Für Konzepte zur Bereitstellung von Energiepflanzen (insbesondere von Halmgutarten) trifft dies mit Bezug auf die gegenwärtige Energiepflanzenverfügbarkeit nur eingeschränkt zu.

Indirekte Bereitstellungskonzepte, die einen weiteren Biomasseveredelungsschritt (z. B. Torrefizierung, Pyrolyse; Kapitel 2.3.2.1) enthalten, befinden sich hingegen im F&E-Stadium (u. a. [75], [87], [104]). Abb. 2-2 zeigt typische Logistikkonzepte für die regionale nutzungsseitige Biomassebereitstellung ausgehend von einem lokalen Lager (hier am Feldrand) auf der Aufkommensseite; sie sind dabei vereinfacht in Ebenen (alphabetisch) und Routen pro Ebene (numerisch) untergliedert.

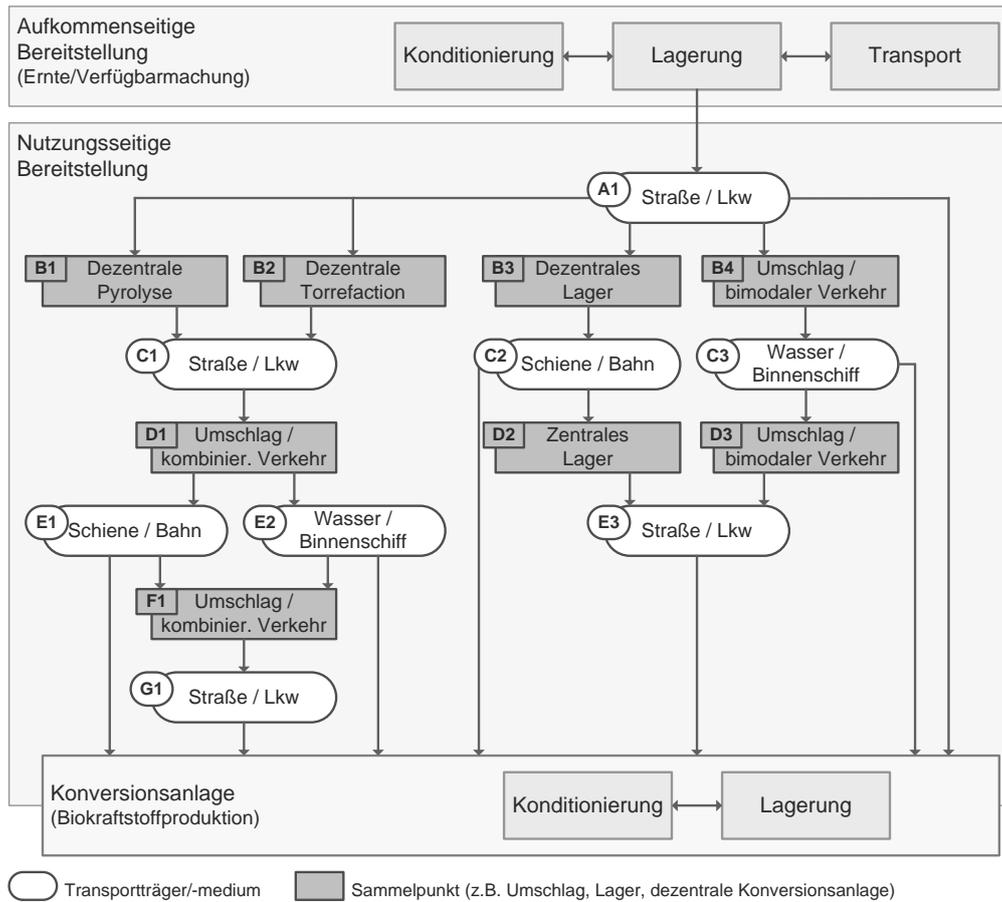


Abb. 2-2: Typische Logistikkonzepte für die nutzungsseitige Biomassebereitstellung (Ebenen alphabetisch und Routen pro Ebene numerisch)

2.2.2 Technische Entwicklungsperspektiven

Die Rohstoffbereitstellung zur Biokraftstoffproduktionsanlage ist bedingt durch die vielfältigen Logistikansätze sowie aufkommens- und nutzungsseitigen Faktoren sehr komplex; dies ist insbesondere dann der Fall, wenn mittel- bis langfristig nutzungsseitig in dezentralen Konversionsanlagen thermo-chemisch über Torrefizierung oder Pyrolyse Zwischenprodukte mit hoher Energiedichte und günstiger Brennstoffeigenschaften (d. h. Kokspulver, -pellets, Pyrolyseslurry) hergestellt werden können (Kapitel 2.3.2.1).

Aus logistischer Sicht bestehen kurz- bis mittelfristig auf der Aufkommenseite technische Entwicklungspotenziale hinsichtlich der Biomassekonditionierung während der Ernte und Verfügbarmachung; dies betrifft insbesondere die Erhöhung der biomassespezifischen Schütt- bzw. Stapeldichte.

Entwicklungspotenziale auf der Nutzungsseite umfassen mittel- bis langfristig neben dem Hochskalieren der Leistungsgröße der Anlagen für Torrefizierung und Pyrolyse Effektivitätssteigerungen beim Umschlag und Transport (z. B. bezüglich der zulässigen Nutzlast respektive Außenmaße). Zudem ist bei der Bereitstellung vor allem großer Brennstoffmengen neben den makrologistischen Aufwendungen auch eine Optimierung mikrologistischer Prozesse (z. B. Lagerein- und -austragssysteme, Brennstoffanlieferung und -lagerung an der Konversionsanlage) unabdingbar.

Insgesamt sind die heute absehbaren technischen Entwicklungsperspektiven in Bezug auf Wirkungsgradsteigerungen bei den Biomassebereitstellung ausgehend von dem heutigen bzw. kurzfristig realisierbaren Stand mittel- bis langfristig jedoch kaum von Relevanz.

2.3 Biokraftstoffproduktion

Nachfolgend werden, ausgehend vom heutigen Stand der Technik bzw. dem aktuellen Entwicklungsstand von Einzeltechnologien, die für die Produktion der ausgewählten Biokraftstoffoptionen möglichen technischen Entwicklungsperspektiven für deren Umsetzung aufgezeigt. Dazu werden die jeweils erforderlichen Systemkomponenten aus verfahrens- und anlagentechnischer Sicht unter Berücksichtigung des genannten Referenzrohstoffs charakterisiert. Tabelle A-2 enthält eine Übersicht zu den spezifischen Eigenschaften der untersuchten Biokraftstoffe.

2.3.1 Bioethanol

Konventionelles Bioethanol auf der Basis von zucker- und stärkehaltigen Rohstoffen (z. B. Zuckerrohr, Mais, Getreide) ist der weltweit dominierende Biokraftstoff (ca. 55 Mio. t im Jahr 2009) [82], [220]. Es wird mittels bio-chemischer, alkoholischer Fermentation von zuvor über Zuckerextraktion bzw. Hydrolyse produzierten Einfachzuckern (Monosaccharide) hergestellt. Darüber hinaus befinden sich mehrere Verfahren in der Entwicklung, die auf der Basis fester Biomasse (insbesondere Cellulose und Hemicellulose, Kapitel 2.1.2) Bioethanol erzeugen können. Hier liegt der Fokus auf der bio-chemischen Produktion mittels Fermentation. Dabei bedarf es im Vergleich zur konventionellen Technologien höherer verfahrenstechnischer Aufwendungen in der Rohstoffaufbereitung (d. h. Aufschluss der Lignocellulosestruktur, Verzuckerung der Polysaccharide mittels Hydrolyse) für die Fermentation. Die Verfahren zur Bioethanolaufbereitung gleichen sich im Wesentlichen, wenngleich die Aufbereitung der anfallenden Koppelprodukte aufgrund des anderen Produktspektrums teils deutlich von den konventionellen Verfahren abweicht [129]. Die entsprechenden Technologien dafür sind teils kommerziell verfügbar; weltweit gibt eine Reihe von Pilot- bzw. Demonstrationsanlagen (insbesondere in den USA, China und der EU) [4], [197], [282]. So wird beispielsweise in Schweden seit 2004 an einer Pilotanlage (Kapazität ca. 120 m³/a Bioethanol) geforscht, die überwiegend Holz einsetzt [136], [191], [240].

Als Grundlage für die nachfolgenden Betrachtungen umfasst der Gesamtprozess mit Bezug auf die Bilanzgrenze der Kraftstoffproduktion den in Abb. 2-3 dargestellten Systemaufbau.

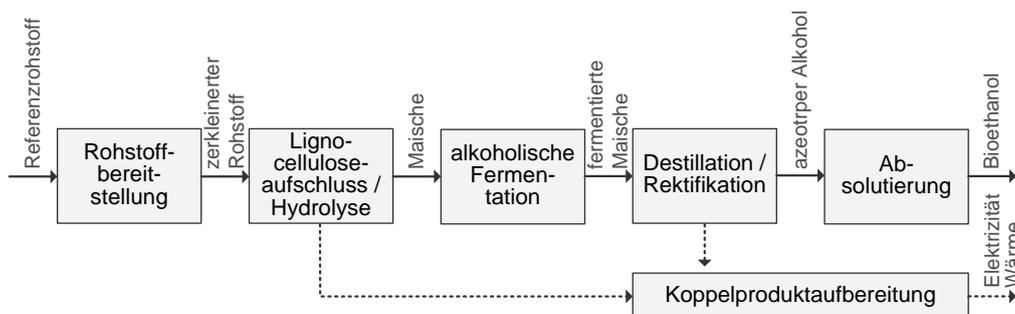


Abb. 2-3: Systemaufbau zur Erzeugung von Bioethanol

2.3.1.1 Stand der Technik

Rohstoffbereitstellung

Für die nachfolgenden Prozessstufen wird der Rohstoff zunächst gereinigt, mechanisch vorbehandelt und auf eine definierte Partikelgröße konditioniert (z. B. 1 bis 3 mm bzw. wenige cm). Zudem ist je nach Art des Lignocelluloseaufschlusses bzw. der Hydrolyse eine Vortrocknung auf eine Restfeuchte von < 10 Ma.% erforderlich. Insbesondere die Konditionierung auf sehr kleine Partikelgrößen kann dabei bis zu einem Drittel des gesamten Prozessenergieverbrauchs in Anspruch nehmen [110], [214].

Lignocelluloseaufschluss / Hydrolyse

Um die im Rohstoff enthaltene Cellulose freizusetzen, erfolgt – eng gekoppelt an die Konditionierung – der Lignocelluloseaufschluss. Dabei werden zunächst Hemicellulose und Lignin unter Einsatz chemischer, physikalischer oder biologischer Verfahren freigesetzt. Hemicellulose wird durch Additivierung von Wasser oder Dampf zu C₅-Einfachzuckern (d. h. Pentosen, maßgeblich sog. Xylose) hydrolysiert, die nach einer Produktseparierung (u. a. Filtern, Pressen) der Fermentation zugeführt werden. Eine Übersicht möglicher Verfahren des Lignocellulose- und Hemicelluloseaufschlusses für eine breite Rohstoffpalette enthält Tabelle 2-3.

Tabelle 2-3: Ausgewählte Verfahren für den Lignocelluloseaufschluss und Hemicellulosehydrolyse [8], [110], [126], [128], [129], [145], [179], [214], [253]

Verfahren	Charakteristika	Xyloseertrag in %
Starksaure Hydrolyse	<ul style="list-style-type: none"> - verfügbares zweistufiges Verfahren mit konzentrierter Säure: z. B. 75 %-ige H₂SO₄ bei 40 bis 50 °C, anschließend Wasserverdünnung auf 20 bis 30 % bei 100 °C, 2 bis 4 h mit Säurerückgewinnung (z. B. über Chromatographieverfahren) und anschließender Neutralisation der Säure (z. B. Ca(OH)₂) - vorteilhaft ist geringe Produktion fermentationshemmender Stoffe und niedriges Temperatur- und Druckniveau - nachteilig ist erforderliche Brennstofffeuchte von < 10 Ma.% - ermöglicht sog. Totalhydrolyse 	k. A.
Schwachsaure Hydrolyse	<ul style="list-style-type: none"> - verfügbares ein- oder zweistufiges Verfahren mit verdünnter Säure (z. B. 0,5 %-ige H₂SO₄) bei 150 bis 220 °C und 3 bis 15 bar, 2 bis 30 min mit anschließender Neutralisation der Säure (z. B. Ca(OH)₂) - nachteilig ist Entstehung unerwünschter fermentationshemmender Furanderivate und Phenole durch Zuckerdegradation, Reduzierung z. B. durch Nachbehandlung mit halbkontinuierlicher Druckwasserwäsche (bei 140 bis 160 °C) für anschließende enzymatische Cellulosehydrolyse - ermöglicht ebenso Cellulosehydrolyse 	75 – 90
Nicht- oder sauer katalytische Dampfexplosion	<ul style="list-style-type: none"> - teilweise im sauren Milieu unter Zusatz von SO₂ oder H₂SO₄ arbeitendes Verfahren mit Sattedampf bei 150 bis 220 °C und 20 bis 50 bar, wenige Minuten - Einsatz in Pilot- und Demonstrationsanlagen für Strukturaufschluss - erfordert anschließenden enzymatischen Totalaufschluss 	45 – 65

Verfahren	Charakteristika	Xyloseertrag in %
Basisch katalytische Dampfexplosion	<ul style="list-style-type: none"> - im Labormaßstab befindliches mehrstufiges Verfahren unter Zusatz von NH_3 (ca. 0,5 bis 2 $\text{kg}_{\text{NH}_3}/\text{kg}$ trockene Biomasse) bei 60 bis 200 °C und 9 bis 48 bar, < 5 bis 45 min mit anschließender NH_3-Rückgewinnung - als Batchverfahren AFEX (ammonia fiber explosion), als kontinuierliches Verfahren FIBEX (fiber explosion) - nur geringe Zuckerdegradation 	65 – 90
Heißwasser-aufschluss	<ul style="list-style-type: none"> - ein- oder mehrstufiges Verfahren zum Aufschluss der wässrigen Maische mit druckgeladenem flüssigem Heißwasser bei 150 bis 230 °C, wenige Minuten - keine Reduzierung der Partikelgröße erforderlich - derzeit Optimierung des Verfahrens im Labormaßstab 	88 – 98

Die bei der Separierung anfallenden Feststoffe Cellulose und Lignin werden in einem weiteren Schritt hydrolysiert, wobei Cellulose unter Verwendung von als Katalysatoren wirkenden Säuren oder Enzymen in C_6 -Zucker (d. h. Glucose) umgewandelt wird (Tabelle 2-4). Während die Cellulosehydrolyse ohne die vorangestellten Prozessschritte lediglich einen Ertrag von < 20 % erzielen würde, sind so Erträge von über 90 % möglich [110].

Tabelle 2-4: Ausgewählte Verfahren der Cellulosehydrolyse [32], [110]

Verfahren	Charakteristika	Glucoseertrag in %
Starksaure Hydrolyse	- Verfahren mit konzentrierter Säure: z. B. 30 bis 70 %-ige H_2SO_4 bei 40 bis 50 °C, 2 bis 6 h als Folgestufe der o. g. sauren Hydrolyse	90
Schwachsaure Hydrolyse	- Verfahren mit verdünnter Säure: z. B. < 1 %-ige H_2SO_4 bei 215 °C, 3 min als Folgestufe der o. g. sauren Hydrolyse	50 – 70
Enzymatische Hydrolyse	- Einsatz von Cellulaseenzymen bei ca. 70 °C zum bio-chemischen Abbau der Cellulosen in ca. 1,5 d; weitere Enzyme: Xylanasen, Glucosidasen	75 – 95

Produkte sind neben einer sirupartigen zuckerhaltigen Flüssigkeit (Hydrolysat) typischerweise feste Koppelprodukte (d. h. ungelöst im Substrat verbleibendes Lignin). Für eine effiziente Fermentation im Folgeschritt müssen die während der Hydrolyse anfallenden, toxisch wirkenden Substanzen (z. B. Fufurale, Säurereste) entfernt werden; dies kann durch eine entsprechende Separation der festen und flüssigen Phase sowie anschließende Wasserwäsche erfolgen [110].

Vollständige Verfahrenskombinationen für den Lignocelluloseaufschluss und die Hydrolyse umfassen die mehrstufige saure Totalhydrolyse sowie die Dampfexplosion mit anschließender enzymatischer Hydrolyse. Keines der Verfahren wurde bislang großtechnisch demonstriert (u. a. [32], [110], [129], [157], [175], [214], [303]).

Fermentation

Eine Reihe verschiedener Mikroorganismen (z. B. Bakterien, Hefen, Pilze) fermentieren in einer exothermen Reaktion (ΔH_R von -59 kJ/mol) Kohlenwasserstoffe (hier Monosaccharide) unter O_2 -Abschluss in Ethanol und CO_2 . Die theoretische maximale Ausbeute liegt bei

0,51 kg Ethanol und 0,49 kg CO₂ je kg Zucker [110], [175], [213], [259]. Während konventionelle Zuchthefen (Typ *Saccharomyces*) im Regelfall nur C₆-Zucker umsetzen können, ermöglicht der Einsatz genveränderter Mikroorganismen auch die Vergärung von C₅-Zuckern, wodurch eine Erhöhung der spezifischen Bioethanolausbeute möglich ist. Jedoch erfordern diese rekombinanten Mikroorganismen einen höheren sicherheitstechnischen Aufwand und erlauben gegenwärtig nur geringe Umsatzraten [129].

Die Fermentation erfolgt unter steigendem Ethanolgehalt in der Maische. Als Verfahren können dabei Batch-, Kaskaden- und kontinuierliche Verfahren unterschieden werden [60], [235]. Der mehrstufige Fermentationsprozess erfolgt anlagenspezifisch in zwei bis fünf Tagen. Für die größtmögliche Ethanolausbeute sind zudem optimale Reaktionsbedingungen für die Mikroorganismen entscheidend (z. B. Temperaturniveau von ca. 32 bis 34 °C, luftdichte Gärbehälter, pH-Wert von 4,2 bis 5,2, bestimmte Alkoholkonzentration). Zur Prozesssteuerung kommen Hilfsstoffe wie Säuren (z. B. H₂SO₄, H₃PO₄) und Laugen (z. B. NH₃) zur Regulierung des pH-Wertes bzw. zur Nährstoffversorgung der Hefe zum Einsatz [142], [248]. Die Produktion und Bereitstellung der Mikroorganismen kann extern oder in separaten Reaktoren unter Einsatz eines Teilstromes des Hydrolysats erfolgen [110].

Destillation / Rektifikation

Der in der vergorenen Maische enthaltene Alkohol (bei Ethanol aus Cellulose mit vergleichsweise geringerer Konzentration von ≤ 5 Ma.%⁴ [110]) wird durch eine mehrstufige Destillation bzw. Rektifikation mittels Dampf abgetrennt. Dabei werden neben Wasser das teils in der Ethanolmaische gebundene CO₂ und auch weitere Stoffe vom Ethanol abgetrennt; z. B. als sog. Vorlauf Fraktionen mit niedrigeren Siedepunkten als Ethanol (z. B. Acetaldehyd) und als sog. Nachlauf Fuselöle (d. h. höhere Alkohole mit Siedepunkten über dem von Ethanol). Zudem fällt als Destillationsrückstand Schlempe an, die – soweit möglich – zur Fermentation zurückgeführt wird. Das Hauptprodukt ist sog. azeotroper⁵ Alkohol mit einer max. Reinheit von 97 Vol.% [213], [248].

Absolutierung

Zur weiteren Aufkonzentrierung zu Reinethanol (mind. 99,8 Vol.%) erfolgt die sog. Absolutierung (d. h. Dehydrierung), wobei sich in den vergangenen Jahren nach dem klassischen Schlepplmittelverfahren und dem Membranverfahren die verfahrenstechnisch vergleichsweise weniger aufwendige Molekularsiebdestillation durchgesetzt hat. Molekularsiebanlagen bestehen meist aus zwei Kolonnen mit Zeolithschüttung (i. d. R. synthetisch kristalline Aluminiumsilikate). Die Funktionsweise entspricht der von Druckwechseladsorptionsanlagen; wird in einer der Kolonnen dampfförmiges Ethanol komprimiert und durch das Siebbett gedrückt, wobei sich kleinere Moleküle (d. h. H₂O) reversibel in den Poren adsorptiv anlagern, erfolgt in der zweiten Kolonne die Regenerierung der Schüttung mittels Absenkung des Partialdrucks und Ausspülung mit Reinethanol. Der Einsatz von Molekularsieben macht es möglich, dass nur noch bis zu einem Ethanolgehalt von etwa 85 Vol.% thermisch rektifiziert werden muss [129], [234], [235].

⁴ Das maximale von Mikroorganismen tolerierbare Konzentration liegt bei etwa 10 Ma.% bei 30 °C; sie sinkt bei zunehmenden Temperaturen [176].

⁵ Azeotroper Alkohol entspricht einem Gemisch mit Wasser, bei dem Dampf und flüssige Phase dieselbe Zusammensetzung bilden, so dass ein weiteres Verdampfen nicht mehr trennend wirkt.

Koppelproduktaufbereitung bzw. -verarbeitung

Die innerhalb der Bioethanolaufbereitung anfallende Dünnschlempe kann mittels mehrstufiger Eindampfung aufkonzentriert und anschließend zusammen mit zuvor mechanisch abgetrenntem und von einer durchschnittlichen Feuchte von 60 auf 15 Ma.% getrockneten Feststoff (Lignin, Hemicellulosekomponenten, Zellmasse) zur Prozessenergiebereitstellung (d. h. Elektrizität und Dampf) mittels Heizkraftwerken genutzt werden. Anfallende Überschussenergie kann ins lokale Wärme- bzw. Stromnetz eingespeist werden. Alternativ kann die Schlempe zunächst in Biogasanlagen anaerob fermentiert werden, bevor die anfallenden Gärreste eingedampft werden. Sie können dann als Düngemittel und/oder Brennstoff genutzt werden. Darüber hinaus kann optional das bei der Fermentation zu Bioethanol anfallende CO₂ nach entsprechender Aufbereitung zu technischem CO₂ vermarktet werden.

2.3.1.2 Technische Entwicklungsperspektiven

Bei der Bioethanolproduktion auf Basis von Lignocellulose liegen die Entwicklungsperspektiven und damit die zu erwartenden technischen Fortschritte primär im Aufschluss der Lignocellulose sowie der Hydrolyse zu C₅- und C₆-Zuckern auf dem physikalisch-chemischen oder enzymatischen Weg.

Hierbei sind insbesondere enzymatische Verfahren (Enzym Cellulase) vielversprechend, die je nach vorangestellter Hemicellulosehydrolyse hohe Cellulosehydrolyseraten aufweisen; für den Einsatz der schwachsauren Hydrolyse (Tabelle 2-3) betragen diese 75 bis 90 % sowie leicht höhere Raten bei Anwendung der Dampfexplosion sowie des Heißwasseraufschlusses [110]. Darüber hinaus ist langfristig neben Cellulasen ebenso der effiziente Einsatz von Hemicellulasen und ligninolytischen Enzymen denkbar, deren Entwicklung jedoch bislang nicht für die Bioethanolproduktion verfolgt wird [145].

Für die Fermentation dürften kurzfristig stabile und kontinuierlich arbeitende Gärprozesse mit genetisch hergestellte Hefen und Bakterien zum Einsatz kommen, die alle wesentlichen Zucker (d. h. überwiegend Glucose, Xylose, untergeordnet Mannose, Galactose und Arabinose) umsetzen können. Mittel- bis langfristig besteht Optimierungspotenzial hinsichtlich der Effizienz der Fermentation (d. h. höhere Ethanolraten in kürzeren Reaktionszeiten) sowie der Resistenz der eingesetzten Mikroorganismen (z. B. gegen toxische Substanzen nach der Hydrolyse) [110], [128].

Je nach Konzept können bei Einsatz der enzymatischen Hydrolyse selbige und die Fermentation unter Integration der Prozesse kombiniert werden (Tabelle 2-5).

Verfahren zur Bioethanolaufbereitung nach der Fermentation (d. h. Destillation, Rektifikation und Absolutierung) gelten als technisch ausgereift; Verbesserungspotenziale liegen hierbei in der Reduzierung des Prozessenergiebedarfs sowie der Bereitstellung der Prozessenergie mittels optimierter Prozessintegration aus der Verwertung der anfallenden Koppelprodukte.

Ausgehend davon ist kurzfristig eine Realisierung von Bioethanolanlagen mit der genannten SHF-Konfiguration sowie mittelfristig der SSF-Konfiguration und langfristig der SSCF-Konfiguration kombiniert mit kommerziellen Technologien für die Bioethanolaufbereitung und Koppelproduktnutzung wahrscheinlich.

Tabelle 2-5: Vergleich unterschiedlicher Prozesskonfigurationen [32], [110], [225], [242], [253]

Konfiguration	Charakteristika	Konversionseffizienz in %	
		Cellulose zu Glucose	C ₅ /C ₆ -Zucker zu Ethanol
Separate Hydrolyse und Fermentation (SHF ^a)	<ul style="list-style-type: none"> - Austausch von saurer Cellulose-Hydrolyse gegen enzymatische Hydrolyse mit separater Cellulaseproduktion; Fermentation der C₆- und/oder C₅-Zucker in Serie (mit zwischengeschalteter Destillation) oder parallel geschalteten Reaktoren mit gemeinsamer Destillation - ermöglicht Hydrolyse bei höheren Temperaturen und günstigeren Konversionsraten und Fermentation bei optimalen Temperaturen - weitgehend verfügbare Technologie, nicht großtechnisch kommerziell erprobt 	65 – 75	85 – 90
Simultane Hydrolyse und Fermentation (SSF ^b)	<ul style="list-style-type: none"> - Kombination der enzymatischen Hydrolyse mit separater Cellulaseproduktion und C₆-Zucker-Fermentation in einem Reaktor - teils hohe Ethanolausbeuten möglich bei vergleichsweise niedrigem Enzym- und Energieverbrauch - gegenwärtig im Pilotstadium 	80 – 82	80 – 92
Simultane Hydrolyse und Cofermentation (SSCF ^c)	<ul style="list-style-type: none"> - Kombination der enzymatischen Hydrolyse mit separater Cellulaseproduktion und Cofermentation der C₆/C₅-Zucker in einem Reaktor - gegenwärtig im Labor-/Pilotstadium 	75 – 95	85 – 92
Kompakt-Bioprozess (CBP)	<ul style="list-style-type: none"> - Kombination von Cellulaseproduktion, Cellulosehydrolyse und Cofermentation der C₅-/C₆-Zucker in einem Reaktor unter Einsatz noch zu identifizierender bzw. optimierender anaerober Mikroorganismen - gegenwärtig im Grundlagenforschungsstadium 	90	92 – 95

^a SHF – separate hydrolysis fermentation, ^b SSF – simultaneous saccharification fermentation, ^c SSCF – simultaneous saccharification co-fermentation, ^d CBP – consolidated bioprocessing

2.3.2 Fischer-Tropsch-Diesel

Bereits Ende der 1920er Jahre wurden in Deutschland mit dem von den Chemikern Fischer und Tropsch 1923 entwickelten gleichnamigen Syntheseverfahren flüssige Kraftstoffe aus Kohle produziert [51], [153]. Seit den 1990er Jahren gewinnt das Verfahren für die Kraftstoffproduktion erneut an Attraktivität: neben der Verwendung von Kohle (sog. Coal-to-Liquid, CtL) oder Erdgas (sog. Gas-to-Liquid, GtL) eignen sich auch biogene Festbrennstoffe (sog. Biomass-to-Liquid, BtL) als Rohmaterial.

Für die Produktion biogener Fischer-Tropsch-Kraftstoffe (insbesondere Diesel) besteht eine Herausforderung in der Erzeugung von Synthesegas in ausreichender Menge und Qualität. Die weltweit erste kommerzielle BtL-Demonstrationsanlage soll 2011 in Freiberg in Betrieb gehen. Die Anlage ist für eine BtL-Produktionskapazität von etwa 15 kt/a ausgelegt; für eine entsprechende Brennstoffwärmeleistung von ca. 45 MW_{BWL} entspricht dies einem Biomassebedarf ca. 67 kt_{wf}/a (Alt- und Wald(rest)holz) [34], [222], [293].

Grundlage für die nachfolgenden Betrachtungen bildet der in Abb. 2-4 dargestellte wesentliche Systemaufbau, der gleichzeitig die Bilanzgrenze der Kraftstoffproduktion wiedergibt.

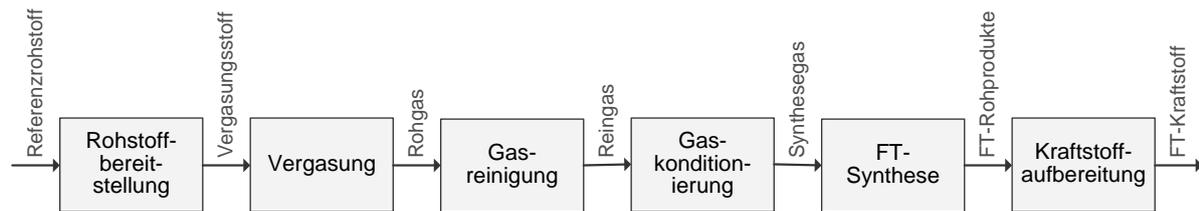


Abb. 2-4: Systemaufbau zur Erzeugung von Fischer-Tropsch-Kraftstoff (Diesel)

2.3.2.1 Stand der Technik

Rohstoffbereitstellung

Die Rohstoffbereitstellung umfasst – ausgehend von der Anlieferung der Festbrennstoffe frei Konversionsanlage, deren Lagerung (d. h. Speicherung einer bestimmten Menge) und Aufbereitung (d. h. Anpassung der Brennstoffqualität über mechanische, thermische oder thermochemische Verfahren) – die Zufuhr zum Vergasungsreaktor über geeignete Förder- bzw. Schleusensysteme. Dabei entspricht die notwendige Anlagentechnik für die Lagerung, die mechanisch-thermische Aufbereitung und die Fördersysteme dem Stand der Technik und ist kommerziell verfügbar ([75], [76], [112], [142], [152], [158], [159], [287]); sie werden daher hier nicht vertiefend betrachtet.

Ausnahmen bildet die thermo-chemische Brennstoffaufbereitung. Durch pyrolytische Zersetzung werden Festbrennstoffe unter Wärmeeinwirkung direkt in die Produkte Pyrolyseöl, -gas und -koks umgewandelt, wobei die jeweiligen Anteile u. a. von den Prozessbedingungen abhängig sind [112], [142]. Im Zusammenhang mit der Kraftstofferzeugung oft diskutierte Verfahren sind die sog. Torrefizierung und die Flashpyrolyse. Beide Verfahren dienen der Herstellung eines Vergasungsstoffs, der eine vergleichsweise höhere Schütt- und Energiedichte, einen niedrigeren Wassergehalt und daher höheren Energieinhalt im Vergleich zu ausschließlich mechanisch aufbereiteter fester Biomasse aufweist (Tabelle 2-1). Sie können optional auch dezentral außerhalb der Kraftstoffproduktionsanlage realisiert werden (Kapitel 2.2) und befinden sich gegenwärtig im Technikums- bzw. Pilotstadium [12], [37], [117], [180], [270].

Torrefizierung. Das Torrefizierungsverfahren dient der Produktion eines koksartigen Vergasungsstoffs. Dabei werden unter Sauerstoffabschluss bei Temperaturen von 200 bis 300 °C und einer Verweildauer von 5 bis 15 min in einem Kompaktreaktor überwiegend Hemicellulose- und Ligninanteile (Kapitel 2.1.2) pyrolytisch aufgespalten. Gleichzeitig wird der Brennstoff getrocknet. Als Koppelprodukte geringen Anteils fallen Wasser und Gase an; letztere können zur Prozesswärmebereitstellung beitragen [13], [189]. Der erreichbare thermische Nettowirkungsgrad wird mit 92 % angegeben [12].

Flashpyrolyse. Bei der Flash- bzw. Schnellpyrolyse wird der Brennstoff innerhalb weniger Sekunden auf Temperaturen von 400 bis 600 °C erhitzt. Anschließend erfolgt ein schnelles Abkühlen und Abscheiden der Produkte mit dem Ziel hoher Ölausbeuten (Ausbeuten bis zu 75 Ma.%). Wesentlich dafür sind hohe Wärme- und Stoffübertragungsraten, die im Regelfall Partikelgrößen von 2 bis 5 mm erfordern [181], [119]. Wird der Koks nach der Kondensation der Produkte im Öl aufgeschlämmt, entsteht eine hochviskose pumpfähige Suspension (sog.

Pyrolyseslurry). Anfallende Pyrolysegase werden zur Prozesswärmebereitstellung genutzt (u. a. [37], [117], [166], [181]). Dabei sind zirkulierende Wirbelschichtreaktoren und der Doppelschneckenmischreaktor im Hinblick auf ihre Eignung, die technische Einfachheit und mögliche Leistungsbereiche (10 bis 250 MW_{BWL}) besonders vielversprechend [166]. Pyrolyseanlagen mit Letztgenanntem versprechen energetische Konversionsgrade um 68 % für Holz und um 81 % für Halmgut⁶ [117], [118], [174].

Vergasung

Die Umwandlung des aufbereiteten Brennstoffes via endothermer Vergasung in ein hochkalorisches Rohgas (Abb. 2-4) erfolgt bei hohen Temperaturen und unterstöchiometrischem Einsatz eines sauerstoffhaltigen Vergasungsmittels (z. B. Luft, Sauerstoff, Wasserdampf). Die Rohgaszusammensetzung ist abhängig vom Vergasungsverfahren (Einflussgrößen u. a. Vergasungsmittel, Reaktionsbedingungen). Neben den Hauptkomponenten CO, CO₂, H₂, CH₄ sowie H₂O_D enthält das Rohgas verschiedenste Schadkomponenten (z. B. Partikel, Teere, Stickstoff-, Schwefel- und Halogenverbindungen), die für die katalytische Kraftstoffsynthese eine teils sehr aufwändige Gasreinigung notwendig machen.

Vergasungsverfahren werden dabei wesentlich von (i) der Reaktorart (d. h. Fest- oder Bewegtbett, mehrstufige Reaktoren), (ii) der Art der Prozesswärmebereitstellung (d. h. allo- oder autotherm) und (iii) dem Druckniveau (d. h. atmosphärisch oder druckaufgeladen) beeinflusst und weisen entsprechend unterschiedliche Vor- und Nachteile auf (z. B. [121], [123], [135], [142], [144], [149], [150], [152], [166], [232], [287]). Der Schwerpunkt der nachfolgenden Betrachtung liegt auf den für die Biokraftstofferzeugung geeigneten Vergasungsverfahren.

Vergasungsverfahren für den Einsatz fester Biomasse befinden sich weitgehend im F&E-Stadium; erste Pilot- und Demonstrationsanlagen wurden bisher ausschließlich im kleinen Leistungsbereich (ca. 8 bis 45 MW_{BWL}) und mit dem Fokus auf die Strom- und Wärmebereitstellung realisiert [6], [198], [200]. Von den genannten Reaktorarten sind Festbettvergaser für die kleintechnische Strom- und Wärmeerzeugung prädestiniert. Auch führen diese Reaktoren zu unvollständigen Stoffumsätzen und z. T. hohen Teerbildungsraten [286]. Insbesondere aber die limitierte Leistungsgröße schließt einen Einsatz zur Kraftstofferzeugung aus. Die auf Basis des gegenwärtigen Kenntnisstandes als vielsprechend für die Produktion synthetischer Kraftstoffe einzustufenden Vergasungsverfahren sind in Tabelle 2-6 gegenübergestellt⁷.

⁶ Hier Slurry für die weitere Verwertung bezogen auf Biomasseinput nach der Trocknung (hier 93 % TS), inklusive der für die Prozessenergiebereitstellung für die Pyrolyse notwendigen Biomasse (bei Holz) bzw. Slurry (bei Stroh)

⁷ Die Auswahl der dargestellten Verfahren beschränkt auf jene, die zum gegenwärtigen Zeitpunkt bereits im Pilot- bzw. Demonstrationsstadium umgesetzt worden sind und für welche eine für die Gegenüberstellung ausreichende Datenbasis verfügbar ist.

Tabelle 2-6: Prozessparameter ausgewählter Vergasungsverfahren [19], [20], [122], [143], [152], [190], [216], [244], [272], [273], [283], [286], [287]

Reaktorart		Bewegtbettvergaser			Mehrstufige Vergaser	
Typ		zirkulierende Zweibett- Wirbelschicht	zirkulierende Zweibett- Wirbelschicht	zirkulierende Zweibett- Wirbelschicht	Flugstrom	Pyrolytische Schwel- vergasung / Flugstrom
Parameter	Einheit					
<i>Charakteristika</i>						
Konzept (Bsp.)		TUW / FICFB	ECN / MILENA	ZSW / AER ^g	KIT / bioliq [®]	Choren/CarboV [®]
Wärmeconcept		allotherm	allotherm	allotherm		autotherm
Vergasungsmittel		H ₂ O _D	H ₂ O _D	H ₂ O _D	O ₂	O ₂
Temperaturniveau	°C	800 – 900	850 – 900	600 – 700	1 400 – 1 800	1 200 – 1 400 ^e
Leistungsbereich ^b	MW _{BWL}	10 – 100 (8)	10 – 500 (0,8)	5 – 50 (0,1)	200 – 1 500 ^c (140)	40 – 300 ^c (45)
Kaltgaswirkungsgrad ^d	%	60 – 70	ca. 80	> 70	n. b.	n. b.
<i>Brennstoffqualität</i>						
Korngröße	mm	< 20	< 15	< 20	< 2 (Slurry)	< 120 x 50 x 30 / < 1 ^e
Wassergehalt	Ma.%	10 – 60	10 – 25	< 30	< 15	10 – 20
Aschegehalt	Ma.% _{wf}	n. b. ^a	n. b.	n. b.	0,4 – 25	< 20 ^d
<i>Rohgasqualität</i>						
CO	Vol.% _{wf}	20 – 30	23 – 40	3 – 8	50 – 53 ^h	39
CO ₂	Vol.% _{wf}	15 – 25	14 – 25	6 – 13	13 – 19 ^h	20
CH ₄	Vol.% _{wf}	8 – 12	9 – 13	10 – 19	0	0
H ₂	Vol.% _{wf}	27 – 45	21 – 32	65 – 75	27 ^h – 33	40
H ₂ O	Vol.%	23 – 25	35 – 37	51 – 65	19 – 22 ^h	10
Partikelgehalt	g/m ³ _N	10 – 20	n. b.	n. b.	n. b.	n. b.
Teergehalt	g/m ³ _N	0,5 – 1,5 ^f	18 – 46	0,5 – 3,5	0	0
Heizwert	MJ/m ³ _N	12 – 16	10 – 12	13 – 16	9,6 ^h – 10,3	8

^a n. b. - nicht bekannt bzw. keine Daten verfügbar, ^b in Klammern: bislang demonstrierte Leistungsgröße, ^c die Grenzen des Leistungsbereiches für Flugstromvergaser sind gegenwärtig noch nicht erkennbar; primär werden für einen technisch-ökonomisch tragfähigen Betrieb > 100 MW_{BWL} erwartet., ^d auch Vergasungswirkungsgrad: Verhältnis der chemisch gebundenen Enthalpie des Rohgases zur chemisch gebundenen Enthalpie des Vergasungsstoffes (Basis Hu), ^e gilt für den Flugstromreaktor selbst, ^f Einsatz von Olivin als katalytisches Bettmaterial zur Teerreduktion, ^g Bettmaterial CaO-haltig (z. B. Calcit, Dolomit) zur katalytischen CO₂-Abscheidung (zu CaCO₃), zudem Beitrag zur katalytischen Teerreduktion, ^h gilt für den druckaufgeladenen Betrieb bei ca. 20 bar.

Gasreinigung

Im Hinblick auf die nachfolgenden Prozesse (z. B. Standzeiten der Katalysatoren) müssen die im Rohgas enthaltenen Schadkomponenten entfernt werden. Dabei werden sehr hohe Anforderungen an die Gasreinheit gestellt. Diese implizieren große technische Herausforderungen hinsichtlich der Gasreinigungstechnologien; während z. B. für die Kraftstoffsynthese Teergehalte von bis zu $1 \text{ mg/m}^3_{\text{N}}$ nicht überschritten werden dürfen, können selbige für eine gasmotorische Nutzung bei etwa $50 \text{ mg/m}^3_{\text{N}}$ liegen [20], [152]. Je nach Vergasungsverfahren müssen die in Tabelle 2-7 dargestellten Schadstoffe teils nahezu vollständig aus dem Rohgas entfernt werden.

Tabelle 2-7: Schadkomponenten im Rohgas, deren Schadwirkung, Schadgehalte und Anforderungen an die Synthese [9], [18], [156], [206], [216], [286], [287]

Schadkomponente	Schadwirkung	Typische Schadgehalte im Rohgas ^{a,b} in mg/m^3_{N}	Mindestanforderungen KS-Synthesen ^{a,c} in mg/m^3_{N}
Partikel (Staub, Asche, Bettmaterial)	Abrasion, Verschmutzung	$< 10^5$	$< 0,02 - 0,5$
Teere (kondensierbare KW)	Ablagerungen, Verstopfung	$< 5 \cdot 10^4$	$< 0,015 - 1^d$
Stickstoffverbindungen (NH_3 , HCN)	NO_x -Emissionen	$< 1\ 600$	$< 0,1 - 0,8$
Alkalien (Na-, K-Verbindungen)	Heißgaskorrosion	$< 1,7$	$< 0,003 - 1$
Schwefelverbindungen (H_2S , COS, CS_2)	SO_x -Emissionen, Ablagerungen	< 170	$< 0,1 - 1,5$
Halogene (HCl, HCF)	Säureangriff	< 480	$< 0,016 - 0,1$

^a Angaben sind als Anhaltswerte zu interpretieren und können in der Praxis stark variieren; ^b für Wirbelschicht- und Flugstromvergasung; ^c hier aufgezeigt für unterschiedliche Kraftstoffsynthesen (z. B. FT, Methanol, SNG); ^d unterhalb des Kondensationspunktes [18]

Die Gasreinigung erfolgt im Regelfall mehrstufig und hängt stark von den Eigenschaften der jeweiligen Schadstoffkomponenten ab. Gasreinigungsverfahren können anhand der folgenden Parameter charakterisiert werden.

Temperaturniveau. Mit Rücksichtnahme auf das Prozesswärmemanagement können sog. kalte und heiße Gasreinigungsverfahren unterschieden werden [110], [286]. Während kalte Verfahren (bis ca. $200 \text{ }^\circ\text{C}$ [156]) kommerziell verfügbare Standardtechnologien sind, ist die Implementierung heißer Verfahren weitaus anspruchsvoller. Diese Verfahren sind aber bezogen auf die Gesamtenergiebilanz vorteilhaft, da ein erneutes Aufheizen des gereinigten Gases für Folgeprozesse (z. B. Konditionierung) entfällt.

Nasse oder trockene Verfahren. Zu den Nassreinigungsverfahren zählen Wäschen und Nass-elektroabscheider. Filternde Abscheider (z. B. Filter mit Filtermedien, Gewebefilter, Schütt-schichtfilter) und Fliehkraftabscheider (Zyklone) sind den trockenen Verfahren zuzuordnen [286].

Ab- oder adsorptive Verfahren. Während absorptive Verfahren auf der Auswaschung der Schadkomponenten in Reinigungsmedien (z. B. Wasser, organische oder ölhaltige Lösungsmittel) basieren, werden selbige bei adsorptiven Verfahren an das Reinigungsmedium (z. B.

Aktivkohleschüttung, Molekularsiebe) angelagert. In beiden Fällen müssen die Reinigungsmedien anschließend regeneriert respektive ausgetauscht werden.

Dabei dienen einige Verfahren sowohl der Reinigung des Gasstromes als auch zu dessen Konditionierung (d. h. zur Einstellung der für die Kraftstoffsynthese notwendigen Gaszusammensetzung) (u. a. [18], [21], [110], [156], [199], [287]). Eine Einordnung der Reinigungsverfahren zeigt Tabelle 2-8.

Tabelle 2-8: Ausgewählte Gasreinigungsverfahren für die Synthesegasproduktion [9], [21], [156], [175], [216], [264], [287]

Verfahren	Charakteristika	Schadstoffeignung
Zyklon / Fliehkraftabscheider	<ul style="list-style-type: none"> - hohe Abscheidungsrate für Grobpartikel bei breitem Temperaturband (bis zu $> 1\,000\text{ °C}$) und niedrigem Druckverlust (10 mbar) - Einsatz nur für Erst-/Grobreinigung bei trockenem oder schmelzendem Betrieb, integraler Bestandteil bei zirkulierenden Wirbelschichtreaktoren - robuste Bauweise, kommerziell verfügbar, kostengünstig 	Grobpartikel $d_p > 5\ \mu\text{m}$ (Abscheidung $> 90\%$), teils Teer
Elektrofilter	<ul style="list-style-type: none"> - hohe Abscheidung bei geringem Druckverlust - Einsatz zur Hauptreinigung - bei trockenen Elektrofilter bis zu 500 °C Staubschichtentfernung durch mechanisches Klopfen - bei Nasselektrofilter (für feuchte gesättigte Gase bei bis zu 65 °C) Anfall von Abwasser - kommerziell verfügbar, kapitalkostenintensiv bei niedrigen Betriebskosten 	Teer, Partikel, Alkalien $d_p > 5\ \mu\text{m}$ (Abscheidung $> 99,5\%$), teils auch HCl, NH_3 und H_2S
(Metall-)Gewebe-filter	<ul style="list-style-type: none"> - sehr hohe Abscheideleistung bei hohem Druckverlust und vorheriger Gasabkühlung auf $< 350\text{ °C}$ (damit Exergieverluste) - Einsatz zur Haupt-/Feinreinigung - sog. precoatisierte Filter (Dünnschicht aus Teer als Filtermedium) wegen fehlender Regenerationskonzepte ungünstig - kommerziell verfügbar, kostenintensiv 	Feinpartikel, Teer (Abscheidung $> 80\%$), Alkalien $d_p < 0,5\ \mu\text{m}$
Heißgasfilter	<ul style="list-style-type: none"> - Filterung im Submikrobereich mit hoher Effizienz bei Temperaturen von bis zu $1\,000\text{ °C}$ und hohem Druckverlust - Problematisch für Teer (Verkleben), Alkalien (Korrosion) - hoher N_2-Einsatz zum Rückspülen - kommerziell verfügbar, kostenintensiv 	Feinpartikel, teils Teer, Alkalien $d_p < 0,5 - 1,0\ \mu\text{m}$
Wäscher	<ul style="list-style-type: none"> - universell einsetzbar bei verschiedenen Temperatur- und Druckniveaus (z. B. Druckwasserwäsche, Purisol, Rectisol^a, Selexol^b), jedoch Abkühlung erforderlich - Regeneration der Reinigungsmedien (z. B. via Dampf oder Druck) mit entsprechendem Abfallanfall - Vorteilhafter Einsatz von ölhaltigen Waschmedien (z. B. Biodiesel) mit anschließender thermischer Entsorgung - kommerziell verfügbar, unterschiedliche Kostenniveaus 	Teer, Partikel, Alkalien, Halogene, N-, S-Verbindungen

Verfahren	Charakteristika	Schadstoffeignung
Katalysator	<ul style="list-style-type: none"> - Einsatz von metallischen (z. B. Ni) und nichtmetallischen (z. B. CaMg(CO₃)₂, MgO, CaO) Katalysatoren bei Verweilzeiten von 0,01 bis 7 s - effizient bei Temperaturen > 600 °C - kein Verlust an C-/H-Verbindungen - Deaktivierung durch Katalysatorgifte (u. a. H₂S, HCl) und Koks - F&E-Stadium, kostenintensiv 	Teer, N ₂ -Verbindungen

^a Beide Verfahren sind ebenso gut für Gaskonditionierung (insbesondere für die CO₂-Abscheidung) geeignet.

Gaskonditionierung

Nach der Gasreinigung erfolgt die Anpassung des Reingases an die Anforderungen des Synthesegasprozesses (Tabelle 2-7); dies umfasst (i) die Einstellung des stöchiometrischen Verhältnisses der Gasbestandteile H₂ und CO, (ii) die CO₂-Entfernung aus dem Gasstrom sowie (iii) die Reformierung von leichten Kohlenwasserstoffen (z. B. CH₄, C_nH_m). Die dafür geeigneten Technologien sind aus der konventionellen Gasbehandlung kommerziell vorhanden und müssen an die Eigenschaften des Roh- bzw. Reingases angepasst werden.

H₂/CO-Verhältnis. Je nach Vergasungsverfahren liegt nach der Gasreinigung ein H₂/CO-Verhältnis von etwa 0,45 bis 2 zu 1 vor [110]; in Abhängigkeit des eingesetzten FT-Syntheseverfahrens ist jedoch ein Verhältnis von 0,85 bis 3,0 zu 1 erforderlich [172]. Zu Erhöhung kann einerseits durch H₂-Zugabe erfolgen oder – unter entsprechendem C-Verlust – die Umwandlung eines Teils des CO mit H₂O_D zu CO₂ und H₂ über die katalytische exotherme Wasser-Gas-Shift-Reaktion (WGS). Hierfür können Shiftreaktoren auf unterschiedlichen Temperatur- und Druckniveaus arbeiten (z. B. bei 300 bis 500 °C, bis zu 30 bar und CO-Konversionsraten von 80 bis 90 Vol.%) [110], [199], [224]. Zusätzlich erfolgt im Regelfall die Abtrennung von H₂ aus nicht umgesetztem Synthesegas oder Restgasen innerhalb der FT-Anlage mittels physikalischer Druckwechseladsorption (DWA), wobei das Gas nach der Auskondensation des noch enthaltenen Wassers 3 bis 12 parallel verschaltete, in zyklischer Reihenfolge arbeitende Adsorber durchläuft [110] (Kapitel 2.3.1.1).

CO₂-Entfernung. Zur Abscheidung unerwünschten CO₂ können je nach CO₂-Gehalt im Gas Separationsverfahren wie die Druckwechseladsorption oder auch Waschverfahren (z. B. Rectisol oder Selexol, Tabelle 2-8) zum Einsatz kommen. Beide Waschverfahren sind sehr aufwändig, haben jedoch den Vorteil, neben CO₂ noch weitere Schadstoffe aus dem Produktgasstrom sicher abzuscheiden [199].

Reformierung leichter Kohlenwasserstoffe. Das gereinigte Gas kann einen beachtlichen Anteil von CH₄ und anderen leichten Kohlenwasserstoffen enthalten, welche die Synthese ungünstig beeinflussen können. Über eine endotherme Dampfreformierung können diese Komponenten zu CO und H₂ aufgespalten werden. Die gleichfalls angewandte autotherme Reformierung kombiniert die Dampfreformierung mit einer selbstständigen Prozesswärmebereitstellung über partielle Oxidation eines Teilstromes des zu reformierenden Gases [36], [108], [110].

Fischer-Tropsch-Synthese

Die Technologie der Fischer-Tropsch-Synthese wird gegenwärtig auf Kohle- und Erdgasbasis großtechnisch kommerziell betrieben⁸. Sie wurde in der Vergangenheit insbesondere im Hinblick auf eine hohe Selektivität (d. h. Verteilung der entstehenden Rohprodukte) weiterentwickelt [6], [18], [221].

Die Synthese folgt dem Mechanismus einer Polymerisationskinetik mit der Anderson-Schulz-Flory-Verteilung⁹, wobei das Produktspektrum ein komplexes Multikomponentengemisch aus linearen und teils verzweigten Kohlenwasserstoffen sowie O₂-haltigen Produkten umfasst (z. B. Brenn- und Flüssiggase (C₁-C₄), Benzine bzw. Naphtha (C₅-C₁₀), Dieselöle (C₁₁-C₂₀) und Wachse (C₂₁₊)). Die Selektivität wird wesentlich durch Temperatur- und Druckniveau, Katalysator (u. a. Art, Dotierung und Alter), Reaktortyp und dem H₂/CO-Verhältnis im Synthesegas beeinflusst. Dabei nimmt die Kettenwachstumswahrscheinlichkeit mit sinkendem H₂/CO-Verhältnis, mit sinkender Reaktionstemperatur und mit steigendem Druck zu. Für die Kraftstofferzeugung erfolgt die katalytische Umwandlung des Synthesegases im Niedertemperaturbereich, wobei als Katalysatoren Eisen (H₂/CO von ca. 1,7 bei 240 bis 380 °C und 10 bis 70 bar; ermöglicht gleichzeitig die Wasser-Gas-Shift-Reaktion) oder Kobalt (H₂/CO von ca. 2,5 bei 120 bis 250 °C und 1 bis 30 bar; bei höherem H₂O-Partialdruck sowie höheren Synthesegasumsätzen mit längeren Standzeiten) zum Einsatz kommen können [51], [65], [106], [122], [166], [221].

Für die Niedertemperatursynthese finden Festbett- bzw. Rohrbündelbehälter (bislang realisierte Kapazität ca. 240 m³/d) oder Suspensionsreaktoren (Kapazität ca. 1 600 m³/d) Anwendung, die u. a. hinsichtlich gewünschter isothermer Betriebsweise, Katalysatoranteil und -austausch, Skalierung der Reaktorgröße teils erhebliche Unterschiede aufweisen. Hinsichtlich der Betriebsweise kann zwischen – mit einer Erhöhung der Kraftstoffausbeute einhergehenden – Kreislaufführung des anfallenden Restgases (sog. „Full-conversion“) nach teilweiser Reformierung oder der technisch weniger aufwändigen Nutzung der Restgase zur Prozessenergiebereitstellung (sog. „Once-through“) unterschieden werden [106], [110], [166], [258].

Bei der stark exothermen Synthese (ΔH_R von -165 kJ/mol) wird – bezogen auf den Energieinhalt des eingesetzten Rohproduktes – bis etwa 15 % Wärme frei, die entsprechend (z. B. über Dampferzeuger) abgeführt und auf einem zur Prozesswärmebereitstellung (z. B. zur Brennstofftrocknung) geeigneten Temperaturniveau genutzt werden kann [6].

Kraftstoffaufbereitung

Das Spektrum der FT-Rohprodukte aus der Synthese muss nach einer Wasserabscheidung und Trennung der einzelnen genannten Fraktionen in Rektifikationskolonnen respektive Stripper in – teils danach weiter zu Kraftstoff zu verarbeitende Produkte – Naphtha, FT-Diesel und Wachse aufbereitet werden.

Naphtha kann als Rohbenzin in der Petrochemie zum Einsatz kommen oder durch Isomerisierung (d. h. Transformation langkettiger Kohlenwasserstoffe zu verzweigten) in gebrauchts-

⁸ Beispiele: South African Synthetic Oil Ltd. (Sasol) betreibt mehrere Anlagen in Südafrika, Nigeria und Qatar (Gesamtkapazität 2006: ca. 8,7 Mio. t/a). Shell verfügt über eine Anlage in Malaysia (ca. 0,6 Mio. t/a) und plant an mehreren Standorten weltweit Anlagen mit einer Kapazität von ca. 3 Mio. t/a. [111]

⁹ Die Verteilung der unterschiedlichen Kettenlängen der Kohlenwasserstoffe korreliert mit der sog. Kettenwachstumswahrscheinlichkeit, bei deren Zunahme der mittlere Polymerisationsgrad und die Verteilung zunehmend breiter wird; für langkettige organische Produkte gleicher C-Zahl gilt dabei: Paraffine > Olefine > Sauerstoffverbindungen [166].

fertiges Benzin umgewandelt werden. Die Aufarbeitung der hochsiedenden Wachsfraktion (Alkane) erfolgt in aus der Erdölraffinerietechnik bekannten teils mehrstufig arbeitenden Hydrocrackern, wobei die hochsiedenden langkettigen Kohlenwasserstoffe unter Anwesenheit von Wasserstoff bei 350 bis 450 °C und etwa 30 bis 210 bar katalytisch in die gewünschten Mitteldestillate (Diesel und Kerosin) gespalten und hydriert werden, die ihrerseits anschließend destillativ getrennt werden. Dabei kommen sog. bifunktionale Katalysatoren mit mehreren aktiven Substanzen zum Einsatz: für die Katalyse des Crackens und der Isomerisierung u. a. Katalysatoren auf der Basis von amorphen Oxiden, Zeolithen und Aluminium sowie für die (De-)hydrogenation Katalysatoren auf der Basis von Edelmetallen (z. B. Platin) oder Metallsulfide (z. B. basierend auf Molybdän, Kobalt oder Nickel). Das Produktspektrum umfasst wahlweise Dieselkraftstoff (60 % Ausbeute bei 25 % Kerosin sowie 15 % Benzin und C₁- bis C₄-Kohlenwasserstoffe) oder Kerosin (50 % Ausbeute, 25 % Diesel sowie 25 % Benzin und C₁- bis C₄-Kohlenwasserstoffe), die – anders als mineralölbasierte Kraftstoffe – insbesondere schwefel- und aromatenfrei sind. Die Bereitstellung des erforderlichen Wasserstoffs (z. B. 2,75 bis 2,90 Ma.% der Eintragsmenge) kann entweder extern oder prozessintern (z. B. über Reformierung von Restgasen und anschließender Aufreinigung) erfolgen [6], [58], [61], [110], [219], [258], [284].

2.3.2.2 Technische Entwicklungsperspektiven

Für die Produktion von FT-Kraftstoffen¹⁰ werden insbesondere in den Prozessstufen der Rohstoffbereitstellung, Vergasung und Gasaufbereitung zu Synthesegas erhebliche technische Entwicklungspotenziale gesehen.

Bei der Rohstoffbereitstellung beinhaltet dies neben der Optimierung von Konversionswirkungsgraden für unterschiedliche Brennstoffe das mit einer entsprechenden Kapazitätserhöhung verbundene stufenweise Hochskalieren anwendbarer Pyrolyse- und Torrefizierungsanlagen von bislang etwa 2,4 MW_{BWL} (ca. 0,5 t/h) bzw. 0,5 MW_{BWL} (ca. 0,1 t/h) auf 50 bis 100 MW_{BWL} [117], [270]. Die Produkte (Pyrolyseslurry, Kokspulver) beider Verfahren können in Flugstromvergäsern eingesetzt werden.

Gleiches gilt im Wesentlichen ebenso für Anlagen zur Biomassevergasung. Ausgehend von den bislang realisierten Leistungsbereichen (Tabelle 2-6) sind für die Herstellung von FT-Kraftstoffen unter Berücksichtigung von Economy-of-Scale-Effekten mittel- bis langfristig Anlagengrößen von 500 MW_{BWL} bis zu wenigen GW_{BWL} denkbar, wobei hier insbesondere Flugstromvergäser zum Einsatz kommen werden. Weiterhin dürfte mit Rücksichtnahme auf die Folgeprozesse die druckaufgeladene Vergasung (z. B. bei 25 bis 80 bar) sowie die Optimierung des Kaltgaswirkungsgrades (z. B. durch chemisches Quenchen) Gegenstand zukünftiger Technologieentwicklungen sein [110], [152], [287].

Technologien zur Gasreinigung und -konditionierung sind prinzipiell kommerziell verfügbar. Kurzfristig können hier konventionelle Verfahren auf einem vergleichsweise niedrigen Temperatur- und Druckniveau (z. B. Nasswäschen) zum Einsatz kommen. Mittel- bis langfristig sind weiterentwickelte Verfahren auf hohem Temperatur- und Druckniveau (z. B. katalytisches Teercracken, Heißgasfilter, Heißgasabsorption) zu erwarten, die entsprechende

¹⁰ wie auch für alle anderen synthetischen Biokraftstoffe

Energieverluste innerhalb der Prozessstufen von der Vergasung zur Synthese sowie wasserintensive Regenerierung von Waschmitteln vermeiden [110], [258].

Die FT-Synthese sowie die Kraftstoffaufbereitung zählen zu den Technologien, deren Einsatz für biogen erzeugtes Synthesegas angepasst und demonstriert werden muss. Ziel der Entwicklungen ist die Erreichung einer hohen Selektivität während der Synthese durch Abstimmung der genannten Betriebsparameter. Hinsichtlich des Endproduktspektrums wird dabei eine Anhebung der Dieselausbeute auf über 90 % des gesamten FT-Produktes für möglich gehalten [6]. Erreichbar ist dies beispielsweise durch den Einsatz optimierter Katalysatorgeometrien (z. B. als sog. Wabenkörper bzw. Monolithe) oder durch geeignete Membranreaktoren bei der FT-Synthese [106].

2.3.3 Bio-SNG

Bereits in den 1970er und 1980er Jahren stand die Produktion von SNG auf der Basis von Synthesegas im Fokus der Technikentwicklung, verlor jedoch aufgrund der Preisentwicklung für Erdgas an kommerziellem Interesse [16], [260]. Seit 1984 wird eine auf der Kohlevergasung basierende großtechnische SNG-Anlage in North Dakota (USA) betrieben, die SNG im Umfang von etwa 1,5 GW_{KS} (ca. 100 000 m³_N/h) produziert [210], [267]. Eine erste Demonstrationsanlage zur Produktion von Bio-SNG auf Basis der thermo-chemischen Biomassevergasung und anschließender Synthese im Umfang von ca. 1 MW_{KS} hat 2008 in Güssing (Österreich) ihren Betrieb aufgenommen.

Als Grundlage für die nachfolgenden Betrachtungen umfasst der Gesamtprozess den in Abb. 2-5 dargestellten Systemaufbau, der gleichzeitig die Bilanzgrenze der Kraftstoffproduktion aufzeigt.

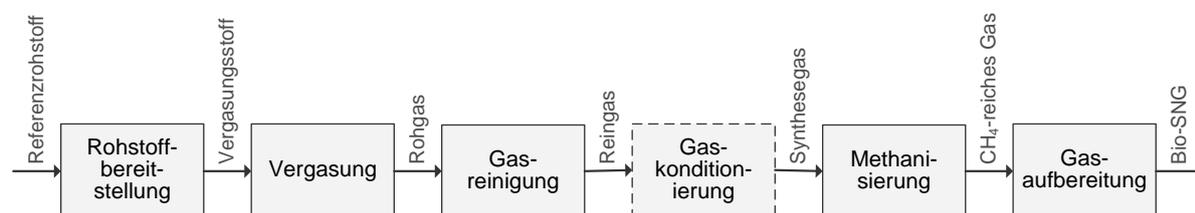


Abb. 2-5: Systemaufbau zur Erzeugung von Bio-SNG

2.3.3.1 Stand der Technik

Wesentliche technische Grundlagen zur Einordnung der Teilschritte Rohstoffbereitstellung, Vergasung sowie Gasreinigung und -konditionierung wurden – da für die Produktion synthetischer Biokraftstoffe weitgehend analog – bereits in Kapitel 2.3.2 diskutiert. Daher liegt der Fokus der nachfolgenden Betrachtungen auf der Kraftstoffsynthese (d. h. der Methanisierung¹¹) sowie der abschließenden Gasaufbereitung zum Biomethan bzw. Bio-SNG, das in das Erdgasnetz eingespeist werden und somit der mobilen Nutzung zugeführt werden kann.

Methanisierung

Die Methanisierung dient der katalytischen Umwandlung des im Synthesegas enthaltenen H₂ und CO zu CH₄ und damit der Produktion eines methanreichen Gases (Abb. 2-5). Geeignete, für die Methanisierung von biogenen Gasen noch in der Erprobung befindliche, Katalysatoren

¹¹ In der deutschsprachigen Fachliteratur teils auch als Methanierung bezeichnet.

(vorzugsweise auf der Basis von Nickel [108], [266]) arbeiten typischerweise bei Temperaturen von etwa 200 bis 450 °C und Drücken zwischen 1 und 10 bar, was im Regelfall einer vorherigen Kompression des Synthesegases bedarf [122], [300]. Durch ihre Anfälligkeit für Deaktivierung durch Schwefelverbindungen (z. B. H₂S, COS), Halogene und Rußablagerungen stellen sie hohe Anforderungen an die Gasqualität (u. a. [108], [193]) und damit an die vorangestellte Gasreinigung (Kapitel 2.3.2). Das für die Reaktionsführung der Methanisierung erforderliche H₂/CO-Verhältnis im Synthesegas von drei kann im Regelfall nur bedingt durch die Vergasung mit H₂O_D als Vergasungsmittel bereitgestellt werden, so dass fehlendes H₂ zulasten von CO mittels Shiftreaktion zuvor (Kapitel 2.3.2) oder im Prozess bereitgestellt werden muss [266].

Die Methanisierung verläuft stark exotherm (ΔH_R von -127 kJ/mol). Das macht eine Abfuhr der entstehenden Reaktionswärme erforderlich. Dies kann – einen CO-Anteil im Synthesegas von unter 10 Vol.% vorausgesetzt – einerseits durch Reihenschaltung mehrerer kommerziell verfügbarer adiabater Festbett- bzw. Rohbündelreaktoren mit Zwischenkühlung erfolgen. Andererseits eignet sich der Einsatz von technisch einfacheren jedoch noch im F&E-Stadium befindlichen Wirbelschichtreaktoren mit integrierter Bettkühlung, der bei einem CO-Anteil im Synthesegas von über 10 Vol.% ohne vorherige StöchiometrieEinstellung von H₂/CO eine einfache Wärmeauskopplung auf einem hohen Temperaturniveau und damit eine nahezu quasi isotherme Betriebsweise ermöglicht [3], [16], [248], [266].

Nach der Methanisierung liegt der CO₂-Anteil im Produktgas bei bis zu 50 Vol.% bei einem CH₄-Anteil von ca. 40 Vol.% [248], [300].

Gasaufbereitung

Für die Bio-SNG-Einspeisung ins Erdgasnetz und Nutzung im Fahrzeug ist abschließend eine Gasaufbereitung mittels CO₂-Abscheidung, Gastrocknung sowie ggf. Zugabe von Flüssiggasen (z. B. Propan) zur Einhaltung der brenntechnischen Eigenschaften (DVGW-Arbeitsblätter [42], [43], DIN 51624 [45]) erforderlich. Zudem ist eine Gaskompression auf Einspeisedruck notwendig, sofern diese nicht bereits in den vorangestellten Prozessschritten erfolgte. Für die Gasaufbereitung gibt es eine Reihe kommerziell verfügbarer und gegenwärtig insbesondere im Zusammenhang mit der Biogasaufbereitung erprobte Verfahren. Einen Überblick gibt Tabelle 2-9 (vgl. auch Tabelle 2-8).

Tabelle 2-9: Gasaufbereitungsverfahren für Bio-SNG [11], [99], [236], [265], [266], [294]

Verfahren	Wirkprinzip / Charakteristika	Methanschluß in Vol.%	Erreichbarer CH ₄ -Anteil in Vol.%
Druckwechseladsorption (DWA)	<ul style="list-style-type: none"> - alternierende physikalische Adsorption und Desorption durch Druckwechsel - Praxiserprobt, vorherige Entschwefelung und Nachtrocknung notwendig 	2,0 bis 4,0 0,5 bis 1,5 (zusätzlich aus Nachtrocknung)	> 95
Aminwäsche	<ul style="list-style-type: none"> - chemisorptive Absorption mittels Waschlauge (Amine), Regeneration über H₂O_D - für große Gasvolumenströme, hoher Lösungsmittelbedarf, zusätzliche Trocknung erforderlich 	0,005 bis 0,5 (MEA) 0,01 bis 0,5 (DEA)	> 99
Druckwasserwäsche (DWW)	<ul style="list-style-type: none"> - physikalische Absorption mit H₂O als Lösungsmittel; Regeneration durch Druckreduktion - Praxiserprobt, Anpassung an Gasvolumenstrom, erfordert meist zusätzliche Entschwefelung und Trocknung 	2,0 bis 3,0	> 98
Selexol-/Purisol-/Rectisol-Verfahren	<ul style="list-style-type: none"> - physisorptive Absorption analog DWW mit physikalischen Lösungsmitteln - für große Gasvolumenströme, keine zusätzliche Entschwefelung und Trocknung notwendig, für große Anlagen wirtschaftlich empfehlenswert 	0,5 bis 2,0 (Selexol) 0,5 bis 1,0 (Purisol) < 2,0 (Rectisol)	> 96
Membrantrennverfahren	<ul style="list-style-type: none"> - bei Porenmembranen Druckgefälle zur Gas-trennung, sonst Diffusionsgeschwindigkeit von Gasen - nur Pilotanlage 	n. b.	> 88
Kryogene Verfahren	<ul style="list-style-type: none"> - Gasverflüssigung durch Rektifikation, Tieftemperaturtrennung - nur für große Gasvolumenströme, vorherige Entschwefelung und Trocknung notwendig 	n. b.	> 98

Während adsorptive Verfahren (z. B. DWA) zwar technisch geeignet sind, sind sie für Gasvolumenströme für mehrere 1 000 m³_N/h insbesondere aus wirtschaftlicher Sicht adsorptiven Verfahren (Wäschen) unterlegen [3]. Für die abschließende Gastrocknung können Glykolbasierte Absorptionsverfahren (z. B. mit Triethylenglykol, TEG) zum Einsatz kommen [265]. Je nach eingesetztem Verfahren fällt ein unerwünschter Methanschluß an, der als Schwachgas mit entsprechenden Abgasnachbehandlungssystemen (z. B. mit kommerziell erhältlichen Floxbrennern oder mittels autothermer Oxidation) umgesetzt werden kann [53], [107].

2.3.3.2 Technische Entwicklungsperspektiven

Der erforderliche F&E-Bedarf ist hinsichtlich der Biomassevergasung sowie der Gasaufbereitung weitgehend vergleichbar zu FT-Kraftstoffen (Kapitel 2.3.2.2). Für die Produktion von biogenem Methan (Bio-SNG) betrifft dies insbesondere die Weiterentwicklung von Verga-

sungsreaktoren zur Produktion methanreicher Gase, wobei die allotherme Wasserdampfvergasung (Tabelle 2-6) als vielversprechend angesehen wird. Deren technische Entwicklungsperspektiven liegen mittel- bis langfristig insbesondere im Hochskalieren der Leistungsgröße von gegenwärtig kommerziell demonstrierten $8 \text{ MW}_{\text{BWL}}$ bis zu mehreren $100 \text{ MW}_{\text{BWL}}$ bei gleichzeitigem Druckbetrieb ($< 20 \text{ bar}$) zur Senkung der Gasvolumenströme bei kompakterer Bauweise sowie Erzeugung von Rohgasen mit einem höheren Methangehalt. Grundsätzlich vielversprechende Einsatzmöglichkeiten bietet mittelfristig ebenso das AER-Verfahren (Tabelle 2-6), das bereits bei der Vergasung in-situ eine Entfernung von unerwünschtem CO_2 und anderen Verunreinigungen aus dem Produktgas erlaubt und dadurch eine CO_2 -Abscheidung in der Gasaufbereitung unnötig macht, da bei der Methanisierung der höhere H_2 -Anteil eine nahezu vollständige Umsetzung von CO und CO_2 zu CH_4 möglich macht [17], [19], [62], [108], [130], [249].

Für die Kraftstoffsynthese ist neben dem entsprechenden Hochskalieren der Wirbelschichtreaktoren von gegenwärtig 1 MW_{KS} ebenso die Erprobung und Erhöhung der Katalysatorstandzeiten erforderlich. Die für die Gasaufbereitung zu Biomethan zum Einsatz kommenden Technologien entsprechen weitgehend dem Stand der Technik.

2.4 Biokraftstoffdistribution

Für eine erfolgreiche Marktimplementierung ist die Biokraftstoffbereitstellung von der Produktionsanlage zum Endverbraucher wichtig. Die Biokraftstoffdistribution umfasst dabei im Wesentlichen den Kraftstofftransport, Aspekte der stationären Speicherung, ggf. der Aufbereitung und der Abgabe an Tankstellen (Abb. 1-1).

2.4.1 Stand der Technik

2.4.1.1 Kraftstofftransport

Für die Verteilung der flüssigen (Bio-)Kraftstoffe von den Produktionsstätten respektive Raffinerien und Tanklagern zum Verbraucher kommen Binnentankschiffe, Eisenbahnkesselwagen und Straßentankfahrzeuge zum Einsatz. Diese unterliegen u. a. den Vorschriften für Gefahrguttransporte; zudem müssen sie – anders als bei Fischer-Tropsch-Diesel, die wie konventionelle Mineralölprodukte transportiert werden können – im Falle von Bioethanol aufgrund dessen Wasseraffinität entsprechend wasserfrei und aus alkoholbeständigen Polymeren bestehen [28]. Die Verwendung von Pipelines erfordert in Anlehnung an die vorhandenen Produktenleitungen in Deutschland Durchsätze von 1,4 bis 5,5 Mio. t/a; sie sind daher zunächst keine Option für Biokraftstoffe. Der Transport von den Tanklagern zu öffentlichen Tankstellen erfolgt ausschließlich durch Straßentankfahrzeuge. Dabei werden teils bis zu 200 km einfache Strecke bewältigt – mit vollen Tankkammern zu den Tankstellen, zwischenzeitlich teilbeladen, dann leer zurück zum Tanklager [27], [186].

Gasförmiges Bio-SNG hingegen wird – wie bereits für aufbereitetes Biogas realisiert – über das existierende Erdgasverteilungsnetz transportiert. Dabei werden drei Druckbereiche unterschieden: Hoch- (HD; > 1 bis ca. 80 bar), Mittel- (MD; $0,1$ bis 1 bar) und Niederdruck (ND; $0,02$ bis $0,1 \text{ bar}$). Abhängig von der Aufnahmekapazität des jeweiligen Erdgasnetzes werden perspektivisch SNG-Anlagen mit einer Kapazität von etwa < 10 bis $30 \text{ MW}_{\text{KS}}$ in regionale Netze einspeisen können; für großtechnische Anlagen mit Kapazitäten von $\geq 100 \text{ MW}_{\text{KS}}$ ist

hingegen eine Einspeisung in das HD-Netz erforderlich. Zur Regulierung des Druckabfalls im Gasnetz von ca. 0,1 bar/km sind nach 80 bis 130 km Verdichterstationen notwendig. Über die MD- und ND-Leitungen gelangt das Gas dann bis zum Endverbraucher. Zur Verteilung in das nachgelagerte Netz ist für die Einspeisung in eine Leitung eine Druckerhöhung über den in der Transportleitung am Einspeisepunkt vorliegenden Druck erforderlich. Dies erfordert für jeden Einspeisepunkt eine eigene Bemessung und Regulierung des Druckniveaus. Technisch ist ebenso eine Bio-SNG-Einspeisung in Hochdruckfernleitungen realisierbar. Die entsprechenden Kompressoren mit unterschiedlicher Auslegung für unterschiedliche Volumenströme sind am Markt verfügbar. Trotz der technischen Machbarkeit ist die Distribution von SNG im Ferntransportnetz bislang nur in Nordamerika demonstriert [31], [74], [249], [256], [267].

2.4.1.2 Stationäre Speicher

Ungeachtet der Tanklager an den Produktionsstandorten selbst, existieren in Deutschland gegenwärtig rund 250 raffinierferne Tanklager mit einer Gesamtkapazität von 15,8 Mio. m³ (tankspezifisches Fassungsvermögen von 1 bis 60 000 m³), wovon etwa 12 per Pipeline versorgt werden und ca. 50 der Tankstellenversorgung dienen [7], [254]. Für die hier betrachteten flüssigen Biokraftstoffe können konventionelle Tanklager genutzt werden, wobei für Bioethanol (Lagerkapazität z. B. 20 000 m³ [250]) insbesondere auf eine entsprechende Wasserfreiheit und Alkoholbeständigkeit geachtet werden muss.

Die Gasspeicherung von Bio-SNG wird mit Verweis auf die direkte Einspeisung in das Erdgasnetz aus techno-ökonomischen Gründen als nicht sinnvoll angesehen [130]. Vielmehr kann es – als Teil des Gesamtgasstromes – wie Erdgas zum Ausgleich von Lastschwankungen und zur Bevorratung in Unterspeichern (z. B. Poren- oder Kavernenspeicher mit bis zu mehreren Mio. m³ bei 100 bis 200 bar [263]) und Übertagespeichern (z. B. Kugel- und Röhrenspeicher) temporär gelagert werden (u. a. [31], [163], [263]).

2.4.1.3 Tankstellen

Lag der durchschnittliche tankstellenspezifische Kraftstoffabsatz in Deutschland 1950 bei etwa 0,1 Mio. l/a (bei ca. 18 200 Tankstellen), betrug er im Jahr 2005 etwa 3 Mio. l/a (bei ca. 15 200 Tankstellen und durchschnittlich jeweils vier bis fünf Kraftstoffsorten) [187]. Nachfolgend wird mit Rücksichtnahme auf eine hohe Versorgungsdichte mit Biokraftstoffen die für öffentliche Tankstellen relevante Technik betrachtet.

Im Regelfall kommen für flüssige Kraftstoffe sog. Mehrproduktsäulen mit aktiven Gasrückführungssystemen zum Einsatz, wobei alle Gasrückführungskomponenten im Zapfventil und der Zapfsäule integriert sind. Dabei werden proportional zum Kraftstofffluss der Betankung die aus dem Fahrzeugtank heraus gedrängten Kraftstoffdämpfe (insbesondere bei Ottokraftstoffen) direkt am Einfüllstutzen abgesaugt und mittels Gasrückförpumpen in den Lagerbehälter zurückgeführt. Durch Anwendung der sog. Gaspendelung erfolgt dies weitgehend analog ebenso bei der Befüllung und Entleerung der Tankfahrzeuge (u. a. [30], [44], [188], [252]).

Serienmäßige Ottokraftstoffsäulen können aus heutiger Sicht für E85 weitgehend genutzt werden; hinsichtlich Stoffverträglichkeit der eingesetzten Materialien sind keine negativen Erfahrungen bekannt. Dabei sind für E85 Explosionsschutzmaßnahmen (d. h. Schutz der Gaspendel-, Füll- und Entlüftungsleitungen gegen das Eindringen von Flammen in das Tanklager) notwendig. Zudem kann mit zusätzlichen konstruktiven Maßnahmen an Tankwagen und

Zapfsäulen sichergestellt werden, dass wasserlösliches E85 nicht in den Benzinabscheider gelangt [25], [97], [164]. In Schweden entwickelte sog. Blendingtankstellen ermöglichen über ein Zweitanksystem für E85 und Benzin die wahlweise Abgabe von E85 für Flexifuel-Fahrzeuge oder dem Blend E5 an den Endkunden [15].

Infolge der vergleichsweise günstigeren Kraftstoffeigenschaften von FT-Diesel können bestehende Dieselpumpsäulen problemlos auf selbigen umgestellt werden. Eine Vorreinigung der Tanklager (wie z. B. bei Biodiesel) ist nicht erforderlich.

Für die Betankung mit Bio-SNG erfolgt über die vorhandene Technik für CNG-Tankstellen, die über das Gasversorgungsnetz (standortabhängiger Gaseingangsdruck bei regionalen Leitungen ca. 1 bis 70 bar [74]) versorgt werden. Hierbei kommt im Regelfall die sog. Fastfill-Versorgung (Schnellbetankung) über ein geschlossenes System (d. h. gasdichter Anschluss Füllkupplung am Fahrzeugtank) zur Anwendung, das vergleichbare Betankungszeiten (fahrzeugspezifisch ca. 1 bis 5 min) wie für flüssige Kraftstoffe ermöglicht. Dazu erfolgt zunächst die Aufbereitung (z. B. Molekularsiebtrockner mit nach geschaltetem Filter) des angesaugten Gases, das anschließend mehrstufig komprimiert und in einem Hochdruckblock (sog. Mehrbanksystem mit Kaskadenprinzip) zwischengespeichert wird. Während moderne Verdichter für Volumenströme von 65 bis zu 7 500 m³_N/h bereits auf einen Enddruck von 340 bis 350 bar ausgelegt sind, erfolgt der Tankstellenbetrieb bei 250 bis 300 bar bei Zapfsäulenleistungen von 0,3 bis 100 kg/min; zukünftig werden bis zu 700 bar für realisierbar gehalten [10], [100], [238], [291], [296].

2.4.2 Technische Entwicklungsperspektiven

Mit Bezug auf die Anforderungen an eine bereits gegenwärtig verfügbare Infrastruktur zur Biokraftstoffdistribution sind die für Bioethanol, FT-Kraftstoffe und Bio-SNG einzusetzenden Technologien weitgehend ausgereift, technisch erprobt und kommerziell verfügbar. Die zukünftigen Entwicklungsperspektiven beschränken sich daher aus gegenwärtiger Sicht auf die mit der Applikation dieser Technologien für die genannten Biokraftstoffe verbundene Optimierung (z. B. in Bezug auf den spezifischen Energieverbrauch für die Kraftstoffdistribution, die Auslastung der Distributionsmittel sowie sicherheitstechnische Aspekte hinsichtlich des Handlings mit Gefahrgütern). Darüber hinaus besteht für die Bereitstellung von gasförmigen Kraftstoffen wie Bio-SNG Weiterentwicklungspotenzial hinsichtlich der Speichermedien (z. B. Druckaufladung der Tanks).

2.5 Biokraftstoffnutzung

Aus Verbrauchersicht erscheinen die Biokraftstoffe vielversprechend, für die bereits heute kommerziell verfügbare Fahrzeugantriebe existieren. Dies umfasst im Wesentlichen Verbrennungsmotoren und darauf basierende Hybridantriebe, wie sie nachfolgend erläutert werden.

2.5.1 Stand der Technik

2.5.1.1 Verbrennungsmotoren

Verbrennungsmotoren wandeln unter Erzeugung eines zündfähigen Kraftstoff-Luft-Gemisches chemische Energie (d. h. Wärme) in mechanische Energie um. Dabei wird grundsätzlich zwischen Otto- und Dieselmotoren unterschieden. Erfolgt bei Ottomotoren die Zündung

des Kraftstoff-Luft-Gemischs durch eine Zündkerze (sog. Fremdzündung), wird die erforderliche Zündtemperatur beim Dieselmotor durch die hohe Kompression im Brennraum erreicht (sog. Selbstzündung). Aus diesen unterschiedlichen Wirkungsprinzipien abgeleitet ergeben sich – wie im Folgenden für die betrachteten Biokraftstoffoptionen dargestellt – unterschiedliche Anforderungsprofile an die jeweiligen Kraftstoffe. Dabei stellen direkt einspritzende Diesel- und Ottomotoren heute die verbrauchsärmsten Aggregate dar [247]. Ein moderner Ottomotor kann unter Berücksichtigung des Last- und Drehzahlbereiches, in welchem die Motoren besonders effektiv arbeiten (z. B. maximales Drehmoment unter Volllast) etwa 35 % seiner im Kraftstoff enthaltenen Energie in Antriebsleistung umsetzen; ein moderner Dieselmotor erreicht etwa 45 %. Die maximalen effektiven Wirkungsgrade (Nutzungsgrad) werden hingegen für Ottomotoren mit 30 % und für Dieselmotoren mit 36 % angegeben [241].

Bioethanol. Alternativ zu Mineralölbenzin kann Bioethanol in verschiedenen Gemischen mit Benzin in der auf Ottomotoren basierenden Flexible-Fuel-Vehicle-Technologie (FFV) eingesetzt werden. FFV besitzen mit Bezug auf die Eigenschaften von Bioethanol (u. a. höhere Oktanzahl, niedrigerer Heizwert, höherer Flammpunkt, hygroskopisch; Tabelle A-2) sowohl eine auf den Kraftstoff ausgelegte Einspritzanlage mit zusätzlicher Sensorik zur Erkennung der verwendeten Kraftstoffmischung (durch Adaption der Motorsteuerung automatische Anpassung der Zündzeitpunkte) als auch Modifikationen am Antrieb (z. B. korrosionsbeständige Materialien für alle kraftstoffführenden Teile, verstärkte Ventile und Ventilsitze, verstärkte Benzinpumpe, vergrößerter Aktivkohlebehälter). Des Weiteren stellt eine effektive Zylinderblock-Vorwärmung einen problemlosen Kaltstart sicher. Hersteller versprechen geringfügige Leistungssteigerungen (um 5 %) infolge höherer energetischer Wirkungsgrade durch Ausnutzung der höheren Oktanzahlen bei einem Kraftstoffmeherverbrauch von etwa 30 %. Aktuelle Serienentwicklungen beinhalten die Nutzung reinen Bioethanols (E100) in FFV durch Turboaufladung (d. h. höheres Verdichtungsverhältnis von 11,0:1, im Vergleich zu 8,8:1 beim normalen Benzinmotor in Verbindung mit einem höheren Ladedruck) mit modernem Motormanagement [64], [93].

Fischer-Tropsch-Diesel. Synthetische FT-Kraftstoffe können mit Bezug auf ihre günstigen Eigenschaften (Tabelle A-2) ohne jegliche Änderung an Motor und -steuerung wie ihre fossilen Pendanten eingesetzt werden. So versprechen insbesondere FT-Leichtdiesel deutliche Vorteile im Hinblick auf Abgasemissionen (z. B. bis zu 90 % weniger CO und HC, bis zu 30 % weniger Partikel), Kraftstoffverbrauch und besserem Kaltstartverhalten gegenüber konventionellem Diesel. Dadurch kann der Einsatz von modernen Abgasnachbehandlungssystemen (z. B. Partikelfilter) vereinfacht werden. Durch Adaptionen am Motor (Hard- und Software) können die NO_x-Emissionen um 35 bis zu 75 % und die Partikelfreisetzungen um bis zu 45 % reduziert werden [38], [116], [146].

Bio-SNG. Fahrzeuge für Erdgas sind adäquat für Bio-SNG (Biomethan) einsetzbar. Sie werden in monovalenter (d. h. nur Biomethan), in quasi-monovalenter (d. h. Benzintank mit ≤ 15 l für Notfallbetrieb) und in bivalenter Ausführung (d. h. zusätzlicher Benzintank; typischerweise als Nachrüstung in konventionellem Fahrzeug) angeboten. Zur Reduzierung der Leistungsnachteile (ca. 20 % bei nachgerüsteten Fahrzeugen) gegenüber klassischen Benzinfahrzeugen auf 6 % wurden Gasmotoren als Quasi-Monovalentfahrzeuge optimiert. Zudem konnte der vergleichsweise höhere Verschleiß an Komponenten durch nicht vorhandene

Additive bei Gaskraftstoffen sowie des höheren erforderlichen Verdichtungsverhältnisses infolge der hohen Oktanzahlen von Methan (Tabelle A-2) deutlich reduziert werden (z. B. durch Kolbenlegierungen für höhere Temperaturen). Dies ermöglicht höhere Wirkungsgrade bei gleichzeitig sparsamerem Verbrauch und reduziertem Schadstoffausstoß sowie ein besseres Kaltstartverhalten. Aktuelle und zukünftige Fahrzeugentwicklungen konzentrieren sich u. a. auf die Weiterentwicklung von Turbomotoren, Flurtanks mit signifikanter Erhöhung der Reichweite im Gasbetrieb (z. B. durch Erhöhung des Tankdrucks auf bis zu 700 bar) bei Fahrleistungen, die modernen Dieselmotoren entsprechen [137], [245], [296].

2.5.1.2 Hybridtechnologien

In Serie verfügbare Hybridantriebe sind – einhergehend mit einem entsprechenden Fahrzeugmehrgewicht – durch die Kombination zweier verschiedener Antriebssysteme (d. h. zweier Energiewandler und zweier Energiespeicher) gekennzeichnet. Sie ermöglichen es, die Nachteile von Elektrofahrzeugen (u. a. sehr kurze Reichweiten) zu kompensieren und die Vorteile des Elektroantriebs (z. B. hohe spezifische Leistung bei maximalem Wirkungsgrad des Motors von etwa 92 %, Bremsenergie rückgewinnung, verminderte Geräusch- und Schadstoffemission) zu nutzen [49], [66], [209]. Hybridantriebe können unterschieden werden in Systeme mit oder für Elektromotoren, bei denen der Strom alternativ über eine Batterie oder durch einen Verbrennungsmotor bereitgestellt wird. Beide Antriebe können in Kopplung verwendet werden, wodurch sich die Leistungen addieren. Hybridsysteme lassen sich wie folgt einordnen [192], [209], [245]:

- * *Serieller Hybridantrieb.* Verbrennungsmotor (dient als Stromerzeuger) und Elektromotor (dient dem Fahrzeugantrieb) sind in Reihe geschaltet, so dass der Verbrennungsmotor hinsichtlich Kraftstoffverbrauch und Emissionen effizient arbeiten kann.
- * *Paralleler Hybridantrieb.* Elektrischer und verbrennungsmotorischer Antrieb sind direkt mit den Antriebsrädern verbunden und dienen unter Ausnutzung der jeweiligen Vorteile in variabler Leistungsaddition als Fahrzeugantrieb.
- * *Split-Hybrid.* Paralleler und serieller Antrieb werden kombiniert, d. h. die verbrennungsmotorisch erzeugte Leistung kann entweder im Generator in elektrische Leistung umgewandelt oder direkt an die Achse geleitet werden.

2.5.2 Technische Entwicklungsperspektiven

Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren werden auch zukünftig das Rückgrat der automobilen Mobilität sein, wobei kurz- bis mittelfristig Hybridantriebe eine zunehmende Rolle spielen werden [154]. Der Erfolg von zukünftigen Antriebssystemen wird durch verschiedene Kriterien bestimmt, wie u. a.: (i) spezifischer Kraftstoff- bzw. Energieverbrauch, (ii) spezifische Emissionen und Klimaschutz (Schadstoffe wie HC, CO, NO_x, CO₂), (iii) Masse-Leistungs- respektive Leistungs-Volumen-Verhältnis, (iv) Drehmomentenverlauf respektive spezifische Beschleunigungscharakteristik, (v) Geräuschintensität und -frequenz, (vi) Verfügbarkeit und Speicherfähigkeit verschiedener Energieträger bzw. Biokraftstoffe sowie (vii) technische Komplexität und (viii) aktive und passive Sicherheit [241], [245], [247]. Dabei unterliegen zukünftige technische Entwicklungen dem Zielkonflikt zwischen Verbrauch, Abgasemissionen, Komfort und Fahrodynamik.

Potenziale zur Effizienzsteigerung ergeben sich v. a. durch die Weiterentwicklung des Verbrennungsmotors sowie – weitgehend unabhängig von der Antriebstechnik – durch Gewichtsersparung und Verringerung der Fahrwiderstände (Aerodynamik und Reifen). Die Leistungspotenziale von Verbrennungsmotoren liegen in der Verbesserung des Verdichtungsverhältnisses im (Motor-)Kolbenraum und den damit einhergehenden höheren thermischen Wirkungsgraden sowie in der Art der Aufladung. Hierzu bedarf es der Entwicklung neuer Motoren- und Antriebskonzepte unter Kompensation der technischen Risiken (z. B. Dauerfestigkeit, Abgasemissionen). Hierbei wird mittelfristig eine Reduktion des Streckenkraftstoffverbrauchs von bis zu 26 % (gegenüber 2,36 MJ/km_{FZ}) bei Ottomotoren und bis zu 23 % (gegenüber 2,23 MJ/km_{FZ}) bei Dieselmotoren für möglich gehalten. Mittel- bis langfristig geht die Entwicklung hin zu kombinierten Diesel-Ottomotoren (sog. „Combined Combustion System“) unter Ausnutzung der jeweiligen spezifischen Vorteile hinsichtlich Kraftstoffverbrauch und Abgasemissionen. Dies erfordert jedoch Kraftstoffe mit entsprechend verfahrensangepassten Verdampfungs- und Zündeigenschaften. Die Reduzierung des Fahrzeuggewichts (z. B. durch Geometrie und Werkstoffe) ermöglicht beispielsweise den Einsatz eines kleineren und leichteren Motors bei gleich bleibender Leistung (sog. „Downsizing“), wobei bei gleichzeitigem Downsizing des Antriebs ein um etwa 10 % reduziertes Fahrzeuggewicht eine Kraftstoffersparnis von ca. 5 bis 15 % verspricht [102], [130], [160], [245], [247], [302].

Die Markteinführung von Brennstoffzellen (insbesondere in Kombination mit Wasserstoff) als Bestandteil mobiler Antriebssysteme in nennenswertem Umfang wird hingegen nicht vor 2030 erwartet [23], [102].

3 METHODISCHE VORGEHENSWEISE

In den vorangestellten Kapiteln wurden – ausgehend von einem derzeit unterschiedlichen Technikstand – mögliche technische Entwicklungsperspektiven für die Umsetzung der hier untersuchten Biokraftstoffoptionen aufgezeigt. Die Chancen neuer Technologien am Markt werden dabei auch nach Werten technischen Handelns (u. a. anhand Funktionsfähigkeit, Wirtschaftlichkeit, Wohlstand, Sicherheit, Umweltqualität) beurteilt. Während die beiden erstgenannten Aspekte häufig in einer Instrumentalbeziehung zueinander stehen, können zwischen den letztgenannten häufig Konkurrenzbeziehungen bestehen (Abb. 3-1) [278]. Ziel ist es daher, für dieses Spannungsfeld aus Technik, Ökonomie und Ökologie nachfolgend einen methodischen Ansatz zu entwickeln, der es anhand geeigneter Kenngrößen erlaubt, die objektive und zugleich transparente Analyse und Bewertung unterschiedlicher Biokraftstoffkonzepte vorzunehmen.

Der derzeitige teils unterschiedliche Entwicklungsstand der einzelnen Technologien für die Biomassebereitstellung, Biokraftstoffproduktion, -distribution und -nutzung innerhalb des Biokraftstoffsystems steht jedoch dem übergeordneten Ziel eines objektiven Systemvergleichs entgegen. Daher werden in einem ersten Schritt aus in der Diskussion befindlichen Gesamtkonzeptansätzen für die untersuchten Biokraftstoffoptionen Referenzkonzepte für zukünftige Zeithorizonte (d. h. kurz-, mittel- und langfristig¹²) abgeleitet und so auf jeweils einen vergleichbaren Entwicklungsstand verbunden mit einem ähnlichen technischen Niveau gestellt. Die Vorgehensweise hierzu wird in Kapitel 3.1 erläutert.

Diese Referenzkonzepte bilden die Grundlage für die technische, ökonomische und ökologische Analyse und Bewertung, deren jeweilige methodische Ansätze in Kapitel 3.2 ff. vorgestellt werden. Um der zwangsläufig bestehenden Unsicherheit hinsichtlich der verwendeten Daten – d. h. ausgehend von theoretischen Überlegungen mit vergleichsweise hohem Unsicherheitsgrad bis hin zu Erfahrungen aus der Praxis mit niedrigem Unsicherheitsgrad – Rechnung zu tragen, werden in den Einzelanalysen und Bewertung für Teilaspekte Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Sie dienen auch der Einschätzung, welche Auswirkungen bei vom Basisfall (d. h. für die hier zugrunde zu legenden Daten und Annahmen) abweichenden Daten respektive Parametern auf das Ergebnis, die Robustheit der ermittelten Gesamtergebnisse und damit die relative Vorteilhaftigkeit der untersuchten Referenzkonzepte untereinander haben.

Nach Umsetzung dieser Bewertungsmethoden lassen sich die jeweils erzielten Ergebnisse in einer zusammenfassenden Gegenüberstellung auswerten (Kapitel 3.5). Eine Übersicht zum grundlegenden methodischen Gesamtansatz zeigt Abb. 3-1.

¹² kurzfristig – realisierbar in bis zu 5 Jahren, mittelfristig – realisierbar in etwa 10 bis 15 Jahren, langfristig – realisierbar in etwa 20 bis 25 Jahren

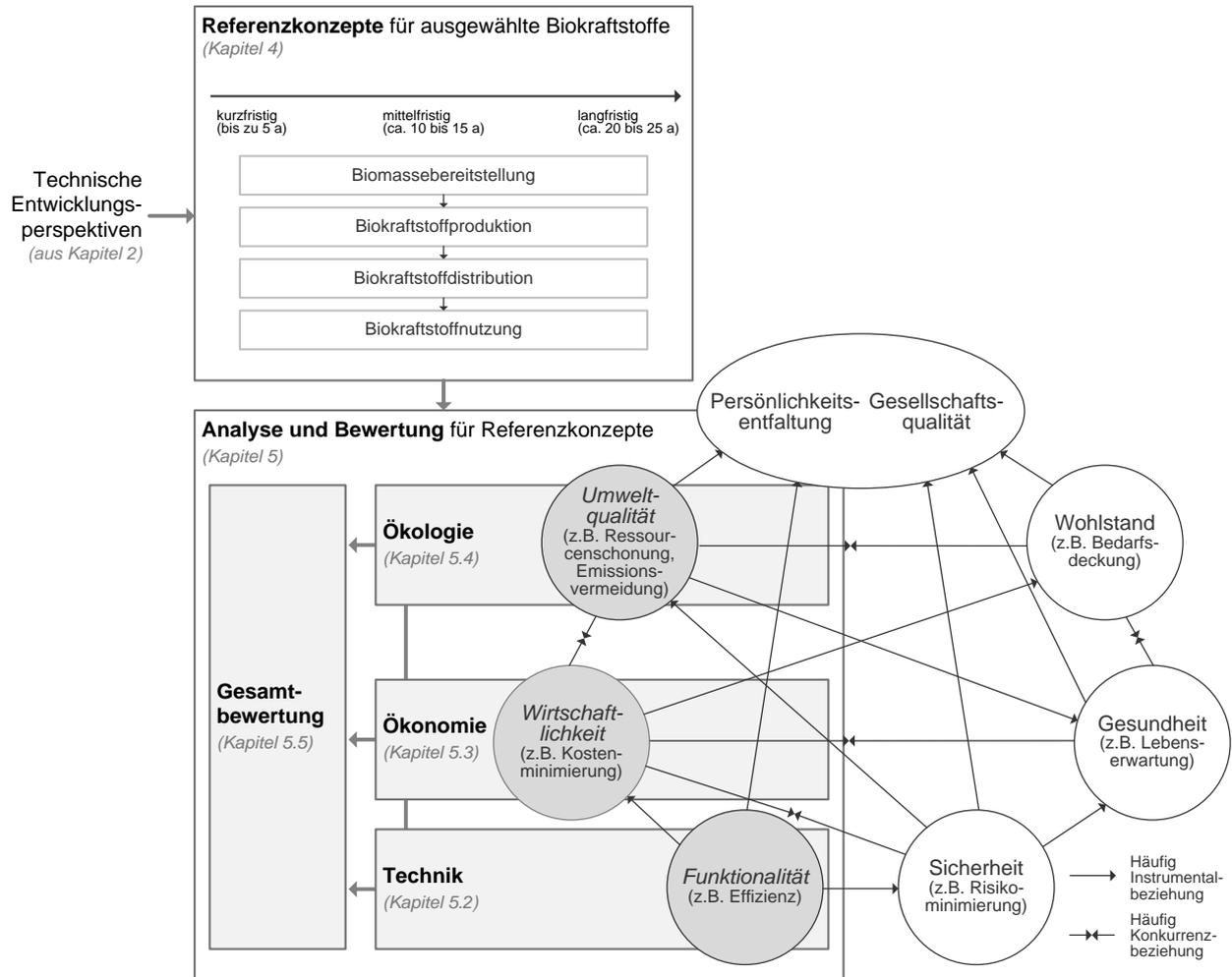


Abb. 3-1: Methodischer Gesamtansatz zur Analyse und Bewertung ausgewählter Biokraftstoffoptionen (links) und Werte technischen Handelns nach [278] (rechts unterhalb)

3.1 Ableitung von Referenzkonzepten

Aus dem in Kapitel 2 für die einzelnen Segmente entlang der Bereitstellungskette analysierten Stand der Technik und den auf Basis gegenwärtiger Kenntnisse abschätzbaren technischen Entwicklungsperspektiven können für ausgewählte Biokraftstoffoptionen (hier Bioethanol, Fischer-Tropsch-Diesel und Bio-SNG) und einen Referenzrohstoff (hier Weide als KUP) Referenzkonzepte für unterschiedliche Zeithorizonte abgeleitet werden.

Für die Auswahl der Referenzkonzepte gilt es nicht nur die aus heutiger Sicht denkbaren Entwicklungsstufen für einzelne Biokraftstoffoptionen abzubilden, sondern auch die Bandbreite der möglichen Konzepte bzw. typischen Anwendungsfälle nach dem gegenwärtigen und für die Zukunft anzunehmenden Stand der Technik widerzuspiegeln. Die Ableitung der Referenzkonzepte basiert sowohl auf der Einbindung von Ergebnissen aus theoretischen Überlegungen, laufenden F&E-Projekten als auch auf Erfahrungen aus dem praktischen Anlagenbetrieb unter entsprechender Adaptierung auf den Referenzrohstoff.

Dabei wird für eine vergleichbare Abbildung und Bilanzierung der Referenzkonzepte ausgehend von der Gesamtbereitstellungskette eine Strukturierung derselben in Einzelbilanzräume vorgenommen, die ihrerseits den Gesamtbilanzraum bilden. Der Gesamtbilanzraum der Referenzkonzepte umfasst ausgehend von einem verfügbaren Referenzrohstoff frei lokalem

Lager die Bereitstellung des Referenzrohstoffs frei Konversionsanlage (Bilanzraum A), die Biokraftstoffproduktion in der Konversionsanlage (Bilanzraum B), die Biokraftstoffdistribution frei Tankstelle (Bilanzraum C) und die Biokraftstoffnutzung im Fahrzeug (Bilanzraum D). Die jeweils charakteristischen, die Einzelbilanzräume und damit das jeweilige Referenzkonzept beschreibenden Größen werden jeweils dargestellt und bilanziert; dadurch können sie umfassend evaluiert und alle relevanten technischen Parameter für die Stufe der Analyse und Bewertung mittels technischer, ökonomischer und ökologischer Kenngrößen übergeben werden.

Der Rahmen zur Ableitung der Referenzkonzepte (u. a. die bilanzraumbezogene Unterteilung) ist in Abb. 3-2 zusammenfassend dargestellt. Die zur Darstellung der Referenzkonzepte weiteren notwendigen Details sind in Kapitel 4 aufgeführt.



Abb. 3-2: Ansatz und Bilanzrahmen für Referenzkonzepte

3.2 Technische Konzeptbewertung

Mit der Definition kurz-, mittel- und langfristig denkbarer Referenzkonzepte werden mögliche zukünftige Technologieentwicklungen entlang der gesamten Bereitstellungskette unterstellt. Diese Konzepte aus technischer Sicht zu analysieren und zu bewerten ermöglicht die Abschätzung der relativen Vorteilhaftigkeit der einzelnen Konzepte untereinander. Dabei stellt beispielsweise die VDI-Richtlinie zur Technikbewertung (VDI 3780) Grundbegriffe und ein theoretisches Bezugssystem bereit, empfiehlt jedoch keine konkreten Methoden. Anders als beispielsweise bei ökonomischen Bewertungsmodellen zeigen die in der Vergangenheit für die technische Bewertung entwickelten Verfahren, dass keine allgemein anerkannte Vorgehensweise existiert (u. a. [24], [127], [229], [286]); vielmehr wurden die Verfahren je nach den mit der Bewertungsaufgabe verbundenen Zielstellungen angepasst. Aufbauend auf den wesentlichen Grundlagen der Technikbewertung wird daher nachfolgende eine geeignete Methodik abgeleitet, die den Zielen und Anforderungen dieser Arbeit Rechnung trägt. Dabei steht die singuläre Betrachtung der technischen Funktionalität der Referenzkonzepte (Abb. 3-1) im Mittelpunkt; d. h. es erfolgt keine gesamtheitliche Technikbewertung im Sinne einer Technikfolgenabschätzung [26].

3.2.1 Grundlagen

Einhergehend mit dem Entwicklungsfortschritt umfasst der Wertebereich der technischen Funktionalität neben der Funktionsfähigkeit der Technologien ebenso die Verfügbarkeit der

gesamten Prozesskette, die Einhaltung von technischen Standards (z. B. hinsichtlich Sicherheit, Emissionen) sowie die Effizienz [278], [286]. Abb. 3-1 folgend beeinflusst die Funktionalität ebenso nicht explizit technische Werte, wie die Wirtschaftlichkeit und (indirekt) die Umweltqualität.

Methoden zur Technikbewertung unterscheiden sich z. B. hinsichtlich Komponenten, Typus, und Phasen (u. a. [24], [88], [92], [127], [139], [173], [229], [304], [306]). Eine Übersicht gebräuchlicher Multikriterienverfahren zeigt Tabelle 3-1. Deren Ansatz basiert im Wesentlichen (mit Ausnahme der Argumentenbilanz) auf einer Vereinheitlichung von Wertedimensionen respektive Eigenschaftsaussagen durch die Vergabe von Punkten (Maßzahlen) oder -intervallen auf einer numerischen Werteskala. Diese Maßzahlen unterscheiden sich je nach zugrunde gelegten Kriterien. Da diese im Regelfall nicht über die gleiche Wertigkeit verfügen, werden selbige gewichtet; Gewicht und Maßzahlen ergeben aggregiert als Produkt eine sog. Wertungszahl (u. a. [286]).

Tabelle 3-1: Gebräuchliche Bewertungsansätze [24], [92], [286]

Bewertungsansatz (erforderlicher Aufwand)	Kurzbeschreibung der Wesensmerkmale
Rangfolgeverfahren (sehr gering)	<ul style="list-style-type: none"> - Ermittlung der Wertigkeit durch aufgrund von Pauschalurteilen gefundenen Wichtigkeiten der aufgestellten Bewertungskriterien - Gewichtungszustände bei Vergleich der Kriterien untereinander: wichtiger, gleichwichtig, weniger wichtig; je nach Kriterienanzahl Ableitung der Rangfolge nach Häufigkeit der Gewichtungszustände
Präferenzmatrix (gering)	<ul style="list-style-type: none"> - Vergleichende Gegenüberstellung der Lösungsalternativen entsprechend ihrer Präferenzen bzgl. der aufgestellten Bewertungskriterien (ähnlich dem Rangfolgeverfahren) - Ermittlung der zur Berechnung der Wertigkeiten erforderlichen Wichtungsfaktoren über paarweisen Kriterienvergleich; Ausschluss von gleicher Priorität der Kriterien
Argumentenbilanz (gering)	<ul style="list-style-type: none"> - verbal-argumentative Gegenüberstellung von Vor- und Nachteilen unterschiedlicher Alternativen - keine numerische Auswertung komplexer Fragestellungen möglich
Technisch-wirtschaftliche Bewertung bzw. Gebrauchswert-Kosten-Bewertung (mittel bis hoch)	<ul style="list-style-type: none"> - Kopplung technischer (z. B. Wirkungsgrad) und wirtschaftlicher Kriterien (z. B. Gestehungskosten) in Form getrennter, ungewichteter oder gewichteter Bewertung - Ideallösungsansatz als Maßstab für die maximalen technischen Maßzahlen sowie eine hohe wirtschaftliche Wertigkeit
Nutzwertanalyse (hoch)	<ul style="list-style-type: none"> - Gewichtete Gegenüberstellung von Zielerfüllungsgraden der einzelnen Kriterien zu einem Gesamtindex (Gesamtziel bzw. Nutzwert) über Teilziele - Hierarchische Gliederung der Bewertungskriterien und der Teilziele auf das Gesamtziel unter Festlegung deren Wichtigkeit durch Gewichtungsfaktoren; Auswahl der Alternative, deren Gesamtindex den minimalen oder maximalen Wert aufweist

Bewertungsansatz (erforderlicher Aufwand)	Kurzbeschreibung der Wesensmerkmale
Anforderungsorientierte gewichtete Bewertung (hoch)	<ul style="list-style-type: none"> - Vergleichende gewichtete Bewertung auf der Basis impliziter und expliziter Anforderungen mittels absoluter konsistenter Bewertungsgrößen in entsprechenden Entscheidungsmatrizen - Ermittlung der Maßzahlen über Abschätzung von Erfüllungsgraden sowie der Gewichtungsfaktoren über Abschätzung der Wichtigkeiten
Objektive gewichtete Bewertung (sehr hoch)	<ul style="list-style-type: none"> - Bewertung unter Berücksichtigung scharfer, unscharfer und probabilistischer, frei abgeschätzter (zumeist inkonsistenter) Bewertungsgrößen - Ermittlung der Maßzahlen über frei abgeschätzte Erfüllungsgrade sowie der Gewichtungsfaktoren über frei abgeschätzte Wichtigkeiten; dabei muss jeweils der Ergebnisvektor dem Eigenvektor als dem größten Wert der Eigenmatrix der Entscheidungsmatrize entsprechen
Vorrangmethode (sehr hoch)	<ul style="list-style-type: none"> - Bewertung anhand einer hierarchischen Kriterienstruktur, wobei Kriterien in Gruppen eingeteilt werden, die jeweils nur eine übergeordnete Gruppe beeinflussen können - Ermittlung von Präferenzen (Gewichtung) je Kriterium durch paarweisen Vergleich der Varianten; Auswertung nach Konsistenzprüfung anhand von Eigenvektoren

Ergänzend zu diesen Bewertungsansätzen gibt es weitere Methoden, die sich speziell auf außertechnische Fragestellungen einer Technikbewertung konzentrieren; sie beruhen zwar ebenso auf Elementen der VDI 3780, sind jedoch für eine reine technische Bewertung nicht oder nur eingeschränkt einsetzbar. Dazu zählen beispielsweise: (i) Monetarisierungsmethoden zur Ermittlung von Aufwendungen zur Schadensvermeidung, Zahlungsbereitschaften oder Werten in Form von Geldwerten, (ii) Ökobilanz oder Produktlinienanalyse zur Ermittlung ökologischer Schwachstellen oder Auswirkungen sowie (iii) kumulierter (Primär-)Energieverbrauch (KEV) oder kumulierter Materialverbrauch (KMV) [286].

3.2.2 Methodik

Aufbauend auf den Grundlagen der technischen Bewertung wird nachfolgend der gewählte methodische Ansatz für die Identifizierung der relativen Vorteilhaftigkeit der betrachteten Referenzkonzepte untereinander hinsichtlich systemtechnischer Aspekte abgeleitet und vorgestellt.

3.2.2.1 Anforderungen und Bewertungsansatz

Neben den allgemeinen Anforderungen an eine Technikbewertung (d. h. Objektivität, Zuverlässigkeit, Transparenz, Konsistenz, Sachbezogenheit) muss der zu entwickelnde Ansatz zur Bewertung verschiedener Konzepte zur zukünftigen Biokraftstoffproduktion (Kapitel 3.1) den folgenden Anforderungen Rechnung tragen:

- * Generierung möglichst einheitlicher Basisdaten unter Berücksichtigung verfahrenstechnischer Unterschiede; dies betrifft v. a.: (i) prinzipiell unterschiedliche Verfahrensansätze bzw. Technologien innerhalb der Referenzkonzepte, (ii) teils komplexe Verschaltungen mit geringer Prozesstransparenz, (iii) unterschiedlicher spezifischer Anlagenkapazitäten, (iv) technische Entwicklungsstadien, (v) spezifische Wirkungsgrade, (vi) mögliche Zielmärkte, (vii) begrenzte Zugänglichkeit zu erforderlichen Prozessdaten und (viii) unterschiedliche Datenqualität,

- * Berücksichtigung unterschiedlicher Bilanzräume (Abb. 3-2),
- * technikinduzierte Betrachtung unter Einbindung von Ergebnissen aus (i) theoretischen Überlegungen (z. B. auf Basis von thermodynamischen Berechnungen), (ii) laufenden F&E-Projekten als auch (iii) Erfahrungen aus dem praktischen Anlagenbetrieb bei gleichzeitig geringen Anforderungen an die Datenbeschaffung,
- * Festlegung von ausschließlich technischen oder systemtechnischen Kriterien mit dem Fokus auf quantitative Kriterien – beschrieben durch deterministische (d. h. meß-, wäg- bzw. zählbaren Größen) oder probalistische Kriterien (d. h. gezählte, beobachtete oder geschätzte Eigenschaften, die sich mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit wiederholen) –, die auf alle Verfahren anwendbar sind,
- * Übertragbarkeit der Bewertungsmethode auf unterschiedliche Verfahren und Datenqualitäten bei gleichzeitig geringen Anforderungen und hoher Transparenz in der Durchführung der Methode.

Daher ist von einem Bewertungsansatz auszugehen, der mit Bezug auf die Zeit eine projektive Ausrichtung¹³ beinhaltet. Eine reaktive bzw. retrospektive Ausrichtung (z. B. Vergleich zu fossilen Referenzverfahren) ist mit Rücksichtnahme auf unterschiedliche Randbedingungen (u. a. Rohstoffe, Stand der Technik, Zeithorizont) und damit einhergehende mögliche Unschärfe der Ergebnisse ausgeschlossen.

Unter Berücksichtigung der genannten Anforderungen sowie der vorhandenen Bewertungsmethoden (Tabelle 3-1) erscheint das Rangfolgeverfahren sowie in Auszügen die Nutzwertanalyse für die Entwicklung eines für die hier zu betrachtende technische Fragestellung geeigneten Ansatzes zur Bewertung zukünftiger Referenzkonzepte sinnvoll. Aufbauend darauf kann folgende Vorgehensweise für das hier anzuwendende Multikriterienverfahren abgeleitet werden.

Für die zuvor definierten Referenzkonzepte (Methodik Kapitel 3.1) lassen sich in den Folgeschritten Einzelergebnisse (d. h. durch singuläre Bewertung von Kriterien) ableiten, die sich über das System anschließend im Hinblick auf unterschiedliche Unterziele *UZ* und Oberziele *OZ* als entsprechend gewichtete Maßzahlen zusammenfassen lassen, wobei ein Oberziel jeweils die Summe aller relevanten (Ziel-)Kriterien *ZK* abbildet. Dies erfolgt in Form eines sog. Zielsystems (Abb. 3-3), das sich seinerseits aus den Zielstufen (d. h. zu definierende Oberziele mit jeweils zugeordneten Unterzielen und die das jeweilige Unterziel charakterisierende Kriterien) und Zielbereichen (typischerweise untergliedert nach Oberzielen) zusammensetzt, die wiederum – in Anlehnung an die definierten Bilanzräume der zu bewertenden Referenzkonzepte (Abb. 3-2) – verschiedenen Bilanzräumen zugeordnet werden können.

¹³ Die projektive Technikbewertung beschäftigt sich mit den möglichen Folgen einer technischen Neuerung vor deren Markteinführung bzw. -durchsetzung [229].

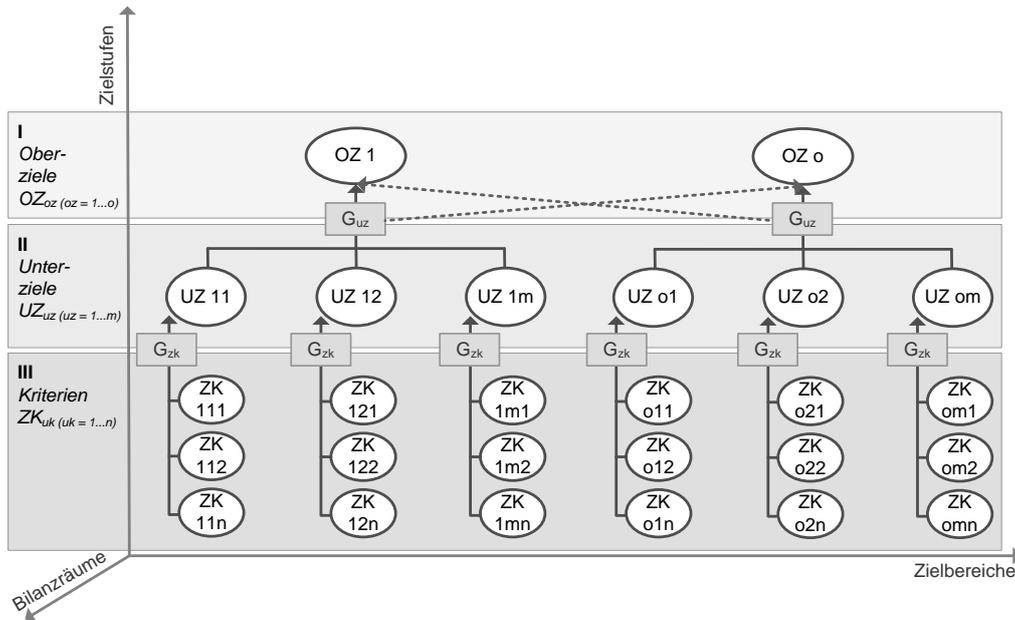


Abb. 3-3: Prinzip des Zielsystems als Basis des Bewertungsansatzes

Der Wert eines Unterziels (also eines Teilergebnisses) wird durch die Bewertung, Zuordnung und Wichtung von Bewertungskriterien ermittelt. Zur weiteren Analyse der damit gewonnenen Erkenntnisse lassen sich die Unterziele einem entsprechenden Oberziel zuordnen; dies erfolgt durch Wichtung der Unterziele auf das Oberziel mittels Gewichtungsfaktoren G . Alternativ können – beispielsweise als Sensitivitätsanalyse – die gewählten Unterziele ebenso auf die anderen definierten Oberziele gewichtet werden.

Für die Wichtung der Kriterien und Unterziele kommen adaptierte Rangfolgematrizen zum Einsatz, wobei für beliebige Bewertungskriterien A bis X drei Gewichtungszustände über die Gewichtungszahl g festgelegt werden (Tabelle 3-2). Die Gewichtungszahl ist immer größer null, damit gewährleistet ist, dass selbst gegenüber anderen Kriterien bzw. Unterzielen als unwichtig eingestufte Kriterien bzw. Unterziele (d. h. mit der in Summe geringsten Gewichtung) nicht aus der Bewertung ausgeschlossen werden.

Tabelle 3-2: Gewichtungszustände und Gewichtungszahl zur Rangfolgebewertung

Gewichtungszustand von Kriterium bzw. Unterziel A gegenüber Kriterium bzw. Unterziel X	Gewichtungszahl g
wichtiger	3
gleich wichtig	2
weniger wichtig	1

Die Berechnung der Gewichtungsfaktoren erfolgt je nach Anzahl der Kriterien sowie nach Häufigkeit der Kennzeichnungen (d. h. Gewichtungszahlen), wobei die relativen Gewichte einer Zielhierarchie bzw. -stufe jeweils den Wert eins ergeben (Gleichung (3-1)).

$$G_{zk,uz} = \frac{g_{zk,uz}}{\sum_{zk,uz=1}^{n,m} g_{zk,uz}}, \quad \sum G_{zk,uz} = 1 \quad (3-1)$$

mit $G_{zk,uz}$ - Gewichtungsfaktor der Kriterien ZK_{zk} mit $zk=1\dots n$ bzw. der Unterziele UZ_{uz} mit $uz=1\dots m$ (Abb. 3-3)
 $g_{zk,uz}$ - Gewichtungszahl der jeweiligen Kriterien respektive Unterziele

Neben der Ermittlung der Gewichtungsfaktoren für die einzelnen Kriterien und Unterziele erfolgt für die entsprechenden Kriterien zunächst die Zuordnung von konzeptspezifischen Zielgrößen respektive Zielerträgen (z. B. in Form spezifischer energetischer Wirkungsgrade, Prozessdaten), welchen ihrerseits über Maßzahlen Zielwerte zugeordnet werden. Dies dient der objektiven Gegenüberstellung von Konzepten und der Beurteilung der Zielgrößen in einer Zielwertmatrix. Für die Bestimmung der Maßzahlen bedarf es der Ermittlung einer Wertfunktion zur Schaffung geeigneter, im Regelfall auf einem Punktesystem basierenden Wertskalen innerhalb der durch die jeweiligen Zielgrößen vorgegebenen Intervalle, die ihrerseits auf der Verhältnisskalierung durch Verhältnisherstellung oder -schätzung beruhen.

Gemäß Additionsregel nach [304] erfolgt die Multiplikation der Gewichte (G) der einzelnen Kriterien mit den zugehörigen Zielwerten (ZW) zum Produkt Teilnutzen, wobei der aufsummierte Teilnutzen den Nutzwert je Unterziel und weiterführend den Nutzwert des Referenzkonzeptes liefert (Gleichung(3-2) f.).

$$ZW_{uz} = \sum_{zk=1}^n (ZW_{zk} \cdot G_{zk}) \quad (3-2)$$

$$ZW_{oz} = \sum_{uz=1}^m (ZW_{uz} \cdot G_{uz}) \quad (3-3)$$

mit $G_{zk,uz}$ - Gewichtungsfaktor der Kriterien ZK_{zk} bzw. der Unterziele UZ_{uz} (Abb. 3-3)
 ZW_{zk} - Zielwerte der Kriterien ZK_{zk}
 $ZW_{uz,oz}$ - Zielwert je Unterziel respektive Oberziel (hier Gesamtnutzwert)

Die relative Vorteilhaftigkeit der Referenzkonzepte untereinander leitet sich schließlich aus dem Gesamtnutzwert ab; dabei hat das Konzept den höchsten Nutzen, welches die höchste Punktzahl erreicht. Die Überprüfung der Sicherheit der Ergebnisse erfolgt durch eine Sensitivitätsanalyse (z. B. durch modifizierte Gewichtung der Unterziele auf jeweils andere Oberziele).

3.2.2.2 Kenngrößen

Übertragbar auf sämtliche Gesamtbereitstellungsketten für Energieträger für die mobile Nutzung, soll der dargestellte Ansatz für die technische Bewertung der zuvor definierten kurz-, mittel- und langfristigen Referenzkonzepte (Kapitel 3.1) zur Anwendung kommen. Das definierte Zielsystem (Abb. 3-3) mit seinen Bilanzräumen, Kriterien und Zielen sowie deren Wichtung werden im Folgenden erläutert.

- * *Definition der Bilanzräume.* In Anlehnung an Kapitel 2 und Kapitel 3.1 werden die Einzelbilanzräume (i) Biomassebereitstellung des Referenzrohstoffs (Bilanzraum A), (ii) Biokraftstoffproduktion (Bilanzraum B), (iii) Biokraftstoffdistribution frei Tankstelle (Bilanzraum C) und (iv) Biokraftstoffnutzung im Fahrzeug (Bilanzraum D) sowie die Gesamtbereitstellungskette (Abb. 3-2) als Bilanzräume in den jeweiligen Zielbereichen der Bewertung definiert.
- * *Definition der Kriterien.* Für einen möglichst objektiven Bewertungsmaßstab von Ober- und Unterzielen in den Bilanzräumen mittels geeigneter Kriterien muss zunächst der Zusammenhang zwischen den anwendbaren Kriterien und dem zu bewertenden System (hier Bereitstellungskette für Biokraftstoffe) unabhängig von den konzeptspezifischen Unterschieden analysiert werden. Dies erfolgt auf Basis der jeweiligen Stoff- und Energieströme in Bezug auf ihre Qualität und Aufwendung sowie ihren energetischen, masse- oder aufwandbezogenen Kausalitätsbezügen untereinander und ihrem Zusammenhang mit den Bilanzräumen. Die auf dieser Basis abgeleiteten Kriterien, welche auch für andere Bereitstellungsketten dargestellt werden können, sind in Tabelle 3-3 benannt. Sie stellen jedoch nur eine Auswahl von Kriterien dar. So können bestimmte Kriterien, wie z. B. Verfügbarkeit oder Zuverlässigkeit von Systemkomponenten in Biokraftstoffproduktionsanlagen, aufgrund nicht verfügbarer Daten respektive praktischer Erfahrungen nicht in das Bewertungssystem eingebunden werden. Durch die vorgestellte Bewertungsmethodik können entsprechende Kriterien jedoch bei Verfügbarkeit zusätzlicher Informationen integriert werden (z. B. im Nachgang dieser Arbeit). Zielenergie (d. h. die gewünschte Energieform einer technischen Energiewandlung [277]) des Gesamtbilanzraumes (Abb. 3-2) ist dabei die Nutzenergie in Form der mechanischen Fahrzeugantriebsleistung (Bilanzraum D); Zielenergie des Bilanzraumes B ist der jeweilige Biokraftstoff. Stoff- und Energieaufwendungen für die mit den einzelnen Bilanzräumen verbundene Infrastruktur (z. B. Bau und Wartung von Lagerungs-, Transport- und Umschlagmedien zur Biomasse- bzw. Biokraftstoffbereitstellung und zum Biokraftstoffeinsatz sowie der Anlagen zur Produktion von Biokraftstoffen) bleiben unberücksichtigt. Mit Rücksichtnahme auf genannte Aspekte erfolgt keine Analyse des kumulierten Energieaufwandes nach VDI 4600 [280].
- * *Definition der Ober- und Unterziele.* Die Bewertung der zukünftigen Referenzkonzepte erfolgt nach zwei übergeordneten Oberzielen: (i) die Funktionsfähigkeit sowie (ii) das technische Entwicklungspotenzial der Konzepte. Die Funktionsfähigkeit wird dabei maßgeblich von einer hohen Prozesseffizienz (d. h. einem günstigen Input-Output-Verhältnis) bestimmt, während das Entwicklungspotenzial anhand einer möglichst hohen Steigerungsfähigkeit der Prozesseffizienz der Konzepte eingeordnet wird. Beide bilden jeweils die Unterziele, welche anhand der in Tabelle 3-3 zusammengefassten statischen¹⁴ und quantitativ darstellbaren Kriterien in das Zielsystem (Abb. 3-3) einfließen.

Erläuterungen zu den definierten Kriterien und Zielen können Tabelle A-10 entnommen werden.

¹⁴ Statische Kriterien umfassen solche Kennwerte, die einen statisch stabilen Betrieb der einzelnen Module der definierten Referenzkonzepte unterstellen.

Tabelle 3-3: Kriterien, deren Zuordnung zu übergeordneten Zielen und Bilanzräumen und im Zielsystem

Oberziele	Unterziele	Kriterien
	Benennung (Bilanzräume ^c)	Benennung
OZ ₁ Funktionsfähigkeit der Konzepte ^a OZ ₂ Entwicklungspotenzial der Konzepte ^b	UZ ₁₁ Input-Output-Verhältnis (Bilanzraum A)	ZK ₁₁₁ energetischer Wirkungsgrad Bereitstellung ZK ₁₁₂ spezifische Transportentfernung
	UZ ₁₂ Input-Output-Verhältnis (Bilanzraum B)	ZK ₁₂₁ massespezifischer Biomassekonversionsgrad ZK ₁₂₂ energiespezifischer Biomassekonversionsgrad ZK ₁₂₃ energetischer Gesamtwirkungsgrad (netto, Kraftstoff) ZK ₁₂₄ energetischer Gesamtwirkungsgrad (netto, Kraftstoff und Koppelprodukte) ZK ₁₂₅ Anfall Koppelprodukte für energetische Nutzung
	UZ ₁₃ Input-Output-Verhältnis (Bilanzraum C)	ZK ₁₃₁ energetischer Wirkungsgrad Distribution
	UZ ₁₄ Input-Output-Verhältnis (Bilanzraum D)	ZK ₁₄₁ streckenspezifischer Kraftstoffverbrauch
	UZ ₂₁ Steigerungsfähigkeit der Prozesseffizienz der Konzepte (Gesamtbilanzraum, Bilanzraum A – D)	ZK ₂₁₁ Gütegrad

^a Wichtung der Unterziele primär auf Input-Output-Verhältnisse, ^b Wichtung der Unterziele primär auf Steigerungsfähigkeit der Prozesseffizienz, ^c siehe auch Abb. 3-2

3.3 Ökonomische Konzeptbewertung

Das erläuterte Vorgehen zur technischen Bewertung erlaubt eine Einschätzung der Möglichkeiten und Grenzen für die untersuchten Referenzkonzepte aus technischer Sicht. Das Ziel der ökonomischen Bewertung ist es ausgehend davon, die Konzepte hinsichtlich ihrer Kosten (Abb. 3-1) einordnen zu können. Dazu wird nachfolgend ableitend aus einer Analyse der vorhandenen Methoden zur Bewertung von Kosten das methodische Vorgehen für die ökonomische Analyse und Bewertung der Referenzsysteme entwickelt.

3.3.1 Grundlagen

3.3.1.1 Dynamische Partialmodelle

Für die ökonomische Bewertung der Referenzkonzepte werden analog zur technischen Bewertung geeignete Kenngrößen identifiziert, die einen Vergleich der Konzepte untereinander ermöglichen. Ein geeignetes Mittel ist dabei die Definition eines Entscheidungsmodells mit einer Zielgröße, da hierbei ausschließlich die mit den einzelnen Referenzkonzepten verbundenen Kosten bewertet werden sollen. Dabei steht die Bewertung der relativen Vorteilhaftigkeit der Konzepte (d. h. Auswahl der zu bevorzugenden Alternative) im Vordergrund. Die Grundlage hierfür bilden sog. Sukzessivansätze, die als praxisrelevante Entscheidungshilfen für Investitionsalternativen gelten. Häufige Verwendung finden hierbei Partialmodelle, wobei die Vorteilsbestimmung von Kriterien, die von einem verwendeten Algorithmus, nicht jedoch originären finanzwirtschaftlichen Zielen (z. B. vollständiger Finanzplan), bestimmt werden. Nachfolgend werden die Formen der Partialmodelle überblickshaft diskutiert (u. a. [98], [165], [231]).

Anders als statische Verfahren der Investitionsrechnung (d. h. zeitlich indifferente einfache Vergleichsrechnungen auf der Basis von durchschnittlichen, nivellierten Zahlungen für einen festgelegten Zeitabschnitt) tragen dynamische Verfahren im Zeitverlauf erwarteten unterschiedlichen Zahlungen explizit Rechnung. Die nach [231] klassischen dynamischen Modellansätze¹⁵, die für die Ermittlung alleiniger Entscheidungskriterien für die Beurteilung der relativen Vorteilhaftigkeit infrage kommen, sind in Tabelle 3-4 gegenübergestellt.

Tabelle 3-4: Gegenüberstellung der klassischen dynamischen Partialmodelle [98], [231], [286]

Methode / Zielgröße	Kapitalwert	Annuität	Interner Zinsfuß
Charakteristika	- Summe aller auf einen Zeitpunkt ab-/aufgezinsten Ein- und Auszahlungen	- Folge gleich hoher Zahlungen, die in jeder Periode des Betrachtungszeitraums anfallen	- Zinssatz, der als Kalkulationszinssatz verwendet, zu einem Kapitalwert von Null führt
Vorteile	- nötig für Ermittlung von Annuität und internen Zinsfuß - durch einfache Rechenoperationen wenig rechenintensiv - zeitliche und betragsmäßige differenzierte Erfassung der Ein- und Auszahlungen	- bessere Interpretierbarkeit der Zielgröße als Kapitalwert, da Ausgabe als durchschnittlicher Gewinn (bzw. Verlust) erfolgt	- bessere Interpretierbarkeit der Zielgröße als Kapitalwert, da Ausgabe als Kapitalrendite erfolgt
Nachteile	- als Totalerfolg einer Investition über alle Perioden keinen Aufschluss über tatsächliche Rendite möglich - schlechte Vergleichbarkeit von Investitionen mit unterschiedlichem Anschaffungswert und Nutzungsdauer	- Zuordnung der über einen Betrachtungszeitraum schwankenden Zahlungen nicht möglich	- vergleichsweise höherer Rechenaufwand, da Ergebnis iterativ durch Interpolation ermittelt werden muss

3.3.1.2 Bestimmung ökonomischer Größen

Basis für die ökonomische Bewertung der Referenzkonzepte bildet die Ermittlung wesentlicher ökonomischer Kenngrößen, wie z. B. Investitionen von Biokraftstoffproduktionsanlagen und jährliche mit dem Anlagenbetrieb verbundenen Ausgaben. Dies erfolgt auf Grundlage der aus der technischen Analyse verfügbaren Größen (z. B. Anlagenkapazität, Stoff- und Energieströme).

Für die Ermittlung des spezifischen Kapitalbedarfs kommt im Regelfall die sog. Investitionsschätzung zur Anwendung; dafür wurden eine Reihe unterschiedlicher Verfahren entwickelt, die sich hinsichtlich der erzielbaren Schätzgenauigkeit sowie der damit notwendigen Eingangsdaten und dem Schätzaufwand unterscheiden. Dabei hängt die Auswahl der geeigneten

¹⁵ Grundlage ist hierbei die Existenz eines vollkommenen Kapitalmarktes (d. h. Annahme eines einheitlichen und konstanten Kalkulationszinsses).

Schätzmethode insbesondere von der Zielsetzung und der jeweiligen Projektphase ab, wobei mit zunehmender Projektierung die Anforderungen an die Genauigkeit und Verfügbarkeit von Informationen steigen. Eine Gegenüberstellung dieser Methoden zeigt Tabelle 3-5.

Tabelle 3-5: Vergleich von Investitionsschätzstufen und -methoden [14], [56], [83], [92], [230]

Schätzziel	Genauigkeit in %	Benötigte Planungsdaten	Schätzmethode	Benötigte Schätzunterlagen
<i>Überschlags- bzw. Grobschätzung</i>				
Erste Überlegungen zur Wirtschaftlichkeit	± 30 bis 50	- Investitionskosten vergleichbarer Anlagen	Umschlagskoeffizienten des Anlagenbedarfs oder Degressionsexponenten	Datensammlungen mit Umschlagskoeffizienten oder Degressionsexponenten von Gesamtanlagen
<i>Studienschätzung</i>				
Investitionsplan oder Verfahrensvergleich	± 20 bis 30	- Liste wesentlicher Maschinen und Apparate - Verfahrensschema mit Grundinformationen (z. B. Durchsätze) - Rahmenbedingungen	Verfahrensstufen, Faktormethoden; z. B. Preisindizes (Kölbel-Schulze-Index, Chemical Engineering Plant Index), Skalierung nach Erfahrungswerten (Größendegression, „Economy of scale“), Modul- und Zuschlagsmethode	Regressionskurven für Verfahrensstufen, Korrekturfaktoren, Richtpreisdiagramme für Apparate und Maschinen, Sammlung von Gesamtfaktoren in Abhängigkeit von verschiedenen Einflussgrößen
<i>Genehmigungsschätzung</i>				
Genehmigung zur Ausführung, Vorstandsvorlage, Kreditantrag	± 5 bis 15	- detaillierte Maschinen- und Apparateliste - Verfahrensschema mit Grund- und Zusatzinformationen - Anlagenlagepläne und Bauvorentwürfe - Mess-Steuer-Regelungstechnik-Liste	Einzelfaktoren, spezifische Investitionen, detaillierte Investitionsschätzung	Preislisten, Herstellerangaben und spezifische Investitionen aus bereits abgerechneten Projekten

3.3.1.3 Erfahrungskurvenansatz

Zur Abschätzung zukünftiger Entwicklungen (z. B. Kosten) kommt insbesondere im Bereich erneuerbarer Energien der Verwendung sog. Erfahrungskurven (d. h. auf Lern- und Skaleneffekten basierende Modelle) eine wachsende Bedeutung zu.

Lerneffekte sind dynamischer Natur und stehen für eine Verringerung der spezifischen Durchschnittsgestehungskosten bei unveränderter Produktmenge je Periode im Zeitablauf. So kann beispielsweise in der Produktion bei einer Verdopplung der Produktionsmenge eine Kostenreduktion von bis zu 20 bis 30 % gegenüber den ursprünglichen Kosten erzielt werden. Die Ursachen dafür liegen u. a. in Lernvorgängen, technischem Fortschritt und Rationalisierungs-

maßnahmen. Hingegen verhalten sich Skaleneffekte statisch; sie beschreiben die Veränderung der spezifischen Durchschnittsgestehungskosten bei unterschiedlichen Produktionsmengen zu einem bestimmten Zeitpunkt und werden durch Degressions- und Preiseffekte beeinflusst. (u. a. [133], [161], [170], [212]).

Eine klare Trennung von Lern- und Skaleneffekten ist in der Praxis häufig nicht möglich [161], [166]. Die Abnahmerate der Kosten sinkt mit steigendem Grad der Marktimplementierung und damit bei steigender kumulierter Menge. Die Grundlage dafür liegt in dem mit zunehmendem Entwicklungsgrad einer Technologie (d. h. beginnend bei der Invention, über die Innovation, Nischen-Markt-Kommerzialisierung, zunehmende Verbreitung, Sättigung, Alterung) sinkenden Fortschrittsfaktor [85], [203]. Richtwerte für Fortschrittsfaktoren, welche für den Bereich der Energietechnik angewendet werden (u. a. [90], [133], [166]), sind – mit Rücksichtnahme auf mangelnde Datenverfügbarkeit für Biokraftstoffe – exemplarisch auch für Bioenergieanlagen in Tabelle 3-6 dargestellt.

Tabelle 3-6: Fortschrittsfaktoren für Bioenergieanlagen [90], [110], [118], [133], [166], [258]

Technologie	Fortschrittsfaktor	Zeitraum ^a
Bioethanolproduktion, Brasilien	0,80	1978 bis 1996
Produktion Fischer-Tropsch-Kraftstoffe	0,90	n. b. ^b
Druckstromflugvergasung 400 MW (Vergasungsmittel O ₂)	0,85	2000 bis 2010
	0,90	2010 bis 2020
	0,93	2020 bis 2030
Stromerzeugung aus Biomasse, verschiedene Technologien, EU	0,85	1980 bis 1995
Stromerzeugung aus Biomasse, verschiedene Technologien, USA	0,88	2000 bis 2010
	0,90	2010 bis 2015
	0,91	2015 bis 2030
IGCC aus Biomasse	0,82	1995 bis 2030

^a bei den betrachteten Zeiträumen von 1978 bis 1996 handelt es sich um Erfahrungswerte; bei 2000 bis 2030 um Schätzungen; ^b n. b. – nicht bekannt, Zeitraum der ersten kommerziellen Anlage (kurzfristig) und dritter Anlagengeneration (langfristig) [110]

3.3.2 Methodik

Aufbauend auf den diskutierten Grundlagen der ökonomischen Bewertung wird nachfolgend der gewählte methodische Ansatz für die Identifizierung der relativen Vorteilhaftigkeit der betrachteten Referenzkonzepte untereinander vorgestellt.

3.3.2.1 Bewertungsansatz und Kenngrößen

Für die Gegenüberstellung der Referenzkonzepte werden unter Berücksichtigung der Kraftstoffanwendung im Straßentransportsektor die Nutzenergiebereitstellungskosten (frei Antriebswelle des Fahrzeugs) als eine Kenngröße mit Bezug auf die Gesamtbilanzgrenze ermittelt. Diese ergibt sich aus den Kenngrößen bzw. Kosten für die einzelnen Bilanzräume innerhalb der Referenzkonzepte (Abb. 3-2). Entlang der gesamten Bereitstellungskette erfolgt die Berechnung entsprechend kumulierter Kosten nach der in Abb. 3-4 dargestellten methodischen Vorgehensweise.

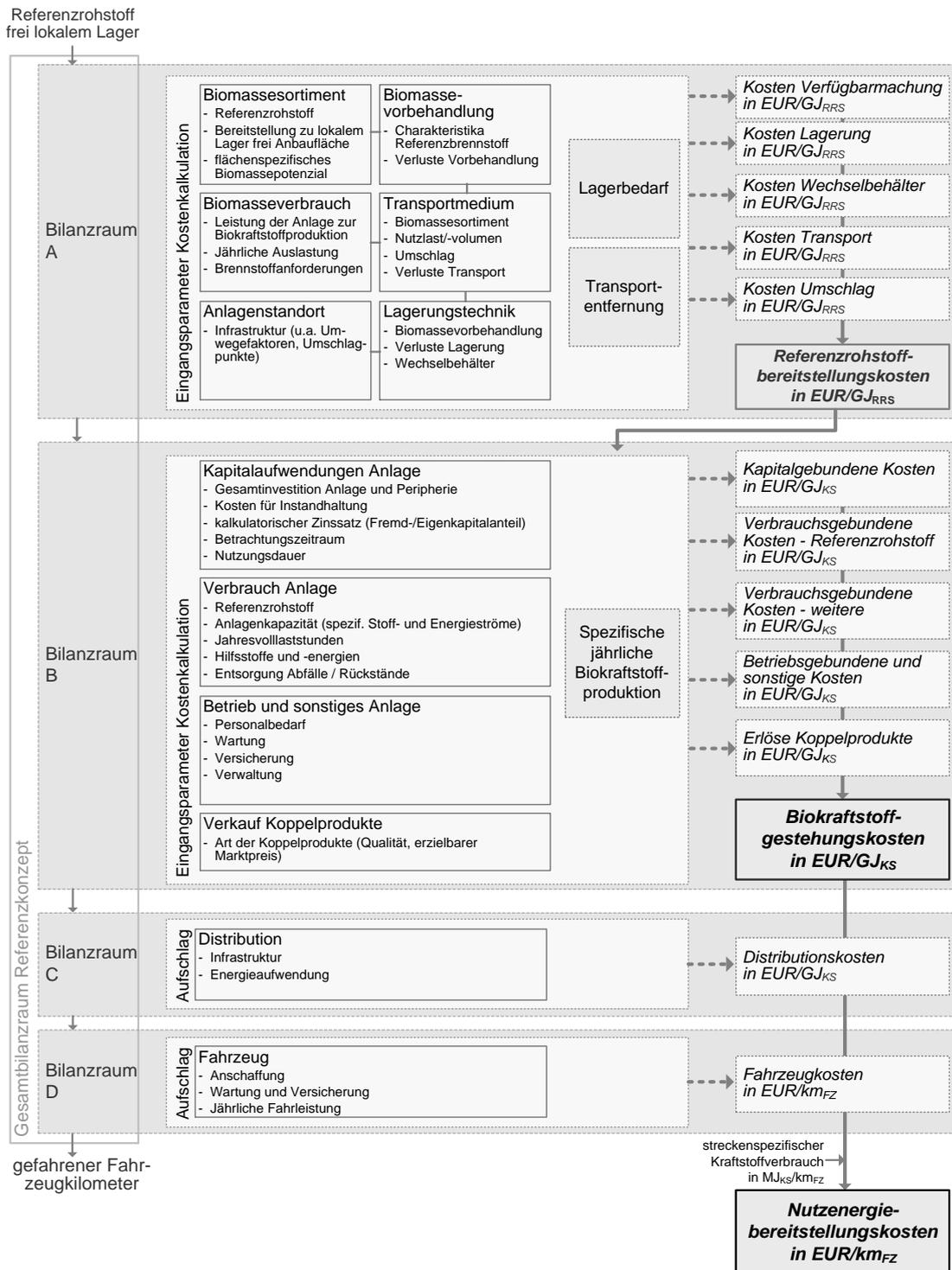


Abb. 3-4: Übersicht zur Ermittlung der ökonomischen Kenngrößen

Für die Ermittlung der Biomassebereitstellungskosten sowie der Biokraftstoffgestehungskosten wird die Annuitätenmethode zur Kostenberechnung und für die darauf aufbauende Ermittlung der Nutzenenergiebereitstellungskosten angewandt. Sie liefert für die hier gestellte Bewertungsaufgabe eindeutig berechen- und interpretierbare Ergebnisse und ermöglicht es – im Gegensatz zu den anderen Verfahren – aus diesen ableitbare Kostengruppen (d. h. kapital-, verbrauchs- und betriebsgebundene Kosten sowie Erlöse, z. B. für anfallende, vermarktungsfähige Koppelprodukte) gegeneinander abzugrenzen. Zudem erlaubt diese Methode die Berechnung der spezifischen Bereitstellungs- respektive Gestehungskosten eines Produktes

(z. B. Referenzrohstoff, Biokraftstoff) aus den Annuitäten der jährlichen Kosten und Erlöse (u. a. [279], [281]).

Aufbauend darauf erfolgt die Ermittlung der Kenngrößen wie folgt, wobei die Nutzenergiebereitstellungskosten die kumulierten Kosten über die einzelnen Bilanzräume darstellen (Abb. 3-4):

- * *Bilanzraum A.* Für die Ermittlung der Bereitstellungskosten des Referenzrohstoffs frei Biokraftstoff- bzw. Konversionsanlage werden die Kosten für die Rohstoffbereitstellung frei lokalem Lager, für den Transport, den Umschlag sowie den Einsatz von Wechselbehältern berücksichtigt, in deren Kalkulation Parameter für Biomassesortiment und –verbrauch, Vorbehandlung, Transportmedium, Lagerung, Standort und Infrastruktur um die Konversionsanlage einfließen. Die Kostenberechnung erfolgt nach Gleichung (3-4) [87], [196].

$$K_{RRS} = \sum_{m=1} K_{LL,m} + K_{T,m} + K_{U,m} + K_{WB,m} \quad (3-4)$$

- mit K_{RRS} - Kosten Referenzrohstoff (RRS) frei Konversionsanlage
- $K_{LL,m}$ - spezifische Bereitstellungskosten des RRS frei lokalem Lager (LL)
- $K_{T,m}$ - transportmittel- und -entfernungsspezifische Kosten
- $K_{U,m}$ - spezifische Kosten für Umschlag
- $K_{WB,m}$ - spezifische Kosten für Wechselbehälter

- * *Bilanzraum B.* Für die Berechnung der Biokraftstoffgestehungskosten werden die Kostengruppen (d. h. kapital-, verbrauchs-, betriebsgebundene und sonstige Kosten sowie Erlöse) nebst kostenspezifischer Inflationsrate über einen definierten Betrachtungszeitraum berücksichtigt. Die Bestimmung der Investitionen für die Konversionsanlage als wesentliche kapitalgebundene Größe erfolgt mit Rücksichtnahme auf die vorhandenen respektive entwickelten Planungsdaten und für den Vergleich der Referenzkonzepte anhand einer Studienschätzung (Tabelle 3-5). Den Kalkulationsansatz gibt Gleichung (3-5) wieder; die Ermittlung der kapazitätsspezifischen Investitionen erfolgt nach Gleichung (3-6) unter Berücksichtigung von Preisänderungen nach Gleichung (3-7).

$$K_{KS} = \frac{\left\{ \sum_{t=0}^T (E_t - A_t) \cdot q^{-t} \right\} \cdot \frac{(1+i)^T \cdot i}{(1+i)^T - 1}}{L_{KS}} \quad (3-5)$$

- mit K_{KS} - spezifische Biokraftstoffgestehungskosten
- T - kalkulatorische Betrachtungsdauer der Investition
- t - Periode
- E_t - Einzahlungen je Periode
- A_t - Auszahlungen je Periode
- q - Verzinsung der Periode t
- i - Kalkulationszinssatz
- L_{KS} - spezifische jährliche Biokraftstoffproduktion

$$I_n = \left(\frac{C_n}{C_0} \right)^d \cdot I_0 \cdot b \quad (3-6)$$

mit I_n - Investition der Kapazität C_n
 I_0 - bekannte Investition der Kapazität C_0
 d - anlagenspezifischer Größendegressionskoeffizient (erfahrungsgemäß bei 0,6 bis 0,7 [92])
 b - anlagenspezifischer Installationsfaktor (erfahrungsgemäß bei 1 bis 1,7 [285])

$$I_{t,1} = \frac{p_{t,1}}{p_{t,0}} \cdot I_{t,0} \quad (3-7)$$

mit $I_{t,1}$ - Investition zu betrachtetem Zeitpunkt (Basisjahr)
 $I_{t,0}$ - bekannte Investition zu früherem Zeitpunkt $t,0$
 $p_{t,1}$ - Preisindex zu betrachtetem Zeitpunkt (Basisjahr)
 $p_{t,0}$ - Preisindex zu früherem Zeitpunkt

- * *Bilanzraum C.* Die für die Biokraftstoffdistribution von der Biokraftstoffproduktionsanlage zur Tankstelle anfallenden Kosten sinken mit zunehmender Versorgungsdichte insbesondere durch die Reduktion der Transportkosten infolge kürzerer zurückzulegender Distanzen [199], [292]. Die Kosten fließen gemäß Gleichung (3-8) entsprechend als Aufschlag in die Gesamtkostenbetrachtung ein. Mehrkosten für eine neu zu installierende Infrastruktur fallen mit Bezug auf eine zugrunde gelegte existierende Verfügbarkeit selbiger nicht an.

$$K_{WTT} = K_{KS} + K_{DKS} \quad (3-8)$$

mit K_{WTT} - spezifische Kosten frei Tankstelle (Well-to-Tank)
 K_{KS} - spezifische Biokraftstoffgestehungskosten
 K_{DKS} - spezifische Kosten Kraftstoffdistribution

- * *Bilanzraum D.* Die Ermittlung der mit der Biokraftstoffnutzung verbundenen Kosten (d. h. insbesondere Fahrzeugkosten) erfolgt unter Berücksichtigung der jeweiligen fahrzeugspezifischen Biokraftstoffverbräuche und fließen ebenso als Aufschlag in die Gesamtkostenbetrachtung ein (Gleichung (3-9)).

$$K_{WTW} = K_{WTT} \cdot e_{FZ} + K_{FZ} \quad (3-9)$$

mit K_{WTW} - spezifische Kosten frei Fahrzeugantrieb (Well-to-Wheel) bzw. Nutzenergiebereitstellungskosten
 K_{WTT} - spezifische Kosten frei Tankstelle (Well-to-Tank)
 e_{FZ} - spezifischer Kraftstoffverbrauch Fahrzeug
 K_{FZ} - spezifische Fahrzeugkosten

3.3.2.2 Abschätzung der Entwicklung von Kosten

Die Kostenentwicklung wird – neben einer Sensitivitätsanalyse, die als Hilfestellung zur Einschätzung der Robustheit der Ergebnisse und der Kosten unter (zukünftig) veränderten Randbedingungen dient, – mithilfe des Erfahrungskurvenansatzes (Kapitel 3.3.1.3) abgeschätzt.

Zur Berücksichtigung der auf Erfahrung beruhenden Effekte (d. h. durch Lern- und Skaleneffekte) auf die Kosten werden die Referenzkonzepte unter Zugrundelegung einheitlicher Randbedingungen hinsichtlich der zu erwartenden Veränderungen der ökonomischen Kennzahlen untersucht. Dies erfolgt exemplarisch für die Biokraftstoffproduktion (Bilanzraum B) anhand der Investitionen und deren Einfluss auf die spezifischen Biokraftstoffgestehungskosten, welcher nach beschriebener Vorgehensweise ermittelt werden.

Für die Abschätzung der zukünftigen Kostenentwicklung wird die Ausnutzung von Erfahrungskurven anhand der Entwicklung der spezifischen Investitionen in Abhängigkeit der kumulierten installierten Kapazität der Produktionsanlagen unterstellt, die nach Gleichung (3-10) ermittelt werden. Dabei ist der Fortschrittsfaktor f ein Indikator dafür, um welchen Faktor die spezifischen Investitionen bei einer Verdoppelung der kumulierten installierten Kapazität fallen (Tabelle 3-6).

$$I_n = I_1 \cdot \left(\frac{C_{KSkum,n}}{C_{KSkum,1}} \right)^{-\frac{\log f}{\log 2}} \quad (3-10)$$

mit $I_n; I_1$ - spezifische Investitionen der n-ten bzw. ersten Produktionsanlage
 $C_{KSkum,n}; C_{KSkum,1}$ - kumulierte installierte Kapazität bei der n-ten bzw. ersten Produktionsanlage
 f - Fortschrittsfaktor

Gegenstand der Sensitivitätsanalyse ist die Überprüfung der Sensibilität eines Entscheidungsmodells auf die Veränderung einzelner Parameter (bei der Biokraftstoffproduktion z. B. die Rohstoffkosten) infolge von veränderten Randbedingungen (z. B. Preissteigerungen) respektive Unsicherheiten in den zugrunde gelegten Daten und Annahmen für die Kostenbetrachtung (z. B. Investitionen für Biokraftstoffproduktionsanlagen). Dazu werden bestimmte Parameter variiert und deren Einfluss auf die spezifischen Kosten (Abb. 3-4) untersucht; die numerische Festlegung der Variationsbandbreiten selbiger erfolgt anhand der ermittelten Ergebnisse.

3.4 Ökologische Konzeptbewertung

Bei einer Bewertung von Technologien sind neben den technischen und ökonomischen Gesichtspunkten ebenso die potenziellen Umweltauswirkungen zu beachten. In diesem Zusammenhang hat insbesondere die Ökobilanzierung an Bedeutung gewonnen (u. a. [92], [178]). Im Folgenden wird ausgehend von den Grundlagen der methodische Ansatz zur Analyse und Bewertung von Biokraftstoffen dargestellt.

3.4.1 Grundlagen

3.4.1.1 Bilanzierung von Umweltwirkungen

Bei der vergleichenden Bewertung verschiedener Produkte ist die Nutzengleichheit¹⁶ der betrachteten Produktsysteme (hier Biokraftstoffkonzepte) die Grundvoraussetzung für eine Vergleichbarkeit. Das Instrument der Ökobilanzierung dient durch eine systematische Erfassung aller Stoff- und Energieströme eines abgegrenzten Produktsystems und deren ökologische Bewertung der Identifizierung von umwelt- bzw. klimarelevanten Vor- und Nachteilen von Produkten (z. B. Biokraftstoffen) mit dem Ziel, u. a. Verbesserungspotenziale hinsichtlich der Entwicklung, Gestaltung oder Auswahl von Produkten und Prozessketten aufzuzeigen. Sie bezieht sich dabei auf Umweltaspekte und potenzielle Umweltwirkungen (z. B. Nutzung von Ressourcen) im Verlauf des Lebensweges eines Produktes; d. h. von der Rohstoffbereitstellung, Produktion, Nutzung bis zur endgültigen Beseitigung („von der Wiege bis zur Bahre“). Für die Ökobilanzierung existieren internationale Normen (ISO 14040, ISO 14044), wonach sich der methodische Aufbau einer Ökobilanz in vier Hauptschritte gliedert (Abb. 3-5) [47], [48], [92].

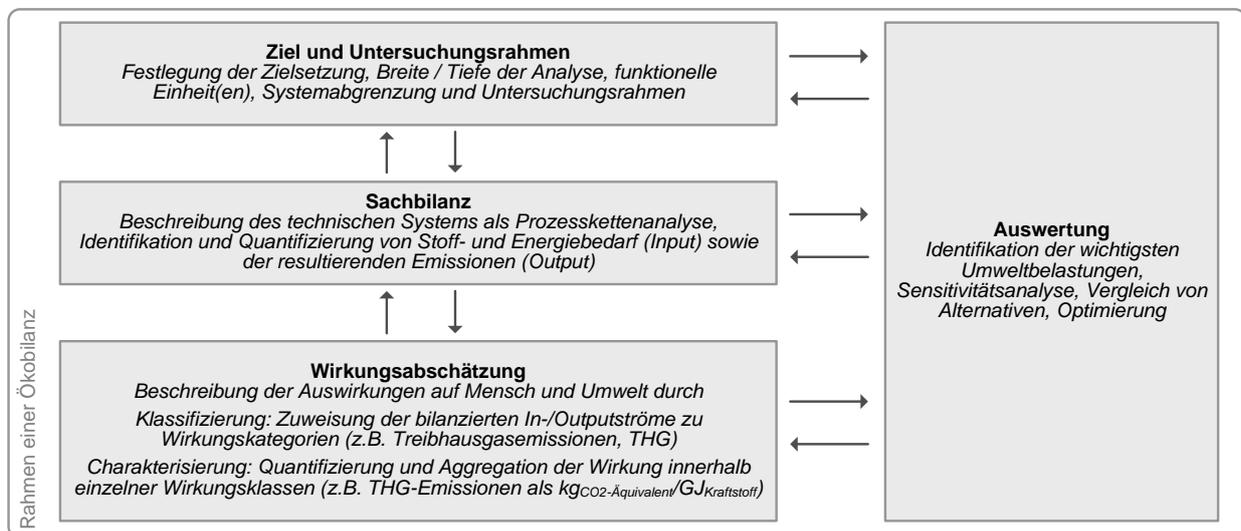


Abb. 3-5: Hauptschritte einer Ökobilanz (nach [48], [92])

Die Berücksichtigung von potenziellen Umweltwirkungen verursacht durch direkte und indirekte Landnutzungsänderungen¹⁷ hinsichtlich der Kohlenstoffspeicherfähigkeit von Böden und Vegetation infolge von Flächenumwidmung für den Biomasseanbau wird intensiv disku-

¹⁶ Der Begriff Nutzengleichheit steht sowohl für den Primärnutzen eines Produktsystems (Hauptprodukt, hier Biokraftstoff) als auch für den möglichen Zusatznutzen in Form von Koppelprodukten [81], [177].

¹⁷ direkte Landnutzungsänderung: Umwandlung einer zuvor nicht landwirtschaftlich genutzten Fläche in Ackerfläche für Energiepflanzen; indirekte Landnutzungsänderung: Verdrängung der Produktion von Nahrungs- und Futtermitteln durch den Anbau von Energiepflanzen und damit Ausweichen auf vorher nicht landwirtschaftlich genutzte Fläche

tiert und deren Einbeziehung bei der Festlegung des Untersuchungsrahmens – entgegen der bisher üblichen Praxis – gefordert (u. a. [78], [177], [223], [299]). Ein auf der Verwendung umfassender Inventarlisten basierendes, sehr umfangreiches und komplexes Berechnungsverfahren zur der Kohlenstoffspeicherfähigkeit durch Änderung von Landnutzungssystemen wurde z. B. von der IPCC entwickelt [134].

Innerhalb einer Ökobilanz ermöglicht die Sachbilanzierung auf der Basis der Prozesskettenanalyse die detaillierte Abbildung des Lebenswegs einzelner Biokraftstoffoptionen und damit die genaue Ermittlung der kumulierten Inanspruchnahme der Umwelt. Eine Herausforderung aus bilanzieller Sicht stellt dabei der Umgang mit anfallenden Koppelprodukten dar. Neben dem Allokationsansatz, bei welchem die Umweltwirkungen zwischen Haupt- und Koppelprodukte aufgeteilt werden, können selbige ebenso durch eine sog. Systemerweiterung adäquat Berücksichtigung finden (Tabelle 3-7).

Tabelle 3-7: Ansätze zur Allokation und Systemerweiterung [109], [177]

	Allokation	Systemerweiterung (Substitution)
Hintergrund	Qualitativ hochwertige Produkte sind für Umweltwirkungen entlang der Gesamtkette verantwortlich	Koppelprodukte der Gesamtkette vermeiden bzw. substituieren die Herstellung dieser Produkte irgendwo in der Gesellschaft
Prinzip	Allozieren der Koppelprodukte als Umweltwirkung nach physikalischen (z. B. masse- bzw. energiespezifisch) oder nicht-physikalischen Größen (z. B. monetär)	Nach Kausalitätsprüfung Vergabe von Gutschriften für Koppelprodukte, die andere Produkte substituieren; Voraussetzung ist genaue und detaillierte Definition des Substitutionssystems
Methodischer Ansatz	Verteilung der Gesamtumweltwirkung auf ein oder mehrere Produkte (Haupt- und Koppelprodukte) Vergleichsweise einfach	Gutschriften für Koppelprodukte, die von Gesamtumweltwirkung des Produktsystems subtrahiert werden Sehr komplex

Aufbauend darauf umfasst die Wirkungsabschätzung die Aggregierung der Informationen aus der Sachbilanz und die Auswertung im Hinblick auf relevante Umweltwirkungen. Hierbei werden die einzelnen Umwelteinflüsse bestimmten Wirkungskategorien (z. B. anthropogener Treibhauseffekt, Primärenergieverbrauch, Versauerung, Eutrophierung, Photo- bzw. Sommermog, Ozonabbau, Humantoxizität) zugeordnet und ihr Einfluss anhand definierter Faktoren ermittelt (u. a. [22], [47], [48], [79], [178], [197], [203], [215], [217]). Die Wirkungsabschätzung erfolgt im Regelfall auf der Basis von Wirkungsmodellen mittels der Modellierung von Wirkungsketten (d. h. Ursache-Wirkungsbeziehungen). Dabei werden die potenziellen Wirkungen innerhalb der Wirkungskette lokalisiert, wobei zwei Wirkungstypen unterschieden werden [95], [115], [228] (Tabelle 3-8).

Tabelle 3-8: Wirkungstypen [115], [228]

	Midpoint	Endpoint
Definition	<ul style="list-style-type: none"> - in der Mitte der Wirkungskette - als direkt messbarer Indikator auf Basis abgesicherter naturwissenschaftlicher Modelle (z. B. CO₂-Äquivalente) 	<ul style="list-style-type: none"> - am Ende der Wirkungskette - als tatsächlicher Schaden (z. B. Verlust menschlicher Gesundheit)
Charakteristika	<ul style="list-style-type: none"> - keine Abbildung tatsächlicher Schäden - gute Messbarkeit - geringe Unsicherheit 	<ul style="list-style-type: none"> - Abbildung tatsächlicher Schäden - hohe Unsicherheit durch zusätzliche Modellannahmen (z. B. Ausbreitungsmodelle, Dosis-Wirkungsbeziehungen, Klimamodelle) - Einbeziehen von Werthaltungen
Beispiele	<ul style="list-style-type: none"> - CML2001 / Handbook LCA 	<ul style="list-style-type: none"> - Eco-indicator 95 und 99

3.4.1.2 Prognostische Ökobilanz

Um die Entwicklung potenzieller Umweltwirkungen für zukünftige Technologieansätze (hier zukünftige Biokraftstoffoptionen) analysieren zu können, sind genaue und quantifizierbare Aussagen erforderlich. Einen möglichen Ansatz hierzu stellt die sog. prognostische Ökobilanz dar. Ursprünglich aus der Bilanzierung von Herstellungsprozessen (z. B. bei Überführung von Produktionen aus dem Labor bzw. Technikum in Großserie) stammend, ist der Ansatz auf verschiedene Sachbilanzen anwendbar [208].

Bei einer iterativ durchzuführenden prognostischen Ökobilanz erfolgt zunächst die Bilanzierung des bekannten Systems (z. B. heutige Technologie). In einer Relevanzanalyse werden im Anschluss die Prozessschritte identifiziert, welche von großer Relevanz auf das Gesamtergebnis sind und sich zeitlich ändern. Für diese werden im nächsten Schritt der Disaggregation die relevanten Parameter analysiert, für welche sich signifikante Änderungen erwarten lassen. In einem Prognoseschritt werden für die Parameter die zukünftigen Werte ermittelt, wobei unterschiedliche Prognoseverfahren zum Einsatz kommen können (z. B. antizipativ mittels Experteneinschätzung, extrapolativ mittels Trendextrapolation oder gekoppelt über Szenarien). Die prognostizierten zukünftigen Werte gehen dann wiederum in die Bilanzierung des unbekanntes Systems ein. Über eine Sensitivitätsanalyse erfolgt die Abschätzung des Einflusses der Parameterprognosen auf das Gesamtergebnis der Ökobilanz [203], [208].

3.4.2 Methodik

Die Untersuchung der Referenzkonzepte erfolgt aufbauend auf den genannten Grundlagen in Anlehnung an die Vorgehensweise und Erfordernisse der Ökobilanzierung nach ISO 14040 und ISO 14044 [47], [48]. Mit Rücksichtnahme auf die verfügbare Datenbasis und den angestrebten Erkenntnisgewinn stellt sich die Anfertigung von für diese Fragestellung sachgerechten Ökobilanzen als durchaus ausreichend belastbar dar, so dass auf eine vollständige Ökobilanz nach ISO-Norm, die u. a. die kritische Prüfung durch unabhängige externe Sachverständige vorsieht [48], verzichtet wird. Nachfolgend wird daher die Vorgehensweise für die Ermittlung relevanter ökologischer Kenngrößen sowie für die Abschätzung der Entwicklung von Umweltwirkungen erläutert.

3.4.2.1 Bewertungsansatz und Kenngrößen

Zur Ermittlung der mit der Implementierung der betrachteten Referenzanlagen verbundenen potenziellen Umwelteffekten und -wirkungen werden über den Ansatz der Ökobilanzierung entlang der in Kapitel 3.1 festgelegten Bilanzgrenzen exemplarisch die in Tabelle 3-9 beschriebenen potenziellen Umweltwirkungen auf der Basis sog. Midpoint-Indikatoren (Tabelle 3-8) analysiert. Die für die zu untersuchenden Umweltwirkung relevanten Wirkungskategorien, Wirkungsindikator und Äquivalenzfaktoren können u. a. [131], [197], [215], [218] entnommen werden.

Tabelle 3-9: Bilanzierte Umweltwirkungen

Wirkungskategorie	Kurzcharakterisierung / Wirkungsindikator
Verbrauch fossiler Energieträger	<ul style="list-style-type: none"> - Unterkategorie von Ressourcenverbrauch bzw. -schonung als Summe der primärenergetisch bewerteten Energieaufwendungen [278] - Bilanzierung aller nicht-erneuerbaren bzw. fossile Energieträger (Erdöl, Erdgas und Kohle sowie Uranerz)
Anthropogener Treibhauseffekt	<ul style="list-style-type: none"> - beschrieben durch das potenzielle Treibhausgaspotenzial - vom Menschen verursachte Freisetzung von klimawirksamen Gasen (Treibhausgasemissionen, THG), die potenziell zur Erderwärmung beitragen; d. h. CO₂, das bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern entsteht, ferner CO₂-Äquivalente gemäß IPCC 2001 [55] wie CH₄ (23 CO₂-Äq.), N₂O (296 CO₂-Äq.) und andere klimarelevante Gase
Versauerung	<ul style="list-style-type: none"> - beschrieben durch das potenzielle Versauerungspotenzial - potenzielle Verschiebung des Säure-Base-Gleichgewichts in Böden und Gewässern durch Säure bildende Gase (Absenkung des pH-Wertes): Schwefeldioxid (SO₂) und Äquivalente gemäß CML 2001 [105], z. B. NO_x (0,7 SO₂-Äq.), NH₃ (1,88 SO₂-Äq.), HCl (0,88 SO₂-Äq.)
Eutrophierung	<ul style="list-style-type: none"> - beschrieben durch das potenzielle Eutrophierungspotenzial bzw. Phosphatindex - potenzielles Einbringen von Nährstoffen in Böden und Gewässer: Phosphat (PO₄³⁻) und Äquivalente gemäß CML 2001 [105] wie NO_x (0,13 PO₄³⁻-Äq.), NH₃ (0,35 PO₄³⁻-Äq.)

Die zu bilanzierende Umweltwirkung wird als Kenngröße für die Referenzkonzepte, aufgeschlüsselt nach den einzelnen Bilanzräume (Abb. 3-2) sowie funktionellen Einheiten ausgegeben (Gleichung (3-11)).

$$E_{WTW} = e_{FZ} \left(E_{ProduktionRRS} + E_{BereitstellungRRS} + E_{KonversionRRS} + E_{DistributionKS} \right) \quad (3-11)$$

mit E_{WTW} - spezifische Gesamtemissionen (Well-to-Wheel) bzw. Aufwendungen

e_{FZ} - spezifischer Kraftstoffverbrauch Fahrzeug

$E_{ProduktionRRS}$ - spezifische Emissionen bzw. Aufwendungen Produktion des Referenzrohstoffs (RRS)

$E_{BereitstellungRRS}$ - spezifische Emissionen bzw. Aufwendungen Bereitstellung RRS

$E_{KonversionRRS}$ - spezifische Emissionen bzw. Aufwendungen Konversion RRS zu Kraftstoff (KS)

$E_{DistributionKS}$ - spezifische Emissionen bzw. Aufwendungen Distribution KS

Bei der Biokraftstoffverbrennung (d. h. der Nutzung im Fahrzeug) ist zu beachten, dass die CO₂-Emissionen, welche auf den biogenen Rohstoff zurückgeführt werden können, gleich Null (d. h. klimaneutral) gesetzt werden. Dabei wird unterstellt, dass der Atmosphäre bei der Verbrennung nur so viel CO₂ zugeführt wird, wie die Pflanzen (hier Referenzrohstoff) während ihrer Wachstums- bzw. Lebenszeit in der Regel durch Photosynthese aufgenommen haben.

Mit Bezug auf den geographischen Raum (Mitteleuropa) wird vereinfachend unterstellt, dass direkte Landnutzungsänderungen für den Anbau von Biomasse zur Biokraftstoffproduktion ausgeschlossen werden können. Zudem bleiben indirekte Landnutzungsänderungen unberücksichtigt.

Wenngleich eine Allokation möglichst zu vermeiden ist (u. a. [22], [47], [48], [66]), wird der Allokationsansatz – ergänzt durch die in der ISO 14044 vorgesehenen Sensitivitätsanalysen – dem Substitutionsansatz durch Systemerweiterung (Tabelle 3-7) für die Bewertung der entlang der Bereitstellungsketten anfallenden Koppelprodukte vorgezogen. Dies erfolgt mit Bezug auf die Zielstellung dieser Arbeit und mit Rücksichtnahme auf eine Vereinfachung der Vorgehensweise eine Verringerung des Aufwandes und der dafür erforderlichen Daten sowie der Vergleichbarkeit der Ergebnisse [69], [89]. Damit wird es möglich eine transparente und belastbare Analyse und Bewertung von Referenzkonzepten für zukünftige Biokraftstoffoptionen durchzuführen und Unsicherheitsfaktoren (u. a. hinsichtlich der Vielzahl zu treffender Annahmen, beispielsweise bezüglich der zu definierenden Substitutionssysteme für die zukünftigen Zeithorizonte) möglichst weitgehend auszuschließen.

Vor dem Hintergrund der Bilanzierung von Energieträgern erfolgt die Allokation der Haupt- und Koppelprodukte auf Grundlage der unteren Heizwerte. Dabei werden die entlang der Bilanzgrenzen der Referenzkonzepte (Abb. 3-2) eingesetzten Hilfsstoffe und Prozessenergien sowie ihre Vorketten berücksichtigt, während infrastrukturelle Aufwendungen und Investitionsgüter vernachlässigt werden. Die auftretenden Gesamtumweltwirkungen werden anteilig gemäß ihrer Allokationsfaktoren auf die entstandenen Produkte verteilt. Die Ermittlung der Allokationsfaktoren erfolgt auf Basis der Heizwertmethode, wonach die Produkte der Masseströme der Haupt- und Koppelprodukte (z. B. Naphtha) und die produktspezifischen unteren Heizwerte ins Verhältnis zur Summe beider Produkte gesetzt und die Energieaufwendungen entsprechend der Quotienten aufgeteilt werden (Gleichung (3-12)). Fallen Strom und/oder Wärme als Koppelprodukte an, werden diese als Strom- respektive Wärmeäquivalente berücksichtigt.

$$AF_{HP} = \frac{\dot{m}_{HP} \cdot H_{u,HP}}{\dot{m}_{HP} \cdot H_{u,HP} + \sum(\dot{m}_{KP,n} \cdot H_{u,KP,n}) + P_{el} \cdot F_{el-\ddot{A}q} + P_{th} \cdot F_{th-\ddot{A}q}} \quad (3-12)$$

- mit
- AF_{HP} - Allokationsfaktor Hauptprodukt
 - \dot{m}_{HP} - Massestrom Hauptprodukt
 - $H_{u,HP}$ - unterer Heizwert Hauptprodukt
 - $\dot{m}_{KP,n}$ - Massestrom Koppelprodukt(e)
 - $H_{u,KP,n}$ - unterer Heizwert Koppelprodukt(e)
 - P_{el} - Elektrizität als Koppelprodukt
 - $F_{el-\ddot{A}q}$ - Elektrizitätsäquivalent
 - P_{th} - Wärme als Nebenprodukt
 - $F_{th-\ddot{A}q}$ - Wärmeäquivalent

3.4.2.2 Abschätzung der Entwicklung von Umweltwirkungen

Für die Abschätzung der zukünftigen Entwicklung der betrachteten Umweltwirkungen wird auf den Ansatz der prognostischen Ökobilanz zurückgegriffen, welche vereinfacht über eine Sensitivitätsanalyse (Abb. 3-5) realisiert wird.

Dabei liegt der Fokus auf den Vor- und Nebenprozessketten (sog. Hintergrundsystem, von Biokraftstoffkette weitgehend unabhängig, wie z. B. Bereitstellung von Hilfsstoffen, Prozessenergie), da die Hauptprozesskette (sog. Vordergrundsystem, unmittelbar betrachtete Technologien der Biokraftstoffkette) wesentlich durch die Definition der Referenzkonzepte (Kapitel 3.1) vorgegeben sind. Die Disaggregation für die Identifikation beschränkt sich auf ausgewählte relevante, die jeweiligen Einzelbilanzräume respektive Teilschritte signifikant beeinflussenden Parameter, für die eine zeitliche Änderung zu erwarten ist, um den Datenbeschaffungs- und Analyseaufwand beherrschbar zu halten. Das Einbinden der für diese Parameter prognostizierten Werte in die Bilanzierung erfolgt vereinfacht über Sensitivitätsanalysen, die neben der Beurteilung der Robustheit der Ergebnisse ebenso zur Einschätzung der ökologischen Vorteilhaftigkeit unter (zukünftig) veränderten Randbedingungen (d. h. abweichend vom hier angenommenen Basisfall) herangezogen werden.

3.5 Gesamtbewertung der Konzepte

Mit dem Ziel der Herausstellung der jeweiligen Zusammenhänge der für die untersuchten Kenngrößen der Dimensionen Technik, Ökonomie und Ökologie wird basierend auf den ermittelten Einzelergebnissen eine Gesamtbewertung durchgeführt.

Ausgehend von den vorangestellten Untersuchungen stehen die jeweiligen Kenngrößen der singulären technischen Analyse und Bewertung (z. B. energetischer Nettogesamtwirkungsgrad, Gesamtzielwerte für die Funktionsfähigkeit) sowie darauf aufbauend der ökonomischen Analyse und Bewertung (z. B. Biokraftstoffgestehungs- und Nutzenergiebereitstellungskosten) und der ökologischen Analyse und Bewertung (z. B. Verbrauch fossiler Energieträger, Treibhausgasemissionen) für die untersuchten Referenzkonzepte zur Verfügung. Diese werden jeweils einander gegenübergestellt als

- * Technisch-ökonomische Bewertung
- * Technisch-ökologische Bewertung
- * Ökonomisch-ökologische Bewertung
- * Technisch-ökonomisch-ökologische Bewertung

Die so generierten Ergebnisse ermöglichen eine eindeutige Einordnung der untersuchten Referenzkonzepte hinsichtlich ihrer relativen Vorteilhaftigkeit untereinander.

Im Rahmen der ökonomisch-ökologischen Bewertung können – als Exkurs innerhalb dieser Gesamtbewertung – als ergänzende Kenngröße die Treibhausgasminderungskosten unter Einbeziehung die Treibhausgasemissionen und spezifischen Kosten für die Biokraftstoffe und der fossilen Referenz (hier Mineralölkraftstoffmix) ermittelt werden. Dies erfolgt exemplarisch bezogen auf (i) die Kraftstoffbereitstellung und auf (ii) die Nutzenergiebereitstellung. Dabei werden konzeptspezifisch die Mehrkosten der betrachteten Biokraftstoffe gegenüber fossilen Kraftstoffen zu den auftretenden Minderemissionen desselben ins Verhältnis gesetzt (Gleichung (3-13)). Die so ermittelte weitere Kenngröße kann im Folgeschritt in die technisch-ökonomisch-ökologische Bewertung einfließen.

$$K_{THG} = \frac{K_{WTW,KS} - K_{WTW,FKS}}{E_{THG,WTW,FKS} - E_{THG,WTW,KS}} \quad (3-13)$$

mit K_{THG} - konzeptspezifische Treibhausgasminderungskosten
 $K_{WTW,KS}$, $K_{WTW,FKS}$ spezifische Kraftstoff- bzw. Nutzenergiebereitstellungskosten des Biokraftstoffs bzw. fossilen Kraftstoffs -
 $E_{THG,WTW,FKS}$, $E_{THG,WTW,KS}$ - spezifische Kraftstoff- bzw. Nutzenergiebereitstellungsemissionen des Biokraftstoffs bzw. fossilen Kraftstoffs

4 REFERENZKONZEPTE

Ausgehend von den aufgezeigten technischen Entwicklungsperspektiven für die Biomassebereitstellung (Kapitel 2.2), die Biokraftstoffproduktion (Kapitel 2.3) sowie die Biokraftstoffdistribution und -nutzung (Kapitel 2.4 f.) werden als Grundlage für die technisch-ökonomisch-ökologische Analyse und Bewertung für die Biokraftstoffoptionen Bioethanol, Fischer-Tropsch-Diesel und Bio-SNG entsprechende Referenzkonzepte abgeleitet.

4.1 Anwendung der Methodik

Für die Ableitung der Referenzkonzepte kommt die in Kapitel 3.1 vorgestellte Methodik zur Anwendung. Demnach werden unter Berücksichtigung theoretischer Überlegungen und Erfahrungen aus laufenden F&E-Projekten und dem praktischen Anlagenbetrieb bei gleichzeitiger Adaptierung auf den Referenzrohstoff Weide (Kapitel 2.1.3) kurzfristig (d. h. in bis zu 5 Jahren), mittelfristig (d. h. in etwa 10 bis 15 Jahren) und langfristig (d. h. in etwa 20 bis 25 Jahren) realisierbare Referenzkonzepte abgeleitet. Vor dem Hintergrund verschiedener entwicklungstechnischer Ausrichtungen und damit verbundenen zeitlichen Fortschritten wird davon ausgegangen, dass Einzeltechnologien zu unterschiedlichen Zeitpunkten in einem Gesamtkonzept zur praktischen Umsetzung kommen und daher mittel- respektive langfristigen Konzepte nicht zwangsläufig eine Fortführung der kurz- respektive mittelfristigen Konzepte darstellen. Aufgrund der Vielzahl von Einflussfaktoren auf die technische Umsetzung können diese Referenzkonzepte nur als exemplarische Vertreter angesehen werden, die unter anderen als den angenommenen durchschnittlichen Rahmenbedingungen durchaus auch anders zu konzipieren wären.

Für die Referenzkonzepte werden folgende übergeordnete Randbedingungen zugrunde gelegt:

- * Die energie- und förderpolitischen Rahmenbedingungen (z. B. Ausrichtung der Ziele und damit verbundenen Prioritäten, Förderung der Biokraftstoffe durch Beiträge zur Schaffung von Planungssicherheiten für alle Akteure) entlang der ganzen Bereitstellungskette tragen zur erfolgreichen Implementierung der Biokraftstoffoptionen bei und bleiben über die betrachteten Zeiträume konstant.
- * Die für die Kraftstoffproduktion erforderliche Verfügbarkeit des Referenzrohstoffs ist unter Berücksichtigung der zukünftig steigenden Energiepflanzenpotenziale gewährleistet; hinsichtlich möglicher Nutzungskonkurrenzen (z. B. mit Anlagen zur Strom- und Wärmebereitstellung) wird unterstellt, dass eine auf alle Bioenergieträger abgestimmte Strategie Umsetzung findet.
- * Die untersuchten Biokraftstoffoptionen können – ausgehend von einer Nischenmarktposition – nennenswert zum Kraftstoffverbrauch im Straßenverkehrssektor beitragen.
- * Bei den für den kurzfristigen Zeithorizont betrachteten Technologien wird für deren Weiterentwicklung und Einsatz in mittel- und langfristigen Konzepten ein stetiger Fortschritt unterstellt, da eine Technologieentwicklung, deren Einsatz einen un stetigen Fortschritt im Vergleich zur derzeit eingesetzten Technologie nur unzureichend prognostizierbar ist (d. h. eine bekannte und etablierte Technologie stellt dann eine parallele bzw. andersartige Technologie dar).

- * Neue, gegenwärtig als innovativ geltende Systemelemente (z. B. neue Technikkomponenten, Katalysatoren zur Biokraftstoffproduktion, modifizierte Fahrzeugantriebe für die Kraftstoffnutzung) finden nur dann Berücksichtigung, wenn sie aus heutiger Sicht das Potenzial haben langfristig in nennenswertem Umfang kommerziell verfügbar zu sein. Dazu zählen Systemelemente, die sich gegenwärtig bereits im Technikumsstadium befinden und dann entsprechend weiterentwickelt und optimiert werden konnten.

Für die jeweils charakteristischen, die Einzelbilanzräume (Abb. 3-2) und damit das jeweilige Referenzkonzept beschreibenden Größen wird folgendes angenommen:

- * *Bilanzraum A.* Je nach Leistungsgröße des Konzeptes in Bilanzraum B werden typische Logistikketten für die Bereitstellung des Referenzrohstoffs unterstellt (Abb. 2-2), für die ihrerseits die jeweiligen Energieverbräuche unter Berücksichtigung etwaiger Verluste (z. B. bei Umschlag, Lagerung) bilanziert werden.
- * *Bilanzraum B.* Auf den Anlagenkonzepten für die Biokraftstoffproduktion liegt der Schwerpunkt der Untersuchungen. Diese orientieren sich für kurzfristig umsetzbare Konzepte an gegenwärtig im Bau oder in der Planung befindlichen Demonstrationsvorhaben. Für die Entwicklung mittel- und langfristig denkbarer Konzepte werden einerseits kontinuierliche technische Fortschritte für die Einzeltechnologien sowie teils innovative Systemelemente unterstellt (Kapitel 2.3.1.2, Kapitel 2.3.2.2, Kapitel 2.3.3.2), die unter Berücksichtigung von Skalierungseffekten und Prozessintegration eingebunden werden. Andererseits wird vor dem Hintergrund verschiedener Entwicklungsrichtungen und damit verbunden unterschiedlichen technischen Fortschritten über die Zeit davon ausgegangen, dass Einzeltechnologien zu unterschiedlichen Zeitpunkten in einem Gesamtkonzept zur praktischen Umsetzung kommen, so dass die mittel- respektive langfristigen Konzepte nicht zwangsläufig eine Fortführung der kurz- respektive mittelfristigen Konzepte darstellen. Für alle Konzepte erfolgt die Bilanzierung der charakteristischen Stoff- und Energieströme als detaillierte Studienschätzung auf Basis von verfügbaren Daten aus theoretischen Überlegungen (z. B. über thermodynamische Berechnungen, Prozesssimulationen), laufenden F&E-Vorhaben und Teilanlagenplanungen einschließlich Erfahrungswerte aus dem praktischen Anlagenbetrieb.
- * *Bilanzraum C.* Für die Distribution der untersuchten Biokraftstoffe von der Produktionsanlage an die Tankstelle werden für die charakteristischen Transport- und Speichermedien (Kapitel 2.4) die jeweiligen Energieverbräuche unter Berücksichtigung etwaiger Verluste angegeben.
- * *Bilanzraum D.* Zur Bereitstellung von Nutzenergie (d. h. gefahrener Fahrzeugkilometer) werden Fahrzeuge unterstellt, deren streckenspezifischer Kraftstoffverbrauch aufgrund kontinuierlicher Effizienzsteigerungen mittel- bis langfristig sinkt (Kapitel 2.5).

Nachfolgend werden die jeweiligen Referenzkonzepte für die ausgewählten Biokraftstoffoptionen (Kurzübersicht Tabelle 4-1) zunächst hinsichtlich ihrer wesentlichen Charakteristika in Übersichtstabellen zusammengefasst und im Anschluss für die Einzelbilanzräume (Kapitel 3.1) beschrieben. Für den Bilanzraum B (Biokraftstoffproduktion) wird das Referenzkonzept in einer vereinfachten Verfahrensübersicht mit den einzelnen Systemkomponenten dargestellt.

Tabelle 4-1: Kurzübersicht aller untersuchten Referenzkonzepte

Kraftstoff / Abkürzung	Einzelbilanzraum / Ausgewählte Charakteristika			
	A	B	C	D
	Logistikkonzept	Anlagenkapazität	Transportmittel	Antrieb
<i>Bioethanol</i>				
Kurzfristig: EtOH-I	Lkw	12 MW _{KS}	Tankkraftwagen ^a	FVV-Ottomotor ^a
Mittelfristig: EtOH-II	Lkw-Bahn	48 MW _{KS}		
Langfristig: EtOH-III	Lkw-Bahn	263 MW _{KS}		
<i>Fischer-Tropsch-Diesel</i>				
Kurzfristig: FT-I	Lkw	21 MW _{KS}	Tankkraftwagen ^a	Dieselmotor ^a
Mittelfristig: FT-II	Lkw-Bahn	287 MW _{KS}		
Langfristig: FT-III	Lkw-Pyrolyse- Lkw-Bahn	970 MW _{KS}		
<i>Bio-SNG</i>				
Kurzfristig: SNG-I	Lkw	22 MW _{KS}	Pipeline ^a	Gasottomotor ^a
Mittelfristig: SNG-II	Lkw-Bahn	77 MW _{KS}		
Langfristig: SNG-III	Lkw-Bahn	371 MW _{KS}		

^a für alle Zeithorizonte zutreffend

4.2 Bioethanol

Die im Anschluss für die zu betrachtenden Zeithorizonte abgeleiteten Referenzkonzepte berücksichtigen die aus gegenwärtiger Sicht zu erwartenden technischen Entwicklungsperspektiven im Bereich der bio-chemischen Bioethanolbereitstellung (u. a. Kapitel 2.3.1.2). Sie stellen eine kontinuierliche Weiterentwicklung hinsichtlich der eingesetzten Technologien sowie der Leistungsgröße dar.

Tabelle 4-2: Charakteristika der Referenzkonzepte für Bioethanol (EtOH)

	Kurzfristig: EtOH-I	Mittelfristig: EtOH-II	Langfristig: EtOH-III
<i>Bilanzraum A</i>			
Logistikkonzept ^a	Lkw (A1)	Lkw-Bahn (A1-B4-C2)	Lkw-Bahn (A1-B4-C2)
<i>Bilanzraum B</i>			
Leistung	44 MW _{BWL} (ca. 98 kt _{fA} /a)	132 MW _{BWL} (ca. 312 kt _{fA} /a)	464 MW _{BWL} (ca. 1 100 kt _{fA} /a)
Anlagenkapazität	12 MW _{KS} (ca. 12 kt/a)	48 MW _{KS} (ca. 51 kt/a)	263 MW _{KS} (ca. 282 kt/a)
Jahresvolllaststunden	7 500 h/a	8 000 h/a	8 000 h/a
Koppelprodukte	Elektrizität und Wärme	Elektrizität und Wärme	Elektrizität und Wärme
Rohstoffaufbereitung	Bandtrockner, 85 % _{TS}	Bandtrockner, 85 % _{TS}	Bandtrockner, 85 % _{TS}
Hydrolyse + Fermentation	Schwachsaure Dampfexplosion, enzymatische Hydrolyse und C ₆ -Fermentation (SHF), Filter	Schwachsaure Dampfexplosion, simultane (enzymatische) Hydrolyse und C ₆ -Fermentation (SSF), Filter	AFEX, simultane (enzymatische) Hydrolyse und C ₅ /C ₆ -Cofermentation (SSCF)
Kraftstoffaufbereitung	Destillation, Rektifikation, Molekularsiebe (DWA)	Destillation, Rektifikation, Molekularsiebe (DWA)	Destillation, Rektifikation, Molekularsiebe (DWA)
Nebenanlagen ^b	SO ₂ -Wäscher, Wasserwäscher, Dekanter, Eindampfer, Trockner, KWK-DT-Prozess (η _{el} 28 %, η _{th} 65 %)	SO ₂ -Wäscher, Wasserwäscher, Enzym-/Hefeproduktion, Dekanter, Eindampfer, Trockner, KWK-DT-Prozess (η _{el} 30 %, η _{th} 65 %)	Enzym-/Hefeproduktion, Dekanter, Trockner, KWK-DT-Prozess (η _{el} 31 %, η _{th} 67 %), Biogasanlage mit KWK-BHKW (η _{el} 40 %, η _{th} 44 %) ^f
Prozessenergiebereitstellung ^c	P _{th} intern, P _{el} intern und extern	P _{th} intern, P _{el} intern	P _{th} intern, P _{el} intern
<i>Bilanzraum C</i>			
Transportmittel ^d	Tkw über 150 km	Tkw über 150 km	Tkw über 150 km
Tankstelle / Energieverbrauch	0,33 kWh _{el} /t _{KS}	0,33 kWh _{el} /t _{KS}	0,33 kWh _{el} /t _{KS}
<i>Bilanzraum D</i>			
Antrieb	FFV (Basis Ottomotor)		
Streckenspezifischer Verbrauch ^e	2,75 MJ/km _{FZ}	2,10 MJ/km _{FZ}	2,00 MJ/km _{FZ}

^a Ableitung erfolgt nach Abb. 2-2; ^b DT-Dampfturbine; ^c Bereitstellung der thermischen bzw. elektrischen Prozessenergie anlagenintern (z. B. über Prozessintegration) oder erforderliche externe Zufuhr (z. B. über das Stromnetz); ^d Tkw-Tankkraftwagen, Energieverbrauch für Distribution siehe auch [66]; ^e Kraftstoffverbrauch bezogen auf durchschnittliche Pkw-Flotte, Ermittlung nach KS-Effizienzverbesserungen ausgehend von 2,75 MJ/km_{FZ} nach [66], [102], [207], für Langfrist Annahme Verbrauchsreduktion von weiteren 5 %; ^f Annahme, dass die Nutzwärme bei beiden KWK-Prozessen jeweils ca. 2/3 beträgt

4.2.1 Kurzfristiges Konzept

Das kurzfristige Referenzkonzept orientiert sich an dem im schwedischen Örnköldsvik im Demonstrationsmaßstab vorgesehenen Konzept. Es ist hinsichtlich der Einzelbilanzräume wie folgt aufgebaut.

- * *Bilanzraum A.* Die Bereitstellung des Referenzrohstoffs (RRS) für ca. 45 MW_{BWL} erfolgt ausgehend von einem lokalen Lager via Lkw.
- * *Bilanzraum B.* Das Anlagenkonzept basiert hinsichtlich der technischen Komponenten am SHF-Konzept (Kapitel 2.3.1.2, [226], [240], [297]), ist jedoch adaptiert auf den Referenzrohstoff. In der in Abb. 4-1 dargestellten Anlage werden die Holzhackschnitzel nochmals konditioniert, bevor sie, mit SO₂ (Konzentration 1 Ma.%) bedampft und mit Niederdruckdampf vorgewärmt, dem ersten Hydrolysereaktor zum Aufschluss der Hemicellulose (195 °C, Hochdruckdampf bei 20 bar) zugeführt werden. Nach Hydrolysatkühlung durch zweistufige Entspannung auf 4 bzw. 1 bar erfolgt nach Wasserzugabe die enzymatische Hydrolyse (Batchreaktor) mit anschließender Dekantierung (Membranfilter) der nicht-fermentierbaren Ligninfraktion. Die Fermentation der C₆-Zuckermasse aus den Hydrolysen erfolgt in Batchreaktoren; die für die alkoholische Gärung eingebrachte Hefe wird anschließend separiert und rezirkuliert. Die Aufbereitung des Bioethanols erfolgt über kommerzielle Technologien über Dampfrektifikation und Molekularsiebe (Kapitel 2.3.1.1). Die prozessbedingt anfallenden biogenen Rückstände (z. B. Lignin, separierte Schlempe) werden thermisch aufkonzentriert und zur Prozessenergiebereitstellung einem Heizkraftwerk (Dampfturbinenbasis) zugeführt. Für die Gasreinigung (u. a. SO₂ aus Hydrolyse, Abgase) kommen NaOH- sowie H₂O-Wäscher zum Einsatz. Die konzept-spezifischen Stoff- und Energiedaten können Tabelle A-4 entnommen werden.
- * *Bilanzraum C.* Die Distribution des produzierten Ethanol erfolgt via Tankkraftwagen (Kapitel 2.4.1.1).
- * *Bilanzraum D.* Die Nutzung des Ethanol findet in sog. Flexible-Fuel-Fahrzeugen (Kapitel 2.5.1.1) statt.

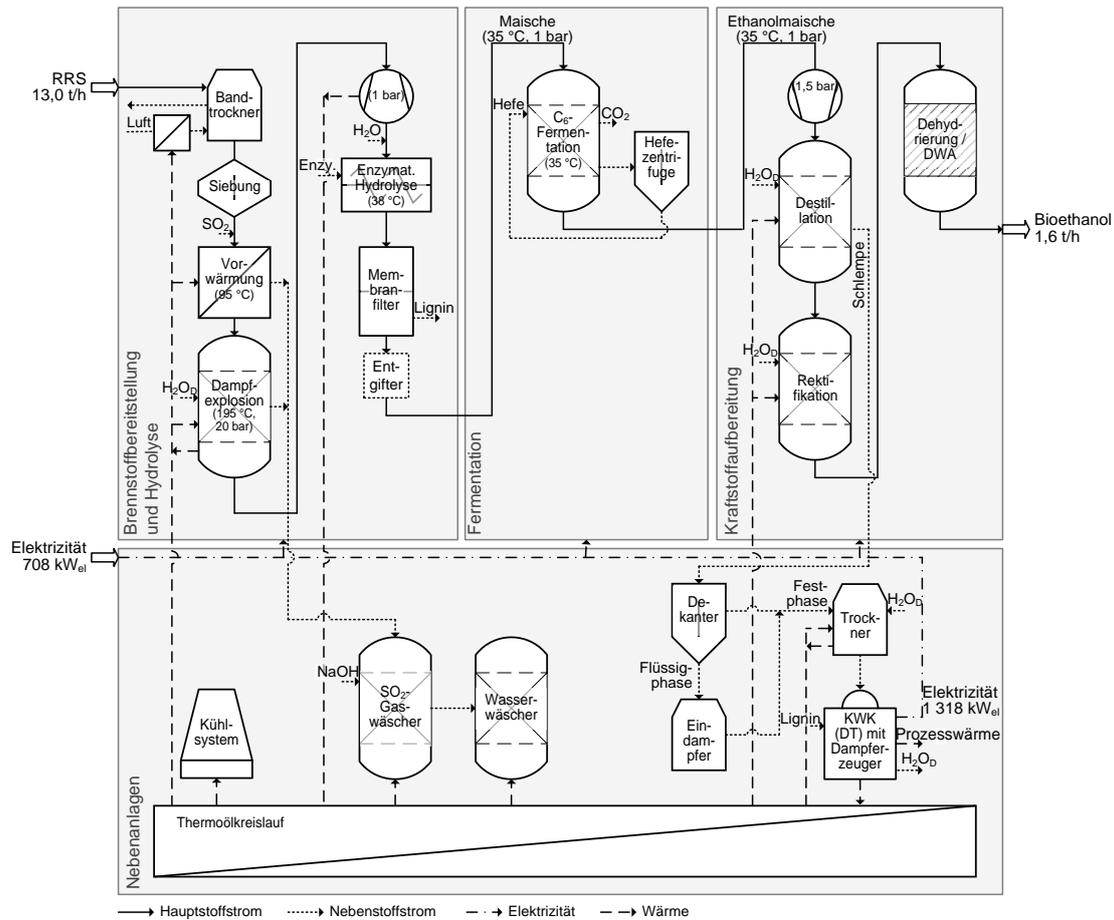


Abb. 4-1: Kurzfristiges EtOH-Konzept – vereinfachtes Verfahrensschema Bilanzraum B

4.2.2 Mittelfristiges Konzept

Das mittelfristige Referenzkonzept für Bioethanol ist unter Berücksichtigung der nächsten Entwicklungsstufe wie folgt aufgebaut.

- * *Bilanzraum A.* Für eine Leistungsgröße von ca. $130 \text{ MW}_{\text{BWL}}$ wird der Referenzrohstoff mittels Lkw und Bahn angeliefert.
- * *Bilanzraum B.* Bei der Bioethanolproduktion finden im Gegensatz zum kurzfristigen Referenzkonzept die Verzuckerung und Fermentation simultan statt (sog. SSF, Tabelle 2-5, [227], [297], [298]). Wie in Abb. 4-2 (Tabelle A-4) dargestellt, werden die Holzhackschnitzel nach der Konditionierung mit SO_2 imprägniert (hier ca. 1 Ma.% bezogen auf Feuchtegehalt der Biomasse) und anschließend mit Hochdruckdampf (215 °C , ca. 20 bar) hydrolysiert. Nach Kühlung des Hydrolysats durch zweistufige Druckminderung erfolgt die enzymatische Hydrolyse und C_6 -Zucker-Fermentation in einem Reaktor, wobei ca. 90 % der fermentierbaren Zucker in Ethanol umgewandelt werden. Ein Teil des Hydrolysats wird zur Hefeherstellung in separaten Tanks genutzt, auch die Enzyme werden intern produziert. Die Aufbereitung des Bioethanols erfolgt analog zum kurzfristigen Konzept; die Rückstände werden energetisch verwertet.
- * *Bilanzraum C.* Der Transport erfolgt analog zum kurzfristigen Konzept.
- * *Bilanzraum D.* Für die Kraftstoffnutzung kommen Flexible-Fuel-Fahrzeuge höherer Effizienz zum Einsatz.

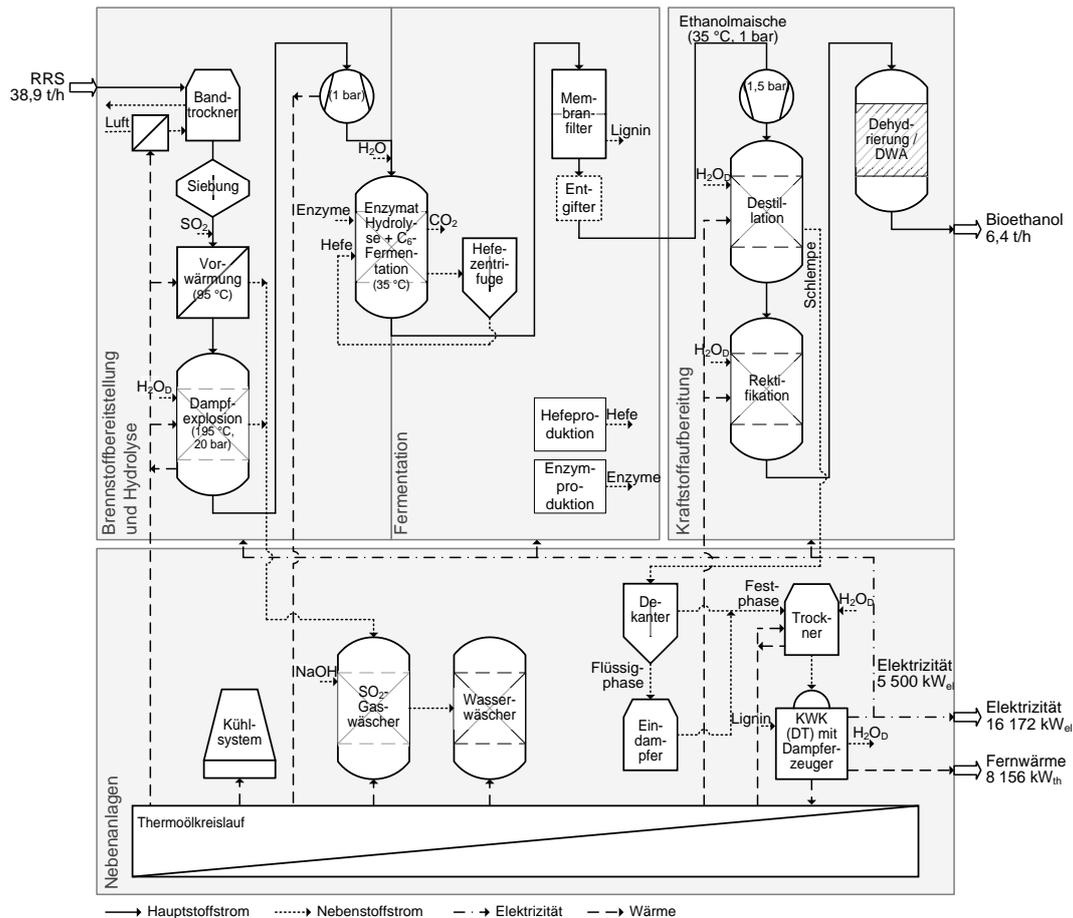


Abb. 4-2: Mittelfristiges EtOH-Konzept – vereinfachtes Verfahrensschema Bilanzraum B

4.2.3 Langfristiges Konzept

Eine Weiterentwicklung ist ebenso bei dem langfristigen Referenzkonzept für Bioethanol unterstellt. Im Einzelnen umfasst dies die folgenden Charakteristika.

- * *Bilanzraum A.* Für eine Leistungsgröße von ca. $465 \text{ MW}_{\text{BWL}}$ erfolgt die Bereitstellung der Holzhackschnitzel via Lkw und Bahn.
- * *Bilanzraum B.* Wie in Abb. 4-3 (Tabelle A-4) dargestellt, kann sich langfristig die simultane Verzuckerung und Cofermentation von C_5/C_6 -Zuckern etablieren (sog. SSCF, Tabelle 2-5; u. a. [1], [8], [86], [110], [295], [301]),. Der Rohstoffaufschluss erfolgt mittels des AFEX-Verfahrens (bei $90 \text{ }^\circ\text{C}$, 21 bar) (Tabelle 2-3), wobei selbiger zunächst mit NH_3 gequollen und anschließend durch Öffnen eines Ventils unter Verdampfung eines Teils des NH_3 in einen Flashbehälter explodiert wird. Das NH_3 wird nahezu vollständig ($< 95 \text{ Ma.}\%$) recycelt und zum AFEX-Prozess zurückgeführt. Anschließend finden enzymatische Hydrolyse und Fermentation gleichzeitig statt; Enzym- und Hefeproduktion erfolgen innerhalb der Bioethanolanlage. Dabei wird bezogen auf den eingesetzten Rohstoff eine Ausbeute an fermentierbaren Zuckern von 95 % unterstellt. Die Aufbereitung des Bioethanols erfolgt auch hier weitgehend analog zu den vorangestellten Konzepten mit Ausnahme der Schlempevergärung in einer Biogasanlage zur Prozessenergiebereitstellung.
- * *Bilanzraum C.* Der Ethanoltransport erfolgt analog den vorangestellten Konzepten.

* Bilanzraum D. Weiter verbesserte Flexible-Fuel-Fahrzeuge werden als Antrieb genutzt.

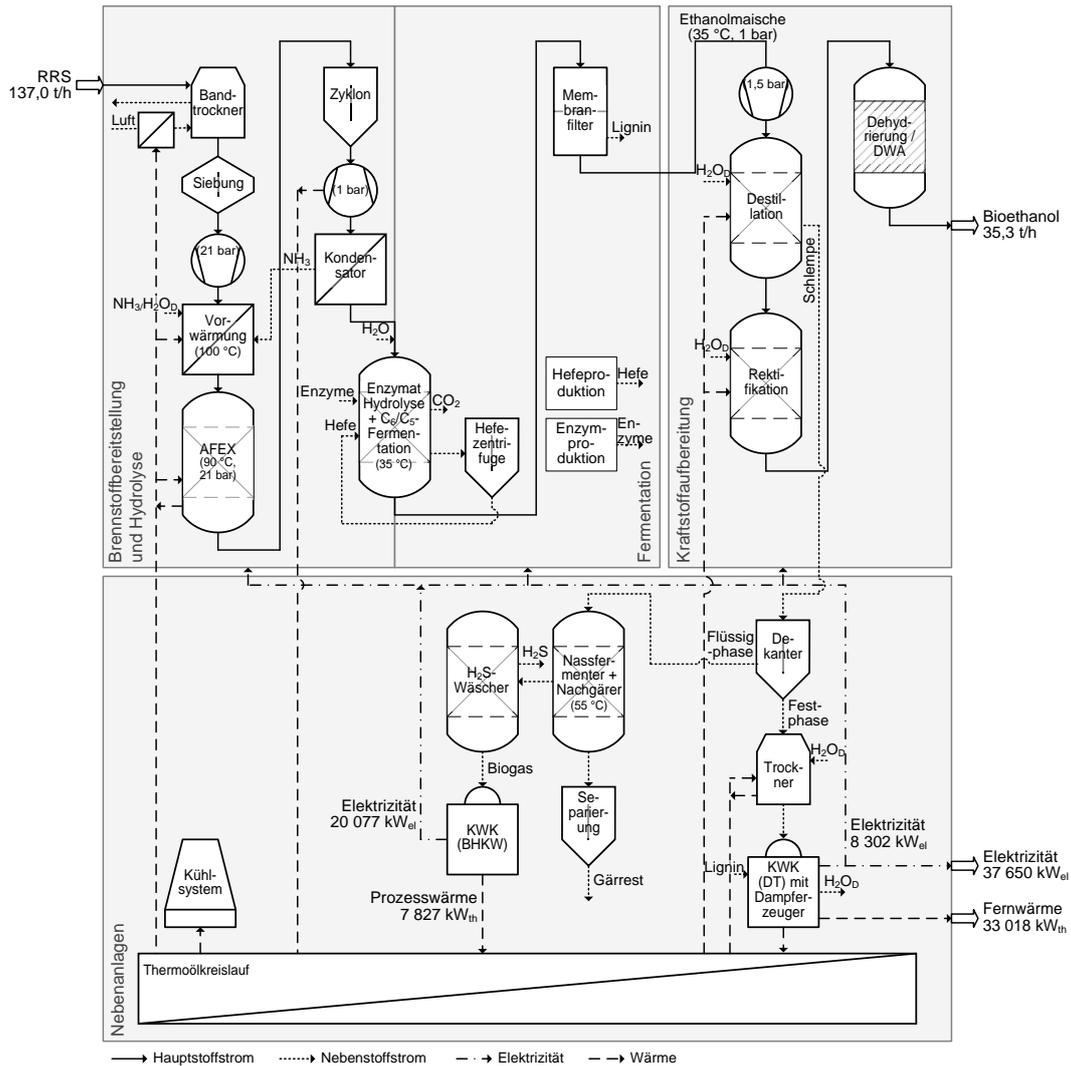


Abb. 4-3: Langfristiges EtOH-Konzept – vereinfachtes Verfahrensschema Bilanzraum B

4.3 Fischer-Tropsch-Diesel

Ausgehend von den aus aktueller Sicht zu erwartenden technischen Entwicklungsperspektiven von Fischer-Tropsch-Diesel (u. a. Kapitel 2.3.2.2) zeigt Tabelle 4-3 die für die einzelnen Zeithorizonte unterstellten konzeptspezifischen Technologien und Randannahmen der abgeleiteten Referenzkonzepte. Während das mittelfristige Konzept eine Weiterentwicklung des kurzfristigen Konzeptes darstellt, steht das langfristige Konzept stellvertretend für eine andere Technologieausrichtung, deren Umsetzung voraussichtlich erst später zum Tragen kommt.

Tabelle 4-3: Charakteristika der Referenzkonzepte für Fischer-Tropsch-Kraftstoffe

	Kurzfristig: FT-I	Mittelfristig: FT-II	Langfristig: FT-III
<i>Bilanzraum A</i>			
Logistikkonzept ^a	Lkw (A1)	Lkw-Bahn (A1-B4-C2)	Lkw-Pyrolyse-Lkw-Bahn (A1-B1-C1-D1-E1)
<i>Bilanzraum B</i>			
Leistung	45 MW _{BWL} (ca. 100 kt _{fA} /a)	650 MW _{BWL} (ca. 1 534 kt _{fA} /a)	2 000 MW _{BWL} (ca. 4 721 kt _{fA} /a)
Anlagenkapazität	21 MW _{KS} (ca. 13,5 kt/a)	287 MW _{KS} (ca. 188 kt/a)	970 MW _{KS} (ca. 636 kt/a)
Jahresvolllaststunden	7 500 h/a	8 000 h/a	8 000 h/a
Koppelprodukte	Elektrizität	Naphtha, Elektrizität	Naphtha, Elektrizität
Rohstoffaufbereitung	Bandrockner, 85 % _{TS}	Bandrockner, 85 % _{TS}	Dezentral: Trommeltrockner, 90 % _{TS} , allotherme Flashpyrolyse zu Slurry
Vergasungsreaktor ^b , Wärmezufuhr, Druckniveau, Vergasungsmittel	mehrstufig (NTV, HT-Flugstromvergaser), allotherm, drucklos, O ₂	mehrstufig (NTV, HT-Flugstromvergaser), allotherm, 35 bar, O ₂	Zentral: Flugstromvergaser, allotherm, 80 bar, O ₂
Gasreinigung-/konditionierung ^c	Gewebefilter, Fe(OH) ₂ -Wäsche WGS, Selexol, DWA	Gewebefilter, Fe(OH) ₂ -Wäsche WGS, Selexol, Dampfreformer, DWA	Wasserwäsche, Rectisol WGS, Rectisol, Autothermreformer, DWA
FT-Synthese (Art, Katalysator)	Festbett, Co	Festbett, Co	Suspension, Co
Kraftstoffaufbereitung	Rektifikation, Hydrocracker	Rektifikation, Hydrocracker	Rektifikation, Hydrocracker
Nebenanlagen ^d	LZA, DT-Prozess (η _{el} 28 %) mit Dampferzeuger	LZA, DT-Prozess (η _{el} 30 %) mit Dampferzeuger	LZA, DT-Prozess (η _{el} 31 %) mit Dampferzeuger
Prozessenergiebereitstellung ^e	P _{th} intern und extern, P _{el} intern	P _{th} intern, P _{el} intern	P _{th} intern, P _{el} intern und extern
<i>Bilanzraum C</i>			
Transportmittel ^f	Tkw über 150 km	Tkw über 150 km	Tkw über 150 km
Tankstelle / Energieverbrauch	0,334 kWh _{el} /t _{KS}	0,334 kWh _{el} /t _{KS}	0,334 kWh _{el} /t _{KS}
<i>Bilanzraum D</i>			
Antrieb	Dieselmotor	Dieselmotor	Dieselmotor
Streckenspezifischer KS-Verbrauch ^g	2,31 MJ/km _{FZ}	1,93 MJ/km _{FZ}	1,83 MJ/km _{FZ}

^a Ableitung erfolgt nach Abb. 2-2; ^b NTV-Niedertemperaturvergaser, HT-Hochtemperatur; ^c WGS-Wasser-Gas-Shift, DWA-Druckwechseladsorption; ^d LZA-Luftzerlegungsanlage, DT-Dampfturbine; ^e Bereitstellung der thermischen bzw. elektrischen Prozessenergie anlagenintern (z. B. über Prozessintegration) oder erforderliche externe Zufuhr (z. B. über das Stromnetz); ^f Tkw-Tankkraftwagen, Energieverbrauch für Distribution siehe auch [66]; ^g Kraftstoffverbrauch bezogen auf durchschnittliche Pkw-Flotte, Ermittlung nach KS-Effizienzverbesserungen ausgehend von 2,31 MJ/km_{FZ} nach [66], [102], [207], für Langfrist Annahme Verbrauchsreduktion von weiteren 5 %

4.3.1 Kurzfristiges Konzept

Das kurzfristige Konzept (Abb. 4-4) zur Bereitstellung von FT-Kraftstoffen ist angelehnt an den gegenwärtigen Entwicklungsstand der Demonstrationsanlage in Freiberg. Es ist hinsichtlich der Einzelbilanzräume wie folgt aufgebaut.

- * *Bilanzraum A.* Die Bereitstellung des Referenzrohstoffs (RRS) an die 45 MW_{BWL}-Anlage erfolgt via Lkw.
- * *Bilanzraum B.* Das in Abb. 4-4 dargestellte Anlagenkonzept (Tabelle A-5) bildet im Wesentlichen die Demonstrationsanlage basierend auf dem CarboV[®]-Verfahren ab (Kapitel 2.3.2.1, [6], [33], [34], [35], [237]). Grundlage für die Kraftstoffproduktion ist eine mehrstufige Vergasung von getrockneten Holzhackschnitzeln, wobei zunächst eine Verschwelung (partielle Oxidation bei 400 bis 500 °C) zu einem teerhaltigen Schwelgas und Koks erfolgt. Während das Schwelgas unterstöchiometrisch mit Sauerstoff und Wasserdampf bei Temperaturen von bis zu 1 400 °C teiloxidiert wird, wird der gemahlene Koks als Brennstaub eingeblasen, wobei durch chemisches Quenchen auf 700 bis 900 °C ein H₂- und CO-reiches, teerfreies Rohgas entsteht. Nach Gasabkühlung unter Wärmeauskopplung werden nicht umgesetzte Kokspartikel im Rohgas im Entstauber abgeschieden und in den Vergaser zurückgeführt. Anschließend erfolgt die Gaswäsche und -konditionierung – saure Wäsche und Wasserwäsche, Wasser-Gas-Shift und CO₂-Wäsche mittels Selexol sowie Reformierung der Fraktionen < C₅ aus der Kraftstoffaufbereitung zu Wasserstoff und dessen Reinigung über Druckwechseladsorption (DWA) – zu Synthesegas. Selbiges wird der FT-Synthese in einem Festbettreaktor (FB) zugeführt und unter Einsatz von Co-Katalysatoren zu FT-Rohprodukten umgesetzt, wobei nach einer Produkttrennung die Wachsfractionen über Hydrocracking mittels H₂-Zufuhr zu Diesel umgewandelt werden; das anfallende Naphtha wird rezirkuliert. Zur Gewinnung des Vergasungsmittels O₂ kommt eine Luftzerlegungsanlage (LZA) zum Einsatz. Im Prozess nicht genutzten Satteldampfströme werden mit Restgas aus der DWA-Anlage und extern zuzuführendes Erdgas überhitzt und anschließend in einem Dampfturbinenprozess zur Stromerzeugung entspannt.
- * *Bilanzraum C.* Die Distribution des produzierten FT-Diesels erfolgt via Tankkraftwagen (Kapitel 2.4.1.1).
- * *Bilanzraum D.* Die Nutzung des FT-Diesels findet in einem Dieselfahrzeug statt (Kapitel 2.5.1.1).

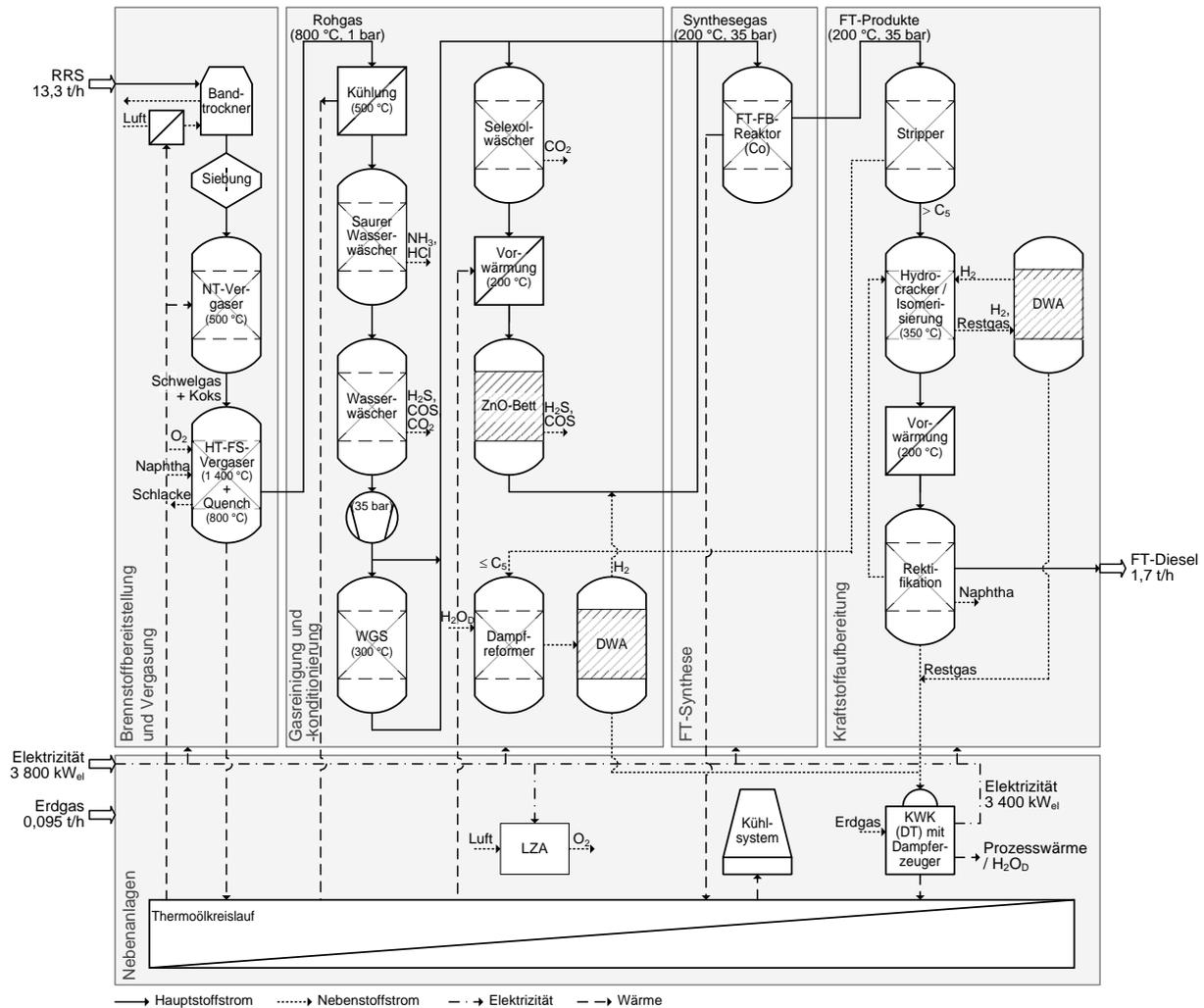


Abb. 4-4: Kurzfristiges FT-Konzept – vereinfachtes Verfahrensschema Bilanzraum B

4.3.2 Mittelfristiges Konzept

Das auf Basis des kurzfristigen Konzeptes weiterentwickelte mittelfristige Referenzkonzept umfasst die folgenden Einzelbilanzräume:

- * *Bilanzraum A.* Für eine Leistungsgröße von $650 \text{ MW}_{\text{BWL}}$ erfolgt die Bereitstellung der Holzhackschnitzel erfolgt via Lkw und Bahn.
- * *Bilanzraum B.* Das Anlagenkonzept (Abb. 4-5, Tabelle A-5) orientiert sich bezüglich der Leistungsgröße an erwarteten großtechnischen Anlagen zur FT-Kraftstoffproduktion ([222], [284]). Für die Trocknung des Referenzrohstoffs wird Trocknungsluft mit Niederdruckdampf aus dem Prozess (0,4 MPa) indirekt vorgewärmt. Nach Biomassezufuhr aus dem Anlagenbunker erfolgt die füllstandsgeregelte Beschickung des Druckschleusensystem und die Konditionierung auf Betriebsdruck der Vergasung von 35 bar, bevor der Brennstoff über einen Dosierbehälter kontinuierlich der mehrstufigen Vergasung mit O_2 zugeführt wird. Dabei anfallende flüssige Asche wird zu Schlacke verglast und abgezogen. Das entstehende Rohgas wird in einer mehrstufigen Gasbehandlung zu Synthesegas aufbereitet, welches dann über die Synthese und anschließende Produktaufbereitung zu Kraftstoff umgewandelt wird. Die Nebenaggregate sind analog zum kurzfristigen Konzept.

- * *Bilanzraum C.* Der Kraftstofftransport erfolgt analog den vorangestellten Konzepten.
- * *Bilanzraum D.* Der FT-Diesel wird in einem Dieselfahrzeug mit verbesserter Effizienz genutzt.

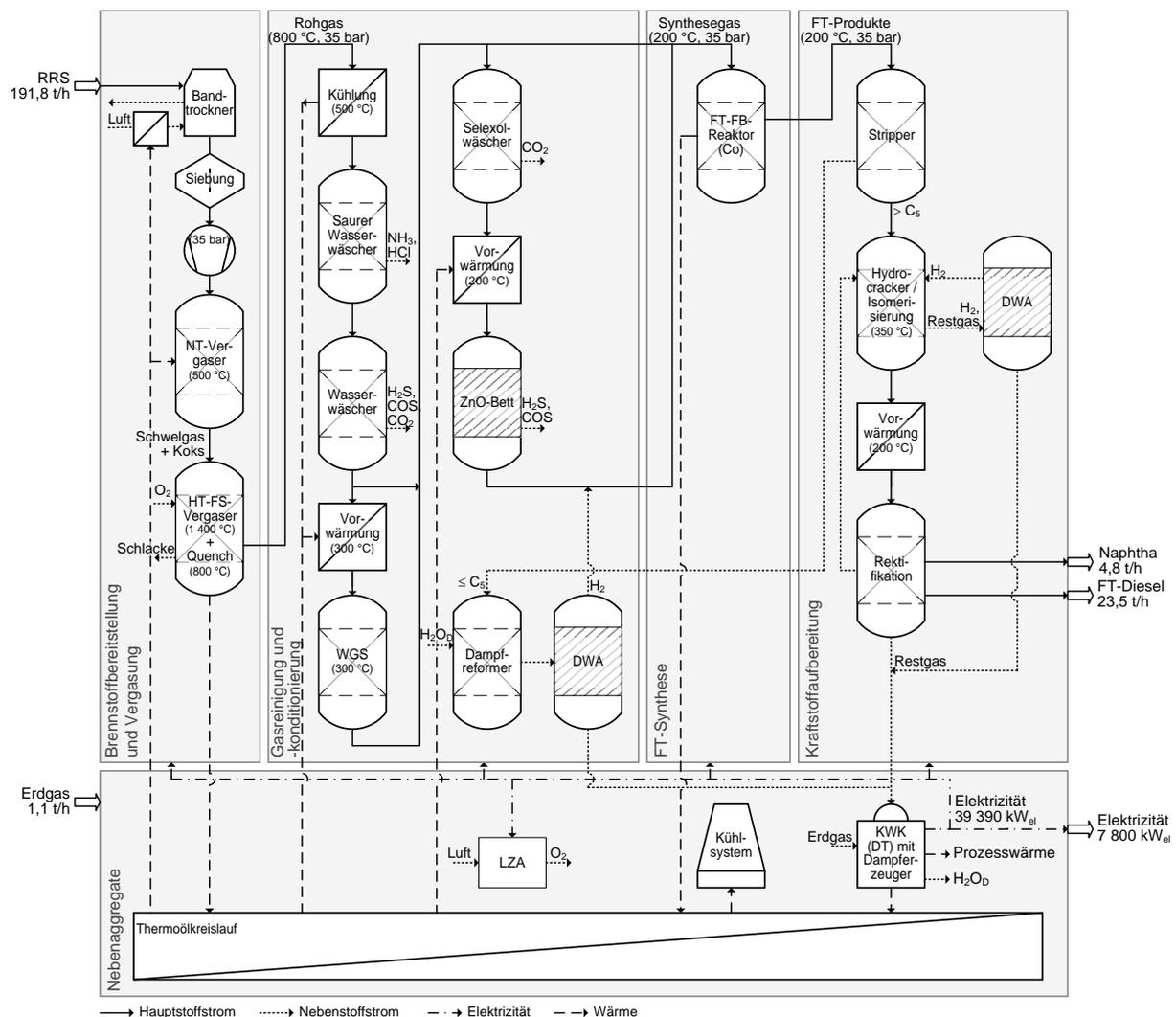


Abb. 4-5: Mittelfristiges FT-Konzept – vereinfachtes Verfahrensschema Bilanzraum B

4.3.3 Langfristiges Konzept

Abweichend von den vorgenannten Konzepten setzt das langfristige Konzept in Anlehnung an das bioliq[®]-Verfahren auf die Vorbehandlung von Biomasse in dezentralen Anlagen und anschließenden Einsatz des produzierten Pyrolyseslurries in zentralen großtechnischen FT-Anlagen (u. a. [117], [118], [162], [166]). Im Einzelnen umfasst dies.

- * *Bilanzraum A.* Die Bereitstellung des Referenzrohstoffs an die ca. 20 dezentralen Pyrolyseanlagen (mit jeweils ca. 100 MW_{BWL}, d. h. in Summe 2 000 MW_{BWL}) erfolgt via Lkw. Das dort produzierte Pyrolyseslurry wird zunächst via Lkw und anschließend via Bahn an die zentrale FT-Anlage (Leistungsgröße von ca. 1 400 MW) transportiert.
- * *Bilanzraum B.* Wie in Abb. 4-6 (Tabelle A-5) dargestellt, erfolgt in den dezentralen Pyrolyseanlagen nach Trocknung und Feinzerkleinerung der bereitgestellten Holzhackschnitzel die Flashpyrolyse (drucklos bei ca. 500 °C), wobei Doppelschnecken die Holzpartikel mit Größen weniger Millimeter und heißer Sand wie eine Pfropfenströmung durch den

Reaktor bewegen. Anschließend wird als eine Mischung aus Pyrolysekoks und -kondensat ein Pyrolyseslurry (Suspension) hergestellt (Kapitel 2.3.2.1). Während der Brennstoffbedarf für den Sanderhitzer aus anfallendem Pyrolysegas und geringen Mengen an Slurry gedeckt wird, dienen Holzhackschnitzel als Brennstoff für Kraftwerk und Dampferzeuger. Nach Transport des Holzslurries zur zentralen Anlage und Vorwärmung erfolgt die Vergasung der Suspension in einem Flugstromvergaser bei 80 bar und etwa 1 200 °C mit O₂ als Vergasungsmittel. Das gebildete Produktgas ist praktisch teerfrei und enthält nur sehr wenig CH₄. Aus Asche wird eine abtropfende Schlackeschicht gebildet, welche die Vergaserinnenwand vor Korrosion schützt. Anschließend erfolgt die Abkühlung des Produktgases unter Erzeugung von Prozessdampf. Die Aufbereitung zu Synthesegas erfolgt mehrstufig über Wasserwäscher und der ersten Stufe einer zweistufigen Rectisol-Wäsche (Tabelle 2-8), nach deren Durchlaufen eine Teilung des Gasstroms erfolgt. Während ein Teil direkt der Synthese zugeführt wird, durchläuft der andere Teil die Wasser-Gas-Shift-Reaktoren zur H₂-Bereitstellung für die Gaskonditionierung mit anschließender CO₂-Abtrennung in der zweiten Rectisol-Stufe. Die FT-Synthese findet in einem Suspensionsreaktor an Co-Katalysatoren statt, wobei frei werdende Wärme sowie nicht umgesetztes Synthesegas im Prozess energetisch in einer GuD-KWK-Anlage genutzt werden. Zur Erhöhung der Kraftstoffausbeute ist ein autothermer Reformier (Kapitel 2.3.2.1) für die Umsetzung von niederen Kohlenwasserstoffe ($\leq C_5$) aus der Synthese kommend zu H₂ und CO mit anschließender H₂-Abtrennung mittels Druckwechseladsorption (DWA) vorgesehen. Die Aufbereitung der FT-Rohprodukte zu Kraftstoff erfolgt analog der genannten Konzepte.

- * *Bilanzraum C.* Die Kraftstoffdistribution erfolgt analog den vorherigen Konzepten.
- * *Bilanzraum D.* Zur Anwendung kommt der FT-Diesel in einem weiterentwickelten Dieselfahrzeug.

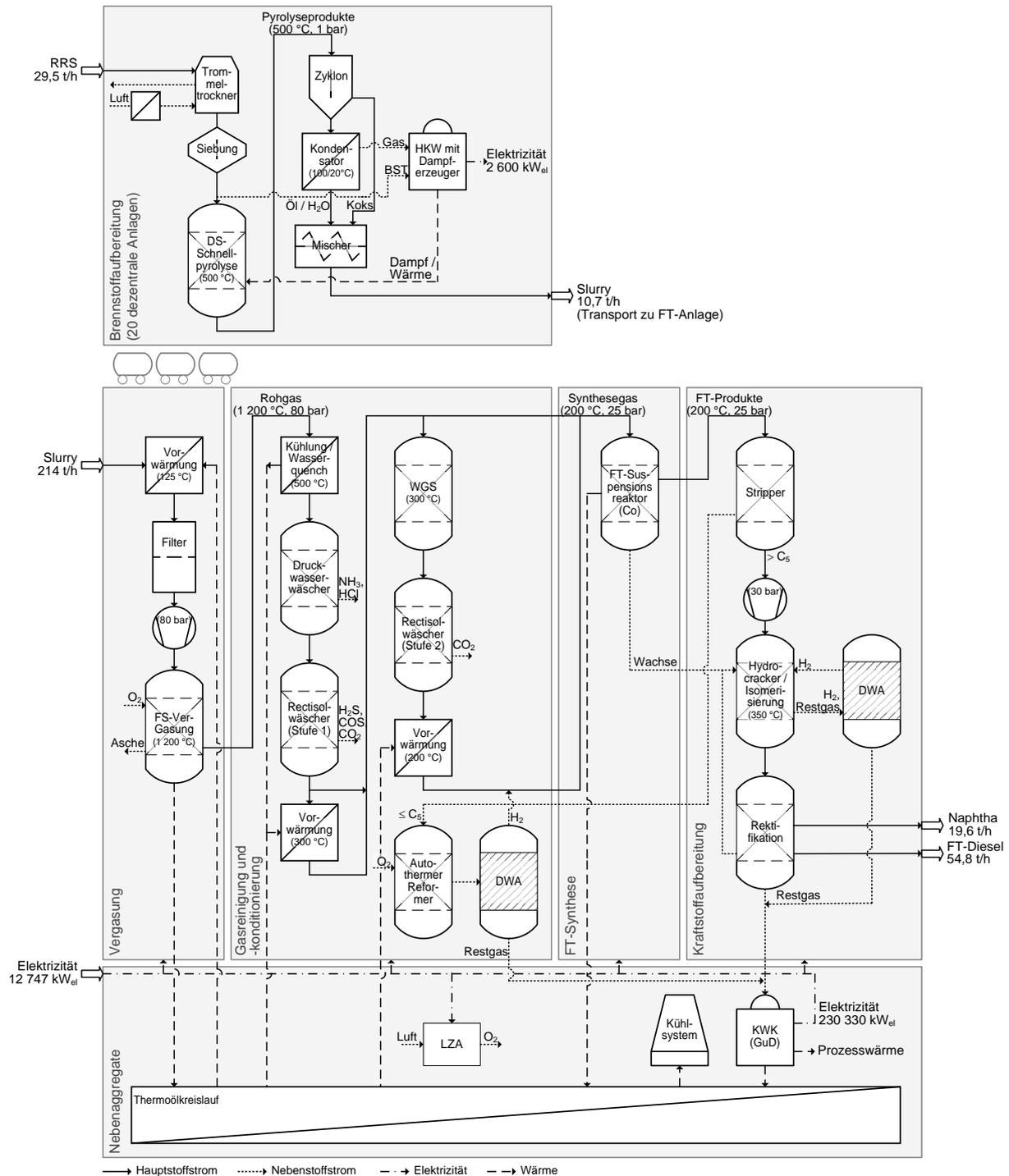


Abb. 4-6: Langfristiges FT-Konzept – vereinfachtes Verfahrensschema Bilanzraum B

4.4 Bio-SNG

Die nachfolgend vorgestellten Referenzkonzepte orientieren sich an den gegenwärtig absehbaren technischen Entwicklungsperspektiven für Bio-SNG (Kapitel 2.3.3.2) und variieren in der Art der Biomassevergasung, der Gasreinigung und -konditionierung sowie der Methanisierung. Dabei wird berücksichtigt, welche der aktuell unterschiedlichen Entwicklungsausrichtungen zu den einzelnen Zeithorizonten zur Umsetzung kommen kann. Die jeweils unterstellten Technologien und Randannahmen sind in Tabelle 4-4 aufgeschlüsselt.

Tabelle 4-4: Charakteristika der Referenzkonzepte für Bio-SNG

	Kurzfristig: SNG-I	Mittelfristig: SNG-II	Langfristig: SNG-III
<i>Bilanzraum A</i>			
Logistikkonzept ^a	Lkw (A1)	Lkw-Bahn (A1-B4-C2)	Lkw-Bahn (A1-B4-C2)
<i>Bilanzraum B</i>			
Leistung	30 MW _{BWL} (ca. 66 kt _{fA} /a)	100 MW _{BWL} (ca. 236 kt _{fA} /a)	500 MW _{BWL} (ca. 1 180 kt _{fA} /a)
Anlagenkapazität	22 MW _{KS} (ca. 12 kt/a)	77 MW _{KS} (ca. 44 kt/a)	371 MW _{KS} (ca. 214 kt/a)
Jahresvolllaststunden	7 500 h/a	8 000 h/a	8 000 h/a
Koppelprodukte	Fernwärme, Elektrizität	Fernwärme	Fernwärme, Elektrizität
Rohstoffaufbereitung	Bandrockner, 85 % _{TS}	Bandrockner, 85 % _{TS}	Bandrockner, 85 % _{TS}
Vergasungsreaktor, Wärmezufuhr, Bettmaterial	Zirkulierende Zweitbettwirbelschicht, allotherm, Olivin ((Mg,Fe) ₂ SiO ₄)	Zirkulierende Zweitbettwirbelschicht, allotherm, Calcit (CaO)	Zirkulierende Zweitbettwirbelschicht, allotherm, Sand (SiO ₂)
Vergasungsmittel, -druck	H ₂ O _D , 1 bar	H ₂ O _D , 1 bar	H ₂ O _D , 7 bar
Gasreinigung-/konditionierung ^b	Precoatfilter, RME-Wäscher, Aktivkohle, ZnO	Precoatfilter, RME-Wäscher, Aktivkohle, ZnO	Zyklon, Ölgaswäscher, Saurer Wäscher, MEA-Wäscher, Aktivkohle, ZnO
Methanisierung (Art, Katalysator)	Wirbelschicht, Ni	Festbett, Ni	Festbett, Ni
Gasaufbereitung ^c	Saurer Wäscher, MEA-Wäscher, TEG-Trocknung, H ₂ -Membran, Propanzugabe	Saurer Wäscher, TEG-Trocknung, H ₂ -Membran, Propanzugabe	TEG-Trocknung, H ₂ -Membran, Propanzugabe
Nebenanlagen ^d	Thermoölkreislauf, ORC-Prozess, Kühlsystem, Dampferzeuger	Thermoölkreislauf, Kühlsystem, Dampferzeuger	Thermoölkreislauf, ORC-Prozess, Kühlsystem, Dampferzeuger
Prozessenergiebereitstellung ^e	P _{th} intern, P _{el} intern und extern	P _{th} intern, P _{el} extern	P _{th} intern, P _{el} intern und extern
<i>Bilanzraum C</i>			
Distributionsmedium ^f (Einspeisedruck)	Erdgaspipeline, 16 bar	Erdgaspipeline, 70 bar	Erdgaspipeline, 70 bar
Tankstelle (Ausspeise-, Abgabedruck)	16 bar, 250 bar	16 bar, 250 bar	16 bar, 250 bar
Tankstelle, Energieverbrauch	0,0936 kWh _{el} /m ³ _N	0,0936 kWh _{el} /m ³ _N	0,0936 kWh _{el} /m ³ _N
<i>Bilanzraum D</i>			
Antrieb	Gasottomotor	Gasottomotor	Gasottomotor
Streckenspezifischer KS-Verbrauch ^g	2,74 MJ/km _{FZ}	2,10 MJ/km _{FZ}	2,00 MJ/km _{Pkw}

^a Ableitung erfolgt nach Abb. 2-2; ^b RME-Rapsmethylester, MEA- Monoethanolamin; ^c TEG- Triethylenglykol; ^d ORC-Organic Rankine Cycle; ^e Bereitstellung der thermischen bzw. elektrischen Prozessenergie anlagenintern (z. B. über Prozessintegration) oder erforderliche externe Zufuhr (z. B. über das Stromnetz); ^f Energieverbrauch für Distribution siehe auch [66]; ^g Kraftstoffverbrauch bezogen auf durchschnittliche Pkw-Flotte, Ermittlung nach KS-Effizienzverbesserungen ausgehend von 2,74 MJ/km_{FZ} nach [66], [102], [207], für Langfrist Annahme Verbrauchsreduktion von weiteren 5 %

4.4.1 Kurzfristiges Konzept

Das kurzfristige Referenzkonzept orientiert sich hinsichtlich der technischen Komponenten wesentlich an dem im österreichischen Güssing errichteten Demonstrationsprozess. Es umfasst die folgenden Einzelbilanzräume.

- * *Bilanzraum A.* Die Bereitstellung des Referenzrohstoffs (RRS) erfolgt via Lkw für eine Leistungsgröße von ca. 30 MW_{BWL}.
- * *Bilanzraum B.* Das in Abb. 4-8 (Tabelle A-6) dargestellte Anlagenkonzept basiert auf dem genannten Demonstrationsprozess (Kapitel 2.3.3, u. a. [120], [239]). Charakteristisch hierfür ist neben einer allothermen zirkulierenden Zweibettwirbelschichtvergasung (mit Wasserdampf bei ca. 850 bis 900 °C) von zuvor getrockneten Holzhackschnitzeln, die Gasreinigung bestehend aus Precoat-Filter, Biodieselwäsche sowie Aktivkohle- und ZnO-Bett und anschließender Methanisierung in Wirbelschichtreaktoren. Die Gasaufbereitung erfolgt mittels saurem Wäscher, Aminwäsche und Glykoltrocknung. Zudem wird während der Methanisierung nicht umgesetztes H₂ mittels Membran abgetrennt. Sie inkludiert gleichzeitig die Gaskomprimierung auf 16 bar zur Einspeisung in das Erdgasnetz. Zur Einhaltung der brennstofftechnischen Eigenschaften wird das Bio-SNG abschließend einer Propanzugabe unterzogen. Die Bereitstellung der notwendigen Prozessenergie erfolgt durch Wärmerückgewinnung aus den einzelnen Prozessstufen (z. B. Gaskonditionierung, Methanisierung), wobei mittels eines integrierten ORC-Prozesses neben Prozess- und Fernwärme auch Elektrizität produziert wird, der intern genutzt wird.
- * *Bilanzraum C.* Nach der Bio-SNG-Distribution im Erdgasnetz erfolgt die Ausspeisung bei ca. 16 bar an einer typischen Gastankstelle (Kapitel 2.4.1.1). Dort wird das Gas auf ca. 250 bar für die Abgabe an den Endverbraucher komprimiert.
- * *Bilanzraum D.* Genutzt wird der Kraftstoff in einem CNG-Fahrzeug mit Gasotomotor (Kapitel 2.5.1.1).

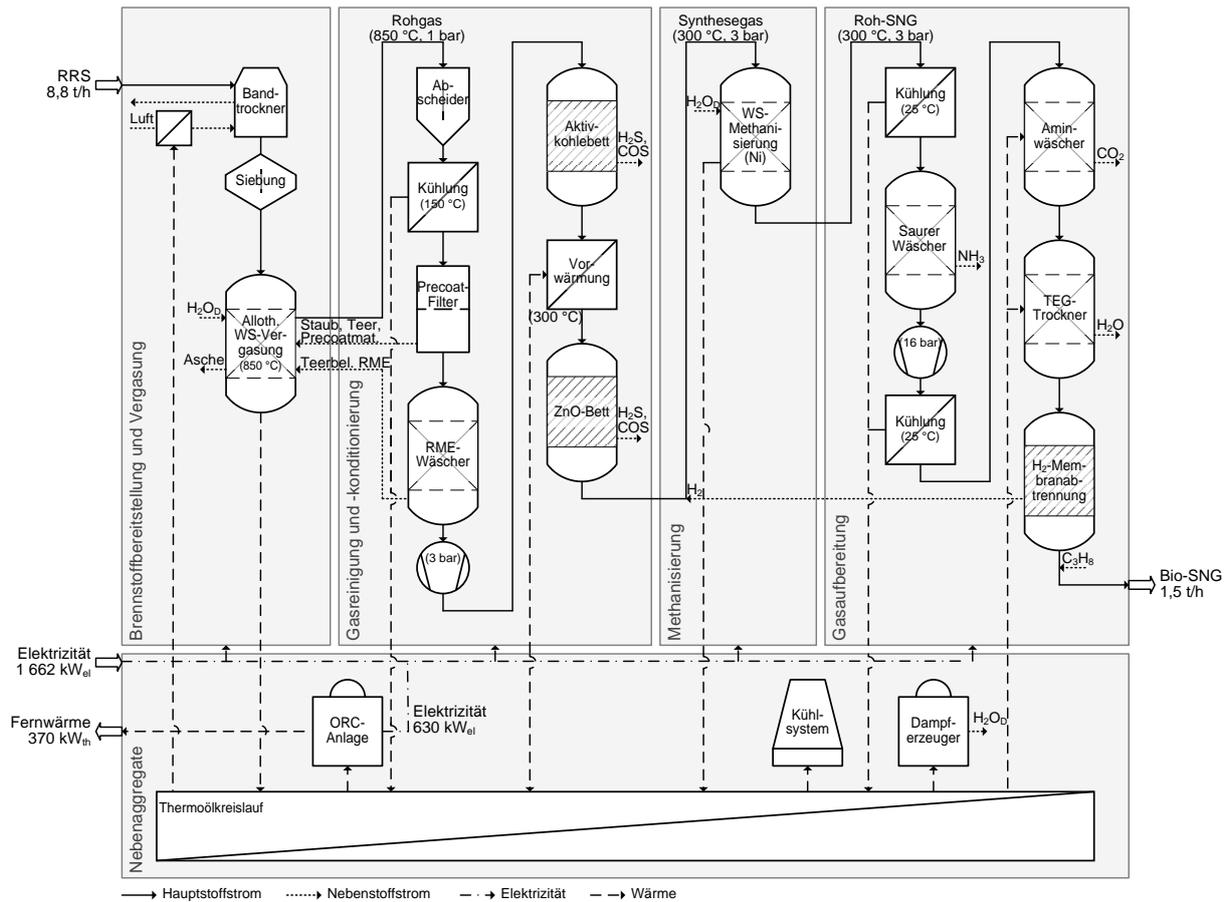


Abb. 4-7: Kurzfristiges Bio-SNG-Konzept – vereinfachtes Verfahrensschema Bilanzraum B

4.4.2 Mittelfristiges Konzept

Eine Entwicklungsrichtung, die in etwa 10 bis 15 Jahren realisiert werden könnte, stellt das mittelfristige Referenzkonzept dar. Es beinhaltet im Einzelnen folgende Charakteristika.

- * *Bilanzraum A.* Die Rohstoffbereitstellung für eine Leistungsgröße von $100 \text{ MW}_{\text{BWL}}$ wird mittels Lkw und Bahn realisiert.
- * *Bilanzraum B.* Aufbauend auf dem kurzfristigen Anlagenkonzept werden für das in Abb. 4-8 (Tabelle A-6) dargestellte mittelfristige Anlagenkonzept Änderungen vorgesehen bei der Biomassevergasung (d. h. Ergänzung der o. g. Wirbelschichtvergasung um das AER-Prinzip bei Temperaturen von 650 bis 700 °C, Tabelle 2-6, u. a. [244], [307]) und daraus resultierend der Gasreinigung, Methanisierung (Festbettreaktor) und Gasaufbereitung. Durch die AER-Vergasung sind hohe H_2 - und CH_4 -Anteile im Produktgas realisierbar, so dass in den Festbettreaktoren der Methanisierung zusätzlich CO_2 (mit H_2) zu CH_4 und H_2O umgesetzt werden kann. Eine anschließende CO_2 -Entfernung ist daher nicht erforderlich. Der gleichzeitig höhere Wasserdampfbedarf der AER-Vergasung macht jedoch einen ORC-Anlagenbetrieb nicht sinnvoll möglich, so dass nur Prozesswärme intern bereitgestellt wird.
- * *Bilanzraum C.* Mit Bezug auf die einzuspeisenden vergleichsweise größeren Gasmengen erfolgt die Einspeisung bei einem Netzdruck von 70 bar. Die Distribution findet analog zum kurzfristigen Referenzkonzept statt.

- * *Bilanzraum D.* Bio-SNG wird in einem CNG-Fahrzeug mit verbesserter Effizienz eingesetzt.

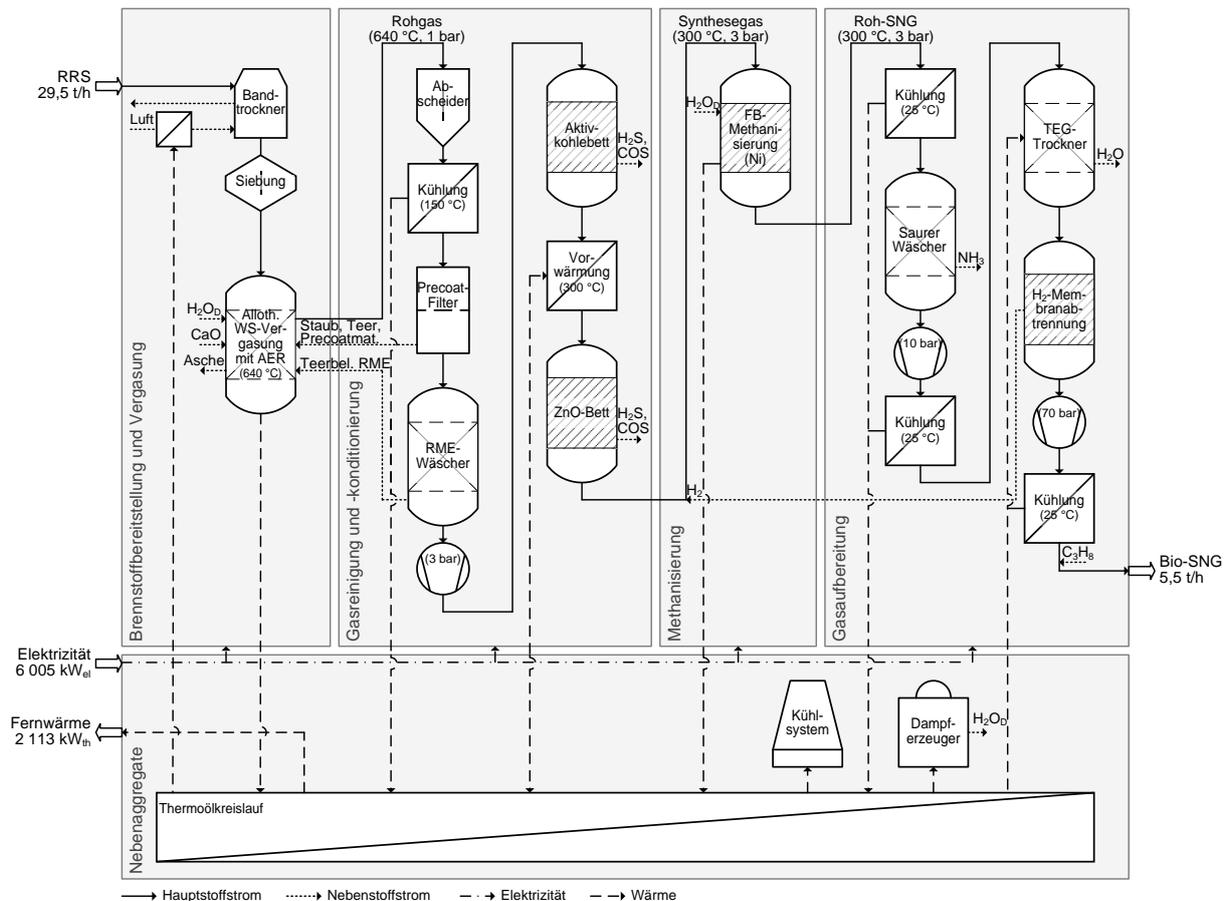


Abb. 4-8: Mittelfristiges Bio-SNG-Konzept – vereinfachtes Verfahrensschema Bilanzraum B

4.4.3 Langfristiges Konzept

Das langfristige Referenzkonzept orientiert sich teils an den in den Niederlanden entwickelten Konzept- und Technologieansätzen, die insgesamt eine Realisierung im großen Leistungsbereich versprechen (u. a. [17], [62], [308], [309]). Für die einzelnen Bilanzräume umfasst dies.

- * *Bilanzraum A.* Die Biomassebereitstellung für eine Leistungsgröße von 500 MW_{BWL} erfolgt via Lkw und Bahn.
- * *Bilanzraum B.* Wie in Abb. 4-9 (Tabelle A-6) dargestellt, kommen bei dem langfristigen Anlagenkonzept eine allotherme Wirbelschichtvergasung unter Druckaufladung bei 7 bar und eine sog. Heißgasreinigung mittels Zyklon und Ölgaswäscher, der neben der Staub- und Teerabscheidung gleichzeitig die Gaskühlung übernimmt, zum Einsatz. Zudem wird eine mehrstufige Festbettmethanisierung vorgesehen, nachdem zuvor CO₂ über eine Aminwäsche abgeschieden wurde. Die Gasaufbereitung umfasst die Glykoltrocknung und H₂-Abtrennung mittels Membran. Die Prozessenergiebereitstellung erfolgt durch Wärmerückgewinnung aus den einzelnen Prozessstufen einschließlich eines integrierten ORC-Prozesses.
- * *Bilanzraum C.* Die Distribution findet analog zum mittelfristigen Referenzkonzept statt.

* Bilanzraum D. Für die Nutzung von Bio-SNG kommt ein weiter verbessertes CNG-Fahrzeug zum Einsatz.

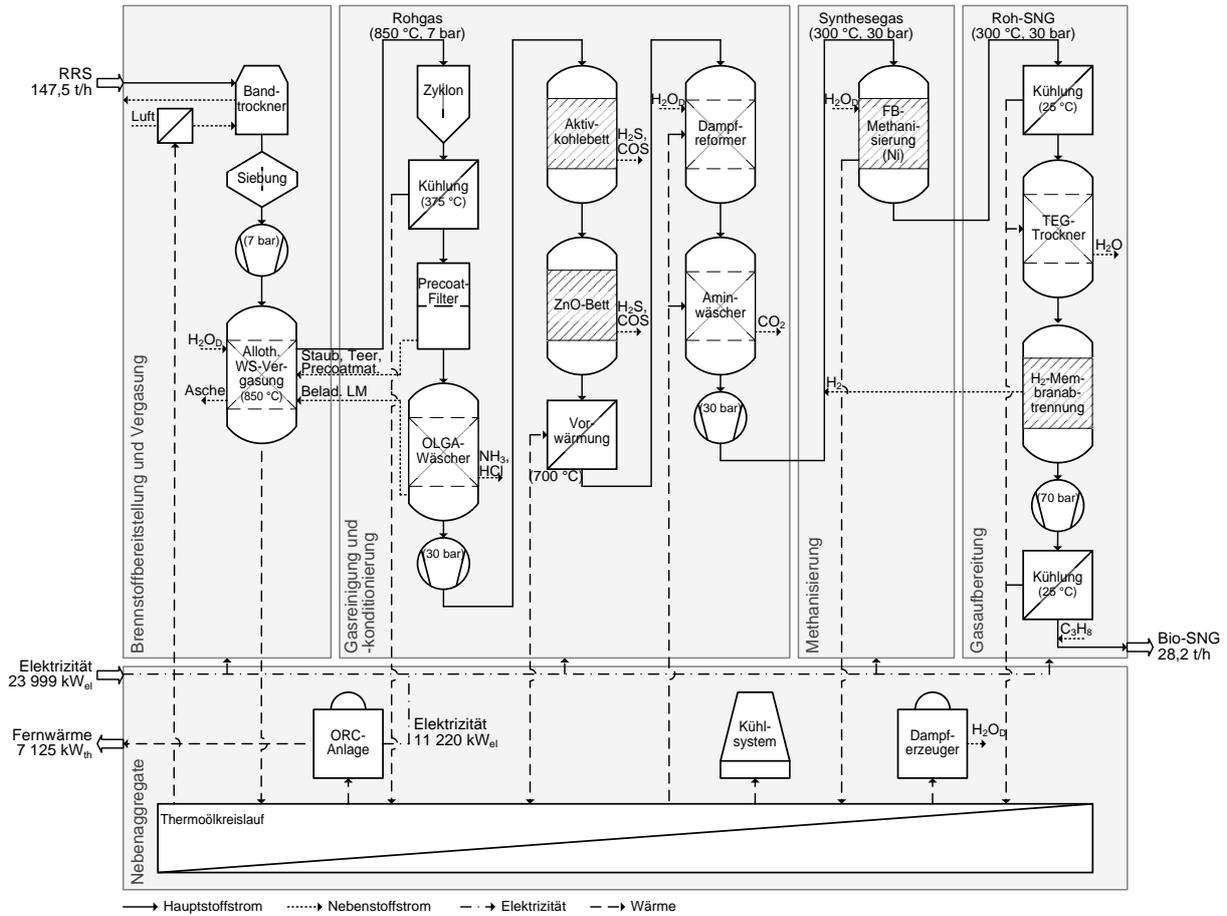


Abb. 4-9: Langfristiges Bio-SNG-Konzept – vereinfachtes Verfahrensschema Bilanzraum B

5 ANALYSE UND BEWERTUNG

Über die dargestellten denkbaren Referenzkonzepte für Bioethanol, Fischer-Tropsch-Diesel und Bio-SNG (Kapitel 4) wurden mögliche zukünftige Technologien entlang der gesamten Bereitstellungskette abgebildet. Nachfolgend werden diese Referenzkonzepte gemäß der vorgestellten methodischen Vorgehensweise nach ausgewählten Kenngrößen analysiert und bewertet (Kapitel 3). Dabei bedarf es für die Gewährleistung der Vergleichbarkeit der Konzepte in der Ergebnisdiskussion jeweils der Festlegung einheitlicher Randbedingungen. Dazu wird zunächst die für die Analyse und Bewertung zugrunde gelegte Datenbasis erörtert, bevor die Anwendung der Methodik sowie die daraus resultierten Ergebnisse für Technik, Ökonomie und Ökologie dargestellt werden. Abschließend erfolgt eine gesamtheitliche Gegenüberstellung der Referenzkonzepte in Form einer Gesamtbewertung.

5.1 Datengrundlage

Für die nachfolgende Ermittlung der technischen, ökonomischen und ökologischen Kenngrößen werden zur Charakterisierung der Referenzkonzepte einheitliche Daten und Randbedingungen zugrunde gelegt. Sie sind nachfolgend für die einzelnen Bilanzräume aufgeführt. Spezifische für die Einzelanalysen relevanten Daten und Randannahmen werden in den jeweiligen Kapiteln zur Anwendung der Methodik für Technik, Ökonomie und Ökologie erörtert.

Die als Grundlage für die Analyse und Bewertung der Referenzkonzepte verwendeten Daten stammen sowohl aus theoretischen Überlegungen, verfügbaren Studien, Veröffentlichungen, Marktdaten und Datenbanken, als auch aus laufenden F&E-Projekten und aus Erfahrungen aus dem praktischen Anlagenbetrieb unter entsprechender Adaptierung auf die hier untersuchten Referenzkonzepte. Sie sind jeweils für die Einzelbilanzräume bzw. Konzepte dokumentiert. Für die Abschätzung der Effekte bei vom Basisfall (d. h. für die hier zugrunde zu legenden Daten und Annahmen) abweichenden Parametern (z. B. durch Datenunsicherheit) auf Einzelergebnisse, der Robustheit der ermittelten Gesamtergebnisse und damit der Vorteilhaftigkeit der Referenzkonzepte untereinander werden in den Einzelanalysen für Teilaspekte Sensitivitätsanalysen durchgeführt (Kapitel 3).

5.1.1 Bilanzraum A

Die Datengrundlage umfasst die Charakteristika für den Referenzrohstoff (Weide) mit Bezug auf dessen Eigenschaften (z. B. Hauptbestandteile, brennstofftechnische und mechanisch-physikalische Eigenschaften) und das mittel- bis langfristig steigende energiebezogene flächenspezifische Potenzial für dessen Anbauertrag (Tabelle A-1). Letztere ergibt sich aus den in [194] ausgewiesenen technischen Biomassepotenzialen und dient der Ermittlung der jeweiligen Transportdistanzen der Biomassebereitstellung.

Für die Kultivierung und Verfügbarmachung des Referenzrohstoffes wird vereinfachend unterstellt, dass direkte Landnutzungsänderungen ausgeschlossen werden können und indirekte Landnutzungsänderungen unberücksichtigt bleiben. Der Anbau der Weide erfolgt auf mehrjährigen Brachflächen. Als Düngung wird der Einsatz von Mineraldünger unterstellt. Für die land- respektive forstwirtschaftlichen Nutzfahrzeuge während der Kultivierung und Ernte sowie Verfügbarmachung frei Zwischenlager kommt Mineralöldiesel als Kraftstoff zum Einsatz.

Die technischen Charakteristika und Ausgangsgrößen für die Bereitstellung des Referenzrohstoffs enthält Tabelle A-3. Gemäß der Logistikkonzepte (Tabelle 4-2 ff.) werden die jeweiligen zurückgelegten Tonnenkilometer berücksichtigt. Dabei wird zugrunde gelegt, dass der Straßentransport via Lastkraftwagen bei Einhaltung der Schadstoffklasse EURO 3 erfolgt sowie der Schienentransport via Frachtgüterzug.

Bei dem Referenzkonzept, das eine dezentrale Pyrolyse zur Biomassekonditionierung beinhaltet (d. h. FT-III, Kapitel 4.3.3), werden für den Bilanzraum A lediglich die Bereitstellung des Referenzrohstoffs an die dezentralen Pyrolyseanlagen sowie die Bereitstellung des Pyrolyseslurries an die Biokraftstoffproduktionsanlage betrachtet. Die spezifischen Aufwendungen für den Betrieb der Pyrolyseanlagen werden unter Bilanzraum B einbezogen. Dies gewährleistet einen objektiven Vergleich der einzelnen Referenzkonzepte unter jeweils vergleichbaren Randbedingungen.

5.1.2 Bilanzraum B

Die Bilanzierung der Produktionsanlagen (Kapitel 3.5) zur Ermittlung der spezifischen Input-Output-Verhältnisse erfolgt jeweils auf Basis der Stoff- und Energiedaten, die im Detail Tabelle A-4 ff entnommen werden können. Die Charakteristika (u. a. Dichte, Heizwert) für die Kraftstoffe Bioethanol, Fischer-Tropsch-Diesel, Bio-SNG sind in Tabelle A-2 aufgeführt. Für die für die Ökobilanz (Kapitel 3.4.2) relevanten Nebenprozessketten wird für die externe Prozessstromversorgung der deutsche Strommix frei Netz zugrunde gelegt. Des Weiteren beinhaltet dies die Bereitstellung der notwendigen Hilfsstoffe (z. B. Waschmittel, Katalysatoren, Bettmaterial) sowie die Entsorgung der Rückstände (z. B. Schlacke, Asche). Zudem werden im Fall des kurzfristigen SNG-Konzeptes (SNG-I) spezifische Methanverluste von 0,1 % bei der Kraftstoffaufbereitung berücksichtigt. Die anfallenden Koppelprodukte (d. h. Naphtha, Elektrizität und Wärme) werden entsprechend über die Allokation in der Bilanz berücksichtigt.

5.1.3 Bilanzraum C

Die Flüssigkraftstoffe werden mittels Tanklastwagen (Schadstoffklasse EURO 3) frei Tankstelle bereitgestellt, wobei eine durchschnittliche Entfernung von 150 km unterstellt wird. Der gasförmige Kraftstoff Bio-SNG hingegen wird frei Produktionsanlage in das Erdgasnetz eingespeist (Tabelle 4-4) und steht dann an der Gastankstelle zur Verfügung. Zudem werden bei Bio-SNG spezifische Methanverluste berücksichtigt.

Darüber hinaus werden jeweils die Energieaufwendungen für die Kraftstoffabgabe an der Tankstelle in Form von Elektrizität (hier Strommix Deutschland frei Netz) einbezogen (Tabelle 4-2 ff.).

5.1.4 Bilanzraum D

Der streckenspezifische Kraftstoffverbrauch für den Einsatz im Fahrzeug ist ebenso in Tabelle 4-2 ff aufgeführt.

5.2 Technik

Im Rahmen der technischen Analyse und Bewertung werden die Referenzkonzepte hinsichtlich ausgewählter technischer Kenngrößen untersucht, welche eine Abschätzung der relativen

Vorteilhaftigkeit der einzelnen Konzepte untereinander ermöglichen. Dazu wird zunächst die Anwendung der beschriebenen Methodik auf die genannten Biokraftstoffoptionen (Kapitel 3.2.2) erörtert. Basierend darauf werden die so ermittelten Ergebnisse dargestellt und diskutiert.

5.2.1 Anwendung der Methodik

Nachfolgend wird die angewendete Methodik zur Ermittlung der technischen Kenngrößen respektive der diese beschreibenden Zielwerte für die Einschätzung der relativen Vorteilhaftigkeit der Referenzkonzepte dargelegt.

5.2.1.1 Ermittlung der Zielgrößen

Wie in Kapitel 3.2.2 beschrieben erfolgt zunächst die Definition der technischen Kenngrößen anhand eines Zielsystems bestehend aus den Bilanzräumen sowie den (Ziel-)Kriterien ZK , welche wiederum entsprechende Unterziele UZ beschreiben, die ihrerseits den zwei Oberzielen (OZ , hier Funktionsfähigkeit und Entwicklungspotenzial der Konzepte) zugeordnet sind (Tabelle 3-3). Die zu ermittelnden Kriterien sind in Tabelle A-10 beschrieben.

Die Gewichtung der Kriterien und Unterziele untereinander erfolgt über Rangfolgematrizen gemäß Tabelle 3-2, der Gewichtungsfaktor wird anhand Gleichung (3-1) berechnet. Dabei werden für eine Sensitivitätsanalyse die Unterziele auch auf das jeweils andere Oberziel modifiziert gewichtet. Die jeweilige Rangfolge und die resultierenden Gewichtungen können Tabelle A-11 f. entnommen werden.

Parallel dazu werden die Kriterien für die einzelnen Referenzkonzepte ermittelt. Zur Berechnung werden stationäre, instationäre und dynamische Methoden unterschieden. Da für die hier angewandte Methodik die Ermittlung der Zielgrößen (d. h. spezifische Input-Output-Verhältnisse in Form spezifischer Energieaufwendungen je Einzelbilanzraum) jeweils auf Basis der Stoff- und Energiedaten im Vordergrund steht, ist eine Untersuchung des stationären Zustandes ausreichend. Die Berechnung der Zielgrößen erfolgt für die jeweiligen Kriterien auf der genannten Datengrundlage anhand der Gleichungen (A-1) ff. Sie sind für die Referenzkonzepte in einer Zielgrößenmatrix zusammengefasst (Tabelle A-13).

5.2.1.2 Ermittlung der Zielwerte

Aufbauend auf den ermittelten Zielgrößen werden für die objektive Gegenüberstellung der Referenzkonzepte und der Beurteilung der Zielgrößen selbigen über Maßzahlen Zielwerte zugeordnet. Dies geschieht über eine Wertskala in Form eines Punktesystems mit Maßzahlen von 1 (d. h. der ungünstigste bzw. schlechteste Fall) bis 5 (d. h. der günstigste bzw. beste Fall). Für die Bestimmung der Maßzahlen werden vereinfacht lineare Wertefunktionen zugrunde gelegt, welche als verhältnismäßig gleichverteilte Intervalle die Bandbreite der Zielgrößen repräsentieren (Tabelle A-14).

Zusammen mit den genannten Gewichtungsfaktoren werden die Einzelzielwerte gemäß Gleichungen (3-2) f. in Zielwerte je Unterziele bzw. je Oberziele überführt, die in Form des (Gesamt-)Nutzwertes den Indikator für die Vorteilhaftigkeit der betrachteten Referenzkonzepte untereinander darstellen. Dies wird in einer Zielwertmatrix (Tabelle A-15) zusammengefasst. Zur Überprüfung der Sicherheit der Bewertung erfolgt die Sensitivitätsanalyse abweichend vom Basisfall (Gewichtung der UZ_{11} bis UZ_{14} auf OZ_1 sowie UZ_{21} auf OZ_2 , Abb. 3-3)

durch modifizierte Gewichtung der Unterziele auf das jeweils andere Oberziel (d. h. UZ_{11} bis UZ_{14} auf OZ_1 sowie UZ_{21} auf OZ_2 , Tabelle A-11).

5.2.2 Ergebnisse

Nachfolgend werden für die untersuchten Referenzkonzepte (hierfür verwendete Abkürzungen in Tabelle 4-1) die ermittelten Ergebnisse für einzelne technischen Kenngrößen zunächst ausgewählte spezifischer Energieaufwendungen, die Grundlage für die Ermittlung der Zielgrößen sind, dargestellt und interpretiert. Gleiches folgt im Anschluss daran für die Zielwerte.

5.2.2.1 Ausgewählte Zielgrößen

Als Grundlage für die Ermittlung der Zielgrößen werden die spezifischen Energieaufwendungen respektive energetischen Wirkungsgrade für die Bereitstellung des Referenzrohstoffs (Bilanzraum A), die Biokraftstoffproduktion (Bilanzraum B) sowie die Nutzenergiebereitstellung (Bilanzraum A bis D) aufgezeigt.

Bereitstellung des Referenzrohstoffs

Die spezifischen Energieaufwendungen zur Bereitstellung des Referenzrohstoffs (RRS) frei Biokraftstoffproduktionsanlage (Bilanzraum A) stellen die Basis für die Ermittlung des Zielkriteriums ZK_{111} (energetischer Wirkungsgrad Bereitstellung, Tabelle 3-3 bzw. Tabelle A-10) dar. Sie sind aufgeschlüsselt nach Verfügbarmachung, Lagerung, Transport und Umschlag in Abb. 5-1 dargestellt (Tabelle A-16).

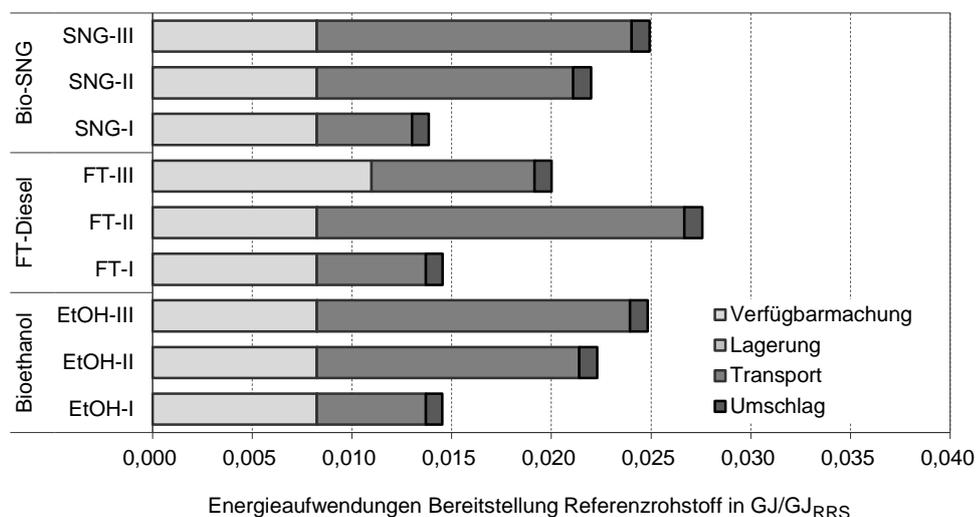


Abb. 5-1: Energieaufwendungen für die Bereitstellung des Referenzrohstoffs

Wenngleich die Verfügbarmachung des Referenzrohstoffs frei Anbaufläche bei kleiner Anlagengröße (kurzfristige Konzepte) relativ gesehen den Großteil des Gesamtenergieaufwands darstellt, nimmt diese mit zunehmender Leistung (mittel- und langfristigen Konzepte) ab. Sie ist für alle Referenzkonzepte gleich mit Ausnahme des FT-III-Konzeptes; durch die Herstellung eines Bioenergieträgers mit höherer Energiedichte (verglichen zum Referenzrohstoff) in dezentralen Pyrolyseanlagen liegen die Energieaufwendungen für die Verfügbarmachung infolge des zu berücksichtigten Konversionswirkungsgrades von Referenzrohstoff zu Pyrolyseslurry deutlich höher. Während die Energieaufwendungen für die Lagerung vernachlässigbar klein sind, steigt der Einfluss selbiger für den Transport mit größer werdender An-

lagenleistung deutlich an, da sich die damit verbundene größer werdende Bereitstellungsmenge trotz steigender flächenspezifischer Potenziale in einer entsprechend größeren Bereitstellungsfläche und damit auch in höheren Transportentfernungen niederschlägt. Auch hier bildet das FT-III-Konzept eine Ausnahme, da insbesondere durch den Transport des Slurries von den dezentralen Pyrolyseanlagen zur zentralen Biokraftstoffanlage die Energieaufwendungen vergleichsweise niedrig sind. Die spezifischen Energieaufwendungen für die Be- und Entladung (Umschlag) bleiben für den jeweiligen Referenzpfad weitgehend konstant.

Biokraftstoffproduktion

Die energetischen Nettogesamtwirkungsgrade für die Biokraftstoffproduktion (Bilanzraum B) unter Berücksichtigung der Nettoenergieaufwendungen und anfallenden energetisch (Abkürzung en) nutzbaren bzw. elektrischen (el) und thermischen (th) Koppelprodukte (KP) bilden das Zielkriterium ZK_{124} (energetischer Gesamtwirkungsgrad netto, Kraftstoff und Koppelprodukte, Tabelle 3-3 bzw. Tabelle A-10) ab. In Abb. 5-2 (Tabelle A-17) sind diese den jeweiligen energiespezifischen Biomassekonversionsgraden (Zielkriterium ZK_{122}) für die Bruttokonversion des Referenzrohstoffs (RRS) zum Biokraftstoff (KS) sowie dem maximalen theoretischen Wirkungsgrad $\eta_{max,KS,B}$ gegenübergestellt. Die jeweiligen Abweichungen zum arithmetischen Mittelwert können Abb. A-1 entnommen werden.

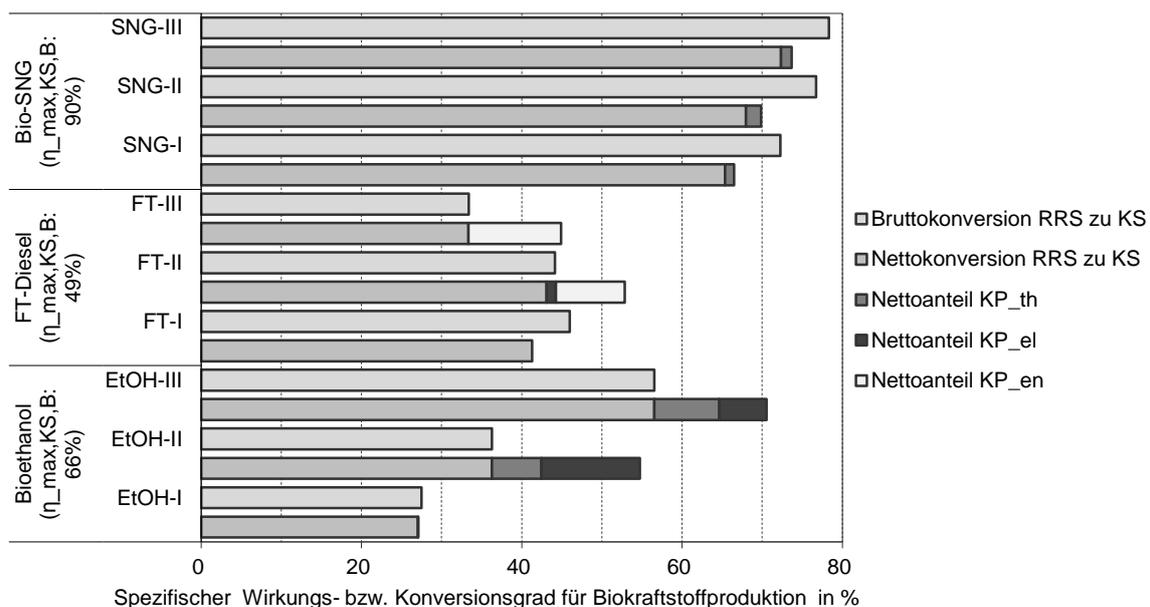


Abb. 5-2: Energetischer Gesamtwirkungsgrad und Konversionsgrad für die Biokraftstoffproduktion

Dabei lässt sich für die einzelnen Biokraftstoffe folgendes feststellen:

- * *Bioethanol*. Sowohl die energetischen Brutto- als auch die Nettogesamtwirkungsgrade sind für die mittel- bis langfristigen Bioethanolreferenzkonzepte (Abb. 4-1 bis Abb. 4-3) deutlich höher (für EtOH-I mit 27,5 % bzw. 27,1 %, EtOH-II 36,3 % bzw. 54,7 % bis EtOH-III 56,6 % bzw. 70,5 %), da die anfallende nicht in Ethanol fermentierbare Ligninfraktion des Referenzrohstoffs sowie die Schlempe aus der Fermentation für die Erzeugung von Koppelprodukten verwendet werden. Dies wird ebenso bei Gegenüberstellung des Nettokonversionsgrades (Referenzrohstoff zu Kraftstoff) zum maximalen theoretischen Wirkungsgrad (d. h. Gütegrad) deutlich; dieser steigt von 0,41 auf 0,86. Ursache

dafür ist neben der höheren Ethanolausbeute infolge der mittelfristigen Kombination von enzymatischer Hydrolyse und simultaner Fermentation (SSF) sowie der langfristig gleichzeitigen Umsetzung von C₅- und C₆-Zuckern (SSCF) bei paralleler Verwertung der nicht-fermentierbaren Ligninanteile des Referenzrohstoffs sowie der Schlemperückstände für die Bereitstellung von Nettowärme und -elektrizität.

- * *FT-Diesel*. Vergleichsweise niedrigere energetische Brutto- und Nettogesamtwirkungsgrade lassen die untersuchten FT-Referenzkonzepte (Abb. 4-4 bis Abb. 4-6) erwarten, wenngleich in Bezug auf den Gütegrad hohe Werte (0,68 für FT-III bis 0,84 für FT-II) erreicht werden, die eine weitgehend Ausreizung des Entwicklungspotenzials darstellen. Auch hier ist für das mittel- und langfristige Referenzkonzept der spezifische Nettogesamtwirkungsgrad infolge der Herstellung von Naphtha als Koppelprodukt zu FT-Diesel höher als der Bruttowirkungsgrad (für FT-I mit 46,0 % bzw. 41,3 %, FT-II 44,2 % bzw. 52,9 % bis FT-III 33,4 % bzw. 44,9 %), während für das kurzfristige Referenzkonzept das anfallende Naphtha für die FT-Dieselproduktion rezirkuliert wird. Obgleich das Konzept FT-III hinsichtlich der Biomassebereitstellung Vorteile aufweist (Abb. 5-1), sind die Gesamtwirkungsgrade für die Biomassekonversion infolge der stufenweisen Umsetzung des Referenzrohstoffs in Pyrolyseslurry und anschließender Konversion zu FT-Diesel vergleichsweise niedrig.
- * *Bio-SNG*. Auch für die mittel- bis langfristigen Bio-SNG-Referenzkonzepte (Abb. 4-7 bis Abb. 4-9) steigen die energetischen Brutto- und Nettogesamtwirkungsgrade (für SNG-I mit 72,3 % bzw. 66,5 %, SNG-II 76,7 % bzw. 69,9 % bis SNG-III 78,3 % bzw. 73,7 %). Sie sind verglichen mit den anderen untersuchten Biokraftstoffoptionen höher und resultieren aus den jeweiligen Anlagenkomponenten der Referenzkonzepte (z. B. In-situ-CO₂-Adsorption während der Vergasung bei SNG-II, Druckvergasung und Heißgasreinigung bei SNG-III), die eine verbesserte SNG-Ausbeute bezogen auf den Referenzrohstoff bei gleichzeitig optimaler interner Rezirkulation und Nutzung der anfallenden Prozessenergie (z. B. aus der Methanisierung) versprechen. Als Koppelprodukt fällt Nettowärme an. Analog dazu steigt der Gütegrad für Bilanzraum B von 0,82 auf 0,90.

Nutzenergiebereitstellung

Die energetischen Nettogesamtwirkungsgrade ausgehend vom Referenzrohstoff (RRS), dessen Bereitstellung (Bilanzraum A) bis hin zur bereitgestellten Nutzenergie (Bilanzraum D) sind in Abb. 5-3 dargestellt. Als Wirkungsgrad über den Gesamtbilanzraum (Abb. 3-2) sind sie die Basis für die Ermittlung des Zielkriteriums ZK_{211} (Gütegrad, Tabelle 3-3 bzw. Tabelle A-10).

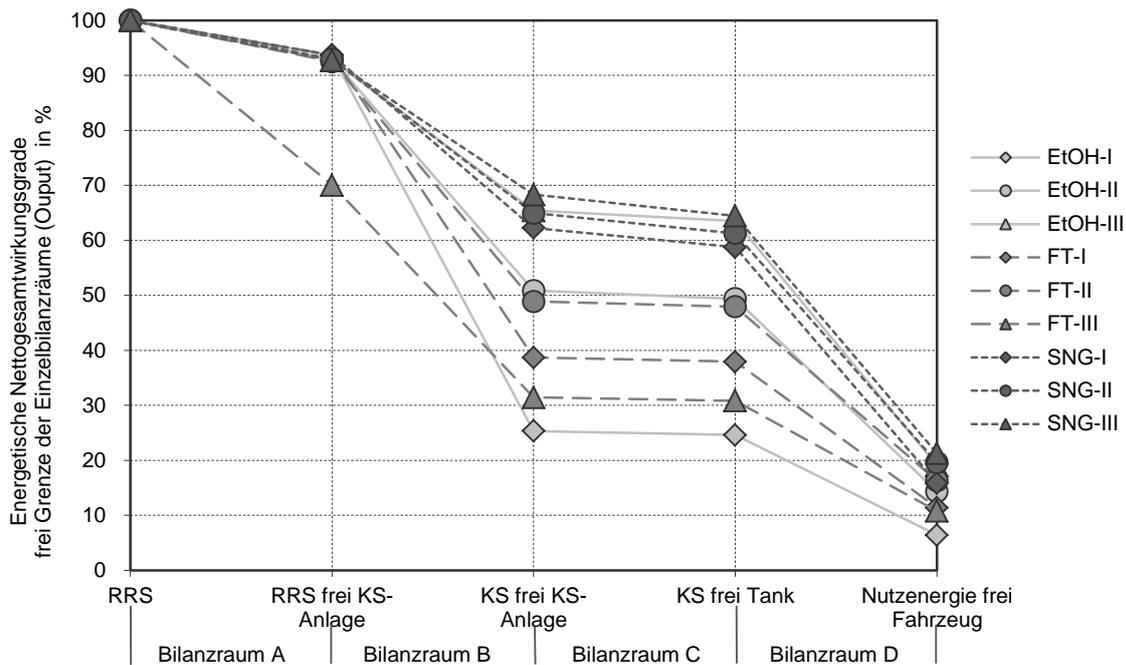


Abb. 5-3: Energetische Gesamtwirkungsgrade vom Referenzrohstoff zur Nutzenergie

Ausgehend von 100 % Energieinhalt des Referenzrohstoffs über die gesamte Kette (d. h. Bilanzraum A bis D) stehen demnach lediglich 6 % (EtOH-I) bis 19 % (EtOH-III bzw. SNG-III) als Nutzenergie zur Verfügung. Insgesamt weisen die Bio-SNG-Referenzkonzepte mit 15 bis 19 % die höchsten Wirkungsgrade auf. Die höchsten Steigerungsraten über die betrachteten Zeithorizonte zeigen die EtOH-Referenzkonzepte mit 6 bis 19 %. Vergleichsweise niedrig sind hingegen die FT-Referenzkonzepte mit 10 % (FT-III) bis 15 % (FT-II).

5.2.2.2 Zielwerte

Die Gesamtbewertung der Referenzkonzepte erfolgt über eine Zielwertmatrix (Tabelle A-15), welche für die in Kapitel 5.2.2.1 diskutierten Zielgrößen ermittelt werden. Für die Darstellung der konzeptspezifischen Zielwerte (Abb. 5-4) werden die beiden Oberziele (OZ_1 als die Funktionsfähigkeit und OZ_2 als das technische Entwicklungspotenzial der Konzepte) sowie ausgewählte Unterziele (UZ_{11} bis UZ_{14} als Input-Output-Verhältnisse für die Einzelbilanzräume, UZ_{21} als Steigerungsfähigkeit der Prozesseffizienz der Konzepte, Tabelle A-10) gegenübergestellt, um die jeweiligen Unterschiede in der Ergebnisdiskussion besser hervorheben zu können. Die relative Vorteilhaftigkeit der Konzepte wird aus dem Gesamtnutzwert abgeleitet; dabei hat das Konzept den höchsten Nutzen, welches für die (Gesamt-)Zielwerte die höchste Punktzahl aufweist.

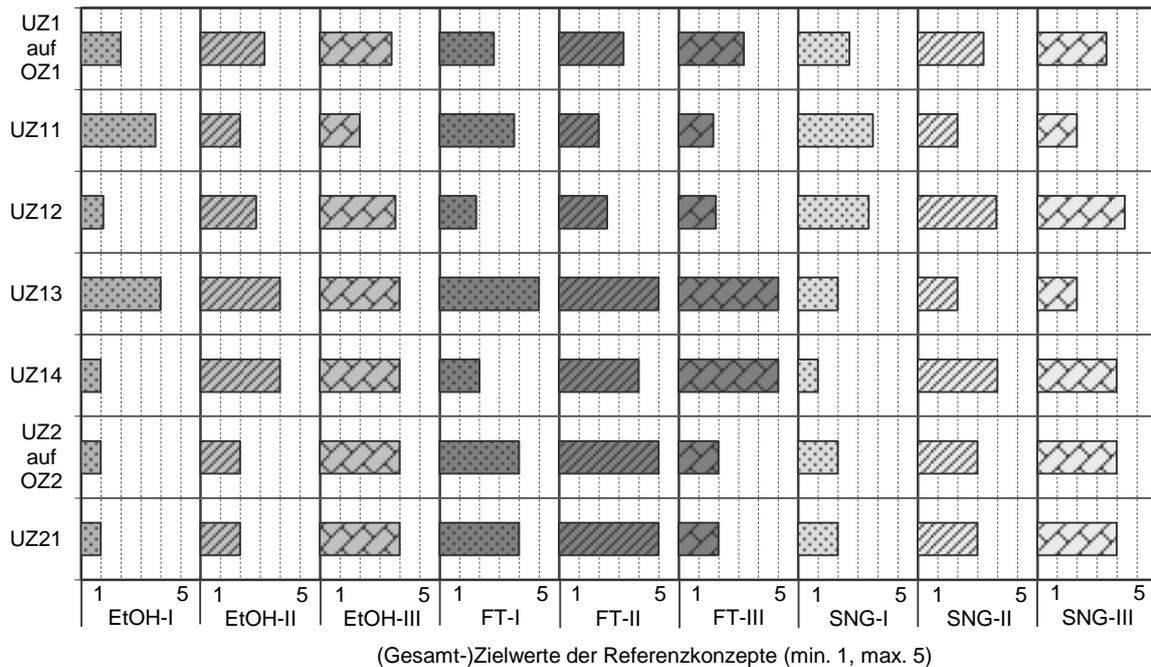


Abb. 5-4: Übersicht der (Gesamt-)Zielwerte der Referenzkonzepte für die Ober- und Unterziele

Für die Referenzkonzepte wird mit Blick auf die Oberziele zunächst folgendes deutlich:

- * Bei Wichtung der Unterziele UZ_{11} bis UZ_{14} auf das Oberziel OZ_1 nehmen die jeweiligen Zielwerte von kurz- zu langfristigen Referenzkonzepten deutlich zu mit Ausnahme der FT-Konzepte, die nur eine geringe Steigerung aufweisen. Insgesamt haben die Referenzkonzepte EtOH-III mit 3,59, SNG-III mit 3,48 sowie FT-III mit 3,29 unter den hier zugrunde gelegten Randannahmen die höchsten Zielwertpunkte. Dabei zeigen die Ethanolkonzepte die größten Steigerungsraten (EtOH-I mit 2,01 um 1,58 Zielwertpunkte auf o. g. 3,59), gefolgt von den Bio-SNG-Konzepten (SNG-I mit 2,58 um 0,90 Zielwertpunkte) und den FT-Diesel-Konzepten (FT-I mit 2,74 um 0,55 Zielwertpunkte).
- * Für das Oberziel OZ_2 , welches über den betrachteten Gütegrad (ZK_{211} , Tabelle A-10) eng mit dem Oberziel OZ_1 verlinkt ist, zeigen sich neben hohen Steigerungsraten für Bioethanol (von 1,00 auf 4,00 Zielwertpunkte) vergleichsweise geringe Unterschiede für Bio-SNG (von 3,00 auf 4,00 Zielwertpunkte) und für die FT-Konzepte nach mittelfristiger Steigerung des Gütegrades von 4,00 auf 5,00 Zielwertpunkte für das langfristige Konzept lediglich 2,00 Zielwertpunkte. Je höher die Zielwertpunkte, umso näher reichen die untersuchten Referenzkonzepte an den ermittelten theoretisch maximalen Wirkungsgrad entlang der jeweiligen Gesamtkette heran. Dies ist insbesondere für die rohstoffbezogene Kraftstoffausbeute in Bilanzraum B der Fall.

Da die diskutierten Ergebnisse für die untersuchten Oberziele auf den Ergebnissen der jeweiligen Unterziele (Abb. 5-4) basieren, sollen diese nachfolgend detailliert erörtert werden. Dafür wurden für eine bessere Abgrenzung der Ergebnisse untereinander die spezifischen arithmetischen Mittelwerte über die betrachteten Unterziele ermittelt und die jeweilige Abweichung vom Mittelwert dargestellt. Für die Unterziele UZ_{11} bis UZ_{14} des OZ_1 zeigt sich – ausgehend von einem Mittelwert von 3,08 – folgende Einordnung (Abb. 5-5).

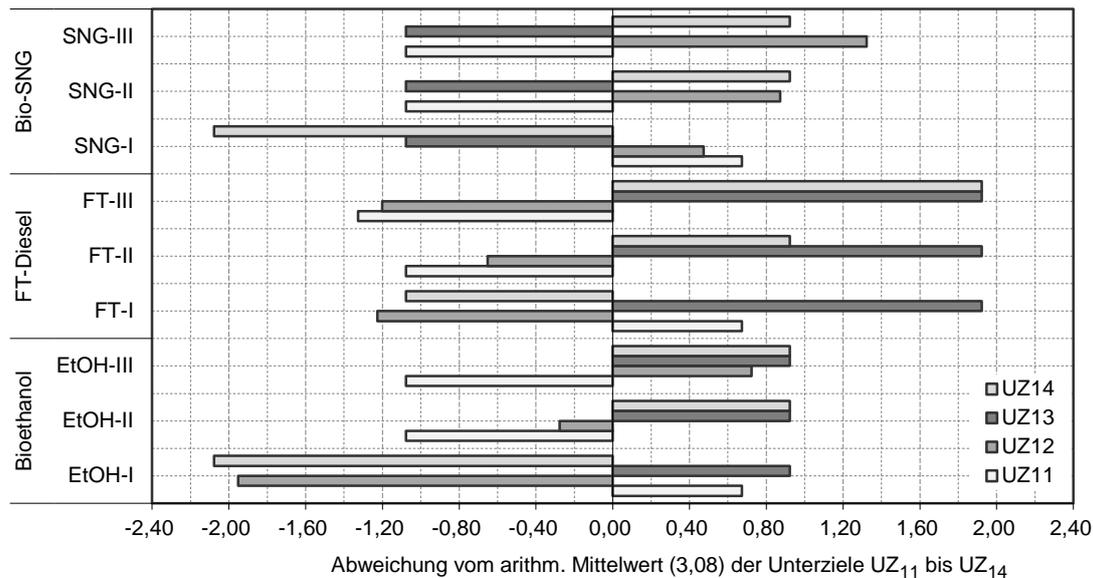


Abb. 5-5: Übersicht der Zielwerte der Referenzkonzepte für die Unterziele UZ_{11} bis UZ_{14} – Abweichung vom arithmetischen Mittelwert

Dabei können folgende Rückschlüsse gezogen werden:

- * UZ_{11} (*Input-Output-Verhältnis Bilanzraum A*). Basierend auf dem energetischen Wirkungsgrad der Bereitstellung des Referenzrohstoffs (Kapitel 5.2.2.1) und der spezifischen Transporteffizienz zeigen alle kurzfristigen Referenzkonzepte das gleiche überdurchschnittliche Ergebnis (3,75 Zielpunktwerte) infolge vergleichsweise kleiner bereitzustellender Mengen an Referenzrohstoff über direkten Transport via Lkw über kurze Transportdistanzen. Für die mittel- und langfristigen Referenzkonzepte ändert sich dieser Wert (2,00 Zielpunktwerte) bedingt durch größere Bereitstellungsmengen, zunehmend komplexere Transportlogistik und damit trotz eines zunehmenden flächenspezifischen Biomassepotenzials weiteren Transportdistanzen. Eine Ausnahme bildet dabei das FT-III-Konzept (1,75 Zielpunktwerte), welches bezogen auf UZ_{11} am schlechtesten abschneidet. Ursache dafür ist der vergleichsweise geringere energetische Bereitstellungswirkungsgrad infolge der berücksichtigten Aufbereitung des Referenzrohstoffs via dezentraler Pyrolyse (Abb. 4-6).
- * UZ_{12} (*Input-Output-Verhältnis Bilanzraum B*). Deutliche Unterschiede weisen die Referenzkonzepte bei den für Bilanzraum B relevanten Kriterien (Tabelle 3-1) auf. Unter den betrachteten Biokraftstoffen zeigt Bio-SNG (3,55 bis 4,40 Zielwertpunkte) – maßgeblich infolge vergleichsweise hoher energetischer Nettogesamtwirkungsgrade – trotz geringer Anteile an Koppelprodukten (Abb. 5-2) die im Vergleich besseren Ergebnisse. Die höchsten Steigerungsraten über die betrachteten Zeithorizonte weisen die EtOH-Konzepte (von 1,13 um 2,67 auf 3,80 Zielwertpunkte) auf, was im Wesentlichen auf die steigenden Kraftstoffausbeuten sowie anfallenden Koppelprodukte zurückzuführen ist. Durchweg unterdurchschnittliche Ergebnisse resultieren für die betrachteten FT-Konzepte (1,85 bis 2,43 Zielwertpunkte), wobei das Konzept FT-III (1,73 Zielwertpunkte) infolge geringerer rohstoffbezogener Kraftstoffausbeute gar schlechter als das Konzept FT-I abschneidet.

- * UZ_{13} (Input-Output-Verhältnis Bilanzraum C). Für den energetischen Wirkungsgrad der Distribution weisen die FT-Referenzkonzepte die höchsten Zielwerte auf (5,00 Zielwertpunkte), gefolgt von den EtOH-Referenzkonzepten mit 4,00 Zielwertpunkten. Bedingt durch die energetisch aufwendigere Bereitstellung von gasförmigen Kraftstoffen zeigen die Bio-SNG-Referenzkonzepte mit 2,00 Zielwertpunkten unterdurchschnittliche Ergebnisse.
- * UZ_{14} (Input-Output-Verhältnis Bilanzraum D). Auch hinsichtlich des streckenspezifischen Kraftstoffverbrauchs respektive energetischen Antriebswirkungsgrades zeigen die FT-Referenzkonzepte als Dieselmotorapplikationen sowohl kurz- als auch langfristig höhere Zielwerte (2,00 bis 5,00 Zielwertpunkte) trotz gleicher Steigerungsrate über die betrachteten Zeithorizonte gegenüber den Ottomotorapplikationen für EtOH und Bio-SNG (1,00 bis 4,00 Zielwertpunkte).

5.2.2.3 Sensitivitätsanalyse

Die Ergebnisse für die Sensitivitätsanalyse mittels modifizierter Gewichtung der Unterziele auf das jeweils andere Oberziel – d. h. hier abweichend vom Basisfall mit Gewichtung der UZ_{11} bis UZ_{14} (d. h. in Input-Output-Verhältnisse der Einzelbilanzräume, hier als UZ_1) auf OZ_2 (technisches Entwicklungspotenzial der Konzepte) anstelle auf OZ_1 (Funktionsfähigkeit der Konzepte) sowie der UZ_{21} (Steigerungsfähigkeit der Prozesseffizienz der Konzepte, hier als UZ_2) auf OZ_1 anstelle auf OZ_2 – zeigt Abb. 5-6 (Tabelle A-15).

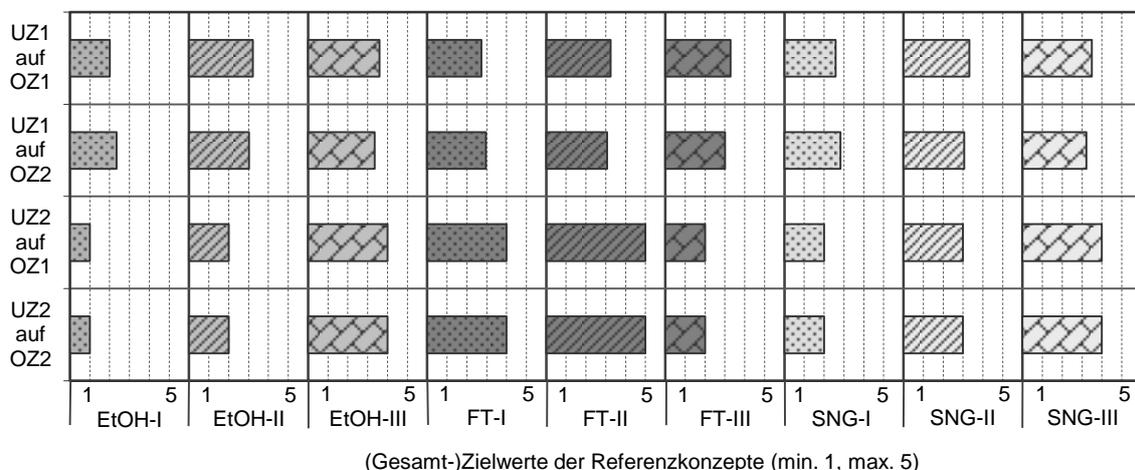


Abb. 5-6: Sensitivität Zielwerte der Referenzkonzepte für die Oberziele OZ_1 und OZ_2

Da das Oberziel OZ_2 nur durch ein Unterziel (UZ_{21}) charakterisiert ist, ergibt sich bei modifizierter Wichtung des gleichen Unterziels auf das andere Oberziel OZ_1 die gleiche Gewichtung. Dies führt dazu, dass es keine Abweichung der Ergebnisse gegenüber dem Basisfall gibt.

Ein abweichendes Bild ergibt sich bei Wichtung der UZ_1 auf das Oberziel OZ_2 . Auch hier nehmen die jeweiligen Zielwerte von kurz- zu langfristigen Referenzkonzepten zu, wenngleich die Steigerungsraten im Vergleich zum Basisfall (UZ_1 auf OZ_1) geringer sind (für Ethanol um 1,01 Zielwertpunkte, für Bio-SNG um 0,40 Zielwertpunkte und für FT-Diesel 0,05 Zielwertpunkte). Die höchsten Zielwertpunkte erreichen auch hier neben dem Referenz-

konzept EtOH-III mit 3,35, SNG-III mit 3,22 und FT-II mit 3,06. Damit wird deutlich, dass die sich aus der Rangfolge ergebenden Wichtungen (Kapitel 3.2.2.2) Einfluss auf die jeweiligen Zielwertpunkte und damit auf die relative Vorteilhaftigkeit der untersuchten Referenzkonzepte untereinander haben. Gleiches gilt für somit auch für die Sicherheit der Bewertung.

5.2.3 Fazit

Die durchgeführte technische Analyse und Bewertung umfasst die Analyse unterschiedlicher Referenzkonzepte sowie die Bewertung nach unterschiedlichen Zielen und entsprechend untergeordneten Kriterien. Dabei wird deutlich, dass die Technikanalyse als Werkzeug zur Prozessbewertung unter unterschiedlichen Gesichtspunkten auf einer vergleichbaren Ebene erfolgreich eingesetzt werden kann.

Bei einem Vergleich der untersuchten Varianten und Teilschritte der Gesamtkette kann aus Sicht der technischen Parameter folgendes Fazit gezogen werden:

- * In Bezug auf die Bereitstellung des Referenzrohstoffs sind grundsätzlich die Konzepte zu favorisieren, die über eine vergleichsweise kleine Leistungsgröße und damit einen geringen Biomassebedarf verfügen. Dennoch sind in Bezug auf die energetischen Mehraufwendungen Konzepte zunehmender Leistungsgröße vertretbar. Insgesamt können bezogen auf den Energieinhalt des an die Biokraftstoffproduktionsanlage bereitgestellten Rohstoffs hohe Bereitstellungswirkungsgrade von 93 bis 94 % realisiert werden. Ausnahme bildet infolge der bereits berücksichtigten Aufbereitung des Referenzrohstoffs zu Slurry das langfristige FT-Konzept.
- * Für die Biokraftstoffproduktion zeigen sich hingegen sehr deutliche Unterschiede im Hinblick auf die rohstoffbezogene Biokraftstoffausbeute und die entsprechenden Nettogesamtwirkungsgrade, wenngleich alle Konzepte (Ausnahme ist auch hier das FT-III-Konzept) infolge technischer Optimierungen und Einsatz innovativer Prozesskomponenten Steigerungen versprechen. Letztere sind für alle Bio-SNG-Konzepte mit 66 bis 74 % im Vergleich zu den anderen Biokraftstoffoptionen auf einem hohen Niveau. Hohe Steigerungsraten versprechen die untersuchten Bioethanolkonzepte ausgehend von Nettogesamtwirkungsgraden von zunächst 27 % auf langfristig 71 %. Abweichend davon zeigen die untersuchten FT-Konzepte vergleichsweise unvorteilhafte Nettogesamtwirkungsgrade von 41 bis 53 %. Konzepte für die Bereitstellung synthetischer flüssiger Biokraftstoffe sehr großer Anlagenkapazität bestehend aus dezentralen Anlagen für die Aufbereitung des Referenzrohstoffs zu einem veredelten Bioenergieträger sowie dessen Weiterverarbeitung in einer zentralen Biokraftstoffproduktionsanlage (hier das FT-III-Konzept) versprechen trotz vergleichsweise niedriger Energieaufwendungen bei der Referenzrohstoffbereitstellung in Bezug auf Nettogesamtwirkungsgrade und damit einen effizienten Einsatz des Referenzrohstoffs keine Vorteile, da die Aufwendungen für die dezentralen Pyrolyseanlagen auch durch sehr große Kraftstoffproduktionsanlagen nicht kompensiert werden können.
- * Während sich für die Biokraftstoffdistribution leicht höhere Aufwendungen für Bio-SNG als gasförmigen Kraftstoff (Wirkungsgrad bei 94 %) im Vergleich zu den Flüssigkraftstoffen Bioethanol und FT-Diesel (97 bis 98 %) ergeben, zeigen für die Kraftstoffnutzung

Dieselfahrzeuge und damit FT-Konzepte signifikante Vorteile infolge günstiger strecken-spezifischer Kraftstoffverbräuche bzw. Antriebswirkungsgrade (29 bis 32 % gegenüber 26 bis 30 %).

- * Hinsichtlich des betrachteten Gütegrades (d. h. dem Verhältnis aus referenzkonzeptspezifischem Wirkungsgrad zu einem theoretischen Maximalwirkungsgrad, der aus physikalisch-technischen Gründen nicht überschritten werden kann) ergeben sich weitgehend ausgeschöpfte Weiterentwicklungspotenziale für die Bereitstellung des Referenzrohstoffs und die Kraftstoffdistribution sowie im eingeschränkten Maße für die bereits über die einzelnen Zeithorizonte aufgezeigten Referenzkonzepte für die Biokraftstoffproduktion. Signifikantes Potenzial für weitere theoretische Wirkungsgradsteigerungen lassen sich hingegen für die Kraftstoffnutzung im Fahrzeug ableiten.
- * Damit ist ausgehend von den aufgezeigten Ergebnissen für die untersuchten Biokraftstoffoptionen über die betrachteten Zeithorizonte hinweg die Bio-SNG-Konzepte im Hinblick auf erzielbare Gesamtwirkungsgrade entlang der gesamten Kette zu favorisieren. Mittelfristig ist das Konzept für FT-Diesel in Bezug auf die erzielbaren Wirkungsgrade interessant, langfristig das realisierbare Bioethanolkonzept.

5.3 Ökonomie

Entscheidend für eine erfolgreiche Marktimplementierung von Biokraftstoffen sind die damit verbundenen Kosten entlang der Bereitstellungskette. Dazu wird nachfolgend die Anwendung der in Kapitel 3.3.2 beschriebenen Methodik für die einzelnen Referenzkonzepte erläutert und die daraus resultierenden Ergebnisse dargestellt und diskutiert.

5.3.1 Anwendung der Methodik

Der in Abb. 3-4 dargestellten Vorgehensweise für die Ermittlung der ökonomischen Kenngrößen Biokraftstoffgestehungskosten sowie der Nutzenergiebereitstellungskosten folgend, wird nachfolgend die Anwendung auf die hier betrachteten Biokraftstoffe erläutert.

Basis für die vergleichende Gegenüberstellung der Referenzkonzepte aller betrachteten Zeithorizonte ist die in Kapitel 5.1 dargestellte Datengrundlage und die nachfolgend erörterten Randbedingungen für das Basisjahr 2008 (im Weiteren als Basisfall bezeichnet). Dabei wird eine kalkulatorische Betrachtungsdauer von 15 Jahren zugrunde gelegt, die gleichzeitig Abschreibungsdauer ist. Für die kapital-, verbrauchs-, betriebsgebundenen und sonstigen Zahlungen wird eine durchschnittliche jährliche Inflationsrate von 2 % angesetzt. Spezifische Steuern (z. B. im Hinblick auf Abschreibungsraten, Kfz-Steuer) finden keine Berücksichtigung. Das Gleiche gilt für sonstige Subventionen (z. B. Investitionszulagen, zinsgünstige Darlehen) und den Aufwand für die Anlageninbetriebnahme.

5.3.1.1 Ermittlung der Biokraftstoffgestehungskosten

Für die Berechnung der Biokraftstoffgestehungskosten nach Gleichung (3-5) werden in einem ersten Schritt die konzeptspezifischen Bereitstellungskosten für den Referenzrohstoff frei Biokraftstoffproduktionsanlage (Bilanzraum A) ermittelt (Gleichung (3-4)). Die Datenbasis für die Berechnung der Bereitstellungskosten stammt aus [87] und [196]; sie wird auf das Basisjahr 2008 angepasst (Tabelle A-3). Als Kosten für die Verfügbarmachung von Weide-

hackschnitzeln frei Feldrand (d. h. Anbau und Ernte via Gehölmähhäcksler) werden 49 EUR/t_{wf} (Mittelwert aus Bandbreite nach [196], [262] bei 25 bis 72 EUR/t_{wf}) unterstellt.

Im folgenden Schritt werden als Eingangsparameter die Gesamtinvestitionen für die Biokraftstoffproduktionsanlagen (Bilanzraum B) ermittelt. Die Kalkulation der kapazitätsspezifischen Investitionen für die hier betrachteten Erstanlagen erfolgt über eine Skalierung (Gleichung (3-6)) auf Basis bekannter Informationen bzw. Studien (z. B. durch Angebote, Kenntnisse von vorhandenen Anlagen, verfügbare Untersuchungen, Tabelle 3-5). Für eine Anpassung der Gesamtinvestitionen auf das Preisniveau des Basisjahres 2008 wird mit Verweis auf Gleichung (3-7) der Kölbel-Schulze-Index [276] als Gesamtpreisindize angewendet.

Die Datenbasis und Ergebnisse der Ermittlung der jeweiligen Gesamtinvestitionen ist Tabelle A-18 zu entnehmen. Eine Übersicht zu den spezifischen Gesamtinvestitionen zeigt Abb. 5-7 aufgeschlüsselt nach den Verfahrensstufen (Kapitel 4.2 ff.), d. h.

- * Biomassevorbehandlung (z. B. Brennstofflager, Zerkleinerung, Trocknung, Teilhydrolyse, Pyrolyse),
- * Biomassekonversion (d. h. Hydrolyse und Fermentation, Vergasungsreaktoren nebst Anlagen zur Gasreinigung und -konditionierung sowie Biokraftstoffsynthese),
- * Biokraftstoffaufbereitung (d. h. Destillation und Absolutierung, Rektifikation und Hydrocracking sowie CO₂-Abtrennung, finale Gasreinigung und -trocknung, ggf. Propanzugabe),
- * Nebenanlagen und Sonstiges (d. h. Einrichtungen zur Prozessenergiebereitstellung, Rohre und Leitungen, Elektro-, Leittechnik, Sicherheitssysteme, Abgasnachbehandlung).

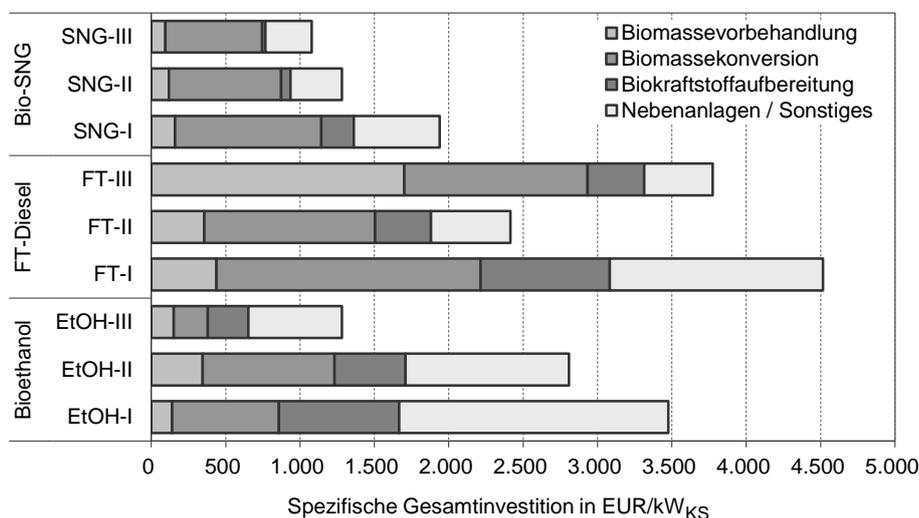


Abb. 5-7: Spezifische Gesamtinvestition für Biokraftstoffproduktionsanlagen

Die spezifischen Gesamtinvestitionen umfassen für Bioethanol 1 281 bis 3 476 EUR/kW_{KS}, sind vergleichsweise teurer für FT-Diesel mit 2 415 bis 4 516 EUR/kW_{KS} und im Schnitt geringer für Bio-SNG mit 1 139 bis 1 938 EUR/kW_{KS}. Mit einer Ausnahme (Konzept FT-III) lassen sich infolge der Größenskalierung der Anlagenleistung, aber auch durch die prozessspezifischen Adaptionen über die betrachteten Zeithorizonte signifikante Reduktionen der spezifischen Gesamtinvestitionen (insbesondere für die Biomassekonversion und Biokraft-

stoffaufbereitung) erzielen. Diese liegen im Bereich von 63 % für Bioethanol, 47 % respektive 16 % für FT-Diesel und 44 % für Bio-SNG. Trotz der vergleichsweise sehr großen Anlagenkapazität des FT-III-Konzeptes werden die Gesamtinvestitionen durch die Aufwendungen für die 20 dezentralen Pyrolyseanlagen (Biomasseaufbereitung) dominiert; zudem lassen die Aufwendungen für die Biokraftstoffherstellung keine Kostenreduktionen gegenüber dem Konzept FT-II erwarten, da ein Großteil der Anlagenkomponenten infolge von Größenlimitierungen als Parallelaggregate ausgeführt werden müssen.

Die Gesamtinvestition ist ein Parameter, welcher in die kapitalgebundenen Kosten eingeht. Gleiches gilt für die betriebsgebundenen Kosten. Diese und die weiteren Eingangsgrößen für die Gesteungskostenkalkulation (Abb. 3-4) werden nachfolgend beschrieben.

Kapitalgebundene Kosten

Neben den erläuterten Gesamtinvestitionen werden als Instandhaltungskosten jeweils 1,5 % bezogen auf die Anfangsinvestition angerechnet. Mit Rücksichtnahme auf die Finanzierungsparameter (d. h. Kapitalanteile und deren Verzinsung) werden einheitlich ein Eigenkapitalanteil von 20 % bei einer Verzinsung von 15 % sowie ein Fremdkapitalanteil von 80 % bei einem kalkulatorischen Zins von 8 % angenommen. Diese ergeben gemeinsam mit den spezifischen Instandhaltungskosten entsprechend die sog. jährlichen kapitalgebundenen Kosten.

Verbrauchsgebundene Kosten

Die verbrauchsgebundenen Kosten (auch variable Kosten) hängen maßgeblich von den jährlichen Volllaststunden der Biokraftstoffanlagen ab und umfassen die nachfolgend vorgestellten Kostenpositionen:

- * *Referenzrohstoff.* Die Ermittlung der konzeptspezifischen Bereitstellungskosten für den Referenzrohstoff ist Bestandteil der Kostenrechnung. Sie wurde eingangs zu diesem Kapitel erläutert, die Ergebnisse werden in Kapitel 5.3.2.1 vorgestellt.
- * *Hilfsenergien und -stoffe.* Eine Übersicht zu den zugrunde gelegten Kosten für Hilfsenergien und Hilfsstoffe auf Basis der jeweiligen mittleren Marktpreise, zu welchen selbige an die Biokraftstoffproduktionsanlagen bereitgestellt werden, gibt Tabelle A-7.
- * *Abfall- bzw. Rückständeentsorgung.* Für die Entsorgung der Abfälle bzw. Rückstände werden für Abwasser 2 EUR/m³, für Asche 60 EUR/t sowie für Schlacke 90 EUR/t angenommen. Im Fall von langfristigen Ethanolkonzeptes EtOH-III wird bei der Biogasherstellung eine kostenneutrale Weiterverwertung respektive Entsorgung der anfallenden separierten Gärrestmengen unterstellt. Die Entsorgungskosten für Bettmaterial aus der Biomassevergasung, beladenen Adsorptionsmedien der Gasreinigungsverfahren und Katalysatormaterial aus der Synthese sind in den genannten Bezugskosten inbegriffen.

Betriebsgebundene und sonstige Kosten

Die betriebsgebundenen Kosten (auch fixe Kosten) fallen unabhängig von der Auslastung der Biokraftstoffproduktionsanlage an. Die jährlichen betriebsgebundenen Kosten für Versicherung und Verwaltung der Produktionsanlage werden mit jeweils 1 % bezogen auf die Gesamtinvestition angenommen. Für Wartung und Reinigung der Anlage werden jährlich 1,5 % bezogen auf die Gesamtinvestition zugrunde gelegt.

Als Personalkosten werden jährlich 50 000 EUR je Mitarbeiter (bezogen auf Vollzeitäquivalent) angenommen, wobei für die Biokraftstoffanlagen vereinfacht durchschnittlich 0,1 bis 0,8 Mitarbeiter je MW installierter Anlagenkapazität (abnehmend mit zunehmender Kapazität infolge steigender Automatisierung) unterstellt werden; d. h. 10 bis 50 Mitarbeiter für Bioethanol, 15 bis 480 Mitarbeiter für FT-Diesel und 10 bis 40 Mitarbeiter für Bio-SNG.

Erlöse

Erlöse für Koppelprodukte fallen bei den betrachteten Referenzkonzepten für Naphtha, Elektrizität und Wärme an (Kapitel 3.5). Für das bei der FT-Produktion anfallende Naphtha wird ein Erlös von 470 EUR/t unterstellt. Anfallender überschüssiger elektrischer Strom (d. h. nach Deckung des elektrischen Prozessenergiebedarfs der Anlage) wird zu 0,08 EUR/kWh_{el} in das Stromnetz eingespeist. Anfallende Wärme wird zu 0,03 EUR/kWh_{th} an Dritte abgegeben, ohne dass Aufbau und Betrieb eines Fernwärmesystems berücksichtigt werden [194], [261].

5.3.1.2 Ermittlung der Nutzenergiebereitstellungskosten

Für die je gefahrenen Kilometer anfallenden Kosten (d. h. Nutzenergiebereitstellungskosten) werden die Kosten für die Kraftstoffdistribution sowie die Fahrzeugkosten für die Kraftstoffnutzung gemäß der Gleichung (3-8) f. als entsprechender Aufschlag zu den Biokraftstoffgestehungskosten berechnet.

Für die Distribution der Biokraftstoffe frei Anlage zum Endverbraucher werden in Anlehnung an die Datenbasis von [66] und [199] Distributionskosten von 1,0 EUR/GJ_{KS} für Bioethanol, 0,8 EUR/GJ_{KS} für FT-Diesel und 0,8 EUR/GJ_{KS} für Bio-SNG unterstellt (Tabelle A-8).

Für die Kalkulation der Nutzenergiebereitstellungskosten werden kilometerbezogene Fahrzeugkosten in Anlehnung an [207] zugrunde gelegt. Diese setzen sich zusammen aus Kapitalkosten (d. h. Investitionsaufwendungen für Diesel-, Otto- und Gasmotor-Pkw) sowie fixen und variablen Kosten (d. h. für Instandhaltung und Reparatur, Erbringung von sonstigen Dienstleistungen). Je nach Fahrzeugtyp liegen sie bei 0,32 bis 0,33 EUR/km für Dieselfahrzeuge sowie 0,39 bis 0,41 EUR/km für Otto- und Gasfahrzeuge (Tabelle A-9).

5.3.1.3 Abschätzung der Kostenentwicklung

Der in Kapitel 3.3.2.2 erläuterten Methodik folgend erfolgt für die Biokraftstoffgestehungskosten die Abschätzung der Kostenentwicklung unter Zuhilfenahme des Erfahrungskurvenansatzes sowie unter geänderten Randbedingungen mittels einer Sensitivitätsanalyse.

Erfahrungskurven

Für die Entwicklung der ökonomischen Kenngrößen (hier der Biokraftstoffgestehungskosten, die zunächst auf der Errichtung von Erstanlagen basieren) unter zukünftig zu erwartenden Erfahrungskurveneffekten (Kapitel 3.3.2.2) werden die folgenden Randannahmen zugrunde gelegt:

- * Die Untersuchung der Kosteneffekte, die sich aus dem Erfahrungskurvenansatz ergeben, erfolgt nur für die mittel- und langfristigen Referenzkonzepte.
- * Für die jeweiligen weiteren zu installierenden Biokraftstoffproduktionsanlagen sind entsprechend geeignete, mit der Erstanlage vergleichbare Standortbedingungen bezüglich

der Infrastruktur für die Bereitstellung des Referenzrohstoffs, der weiteren Hilfsstoffe und -energien sowie zur Abgabe der anfallenden Koppelprodukte verfügbar.

- * Als Fortschrittsfaktor (Gleichung (3-10)) wird ausgehend von einer startenden Kommerzialisierung der jeweiligen Anlagentechnik für die ersten 10 Anlagen (f_{10}) 0,85 unterstellt. Für alle weiteren Anlagen wird ausgehend von einer Marktdurchdringung (f_{11+n}) 0,93 angenommen.
- * Unter Berücksichtigung der mit der Abschätzung einhergehenden Unsicherheiten werden die Kostendegressionen jeweils für die Gesamtproduktionsanlagen untersucht, d. h. vereinfachend wird eine gleichmäßige Kostenreduktion aller Anlagenkomponenten zur jeweiligen Biokraftstoffproduktion (Kapitel 2.3) vorausgesetzt.

Um die Referenzkonzepte jedoch auf einer einheitlichen Ausgangsbasis objektiv miteinander vergleichen zu können, wird beispielhaft unterstellt, dass mit den betrachteten Konzepten jeweils eine Nachfrage von ca. 3 177 MW_{KS} gedeckt werden soll. Dies entspricht ca. 5 % des für das Jahr 2030 prognostizierten Transportenergieverbrauchs im deutschen Straßenverkehr [72]. Unter Berücksichtigung der jeweiligen Erfahrungskurveneffekte lassen sich die konzeptspezifischen Gesamtinvestitionen sowie basierend darauf – unter Beibehaltung aller weiteren Kostenparameter wie im Basisfall – die spezifischen Biokraftstoffgestehungskosten für die untersuchten Biokraftstoffoptionen analysieren. Dabei hat eine Änderung der konzeptspezifischen Gesamtinvestitionen jeweils eine Änderung der kapitalgebundenen und der betriebsgebundenen Kosten zur Folge (Kapitel 5.3.1.1).

Sensitivitätsanalyse

Für die Identifizierung der wesentlichen die Biokraftstoffgestehungskosten beeinflussenden Kostenparameter sowie für die Einschätzung der Auswirkungen möglicher Unsicherheiten und abweichender Annahmen (z. B. unter zukünftig veränderten Bedingungen) vom betrachteten Basisfall werden Sensitivitätsanalysen für ausgewählte Parameter (z. B. verbrauchsgebundene Kosten, Jahresvolllaststunden der Biokraftstoffproduktionsanlagen) durchgeführt. Dabei werden für die Parametervariation definierte Bandbreiten festgelegt.

5.3.2 Ergebnisse

Nachfolgend werden die für die ökonomischen Kenngrößen ermittelten Ergebnisse bezogen auf die bereitgestellte Energie des Referenzrohstoffs (in GS_{RRS}) eingangsseitig der Produktionsanlagen, der Biokraftstoffenergie (in GJ_{KS}) ausgangsseitig dieser Anlagen sowie bezogen auf die Nutzenergiebereitstellung (in km_{FZ}) für den Basisfall dargestellt und interpretiert.

5.3.2.1 Referenzrohstoffbereitstellungskosten

Die ermittelten konzeptspezifischen Bereitstellungskosten für den Referenzrohstoff zeigt Abb. 5-8 (Tabelle A-19). Die Gesamtbiomassebereitstellungskosten liegen zwischen 3,92 und 7,71 EUR/GJ_{RRS} und steigen mit größer werdender Anlagenleistung (Tabelle 4-2 ff.) deutlich an.

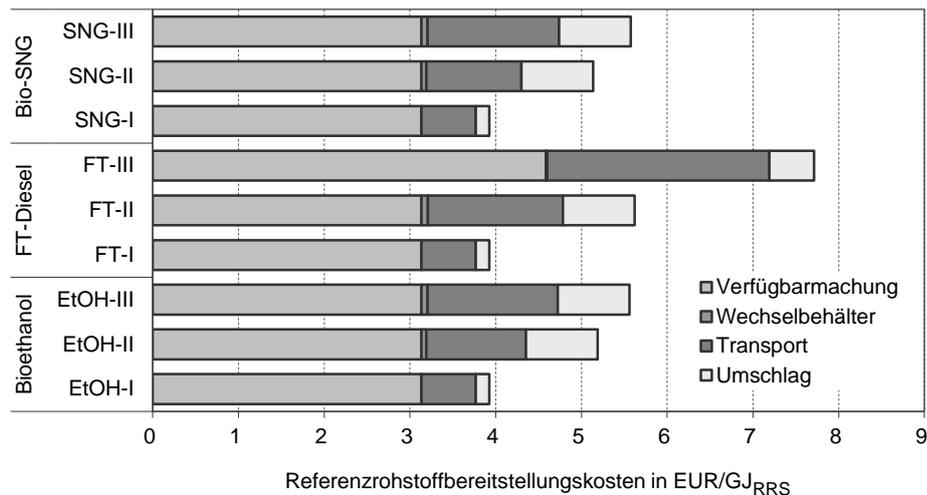


Abb. 5-8: Bereitstellungskosten für den Referenzrohstoff

Die Verfügarmachungskosten für den Referenzrohstoff stellen für alle Anlagengrößen den ausschlaggebenden Kostenfaktor innerhalb der Bereitstellung dar. Sie sind für alle Referenzkonzepte gleich mit Ausnahme des FT-III-Konzeptes: durch die Herstellung des Bioenergieträgers mit höherer Energiedichte in dezentralen Pyrolyseanlagen liegen die Verfügarmachungskosten infolge des zu berücksichtigten Konversionswirkungsgrades von Weidehackschnitzeln zu Pyrolyseslurry (Abb. 5-1) deutlich höher. Die Wechselbehälterkosten spielen im Falle des kombinierten Verkehrs (hier Straße und Schiene, Tabelle 4-2 ff.) eine vernachlässigbare Rolle. Der Einfluss der Transportkosten steigt mit größer werdender Anlagenleistung deutlich an, da sich die damit verbundene größer werdende Bereitstellungsmenge trotz steigender flächenspezifischer Potenziale (Tabelle A-1) in einer entsprechend größeren Bereitstellungsfläche und damit auch in höheren Transportentfernungen niederschlägt. Die spezifischen Kosten für die Be- und Entladung (Umschlag) bleiben für das jeweilige Referenzkonzept weitgehend konstant. Auch hier bildet das Konzept FT-III mit dezentraler Pyrolyse eine Ausnahme, da die spezifischen Umschlagkosten für das Pyrolyseslurry infolge der höheren Energiedichte im Vergleich zu Weidehackschnitzeln sinken.

5.3.2.2 Biokraftstoffgestehungskosten

Unter Berücksichtigung der genannten Bereitstellungskosten für die Referenzrohstoffe sowie der erläuterten Eingangsgrößen sind die spezifischen Biokraftstoffgestehungskosten aufgeschlüsselt nach den verschiedenen Kostenpositionen (Abb. 3-4) in Abb. 5-9 dargestellt; die Ergebnisaufschlüsselung kann Tabelle A-20 entnommen werden. Demnach zeigt sich für die untersuchten Referenzkonzepte eine sehr große Bandbreite (19,7 bis 60,0 EUR/GJ_{KS} respektive 0,67 bis 2,04 EUR/l_{KSÄ}).

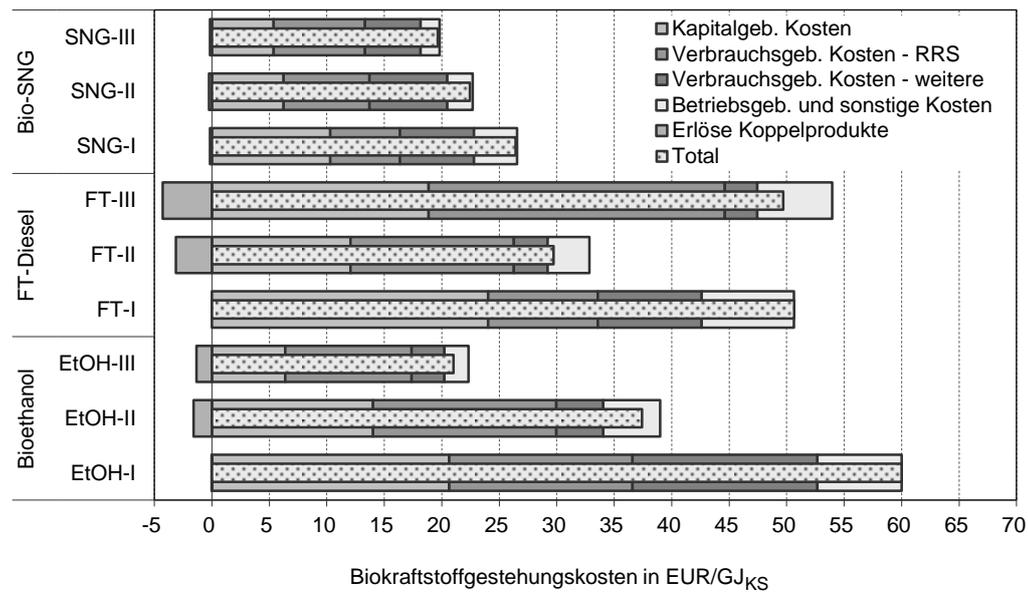


Abb. 5-9: Biokraftstoffgestehungskosten

Im Einzelnen ergeben sich dabei folgende Zusammenhänge:

- * *Bioethanol*. Ausgehend von extrem hohen Kraftstoffgestehungskosten (60,0 EUR/GJ_{KS}) lassen sich für die untersuchten Referenzkonzepte die im Vergleich größten Reduktionspotenziale erzielen (um ca. 65 % auf 21,0 EUR/GJ_{KS}). Dabei schlagen für das Konzept EtOH-I neben den kapitalgebundenen Kosten maßgeblich die weiteren verbrauchsgebundenen Kosten (d. h. ohne Referenzrohstoff) zu Buche (hier insbesondere die Aufwendungen für die externe Versorgung mit Enzymen und die Teilversorgung mit Elektrizität). Infolge der steigenden rohstoffspezifischen Ethanolausbeute (Kapitel 5.2.2.1) sowie durch Skalierungseffekte bei größeren Anlagenkapazitäten der Konzepte EtOH-II und EtOH-III können die kapitalgebundenen Kosten sowie – trotz steigender Biomassebereitstellungskosten (Abb. 5-8) – auch die rohstoffbezogenen verbrauchsgebundenen Kosten reduziert werden. Die weiteren verbrauchsgebundenen Kosten sinken spezifisch aus Gründen der Eigenversorgung der Anlagen mit Prozessenergie sowie der anlageninternen vergleichsweise günstigeren Produktion von Enzymen und Hefe, da hierbei lediglich die Nährstofflösungen von Relevanz sind. Zudem kommen die Erlöse für die Koppelprodukte Elektrizität und Wärme zum Tragen. Da sich die betriebsgebundenen Kosten neben den Personalkosten maßgeblich bezogen auf die Kapitalaufwendungen ergeben, verhalten sich selbige entsprechend korrelierend.
- * *FT-Diesel*. Ein ebenso vergleichsweise hohes Kostenniveau weisen die untersuchten FT-Konzepte auf (29,7 bis 49,7 EUR/GJ_{KS}), wobei neben den kapitalgebundenen Kosten (d. h. damit auch den betriebsgebundenen Kosten) insbesondere die rohstoffbezogenen verbrauchsgebundenen Kosten erheblichen Einfluss auf die Gesamtgestehungskosten haben. Während die weiteren verbrauchsgebundenen Kosten für die Konzepte FT-II und FT-III infolge einer weitgehend autarken Prozessenergieversorgung signifikant reduziert werden können auf die Aufwendungen, die sich durch Katalysatoreinsatz und die erforderlichen Gaswäschemedien ergeben, nehmen die rohstoffbezogenen verbrauchsgebundenen Kostenanteile infolge der ungünstigen FT-Dieselausbeute aus dem Referenzroh-

stoff sowie deutlich höherer Biomassebereitstellungskosten (Abb. 5-8) zu. Das FT-III weist hinsichtlich der Gesamtgestehungskosten keine Vorteile gegenüber den anderen Referenzkonzepten auf, was neben den hohen kapitalgebundenen Kosten (keine positiven Skalierungseffekte, da 20 dezentrale Pyrolyseanlagen installiert werden müssten und zudem auch die zentrale Biokraftstoffproduktionsanlagen zunehmend Anlagenkomponenten in Parallelstrangweise ausführen müssten). Einen wichtigen, wenngleich nicht maßgebenden, Einfluss haben die Erlöse für die Koppelprodukte Naphtha und Elektrizität.

- * *Bio-SNG*. Vergleichsweise günstige Gestehungskosten weisen die untersuchten Bio-SNG-Konzepte auf (19,7 bis 26,4 EUR/GJ_{K_S}). Positive Skalierungseffekte bezogen auf eine zunehmende Anlagenkapazität führen zu einer Reduzierung der kapitalgebundenen und damit der betriebsgebundenen Kosten. Trotz höherer SNG-Ausbeute bezogen auf den Referenzrohstoff (Kapitel 5.2.2.1) steigen die rohstoffbezogenen verbrauchsgebundenen Kosten geringfügig infolge der höheren Biomassebereitstellungskosten (Abb. 5-8). Die weiteren verbrauchsgebundenen Kosten werden entscheidend bestimmt von den Kosten für die extern zusätzlich bereitzustellende elektrische Prozessenergie sowie die Propanzugabe zum Erreichen der notwendigen Erdgasnetz-spezifischen Anforderungen für die SNG-Einspeisung. Die Erlöse für das Koppelprodukt Wärme sind vernachlässigbar gering.

5.3.2.3 Nutzenergiebereitstellungskosten

Für den Endverbraucher entscheidend sind die spezifischen Nutzenergiebereitstellungskosten bezogen auf den gefahrenen Fahrzeugkilometer, welche für die untersuchten Referenzkonzepte in einer Bandbreite von 38,3 bis 55,3 EUR_{ct}/km_{FZ} liegen (Abb. 5-10).

Diese hängen maßgeblich von den spezifischen Fahrzeugkosten (Tabelle A-9) ab. Ein weiterer entscheidender Faktor sind die streckenspezifischen Kraftstoffverbräuche (Tabelle 4-2 ff.), die für Dieselfahrzeuge deutlich geringer sind als für Otto- respektive Gasfahrzeuge. Hierdurch verschiebt sich die relative Vorteilhaftigkeit der einzelnen Konzepte untereinander zugunsten der FT-Dieselskonzepte. Einen vernachlässigbar geringen Einfluss haben die Distributionskosten für die Kraftstoffe frei Tankstelle.

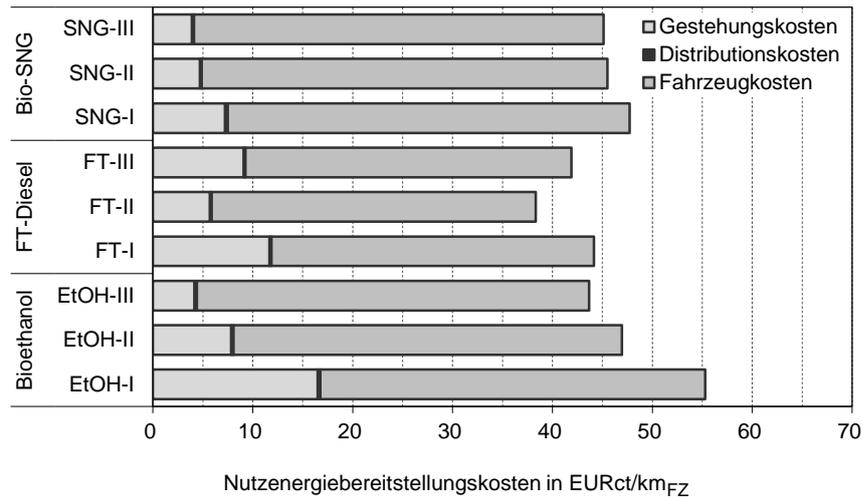


Abb. 5-10: Nutzenenergiebereitstellungskosten

5.3.2.4 Erfahrungskurveneffekte

Unter Berücksichtigung der in Kapitel 5.3.1.3 für die Erfahrungskurven erläuterten Randannahmen ergeben sich mit zunehmender installierter Anlagenkapazität die in Abb. 5-11 aufgezeigten Reduktionseffekte für die spezifischen Gesamtinvestitionen.

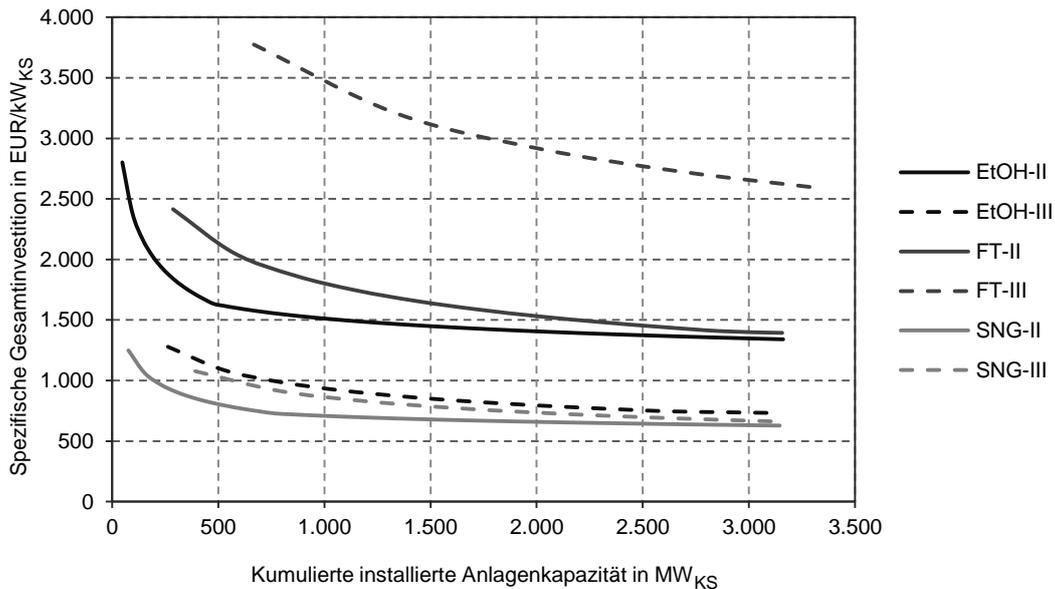


Abb. 5-11: Erfahrungskurveneffekte – spezifische Gesamtinvestition der mittel- und langfristigen Referenzkonzepte

Der Anfangspunkt der dargestellten Kurven zeigt die installierte Anlagenkapazität für die jeweilige Erstanlage (Tabelle 4-2 ff.). Bezogen auf die jeweils zusätzlich installierte Kapazität je Einzelanlage ergibt sich für die kumulierte Anlagekapazität jeweils ein unterschiedlicher Abfall der Kurven. Aus methodischen Gründen (Kapitel 3.3.2.2) zeigen jedoch alle Referenzkonzepte prozentual für jede weitere installierte Anlage die gleichen Reduktionseffekte bezogen auf die Investition für die Erstanlage. Diese verlaufen für die ersten Anlagen in großen Schritten, nehmen dann ab und stagnieren letztlich (Abb. 5-11 Beispiel EtOH-II-Konzept⁹). Absolut gesehen sind selbige für die Referenzkonzepte mit großer Kapazität je Anlage und vergleichsweise hohen Investitionen mit zunehmender installierter Anlagenzahl

größer gegenüber der ersten installierten Anlage (bis zur 20. Anlage z. B. für FT-III 1 367 gegenüber 2 521 Mio. EUR, für FT-II 376 gegenüber 693 Mio. EUR).

Die bezogen auf eine definierte kumulierte installierte Anlagenkapazität (Kapitel 5.3.1.3) teils signifikante Reduktion der Gesamtinvestition resultiert in den in Abb. 5-12 dargestellten Gesamtbiokraftstoffgestehungskosten.

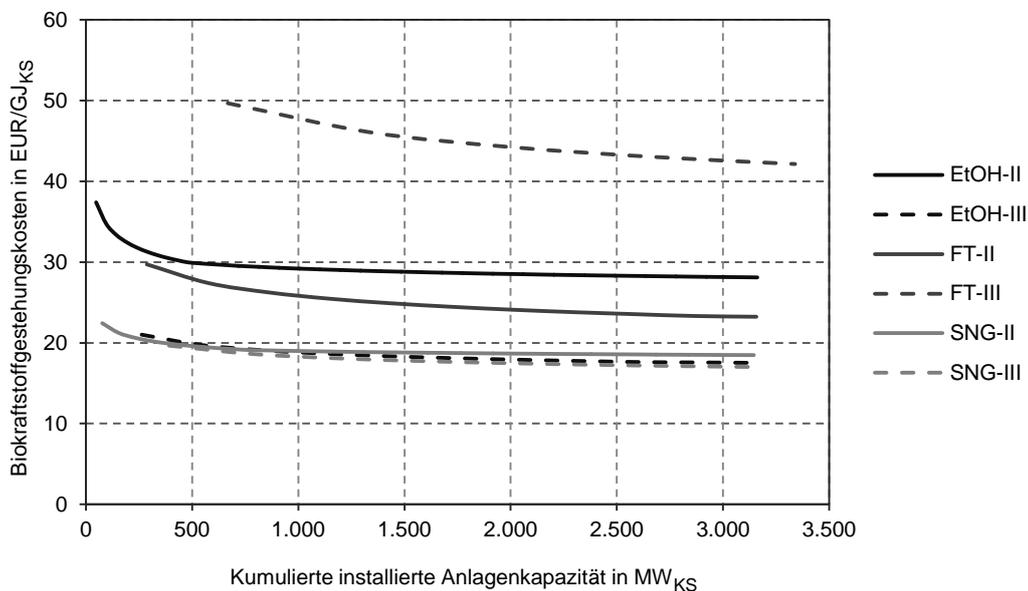


Abb. 5-12: Erfahrungskurveneffekte – Biokraftstoffgestehungskosten der mittel- und langfristigen Referenzkonzepte

Der Anfangspunkt der dargestellten Kurven entspricht den Gesamtbiokraftstoffgestehungskosten für den Basisfall (Abb. 5-9). Für die untersuchten Biokraftstoffoptionen kann folgendes abgeleitet werden.

- * *Bioethanol.* Eine deutliche Reduktion Biokraftstoffgestehungskosten gegenüber dem Basisfall ist bei dem EtOH-II-Konzept bis zu einer kumulierten Anlagenkapazität von etwa 600 MW_{KS} (d. h. ca. bis zur 13. Anlage) gegeben; hier resultiert eine Reduktion der Gesamtinvestition gegenüber dem Basisfall um 43 % (auf 1 589 EUR/kW_{KS}) in um 21 % (auf 29,7 EUR/GJ_{KS}) reduzierbaren Gestehungskosten für Bioethanol. Im weiteren Verlauf sinken für eine definierte zu installierende Gesamtanlagenkapazität (d. h. für die ca. 66. Anlage) die Gesamtinvestition nur noch um weitere 9 % und die Biokraftstoffgestehungskosten um weitere 4 %. Vergleichsweise geringere Effekte ergeben sich für das EtOH-III-Konzept: für eine definierte zu installierende kumulierte Anlagekapazität ließen sich die Gesamtinvestitionen gegenüber dem Basisfall um 42 % auf ca. 732 EUR/kW_{KS} für die ca. 12. Anlage reduzieren mit Auswirkung auf um 17 % reduzierte Biokraftstoffgestehungskosten auf 17,5 EUR/GJ_{KS}. Anders als die Ergebnisse für die Gesamtinvestition (Abb. 5-11) erwarten lassen würden, sind die Biokraftstoffgestehungskosten ab ca. 600 MW_{KS} kumulierter Anlagenkapazität (d. h. etwa ab der 3. Anlage) günstiger gegenüber dem SNG-II-Konzept (bei der etwa 8. Anlage).
- * *FT-Diesel.* Der gleichen Kausalität folgend, ließe sich für das FT-II-Konzept bei einer definierten kumulierten Anlagekapazität eine Reduktion der Gesamtinvestitionen gegenüber dem Basisfall von 42 % auf ca. 1 394 EUR/kW_{KS} (für die ca. 11. Anlage) realisieren

resultierend in um 22 % auf 23,2 EUR/GJ_{KS} reduzierten Biokraftstoffgestehungskosten. Für das FT-III-Konzept würde die Reduktion 31 % auf ca. 2 589 EUR/kW_{KS} (für die ca. 5. Anlage) umfassen mit Biokraftstoffgestehungskosten von 42,2 EUR/GJ_{KS} (d. h. lediglich 15 % Reduktion).

- * *Bio-SNG*. Im Vergleich zu den anderen Biokraftstoffen sind die erwarteten Effekte für Bio-SNG geringer. Hier würde für eine definierte zu installierende Gesamtanlagenkapazität eine für das SNG-II-Konzept mögliche Reduzierung der Gesamtinvestitionen gegenüber dem Basisfall um 50 % auf ca. 630 EUR/kW_{KS} (für die ca. 41. Anlage) zu um 18 % auf 18,5 EUR/GJ_{KS} reduzierten Biokraftstoffgestehungskosten führen. Bei dem SNG-III-Konzept würden um 39 % auf ca. 662 EUR/kW_{KS} (für die ca. 8. Anlage) reduzierte Gesamtinvestitionen in um 13 % auf 17,0 EUR/GJ_{KS} reduzierten Biokraftstoffgestehungskosten resultieren.

5.3.2.5 Sensitivitätsanalyse

Die nachfolgend dargestellten Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse zeigen, dass bei Variation der Parameter die Erlöse für Koppelprodukte eher von untergeordneter Bedeutung, während insbesondere die rohstoffbezogenen verbrauchsgebundenen Kosten, die kapitalgebundenen Kosten sowie die jährliche Volllaststundenzahl entscheidend für die Biokraftstoffgestehungskosten sind. Mit wenigen Ausnahmen ergibt sich jedoch kein signifikanter Unterschied hinsichtlich der relativen Einordnung der hier untersuchten Referenzkonzepte untereinander. Nachfolgend werden exemplarisch die Ergebnisse für die Variation der rohstoffbezogenen verbrauchsgebundenen Kosten, der Gesamtinvestition (mit Auswirkungen auf die kapital- und betriebsgebundenen Kosten) sowie der jährlichen Volllaststunden der Biokraftstoffproduktionsanlagen diskutiert.

Variation der rohstoffbezogenen verbrauchsgebundenen Kosten

Die Bereitstellungskosten für den Referenzrohstoff beeinflussen die Biokraftstoffgestehungskosten maßgeblich (Abb. 5-13, Tabelle A-23), wie die Variation in der Bandbreite von -60 % (d. h. um bis zu 60 % reduzierte Kosten für die Bereitstellung des Referenzrohstoffs) bis +100 % (d. h. um bis zu 100 % erhöhte Kosten für die Bereitstellung des Referenzrohstoffs) gegenüber dem Basisfall (0 %, Ergebnisse Abb. 5-9) zeigt.

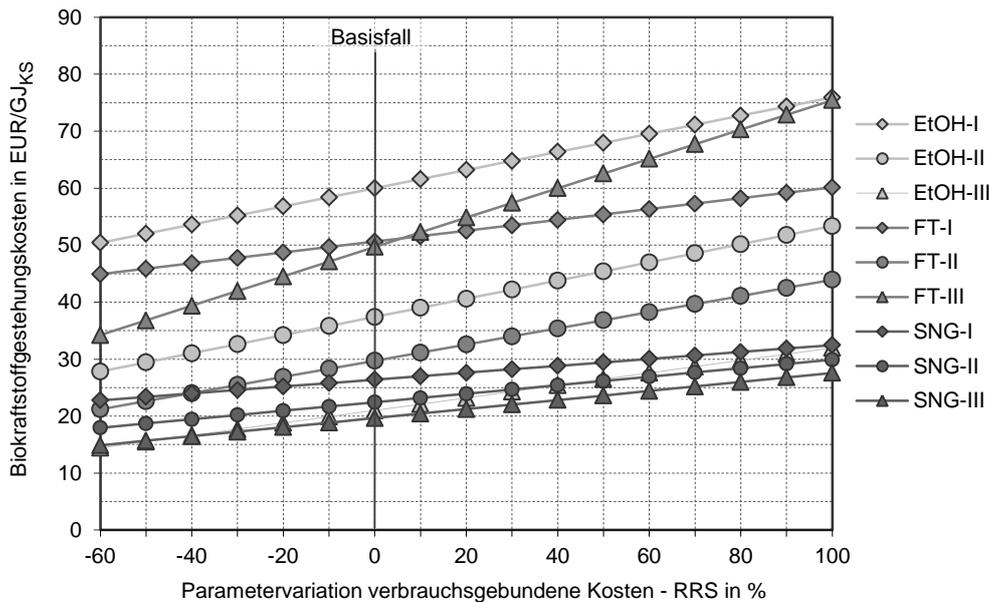


Abb. 5-13: Sensitivität Biokraftstoffgestehungskosten – rohstoffbezogene verbrauchsgebundene Kosten

Je sensitiver der Einfluss für die Referenzkonzepte ist, umso wichtiger sind für eine wirtschaftliche Darstellbarkeit der Produktionsanlagen weitgehend stabile Rohstoffkosten. So führt eine Abweichung der zugrunde gelegten Rohstoffkosten (Abb. 5-8) um jeweils 10 % vom Basisfall zu Veränderungen der Biokraftstoffgestehungskosten um 2,3 bis 5,2 % gegenüber dem Basisfall, wobei die Bio-SNG-Konzepte diesbezüglich vorteilhafter (d. h. weniger sensitiv) abschneiden. Im Vergleich deutlich größer (d. h. mehr sensitiv) ist der Einfluss der Rohstoffkosten für das FT-III-Konzept. In der relativen Einordnung der Referenzkonzepte untereinander schneidet bei Erhöhung der Rohstoffkosten das FT-I-Konzept deutlich günstiger ab als das FT-III-Konzept. Ähnliches zeigt sich bei einer Reduzierung der Rohstoffkosten in deutlich geringerer Ausprägung für die Konzepte SNG-I und FT-II.

Variation der Gesamtinvestition

In Ergänzung zu den dargestellten Reduktionseffekten für die Gesamtinvestitionen bei zunehmender kumulierter installierter Anlagenkapazität auf der Basis von Erfahrungskurven werden die jeweiligen Gesamtinvestitionen für den Basisfall mit Verweis auf die Genauigkeit der abgeschätzten Kosten (sog. Studienschätzung, Tabelle 3-5) sowie vor dem Hintergrund möglicher Kostenentwicklungen wie sie über die Preisindizes [276] erfassbar sind, in einer Bandbreite von -30 % (d. h. um bis zu 30 % reduzierte Gesamtinvestitionen) bis 150 % (d. h. um bis zu 50 % erhöhte Gesamtinvestitionen) gegenüber dem Basisfall (0 %, Ergebnisse Abb. 5-9) variiert.

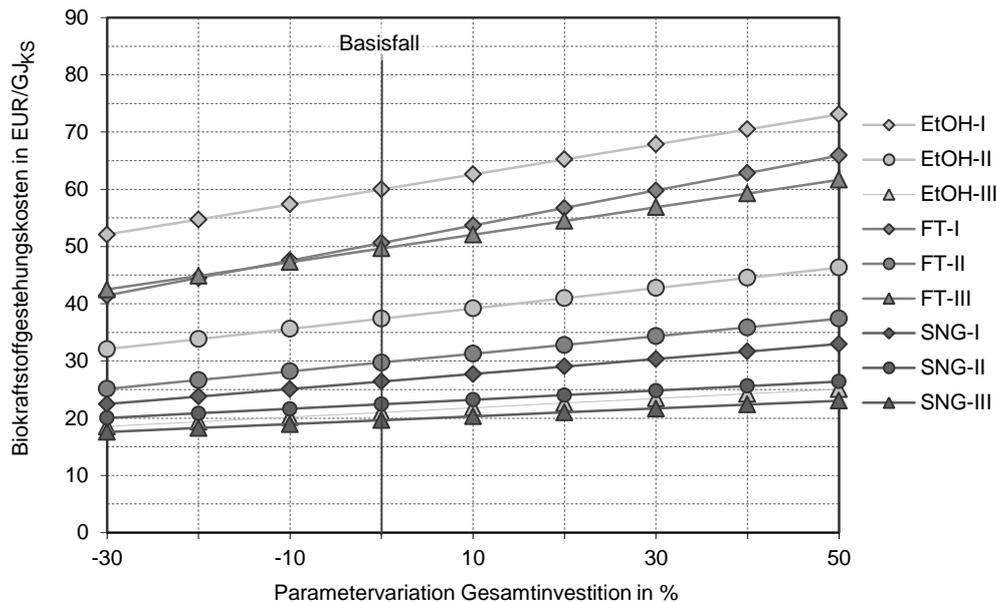


Abb. 5-14: Sensitivität Biokraftstoffgestehungskosten – Gesamtinvestition

Ähnlich den rohstoffbezogenen verbrauchsgebundenen Kosten weisen die Gesamtinvestitionen mit Auswirkung auf die kapitalgebundenen sowie die auf Basis der Investition ermittelten betriebsgebundenen Kosten eine vergleichbare Sensitivität in Bezug auf die Gesamtgestehungskosten auf (Abb. 5-14, Tabelle A-24). Eine Veränderung der Gesamtinvestitionen um jeweils 10 % bedeutet in etwa 3,5 bis 6,0 % Abweichung der Biokraftstoffgestehungskosten gegenüber dem Basisfall (insbesondere bei EtOH-I sowie FT-I und FT-III). In der relativen Einordnung der Referenzkonzepte untereinander ergeben sich kaum Unterschiede, allenfalls zwischen dem FT-I-Konzept und dem FT-III-Konzept werden bei einer Reduzierung der Gesamtinvestitionen kleine Unterschiede sichtbar.

Variation der jährlichen Volllaststunden

Die jährliche Auslastung der Biokraftstoffproduktionsanlagen ist von allen Parametern der sensitivste, wie die Variation der Volllaststunden in eine Bandbreite von bis zu -90 % (d. h. um bis zu 90 % reduzierte Anlagenvolllast über das Betriebsjahr) gegenüber dem Basisfall (0 %, Ergebnisse Abb. 5-9) zeigt (Abb. 5-15, Tabelle A-25).

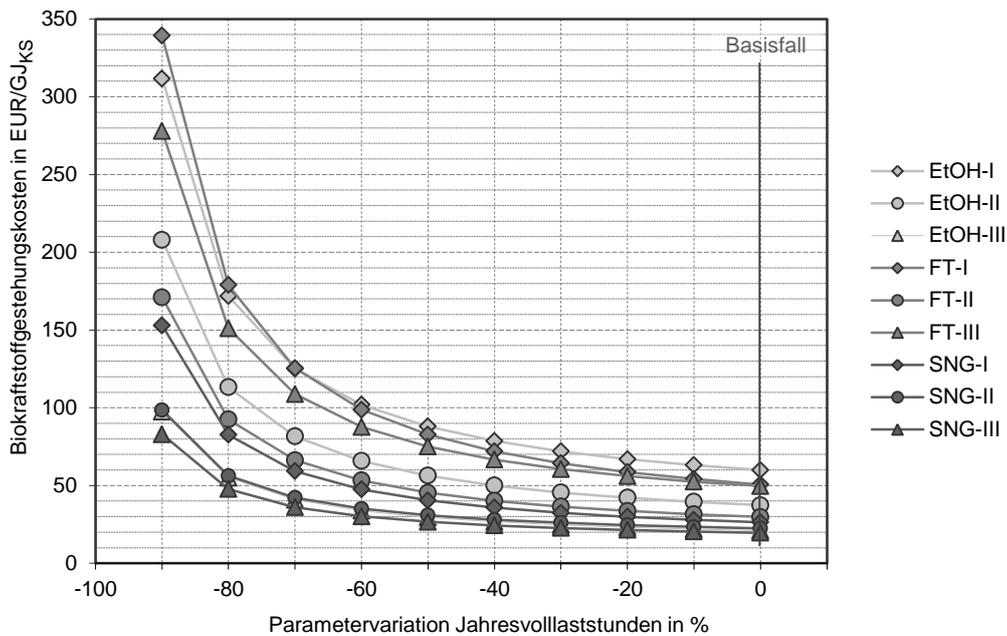


Abb. 5-15: Sensitivität Biokraftstoffgestehungskosten – jährliche Volllaststunden

Während die verbrauchsgebundenen Kosten sowie die Erlöse für Koppelprodukte bei sinkenden jährlichen Volllaststunden nur entsprechend anteilig anfallen, kommen die kapital- sowie die betriebsgebundenen und sonstigen Kosten vollständig zum Tragen. Dies ist insbesondere bei kapital- und betriebskostenintensiven Anlagen (d. h. für EtOH-I, FT-I und FT-III) der Fall. So führt beispielsweise ein Teillastbetrieb von 70 % anstelle der 8 000 h/a bei Nennlast bei den mittelfristig erwarteten Referenzkonzepten für EtOH-II zur Erhöhung der Biokraftstoffgestehungskosten um 22 % auf 45,5 EUR/GJ_{KS}, für FT-II sind es 23 % auf 36,5 EUR/GJ_{KS} und für SNG-II um 16 % auf 26,0 EUR/GJ_{KS} gegenüber dem Basisfall.

5.3.3 Fazit

Die für die Referenzkonzepte für Bioethanol, Fischer-Tropsch-Diesel und Bio-SNG durchgeführte ökonomische Analyse und Bewertung hat gezeigt, dass die Kostenanalyse als Werkzeug zur vergleichenden Bewertung von unterschiedlichen Gesamtketten erfolgreich zur Anwendung kommen kann. Die untersuchten ökonomischen Kenngrößen Referenzrohstoffbereitstellungskosten, Biokraftstoffgestehungskosten sowie Nutzenergiebereitstellungskosten lassen im Vergleich der unterschiedlichen Konzepte folgendes Fazit zu.

- * Die für die Bereitstellung des Referenzrohstoffs analysierten spezifischen Kosten steigen mit zunehmender Anlagenleistung infolge zunehmend komplexer Logistikkonzepte (d. h. ergänzend zum ausschließlichen Straßentransport zusätzlicher Umschlag und Nutzung des Schienenfrachtverkehrs bei gleichzeitig zunehmenden Transportentfernungen) und hängen maßgeblich von den Verfügbarmachungskosten für schnellwachsende Weide frei lokalem Lager ab. Während die direkte Bereitstellung des Referenzrohstoffs an die Biokraftstoffanlagen vergleichbare Kosten erfordert, zeigt sich, dass die Konzepte, die eine Biomasseaufbereitung zu einem Bioenergieträger höherer Energiedichte in vielen dezentralen Anlagen und dessen Konversion zu Biokraftstoff in einer zentralen Anlage vergleichsweise sehr großer Kapazität zum Ziel haben (hier das untersuchte Konzept FT-III), deutlich teurer sind.

- * Die ermittelten Biokraftstoffgestehungskosten lassen den Schluss zu, dass bei Umsetzung der aufgezeigten technischen Weiterentwicklungen der untersuchten Biokraftstoffoptionen (Kapitel 5.2.3) im Regelfall die Kosten signifikant reduziert werden können. Ursache dafür sind die spezifisch günstigeren Gesamtinvestitionen infolge der Größenskalierung der Anlagenleistung, aber auch durch die prozessspezifischen Adaptionen über die betrachteten Zeithorizonte (insbesondere für die Biomassekonversion und Biokraftstoffaufbereitung). Neben den kapitalgebundenen Kosten spielen insbesondere die rohstoffbezogenen verbrauchsgebundenen Kosten sowie die jährliche Auslastung der Biokraftstoffanlage eine entscheidende Rolle. Unter den untersuchten Biokraftstoffoptionen kann Bio-SNG zu den günstigsten Kosten bereitgestellt werden. Bioethanol zeigt über die betrachteten Zeithorizonte die größten Reduktionspotenziale. Bei FT-Diesel zeigt lediglich das Konzept FT-II vertretbare Gestehungskosten. Ungeachtet der höheren referenzrohstoffbezogenen verbrauchsgebundenen Kosten ist infolge sehr hoher Gesamtinvestitionen das Konzept FT-III vergleichsweise sehr teuer.
- * Für die letztlich für den Endverbraucher maßgebenden Nutzenergiebereitstellungskosten relativieren sich die für die Biokraftstoffgestehungskosten aufgezeigten Unterschiede zwischen den Referenzkonzepten. Grund dafür ist neben der starken Dominanz der Fahrzeugkosten maßgeblich der streckenspezifische Kraftstoffverbrauch, welcher für Dieselfahrzeuge auch in der zukünftigen Entwicklung deutlich günstiger zu erwarten ist als für Otto- und Gasfahrzeuge. Infolge dessen schneiden die FT-Konzepte trotz vergleichsweise hoher Biokraftstoffgestehungskosten im Hinblick auf die Nutzenergiebereitstellung deutlich günstiger ab.
- * Werden für eine definierte zu installierende kumulierte Anlagenkapazität Erfahrungskurven angesetzt, lassen sich für die untersuchten mittel- bis langfristigen Konzepte signifikante Reduktionen der jeweiligen Gesamtinvestitionsaufwendungen gegenüber dem Basisfall erzielen, die infolge geringerer kapital- und betriebsgebundener Kosten eine Reduzierung der Biokraftstoffgestehungskosten erlauben. Es bleibt jedoch offen, inwieweit sich die positiven Effekte tatsächlich in der Praxis realisieren lassen. Aus den Entwicklungen der Marktdurchdringung von Biokraftstoffanlagen der heutigen Generation (d. h. Biodiesel aus pflanzlichen und tierischen Ölen und Fetten sowie Bioethanol aus zucker- und stärkehaltigen Pflanzenbestandteilen) ist bekannt, dass Anlagenbetreiber häufig unabhängig von Entwicklern und Herstellern von Anlagenkomponenten die jeweiligen Technologien im Zusammenspiel der einzelnen Komponenten weiterentwickeln, um für ihre jeweilige Einzelanlage ein betriebswirtschaftliches Optimum und damit nach Möglichkeit einen Wettbewerbsvorteil für das eigene Unternehmen gegenüber Konkurrenten am Markt zu generieren. Die für weitere Anlagen übertragbaren Erfahrungen lassen sich daher nur dann umsetzen, wenn der Hersteller von Anlagenkomponenten respektive Gesamtanlagen gleichzeitig als Anlagenbetreiber involviert ist respektive eng mit selbigem zusammenarbeitet. Die ermittelten positiv auf eine Kostenreduktion wirkenden Effekte können in der Praxis nur dann zum Tragen kommen, wenn sich für die jeweiligen weiteren zu installierenden Biokraftstoffproduktionsanlagen entsprechend geeignete, mit der Erstanlage vergleichbare Standortbedingungen bezüglich der Infrastruktur für die Bereitstellung des Referenzrohstoffs, der weiteren Hilfsstoffe und -energien sowie zur Abgabe der anfallenden Koppelprodukte vorfinden lassen. Darüber

hinaus ist aufgrund der Entwicklungen auf den Biomassemärkten nicht auszuschließen, dass steigende Kosten- respektive Preisniveaus für Rohstoffe im Hinblick auf die Biokraftstoffgestehungskosten die positiven Effekte der Erfahrungskurven überkompensieren.

- * Bei der Prüfung der Einflussfaktoren ist insbesondere für die, die Biokraftstoffgestehungskosten stark beeinflussenden, rohstoffbezogenen verbrauchsgebundenen Kosten deutlich geworden, dass unter Berücksichtigung anzustrebender Wettbewerbsfähigkeit der untersuchten Biokraftstoffe nur diejenigen Referenzkonzepte eine Chance haben werden, welche über eine hohe rohstoffbezogene Kraftstoffausbeute verfügen bzw. einen hohen energetischen Gesamtwirkungsgrad aufweisen und folglich in der Lage sind, vergleichsweise höhere Ausgaben für Rohstoffe frei Produktionsanlage in Kauf zu nehmen. Hier weisen die SNG-Konzepte sowie das Konzept EtOH-III gegenüber den FT-Konzepten klare Vorteile auf. Perspektivisch wird die Kostenentwicklung bei den benötigten Rohstoffen maßgeblich zunehmend von der Entwicklung des europa- und weltweiten Biomassehandels abhängen. Aufgrund der durch eine wachsende Weltbevölkerung zunehmenden Biomassenachfrage im Nahrungsmittel- und Energiemarkt ist dabei tendenziell von einem steigenden Kostenniveau auszugehen.

5.4 Ökologie

Zukünftige Biokraftstoffe werden nur dann einen merklichen Beitrag zum Umwelt- und Klimaschutz leisten, wenn die mit ihrer Bereitstellung und Nutzung in der Gesamtbilanz verbundenen Umweltwirkungen vergleichsweise niedrig eingeordnet werden können. Aufbauend auf der nachfolgend beschriebenen Anwendung der Methodik werden die Gesamtbilanzen für ausgewählte Wirkungskategorien für die einzelnen Referenzkonzepte untersucht und vergleichend einander gegenübergestellt.

5.4.1 Anwendung der Methodik

Die Ermittlung der ökologischen Kenngrößen der einzelnen Referenzkonzepte erfolgt gemäß der in Abb. 3-5 dargestellten Hauptschritte einer Ökobilanzierung (Kapitel 3.4.2).

5.4.1.1 Ziel und Untersuchungsrahmen

Der Untersuchungsrahmen für die Bilanzierung der Referenzkonzepte umfasst als Prozesskette den Anbau und die Verfügbarmachung des Referenzrohstoffs gefolgt von den in Abb. 3-2 dargestellten Einzelbilanzräumen (d. h. Bereitstellung des Referenzrohstoffs frei Konversionsanlage, Biokraftstoffproduktion in der Konversionsanlage, Biokraftstoffdistribution frei Tankstelle und Biokraftstoffnutzung im Fahrzeug). In Bezug auf die Bilanzierungstiefe bleiben die sog. direkte Infrastruktur (d. h. insbesondere die Anlagentechnik und Gebäude zur Produktion bzw. Bereitstellung der Biokraftstoffe) und die sog. indirekte Infrastruktur (z. B. Anlagen zur Produktion der eingesetzten Technologien zur Biomassebereitstellung und Fahrzeugtechnik) unberücksichtigt.

Der geographische Bezugsraum ist Deutschland bzw. Mitteleuropa; dies kommt insbesondere für die Berücksichtigung des teils extern als Prozessenergie zugeführten elektrischen Stroms zum Tragen. Für die ggf. erforderliche Bereitstellung von Hilfsenergien und -stoffen (z. B. Import von Erdgas) erfolgt eine entsprechende Erweiterung des Bezugsraums. Zur

Gewährleistung der Vergleichbarkeit der Ergebnisse wird ein einheitlicher Bezugszeitraum für alle Referenzkonzepte festgelegt. Die relevanten Stoff- und Energieströme der Referenzkonzepte sowie der Endergebnisse werden auf funktionelle Einheiten bezogen. Für die Gesamtkette bis zur Biokraftbereitstellung wird als Bezug 1 GJ_{KS} (Bezugsbasis Hu) und für die Gesamtkette inklusive Berücksichtigung der Biokraftstoffnutzung 1 km_{FZ} festgelegt.

Für die Berücksichtigung der anfallenden Koppelprodukte (hier Elektrizität, Wärme, Naphtha) kommt das Allokationsverfahren gemäß Gleichung (3-12) zur Anwendung. Als Stromäquivalent wird dabei für die Erzeugung von 1 kWh_{el} Elektrizität vereinfacht ein Mix aus jeweils 50 % Erdgas-GuD- (η_{el} von 60 %) und Steinkohlekraftwerken (η_{el} von 44 %) angenommen; als Wärmeäquivalent wird ein Erdgasbrennwertkessel (η_{th} von 95 %) zugrunde gelegt ([195]). Die für die Zuweisung der Gesamtemissionen auf Haupt- und Koppelprodukte erforderlichen Allokationsfaktoren basierend auf dem unteren Heizwert sind in Abb. 5-16 (Tabelle A-26) dargestellt. Sie verdeutlichen die im Vergleich höheren Koppelproduktanteile für die Ethanolkonzepte EtOH-II und EtOH-III sowie die Fischer-Tropsch-Diesel-Konzepte FT-II und FT-III. Von untergeordneter Bedeutung sind hingegen die Faktoren für die Koppelprodukte bei den SNG-Konzepten.

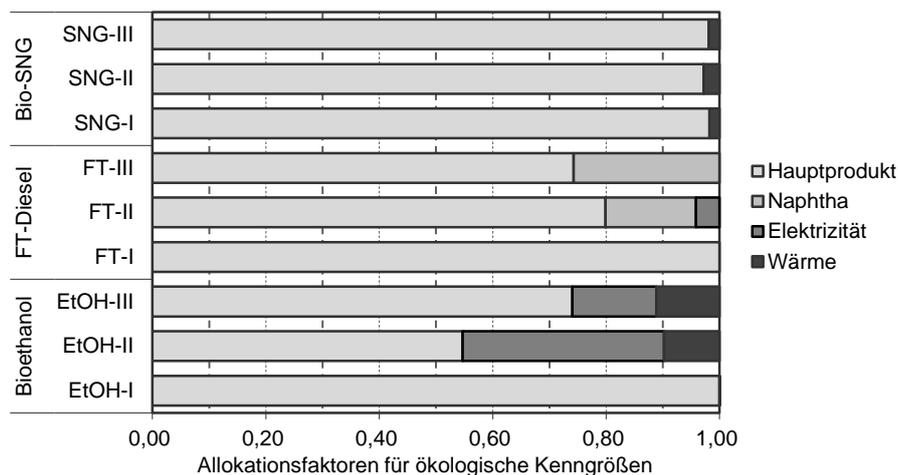


Abb. 5-16: Allokationsfaktoren für Ermittlung ökologischer Kenngrößen (Basisfall)

5.4.1.2 Sachbilanz

In der Sachbilanz werden alle Emissionen entlang der Prozesskette innerhalb des Bilanzierungsrahmens ermittelt. Die für die Bilanzierung der Referenzkonzepte zugrunde gelegten Basisdaten lassen sich im Wesentlichen zwei Hauptkategorien zuordnen: (i) den Daten zur sog. Hauptprozesskette (d. h. dem jeweiligen Referenzkonzept Kapitel 4) und (ii) den Daten zu den sog. Vor- und Nebenprozessketten entlang der Hauptkette (d. h. Produktion, Bereitstellung und Nutzung dieser Hilfs- und Betriebsstoffe wie z. B. Waschmittel, Katalysatoren, Bettmaterial) sowie der mit sonstigen Produkten (z. B. Entsorgung der Abfallstoffe und Rückstände wie Schlacke, Asche) und Dienstleistungen verbundenen Aufwendungen und Emissionen. Für die Nebenprozessketten wird zum einen für die externe Prozessstromversorgung der deutsche Strommix frei Netz zugrunde gelegt. Zur Quantifizierung der Emissionen wird u. a. auf international anerkannte Datenbanken (z. B. [52]) zurückgegriffen.

5.4.1.3 Wirkungsabschätzung

Im Rahmen der Wirkungsabschätzung werden die Informationen aus der Sachbilanz sortiert, verdichtet und im Hinblick auf ausgewählte potenzielle Umweltwirkungen (d. h. ökologische Kenngrößen) ausgewertet. Hierbei werden einzelne Umweltwirkungsindikatoren mithilfe von Konversionsfaktoren bestimmten Wirkungskategorien zugeordnet. Folgende Wirkungskategorien werden hier betrachtet (Tabelle 3-9).

- * Verbrauch fossiler Energieträger,
- * Anthropogener Treibhausgaseneffekt mittels Treibhausgasemissionen,
- * Versauerung mittels versauernd wirkender Emissionen,
- * Eutrophierung mittels eutrophierend wirkender Emissionen.

5.4.1.4 Auswertung

Gegenstand der Auswertung ist die Interpretation der Ergebnisse der Wirkungsabschätzung. Ebenfalls Bestandteil der Auswertung ist die Sensitivitätsanalyse, die hier der Beurteilung des Einflusses von (Daten-)Unsicherheiten auf das Gesamtergebnis dient und damit der Einschätzung bezüglich der Robustheit der Ergebnisse. Auch erlaubt sie die Abschätzung der Entwicklung der betrachteten Wirkungskategorien unter veränderten Randbedingungen (Methodik Kapitel 3.4.2.2). Sie wird für die Parameter durchgeführt, welche die jeweilige Gesamtwirkung signifikant beeinflussen. Die Parameter werden anhand der Teilergebnisse für den Basisfall identifiziert.

5.4.2 Ergebnisse

Nachfolgend werden die für die ökologischen Kenngrößen ermittelten Ergebnisse bezogen auf die bereitgestellte Energie frei Tankstelle (in GJ_{KS}) sowie auf die Nutzenergiebereitstellung (in km_{FZ}) dargestellt und interpretiert. Dies erfolgt für den Basisfall (d. h. für die hier zugrunde gelegten Daten und Annahmen) und für die Sensitivitätsanalyse.

5.4.2.1 Verbrauch fossiler Energieträger

Als Indikator für die Energieintensität zeigen die untersuchten Referenzkonzepte für den Verbrauch fossiler Energieträger (FET) eine Bandbreite von 0,29 bis 0,82 $\text{GJ}_{\text{FET}}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ (Abb. 5-17, Tabelle A-27), wobei die im Regelfall entscheidenden Schritte der Gesamtkette jeweils die Produktion des Referenzrohstoffs (RRS) sowie dessen Konversion zu Biokraftstoff (KS) sind. Insgesamt wird deutlich, dass für die Zeithorizonte unterstellten Technologien eine Einsparung des Verbrauchs fossiler Energieträger möglich ist.

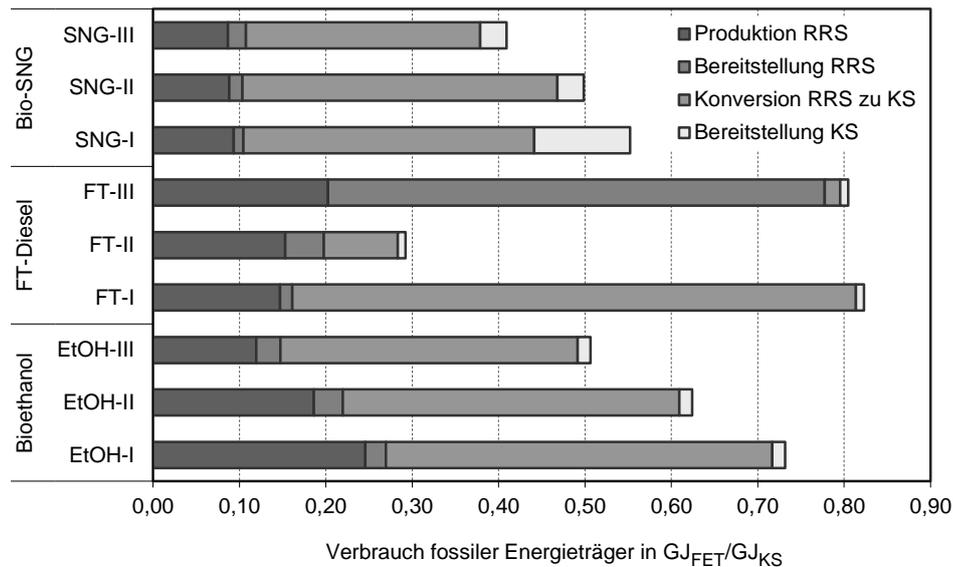


Abb. 5-17: Verbrauch fossiler Energieträger

Für die untersuchten Biokraftstoffoptionen heißt dies im Einzelnen:

- * *Bioethanol.* Die relative Einsparung des Verbrauchs fossiler Energieträger umfasst für das langfristige Konzept gegenüber dem kurzfristigen Konzept ca. 30 % (0,50 gegenüber 0,73 $\text{GJ}_{\text{FET}}/\text{GJ}_{\text{KS}}$). Dies resultiert aus einem geringeren Energieaufwand für die Produktion des Referenzrohstoffs sowie die Biokraftstoffproduktion infolge einer höheren spezifische Ethanolausbeute bezogen auf den eingesetzten Referenzrohstoff (für EtOH-II durch gleichzeitige Hydrolyse und Fermentation und für EtOH-III zusätzlich durch Fermentation von C_5 - und C_6 -Zuckern; Kapitel 5.2.2.1). Hinsichtlich der Bereitstellung des Referenzrohstoffs sowie des Biokraftstoffs sind kaum Änderungen gegeben.
- * *FT-Diesel.* Den im Gesamtvergleich sogleich niedrigsten und höchsten Verbrauch fossiler Energieträger weisen die untersuchten Konzepte für FT-Diesel auf (Differenz ca. 65 % bei 0,29 gegenüber 0,82 $\text{GJ}_{\text{FET}}/\text{GJ}_{\text{KS}}$). Anders als bei Bioethanol sind jedoch die spezifischen Aufwendungen für die Produktion des Referenzrohstoffs höher begründet durch die spezifisch kleinere Rohstoff-zu-FT-Dieselausbeute (für FT-II, da das Koppelprodukt Naphtha anders als in FT-I nicht zurückgeführt wird und für FT-III bedingt durch die Herstellung von Pyrolyseslurry in dezentralen Anlagen; Kapitel 5.2.2.2). Dies trifft auch für die Bereitstellung des Referenzrohstoffs zu, welche für FT-III wegen der transportintensiven Bereitstellung von Weide an die dezentralen Pyrolyseanlagen sowie den anschließenden Transport des Pyrolyseslurries an die zentrale Biokraftstoffproduktionsanlage hinsichtlich des Energieaufwandes am höchsten ist, wengleich dieses Konzept den – im Vergleich aller Biokraftstoffkonzepte – geringsten Verbrauch fossiler Energieträger für die Konversion zu Biokraftstoff aufweist. Von allen untersuchten Biokraftstoffkonzepten zeigt FT-II bedingt durch einen niedrigen Verbrauch fossiler Energieträger für die Biokraftstoffherstellung infolge vergleichsweise geringer Aufwendungen für Katalysatoren und Hilfsstoffe sowie einer autarken Prozessenergieversorgung (insbesondere mit Elektrizität) die in Summe niedrigste Energieintensität. Keine Unterschiede ergeben sich für die Kraftstoffbereitstellung.

* *Bio-SNG*. Eine Einsparung an fossilen Energieträgern von ca. 26 % (bei $0,41$ gegenüber $0,55 \text{ GJ}_{\text{FET}}/\text{GJ}_{\text{KS}}$) kann für die untersuchten kurz- bis langfristigen Bio-SNG-Konzepte ausgewiesen werden. Effizienzsteigerungen hinsichtlich der SNG-Ausbeute bezogen auf den Referenzrohstoff (Kapitel 5.2.2.2) führen zu einer geringfügigen Reduzierung des Energieaufwandes für die Produktion des Referenzrohstoffs. Infolge aufwendigerer Logistik für dessen Bereitstellung (bei SNG-III wie bei allen langfristigen Konzepten Bereitstellung via Straße und Schiene) liegt der Energieaufwand für die Rohstoffbereitstellung etwas höher. Ebenso ist der Energieaufwand für die Biokraftstoffproduktion für SNG-II vergleichsweise höher; Ursache dafür sind maßgeblich die im Vergleich höheren Propanzugaben, die zur Erreichung der Erdgasqualität für die Einspeisung in das Gasnetz erforderlich sind. Da der Energieaufwand für die Bio-SNG-Bereitstellung im Vergleich zu Flüssigkraftstoffen an der Tankstelle deutlich höher ist (Ursache ist die erforderliche Komprimierung von 16 bar auf mind. 250 bar), haben diese einen signifikanten Einfluss auf den Gesamtaufwand an fossilen Energieträgern.

Bezogen auf die Betrachtung der Nutzenergiebereitstellung und damit den gefahrenen Fahrzeugkilometer (Abb. 5-17) verschiebt sich die relative Vorteilhaftigkeit der einzelnen Referenzkonzepte untereinander infolge des mittel- bis langfristig jeweils abnehmenden strecken-spezifischen Kraftstoffverbrauchs. Da dieser für Dieselfahrzeuge vergleichsweise günstig ist ($1,83$ bis $2,31 \text{ MJ}/\text{km}_{\text{FZ}}$ für FT-Diesel gegenüber $2,00$ bis $2,74$ bzw. $2,75 \text{ MJ}/\text{km}_{\text{FZ}}$ für Bio-SNG und EtOH), ist der Verbrauch an fossilen Energieträgern für FT-Konzepte im relativen Vergleich niedriger.

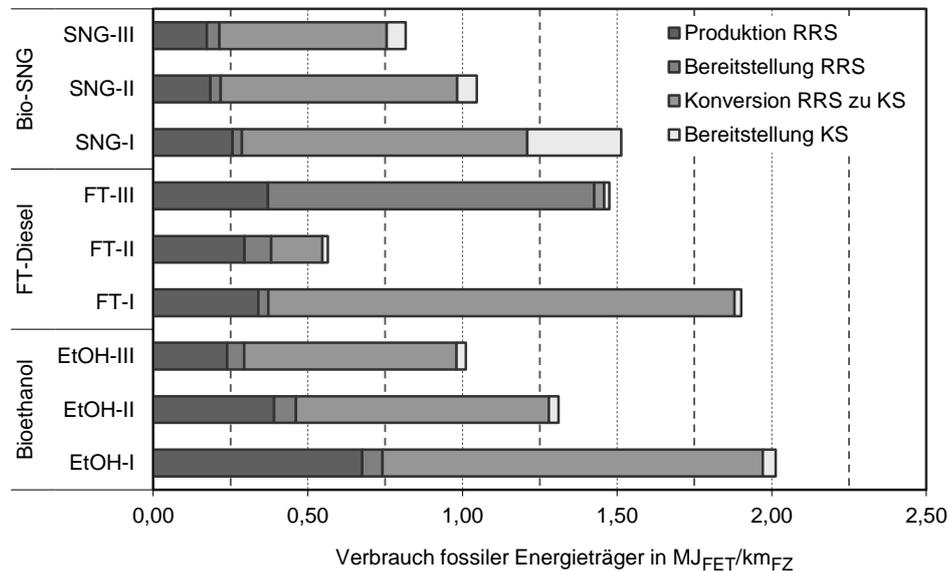


Abb. 5-18: Verbrauch fossiler Energieträger bezogen auf die Nutzenergiebereitstellung

5.4.2.2 Anthropogener Treibhausgaseffekt

Ein entscheidender Indikator für den Klimaschutz sind die anthropogenen Treibhausgasemissionen (THG). Für die hier untersuchten Referenzkonzepte (Abb. 5-19, Tabelle A-28) liegen die entlang der Gesamtkette quantifizierten CO_2 -Äquivalente zwischen $17,2$ und $50,0 \text{ kg}_{\text{CO}_2\text{-Äq.}}/\text{GJ}_{\text{KS}}$. Die im Regelfall die Gesamtemissionen entscheidend beeinflussenden Schritte der Gesamtkette sind dabei die Produktion des Referenzrohstoffs (RRS) sowie dessen Konversion

zu Biokraftstoff (KS). Gelingt es zukünftig die aufgezeigten Referenzkonzepte umzusetzen, zeigen sich bei der Mehrheit der Konzepte signifikante Minderungen an THG-Emissionen.

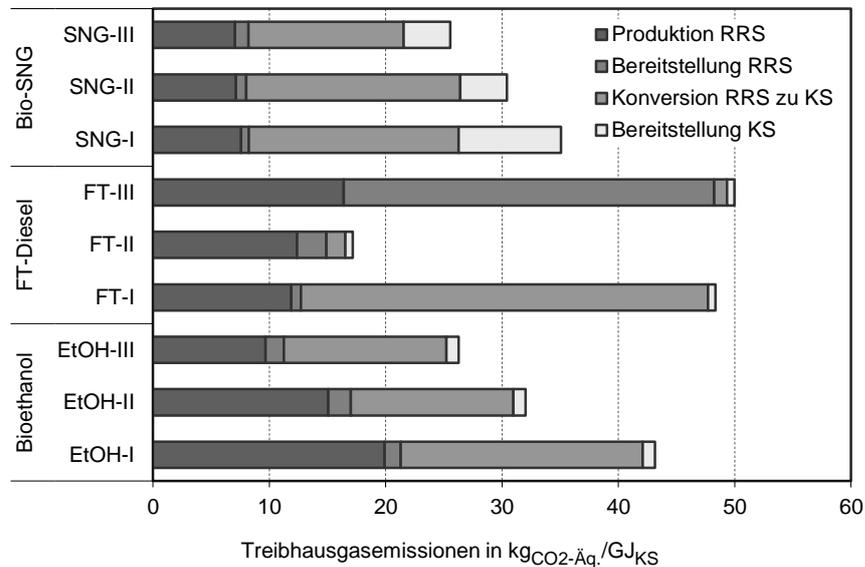


Abb. 5-19: Treibhausgasemissionen

Für die Biokraftstoffoptionen ergeben sich im Einzelnen die folgenden Ergebnisse:

- * *Bioethanol*. Die relative THG-Verminderung der Konzepte untereinander umfasst langfristig ca. 39 % (26,3 gegenüber 43,1 $\text{kgCO}_2\text{-Äq./GJ}_{\text{KS}}$). Analog zum Verbrauch fossiler Energieträger führt eine höhere spezifische Ethanolausbeute bezogen auf den eingesetzten Referenzrohstoff für die Produktion des Referenzrohstoffs sowie die Biokraftstoffproduktion ebenso zu geringeren THG-Emissionen. Hinsichtlich der Bereitstellung des Referenzrohstoffs sowie des Biokraftstoffs sind nahezu keine Änderungen zu erwarten.
- * *FT-Diesel*. In der relativen Einordnung zueinander zeigen die Ergebnisse für FT-Diesel im Gesamtvergleich die niedrigsten und höchsten THG-Emissionen (Differenz von ca. 65 % bei 17,2 gegenüber 48,4 $\text{kgCO}_2\text{-Äq./GJ}_{\text{KS}}$). Dabei sind die THG-Emissionen für die Produktion des Referenzrohstoffs infolge der spezifisch sinkenden FT-Dieselausbeute bezogen auf den Referenzrohstoff für die Konzepte FT-II und FT-III höher. Gleiches gilt für die Bereitstellung des Referenzrohstoffes, welche für FT-III am größten ist. Im Gegensatz dazu sind die THG-Emissionen für die Biokraftstoffproduktion für FT-II und FT-III deutlich niedriger. Von allen untersuchten Optionen lässt FT-II die geringsten THG-Emissionen erwarten. Keine Unterschiede gibt es für die Kraftstoffbereitstellung.
- * *Bio-SNG*. Mit dem langfristig realisierbaren Konzept SNG-III lassen sich gegenüber dem kurzfristigen Konzept SNG-I ca. 27 % (25,5 gegenüber 35,0 $\text{kgCO}_2\text{-Äq./GJ}_{\text{KS}}$) an THG-Emissionen über die Gesamtkette einsparen. Steigende Ausbeuten an Bio-SNG bezogen auf den Referenzrohstoff führen zu einer geringfügigen Reduzierung der THG-Emissionen für die Produktion des Referenzrohstoffs. Die THG-Emissionen für deren Bereitstellung liegen bedingt durch die aufwendigere Logistik etwas höher. Desgleichen sind die Emissionen für die Biokraftstoffproduktion für SNG-II bedingt durch höhere Propanzugaben vergleichsweise höher. Vergleichbar zum Verbrauch fossiler Energieträger sind

die THG-Emissionen für die Bio-SNG-Bereitstellung im Vergleich zu Flüssigkraftstoffen an der Tankstelle deutlich höher.

Analog zu den Energieaufwendungen verschiebt sich die relative Vorteilhaftigkeit der einzelnen Referenzkonzepte untereinander bezogen auf den gefahrenen Fahrzeugkilometer (Abb. 5-20) unter Berücksichtigung des mittel- bis langfristig jeweils abnehmenden streckenspezifischen Kraftstoffverbrauchs.

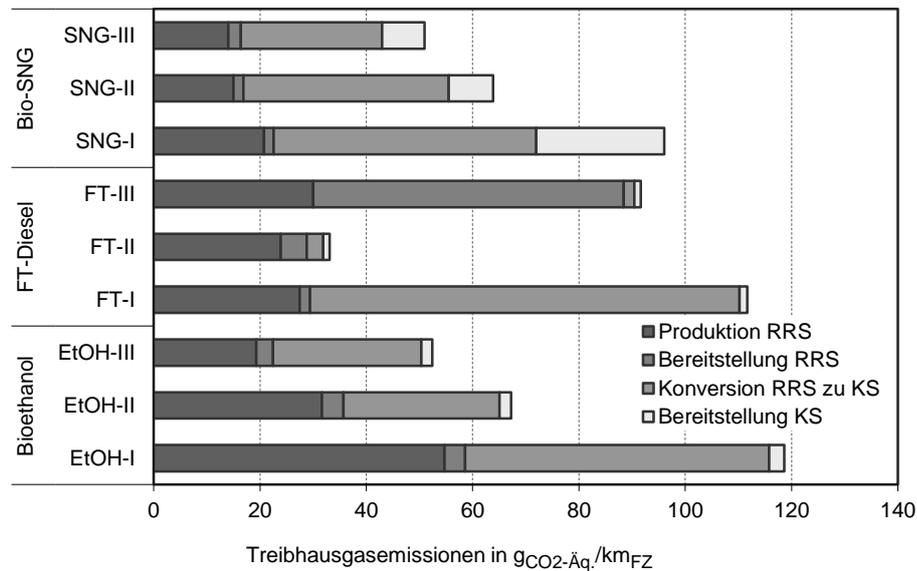


Abb. 5-20: Treibhausgasemissionen bezogen auf die Nutzenergiebereitstellung

5.4.2.3 Versauerung

Die als Indikator für die Verschiebung des Säure-Base-Gleichgewichts in Böden und Gewässern untersuchten versauernd wirkenden Emissionen liegen für die Referenzkonzepte zwischen 0,11 und 0,65 kgSO₂-Äq./GJ_{KS} (Abb. 5-21, Tabelle A-29). Analog zu den anderen Umweltwirkungen werden die Gesamtemissionen jeweils maßgeblich durch die Produktion des Referenzrohstoffs (RRS) sowie dessen Konversion zu Biokraftstoff (KS) beeinflusst.

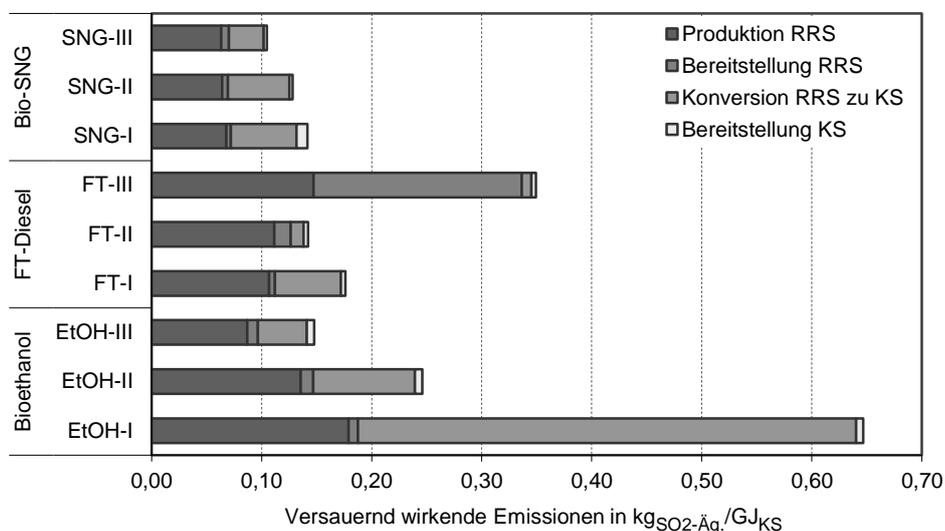


Abb. 5-21: Versauernd wirkende Emissionen

Für die untersuchten Biokraftstoffoptionen ergeben sich im Einzelnen die folgenden Ergebnisse:

- * *Bioethanol*. Während das Konzept EtOH-I infolge eines vergleichsweise hohen Einsatzes an SO₂ als Hilfsstoff für die Hydrolyse (Tabelle A-4) konversionsseitig die höchsten versauernd wirkenden Emissionen aufweist (in Summe 0,65 kg_{SO₂-Äq.}/GJ_{KS}), versprechen die mittel- bis langfristigen Konzepte durch Reduzierung bzw. Wegfall von SO₂ und alternativer Hydrolyse- und Fermentationsansätze bei gleichzeitiger Erhöhung der rohstoffbezogenen Ethanolausbeute eine Reduktion der Gesamtemissionen von bis zu 77 % (auf 0,15 kg_{SO₂-Äq.}/GJ_{KS}). Dies spiegelt sich nicht nur in der Produktion des Referenzrohstoffs wieder, sondern auch in der Biokraftstoffproduktion. Die Emissionen für die Bereitstellung des Referenzrohstoffs sowie des Biokraftstoffs sind hingegen vernachlässigbar.
- * *FT-Diesel*. Analog zu den erläuterten Umweltwirkungen sind die konversionsseitig versauernd wirkenden Emissionen für die Konzepte FT-II und FT-III geringer gegenüber dem Konzept FT-I (0,01 gegenüber 0,06 kg_{SO₂-Äq.}/GJ_{KS}). Abweichend zu den anderen untersuchten Biokraftstoffoptionen sind für die Konzepte FT-II und FT-III die spezifischen Emissionen für die Referenzrohstoffproduktion infolge der spezifisch sinkenden FT-Dieselausbeute bezogen auf den Rohstoff höher. Gleiches gilt für die Bereitstellung des Referenzrohstoffes, welche für FT-III wegen der vergleichsweise aufwendigen Bereitstellung von Weide an die dezentralen Pyrolyseanlagen sowie den Transport des Pyrolyseslurries an die zentrale Biokraftstoffproduktionsanlage am größten ist. In Summe weist das Konzept FT-III daher die höchsten versauernd wirkenden Emissionen (0,35 kg_{SO₂-Äq.}/GJ_{KS}) auf. Keine Unterschiede zeigen sich für die Kraftstoffbereitstellung.
- * *Bio-SNG*. Für die untersuchten Bio-SNG-Konzepte liegen die versauernd wirkenden Emissionen in einer Bandbreite von 0,11 bis 0,14 kg_{SO₂-Äq.}/GJ_{KS}. Die in den Konzepten SNG-II und SNG-III ausgewiesenen Einsparungen bezüglich der Produktion des Referenzrohstoffs sowie dessen Konversion resultieren maßgeblich aus den Effizienzsteigerungen hinsichtlich der SNG-Ausbeute bezogen auf den Rohstoff. Infolge aufwendigerer Logistik (bei SNG-III via Straße und Schiene) liegen die Aufwendungen für die Rohstoffbereitstellung geringfügig höher. Anders als zuvor für den Verbrauch fossiler Energieträger sowie die THG-Emissionen hat die Kraftstoffdistribution kaum einen Einfluss auf die SO₂-Äquivalent-Gesamtemissionen.

Bezogen auf den gefahrenen Fahrzeugkilometer (Abb. 5-22) verschiebt sich auch hier die relative Vorteilhaftigkeit der einzelnen Referenzkonzepte untereinander zugunsten von FT-Diesel.

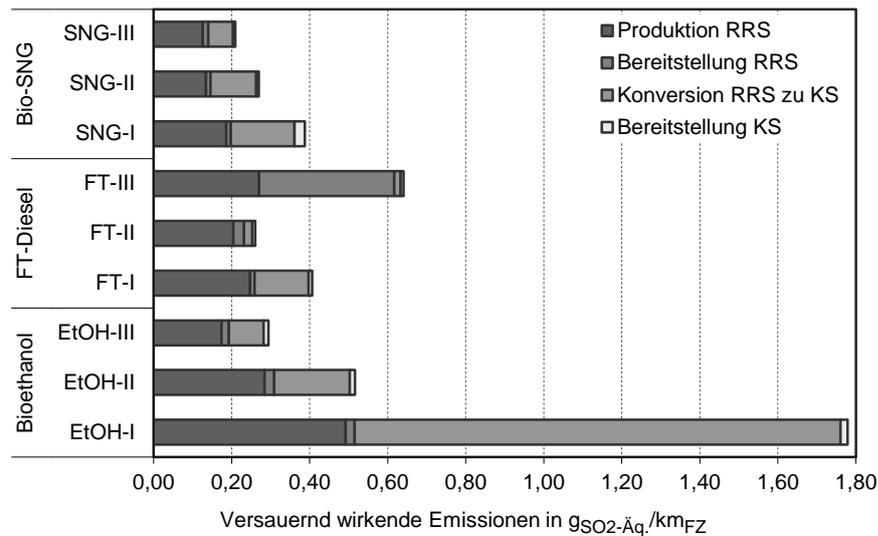


Abb. 5-22: Versauernd wirkende Emissionen bezogen auf die Nutzenergiebereitstellung

5.4.2.4 Eutrophierung

Die als Indikator für Nährstoffeintrag in Böden und Gewässer untersuchten eutrophierend wirkenden Emissionen zeigen für die untersuchten Referenzkonzepte eine Bandbreite von 0,02 bis 0,05 $\text{kg}_{\text{PO}_4\text{-Äq.}}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ (Abb. 5-23, Tabelle A-30). Die die Gesamtemissionen maßgeblich beeinflussenden Schritte der Gesamtkette sind auch hier die Produktion des Referenzrohstoffs sowie dessen Konversion zu Biokraftstoff.

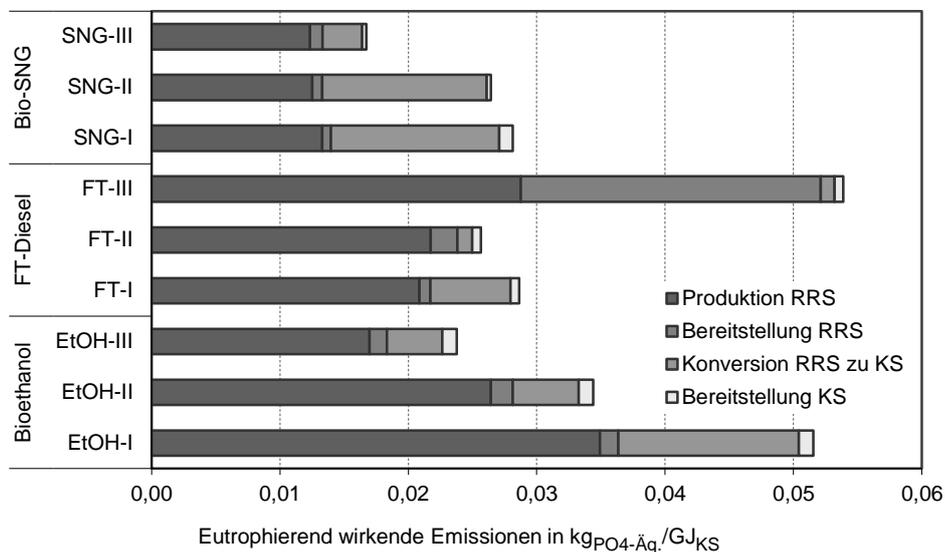


Abb. 5-23: Eutrophierend wirkende Emissionen

Folgende Zusammenhänge ergeben sich jeweils für die untersuchten Biokraftstoffoptionen:

- * *Bioethanol*. In erster Linie bedingt durch eine Erhöhung der rohstoffbezogenen Ethanol- ausbeute zeigen die Bioethanolkonzepte eine Reduktion der eutrophierend wirkenden Emissionen über die Gesamtkette von bis zu 54 % (0,02 gegenüber 0,05 $\text{kg}_{\text{PO}_4\text{-Äq.}}/\text{GJ}_{\text{KS}}$). Dies spiegelt sich auch in den Teilemissionen für die Produktion des Referenzrohstoffs und der Biokraftstoffproduktion wieder. Für letztere resultieren die $\text{PO}_4\text{-Äq.}$ -

emissionen (insbesondere für EtOH-I) maßgeblich aus dem Einsatz von Phosphorsäure sowie organischen Chemikalien. Unbedeutend sind hingegen die Emissionen für die Bereitstellung des Referenzrohstoffs sowie des Biokraftstoffs.

- * *FT-Diesel*. Gleichwohl konversionsseitig die eutrophierend wirkenden Emissionen für das FT-III-Konzept am niedrigsten sind (in ähnlicher Größenordnung wie für FT-II), sind die Gesamtemissionen mit $0,05 \text{ kg}_{\text{PO}_4\text{-Äq.}}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ am höchsten von allen untersuchten Konzepten, was auf den vergleichsweise hohen Aufwendungen für die Produktion und Bereitstellung des Referenzrohstoffs zurückzuführen ist. Weitgehend analog zu den bereits erläuterten Umweltwirkungen verhalten sich in Relation die eutrophierend wirkenden Emissionen für die Konzepte FT-I und FT-II. Keine Unterschiede zeigen sich für die Kraftstoffbereitstellung.
- * *Bio-SNG*. Die eutrophierend wirkenden Emissionen bewegen sich für die untersuchten Bio-SNG-Konzepte zwischen $0,02$ und $0,03 \text{ kg}_{\text{PO}_4\text{-Äq.}}/\text{GJ}_{\text{KS}}$. Die Effizienzsteigerungen hinsichtlich der rohstoffbezogenen SNG-Ausbeute führen zu niedrigeren Emissionen für die Produktion des Referenzrohstoffs sowie dessen Konversion. Hingegen liegen die Aufwendungen für die Rohstoffbereitstellung infolge aufwendigerer Logistik (bei SNG-III via Straße und Schiene) geringfügig höher. Die Kraftstoffdistribution hat hingegen kaum einen Einfluss auf die eutrophierend wirkenden Gesamtemissionen.

Analog zu den zuvor diskutierten Umweltwirkungen verschiebt sich der relative Vorteilhaftigkeit der einzelnen Referenzkonzepte untereinander bezogen auf den gefahrenen Fahrzeugkilometer (Abb. 5-24).

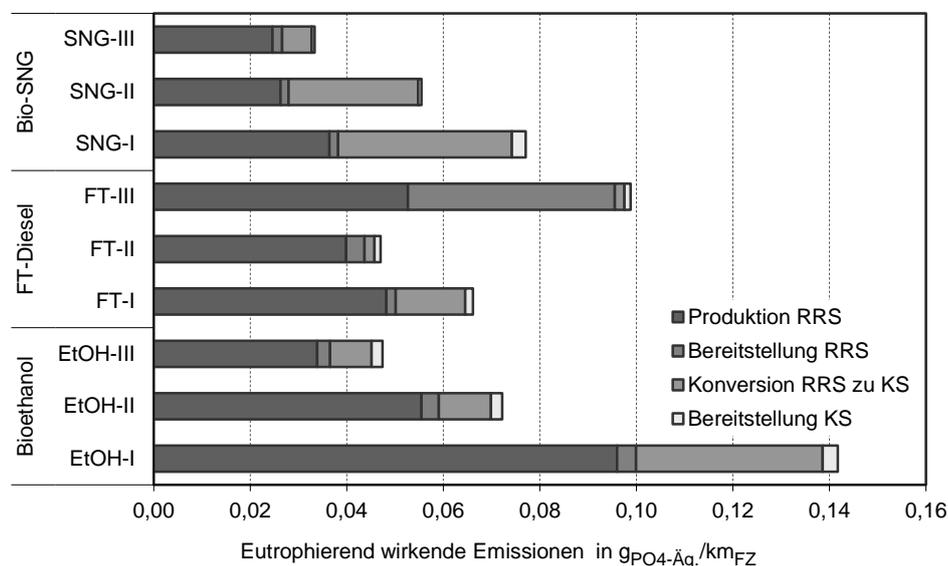


Abb. 5-24: Eutrophierende Emissionen bezogen auf Nutzenergiebereitstellung

5.4.2.5 Sensitivitätsanalyse

Für die einzelnen Schritte der Gesamtbereitstellungskette haben die folgenden Parameter maßgeblichen Einfluss auf die hier betrachteten Umweltwirkungen (Tabelle 5-1).

Tabelle 5-1: Maßgebende Parameter je Schritt der Bereitstellungskette

	Maßgebende Parameter
Produktion RRS	- Düngemiteleininsatz beim Anbau von Weide
Bereitstellung RRS	- Frachtransport auf der Schiene (insbesondere für THG- und versauernd wirkende Emissionen)
Konversion RRS zu KS	- Externe Prozessstrombereitstellung - Katalysatoren und Hilfsstoffe; z. B. organische Einsatzstoffe für Hefe- und Enzympreparierung sowie Ammoniak bei Bioethanol, Erdgas und Natriumhydroxid bei FT-Diesel, Stickstoff und Propan bei SNG
Bereitstellung KS	- Stromversorgung der Tankstelle

RRS – Referenzrohstoff, KS - Kraftstoff

Die in Tabelle 5-1 dargestellten Parameter werden ihrerseits von einer Reihe von Faktoren beeinflusst (z. B. Herkunft und Verfügbarmachung der Rohstoffe für die Produktion von Düngemitteln, Elektrizität sowie Hilfsstoffen, Ort und Nutzungsgrad der jeweiligen Produktionsanlagen), welche wiederum – zumeist komplex – direkt oder indirekt einander bedingen. Mit dem Ziel Grenzfälle gegenüber dem untersuchten Basisfall aufzuzeigen, wird daher beispielhaft der Einfluss der folgenden Parameter auf die jeweilige Umweltwirkung untersucht:

- * *Düngemiteleininsatz beim Anbau von Weide.* Anders als im Basisfall wird unterstellt, dass die gleichen Weideerträge je ha ohne den Einsatz von Düngemitteln erzielt werden.
- * *Externe Prozessstrombereitstellung.* Abweichend vom Basisfall (Strommix Deutschland) wird angenommen, dass über gezielten Einkauf Elektrizität aus 100 % erneuerbaren Energien eingesetzt werden kann. Dieser fiktive Strommix orientiert sich an den Prognosen des Leitszenarios für das Jahr 2030 mit der Zusammensetzung aus 59 % Windenergie (bestehend aus 46 % On- und 54 % Offshore), 20 % Bioenergie (bestehend aus 47 % Bio- und Klärgas, 43 % fester Biomasse und 10 % biogenem Abfall), 9 % Wasserkraft, 9 % Photovoltaik sowie 3 % Geothermie [204].

Die aus der Änderung der o. g. Parameter unter Beibehaltung aller weiteren Randannahmen aus dem Basisfall resultierenden Ergebnisse – hier bezogen auf den bereitgestellten Biokraftstoff (Abb. 5-25 ff., Tabelle A-31 ff.) – werden nachfolgend für die einzelnen Umweltwirkungen zusammengefasst.

- * Demnach ließen sich perspektivisch in unterschiedlicher Ausprägung für die jeweilige Umweltwirkung allein durch einen minimalen Einsatz an Düngemitteln für den Anbau des Referenzrohstoffs schnellwachsende Weide sowie durch den gezielten Einsatz von Elektrizität aus erneuerbaren Energien als extern zugeführte Prozessenergie teils erhebliche Reduktionspotenziale erschließen.
- * Die jeweiligen aus der Düngemiteleinparung resultierenden Effekte liegen je Umweltwirkung für die einzelnen Referenzkonzepte in einer vergleichbaren Größenordnung, so dass sich hinsichtlich der relativen Vorteilhaftigkeit der untersuchten Referenzkonzepte untereinander für die Produktion des Referenzrohstoffs keine Unterschiede ergeben.
- * Der gezielte Einsatz von Elektrizität aus erneuerbaren Energien als Prozessenergie für die Biokraftstoffproduktion führt nur bei den Referenzkonzepten zu einer Verringerung des

Verbrauchs fossiler Energieträger sowie der untersuchten Emissionen, die in teils erheblichem Umfang respektive ausschließlich extern Elektrizität zuführen müssen (d. h. EtOH-I, FT-I und FT-III sowie alle SNG-Konzepte). Für die Referenzkonzepte, welche die elektrische Prozessenergie intern bereitstellen bzw. darüber hinaus als Koppelprodukt zur Verfügung stellen, ergeben sich keine Änderungen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Umwelteffekte für den Strommix zu 100 % erneuerbaren Energien im Durchschnitt günstiger in der Gesamtbilanz ausfällt (insbesondere durch die unterstellten hohen Anteile an Windenergie) als die prozessintern über biogene Ausgangsstoffe bereitgestellte Elektrizität, bei welcher infolge der komplexeren Prozessketten vergleichsweise mehr Parameter (z. B. anteilig für weitere Hilfsstoffe) zum Tragen kommen. Damit verschiebt sich die relative Vorteilhaftigkeit der untersuchten Referenzkonzepte untereinander abweichend vom Basisfall.

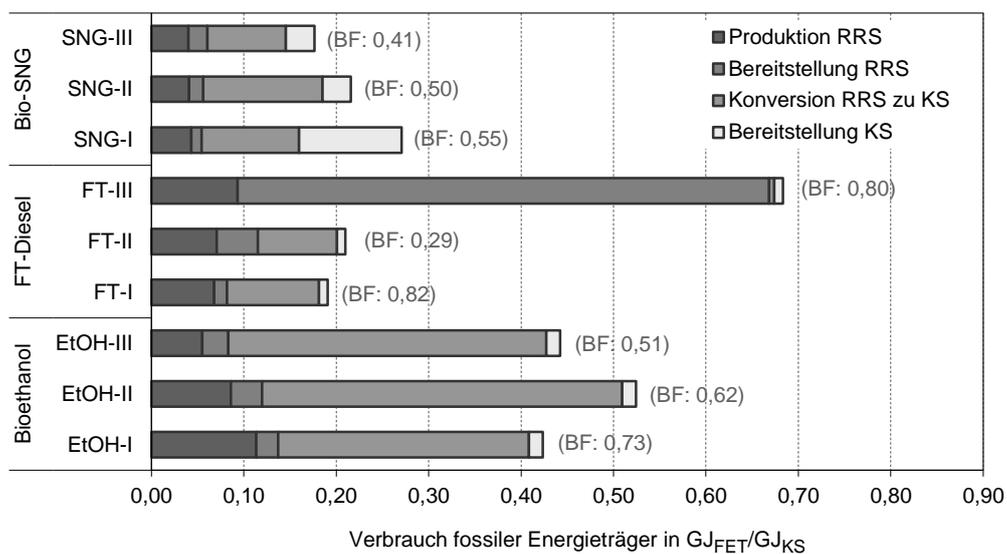


Abb. 5-25: Sensitivität – Verbrauch fossiler Energieträger (Ergebnisse für den Basisfall BF)

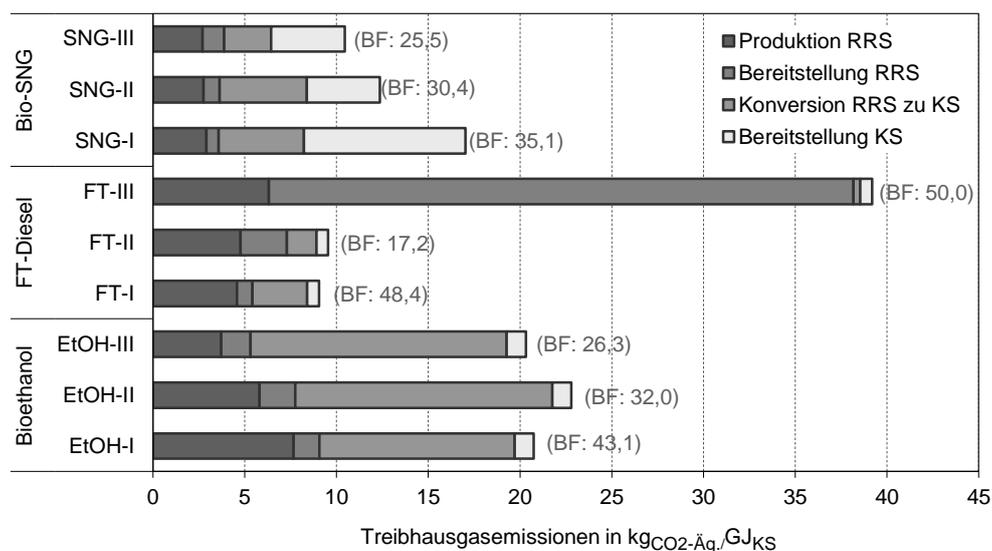


Abb. 5-26: Sensitivität – THG-Emissionen (Ergebnisse für den Basisfall BF)

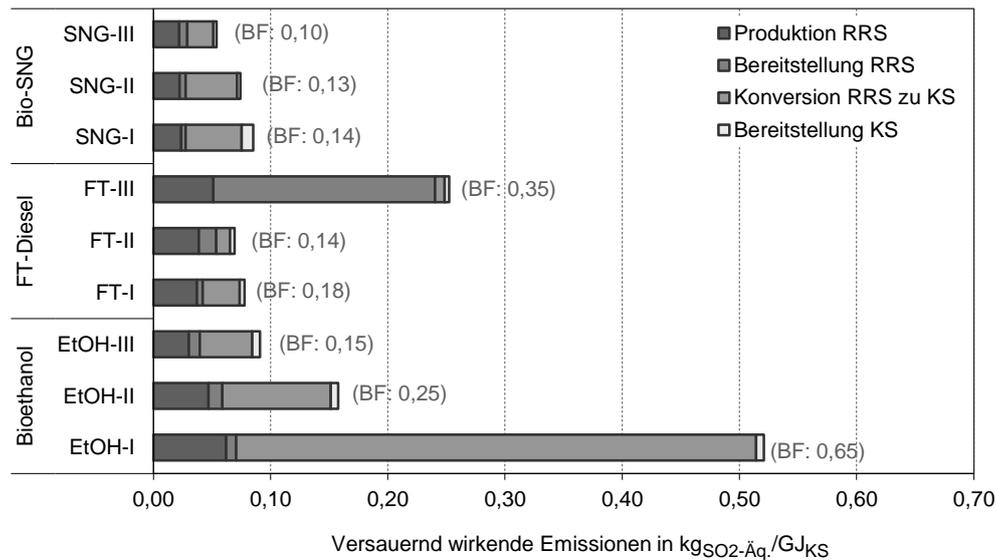


Abb. 5-27: Sensitivität – Versauernd wirkende Emissionen (Ergebnisse für den Basisfall BF)

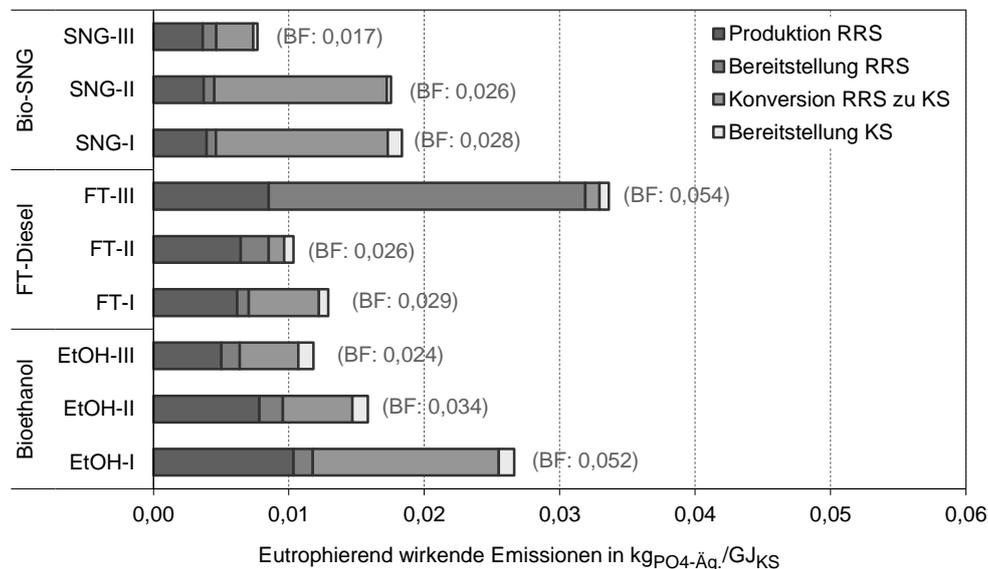


Abb. 5-28: Sensitivität – Eutrophierend wirkende Emissionen (Ergebnisse für den Basisfall BF)

Für die untersuchten Biokraftstoffoptionen ergeben sich im Einzelnen die folgenden Zusammenhänge:

- * *Bioethanol.* Für den Verbrauch fossiler Energieträger (Abb. 5-25) würde ein Minimum an Düngemitteln bei der Produktion des Referenzrohstoffs (RRS) zu einer Verringerung des Energieaufwands um durchschnittlich 54 % gegenüber dem Basisfall führen. Bezüglich der Produktion des Kraftstoffs (KS) würden sich eine Verringerung des Energieaufwands beim Einsatz von Elektrizität aus erneuerbaren Energien nur für das EtOH-I-Konzept bemerkbar machen (Reduktion um 39 % gegenüber dem Basisfall), da alle weiteren Konzepte keine externe elektrische Prozessenergie benötigen (Kapitel 4.2). Dies führt dazu, dass trotz eines vergleichsweise geringen Gesamtwirkungsgrades das Konzept EtOH-I gegenüber EtOH-II einen geringeren Energieaufwand aufweisen würde. Während sich für die Produktion des Referenzrohstoffs die THG-Emissionen (Abb. 5-26) bei

Verzicht auf Düngemittel um 61 % gegenüber dem Basisfall senken ließen, haben die konversionsseitigen Änderungen nur bei dem EtOH-I-Konzept Auswirkungen (Reduktion um 49 % gegenüber dem Basisfall). Im Vergleich zu den anderen Umwelteffekten würde sich eine Änderung des Düngemittleinsatzes bei der Rohstoffproduktion für die versauernd und eutrophierend wirkenden Emissionen (Abb. 5-27 f) in einer Reduzierung um 65 respektive 70 % auswirken. Konversionsseitig würde die Verringerung der Emissionen mit jeweils 2 % beim EtOH-I-Konzept nur gering ausfallen, da hier die Gesamtemissionen maßgeblich durch den Einsatz der Hilfsstoffe beeinflusst werden. Dennoch zeigt sich eine Reduzierung der Gesamtemissionen gegenüber dem Basisfall von 19 bis 38 % für die versauernden und von 48 bis 54 % für die eutrophierenden Emissionen.

- * *FT-Diesel*. Die durchschnittlichen Reduktionen der Umweltwirkungen für die Produktion des Referenzrohstoffs weisen relativ gesehen auch bei FT-Diesel die gleiche Größenordnung auf. Wird für die FT-Dieselproduktion anstelle des Strommixes aus dem Basisfall gezielt Elektrizität aus erneuerbaren Energien als externe Prozessenergie zugeführt, umfassen die erzielbaren Verringerung des Energieaufwands gegenüber dem Basisfall für diese Bereitstellungsstufe für das FT-I-Konzept 85 %, was dazu führt, dass dieses Konzept infolge seiner vergleichsweise höheren rohstoffbezogenen Kraftstoffausbeute und geringen Aufwendungen für die Rohstoffbereitstellung von allen FT-Konzepten den geringsten Verbrauch fossiler Energieträger aufweisen würde. Trotz einer konversionsseitigen Verringerung des Energieaufwands um 69 % gegenüber dem Basisfall ließen sich insgesamt für das FT-III-Konzept nur 15 % der Gesamtaufwendungen vermindern. Weitgehend analoge Effekte würden sich für die THG-Verminderungen (Abb. 5-26) ergeben. In Abhängigkeit des Umfangs, in welchem bei der Biokraftstoffproduktion extern elektrische Prozessenergie zugeführt werden muss, zeigen sich für FT-Diesel hinsichtlich der versauernd und eutrophierend wirkenden Emissionen Reduzierungspotenziale gegenüber dem Basisfall in Höhe von 28 bis 56 % respektive 38 bis 60 % (Abb. 5-27 f).
- * *Bio-SNG*. Auch für Bio-SNG gilt bezüglich der Produktion des Referenzrohstoffs analog das gleiche wie für Bioethanol und FT-Diesel. Da alle Bio-SNG-Konzepte für die Biokraftstoffproduktion auf die externe Zufuhr von elektrischer Prozessenergie angewiesen sind (d. h. für SNG-I und SNG-III zusätzlich zur Eigenproduktion von Elektrizität), ließe sich der Verbrauch fossiler Energieträger für die Konversion des Referenzrohstoffs zu Bio-SNG um 65 bis 69 % gegenüber dem Basisfall reduzieren. Dies gilt weitgehend analog auch für die gegenüber dem Basisfall realisierbaren THG-Verminderungen (konversionsseitig 74 bis 81 %). In der Kausalität analog zu FT-Diesel ließen sich die versauernd respektive eutrophierend wirkenden Gesamtemissionen für Bio-SNG um 40 bis 49 % respektive 35 bis 54 % reduzieren.

5.4.3 Fazit

Für die ökologische Analyse und Bewertung ausgewählten Referenzkonzepte für Bioethanol, FT-Diesel und Bio-SNG wurde das Instrument der Ökobilanzierung für die Gesamtkette als geeignetes Werkzeug angewendet. Unter den hier getroffenen Annahmen und Randbedingungen lassen alle Konzepte positive Effekte in Bezug auf den Klimaschutz erwarten. Bei erfolgreicher Umsetzung der für die einzelnen Zeithorizonte unterstellten Technologien

können auch die Umweltwirkungen teils signifikant reduziert werden, wobei sich grundsätzlich im Vergleich der Referenzkonzepte für alle Umweltwirkungen ein ähnliches Bild zeigt. Die im Regelfall die Gesamtemissionen respektive -aufwendungen entscheidend beeinflussenden Schritte der Gesamtkette sind dabei die Produktion des Referenzrohstoffs (hier insbesondere der Einsatz von Düngemitteln) sowie dessen Konversion zu Biokraftstoff (hier insbesondere der Energiemix des extern bereit gestellten elektrischen Stroms als Prozessenergie). Ausgehend von den untersuchten Kenngrößen bezogen auf den an der Tankstelle bereitgestellten Kraftstoff ergeben sich für die Nutzenergiebereitstellung je zurückgelegtem Fahrzeugkilometer Verschiebungen der relativen Vorteilhaftigkeit untereinander zugunsten der FT-Konzepte gegenüber den Bioethanol- und Bio-SNG-Konzepten infolge des vergleichsweise geringeren streckenspezifischen Kraftstoffverbrauchs. Für die untersuchten ökologischen Kenngrößen ergibt sich im Vergleich der Referenzkonzepte untereinander folgendes Fazit:

- * Hinsichtlich des Verbrauchs fossiler Energieträger und damit der Energieintensität verursacht das mittelfristige Konzept FT-II von allen untersuchten Referenzkonzepten den niedrigsten Energieaufwand. Trotz des niedrigsten Verbrauchs fossiler Energieträger bei der Biokraftstoffproduktion weist das Konzept FT-III bedingt durch enorme Aufwendungen für die Produktion des Referenzrohstoffs sowie dessen Bereitstellung die in Summe zweithöchste Energieintensität auf. Signifikante Reduktionspotenziale zeigen die Bioethanolkonzepte; beispielsweise sind die Konzepte EtOH-III und SNG-II auf einem vergleichbaren Niveau. Unter den langfristigen Konzepten ist SNG-III das mit der geringsten Energieintensität.
- * Deutliche THG-Verminderungspotenziale in allen wesentlichen Stufen der Gesamtkette zeigen die untersuchten Bioethanolkonzepte. Für die untersuchten FT-Konzepte lassen sich mittelfristig für das Konzept FT-II vergleichsweise sehr niedrige THG-Emissionen erzielen, die maßgeblich auf eine energieautarke Versorgung mit elektrischer Prozessenergie zurückzuführen sind. FT-II ist gleichzeitig das Konzept mit der günstigsten THG-Bilanz. Nicht zu favorisieren ist hingegen Konzept FT-III, bei welchem die konversionsseitigen Vorteile (d. h. sehr niedrige THG-Emissionen) deutlich durch die erforderlichen zusätzlichen Aufwendungen für die Produktion und Bereitstellung des Referenzrohstoffs überwogen werden. Geringste THG-Emissionen versprechen auch die untersuchten Bio-SNG-Konzepte. Sie liegen für die Konzepte SNG-II und SNG-III etwa auf vergleichbarem Niveau wie für die Konzepte EtOH-II und EtOH-III.
- * Bei den versauernd wirkenden Emissionen mit Wirkung auf das Säure-Base-Gleichgewicht von Böden und Gewässern weisen die Bioethanolkonzepte untereinander ebenso die höchsten Einsparpotenziale auf, wobei die Gesamtemissionen langfristig etwa auf dem Niveau von SNG-I und FT-II liegen. Vergleichsweise hohe Emissionen zeigt neben den Konzepten EtOH-I und EtOH-II ebenso das Konzept FT-III.
- * Für die ermittelten eutrophierend wirkenden Emissionen als Indikator für den Nährstoffeintrag in Böden und Gewässer zeigt das Konzept SNG-III von allen untersuchten Optionen die geringsten Emissionen. Das FT-III-Konzept weist hingegen die höchsten eutrophierend wirkenden Emissionen auf. Analog zu den anderen Umweltwirkungen zeigen sich für Bioethanol in den Konzepten EtOH-II und EtOH-III signifikante Reduzierungen,

die insbesondere beim langfristigen Konzept EtOH-III zum Tragen kommen und neben SNG-III günstige Emissionen erwarten lassen.

- * Gelingt es perspektivisch in Bezug auf die Rohstoffproduktion den Anbau von schnellwachsender Weide (Referenzrohstoff) mit einem Minimum an Düngemitteln umzusetzen und in Bezug auf die Referenzrohstoffkonversion zu Biokraftstoff die erforderliche Prozessenergie (hier Elektrizität) neben der teilweisen Eigenversorgung der Biokraftstoffanlagen über ein Maximum an erneuerbaren Energien abzudecken, lassen sich die untersuchten potenziellen Umweltwirkungen nochmals signifikant reduzieren. Während sich dabei hinsichtlich der relativen Vorteilhaftigkeit der untersuchten Referenzkonzepte untereinander für die Produktion des Referenzrohstoffs keine Unterschiede ergeben, zeigen sich abweichend davon bezüglich des Prozessenergieeinsatzes nur bei den Referenzkonzepten positive Effekte mit Bezug auf reduzierte Umweltwirkungen, die in teils erheblichem Umfang respektive ausschließlich extern Elektrizität zuführen müssen (d. h. EtOH-I, FT-I und FT-III sowie alle SNG-Konzepte).

5.5 Gesamtbewertung

Für eine Einordnung der untersuchten Referenzkonzepte hinsichtlich ihrer relativen Vorteilhaftigkeit untereinander wird nachfolgend eine Gesamtbewertung vorgenommen. Dazu wird zunächst die Anwendung der Methodik erläutert und im Anschluss die gegenüberstellende Bewertung unterschiedlicher Kenngrößen vorgenommen. Diese wiederum erlaubt eine Einschätzung bezüglich der erfolgreichen Implementierung der untersuchten Optionen im Energiesystem.

5.5.1 Anwendung der Methodik

Die Gesamtbewertung erfolgt nach der in Kapitel 3.5 erläuterten Methodik. Dazu werden für die untersuchten Referenzkonzepte für Bioethanol, FT-Diesel und Bio-SNG ausgewählte Einzelergebnisse für die ermittelten technischen, ökonomischen und ökologischen Kenngrößen gegenübergestellt; exemplarisch sind dies im Einzelnen.

- * *Für die technisch-ökonomische Bewertung.* Gegenüberstellung des energetischen Gesamtwirkungsgrades netto (Kraftstoff und Koppelprodukte) für die Biokraftstoffproduktion (ZK_{124}) und Biokraftstoffgestehungskosten sowie der Gesamtzielwerte für die Funktionsfähigkeit der Konzepte (OZ_I) und Nutzenergiebereitstellungskosten.
- * *Für die technisch-ökologische Bewertung.* Gegenüberstellung des energetischen Nettogesamtwirkungsgrades und Verbrauch fossiler Energieträger für die Kraftstoffbereitstellung sowie Gesamtzielwerte für die Funktionsfähigkeit der Konzepte (OZ_I) und Verbrauch fossiler Energieträger für die Nutzenergiebereitstellung.
- * *Für die ökonomisch-ökologische Bewertung.* Gegenüberstellung der Biokraftstoffgestehungskosten und der THG-Emissionen sowie Ermittlung der Treibhausgasermittlungskosten gemäß Gleichung (3-13) als ergänzende Kenngröße. Die Ermittlung der Mehrkosten erfolgt dabei ohne Berücksichtigung jeglicher steuerlicher Aufwendungen frei Verbraucher auf Basis (i) der Kraftstoffkosten und (ii) der Nutzenergiebereitstellungskosten der einzelnen Biokraftstoffkonzepte und der Grenzkosten von Mineralölkraftstoffen (d. h. mittlerer Produktpreis frei Notierung Rotterdam für deutschen Verbrauchs-

mix im Jahr 2008 aus 41 Ma.% Superbenzin und 59 Ma.% Diesel nach [183]) (Tabelle A-8 f., Tabelle A-21). Zur Ermittlung der fahrzeugspezifischen THG-Emissionen wird für die fossile Referenz ergänzend zu den THG-Emissionen frei Tankstelle in Höhe von $83,9 \text{ kg}_{\text{CO}_2\text{-Äq.}}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ (hier in Anlehnung an die EU-Direktive 2009/28/EG der sog. Defaultwert für Mineralölkraftstoff als Mix aus Diesel und Benzin [69]) für die einzelnen Zeithorizonte ein durchschnittlicher streckenspezifischer Kraftstoffverbrauch von Diesel- und Ottofahrzeugen (Verhältnis gemäß Verbrauch von 59 zu 41 %, [184]) in Höhe von kurzfristig $2,49 \text{ MJ}/\text{km}_{\text{FZ}}$, mittelfristig $2,00 \text{ MJ}/\text{km}_{\text{FZ}}$ und langfristig $1,90 \text{ MJ}/\text{km}_{\text{FZ}}$ unterstellt (Tabelle A-28).

- * *Für die technisch-ökonomisch-ökologische Bewertung.* Gegenüberstellung des energetischen Nettogesamtwirkungsgrades für die Nutzenergiebereitstellung sowie der Gesamtzielwerte für die Funktionsfähigkeit der Konzepte (OZ_I) und jeweils der Treibhausgas-minderungskosten.

Für die exemplarisch gegenübergestellten Kenngrößen erfolgt die Darstellung und Interpretation der Ergebnisse im Anschluss. Darüber hinaus werden jeweils weitere Kenngrößen gegenübergestellt, deren Ergebnisse im Anhang abgebildet sind.

Dabei sind die Referenzkonzepte hinsichtlich ihrer relativen Vorteilhaftigkeit – auch vor dem Hintergrund der eingangs genannten Ziele (Abb. 1-2) – besonders vielversprechend, welche hohe Nettogesamtwirkungsgrade zeigen, gleichzeitig aber zu niedrigen Kosten bereitgestellt respektive genutzt werden können und zudem niedrige potenzielle Umweltwirkungen aufweisen.

5.5.2 Technisch-ökonomische Bewertung

Bei der Gegenüberstellung des energetischen Gesamtwirkungsgrades netto (Kraftstoff, Koppelprodukte) für die Biokraftstoffproduktion (ZK_{124}) zu den Biokraftstoffgestehungskosten (Abb. 5-29) sind die Referenzkonzepte als besonders günstig in ihrer relativen Vorteilhaftigkeit untereinander einzustufen, welche zu einem hohen – maßgeblich von einer effizienten Konversion des (limitierten) Referenzrohstoffs zu Biokraftstoff abhängigen – energetischen Gesamtwirkungsgrad und gleichzeitig zu geringen Kosten produziert werden können. Wenngleich sich im Regelfall (mit Ausnahme des Konzeptes FT-III) für alle Referenzkonzepte über die betrachteten Zeithorizonte durch die jeweils eingesetzten zukünftigen Technologien höhere Gesamtwirkungsgrade und – da selbige direkt beeinflussend – niedrigere Kosten erzielen lassen, sind im Hinblick auf eine perspektivisch erfolgreiche Implementierung im Energiesystem nur wenige Konzepte als günstige Alternativen einzustufen. Für den unterstellten Basisfall (Abb. 5-2, Abb. 5-9) trifft dies für die untersuchten Bio-SNG-Konzepte zu, die zu Gesamtwirkungsgraden von 66 bis 74 % bei Gestehungskosten von 19,7 bis 26,4 EUR/GJ_{KS} hergestellt werden können, sowie für das langfristige Konzept EtOH-III mit 71 % Gesamtwirkungsgrad und 21,0 EUR/GJ_{KS} Kosten. Für die mittelfristigen Konzepte EtOH-II und FT-II können bei Unterstellung von Kostenreduktionen mit zunehmender Installation von Anlagenkapazitäten (Erfahrungskurveneffekte, Abb. 5-12) für die Biokraftstoffproduktion geringere Kosten in Höhe von 28,1 bzw. 23,2 EUR/GJ_{KS} erzielt werden, die jedoch bei gleichen Randbedingungen nur eingeschränkt konkurrenzfähig gegenüber den genannten Bio-SNG- und Bioethanolkonzepten wären.

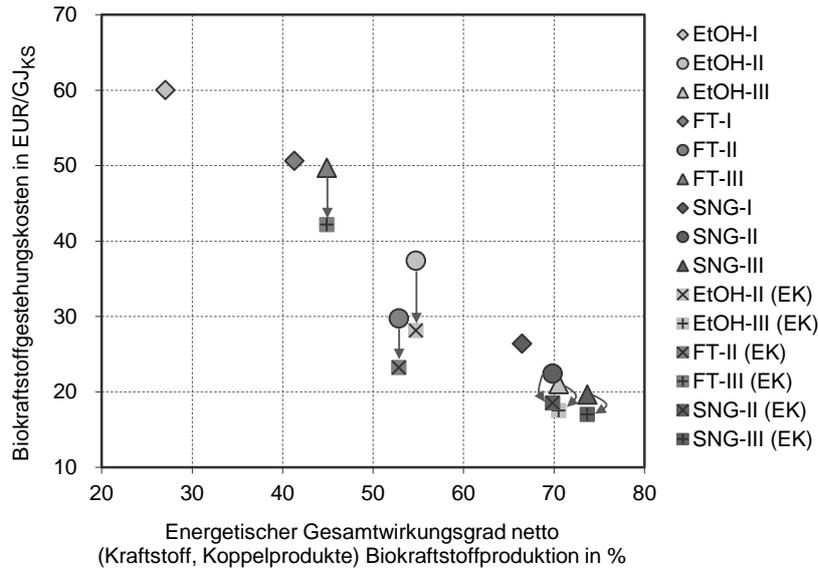


Abb. 5-29: Gegenüberstellung des energetischen Gesamtwirkungsgrades der Biokraftstoffproduktion und der Biokraftstoffgestehungskosten für den Basisfall sowie (siehe Pfeile) für ausgewählte Konzepte unter Berücksichtigung der ökonomischen Effekte aus Erfahrungskurven (EK)

Ein bezüglich der ableitbaren Aussagen für die Einordnung der Referenzkonzepte untereinander weitgehend analoges Bild ergibt sich bei der Gegenüberstellung des energetischen Gesamtwirkungsgrades für die Nutzenergiebereitstellung zu den Nutzenergiebereitstellungskosten (Abb. A-2).

Die in Abb. 5-30 dargestellte Gegenüberstellung der Gesamtzielwerte für die Funktionsfähigkeit (Abb. 5-4) zu den Nutzenergiebereitstellungskosten (Abb. 5-10) zeigt abweichend dazu, dass mit hohen Gesamtzielwerten bei mittleren Nutzenergiebereitstellungskosten die Konzepte EtOH-III (3,59 Zielwertpunkte, 43,7 EURct/km_{FZ}) und SNG-III (3,48 Zielwertpunkte, 45,1 EURct/km_{FZ}) im Vergleich als vorteilhaft angesehen werden können, während zudem FT-II (3,24 Zielwertpunkte, 38,3 EURct/km_{FZ}) und FT-III (3,29 Zielwertpunkte, 41,9 EURct/km_{FZ}) mit vergleichsweise geringeren Gesamtzielwerten aber niedrigeren Nutzenergiebereitstellungskosten günstig einzustufen sind.

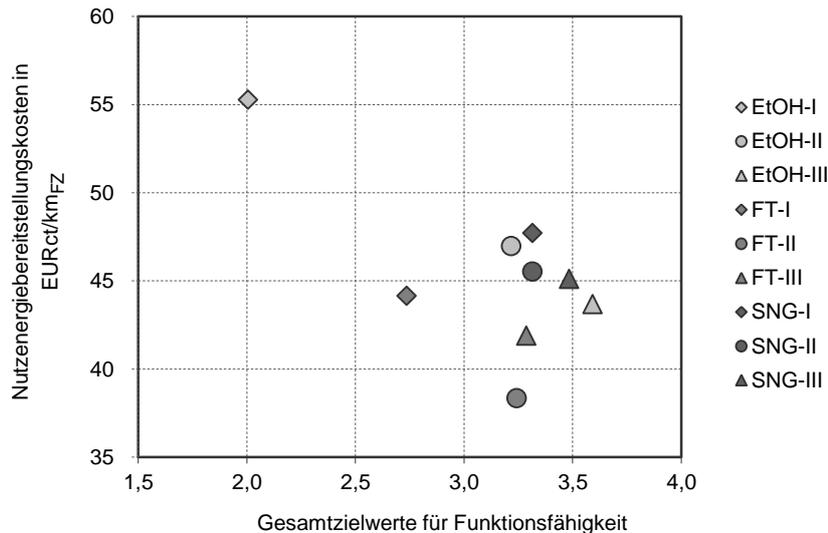


Abb. 5-30: Gegenüberstellung der Gesamtzielwerte für die Funktionsfähigkeit zu den Nutzenenergiebereitstellungskosten für den Basisfall

5.5.3 Technisch-ökologische Bewertung

Werden den energetischen Nettogesamtwirkungsgraden für die Biokraftstoffbereitstellung (Abb. 5-3) frei Tank der Verbrauch fossiler Energieträger (Abb. 5-17) gegenübergestellt, ergibt sich Folgendes (Abb. 5-31). Trotz hoher Nettogesamtwirkungsgrade sind die Bio-SNG-Konzepte (59 bis 64 %) sowie das Konzept EtOH-III (64 %) für den untersuchten Basisfall in Bezug auf den Energieaufwand mit 0,41 bis 0,55 $\text{GJ}_{\text{FET}}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ respektive 0,51 $\text{GJ}_{\text{FET}}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ nur eingeschränkt vorteilhaft gegenüber dem Konzept FT-II einzuordnen, welches bei einem Gesamtwirkungsgrad von 48 % maßgeblich infolge seiner energieautarken Anlagenversorgung mit elektrischer Prozessenergie einen geringeren Verbrauch an fossilen Energieträgern (0,29 $\text{GJ}_{\text{FET}}/\text{GJ}_{\text{KS}}$) beansprucht. Gelingt es – wie im Rahmen der Sensitivitätsanalyse untersucht wurde (Kapitel 5.4.2.5) – den Einsatz von Düngemitteln für die Referenzrohstoffproduktion zu minimieren und für die externe Versorgung der Biokraftstoffproduktionsanlagen mit elektrischer Prozessenergie einen Strommix bestehend aus 100 % erneuerbaren Energien zu realisieren, ließen sich die Umweltwirkungen deutlich reduzieren. Während dies hinsichtlich des Biomasseanbaus für alle Referenzkonzepte zutreffen würde, kommen die Reduktionseffekte aus dem erneuerbaren Strommix in unterschiedlicher Ausprägung zum Tragen abhängig davon, in welchem Umfang extern elektrische Prozessenergie zugeführt wird (d. h. alle Konzepte mit Ausnahme der Konzepte EtOH-II, EtOH-III und FT-III). Demnach würden insbesondere die Bio-SNG-Konzepte als günstig eingeordnet werden können. Gleiches gilt in eingeschränktem Maße (da vergleichsweise niedrige Nettogesamtwirkungsgrade) für die Konzepte FT-I und FT-II. Für die Konzepte EtOH-II und EtOH-III haben lediglich positive Effekte auf Seiten der Biomasseproduktion Auswirkungen auf den Verbrauch fossiler Energieträger.

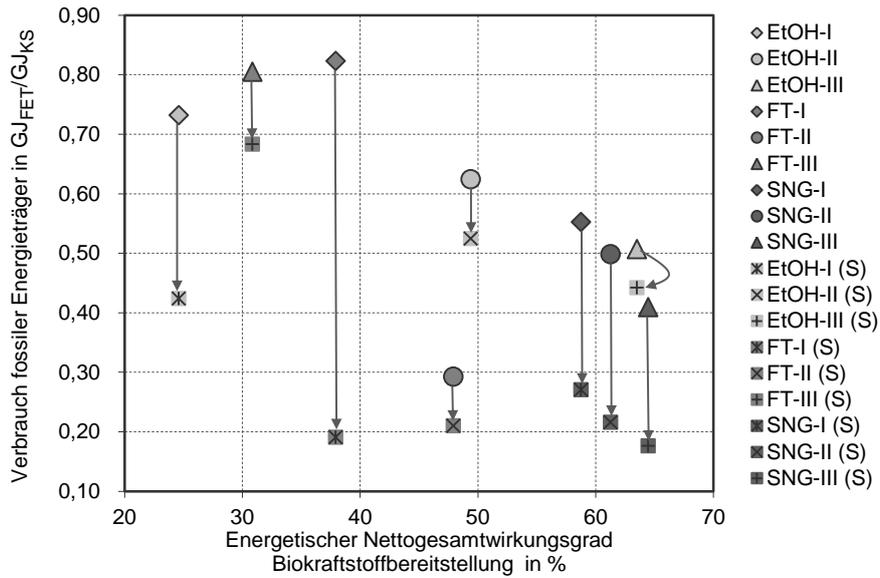


Abb. 5-31: Gegenüberstellung des energetischen Nettogesamtwirkungsgrades der Biokraftstoffbereitstellung (Bilanzraum A bis C) und des Verbrauchs fossiler Energieträger für den Basisfall sowie (siehe Pfeile) unter Berücksichtigung der möglichen Reduzierung der Umweltwirkung gemäß Sensitivitätsanalyse (S)

Ein ähnliches Bild hinsichtlich der Einordnung der Referenzkonzepte untereinander ergibt sich bei der Gegenüberstellung des energetischen Nettogesamtwirkungsgrades zu den Treibhausgasemissionen (Abb. A-3). Dies gilt im Wesentlichen auch bei Gegenüberstellung zu den versauernd und eutrophierend wirkenden Emissionen (Abb. A-4 f).

Abweichend hierzu zeigt die in Abb. 5-32 dargestellte Gegenüberstellung der Gesamtzielwerte für die Funktionsfähigkeit zum Verbrauch fossiler Energieträger, dass die Konzepte EtOH-III und SNG-III als vorteilhaft angesehen werden können; gleiches gilt für FT-II. Diese Einordnung der Referenzkonzepte untereinander lässt sich ebenso für die anderen Umweltwirkungen ableiten.

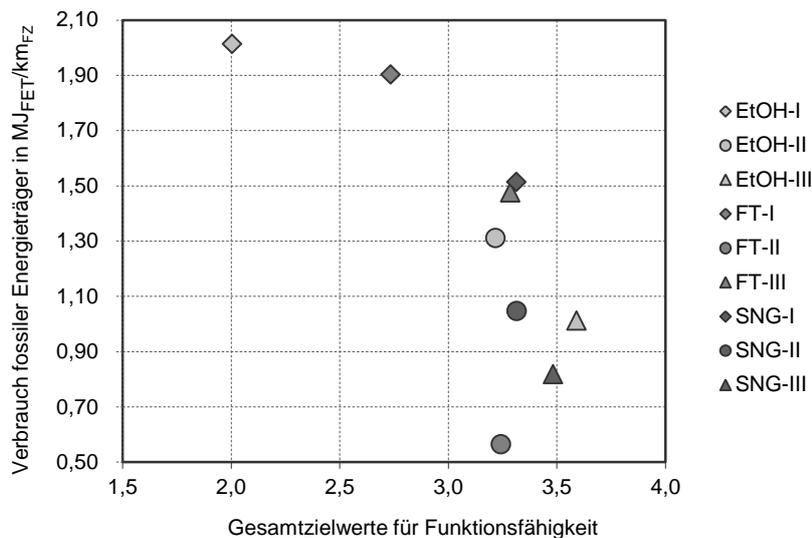


Abb. 5-32: Gegenüberstellung der Gesamtzielwerte für die Funktionsfähigkeit und des Verbrauchs fossiler Energieträger für den Basisfall

5.5.4 Ökonomisch-ökologische Bewertung

Bei der Gegenüberüberstellung der Biokraftstoffgestehungskosten zu den THG-Emissionen sind die Referenzkonzepte zu präferieren, die sowohl niedrige Kosten als auch niedrige Emissionen aufweisen (Abb. 5-33). Für den untersuchten Basisfall (Abb. 5-9, Abb. 5-19) trifft dies lediglich für das Konzept FT-II mit Gestehungskosten in Höhe von 29,7 EUR/GJ_{KS} bei THG-Emissionen von 17,2 kg_{CO₂-Äq.}/GJ_{KS} sowie für die Konzepte SNG-III und EtOH-III mit 19,7 EUR/GJ_{KS} bzw. 21,1 EUR/GJ_{KS} und Emissionen von 25,5 kg_{CO₂-Äq.}/GJ_{KS} bzw. 26,3 kg_{CO₂-Äq.}/GJ_{KS} zu. Kommen kostenseitig die Reduktionseffekte aus den Erfahrungskurven sowie emissionsseitig die Reduktionseffekte infolge veränderter Düngung bei der Produktion des Referenzrohstoffs sowie dem Einsatz von ausschließlich erneuerbarer externer Prozessenergie zum Tragen, verschiebt sich die relative Vorteilhaftigkeit der Referenzkonzepte untereinander zugunsten der Konzepte FT-II, SNG-II und SNG-III.

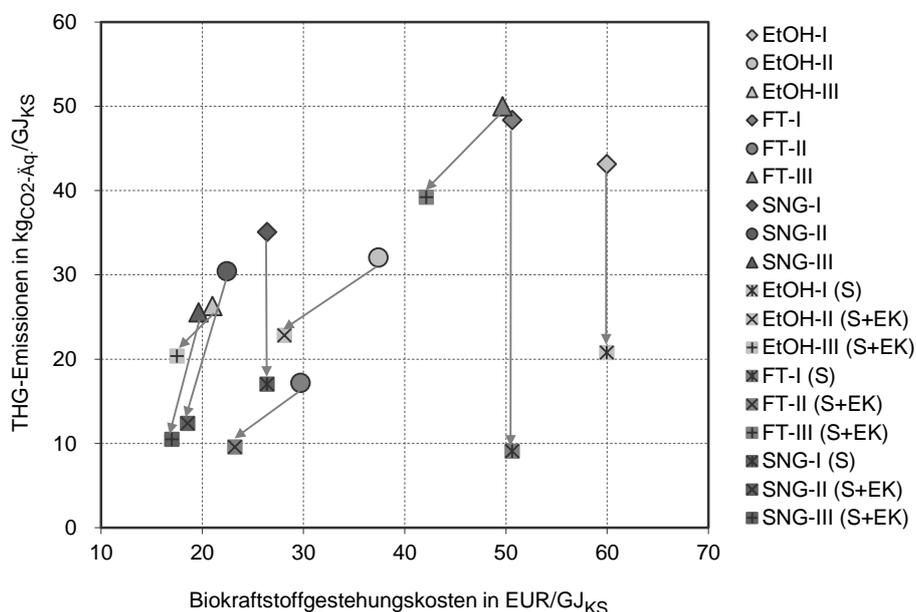


Abb. 5-33: Gegenüberstellung der Biokraftstoffgestehungskosten und der THG-Emissionen für den Basisfall sowie (siehe Pfeile) für die mittel- und langfristigen Konzepte unter Berücksichtigung der Kostenreduktion aus Erfahrungskurven (EK) und der denkbaren Emissionsreduktion aus der Sensitivitätsanalyse (S)

Die bezogen auf (i) die Kraftstoffbereitstellung und (ii) die Nutzenergiebereitstellung ermittelten THG-Minderungskosten sind für den Basisfall in Abb. 5-34 (Tabelle A-35) dargestellt. Je nach Bezugsbasis ergeben sich deutliche Unterschiede hinsichtlich der relativen Vorteilhaftigkeit der Referenzkonzepte untereinander. Während bei Bezug auf die Kraftstoffbereitstellung die Konzepte SNG-III (113 EUR/t_{CO₂-Äq.}) und EtOH-III (140 EUR/t_{CO₂-Äq.}) die geringsten THG-Minderungskosten aufweisen, ist es bei Bezug auf die Nutzenergiebereitstellung mit deutlichem Abstand das Konzept FT-II (22 EUR/t_{CO₂-Äq.}). Ursache hierfür sind die sowohl im Vergleich zu den anderen Biokraftstoffen als auch zu dem unterstellten fossilen Kraftstoffmix geringeren streckenspezifischen Kraftstoffverbräuche für Dieselfahrzeuge und daraus resultierend die vergleichsweise günstigeren THG-Emissionen und Nutzenergiebereitstellungskosten.

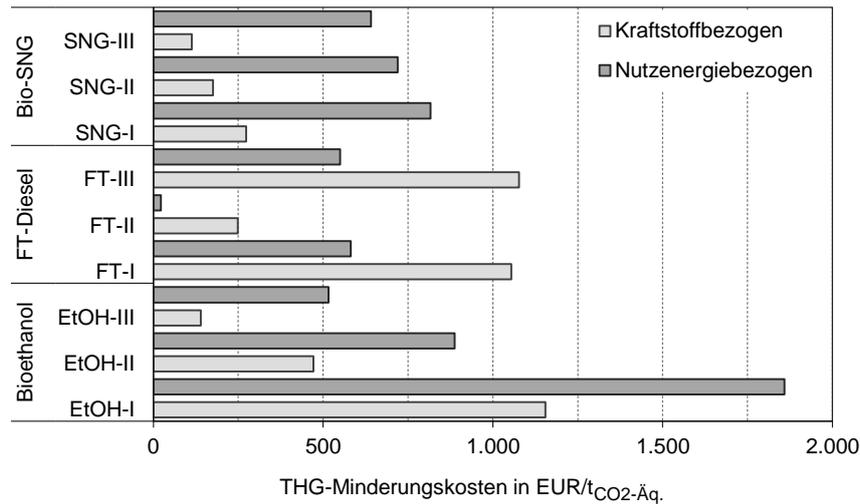


Abb. 5-34: Treibhausgasminderungskosten

5.5.5 Technisch-ökonomisch-ökologische Bewertung

Reduziert auf die Kenngrößen des energetischen Gesamtwirkungsgrades für die Nutzenergiebereitstellung (Bilanzraum A bis D, Abb. 5-3) aus der technischen Bewertung sowie der auf die Nutzenergiebereitstellung bezogenen Treibhausgasminderungskosten aus der ökologischen und ökonomischen Bewertung (Abb. 5-34) lässt deren Gegenüberstellung folgende Einordnung der untersuchten Referenzkonzepte zu (Abb. 5-35).

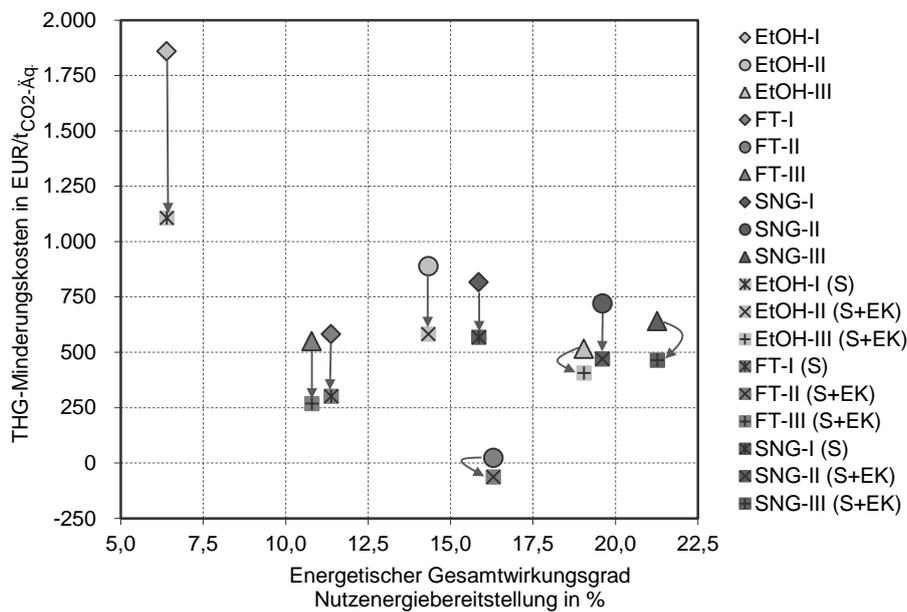


Abb. 5-35: Gegenüberstellung des energetischen Gesamtwirkungsgrades (Bilanzraum A bis D) und der nutzenergiebezogenen THG-Minderungskosten für den Basisfall sowie (siehe Pfeile) für die mittel- und langfristigen Konzepte unter Berücksichtigung der Kostenreduktion aus Erfahrungskurven (EK) und der denkbaren Emissionsreduktion aus der Sensitivitätsanalyse (S)

Für die im Basisfall festgelegten Randbedingungen wäre das Konzept FT-II trotz eines vergleichsweise niedrigeren Gesamtwirkungsgrades von 16,3 % infolge sehr geringer THG-Minderungskosten in Höhe von 22 EUR/tCO₂-Äq. zu präferieren. Darüber hinaus sind jeweils die Konzepte EtOH-III und SNG-III mit höheren Gesamtwirkungsgraden (19,1 % bzw. 21,3 %) und mittleren THG-Minderungskosten (516 bzw. 641 EUR/tCO₂-Äq.) günstige Alter-

nativen. Bei erfolgreicher Umsetzung der kostenseitigen Erfahrungskurveneffekte sowie der emissionsseitigen Effekte können die THG-Minderungskosten nochmals signifikant gesenkt werden. Während für das Konzept FT-II infolge günstigerer Nutzenergiebereitstellungskosten im Vergleich zur fossilen Referenz (Tabelle A-9) theoretisch sogar negative THG-Minderungskosten möglich wären, würde neben den genannten Konzepten EtOH-III und SNG-III ebenso das Konzept SNG-II eine günstige Option darstellen.

Eine abweichende Einordnung der Referenzkonzepte untereinander ergibt sich, wenn die Gesamtzielwerte der Funktionsfähigkeit den THG-Minderungskosten gegenübergestellt werden (Abb. 5-36). Demnach sind neben EtOH-III, SNG-III und FT-II nicht nur SNG-II, sondern auch FT-III günstige Alternativen.

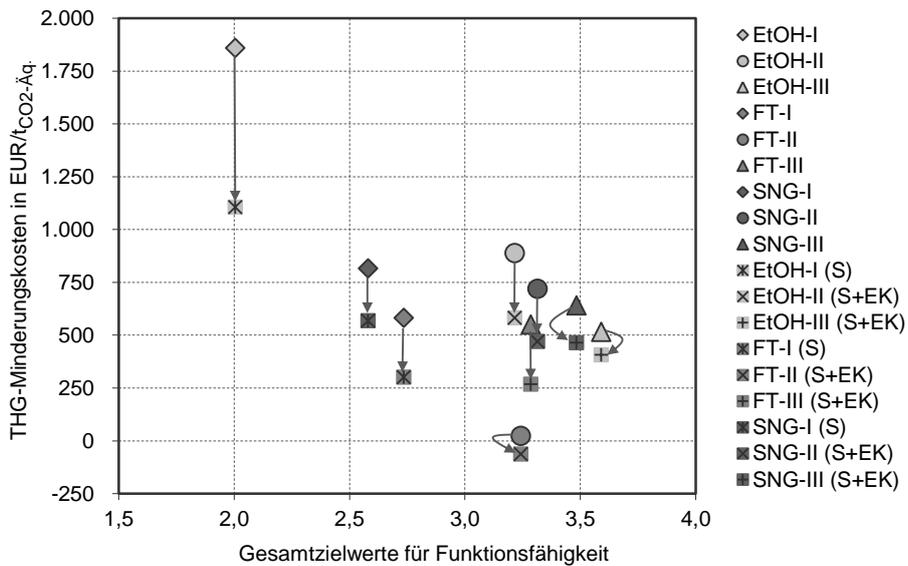


Abb. 5-36: Gegenüberstellung der Gesamtzielwerte für die Funktionsfähigkeit und der THG-Minderungskosten für den Basisfall sowie (siehe Pfeile) für die mittel- und langfristigen Konzepte unter Berücksichtigung der Kostenreduktion aus Erfahrungskurven (EK) und der denkbaren Emissionsreduktion aus der Sensitivitätsanalyse (S)

6 SCHLUSSBETRACHTUNG UND AUSBLICK

Die globale Energienachfrage infolge wachsender Mobilität und damit insbesondere die Nachfrage nach Kraftstoffen werden auch zukünftig weiter stark ansteigen. Biokraftstoffe sind in diesem Kontext neben anderen notwendigen Alternativen (z. B. weitere Effizienzsteigerungen, Elektromobilität auf Basis erneuerbarer Energien) unerlässlich, um zumindest einen Teil des in den kommenden Jahren zu erwartenden Mehrenergieverbrauchs zu decken. Perspektivisch werden neben den konventionellen Biokraftstoffen der sog. ersten Generation – vor dem Hintergrund wachsender Anforderungen an Kraftstoffqualitäten und Diversifizierung der für die Biokraftstoffproduktion eingesetzten Rohstoffe – zukünftige Biokraftstoffe (sog. zweite Generation) eine Rolle spielen müssen.

Ziel dieser Arbeit ist es, ausgehend von der Untersuchung der technischen Entwicklungsperspektiven entlang der Kraftstoffbereitstellungskette ein geeignetes reproduzierbares Werkzeug für die Analyse und Bewertung zukünftiger Biokraftstoffkonzepte zu entwickeln und auf ausgewählte Kraftstoffoptionen auf Basis fester Biomasse (hier Bioethanol, Fischer-Tropsch-Diesel und Bio-SNG) anzuwenden. Dazu gilt es für diese Biokraftstoffe unter Beachtung des aktuellen Technikstandes die wesentlichen Perspektiven für die praktische Umsetzung unter Berücksichtigung der kurz-, mittel- bis langfristig (d. h. Zeithorizont für die Realisierung in bis zu 5 Jahren, in etwa 10 bis 15 Jahren bzw. in etwa 20 bis 25 Jahren) denkbaren technischen Möglichkeiten zu identifizieren. Aufbauend darauf werden – ausgehend von der Biomassebereitstellung bis zur Biokraftstoffnutzung – vermeidlich viel versprechende Referenzkonzepte abgeleitet, welche dann hinsichtlich ihrer technischen, ökonomischen und ökologischen Kenngrößen analysiert und bewertet werden. Für die einleitend formulierten Schlüsselfragen können auf Basis der durchgeführten Untersuchungen die folgenden Schlussfolgerungen gezogen werden.

Für eine möglichst umfassende, objektive und zugleich transparente vergleichende Analyse und Bewertung wird im Anschluss an die Erläuterung der technischen Grundlagen für die Rohstoffbereitstellung, Biokraftstoffproduktion, dessen Distribution und Nutzung zunächst eine Methodik erarbeitet, welche die Ermittlung geeigneter (i) technischer, (ii) ökonomischer und (iii) ökologischer Kenngrößen für Gesamtkonzepte ermöglicht. Dabei dient die entwickelte Methodik letztlich nur als Werkzeug, die genannten Ziele zu erreichen. Gleichzeitig bietet sie aber durch ihre Herangehensweise zusätzlich die Möglichkeit einer unkomplizierten Anpassung auf veränderte Anwendungsfelder und Fragestellungen in vergleichbaren Bereichen. Bei Anwendung der Methodik auf die Referenzkonzepte für Bioethanol, Fischer-Tropsch-Diesel und Bio-SNG können folgende Schlüsse abgeleitet werden:

- * Aus technischen Gesichtspunkten weisen alle Referenzkonzepte über die betrachteten Zeithorizonte hinweg hinsichtlich der Funktionsfähigkeit der Referenzkonzepte zunehmende Gesamtzielwerte (d. h. eine zunehmende Funktionsfähigkeit in Bezug auf Input-Output-Verhältnisse) auf. Während demnach kurz- und mittelfristig Bio-SNG die höchsten Werte aufweist, ist dies langfristig für Bioethanol der Fall. Ausgehend von den aufgezeigten Teilergebnissen ist für den energetischen Gesamtnettowirkungsgrad entlang der Gesamtbereitstellungskette festzuhalten, dass neben Bio-SNG mittelfristig das Fischer-Tropsch-Konzept und langfristig das Bioethanolkonzept Vorteile gegenüber den anderen Referenzkonzepten haben. Hinsichtlich der über den Gütegrad ermittelten Steige-

rungsfähigkeit der Prozesseffizienz zeigt sich, dass diese für die Biomassebereitstellung und die Kraftstoffdistribution eingeschränkt ist. Dies gilt im Wesentlichen auch für die über die einzelnen Zeithorizonte abnehmende Steigerungsfähigkeit für die Biokraftstoffproduktion. Signifikantes Potenzial für weitere Effizienzsteigerungen lassen sich hingegen für die Kraftstoffnutzung im Fahrzeug ableiten.

- * Aus ökonomischen Gesichtspunkten wird bei einem alleinigen Fokus auf die Biokraftstoffgestehungskosten deutlich, dass im Regelfall bei Umsetzung der technischen Entwicklungsperspektiven jeweils für die untersuchten Referenzkonzepte deutliche Kostenreduktionen erreicht werden können. Hierbei kann Bio-SNG kurz-, mittel- und langfristig zu den geringsten Kosten bereitgestellt werden. Die Kosten für die untersuchten Bioethanolkonzepte zeigen über die betrachteten Zeithorizonte die größten Reduktionspotenziale, so dass langfristig vergleichbare Gestehungskosten zu Bio-SNG erzielt werden können. Für Fischer-Tropsch-Diesel weist lediglich das mittelfristige Konzept gegenüber dem kurzfristigen Konzept signifikant günstigere Gestehungskosten auf; das langfristige Konzept geht hingegen trotz der Vorteile hinsichtlich der genannten Funktionsfähigkeit mit vergleichsweise sehr hohen Kosten einher. Dabei sind neben den kapitalgebundenen Kosten ebenso die Kosten für den eingesetzten Rohstoff entscheidend, wobei die Konzepte zumeist günstigere Kosten aufweisen, welche über hohe Biomassekonversionsgrade verfügen. Perspektivisch sind mit zunehmender kumulierter installierter Anlagenkapazität Reduktionen der Gesamtinvestitionen denkbar. Die relative Vorteilhaftigkeit der Referenzkonzepte untereinander verschiebt sich bei der Betrachtung der Nutzenergiebereitstellungskosten bezogen auf den gefahrenen Fahrzeugkilometer zugunsten von Fischer-Tropsch-Diesel, da hier die Kostenvorteile von Dieselfahrzeugen einerseits sowie der vergleichsweise deutlich günstigere streckenspezifische Kraftstoffverbrauch zum Tragen kommen.
- * Aus ökologischen Gesichtspunkten werden die Treibhausgasemissionen, der Verbrauch fossiler Energieträger sowie versauernd und eutrophierend wirkende Emissionen als potenzielle Umweltwirkungen für die Referenzkonzepte untersucht. Die Einzelergebnisse bezogen auf die Nutzenergiebereitstellung zeigen, dass entlang der Bereitstellungskette neben der Rohstoffproduktion (Biomasseanbau) die Konversion zu Biokraftstoff im Regelfall einen entscheidenden Einfluss auf die Gesamtbilanz hat. Unter den untersuchten kurz- und langfristigen Referenzkonzepten zeigt Bio-SNG die geringsten potenziellen Umweltwirkungen. Mittelfristig ist dies für das Fischer-Tropsch-Konzept der Fall. Die untersuchten Bioethanolkonzepte lassen sich jeweils dazwischen einordnen. Signifikante Reduktionen der Umweltwirkungen lassen sich erschließen, wenn beispielsweise der Einsatz von Düngemitteln für die Produktion der festen Biomasse minimiert würde und für die Biokraftstoffproduktion die erforderliche externe Zufuhr elektrischer Prozessenergie gezielt über einen Strommix aus erneuerbaren Energien erfolgen würde.
- * Zusammenfassend macht die Gesamtbewertung durch die Zusammenführung und Gegenüberstellung ausgewählter Kenngrößen aus den singulären Untersuchungen hinsichtlich der Einordnung der analysierten Referenzkonzepte in der relativen Vorteilhaftigkeit untereinander deutlich, inwieweit die technische Weiterentwicklung von Verfahrensansätzen respektive der in ersten Pilot- und Demonstrationsanlagen umgesetzten Biokraft-

stoffproduktionstechnologien sowie innovative Prozesse in direktem Zusammenhang mit ökonomischen und ökologischen Effekten stehen. Sie zeigt aber auch, dass Technik und Ökonomie sowie Ökologie nicht zwangsläufig hinsichtlich aller Kenngrößen korrelieren müssen. Die im Kontext der Nachhaltigkeit formulierten Anforderungen hinsichtlich einer in erster Linie wirtschaftlichen sowie zunehmend auch einer umwelt- und klimafreundlichen Biokraftstoffbereitstellung und -nutzung (Abb. 1-2) stehen im Regelfall zwar immer am Ziel einer jeden technischen Entwicklung, ihre Erreichung kann jedoch unter Umständen auch konträr zu technischen Zielgrößen (wie z. B. hoher Gesamteffizienzen bei gleichzeitig hohen Konversionsraten der begrenzt verfügbaren festen Biomasse) sein.

Hinsichtlich eines Ausblicks, der aus der Beantwortung der Schlüsselfragen für eine erfolgreiche Implementierung der untersuchten Biokraftstoffoptionen im Energiesystem abgeleitet werden kann, kann folgendes konstatiert werden:

- * Die aufgezeigten technischen Weiterentwicklungspotenziale und innovativen Verfahrensansätze können nur schrittweise umgesetzt werden, was zum einen die Skalierung der Leistungsgrößen, zum anderen aber auch die Integration neuer Technologien in Gesamtanlagenkonzepte anbelangt. Zudem bedarf es für eine erfolgreiche Implementierung in der ersten Stufe zunächst der umfassenden Demonstration und Monitoring unter kommerziellen Randbedingungen.
- * Dies kann nur gelingen, wenn die Anforderungen der Akteure entlang der im Fall von Biokraftstoffen besonders komplexen Gesamtbereitstellungskette Berücksichtigung und eine schrittweise Umsetzung in Form einer engeren Zusammenarbeit finden. Dabei ist auch entscheidend, dass in Wissenschaft, Wirtschaft und Politik realistische Erwartungshorizonte bezüglich einer Umsetzung und Marktimplementierung zukünftiger Biokraftstoffkonzepte sowie deren kommerzieller Anlagenbetrieb gesetzt werden.
- * Sollen die untersuchten Biokraftstoffoptionen Bioethanol, Fischer-Tropsch-Diesel und Bio-SNG auf Basis fester Biomasse einen signifikanten Beitrag im Energiesystem leisten, sind weitere Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen unabdingbar. Dies betrifft zum einen die Notwendigkeit der Demonstration der Gesamtkonzepte unter kommerziellen Randbedingungen, gleichzeitig aber auch die Optimierung und Weiterentwicklung der einzelnen Teilschritte mit besonderem Fokus auf der Biomasseproduktion (z. B. hinsichtlich flächenbezogene Ertragssteigerungen bei minimierten Düngaufwendungen unter gleichzeitiger Rücksichtnahme auf Biodiversitätsaspekte) sowie der Biomassekonversion zu Biokraftstoff (z. B. hinsichtlich einer Flexibilität der Konversionsverfahren bezüglich des Rohstoffeinsatzes respektive eines Rohstoffmixes aus verschiedenen festen Biomassen, Steigerung des Biomassekonversionsgrades bei gleichzeitiger Erhöhung des Nettogesamtwirkungsgrades).
- * Für eine zielführende Weiterentwicklung noch nicht kommerziell verfügbarer Technologien und Gesamtkonzepte müssen die im Kontext der Nachhaltigkeit erforderlichen Zielgrößen aus technischer, ökonomischer und ökologischer Sicht ausreichend Berücksichtigung über entsprechende Iterationsschritte in der Verfahrens- und Technologieentwicklung finden. Dabei ist je nach regionalen Randbedingungen und Anforderungen jeweils ein Optimum zu identifizieren, dass selten jeweils auch das technische, ökonom-

ische bzw. ökologische Optimum sein wird. Erste wichtige Schritte hierfür erfolgten im Rahmen dieser Arbeit. Für weiterführende Arbeiten gilt es, sich auf hier als vielsprechend identifizierte Einzelkonzepte unter spezifischen Standortbedingungen zu konzentrieren.

LITERATUR- UND REFERENZVERZEICHNIS

- [1] ADEN, A. ET AL.: Lignocellulosic biomass to ethanol process design and economics utilizing co-current dilute acid prehydrolysis and enzymatic hydrolysis for corn stover. National Renewable Energy Laboratory, Harris Group, NREL/TP-510-32438, Golden, June 2002
- [2] ALTHAPP, A.; DEGEN, W.; HEINL, E.; ROUVEIROLLES, P.; RUDLOFF, M. & STÖHR, M.: SP1 Final Report Version 4.3 (Final). Renewable Fuels for Advanced Powertrains – RENEW EC Contract No. SES6-CT-2003-502705, 2007
- [3] ALTHAUS, W. & URBAN, W.: Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse. Untersuchung im Auftrag von BGW und DVGW, Band 3: Biomassevergasung, Technologien und Kosten der Gasaufbereitung und Potenziale der Biogaseinspeisung in Deutschland. Fraunhofer Institut UMSICHT, unveröffentlichter Endbericht, Oberhausen, August 2005
- [4] AMBIKAPATHY, J.: Status and Comparative Study: Cellulosic Bioethanol production in the US, EU and China. European Association for Bioindustries, Brussels, October 2006
- [5] ARAL AKTIENGESELLSCHAFT: Aral Forschung – Erfahren Sie was Aral für Ihre Zukunft bereit hält. URL: <http://www.aral.de/aral/marketingsection.do?categoryId=4000120&contentId=58687> (letzter Zugriff: September 2010)
- [6] ARNOLD, K.; GRUBE, TH.; MENZER, R. & PETERS, R.: Strategische Bewertung der Perspektiven synthetischer Kraftstoffe auf Basis fester Biomasse in NRW. Endbericht, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Forschungszentrum Jülich GmbH, Wuppertal, Mai 2006
- [7] AUSSENHANDELSVERBAND FÜR MINERALÖL UND ENERGIE E. V.; BUNDESVERBAND MITTELSTÄNDISCHER MINERALÖLUNTERNEHMEN E. V. & VERBAND GEWERBLICHER TANKLAGERBETRIEBE E. V.: Mineralöl und Energie handeln, lagern, liefern – Jahresbericht 2006. ISSN 1618-6885, Hamburg, Mai 2007
- [8] BALAN, V.; DA COSTA SOUSA, L.; CHUNDAWAT, S.P.S.; MARSHALL, D.; SHARMA, L.N.; CHAMBLISS, K. & DALE, B.E.: Enzymatic Digestibility and Pretreatment Degradation Products of AFEX-Treated Hardwoods (*Populus nigra*). *Biotechnol. Prog.*, 2009, Vol. 25, No. 2, 365-375
- [9] BANDI, A.: Verfahrensübersicht Gasreinigungsverfahren. Regenerative Kraftstoffe, Entwicklungstrends, Forschungs- und Entwicklungsansätze, Perspektiven, Fachtagung, Stuttgart, November 2003
- [10] BAUER COMP HOLDING AG: Entscheidungskriterien bei der Planung von CNG-Anlagen. URL: http://www.bauer-kompressoren.de/de/produkte/erdgas_cng/planung/index.php (letzter Zugriff: August 2007)
- [11] BELLINGEN, E.-M.: Einsatz von Polymermembranen zur Aufbereitung von Methangas, GKSS Forschungszentrum, 1994
- [12] BERGMANN, P.C.A. & KIEL, J.H.A.: Torrefaction for biomass upgrading. 14th European Biomass Conference & Exhibition Biomass for Energy, Industry and Climate Protection, Paris, October 2005
- [13] BERGMAN, P.C.A.; BOERSMA, A.R.; KIEL, J.H.A.; PRINS, M.J.; PTASINSKI, K.J. & JANSSEN, F.J.J.G.: Published by: Torrefaction for entrained-flow gasification

- of biomass. Energy research Centre of the Netherlands (ECN), ECN-C--05-067, Petten, July 2005
- [14] BERNECKER, G.: Planung und Bau verfahrenstechnischer Anlagen. 4. Auflage, Springer Verlag, Berlin, 2001
- [15] BIOALCOHOL FUEL FOUNDATION (BAFF): Filling pumps for ethanol. URL: http://www.baff.info/english/distribution_filling_pumps_for_ethanol.cfm (letzter Zugriff: August 2007)
- [16] BIOLLAZ, S.; SEEMANN, M.; SCHILDHAUER, T. J. & STUCKI, S.: Methan-aus-Holz: Phase 1, Erzeugung von synthetischem Erdgas aus Holz zur Nutzung als Biotreibstoff (CNG/CMG). Schlussbericht, Paul Scherrer Institut im Auftrag des Bundesamtes für Energie Bern, Gazobois SA, Villigen, November 2005
- [17] BOERRIGTER, H.; BOLHÁR-NORDENKAMPF, M.; DEURWAARDER, E.P.; ERIKSSON, T.; KÖNEMANN, J.W.; RAUCH, R.; VAN PAASEN S.V.B. & PALONEN, J.: OLGA Optimum - Improving the economics of integrated biomass gasification plants by extension of the functionalities of the OLGA tar washer. Energy research Center of the Netherlands, Vienna University of Technology, Foster-Wheeler Energia (FWE), Dahlman Industrial Group, ECN-E--06-048, Petten, July 2006
- [18] BOERRIGTER, H.; SLORT, D.J.; BODENSTAFF, H.; UIL, H. DEN; RABOU, L.P.L.M.; CALIS, H.P. & KAANDORP, A.J.: Gas Cleaning for Integrated Biomass Gasification (BG) and Fischer-Tropsch (FT) Systems. Energy research Center of the Netherlands, Shell Global Solutions International, ECN-C--04-056, Petten, December 2004
- [19] BOERRIGTER, H. & RAUCH, R.: Review of applications of gases from biomass gasification. Energy research Center of the Netherlands, TU Vienna, ECN-RX--06-066, Petten, June 2006
- [20] BOLHAR-NORDENKAMPF, M.: Techno-Economic Assessment on the Gasification of Biomass on the Large Scale for Heat and Power Production. Dissertation, Technische Universität Wien, 2004
- [21] BOLHAR-NORDENKAMPF, M.: Gasreinigung – Stand der Technik, Schriftenreihe "Nachwachsende Rohstoffe" Band 24, Landwirtschaftsverlag Münster, 2004
- [22] BORKEN, J., PATYK, A. & REINHARDT, G. A.: Basisdaten für ökologische Bilanzierungen. Einsatz von Nutzfahrzeugen in Transport, Landwirtschaft und Bergbau. Vieweg Verlag, Braunschweig / Wiesbaden, 1999
- [23] BRÄNDLE, M.; DÜWEKE, P. & LEIMBACH, B.: Biokraftstoffe der Zukunft – Strategien für eine nachhaltige Mobilität. Konferenz der Friedrich-Ebert-Stiftung mit Unterstützung der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, März 2006, ISBN 3-89892-500-5
- [24] BREIING, A. & KNOSALA, R.: Bewerten technischer Systeme, Theoretische und methodische Grundlagen bewertungstechnischer Entscheidungshilfen. Springer-Verlag, ISBN 3-540-61086-3, Berlin Heidelberg New York, 1997
- [25] BRÜCK, E.P.A.: Vorsicht bei Planung und Bau der Flüssiggas- und Bioethanol-Betankung an öffentlichen Tankstellen. Göhler Unternehmensgruppe, In: Brennstoffspiegel – Mineralölrundschau Ausgabe 07/2007, Ceto-Verlag GmbH, Leipzig, Juli 2007
- [26] BULLINGER, H.-J. (HRSG.): Technikfolgenabschätzung. ISBN 3-519-06268-9, Teubner Verlag Stuttgart, 1994

- [27] BUNDESAMT FÜR GÜTERVERKEHR: Marktbeobachtung Güterverkehr – Sonderbericht über die Entwicklung in der deutschen Binnentankschifffahrt. BAG, Köln, August 2007
- [28] BUNDESANSTALT FÜR MATERIALFORSCHUNG UND -PRÜFUNG: Beständigkeits-bewertungen von metallischen Behälterwerkstoffen und polymeren Dichtungs-, Beschichtungs- und Auskleidungswerkstoffen. Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (BAM), Fachgruppe III.2, Berlin, 2006
- [29] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTOR-SICHERHEIT: Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung. Berlin, Juni 2010
- [30] BUNDESAMT FÜR UMWELT, WALD UND LANDSCHAFT (HRSG.): Handbuch für die Kontrolle von Tankstellen mit Gasrückführung – Anleitung für den Vollzug. Bern, September 2004
- [31] CERBE G.: Grundlagen der Gastechnik – Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung. Carl Hanser Verlag, München, Wien, 2004
- [32] CHANDEL, A.K.; ES, C.; RUDRAVARAM, R.; NARASU, M.L.; RAO, L.V. & RAVINDRA, P.: Economics and environmental impacts of bioethanol production technologies: an appraisal. *Biotechnology and Molecular Biology Review* Vol. 2 (1), pp. 014-032, February 2007
- [33] CHOREN INDUSTRIES GMBH: Carbo-V[®]-Prozess zur Herstellung von SunDiesel[®]. Verfügbare Informationen, URL: http://www.choren.com/de/biomass_to_energy/carbo-v-technologie/ (letzter Zugriff: März 2008)
- [34] CHOREN INDUSTRIES GMBH: BTL-Anlage Freiberg – SunDiesel[®] made by CHOREN. Broschüre, Freiberg, November 2007
- [35] CHOREN INDUSTRIES GMBH: SunDiesel made by CHOREN – Chancen für die Land- und Forstwirtschaft in NRW. Präsentation Expertengespräch, Zentrum für nachwachsende Rohstoffe, LZ Haus Düsse, Landwirtschaftskammer NRW, Juni 2005
- [36] CONTADINI, J.F.; DINIZ, C.V.; SPERLING, D. & MOORE, R.M.: Hydrogen production plants: emissions and thermal efficiency analysis. Institute of Transportation Studies, University of California, 2000
- [37] DAHMEN, N.; DINJUS, E. & HENRICH, E.: Das Karlsruher bioliq[®]-Verfahren – Stand und Entwicklung. Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, Institut für Technische Chemie CPV, Tagung „Mobil mit Biomasse“, Stuttgart, September 2006
- [38] DEGEN, W.: Synthetische Biokraftstoffe. Forschung und Technologie, DaimlerCrysler AG, Präsentation, Stuttgarter Chemietage, September 2007
- [39] DEURWAARDER, E.P. & REITH, J.H.: Bioethanol in Europe – Overview and comparison of production processes. Senter Novem, Utrecht, the Netherlands, January 2007
- [40] DEUTSCHE BUNDESREGIERUNG: Perspektiven für Deutschland – Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung – Fortschrittsbericht 2004, Kapitel E – Abschnitt III „Die Kraftstoffstrategie – Alternative Kraftstoffe und innovative Antriebe“ Bericht der Unterarbeitsgruppe „Kraftstoffmatrix“ zum „Matrixprozess“, Berlin, Oktober 2004,
- [41] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (HRSG.): Biomass to Liquid – BtL Realisierungsstudie. Zusammenfassung der Studienteile der Ludwig Bolkow

- Systemtechnik GmbH, Fichtner GmbH & Co. KG, Rödl & Partner GbR, NORD/LB, Berlin, Dezember 2006
- [42] DEUTSCHE VEREINIGUNG DES GAS- UND WASSERFACHES E.V.: Arbeitsblatt DVGW-G 260: Gasbeschaffenheit. Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V., Technisch-wissenschaftlicher Verein, Bonn, 2000
- [43] DEUTSCHE VEREINIGUNG DES GAS- UND WASSERFACHES E.V.: Arbeitsblatt DVGW-G 262: Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung. Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V., Technisch-wissenschaftlicher Verein, Bonn, 2004
- [44] DEUTSCHE WISSENSCHAFTLICHE GESELLSCHAFT FÜR ERDÖL, ERDGAS UND KOHLE E.V. (HRSG.): Gasrückführung und selbstüberwachende Systeme an Tankstellen. DGMK Forschungsbericht 550-04, ISBN 3-936418-05-5, Hamburg, April 2003
- [45] DIN DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V.: Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Erdgas – Anforderungen und Prüfverfahren (DIN 51624:2008-02). Berlin, 2008
- [46] DIN DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V.: Feste Biobrennstoffe – Brennstoffspezifikationen und –klassen. Deutsche Fassung CEN/TS 14961:2005, Vornorm, Berlin, 2005
- [47] DIN DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V.: Umweltmanagement – Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO 14040:2006). Normenausschuss Grundlagen des Umweltschutzes (NAGUS) im DIN, Berlin, 2006
- [48] DIN DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V.: Umweltmanagement – Ökobilanz – Anforderungen und Anleitungen (ISO 14044:2006). Normenausschuss Grundlagen des Umweltschutzes (NAGUS) im DIN, Berlin, 2006
- [49] DOMIAN, H. J. & GRUMBACH, M.: Pkw-Getriebe – heute und morgen. Automobil-technische Zeitschrift ATZ 02/2006 Jahrgang 108, S. 96 bis 101, Vieweg & Sohn Verlagsgesellschaft mbH, Wiesbaden, 2006
- [50] DREIER, T.: Ganzheitliche Bilanzierung von Grundstoffen und Halbzeugen, Teil V Biogene Kraftstoffe. Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, Juli 1999
- [51] DRY, M.E.: The Fischer-Tropsch process: 1950-2000. Catalysis Today, Vol.71 (3-4), pp.227-241, January 2002
- [52] ECOINVENT CENTRE: Ecoinvent database: Data v2.1. 2009
- [53] E-FLOX GMBH: Schwachgasbrenner. Renningen, URL: <http://www.e-flox.de/Produkte/Schwachgasbrenner/tabid/60/Default.aspx> (letzter Zugriff: Februar 2008)
- [54] EGGEMAN, T. & ELANDER, R.T.: Process and economic analysis of pretreatment technologies. Bioresource Technology 96 (2005) 2019–2025, March 2005
- [55] EGGLESTON, H., BUENDIA, L., MIWA, K., NGARA, T. UND TANABE, K.: IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, published: IGES, Japan. National Greenhouse Gas Inventories Programme, 2001
- [56] EISENMANN, W.: Prozessentwicklung in der Verfahrenstechnik. Vorlesungseinheit 18 und 19: Ökonomische Aspekte in der Verfahrenstechnik Business Case, RWTH Aachen, Wintersemester 2006/2007

- [57] EKBOM, T.; LINDBLOM, M.; BERGLIN, N. & AHLVIK, P.: Technical and Commercial Feasibility Study of Black Liquor Gasification with Methanol/DME Production as Motor Fuels for Automotive Uses – BLGMF. Nykomb Synergetics AB, Chemrec, Volvo, Ecotrafic, OKQ8, STFi; Methanex, Final Report; Altener Programme, 2003
- [58] EKBOM, T.; BERGLIN, N. & LÖGDBERG, S.: Black liquor gasification with motor fuel production – BLGMF II, A techno-economic feasibility study on catalytic Fischer-Tropsch synthesis for synthetic diesel production in comparison with methanol and DME as transport fuels. Nykomb Synergetics AB, STFi-Packforsk, KTH Royal Institute of Technology, Statoil, Structor Hulthén Stråth, Final Report, 2005
- [59] ELTROP, L.; VOSS, A.; BERGER, R.; SCHEFFKNECHT, G.; BRAUN-UNKHOFF, M. & AIGNER, M.: Konkurrenzanalyse der energetischen Nutzung von Biomasse (Anschubphase). Abschlussbericht des Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER), Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen (IVD) & Deutsches Luft- und Raumfahrtzentrum – Institut für Verbrennungstechnik (DLR VT);, Projekt im Auftrag des Zentrum für Energieforschung (ZES) e. V., Stuttgart, 2005
- [60] ELVERS, B. (ED.): Handbook of fuels – Energy Sources for Transportation. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, ISBN 978-3-527-30740-1, 2008
- [61] ENDISCH, M.; OLSCHAR, M.; KUCHLING, TH. & DIMMIG, TH.: Diesel selective hydrocracking of Fischer-Tropsch wax – Experimental investigations. Institute of Energy Process Engineering and Chemical Engineering, TU Bergakademie Freiberg, 2nd International Freiberg Conference on IGCC & XiL Technologies, 8. - 12.05.2007, Freiberg, May 2007
- [62] ENERGY RESEARCH CENTER OF THE NETHERLANDS (ECN): Bio-SNG. URL: <http://www.biosng.com/home/> (letzter Zugriff: Januar 2009)
- [63] ENERGY RESEARCH CENTER OF THE NETHERLANDS (ECN): Eyes on the track, Mind on the horizon, From inconvenient rapeseed to clean wood: A European road map for biofuels. Refuel project, March 2008
- [64] ERBERT, P.R.: Alternative Fahrzeugtechnik – E85 / FFV. Ford Europe, Präsentation Bioethanol-Initiative Straubing, Straubing, März 2006
- [65] ESPINOZA R.L.; STEYNBERG, A.P.; JAGER, B. & VOSLOO, A.C.: Low temperature Fischer-Tropsch synthesis from a Sasol perspective. Applied Catalysis, 186 (1999) 13-26, 1999
- [66] EUCAR, CONCAWE & JRC/IES: Well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context. Version 2b, May 2006
- [67] EUROBSERV'ER: Biofuels Barometer 2006. Systèmes Solaires – Le Journal des Énergies Renouvelables, Paris, June 2007
- [68] EUROPEAN BIOFUELS TECHNOLOGY PLATFORM: Strategic Research Agenda & Strategy Development Document. CPL Scientific Publishing Services Ltd, UK, ISBN 987-1-872691-38-1, January 2008
- [69] EUROPEAN COMMISSION: Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of 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

- [70] EUROPEAN COMMISSION: Biofuels in the European Union – A Vision for 2030 and beyond. Office for Official Publications of the European Communities, ISBN 92-79-01748-9, Luxembourg, 2006
- [71] EUROPEAN COMMISSION: European Energy and Transport Trends to 2030 – Update 2005. Directorate General for Energy and Transport, Office for Official Publications of the European Communities, ISBN 92-79-02305-5, Luxembourg, 2006
- [72] EWI/PROGNOS: Energiereport IV – Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030, Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Prognos AG, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Köln, Basel, 2005
- [73] FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E. V. (HRSG.): Energieholzproduktion in der Landwirtschaft. Kompetenzzentrum HessenRohstoffe (HeRo) e.V, mit Förderung des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, 4., überarbeitete Auflage, Gülzow, 2010
- [74] FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E. V. (HRSG.): Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Institut für Energetik und Umwelt gGmbH u. a. mit Förderung des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, ISBN 3-00-018346-9, Gülzow, 2006
- [75] FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E. V. (HRSG.): Leitfaden Bioenergie – Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen, Aktualisierung der Ausgabe 2000 mit Förderung des Bundesministeriums für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft (BMVEL), Gülzow, 2005
- [76] FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E. V. (HRSG.): Eigenschaften biogener Festbrennstoffe. Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“ Band 17, Münster, 2001
- [77] FEHLING, H.R.: Adiabatic Temperature and Equilibrium of the Gasification Process. Jour. Inst. Fuel, vol. 14, 1940, pp. 39-46; Chem. Abs., vol. 35, 1941, p. 3415.
- [78] FEHRENBACH, H.; GIEGRICH, J.; GÄRTNER, S.; REINHARDT, G. & RETTENMAIER, N.: Synopse aktueller Modelle und Methoden zu indirekten Landnutzungsänderungen ILUC. Bericht im Auftrag des Bundesverbands der deutschen Bioethanolwirtschaft e.V. (BDBe), Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (IFEU), Heidelberg, Oktober 2009
- [79] FEHRENBACH, H.; GIEGRICH, J.; GÄRTNER, S.; REINHARDT, G. & RETTENMAIER, N.: Entwurf Klimagasbilanzen zur Biomassenachhaltigkeitsverordnung – Erläuterungen zur Berechnung der „Default-Werte“. Anlage 2, Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (IFEU), Heidelberg, November 2007
- [80] FISCHER, M.: Die Zukunft des Ottomotors als Pkw-Antrieb – Entwicklungschancen unter Verbrauchsaspekten. Schriftenreihe B Fahrzeugtechnik des Instituts für Straßen- und Schienenverkehr der TU Berlin, Berlin, 1998
- [81] FLEISCHER, G. & HAKE, J.-H.: Aufwands- und ergebnisrelevante Probleme der Sachbilanzierung. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt/Environment Band 30, ISBN: 3-89336-293-2, Jülich 2002
- [82] F.O.LICHT: World Ethanol & Biofuels Report. Diverse, ISSN: 1478-5765, Kent 2010

- [83] FRANK, M.: Entwicklung und Anwendung einer integrierten Methode zur Analyse von betriebsübergreifenden Energieversorgungskonzepten. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften der Universität Fridericiana zu Karlsruhe, Mai 2003
- [84] FRANSSON, G. & LINDSTEDT, J.: Production of bioethanol from lignocelluloses. ETEK Ethanoltechnik AB, EcoDevelopment in Europe AB, Schweden, 2005
- [85] FRANZKE, S.: Technologieorientierte Kompetenzanalyse produzierender Unternehmen. Dissertation, Fachbereich Maschinenbau, Universität Hannover, 2001
- [86] FREDERICK JR., W.J.; LIEN, S.J.; COURCHENE, C.E.; DEMARTINI, N.A.; RAGAUSKAS, A.J. & IISA, K.: Production of ethanol from carbohydrates from loblolly pine: A technical and economic assessment. *Bioresource Technology* 99 (2008) 5051–5057
- [87] FRICK, S., MÜLLER-LANGER, F. & THRÄN, D.: Bereitstellung biogener Festbrennstoffe zur Strom- und Kraftstofferzeugung – Bewertung unterschiedlicher Logistikansätze. Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Endbericht zum Forschungsvorhaben FKZ 22 0099 04 im Auftrag der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., Leipzig, Dezember 2005
- [88] FRIEDRICH-ALEXANDER-UNIVERSITÄT: Multikriterielle Bewertung – Infoportal Bewerten. Lehrstuhl für Konstruktionstechnik, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, URL: <http://www.mfk.uni-erlangen.de/~bewerten/> (letzter Zugriff: Januar 2008)
- [89] FRISCHKNECHT, R.: Analyse und Beurteilung der Umweltverträglichkeit, Teil 2: Ökobilanzen (Life cycle assessment, LCA). Skript ETH Zürich Studiengang Umweltnaturwissenschaften Frühjahrssemester 2010
- [90] FRITZSCHE, U.; DEHOUST, G.; JENSEIT, W.; HÜNECKE, K.; RAUSCH, L.; SCHÜLER, D.; WIEGMANN, K.; HEINZ, A.; HIEBEL, M.; ISING, M.; KABASCI, S.; UNGER, CH.; THRÄN, D.; FRÖHLICH, N.; SCHOLWIN, F.; REINHARDT, G.; GÄRTNER, S.; PATYK, A.; BAUR, F.; BEMMANN, U.; GROSS, B.; HEIB, M.; ZIEGLER, C.; FLAKE, M.; SCHMEHL, M. & SIMON, S.: Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse. Endbericht, Öko-Institut, Fraunhofer UMSICHT, Institut für Energetik und Umwelt (IE), IFEU, IZES, Institut für Geoökologie, TU München im Auftrag des BMU, Berlin, 2004
- [91] GATTERMAYER, F.: Ethanol – Ein weltweiter Überblick. In: I. Darnhofer, C. Walla und H.K. Wyrzens (Hrsg.). *Alternative Strategien für die Landwirtschaft*. Wien: Facultas, 2006
- [92] GELDERMANN, J.: Mehrzielentscheidungen in der industriellen Produktion. Habilitation, Universität Karlsruhe (TH), Universitätsverlag Karlsruhe, 2006
- [93] GENERAL MOTORS AUSTRIA GMBH: Weltpremiere für Saab BioPower 100 Concept. Media Information, Wien, März 2007
- [94] GERINGER, B.: Kann die Verbrennungskraftmaschine durch alternative Kraftstoffe ihre Dominanz behalten?. Institut für Verbrennungskraftmaschinen und Kraftfahrzeugbau, TU Wien, Shell Energie-Dialog Nachhaltige Mobilität in der Zukunft – Herausforderung für Industrie, Wissenschaft und Politik, München, Februar 2007
- [95] GOEDKOOP, M.; HEIJUNGS, R.; HUIJBREGTS, M.; DE SCHRYVER, A.; STRUIJS, J. & VAN ZELM, R.: ReCiPe 2008 - A life cycle impact assessment method which comprises harmonised category indicators at the midpoint and the

- endpoint level. First edition, PRé Consultants, Amersfoort, CML - University of Leiden, Radboud University Nijmegen, RIVM, Bilthoven, Netherlands, January 2009
- [96] GOERTEN, J. & GANEA, D.C.: Electricity prices for second semester 2008. Eurostat, Data in focus 25/2009, ISSN 1977-0316, European Communities, July 2009
- [97] GÖHLER UNTERNEHMENSGRUPPE: Tankstellen – Biokraftstoffe. Franz Göhler GmbH & Co KG Hösbach, URL: http://www.goehler-tankstellenbau.de/tankstellen_biokraftstoffe.html (letzter Zugriff: August 2007)
- [98] GÖTZE, U.: Investitionsrechnung – Modelle und Analysen zur Beurteilung von Investitionsvorhaben. 5. überarbeitete Auflage, ISBN-10 3-540-28817-1, Springer Verlag, Berlin Heidelberg, 2006
- [99] GRAF, F.: Forschungsbedarf und erwartete Entwicklung für die Aufbereitung von methanreichen Gasen zu Biomethan. Expertenworkshop Biomethan für die mobile Anwendung – Status und Perspektiven der Technikentwicklung. Präsentation, unveröffentlicht, Berlin, Oktober 2007
- [100] GREENFIELD: Erdgastankstellen – Aufbau und Funktion. GreenField – A brand within the Atlas Copco Group, Türkenfeld, URL: <http://www.gastankstellen.de/html/wissenswertes.html> (letzter Zugriff: August 2007)
- [101] GRUNERT, M.: Kraftstoffe aus Biomasse – Überblick. Fachmaterial Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft, Fachbereich Pflanzliche Erzeugung, Leipzig, März 2005
- [102] GRÜNWALD, R.: Perspektiven eines CO₂- und emissionsarmen Verkehrs – Kraftstoffe und Antriebe im Überblick. Vorstudie zum TA-Projekt, Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB). Arbeitsbericht Nr. 111, Berlin, Juli 2006
- [103] GRÜNWALD, R., OERTEL, D. & PASCHEN, H.: Maßnahmen für eine nachhaltige Energieversorgung im Bereich Mobilität. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB). Arbeitsbericht Nr. 79, Berlin, Juni 2002
- [104] GUDEHUS, T: Logistik – Grundlagen, Strategien, Anwendungen. 3., neu bearb. Auflage, ISBN 3-540-24113-2, Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, 2005
- [105] GUINEE, J. B.: Life Cycle Assessment: An operational guide to the ISO standards. ed. Centre of Environmental Science, Leiden University (CML), The Netherlands. 2001: Kluwer Academic Publishers, Netherlands, 2001
- [106] GÜTTEL, R., KUNZ, U. & TUREK, TH.: Reactors for Fischer-Tropsch Synthesis. Research article, Chem. Eng. Technol. 2008, 31, No. 5, 746-754, Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, Mai 2008
- [107] HAASE ENERGIETECHNIK AG: Autotherme Oxidation für Abluft und Schwachgase: VocsiBox®. Broschüre, Neumünster, FE-366/6.2002 RD
- [108] HALDOR TOPSØE A/S: From solid fuels to substitute natural gas (SNG) using TREMP™. Brochure Haldor Topsøe, 2009
- [109] HAMENLINCK, C.: Ensuring sustainable bioenergy. Ecofys Netherlands, Presentation at 2nd BTLtec (Biomass-to-Liquids), Vienna, September 2007
- [110] HAMENLINCK, C.: Outlook for advanced biofuels. Dissertation, Universität Utrecht, 2004
- [111] HARTL, R.: Zukunft der Treibstoffe – Treibstoffe der Zukunft. VÖV-Fachtagung, April 2005

- [112] HARTMANN, H. & KALTSCHMITT, M. (HRSG.): Biomasse als erneuerbarer Energieträger: eine technische, ökologische und ökonomische Analyse im Kontext der übrigen erneuerbaren Energien. Schriftenreihe "Nachwachsende Rohstoffe" Band 3, 2. Auflage, Landwirtschaftsverlag, Münster, 2002
- [113] HARTMANN, H.: Biomasse als Energieträger – Vorkommen, Eigenschaften und Qualitätseinflüsse. Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“ Band 24, Landwirtschaftsverlag Münster, 2004
- [114] HARTMANN; H.; BÖHM, T. & MAIER, L.: Naturbelassene biogene Festbrennstoffe – umweltrelevante Eigenschaften und Einflussmöglichkeiten. Schriftenreihe StMLUMaterialien 154, Hrsg.: Bayerisches Staatsministerium für Landesentwicklung und Umweltfragen. München, 2002
- [115] HEIJUNGS, R.; GOEDKOOOP, M.; STRUIJS, J.; EFFTING, S.; SEVENSTER, M. & HUPPES, G.: Towards a life cycle impact assessment method which comprises category indicators at the midpoint and the endpoint level. Report of the first project phase: Design of the new method, 2003
- [116] HEINL, E.: The results of motor tests of BtL by VW. Volkswagen, Handout of presentation slides, 2nd European Summer School on Renewable Motor Fuels, Warsaw, Poland, August 2007
- [117] HENRICH, E.; DAHMEN, N. & DINJUS: Das FZK-Projekt – Herstellung von Sythesekraftstoff aus Biomasse. Forschungszentrum Karlsruhe, Institut für Technische Chemie, Internationale Tagung Thermo-chemische Biomasse-Vergasung für eine effiziente Strom-/Kraftstoffbereitstellung – Erkenntnisstand 2007, Leipzig, Februar 2007
- [118] HENRICH, E.; LEIBLE, L.; MALCHER, L. & WIEMER, H.-J.: Wissenschaftliche Vorarbeiten für den Bau einer 1 – 2 MW Versuchsanlage im Forschungszentrum Karlsruhe zur Pyrolyse und Vergasung von Rest- und Abfallstoffen aus der Land- und Forstwirtschaft. Kurztitel: Gaserzeugung aus Biomasse. Forschungszentrum Karlsruhe, unveröffentlichter Abschlussbericht, Karlsruhe, Juni 2005
- [119] HENRICH, E.; DINJUS, E. & MEIER, E.: Biomassennutzung durch Flugstromvergasung von Pyrolyseprodukten. Forschungszentrum Karlsruhe (FZK), Institut für Holzchemie (BFH), Tagungsband Regenerative Kraftstoffe Entwicklungstrends, Forschungs- und Entwicklungsansätze, Perspektiven, Fachtagung des Forschungsverbund Sonnenenergie (FVS), Stuttgart, 13./14. November 2003
- [120] HOFBAUER, H.: Technology Co-ordinators Overview – Gasification Update. Technical University Vienna, Presentation, April 2008
- [121] HOFBAUER, H.: Fluidized Bed Gasification – State of Technology. Internationale Tagung Thermo-chemische Biomasse-Vergasung für eine effiziente Strom-/Kraftstoffbereitstellung – Erkenntnisstand 2007, Leipzig, Februar 2007
- [122] HOFBAUER, H.; RAUCH, R.; FÜRSINN, S. & AICHERNIG, CH.: Energiezentrale Güssing – Energiezentrale zur Umwandlung von biogenen Roh- und Reststoffen einer Region in Wärme, Strom, Bio-SNG und flüssige Kraftstoffe. Schriftenreihe 79, Technische Universität Wien, Repotec, Berichte aus Energie- und Umweltforschung, Wien, 2006
- [123] HOFBAUER, H.: Wirbelschichtvergasung auf Dampfbasis – Das Beispiel Güssing, Strom und Wärme aus biogenen Festbrennstoffen. VDI-Bericht 1891, Düsseldorf, 2005

- [124] HÖHLEIN, B.; GRUBE, TH.; BIEDERMANN, P.; BIELAWA, H.; ERDMANN, G.; SCHLECHT, L.; ISENBERG, G. & EDINGER; R.: Methanol als Energieträger. Forschungszentrum Jülich GmbH, Institut für Werkstoffe und Verfahren der Energietechnik (IWV), Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energietechnik Band 28, ISBN 3-89336-338-6, Jülich 2003
- [125] HOLLEMAN, A.F.: Lehrbuch der anorganischen Chemie. Holleman-Wiberg, Begr. von A.F. Holleman, Fortgef. von Egon Wiberg, 101. verb. und stark erw. Auflage, ISBN 3-11-012641-9, de Gruyter Verlag, Berlin, New York 1995
- [126] HU, G.; HEITMANN J.A. & ROJAS, O.J.: Feedstock pretreatment strategies for producing ethanol from wood, bark, and forest residues. *BioResources* 3(1), 270-294
- [127] HUSINGA, R.: Technikfolgenbewertung – Bestandsaufnahme, Kritik, Perspektiven. Gesellschaft zur Förderung arbeitsorientierter Forschung und Bildung e. V., Serapion: Leben und Erkenntnis, ISBN 3-925070-33-8, Frankfurt am Main, 1985
- [128] IGELSPACHER, R., ANTONI, D., KRONER, T., SCHWARZ, W. H., PRECHTL, S., SCHIEDER, D., & FAULSTICH M.: Bioethanolproduktion aus Lignocellulose – Stand der Technik und Perspektiven. In: *BWK – das Energie-Fachmagazin*, 58/3, 2006, S. 50-54, Springer-VDI-Verlag, 2006
- [129] IGELSPACHER, R.: Methode zur integrierten Bewertung von Prozessketten am Beispiel der Ethanolherzeugung aus Biomasse. IfE Schriftenreihe, Heft 51, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technische Universität München, ISBN 3-933283-43-4, München 2006
- [130] INSTITUT FÜR ENERGETIK UND UMWELT GGMBH: Expertenworkshop Biomethan für die mobile Anwendung – Status und Perspektiven der Technikentwicklung. Protokoll, unveröffentlicht, Berlin, Oktober 2007
- [131] INTERGOVERNMENTAL PANEL OF CLIMATE CHANGE (IPCC): WGI Third Assessment Report. Genf, 2001
- [132] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA): Bioenergy Task 32. BioBank Databank "Biomass", URL: www.ieabcc.nl/database/biomass.php (letzter Zugriff: August 2007)
- [133] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA): Experience curves for energy technology policy. IEA, Organisation for economic co-operation and development, ISBN 92-64-17650-0-2000, Paris, 2000
- [134] INTERNATIONAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC): Good Practice Guidance for Land Use, Land-Use Change and Forestry. J. Penman, M. Gytarsky, T. Hiraishi, T. Krug, D. Kruger, R. Pipatti, L. Buendia, K. Miwa, T. Ngara, K. Tanabe and F. Wagner (eds.), published by the Institute for Global Environmental Strategies (IGES) for the IPCC, ISBN 4-88788-003-0, Kanagawa, 2003
- [135] ISING, M.: Der UMSICHT-Vergaser – Biomassevergasung für KWK im mittleren Leistungsbereich. Schriftenreihe "Nachwachsende Rohstoffe" Band 24, Münster, 2004
- [136] INSTITUT FRANÇAIS DU PÉTROLE ET AL.: Advances in Lignocellulosic Ethanol – The NILE project 2005-2009. Brochure, Supported by the Sixth Framework Programme of the European Commission, January 2008
- [137] JAUSS, A.: Biomethan für die mobile Anwendung – Die Fahrzeugseite. Expertenworkshop Biomethan für die mobile Anwendung – Status und Perspektiven der Technikentwicklung. Präsentation, unveröffentlicht, Berlin, Oktober 2007

- [138] JENSEN, K. H. & THYØ, K.A.: 2nd generation bioethanol for transport: the IBUS concept - boundary conditions and environmental assessment. Master thesis, Department of Manufacturing Engineering and Management, Technical University of Denmark, Lyngby, February 2007
- [139] JISCHA, M. F.: Das Leitbild Nachhaltigkeit und das Konzept Technikbewertung. Brandenburgische Umwelt Berichte (BUB), Nr. 5 S. 81 bis 94, 1999
- [140] JUNGBLUTH, N.; FRISCHKNECHT, R.; FAIST-EMMENEGGER, M.; STEINER, R.; ET AL.: Life Cycle Assessment of BTL-fuel production: Inventory Analysis. RENEW - Renewable Fuels for Advanced Powertrains, Sixth Framework Programme: Sustainable Energy Systems, Deliverable: D 5.2.7., ESU-services, 2007
- [141] JUNGBLUTH, N.; FRISCHKNECHT, R.; FAIST-EMMENEGGER, M.; STEINER, R.; ET AL.: Life Cycle Assessment of BTL-fuel production: Life Cycle Impact Assessment and Interpretation. RENEW - Renewable Fuels for Advanced Powertrains, Sixth Framework Programme: Sustainable Energy Systems, Deliverable: D 5.2.10., ESU-services, 2007
- [142] KALTSCHMITT, M. & HARTMANN, H. (HRSG.): Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2001
- [143] KARL, J.: Erzeugung von Synthesegas mit dem Biomass Heatpipe Reformer – Betriebserfahrungen und Leistungsgrenzen. 6. DGMK-Fachtagung „Energie aus Biomasse“, Velen, 2004
- [144] KARL, J.: Wirbelschichtvergasung – Stand der Technik. Schriftenreihe "Nachwachsende Rohstoffe" Band 24, Münster, 2004
- [145] KELLY, CH.: Enzymes in Pretreatment and Hydrolysis. Business of Biofuels in the Pacific Northwest II, Oregon Science & Technology Partnership, Chemical, Biological, and Environmental Engineering Oregon State University, Presentation, September 2007
- [146] KEPPLER, S.: Experiences with the Use of Synthetic Fuels. DaimlerCrysler, 2nd International BTL Congress 2006, 12-13 October 2006, Berlin
- [147] KERDONCUFF, P.: Modellierung und Bewertung von Prozessketten zur Herstellung von Biokraftstoffen der zweiten Generation. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften der Universität Karlsruhe (TH), 2008
- [148] KICHERER, A.: Biomasseverbrennung in Staubfeuerungen - Technische Möglichkeiten und Schadstoffemissionen. Band 6. Hrsg.: Verein Deutscher Ingenieure, Schriftenreihe „VDI Fortschrittberichte“, 344, VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf, 1996
- [149] KLEINHAPPL, M.: Festbett-Vergasung – Stand der Technik, Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“ Band 24, Münster, 2004
- [150] KLOSE, E. & TOUFAR, W.: Grundlagen der Vergasung, 1. Lehrbrief; Bergakademie Freiberg, 1985
- [151] KNIGGE, W. & SCHULZ, H.: Grundriss der Forstbenutzung - Entstehung, Eigenschaften, Verwertung und Verwendung des Holzes und anderer Forstprodukte. Hamburg: Verlag Paul Parey, 1966
- [152] KNOEF, H.: Handbook Biomass Gasification. BTG biomass technology group, Enschede, 2005

- [153] KOEHLE, M. & FECHTEL, K.: Industrial applications of the Fischer-Tropsch process. 7th Annual Freshman Engineering Conference, University of Pittsburgh School of Engineering, Pittsburg, April 2007
- [154] KOHLER, H.: Die Rolle der Biokraftstoffe für die Mobilität von morgen. DaimlerChrysler AG, Stuttgart, September 2007
- [155] KÖNEMANN, J.-W.: OLGA-Technology – Tar removal in biomass gasification processes. Dahmann Industrial Group, 2007
- [156] KÖPPEL, W.: Gasreinigung – Stand der Technik am Beispiel der Konditionierung von Synthesegas zu SNG. DVGW-Forschungsstelle Technologieberatung Gas, Universität Karlsruhe (TH), Internationale Tagung Thermo-chemische Biomasse-Vergasung für eine effiziente Strom-/Kraftstoffbereitstellung – Erkenntnisstand 2007, Leipzig, Februar 2007
- [157] KRISTENSEN, J.B.: Enzymatic hydrolysis of lignocellulose. Substrate interactions and high solids loadings. Forest & Landscape Research No. 42-2008. Forest & Landscape Denmark. Frederiksberg. 2008
- [158] KRÖLL, K.: Trockner und Trocknungsverfahren – Trocknungstechnik Zweiter Band. 2. Auflage, Springer Verlag, Berlin/Heidelberg 1978
- [159] KRÖLL, K. & KAST, W.: Trocknen und Trockner in der Produktion – Trocknungstechnik Dritter Band, 1. Auflage, Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg 1989
- [160] KUHN, F.; HERMANN, W.; ANDREAE, K.; FELL, H.J.; HETTLICH, P.; HÖHN, B. & HOFREITER, A.: Green Car Concept. Reader 16/90, Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen, Berlin, September 2007
- [161] LAARMANN, A.: Lerneffekte in der Produktion. Dissertation, Universität Bochum, ISBN 3-8244-8300-9, Deutscher Universitäts-Verlag/GWV Fachverlage GmbH, Wiesbaden, März 2005
- [162] LANGE, S.: Systemanalytische Untersuchung zur Schnellpyrolyse als Prozessschritt bei der Produktion von Synthesekraftstoffen aus Stroh und Waldrestholz. Dissertation, Fakultät für Chemieingenieurwesen und Verfahrenstechnik der Universität Karlsruhe (TH), ISBN: 978-3-86644-262-7, Universitätsverlag Karlsruhe, 2008
- [163] LANHENKE, C.; NEUMANN, R.; BOHNENSCHÄFER, W. & KUBESSA, M.: Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Erdgasversorgung. Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Leipzig, Juni 2007
- [164] LÄNDERAUSSCHUSS FÜR ARBEITSSCHUTZ UND SICHERHEITSTECHNIK (LASI): Anforderungen an Anlagen für bioethanolhaltige Kraftstoffe. LV 47, ISBN 3-936415-49-8, Magdeburg, März 2007
- [165] LANGGUTH, R. & RAUTENBERG, H.G.: Finanzierung und Investitionsrechnung – Betriebswirtschaftslehre für Ingenieure. VDI-Taschenbücher T 45, 2. neubearbeitete Auflage, ISBN 3-18-403245-0, VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf, 1976
- [166] LEIBLE, L.; KÄLBER, S.; KAPPLER, G.; LANGE, S.; NIEKE, E.; PROPLESCH, P.; WINTZER, D. & FÜRNISS, B.: Kraftstoff, Strom und Wärme aus Stroh und Waldrestholz – Eine systemanalytische Untersuchung. Forschungszentrum Karlsruhe GmbH in der Helmholtz-Gemeinschaft, Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS), ISSN 0947-8620, Karlsruhe, 2007

- [167] LEIBLE, L.; KÄLBER, S. & KAPPLER, G.: Entwicklungen von Szenarien über die Bereitstellung von land- und forstwirtschaftlicher Biomasse in zwei baden-württembergischen Regionen zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen. Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS), Forschungszentrum Karlsruhe GmbH im Auftrag der Daimler-Chrysler AG, Abschlussbericht, Karlsruhe, 2005
- [168] LEIBLE, L.; ARLT, A.; FÜRNISS, B.; KÄLBER, S.; KAPPLER, G.; LANGE, S.; NIEKE, E.; RÖSCH, CH. & WINTZER, D.: Energie aus biogenen Rest- und Abfallstoffen – Bereitstellung und energetische Nutzung organischer Rest- und Abfallstoffe sowie Nebenprodukte als Einkommensalternative für die Land- und Forstwirtschaft. Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS), Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, Wissenschaftliche Berichte FZKA 6882, Karlsruhe, 2003
- [169] LEOHOLD, J.: Biogene Kraftstoffe – Potenziale und notwendige Rahmenbedingungen. Volkswagen AG, Forum für Zukunftsenergien e.V., Berlin, Juni 2006
- [170] LIEBAU, H.: Die Lernkurvenmethode. ISBN 3-935089-64-3, ERGONOMIA Verlag, Stuttgart, 2002
- [171] LOHMANN, U.: Holz Handbuch. 4. Auflage (2. Nachdruck). DRW-Verlag, Stuttgart, 1995
- [172] LU, Y. & LEE, T.: Influence of the Feed Gas Composition on the Fischer-Tropsch Synthesis in Commercial Operations. Journal of Natural Gas Chemistry 16(2007)329–341
- [173] LUDWIG, B.: Methoden zur Modellbildung in der Technikbewertung. Dissertation, Clausthal-Zellerfeld, 1995
- [174] LURGI AG: Lurgi macht Treibstoff aus Biomasse – Lurgi und Forschungszentrum Karlsruhe betreiben gemeinsame Forschung zur Herstellung von Kraftstoffen aus Biomasse. Pressemitteilung 15. August 2006, Frankfurt am Main, August 2006
- [175] LURGI AG: Rectisol®-Verfahren. Broschüre, Frankfurt am Main
- [176] LYND, L.R.: Overview and evaluation of fuel ethanol from cellulosic biomass: technology, economics, the environment, and policy. Annual reviews, Energy Environment, 21(403-465), 1996
- [177] MAJER, S. & SCHRÖDER, G.: Erläuterungspapier zum Entwurf der Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnung vom 05.12.2007. Institut für Energetik und Umwelt gGmbH im Auftrag der Union zur Förderung und Öl- und Proteinpflanzen (UFOP), Berlin, Januar 2007
- [178] MARHEINEKE, T.: Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken. Dissertation, Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, 2002
- [179] MATTEA, R.N.: Future of Cellulosic Ethanol Production. Microbiology & Molecular Genetics, Michigan State University, MMG 445 Basic Biotechnology eJournal 2007 3: 28-33
- [180] MEIER, D.; SCHÖLL, S. & HOFFMANN, S.: Realisierung der Flash-Pyrolyse von Altholz mit energetischer Verwertung des Bioöls in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) mit Dieselmotor. BFH-Nachrichten 2/2007, Hamburg, 2007

- [181] MEIER, D.: Aktuelle Entwicklungen auf dem Gebiet der Flash-Pyrolyse zur Verflüssigung von Biomasse. BFH Institut für Holzchemie und Chemische Technologie des Holzes, Fachtagung „Thermochemische Umwandlung von Biomasse“, Flensburg, März 2006
- [182] METHANEX CORPORATION: Methanex Monthly Average Regional Posted Contract Price History. Vancouver, February 2010
- [183] MINERALÖLWIRTSCHAFTSVERBAND E. V. (MWV): Zusammensetzung des Verbraucherpreises für Superbenzin / Dieselkraftstoff. URL: http://www.mwv.de/cms/front_content.php?idcat=14&idart=57 und http://www.mwv.de/cms/front_content.php?idcat=14&idart=52 (letzter Zugriff: August 2010)
- [184] MINERALÖLWIRTSCHAFTSVERBAND E. V. (MWV): Mineralölzahlen mit Daten zu Kapazitäten, zur Mineralölein- und -ausfuhr, zum Mineralölverbrauch, zu Preisen und zum Weltölmarkt. URL: http://www.mwv.de/cms/front_content.php?idcat=10 (letzter Zugriff: August 2010)
- [185] MINERALÖLWIRTSCHAFTSVERBAND E. V. (MWV): Verbraucherpreise für Mineralölprodukte 1950-2010 (incl. MwSt). URL: http://www.mwv.de/cms/front_content.php?idcat=14&idart=64 (letzter Zugriff: April 2010)
- [186] MINERALÖLWIRTSCHAFTSVERBAND E. V. (MWV): Mineralölversorgung mit Pipelines. Broschüre, Hamburg, November 2006
- [187] MINERALÖLWIRTSCHAFTSVERBAND E. V. (MWV): Preisbildung an Tankstellen. Broschüre, Hamburg, Februar 2006
- [188] MINERALÖLWIRTSCHAFTSVERBAND E. V. (MWV): Aus der Sprache des Öls. Broschüre, 12. überarbeitete Auflage, Hamburg, Juni 2001
- [189] MITCHELL, P.; KIEL, J.; LIVINGSTON, B. & DUPONT-ROC, G.: Torrefied Biomass - A Foresighting Study into the Business Case for Pellets from Torrefied Biomass as a New Solid Fuel. University of Aberdeen, ECN, Doosan Babcock, ITI Energy, Conference All Energy, May 2007
- [190] MOREHEAD, H.: Siemens gasification and IGCC update. Gasification Technologies Conference. Washington 2008
- [191] MORGEN, C.: Integrated Biomass Utilisation System. DONG Energy, Publishable final report, Doc.no. 486762, November 2006
- [192] MOSER, K.D.: Alternative Antriebsarten. Deubner Verlag, Köln, August 2007
- [193] MOZAFFARIAN, M. & ZWART, R.W.R.: Feasibility of biomass/waste-related SNG production technologies. ECN report nr ECN-C-03-066, Petten, July 2003
- [194] MÜLLER-LANGER, F.; RÖNSCH, S., WEITHÄUSER, M.; OEHMICHEN, K.; SEIFFERT, M. MAJER, S. & SCHOLWIN, F.: Erdgassubstitute aus Biomasse für die mobile Anwendung im zukünftigen Energiesystem. Endbericht zum Forschungsvorhaben FZK 22031005, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., Juli 2009
- [195] MÜLLER-LANGER, F.; PERIMENIS, A.; BRAUER, S.; THRÄN, D. & KALTSCHMITT, M.: Expertise zur technischen und ökonomischen Bewertung von Bioenergie-Konversionspfaden. Expertise im Auftrag des WBGU, November 2008

- [196] MÜLLER-LANGER, F.; THRÄN, D.; GAŃKO, E. & JAWORSKI, Ł.: Biomass provision costs – final report. Public Deliverable 5.3.6 within the EU-Project Renew. Institute for Energy and Environment gGmbH, Institute for Fuels and Renewable Energy of the Baltic Renewable Energy Centre by order of the European Commission. July 2007
- [197] MÜLLER-LANGER, F. & THRÄN, D.: Development of cellulosic bioethanol. International conference on biofuels, Kuala Lumpur, July 2007
- [198] MÜLLER-LANGER, F.; VOGEL, A.; KALTSCHMITT, M. & THRÄN, D.: Analysis and evaluation of the 2nd generation of transportation biofuels. 15th European Biomass Conference & Exhibition – From Research to Market Development, Berlin, May 2007
- [199] MÜLLER-LANGER, F.; JUNOLD, M.; SCHRÖDER, G.; THRÄN, D. & VOGEL, A.: Analyse und Evaluierung von Anlagen und Techniken zur Produktion von Biokraftstoffen. Institut für Energetik und Umwelt gGmbH mit finanzieller Förderung der Energiestiftung Baden-Württemberg, unveröffentlichter Endbericht, Leipzig, 2007
- [200] MÜLLER-LANGER, F. VOGEL, A. & KALTSCHMITT, M.: Synthetische Biokraftstoffe. In: Marktanalyse Nachwachsende Rohstoffe, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (Hrsg.), Gülzow, 2006
- [201] NABER, J.E.; GOUDRIAAN, F. ZEEVALKINK, J.A. & BEHRENDTS, R. H.: The HTU process is ready for commercial demonstration. Biofuel B.V., TNO Environmental and Process Innovation (TNO-MEP), The Netherlands, 2004
- [202] NANNEN, H.: Kraftstoff aus Biomasse – Perspektiven für Biokraftstoffe der 2. Generation. Volkswagen AG, VDL-Fachkonferenz, Gießen, Mai 2006
- [203] NILL, M.: Die zukünftige Entwicklung von Stromerzeugungstechniken – Eine ökologische Analyse vor dem Hintergrund technischer und ökonomischer Zusammenhänge. Fortschritt-Berichte, Reihe 6, Nr. 518, ISBN 3-18-351806-6. VDI Verlag, Düsseldorf, 2004
- [204] NITSCH, J. & WENZEL, B.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung - Leitszenario 2009. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, August 2009
- [205] OBERNBERGER, I.; BRUNNER, TH. & BÄRNTHALER, G.: Chemical properties of solid biofuels – significance and impact. Institute for Resource Efficient and Sustainable Systems, Graz University of Technology, In: Biomass and Bionergy 30 (2006) 973-982, Elsevier Ltd., September 2006
- [206] 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. ETPC Report 05-02, ISSN 1653-0551, Umeå, March 2005
- [207] ÖKO-INSTITUT E.V., DLR-INSTITUT FÜR VERKEHRSFORSCHUNG, INSTITUT FÜR ENERGIE- UND UMWELTFORSCHUNG, DEUTSCHES BIOMASSEFORSCHUNGSZENTRUM, TECHNISCHE UNIVERSITÄT DRESDEN: Stoffstromanalyse nachhaltige Mobilität im Kontext erneuerbarer Energien bis 2030 (Renewability). FZK 0327546, Endbericht an das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin, Dezember 2009

- [208] PEHNT, M.: Ganzheitliche Bilanzierung von Brennstoffzellen in der Energie- und Verkehrstechnik. Fortschritt-Berichte, Reihe 6, Nr. 476, ISBN 3-18-347606-1. VDI Verlag, Düsseldorf, 2002
- [209] PEHNT, M.: Ökologische Nachhaltigkeitspotenziale von Verkehrsmitteln und Kraftstoffen. Teilbericht und Materialband im Rahmen des HGF-Projektes „Global zukunfts-fähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland“, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Institut für Technische Thermodynamik, Stuttgart, 2001
- [210] PERRY, M. & ELIASON, D.: CO₂ recovery and sequestration at Dakota Gasification Company – a progress report. Gasification Technologies Council, Arlington, October 2004
- [211] PETERS, M.S., TIMMERHAUS, K.D. & WEST, R.E.: Plant design and economics for chemical engineers. ISBN 0-07-124044-6, McGraw Hill Higher Education, 2003
- [212] PIEPER, F.: Das Konzept von Lernkurven im Energiesektor – Beschreibung, Modellierung und Aggregation. Diplomarbeit, Technische Universität Berlin, Potsdam Institut für Klimafolgenforschung, Berlin, Mai 2003
- [213] PFEFFER, M.; WUKOVITS, W.; BECKMANN, G. & FRIEDL, A.: Analysis and decrease of the energy demand of bioethanol production by process integration. Applied Thermal Engineering 27 (2007) 2657–2664
- [214] PRECHTL, S.; SCHIEDER, D. IGELSPACHER, R.; ANTONI, D.; SCHWARZ, W.H.; KRONER, TH.; FAULSTICH, M.; WAGNER, U.; RUSS, W.; STAUDENBAUER, W. & BAUER, W.: Machbarkeitsstudie zur Produktion von Ethanol durch Biokonversion an einem Standort in Bayern. unveröffentlichte Auftragsstudie des bayrischen Landwirtschaftsministeriums, München, 2005
- [215] QUIRIN, M.; GÄRTNER, S.O., PEHNT, M. & REINHARDT, G.A.: CO₂-Studie – CO₂-neutrale Wege zukünftiger Mobilität durch Biokraftstoffe: Eine Bestandsaufnahme. Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (IFEU), Studie im Auftrag der Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen (FVV), Heft 789, Frankfurt am Main, 2004
- [216] REIMERT, R. & BAJOHR, S.: Synthesegasreinigung und -konditionierung bei Anlagen für die Biokraftstoffherstellung. Präsentation, Engler-Bunte-Institut der Universität Karlsruhe, 3. BTL-Kongress 2008, Berlin, Oktober 2008
- [217] REINHARDT, G. A. & ZEMANEK, G.: Ökobilanz Bioenergieträger. Basisdaten, Ergebnisse, Bewertungen. Erich Schmidt Verlag, Berlin, 2000
- [218] REINHARDT, G.; GÄRTNER, S.; PATYK, A. & RETTENMAIER, N.: Ökobilanzen zu BTL: Eine ökologische Einschätzung. Institut für Energie und Umweltforschung Heidelberg gGmbH (IFEU) im Auftrag des Projektträgers Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., Heidelberg, 2006
- [219] REINHARDT, H.-J.; HEISEL, M. & OBERMEYER, H.-D.: Einsatz technischer Gase in Erdölraffinerien. In: Berichte aus Technik und Wissenschaft 80/2000, Linde AG, ISSN 0942-332X, Höllriegelskreuth, 2000
- [220] RENEWABLE FUEL ASSOCIATION (RFA): Ethanol Industry Outlook 2007 – Building new horizons. Annual report of RFA, Washington DC, 2007
- [221] RIEDEL, E. (HRSG.): Moderne Anorganische Chemie. Verfasst von C. Janiak, T.M. Klapötke, H.-J. Meyer, ISBN 3-11-017838-9, Walter de Gruyter Verlag, Berlin, 2004
- [222] RUDLOFF, M.: Answers to the biofuel debate, The Choren BTL process status – progress – future prospects. Choren Industries GmbH, Brüssel, September 2008

- [223] SACHVERSTÄNDIGENRAT FÜR UMWELTFRAGEN (SRU): Klimaschutz durch Biomasse. Sondergutachten, Erich Schmidt Verlag GmbH & Co., ISBN 978-3-503-10602-8, Berlin, 2007
- [224] SALLER, G.: Technisch-wirtschaftliche Bewertung der Methanolerzeugung aus Biomasse mit Hilfe von Prozessmodellen. Universität Siegen, Dissertation, 1999
- [225] SÁNCHEZ, O.J. & CARDONA, C.A.: Trends in biotechnological production of fuel ethanol from different feedstocks. *Bioresource Technology* 99 (2008) 5270–5295
- [226] SASSNER, P.; MARTENSSON, C.G.; GALBE, M. & ZACCHI, G.: Steam pretreatment of H₂SO₄-impregnated Salix for the production of bioethanol. *Bioresource Technology* 99 (2008) 137–145
- [227] SASSNER, P.; GALBE, M. & ZACCHI, G.: Techno-economic evaluation of bioethanol production from three different lignocellulosic materials. *Biomass and Bioenergy* 32 (2008) 422-430
- [228] SCHEBEK, L.: Wissenssynthese in der Modellierung von Lebenszyklen. Workshop „Interdisziplinäre Wissenssynthesen, 2005
- [229] SCHEFFCZIK, W.: Technikbewertung und Technikfolgenabschätzung - ein Beitrag zur Entwicklung des Technikunterrichtes an allgemeinbildenden Schulen. Dissertation, Universität Oldenburg, 2003
- [230] SCHEMBRA, M. & SCHULZE, J.: Schätzung der Investitionskosten bei der Prozessentwicklung. *Chemie Ingenieur Technik* 65, Nr. 1, S. 41 – 47, 1993
- [231] SCHIERENBECK, H.: Grundzüge der Betriebswirtschaftslehre. 16. vollständig überarbeitete und erweiterte Auflage, Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH, ISBN 3-486-27322-1, München, 2003
- [232] SCHMIDT, J.: Technologie der Gaserzeugung – Band II Vergasung. VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig, 1966
- [233] SCHMITZ, N.; HENKE, J. & KEPPLER, G.: Biokraftstoffe eine vergleichende Analyse. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (Hrsg.) mit finanzieller Förderung des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, Gülzow, 2006
- [234] SCHMITZ, N. (HRSG.): Innovationen bei der Bioethanolerzeugung und ihre Auswirkungen auf Energie- und Treibhausgasbilanzen. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft sowie des Projektträgers Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR), Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“, Band 26, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster, 2005
- [235] SCHMITZ, N. (HRSG.): Bioethanol in Deutschland - Verwendung von Ethanol und Methanol aus nachwachsenden Rohstoffen im chemisch-technischen und im Kraftstoffsektor unter besonderer Berücksichtigung von Agraralkohol. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft und des Projektträgers Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR), Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“, Band 21, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster, 2003
- [236] SCHULZ, W.; HILLE, M. & TENTSCHER, W.: Untersuchung zur Aufbereitung von Biogas zur Erweiterung der Nutzungsmöglichkeiten. Bremer Energieinstitut, Bremen, Juni 2003
- [237] SCHULZE, O.: CarboV[®] - Advanced Gas Cleaning for Biomass Gasification. Choren Industries, Presentation, June 2006

- [238] SCHWELM ANLAGENTECHNIK GMBH: Erdgas – Betankungstechnik. Prospekt, URL: http://www.schwelm-anlagentechnik.de/de_erdgas/index.htm (letzter Zugriff: August 2007)
- [239] SEIFFERT, M., VOGEL, A., HOFBAUER, H., KALTSCHMITT, M., STUCKI, S.: Demonstration of the Production and Utilization of Synthetic Natural Gas (SNG) from Solid Biofuels – Presentation of the European Project „Bio-SNG“, 15th European Biomass Conference & Exhibition, From Research to Market Deployment, Berlin, 9. Mai 2007
- [240] SEKAB: Research and Development / Pilot Plant. SEKAB Schweden, URL: <http://www.sekab.com/default.asp?id=2018&refid=2030> (letzter Zugriff: Januar 2009)
- [241] SHELL DEUTSCHLAND OIL: Flexibilität bestimmt Motorisierung – Szenarien des Pkw-Bestands und der Neuzulassungen in Deutschland bis zum Jahr 2030. External Affairs Central Europe, Hamburg, 2004
- [242] SISON-LEBRILLA, E. & ZHANG, Z.: Ligno-cellulosic biomass to ethanol – where do technologies stand today?. Public Interest Energy Research (PIER) Program, Presentation for BioCycle West Coast Conference 2007, San Diego, California, April 2007
- [243] SMEETS, E.M.W., FAAIJ, A.P.C., LEWANDOWSKI, I.M. & TURKENBURG, W.C.: A bottom-up assessment and review of global bio-energy potentials to 2050. Progress in Energy and Combustion Science 33 (2007) 56–106, Department of Science, Technology and Society, Utrecht University, The Netherlands, 2007
- [244] SPECHT, M.: Mehr Energie aus Biomasse-Reststoffen. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW), Erneuerbare Energien, S. 86 f., Ausgabe September 2007,
- [245] STAN, C.: Alternative Antriebe für Automobile – Hybridsysteme, Brennstoffzellen, alternative Energieträger. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2005
- [246] STATISTISCHES BUNDESAMT: Preise – Daten zur Energiepreisentwicklung, Lange Reihen von Januar 2000 bis Dezember 2008. Wiesbaden, Januar 2009
- [247] STEIGER, W.; WARNECKE, W. & LOUIS, J.: Potenziale des Zusammenwirkens von modernen Kraftstoffen und künftigen Antriebskonzepten. Automobiltechnische Zeitschrift ATZ 03/2003 Jahrgang 105, S. 268 bis 277, Vieweg & Sohn Verlagsgesellschaft mbH, Wiesbaden, 2006
- [248] STELZER, TH.: Biokraftstoffe im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen – Lebensweganalysen von Umweltwirkungen. Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, IER, Forschungsbericht, Band 57, Mai 1999
- [249] STUCKI, S.; BIOLLAZ, S.; SCHILDHAUER, T. & VOGEL, F.: Erfahrungen und zukünftige Konzepte zur Produktion von Bio-SNG als Kraftstoff.. Expertenworkshop Biomethan für die mobile Anwendung – Status und Perspektiven der Technikentwicklung. Präsentation, unveröffentlicht, Berlin, Oktober 2007
- [250] SÜDZUCKER AG: Ausführungen von Herrn Dr. Theo Spettmann anlässlich der Hauptversammlung der Südzucker AG am 24. Juli 2007. Mannheim, Juli 2007
- [251] SUURS, R.: Long distance bioenergy logistics – An assessment of costs and energy consumption for various biomass energy transport chains. University Utrecht, 2002
- [252] SZALATA, P.: Gasrückführung an Tankstellen. TÜV Süddeutschland, Informationsschrift, München, November 2001

- [253] TAHERZADEH, M.J. & KARIMI, K.: Enzyme-based hydrolysis processes for ethanol from lignocellulosic materials: a review. Peer-reviewed article. *BioResources* 2(4), 707-738, 2007
- [254] TANQUID: Tanklager. Unternehmenspräsentation TanQuid, Duisburg, Januar 2007
- [255] THE LONDON METAL EXCHANGE LIMITED: LME Minor Metals Molybdenum & Cobalt Futures. Brochure, 2010
- [256] THRÄN, D.; SEIFFERT, M.; MÜLLER-LANGER, F.; PLÄTTNER, A. & VOGEL, A.: Möglichkeiten einer europäischen Biogaseinspeisungsstrategie – Teilbericht I. Studie im Auftrag der Bündnis 90/Die Grünen Bundestagsfraktion, Berlin, Januar 2007
- [257] THRÄN, D.; WEBER, M.; SCHEUERMANN, A.; FRÖHLICH, N.; ZEDDIES, J.; HENZE, A.; THOROE, C.; SCHWEINLE, J.; FRITSCH, U.; JENSEIT, W.; RAUSCH, L. & SCHMIDT, K.: Sustainable strategies for biomass use in the European context. Institut für Energetik und Umwelt, Universität Hohenheim, Öko-Institut, Bundesforschungsanstalt für Forst- und Holzwirtschaft, IE-Report, Leipzig, Mai 2006
- [258] TIJMENSEN, M.J.A.; FAAIJ, A.P.C.; HAMELINCK, C.N. & VAN HARDEVELD, M.R.M.: Exploration of the possibilities for production of Fischer-Tropsch liquids and power via biomass gasification. *Biomass and Bioenergy* 23/2002 129 – 152, 2002
- [259] TWUMASI, E.: Environmental study of the lignocellulosic ethanol production at the SEKAB pilot plant. Master Thesis, Luleå University of Technology, 2007:031, ISSN: 1663-0187, 2007
- [260] ULLMANN'S ENCYCLOPEDIA OF INDUSTRIAL CHEMISTRY: Methanation and Methane Synthesis. Gas production, Volume 15, 6. überarb. Ausgabe, Wiley-VCH, 2002
- [261] UNIPETROL: Unipetrol Group – Investor presentation. November 2008
- [262] UNSELD, R.; MÖNDEL, A. & TEXTOR, B.: Anlage und Bewirtschaftung von Kurzumtriebsflächen in Baden-Württemberg. Ministerium für Ernährung und Ländlichen Raum Baden-Württemberg, ISSN 0937-6712, 2008
- [263] UNTERGRUNDSPEICHER- UND GEOTECHNOLOGIE-SYSTEME GMBH: Eine kurze Einführung in die Unterspeicherung. Broschüre, Mittenwalde/Mark, 2007
- [264] UOP LLC: Gas processing – Selexol™ process. Brochure, Des Plaines, 2002
- [265] URBAN, W., GIROD, K. & LOHMANN, H.: Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz – Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008. Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (Fraunhofer UMSICHT), Oberhausen, April 2008
- [266] URBAN, W. & ALTHAUS, W.: Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse – Band 3: Biomassevergasung, Technologien und Kosten der Gasaufbereitung und Potenziale der Biogaseinspeisung in Deutschland. Untersuchung im Auftrag von BGW und DVGW, Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (Fraunhofer UMSICHT), unveröffentlichter Endbericht, Oberhausen, August 2005
- [267] U. S. DOE: Practical Experience Gained During the First Twenty Years of Operation of the Great Plains Gasification Plant and Implications for Future Projects. U. S. Department of Energy Office of Fossil Energy, April 2006
- [268] VAN BIBBER, L.; SHUSTER, E.; HASLBECK, J.; RUTKOWSKI, M.; OLSON, S. & KRAMER, S.: Baseline Technical and Economic Assessment of a Commercial

- Scale Fischer-Tropsch Liquids Facility. DOE/NETL-2007/1260, Final Report for Subtask 41817.401.01.08.001, April 2007
- [269] VAN DEN HEUVEL, E.: Shift gear to biofuels: results and recommendations from the VIEWLS project - Final report. Senter Novem et al., Petten, November 2005
- [270] VAN DER DRIFT, B.: Biomass research at ECN. Energy research Center of the Netherlands, Biomassvergassing in Nederland, Enschede, March 2007
- [271] VAN DER LAAK, W., RAVEN, R. & VERBONG, G.: Strategic niche management for biofuels. Analysing past experiments for developing new biofuel policies. In: Energy Policy, Vol 35, 3213-3225, June 2007
- [272] VAN DER MEIJDEN, C.M. & VERINGA, H.: Production of bio-methane from woody biomass. Bio-methane World Gas Conference. Buenos Aires 2009
- [273] VAN DER MEIJDEN, C.M. & VERINGA, H.: The 800 kWth allothermal biomass gasifier Milena. 18th European Biomass Conference. Valencia 2008
- [274] VAN VLIET, O.R.S., FAAIJ, A.P.C. & TURKENBURG, W.C.: Fischer-Tropsch diesel production in a well-to-wheel perspective: A carbon, energy flow and cost analysis. Energy Conversion and Management Volume 50, Issue 4, April 2009, Pages 855-876
- [275] VAPO ENERGY: Local fuels – Properties, classifications and environmental impacts. Vapo Oy, VTT Technical Research Centre of Finland, Jyväskylä, 2006
- [276] VERBAND DER CHEMISCHEN INDUSTRIE E. V. (VCI): Chemiewirtschaft in Zahlen 2008. Verband der Chemischen Industrie e. V. Abteilung Volks- und Betriebswirtschaft, Finanzen und IT, Frankfurt am Main, September 2008
- [277] VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE: Energiekenngrößen – Definitionen, Begriffe, Methodik (VDI 4661), Verein Deutscher Ingenieure, Düsseldorf, Beuth Verlag GmbH, Berlin, 2003
- [278] VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE: Technikbewertung – Begriffe und Grundlagen (VDI 3780). VDI-Hauptgruppe, Ausschuss Grundlagen der Technikbewertung, Verein Deutscher Ingenieure, Düsseldorf, Beuth Verlag GmbH, Berlin, 2000
- [279] VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Grundlagen und Kostenberechnung (VDI 2067). Blatt 1, VDI-Richtlinien Energiesysteme, Verein Deutscher Ingenieure, Düsseldorf, Beuth Verlag GmbH, Berlin, 2000
- [280] VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE: Kumulierter Energieaufwand – Begriffe, Definitionen, Berechnungsmethoden (VDI 4600). VDI-Gesellschaft Energietechnik, Richtlinienausschuss Kumulierter Energieaufwand, Verein Deutscher Ingenieure, Düsseldorf, Beuth Verlag GmbH, Berlin, 1997
- [281] VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE: Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen (VDI 6025). VDI-Gesellschaft Technische Gebäudeausrüstung, Verein Deutscher Ingenieure, Düsseldorf, Beuth Verlag GmbH, Berlin, 1996
- [282] VIRKAJÄRVI, I.; NIEMELÄ, M.V.; HASANEN, A. & TEIR, A.: Cellulosic ethanol via biochemical processing poses a challenge for developers and implementors. Peer-reviewed article, BioResources 4(4), 1718-1735, 2009

- [283] VODEGEL, S.: Biomass for Future BtL-Processes: Requirements and Characterisation. 2nd International BtL Congress, Berlin, October 2006
- [284] VOGEL, A.; THRÄN, D.; MUTH, J.; BEIERMANN, D.; ZUBERBÜHLER, U.; HERVOUET, V.; BUSCH, O. & BIOLLAZ, S.: Comparative assessment of different production processes. Scientific report WP5.4. Technical Assessment, SES6-CT-2003-502705 RENEW – Renewable fuels for advanced powertrains, 2008
- [285] VOGEL, A.; BRAUER, S.; MÜLLER-LANGER, F. & THRÄN, D.: Deliverable D 5.3.7 – Conversion Costs Calculation. SES6-CT-2003-502705 RENEW – Renewable fuels for advanced powertrains, 2008
- [286] VOGEL, A.: Dezentrale Strom- und Wärmezeugung aus biogenen Festbrennstoffen: Eine technische und ökonomische Bewertung der Vergasung im Vergleich zur Verbrennung. Dissertation, TU Hamburg Harburg, 2007
- [287] VOGEL, A.: Technologische und verfahrenstechnische Untersuchungen. Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“ Band 29, Analyse und Evaluierung der thermo-chemischen Vergasung von Biomasse, Landwirtschaftsverlag Münster, 2006
- [288] VOGEL, A., MÜLLER-LANGER, F., KALTSCHMITT, M. & THRÄN, D.: Biokraftstoffe in Deutschland und Europa – Techniken und Potenziale. Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, VDI-Wissensforum, Einsatz von Biomasse in Verbrennungs- und Vergasungsanlagen, Leipzig, November 2005
- [289] VON PUTTKAMER, T.: Charakterisierung biogener Festbrennstoffe. Dissertation, Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen, Universität Stuttgart, 2005
- [290] VORLOP, K.-D.: Biokraftstoffe – technologische Perspektiven. Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL), Präsentation, Braunschweig, Oktober 2006
- [291] WÄGA WÄRME-GASTECHNIK GMBH: Erdgastankstellen-CNG. URL: <http://www.rmg.com/cng-compressed-natural-gas-filling-erdgas-tankstellen-lng-liquid-natural-gas.html> (letzter Zugriff: August 2007)
- [292] WAKKER, A.; EGGING, R.; VAN THUIJL, E.; VAN TILBURG, X.; DEURWAARDER, E.; DE LANGE, T.; BERNDES, G. & HANSSON, J.: Biofuel and bioenergy implementation scenarios. Final report of VIEWLS WP5, modelling studies. Senter Novem et al., Petten, 2006
- [293] WEITZ, M.: SunDiesel – Biokraftstoff der 2. Generation: Rohstoffversorgung. CHOREN Biomass GmbH, Präsentation, Freiberg, November 2006
- [294] WELLINGER, A. & LINDBERG, A.: Biogas Upgrading and Utilisation. IEA Bioenergy, Task 24: Energy from biological conversion of organic waste, 2003
- [295] WILKIE, A.C.; RIEDESEL, K.J. & OWENS, J.M.: Stillage characterization and anaerobic treatment of ethanol stillage from conventional and cellulosic feedstocks. Biomass and Bioenergy 19 (2000) 63-102
- [296] WILLENBROCK FÖRDERTECHNIK GMBH & CO. KG: Stapeln mit Erdgas. SWB-Kundenmagazin, August 2005, URL: http://www.willenbrock-bremen.de/13_news/news2005/050812_stapeln_mit_erdgas.php (Zugriff: Februar 2008)
- [297] WINGREN, A.; GALBE, M. & ZACCHI, G.: Techno-Economic Evaluation of Producing Ethanol from Softwood: Comparison of SSF and SHF and Identification of Bottlenecks. Biotechnol. Prog. 2003, 19, 1109-1117

- [298] WINGREN, A.; GALBE, M. & ZACCHI, G.: Energy considerations for a SSF-based softwood ethanol plant. *Bioresource Technology* 99 (2008) 2121–2131
- [299] WISSENSCHAFTLICHER BEIRAT DER BUNDESREGIERUNG GLOBALE UMWELTVERÄNDERUNGEN (WBGU): Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung. Hauptgutachten, ISBN: 978-3-936191-21-9, Berlin 2008
- [300] WOKAUN, A.: Ecogas – Teilprojekt: Methan aus Holz. Schlussbericht, Paul Scherrer Institut, Villigen, September 2003
- [301] WOOLEY, R., SHEEHAN, R.J., IBSEN, K., MAJDESKI, H. & GALVEZ, A.: Lignocellulosic biomass to ethanol: process design and economics utilizing co-current dilute acid prehydrolysis and enzymatic hydrolysis – current and futuristic scenarios. NREL/TP-580-26157, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, July 1999
- [302] WORLD BUSINESS COUNCIL FOR SUSTAINABLE DEVELOPMENT (WBCSD): Mobilität 2030: Die Herausforderungen der Nachhaltigkeit meistern. The Sustainable Mobility Project, Overview 2004. ISBN: 2-940240-60-4, Hertfordshire, Juni 2004
- [303] WYMAN, C.E.; DALE, B.E.; ELANDER, R.T.; HOLTZAPPLE, M.; LADISCH, M.R. & LEE, Y.Y.: Coordinated development of leading biomass pretreatment technologies. *Bioresource Technology* 2005, 96:1959-1966.
- [304] ZANGEMEISTER, CH.: Nutzwertanalyse in der Systemtechnik: eine Methodik zur multidimensionalen Bewertung und Auswahl von Projektalternativen. Dissertation, Berlin, 1976
- [305] ZELLSTOFF STENDAL HOLZ GMBH: Logistik. URL: <http://www.zs-holz.de/index.php> (letzter Zugriff: Oktober 2007)
- [306] ZIMMERMANN, H.-J. & GUTSCHE, L.: Multi-Criteria-Analyse – Einführung in die Theorie der Entscheidungen bei Mehrfachzielsetzungen. ISBN: 10-3540544-83-6, Springer Verlag, Heidelberg, 1991
- [307] ZUBERBÜHLER, U.; BANDI, A.; MARQUARD-MOELLENSTEDT, T.; RAUCH, R. & HOFBAUER, H.: AER-GAS II: Poly-generation from solid biomass - test of the AER-process in the 8 MW gasification plant in Guessing. Proceedings 15th European Biomass Conference & Exhibition – From Research to Market Development, Berlin, May 2007
- [308] ZWART, R.W.R.: JER 2.2 - Prospects for production and use of substitute natural gas (SNG) from biomass. Final seminar of Bioenergy NoE, ECN-M-09-142, Brussels, November 2009
- [309] ZWART, R.W.R. & VAN DER DRIFT, A.: Synthetic Natural Gas (SNG) development and implementation trajectory. Proceedings 15th European Biomass Conference & Exhibition - From Research to Market Deployment - Biomass for Energy, Industry and Climate Protection, Berlin, May 2007
- [310] ZWART, R.W.R.; BOERRIGTER, H.; DEURWAARDER, E.P.; VAN DER MEIJDEN, C.M. & VAN PAASEN, S.V.B.: Production of Synthetic Natural Gas (SNG) from Biomass – Development and operation of an integrated bio-SNG system. Non-confidential version, Energy research Center of the Netherlands, Petten 2006

ANHANG

A.1 Datengrundlage

Charakterisierung des Referenzrohstoffs und der Biokraftstoffe

Tabelle A-1: Eigenschaften des Referenzrohstoffs
[114], [132], [148], [151], [171], [205], [227], [275]

Eigenschaft / Parameter	Einheit	Kurzumtriebsholz (Weide)
<i>Hauptbestandteile</i>		
Cellulose (Glucose); (C ₆ H ₁₀ O ₅) _n	Ma.% _d	42,5
Hemicellulose (Xylose, Galactose, Arabinose, Mannose); C ₅ H ₈ O ₄	Ma.% _d	21,5 (15,0; 2,5; 1,5; 3,0)
Lignin; C ₉ H ₁₀ O ₂	Ma.% _d	26
Akzessorische Bestandteile	Ma.% _d	10
<i>Standardbildungsenthalpie der Hauptbestandteile</i>		
Cellulose; (C ₆ H ₁₀ O ₅) _n	kJ/mol	- 960,5
Hemicellulose; C ₅ H ₈ O ₄	kJ/mol	- 718,3
Lignin; C ₉ H ₁₀ O ₂	kJ/mol	- 274,6
<i>Elementarzusammensetzung</i>		
Kohlenstoff C	Ma.% _{wf}	47,1
Wasserstoff H	Ma.% _{wf}	6,1
Sauerstoff O	Ma.% _{wf}	44,3
Stickstoff N	Ma.% _{wf}	0,54
Schwefel S	Ma.% _{wf}	0,05
Chlor Cl	Ma.% _{wf}	0,004
<i>Brennstofftechnische Eigenschaften</i>		
Heizwert Hu	MJ/kg _{wf}	18,4
	MJ/kg _{fA}	12,2
Wassergehalt (Feuchte) erntefrisch	Ma.% _{FM}	50
Wassergehalt (Feuchte) frei Anlage	Ma.% _{fA}	45
Aschegehalt	Ma.%	2,0
Flüchtige Bestandteile	Ma.% _{wf}	81,2
<i>Mechanisch-physikalische Eigenschaften</i>		
Form		Hackschnitzel
Stückigkeit	mm	15 – 50
Schüttdichte erntefrisch	kg/m ³	350
Schüttdichte frei Anlage ^a	kg/m ³	346
Annahme Feinanteil	Ma.%	10
<i>Flächenspezifisches Potenzial^b</i>		
Kurzfristig	GJ/(ha a)	10
Mittelfristig	GJ/(ha a)	14
Langfristig	GJ/(ha a)	20

^a Schwindmaß 0,25 Ma.-% je 1 % Holzfeuchteänderung; ^b siehe auch Tabelle 2-2, basierend auf [194] bei gleichzeitig vereinfachter, sehr konservativer Annahme (d. h. für 2006 ausgewiesene technische Brennstoffpotenziale kurzfristig zutreffend, für 2010 mittelfristig usw.) sowie Gesamtfläche Deutschlands von 35 702 200 ha (aus [196]), Anbau: Baumstecklinge ca. 67 Einheiten je ha, Düngung mit Mineraldünger (d. h. Stickstoff 35 kg/ha, Phosphor 9 kg/ha, Kalium 25 kg/ha) [52]

Tabelle A-2: Eigenschaften der ausgewählten Biokraftstoffe und fossilen Referenzkraftstoffe [2], [5], [94], [194], [199], [245], [284]

Eigenschaft / Parameter	Einheit	Biokraftstoffe			Fossile Referenzkraftstoffe	
		Bioethanol	FT-Diesel	Bio-SNG	Diesel	Benzin
Dichte (bei 15 °C)	kg/m ³	790	770 – 785	0,72	780 – 840	720 – 780
Kinematische Viskosität (bei 20 °C)	mm ² /s	1,5	1,31 – 1,45	1,67 ^a	3,5 – 5,0	0,6 – 0,75
Kinematische Viskosität (bei 40 °C)	mm ² /s	-	3,2 – 4,5	1,90 ^a	2,0 – 2,5	-
Heizwert Hu	MJ/kg	26,8	43,9	50	42,7 – 43,2	42,7 – 44,0
Flammpunkt	°C	12 – 17	> 70	- 188	> 55	- 20
Siedepunkt / Siedebereich	°C	78	125 – 300	- 162	180 – 360	30 – 215
CFPP-Wert	-	n.r.	- 26	n.r.	< - 20	n.r.
Cetan-/Oktanzahl	-	> 104 ^b	73 – 81	130	50 – 54	91 – 99 ^b
Schwefelgehalt	mg/kg	n.r.	~ 0	< 30 ^c	< 10	< 150
Kraftstoffspezifikation /-standard	-	pr EN 15 376	DIN EN 590	DIN 51624	DIN EN 590	DIN EN 228
Standardbildungsenthalpie	kJ/mol	- 276,7	- 51,0 ^d	- 74,9		

^a überkritisch, ^b ROZ, ^c mg/m³, ^d hier (-CH₂-)

Charakteristika der Referenzkonzepte und Datenbasis

Tabelle A-3: Bilanzraum A, Datenbasis für Transportmittel, Umschlag, Wechselbehälter [87], [96], [185], [196]

Parameter	Einheit			
TRANSPORTMITTEL STRASSE		Sattelzug	Zugmaschine	Sattelauflieger
<i>Technik / Charakteristika</i>				
Nutzlast				
Schubbodensattelauflieger	t			27,0
Mobiler Auflieger / Wechselbehälter	t			32,0
Tanksattelauflieger (für Slurry)	t			28,2
Nutzvolumen				
Schubbodensattelauflieger	m ³			90,0
Mobiler Auflieger / Wechselbehälter	TEU			2
Tanksattelauflieger (für Slurry)	m ³			44,0
Anzahl Achsen	-	5,00	2,00	3,00
Bereifung	-	-	einfach+zwilling 315/80R225	einfach 385/65R225
Jahresfahrleistung	km/a	70 000	70 000	70 000
Jährliche Einsatztage	d/a	300	300	300
Tägliche Betriebsstunden	h/d	9,00	9,00	9,00
Nutzungsdauer	a	-	6,00	10,00
Entfernung	km	200		
An-/Abfahrtszeit inkl. Rüstzeit	h	0,70		
Be-/Entladezeit	h	0,12		
Geschwindigkeit	km/h	70		
Kraftstoffverbrauch Überland	l/km	0,60	0,60	-
Kraftstoffverbrauch Laden/Rangieren	l/h	2,00	2,00	-

Parameter	Einheit			
Schmierstoffe (anteilig Kraftstoffverbrauch)	%	3,00	-	-
Laufleistung Reifen	km	-	60 000	60 000
Spezifischer Transportenergieverbrauch	kJ/tkm	1 548		
<i>Kosten</i>				
Investitionsaufwendung	EUR	130 000	100 100	29 900
Umlaufkapital	EUR	20 000		
Bereifung	EUR/Stk	-	300	350
Abschreibung (50 % Kaufpreis)	EUR/a	9 837	8 342	1 495
Kapitalverzinsung (6 %)	EUR/a	5 100		
Steuer, Versicherung	EUR/a	50 000		
Personalkosten	EUR/a	40 000	-	-
Verwaltungskosten (15 % feste Kosten)	EUR/a	20 987		
Unternehmerlohn (10 % feste Kosten)	EUR/a	13 992		
Kraftstoff	EUR/l	1,12		
Abschreibung (50 % Kaufpreis)	EUR/km	0,14		
Kraftstoff	EUR/km	0,67		
Schmierstoffe	EUR/km	0,02		
Wartung	EUR/km	0,10		
Bereifung	EUR/km	0,07		
Maut (80 % mautpflichtig)	EUR/km	0,12		
Rangieren, Be- und Entladen	EUR/h	1,80		
Spezifische Transportkosten Straße	EUR/km	1,12		
TRANSPORTMITTEL SCHIENE		Güterzug	Lokomotive	Waggon
<i>Technik / Charakteristika</i>				
Nutzlast				
Containertragwagen	t			70
Offener Kastenwagen	t			58
Nutzvolumen				
Containertragwagen	TEU			3
Offener Kastenwagen	m ³			71,5
Jahresfahrleistung	km/a	150 000	150 000	150 000
Jährliche Einsatztage	d/a	260	260	260
Tägliche Betriebsstunden	h/d	12	12	12
Nutzungsdauer	a	-	25	35
Nutzungsdauer Gleisanschluss	a	50		
Entfernung	km	50		
An-/Abfahrtszeit inkl. Rüstzeit	h	1,50		
Be-/Entladezeit	h	5,00		
Geschwindigkeit	km/h	50		
Spezifischer Transportenergieverbrauch	kJ/tkm	450		
<i>Kosten</i>				
Investitionsaufwendung	EUR	3 520 000	3 000 000	65 000
Umlaufkapital	EUR	125 000		
Abschreibung (50 % Kaufpreis)	EUR/a		60 000	929
Kapitalverzinsung (6 %)	EUR/a	218 700		
Steuer, Versicherung	EUR/a	24 142		
Personalkosten	EUR/a	50 000		

Parameter	Einheit			
Verwaltungskosten (15 % feste Kosten)	EUR/a	72 426	-	-
Unternehmerlohn (10 % feste Kosten)	EUR/a	48 284		
Energie (Elektrizität)	EUR/kWh	0,11		
Trassenkosten	EUR/km	2,00		
Energie	EUR/tkm	0,01		
Spezifische Transportkosten Schiene	EUR/km	2,10		
UMSCHLAG		Radlader		
<i>Technik / Charakteristika</i>				
Motorleistung	kW	145		
Umschlagmenge je Hub	t/Hub	4,7		
Spezifischer Energieverbrauch je Hub	kWh/Hub	4,9		
<i>Kosten</i>				
Spezifische Umschlagkosten	EUR/h	50		
WECHSELBEHÄLTER		Isocontainer 20'		
<i>Technik / Charakteristika</i>				
		Trockengut	Flüssiggut	
Nutzlast	t	24,00	26,29	
Nutzvolumen	m ³	32,94	19,00	
Nutzungsdauer	a	8	8	
Jährliche Einsatztage	d/a	320	320	
Tägliche Betriebsstunden	h/d	12	12	
<i>Kosten</i>				
Investitionsaufwendung	EUR	4 000	6 000	
Annuität	EUR/a	500	750	
Betriebskosten	EUR/a	400	1 000	
Spezifische Containerkosten	EUR/h	0,23	0,46	

Tabelle A-4: Bilanzraum B, Spezifikation, Stoff- und Energieströme Bioethanol (eigene Berechnungen unter Berücksichtigung von [86], [138], [226], [227], [295], [297], [298])

	Einheit	EtOH-I	EtOH-II	EtOH-III
ANLAGENSPEZIFIKATION				
Anlagenleistung	MW _{BWL}	44	132	464
Anlagenkapazität	MW _{KS}	12	48	263
Volllaststundenzahl	h/a	7 500	8 000	8 000
Personalbedarf	MA/MW _{KS}	0,82	0,58	0,20
STOFF- UND ENERGIESTRÖME				
Referenzrohstoff KUP	kg _{RRS} /h	13 040	38 940	136 986
Hauptprodukt Bioethanol	kg _{KS} /h	1 632	6 434	35 273
<i>Koppelprodukte</i>				
Elektrizität (brutto)	kW _{el}	1 318 ^a	21 672 ^b	55 740 ^c
Wärme (brutto)	kW _{th}	12 994	46 956	91 160
<i>Hilfsenergie und -stoffe</i>				
Elektrizität (brutto)	kW _{el}	2 026	5 500	28 379
Wärme (brutto)	kW _{th}	12 993	38 800	53 617
Prozesswasser	kg _{HS} /h	36 000	58 033	185 593

	Einheit	EtOH-I	EtOH-II	EtOH-III
Ammoniak (NH ₃)	kg _{HS} /h	46	403	4 110
Calciumhydroxid (Ca(OH) ₂)	kg _{HS} /h	-	223	714
Nährlösung Hefeproduktion (u.a. MgSO ₄)	kg _{HS} /h	-	618	1 977
Entschäumer (Antifoam)	kg _{HS} /h	-	71	227
Schwefeldioxid (SO ₂)	kg _{HS} /h	266	117	-
Enzyme	kg _{HS} /h	14	- ^d	- ^d
Phosphorsäure (H ₃ PO ₄)	kg _{HS} /h	22	-	-
Natronlauge (NaOH)	kg _{HS} /h	3,33	1,46	-
Hefe	kg _{HS} /h	107	- ^d	- ^d
<i>Reststoffe</i>				
Asche	kg _{RS} /h	186 ^e	900 ^e	1 371 ^f
Gärrest	kg _{RS} /h	-	-	7 140 ^g

Datenqualität teils basierend auf durchgeführten Prozesssimulation o. g. Quellen unter Einbindung von Ergebnissen aus Labor/Technikum sowie ergänzt respektive adaptiert durch eigene Berechnungen mit entsprechenden Annahmen; ^a Einsatz eines Teils des Biomasserestes (ca. 1 627 kg/h Lignin und 853 kg/h weitere Reststoffe aus der Schlempe) in KWK mit η_{el} von 28 %, Hu_{Lignin} mit 23,4 MJ/kg, Hu_{Rest} mit 18 MJ/kg; ^b Einsatz eines Teils des Biomasserestes (ca. 12 000 kg/h bestehend aus 2/3 Lignin und 1/3 Schlempereststoffen) in KWK mit η_{el} von 30 %; ^c aus Biogasproduktion (hier Schlempeanteil ca. 20 l/kg Rohstoff mit ca. 0,52 kg_{COD}/kg_{Rohstoff}); da C5/C6-Zucker-Fermentation vereinfachte Annahme, dass nur 0,35 kg_{COD}/kg_{Rohstoff}, des weiteren gemäß [295], dass 0,35 m³_{CH₄}/kg_{COD} unter Annahme, dass hier 30 % genutzt werden, Berücksichtigung des Eigenstrombedarfs der Biogasanlage mit 961 kW_{el}) und Verwertung des Biomasserestes (ca. 27 418 kg/h maßgeblich Lignin) für KWK mit η_{el} mit 31 %; ^d anlagenintern produziert; ^e bezogen auf durchschnittlichen Aschegehalt von 7,5 Ma.-% des Reststoffmixes; ^f bezogen auf durchschnittlichen Aschegehalt von 5 Ma.-% des Reststofflignins; ^g bezogen auf Trockenmasse ca. 4 200 kg/h, hier Annahme von ca. 70 % Feuchte nach Separierung nach Biogasanlage

Tabelle A-5: Bilanzraum B, Spezifikation, Stoff- und Energieströme FT-Diesel (eigene Berechnungen unter Berücksichtigung von [35], [140], [141], [147], [162], [166], [218], [237], [284])

	Einheit	FT-I	FT-II	FT-III
ANLAGENSPEZIFIKATION				
Anlagenleistung	MW _{BWL}	45	650	2 000 ^b
Anlagenkapazität	MW _{KS}	21	287	668
Volllaststundenzahl	h/a	7 500	8 000	8 000
Personalbedarf	MA/MW _{KS}	0,72	0,19	0,72
STOFF- UND ENERGIESTRÖME				
Referenzrohstoff KUP	kg _{RRS} /h	13 297	191 803	590 160 ^c
Hauptprodukt FT-Diesel	kg _{KS} /h	1 700	23 534	54 769
<i>Koppelprodukte</i>				
Elektrizität (brutto)	kW _{el}	3 400	47 190	292 330
Naphtha ^a	t _{KP} /h	- ^d	48 36	19 560
<i>Hilfsenergie und -stoffe</i>				
Elektrizität (brutto)	kW _{el}	7 200	39 390	295 077 ^e
Wärme (brutto) ^f	kW _{th}	-	-	-
Erdgas	kg _{HS} /h	95	1 143	-
Natronlauge (NaOH)	kg _{HS} /h	45	652	-
Eisenhydroxid (Fe(OH) ₂)	kg _{HS} /h	17	239	-
Cobalt (Co)	kg _{HS} /h	1,60	23	65
Bettmaterial SiO ₂ (Frischsand)	kg _{HS} /h	-	-	5 666
Methanol	kg _{HS} /h	-	-	4,13
Mono-Ethanol-Amin (MEA)	kg _{HS} /h	0,09	1,34	4,13
Zinkoxid (ZnO)	kg _{HS} /h	0,01	0,13	-

	Einheit	FT-I	FT-II	FT-III
Nickel (Ni)	kg _{HS} /h	0,18	2,60	8,00
Selexol (DME)	kg _{HS} /h	0,19	2,69	-
Stickstoff (N ₂)	kg _{HS} /h	1	10	23
<i>Reststoffe</i>				
Asche	kg _{RS} /h	24	350	-
Schlacke	kg _{RS} /h	186	2 688	37 029
Sand	kg _{RS} /h	-	-	5 666

Datenqualität teils basierend auf durchgeführten Prozesssimulation o. g. Quellen sowie generische Daten, ergänzt respektive adaptiert durch eigene Berechnungen mit entsprechenden Annahmen; ^a Heizwert Hu von 42,6 MJ/kg; ^b Basis 20 dezentrale Pyrolyseanlagen mit je 100 MW_{BWL} bezogen auf RRS, davon nach Trocknung ca. 90 MW direkt in die Pyrolyse, weiterer Anteil in KWK zur Prozessenergiebereitstellung, als Produkt ca. 1 400 MW_{BWL} Pyrolyseslurry (Heizwert Hu von 21,5 MJ/kg) zu zentraler Biokraftstoffproduktionsanlage; ^c entspricht 20 x 29,5 t_{RRS}/h bzw. 20 x 10,8 t/h Slurry; ^d Naphtha wird rezirkuliert und geht in Kraftstoffausbeute ein; ^e davon 20 x ca. 2,6 MW_{el} für die Pyrolyse, Eigenproduktion je dezentrale Pyrolyseanlage; ^f interne Bereitstellung der Prozesswärme

Tabelle A-6: Bilanzraum B, Spezifikation, Stoff- und Energieströme Bio-SNG (eigene Berechnungen auf Basis von [194] unter Berücksichtigung von [17], [62], [308], [309], [310])

	Einheit	SNG-I	SNG-II	SNG-III
ANLAGENSPEZIFIKATION				
Anlagenleistung	MW _{BWL}	30	100	500
Anlagenkapazität	MW _{KS}	22	77	392
Volllaststundenzahl	h/a	7 500	8 000	8 000
Personalbedarf	MA/MW _{KS}	0,46	0,26	0,10
STOFF- UND ENERGIESTRÖME				
Referenzrohstoff KUP	kg _{RRS} /h	8 852	29 508	147 541
Hauptprodukt Bio-SNG	kg _{KS} /h	1 561	5 523	28 198
<i>Koppelprodukte</i>				
Elektrizität (brutto)	kW _{el}	630	-	11 220
Wärme (netto)	kW _{th}	370	2 113	7 125
<i>Hilfsenergie und -stoffe</i>				
Elektrizität	kW _{el}	2 292	6 005	35 220
Wärme ^a	kW _{th}	-	-	-
Nickel (Ni)	kg _{HS} /h	0,60	1,00	2,50
Rapsmethylester / Biodiesel	kg _{HS} /h	44	147	-
Schwefelsäure(H ₂ SO ₄)	kg _{HS} /h	1,50	5,00	25
Natronlauge (NaOH)	kg _{HS} /h	1	-	21
Calciumkarbonat (CaCO ₃)	kg _{HS} /h	65	216	1 082
Aktivkohle	kg _{HS} /h	3,00	10	50
Zinkoxid (ZnO)	kg _{HS} /h	1,50	5,00	25
Triethylene glycol (TEG)	kg _{HS} /h	1,00	3,33	5,63
Bettmaterial SiO ₂	kg _{HS} /h	145	-	2 350
Mono-Ethanol-Amin (MEA)	kg _{HS} /h	1,00	-	17
Stickstoff (N ₂)	kg _{HS} /h	244	812	4 061
Propan	kg _{HS} /h	82	411	1 333
Bettmaterial CaO	kg _{HS} /h	-	161	-
Lösungsmittel OLGA	kg _{HS} /h	-	-	47
<i>Reststoffe</i>				
Asche ^b	kg _{RS} /h	2,31	1,93	1,83

Datenqualität basierend auf durchgeführten Prozesssimulation o. g. Quellen sowie ergänzt respektive adaptiert durch eigene Berechnungen mit entsprechenden Annahmen; ^a interne Wärmebereitstellung; ^b etwa 90 Ma.-% der Aschemenge ist die über den RRS zugeführte Asche; 10 Ma.-% sind weitere Stoffe wie Bettmaterial und Restkohlenstoff, etc.

Tabelle A-7: Bilanzraum B, Übersicht Kosten für Hilfsenergien und Hilfsstoffe (u. a. [96], [155], [182], [194], [227], [246], [255], [268], [285], [297], [298])

Posten	Einheit	Durchschnittliche Preise / Kosten Basisjahr 2008 ^a
<i>Hilfsenergien</i>		
Elektrizität	EURct/kWh	10,70
Wärme	EURct/kWh	3,00
<i>Hilfsstoffe</i>		
Aktivkohle	EUR/kg	2,80
Ammoniak (NH ₃)	EUR/kg	0,20
Bettmaterial CaO	EUR/kg	0,65
Bettmaterial SiO ₂	EUR/kg	0,20
Calciumhydroxid (Ca(OH) ₂)	EUR/kg	0,09
Calciumkarbonat (CaCO ₃)	EUR/kg	0,05
Cobalt (Co)	EUR/kg	28,00
Eisenhydroxid (Fe(OH) ₂)	EUR/kg	1,00 ^b
Entschäumer (Antifoam)	EUR/kg	2,10
Enzyme	EUR/kg	30,00
Erdgas	EUR/kg	0,52
Hefe	EUR/kg	0,40
Lösungsmittel OLGA	EUR/kg	2,50
Methanol	EUR/kg	0,25
Mono-Ethanol-Amin (MEA)	EUR/kg	4,00
Natronlauge (NaOH)	EUR/kg	1,00
Nährlösung Hefeproduktion	EUR/kg	0,45
Nickel (Ni)	EUR/kg	50,00
Phosphorsäure (H ₃ PO ₄)	EUR/kg	0,50
Propan	EUR/kg	1,30
Rapsmethylester / Biodiesel	EUR/kg	0,90
Schwefelsäure(H ₂ SO ₄)	EUR/kg	0,15
Schwefeldioxid (SO ₂)	EUR/kg	0,15
Selexol (DME)	EUR/kg	60,00
Stickstoff (N ₂)	EUR/m ³	0,15
Triethylene glycol (TEG)	EUR/kg	2,00
Wasser	EUR/m ³	0,50
Zinkoxid (ZnO)	EUR/kg	15,00

^a teils gerundet nach Umrechnung verschiedener Währungen (z. B. USD, SEK), ^b Annahme, da keine Preisangaben verfügbar

Tabelle A-8: Bilanzraum C Distributionskosten (in Anlehnung an [66], [199])

	Infrastruktur EUR/GJ _{KS}	Energieaufwendung EUR/GJ _{KS}	Total EUR/GJ _{KS}
Bioethanol	0,30	0,70	1,00
Fischer-Tropsch-Diesel	0,20	0,60	0,80
Bio-SNG	0,70	0,20	0,90
Fossile Referenz (Mix Diesel / Superbenzin)	0,20	0,20	0,40

Tabelle A-9: Bilanzraum D Fahrzeugkosten (in Anlehnung an [207])

	Durchschnittliche Fahrleistung km _{FZ} /a	Kapitalkosten EURct/km _{FZ}	Fixe Kosten EURct/km _{FZ}	Variable Kosten EURct/km _{FZ}	Total EURct/km _{FZ}
<i>Bioethanol</i>					
EtOH-I	11.300	14,9	6,0	17,6	38,5
EtOH-II	11.300	15,3	6,0	17,6	38,9
EtOH-III	11.300	15,7	6,0	17,6	39,3
<i>Fischer-Tropsch-Diesel</i>					
FT-I	21.200	10,3	4,9	17,1	32,3
FT-II	21.200	10,5	4,9	17,1	32,4
FT-III	21.200	10,7	4,9	17,1	32,6
<i>Bio-SNG</i>					
SNG-I	11.300	16,6	6,0	17,6	40,2
SNG-II	11.300	17,0	6,0	17,6	40,6
SNG-III	11.300	17,4	6,0	17,6	41,0
<i>Fossile Referenz (Mix Diesel / Superbenzin)</i>					
FKS-I	17.141	12,2	5,3	17,3	34,8
FKS-II	17.141	12,5	5,3	17,3	35,1
FKS-III	17.141	12,7	5,3	17,3	35,4

A.2 Technische Kenngrößen der Referenzkonzepte

Erläuterung der Zielstufen (Kriterien, Unterziele)

Tabelle A-10: Definition und Kurzbeschreibung der Kriterien und Unterziele

Kriterium	Einheit	Definition und Kurzbeschreibung
<i>UZ₁₁ Input-Output-Verhältnis (Bilanzraum A)</i>		
ZK ₁₁₁ energetischer Wirkungsgrad Bereitstellung	GJ _{RRS} /GJ bzw. %	<ul style="list-style-type: none"> - Verhältnis von Nutzen der Bereitstellung (d. h. die an der Konversionsanlage bereitgestellte Brennstoffenergie) zum Aufwand (d. h. die zur Bereitstellung der biogenen Energieträger aufgewandte Energie für Verfügbarmachung bzw. Ernte, Aufbereitung, Transport, Lagerung und Umschlag) - Gleichung (A-1)
ZK ₁₁₂ spezifische Transporteffizienz	km/GJ	<ul style="list-style-type: none"> - Kenngröße für zurückzulegende durchschnittliche Transportdistanz für die Bereitstellung des Referenzrohstoffs frei Konversionsanlage; siehe auch [87], [196] - Indikator für die potenzialspezifische Dezentralität des jeweils bereitgestellten Biomassesortiments sowie für die Effizienz im Hinblick auf die innerhalb der Bereitstellungskette eingesetzten Transportmittel - Gleichung (A-2)
<i>UZ₁₂ Input-Output-Verhältnis (Bilanzraum B)</i>		
ZK ₁₂₁ massenspezifischer Biomassekonversionsgrad	Kg _{RRS} /kg _{KS} bzw. %	<ul style="list-style-type: none"> - massenspezifisches (Brutto-)Verhältnis von bereitgestelltem Referenzbrennstoff frei Konversionsanlage zu produziertem Biokraftstoff als Indikator für den Aufwand der Biomassebereitstellung - Gleichung (A-3)

Kriterium	Einheit	Definition und Kurzbeschreibung
ZK ₁₂₂ energiespezifischer Biomassekonversionsgrad	(MJ _{KS} /h)/(MJ _{RRS} /h) bzw. %	- (Brutto-)Verhältnis von produziertem Biokraftstoff zu bereitgestelltem Referenzbrennstoff frei Konversionsanlage bezogen auf den jeweiligen Energieinhalt (mitunter > 1) - Gleichung (A-4)
ZK ₁₂₃ energetischer Gesamtwirkungsgrad (netto, Kraftstoff)	(MJ _{KS} /h)/(MJ _{en} /h) bzw. %	- (Netto-)Verhältnis von Biokraftstoff zu Biomasse bzw. biogenem Rohstoff und sämtlicher extern (d. h. außerhalb der Bilanzgrenze von Bilanzraum B) zuzuführenden Stoff- und Energieströmen, die direkt in die energetische Bilanz eingehen - Gleichung (A-5)
ZK ₁₂₄ energetischer Gesamtwirkungsgrad (netto, Kraftstoff und Koppelprodukte)	(MJ/h _{KS+en})/(MJ/h _{en}) bzw. %	- (Netto-)Verhältnis von Biokraftstoff zu Biomasse bzw. biogenem Rohstoff und sämtlicher extern (d. h. außerhalb der Bilanzgrenze von Bilanzraum B) zuzuführenden Stoff- und Energieströmen, die direkt in die energetische Bilanz eingehen sowie anfallenden Koppelprodukten, die einer energetischen Weiterverwertung außerhalb der Bilanzgrenze von Bilanzraum B zugeführt werden können (z. B. Elektrizität, Wärme, Naphtha ^a) - Gleichung (A-6)
ZK ₁₂₅ Anfall Koppelprodukte für energetische Nutzung	(MJ _{KP} /h)/(MJ _{KS} /h) bzw. %	- Anteil der Koppelprodukte, die außerhalb der Bilanzgrenze von Bilanzraum B energetisch genutzt werden können (z. B. Elektrizität, Wärme, Naphtha, jeweils netto) bezogen auf die relevanten Energieströme (d. h. Verhältnis zu Energieinhalt des Hauptproduktes KS) - unter Annahme für alle Zeithorizonte, dass die Koppelprodukte als Qualitätsprodukte am Markt untergebracht werden können - Gleichung (A-7)
<i>UZ₁₃ Input-Output-Verhältnis (Bilanzraum C)</i>		
ZK ₁₃₁ energetischer Wirkungsgrad Distribution	GJ _D /GJ _{KS} bzw. %	- Verhältnis von Nutzen der Bereitstellung (d. h. die an Tankstelle bereitgestellte Kraftstoffenergie) zum Aufwand (d. h. die zur Bereitstellung des Kraftstoffs aufgewandte Energie für Aufbereitung, Transport, Lagerung und Umschlag) - Gleichung (A-8)
<i>UZ₁₄ Input-Output-Verhältnis Bilanzraum D</i>		
ZK ₁₄₁ Streckenspezifischer Kraftstoffverbrauch	MJ/km bzw. %	- Zyklusverbrauch für ein Fahrzeug entsprechend dem sog. NEFZ (Neuer Europäischer Fahrzyklus mit viermal dem Stadtzyklus und einmal dem außerstädtischen Anteil) - Indikator für Effizienz des Motors und – unter Berücksichtigung des Heizwertes – ebenso den Motorenwirkungsgrad - Gleichung (A-9)
<i>UZ₂₁ Steigerungsfähigkeit der Prozesseffizienz der Referenzkonzepte (Bilanzraum A – D)</i>		

Kriterium	Einheit	Definition und Kurzbeschreibung
ZK ₂₁₁ Gütegrad	% _{ges} / % _{max,ges} bzw. -	<ul style="list-style-type: none"> - Verhältnis aus referenzkonzeptspezifischem Wirkungsgrad zu einem theoretischen Maximalwirkungsgrad, der aus physikalisch-technischen Gründen nicht überschritten werden kann; jeweils bezogen auf den Gesamtbilanzraum - Gütegrad kann maximal 1 betragen; d. h. je kleiner der Wert wird, desto geringer der technische Entwicklungsstand und desto größer das technische Weiterentwicklungspotenzial - Gleichung (A-10)

^a Naphtha kann grundsätzlich ebenso als stoffliches Koppelprodukt zur Herstellung von Ethylen, Propylen und Butadien dienen. Im Rahmen dieser Arbeit wird jedoch unterstellt, dass Naphtha energetisch genutzt wird.

$$\eta_{ZK111} = \frac{\dot{m}_{RRS} \cdot H_{u,RRS}}{e_{E+V,RRS} + e_{L,RRS} + e_{U,RRS} + e_{T,RRS}} \quad (\text{A-1})$$

mit η_{ZK111} - energetischer Wirkungsgrad Bereitstellung
 \dot{m}_{RRS} - spezifischer Massestrom des Referenzrohstoffs frei Konversionsanlage
 $H_{u,RRS}$ - spezifischer Heizwert des Referenzrohstoffs frei Konversionsanlage
 $e_{E+V,RRS}$ - Energieverbrauch für Ernte / Verfügbarmachung des Referenzrohstoffes
 $e_{L,RRS}$ - Energieverbrauch für Lagerung des Referenzrohstoffes
 $e_{U,RRS}$ - Energieverbrauch für Umschlag des Referenzrohstoffes
 $e_{T,RRS}$ - Energieverbrauch für Transport des Referenzrohstoffes

$$\eta_{ZK112} = \frac{z_F \cdot \sum_{i=1}^n (r_i + i \cdot 2r_b) \cdot b_i \cdot f_u \cdot f_e}{m_{RRS} \cdot H_{u,RRS}} \quad \text{mit } i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (\text{A-2})$$

mit η_{ZK112} - spezifische Transporteffizienz
 z_F - Transportmittelfahren je Bereitstellungsring
 n - äußerer Bereitstellungsring 1, 2, 3, ...
 i - Bereitstellungsring 1, 2, 3, ...
 r_i - Radius Bereitstellungsring
 r_b - Radius Bereitstellungseinzelfläche
 b_i - Anzahl Bereitstellungseinzelflächen je Bereitstellungsring
 f_u - Umwegfaktor
 f_e - Einwegtransportfaktor
 m_{RRS} - Masse des Referenzrohstoffs frei Konversionsanlage
 $H_{u,RRS}$ - spezifischer Heizwert des Referenzrohstoffs frei Konversionsanlage

$$\eta_{ZK121} = \frac{\dot{m}_{RRS}}{\dot{m}_{KS}} \quad (\text{A-3})$$

- mit η_{ZK121} - massespezifischer Biomassekonversionsgrad
 \dot{m}_{KS} - spezifischer Massestrom des Biokraftstoffs frei Tankstelle
 \dot{m}_{RRS} - spezifischer Massestrom des Referenzrohstoffs frei Konversionsanlage

$$\eta_{ZK122} = \frac{\dot{m}_{KS} \cdot H_{u,KS}}{\dot{m}_{RRS} \cdot H_{u,RRS}} \quad (\text{A-4})$$

- mit η_{ZK122} - energiespezifischer Biomassekonversionsgrad
 \dot{m}_{KS} - spezifischer Massestrom des Biokraftstoffs frei Tankstelle
 $H_{u,KS}$ - spezifischer Heizwert des Biokraftstoffs
 \dot{m}_{RRS} - spezifischer Massestrom des Referenzrohstoffs frei Konversionsanlage
 $H_{u,RRS}$ - spezifischer Heizwert des Referenzrohstoffs frei Konversionsanlage

$$\eta_{ZK123} = \frac{\dot{m}_{KS} \cdot H_{u,KS}}{\dot{m}_{RRS} \cdot H_{u,RRS} + P_{el,ex} + \sum \dot{m}_{HS,i} \cdot H_{u,HS,i}} \quad (\text{A-5})$$

- mit η_{ZK123} - energetischer Gesamtwirkungsgrad (netto, Kraftstoff)
 \dot{m}_{KS} - spezifischer Massestrom des Biokraftstoffs frei Konversionsanlage
 $H_{u,KS}$ - spezifischer Heizwert des Biokraftstoffs
 \dot{m}_{RRS} - spezifischer Massestrom des Referenzrohstoffs frei Konversionsanlage
 $H_{u,RRS}$ - spezifischer Heizwert des Referenzrohstoffs frei Konversionsanlage
 $P_{el,ex}$ - externe Stromzufuhr als Prozessenergie frei Konversionsanlage
 $\dot{m}_{HS,i}$ - spezifischer Massestrom des energetisch relevanten Hilfsstoffes frei Konversionsanlage
 $H_{u,HS,i}$ - spezifischer Heizwert des Hilfsstoffes frei Konversionsanlage

$$\eta_{ZK124} = \frac{\dot{m}_{KS} \cdot H_{u,KS} + P_{el,KP} + P_{th,KP} + \sum \dot{m}_{KP,i} \cdot H_{u,KP,i}}{\dot{m}_{RRS} \cdot H_{u,RRS} + P_{el,ex} + \sum \dot{m}_{HS,i} \cdot H_{u,HS,i}} \quad (\text{A-6})$$

- mit η_{ZK124} - energetischer Gesamtwirkungsgrad (netto, Kraftstoff und Koppelprodukte)
 \dot{m}_{KS} - spezifischer Massestrom des Biokraftstoffs frei Konversionsanlage
 $H_{u,KS}$ - spezifischer Heizwert des Biokraftstoffs
 $P_{el,KP}$ - Überschussstrom als Koppelprodukt frei Konversionsanlage
 $P_{th,KP}$ - Überschusswärme als Koppelprodukt frei Konversionsanlage
 $\dot{m}_{KP,i}$ - spezifischer Massestrom des Koppelproduktes frei Konversionsanlage
 $H_{u,KP,i}$ - spezifischer Heizwert des Koppelproduktes frei Konversionsanlage
 \dot{m}_{RRS} - spezifischer Massestrom des Referenzrohstoffs frei Konversionsanlage

$H_{u,RRS}$ - spezifischer Heizwert des Referenzrohstoffs frei Konversionsanlage

$P_{el,ex}$ - externe Stromzufuhr als Prozessenergie frei Konversionsanlage

$\dot{m}_{HS,i}$ - spezifischer Massestrom des energetisch relevanten Hilfsstoffes frei Konversionsanlage

$H_{u,HS,i}$ - spezifischer Heizwert des Hilfsstoffes frei Konversionsanlage

$$r_{ZK125} = \frac{\sum \dot{m}_{KP,i} \cdot H_{u,KP,i}}{\dot{m}_{KS} \cdot H_{u,KS}} \quad (A-7)$$

mit r_{ZK125} - Anfall Koppelprodukte für energetische Nutzung

$\dot{m}_{KP,i}$ - spezifischer Massestrom des Koppelproduktes frei Konversionsanlage (netto)

$H_{u,KP,i}$ - spezifischer Heizwert des Koppelproduktes frei Konversionsanlage

\dot{m}_{KS} - spezifischer Massestrom des Biokraftstoffs frei Konversionsanlage

$H_{u,KS}$ - spezifischer Heizwert des Biokraftstoffs

$$\eta_{ZK131} = \frac{1}{e_{D,KS} + 1} \quad (A-8)$$

mit η_{ZK131} - energetischer Wirkungsgrad Distribution

$e_{D,KS}$ - Energieverbrauch für Distribution inklusive Energieverbrauch für Tankstelle bei Abgabe des Biokraftstoffs an den Endverbraucher je GJ_{KS}

$$\eta_{ZK141} = \frac{1}{e_{FZ,KS} + 1} \quad (A-9)$$

mit η_{ZK141} - energetischer Wirkungsgrad Nutzung

$e_{FZ,KS}$ - streckenspezifischer Kraftstoffverbrauch

$$R_{ZK211} = \frac{(\eta_{ZK111} \cdot \eta_{ZK123} \cdot \eta_{ZK131} \cdot \eta_{ZK141})}{\eta_{\max, KS, ges}} \quad \text{mit } \eta_{\max, KS, ges} = \prod \eta_{\max, KS, i} \quad (A-10)$$

mit R_{ZK211} - Gütegrad

η_{ZK111} - energetischer Wirkungsgrad Bereitstellung

η_{ZK123} - energetischer Gesamtwirkungsgrad (netto, Kraftstoff)

η_{ZK131} - energetischer Wirkungsgrad Distribution

η_{ZK141} - energetischer Wirkungsgrad Nutzung

$\eta_{\max, KS, ges}$ - kraftstoffspezifischer theoretischer maximaler Konversionsgrad

$\eta_{\max, KS, i}$ - kraftstoffspezifische theoretische maximale Einzelkonversionsgrade der Einzelbilanzräume

Ermittlung des kraftstoffspezifischen theoretischen maximalen Konversionsgrades

Als Eingangsgröße für die Berechnung des jeweiligen Gütegrades gemäß Gleichung (A-10) wird der theoretisch maximale Konversionsgrad ermittelt. Er stellt für die untersuchten Biokraftstoffoptionen die aus physikalisch-technischen Gründen maximal erreichbare Obergrenze dar. Für seine Ermittlung basierend auf Einzelwirkungsgraden im Verlauf der Gesamtbereitstellungskette werden für die einzelnen Bilanzräume (Kapitel 3.1) folgende, teils stark vereinfachte Annahmen unterstellt.

Für Bilanzraum A wird von einer verlustfreien Bereitstellung des Referenzrohstoffs an die Biokraftstoffproduktionsanlage ausgegangen (d. h. $\eta_{max,KS,A}$ beträgt 100 %).

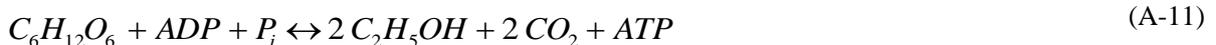
Für Bilanzraum B erfolgt die Ermittlung $\eta_{max,KS,B}$ stark vereinfacht und bezogen auf die Hauptedukte und -produkte auf Basis der Standardbildungsenthalpien als thermodynamische Zustandsgrößen über prozessstufenspezifische stöchiometrische Reaktionsgleichungen bei Unterstellung idealer thermodynamischer Gleichgewichte unter Berücksichtigung des Satzes von Hess (d. h. die Reaktionsenthalpie ist unabhängig vom Reaktionsweg und nur vom Anfangs- und vom Endzustand des Systems abhängig) [125].

Für Bilanzraum C wird ebenso eine verlustfreie Distribution der Biokraftstoffe zum Endverbraucher unterstellt (d. h. $\eta_{max,KS,C}$ beträgt 100 %).

Für Bilanzraum D lassen sich die $\eta_{max,KS,D}$ von Verbrennungsmotoren über den sog. Gleichraumprozess für Ottomotoren als thermodynamisch günstigster Kreisprozess respektive den Gleichdruckprozess für Dieselmotoren als Grenzfall des Seiliger-Kreisprozesses darstellen. Bei Unterstellung idealer Kreisprozesse betragen sie für $\eta_{max,KS,D/Otto}$ 69 % und für $\eta_{max,KS,D/Diesel}$ 66 % [80].

Bioethanol

Unter Berücksichtigung von $\eta_{max,EtOH,A}$ und $\eta_{max,EtOH,C}$ mit jeweils 100 % sowie $\eta_{max,EtOH,D/Otto}$ von 69 % wird für $\eta_{max,EtOH,B}$ zunächst wird davon ausgegangen, dass die im Referenzrohstoff über Cellulose und Hemicellulose zugänglichen Saccharide Glucose und Xylose vollständig für die Fermentation zu Bioethanol und Kohlenstoffdioxid (Gleichung (A-11) f.) verfügbar gemacht werden können. Der Ligninanteil des Referenzrohstoffs wird auf der Eduktseite angerechnet.



Unter Beachtung der Standardbildungsenthalpien sowie der massebezogenen Hauptbestandteile des Referenzrohstoffs (Tabelle A-1) von ca. 2 mol Bioethanol (ca. 533 kJ) im Verhältnis zu rund 1 mol des Referenzrohstoffes (ca. 840 kJ) ergibt sich für $\eta_{max,EtOH,B}$ 66 %. Für Bioethanol beträgt $\eta_{max,EtOH,ges}$ somit 46 %.

Fischer-Tropsch-Kraftstoffe

Bei gleichzeitiger Annahme, dass $\eta_{max,FTA}$ und $\eta_{max,FT,C}$ mit jeweils 100 % sowie $\eta_{max,FT,D/Diesel}$ von 66 % zugrunde gelegt werden, wird $\eta_{max,FT,B}$ auf Basis der chemischen Gleichungen für die ideale Vergasung des Referenzrohstoffs (hier bezogen auf die Einzelbestandteile) mit Sauerstoff (Gleichung (A-13) ff.), der Wasser-Gas-Shift-Reaktion (Gleichung (A-16)) und die

anschließende ideale Synthese von Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff zu FT-Produkten und Wasser (Gleichung (A-17)) berechnet.



Bei Berücksichtigung der massebezogenen Hauptbestandteile des Referenzrohstoffs sowie der Standardbildungsenthalpien von rund 8 mol FT-Kraftstoff (ca. 408 kJ) und rund 1 mol des Referenzrohstoffes (ca. 840 kJ) ergibt sich $\eta_{max,FT,B}$ zu 49 %. Für FT-Diesel beträgt $\eta_{max,FT,ges}$ somit 32 %.

Bio-SNG

Ausgehend von $\eta_{max,SNG,A}$ und $\eta_{max,SNG,C}$ mit jeweils 100 % sowie $\eta_{max,SNG,D/Otto}$ von 69 % erfolgt die Ermittlung von $\eta_{max,SNG,B}$ auf Basis der chemischen Gleichungen für die ideale Vergasung des Referenzrohstoffs mit Wasserdampf (Gleichung (A-18) ff.) sowie der parallel laufenden Wasser-Gas-Shift-Reaktion (Gleichung (A-21)) und auf der Grundlage der idealen Synthese von Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff zu Methan und Wasser (Gleichung (A-22)).



Unter Berücksichtigung der Standardbildungsenthalpien von 10 mol Methan (ca. 749 kJ) und rund 1 mol des Referenzrohstoffes (ca. 840 kJ) ergibt sich $\eta_{max,SNG,B}$ zu 90 %. Für Bio-SNG beträgt $\eta_{max,SNG,ges}$ somit 62 %.

Ergebnisse

Tabelle A-11: Rangfolgenmatrizen und Gewichtungsfaktoren – Gewichtung der Unterziele auf die Oberziele

OZ₁	UZ ₁₁	UZ ₁₂	UZ ₁₃	UZ ₁₄	Pkt.	G _{UZ}
UZ ₁₁		1	2	1	4	0,17
UZ ₁₂	3		3	3	9	0,38
UZ ₁₃	2	1		1	4	0,17
UZ ₁₄	3	1	3		7	0,29
	8	3	8	5	24	1

OZ₂	UZ ₁₁	UZ ₁₂	UZ ₁₃	UZ ₁₄	Pkt.	G _{UZ}
UZ ₁₁		2	2	3	7	0,29
UZ ₁₂	2		3	3	8	0,33
UZ ₁₃	2	1		1	4	0,17
UZ ₁₄	1	1	3		5	0,21
	5	4	8	7	24	1

OZ₁	UZ ₂₁	Pkt.	G _{UZ}
UZ ₂₁		1	1,00
	1	1	1

OZ₂	UZ ₂₁	Pkt.	G _{UZ}
UZ ₂₁		1	1,00
	1	1	1

Tabelle A-12: Rangfolgenmatrizen und Gewichtungsfaktoren – Gewichtung der Kriterien auf die Unterziele

UZ₁₁	ZK ₁₁₁	ZK ₁₁₂	Pkt.	G _{ZK}
ZK ₁₁₁		1	1	0,25
ZK ₁₁₂	3		3	0,75
	3	1	4	1

UZ₁₂	ZK ₁₂₁	ZK ₁₂₂	ZK ₁₂₃	ZK ₁₂₄	ZK ₁₂₅	Pkt.	G _{ZK}
ZK ₁₂₁		1	1	1	2	5	0,13
ZK ₁₂₂	3		1	1	2	7	0,18
ZK ₁₂₃	3	3		2	3	11	0,28
ZK ₁₂₄	3	3	2		3	11	0,28
ZK ₁₂₅	2	2	1	1		6	0,15
	11	9	5	5	10	40	1

UZ₁₃	ZK ₁₃₁	Pkt.	G _{ZK}
ZK ₁₃₁		1	1,00
	1	1	1

UZ₁₄	ZK ₁₄₁	Pkt.	G _{ZK}
ZK ₁₄₁		1	1,00
	1	1	1

UZ₂₁	ZK ₂₁₁	Pkt.	G _{ZK}
ZK ₂₁₁		1	1,00
	1	1	1

Tabelle A-13: Zielgrößenmatrix

Ziele und Kriterien	Einheit	Referenzkonzepte								
		EtOH-I	EtOH-II	EtOH-III	FT-I	FT-II	FT-III	SNG-I	SNG-II	SNG-III
OZ ₁										
UZ ₁₁										
ZK ₁₁₁	%	93,68	92,97	92,74	93,68	92,49	70,07	93,68	92,97	92,74
ZK ₁₁₂	km/GJ _{RRS}	0,17	0,39	0,40	0,17	0,39	0,40	0,15	0,39	0,40
UZ ₁₂										
ZK ₁₂₁	kg _{RRS} /kg _{KS}	7,99	6,05	3,88	7,82	8,15	10,78	5,67	5,34	5,23
ZK ₁₂₂	(MJ _{KS} /h)/(MJ _{RRS} /h)	0,27	0,36	0,57	0,46	0,44	0,33	0,72	0,77	0,78
ZK ₁₂₃	(MJ _{KS} /h)/(MJ _{en} /h)	0,27	0,36	0,57	0,41	0,43	0,33	0,65	0,68	0,72
ZK ₁₂₄	(MJ _{KS/en} /h)/(MJ _{en} /h)	0,27	0,55	0,71	0,41	0,53	0,45	0,66	0,70	0,74
ZK ₁₂₅	(MJ _{KP} /h)/(MJ _{KS} /h)	0,0001	0,51	0,25	-	0,21	0,36	0,02	0,03	0,02
UZ ₁₃										
ZK ₁₃₁	%	97,09	97,09	97,09	98,04	98,04	98,04	94,34	94,34	94,34
UZ ₁₄										
ZK ₁₄₁	MJ _{KS} /km _{FZ}	2,75	2,10	2,00	2,31	1,93	1,83	2,74	2,10	2,00
OZ ₂										
UZ ₂₁										
ZK ₂₁₁		0,14	0,21	0,34	0,35	0,41	0,25	0,25	0,31	0,34

Tabelle A-14: Maßzahlen für Bewertungskriterien

Ziele und Kriterien	Gewichtung		Einheit	Wertzuordnung				
	UZ auf OZ ₁	UZ auf OZ ₂		1	2	3	4	5
OZ ₁								
UZ ₁₁	0,17	0,29						
ZK ₁₁₁	0,25	-	%	≤ 92	93	94	95	³ 96
ZK ₁₁₂	0,75	-	km/GJ _{RRS}	≤ 0,41	0,31 bis 0,40	0,21 bis 0,30	0,11 bis 0,20	≤ 0,10
UZ ₁₂	0,38	0,33						
ZK ₁₂₁	0,13	-	kg _{RRS} /kg _{KS}	≥ 8,5	7,5 bis 8,4	6,5 bis 7,4	5,5 bis 6,4	≤ 5,4
ZK ₁₂₂	0,18	-	(MJ _{KS} /h)/(MJ _{RRS} /h)	≤ 0,37	0,38 bis 0,50	0,51 bis 0,63	0,64 bis 0,76	≥ 0,77
ZK ₁₂₃	0,28	-	(MJ _{KS} /h)/(MJ _{en} /h)	≤ 0,35	0,36 bis 0,46	0,47 bis 0,57	0,58 bis 0,68	≥ 0,69
ZK ₁₂₄	0,28	-	(MJ _{KS/en} /h)/(MJ _{en} /h)	≤ 0,35	0,36 bis 0,46	0,47 bis 0,57	0,58 bis 0,68	≥ 0,69
ZK ₁₂₅	0,15	-	(MJ _{KP} /h)/(MJ _{KS} /h)	≤ 0,10	0,11 bis 0,18	0,19 bis 0,26	0,27 bis 0,34	≥ 0,35
UZ ₁₃	0,17	0,17						
ZK ₁₃₁	1,00	-	%	≤ 94	95	96	97	≥ 98
UZ ₁₄	0,29	0,21						
ZK ₁₄₁	1,00	-	MJ _{KS} /km _{FZ}	> 2,50	2,31 bis 2,50	2,11 bis 2,30	1,91 bis 2,10	≤ 1,90
OZ ₂								
UZ ₂₁	1,00	1,00	-					
ZK ₂₁₁	1,00	-		≤ 0,15	0,16 bis 0,25	0,26 bis 0,35	0,36 bis 0,45	≥ 0,46

Tabelle A-15: Zielwertmatrix

Ziele und Kriterien	Gewichtung	Referenzkonzepte										
		EtOH-I	EtOH-II	EtOH-III	FT-I	FT-II	FT-III	SNG-I	SNG-II	SNG-III		
OZ ₁	<i>UZ auf OZ₁</i>		2,01	3,22	3,59	2,74	3,24	3,29	2,58	3,31	3,48	
		<i>UZ auf OZ₂</i>	2,34	3,02	3,35	2,96	3,06	3,01	2,82	3,07	3,22	
	UZ ₁₁	0,17	0,29	3,75	2,00	2,00	3,75	2,00	1,75	3,75	2,00	2,00
	ZK ₁₁₁	0,25	-	3,00	2,00	2,00	3,00	2,00	1,00	3,00	2,00	2,00
	ZK ₁₁₂	0,75	-	4,00	2,00	2,00	4,00	2,00	2,00	4,00	2,00	2,00
	UZ ₁₂	0,38	0,33	1,13	2,80	3,80	1,85	2,43	1,88	3,55	3,95	4,40
	ZK ₁₂₁	0,13	-	2,00	4,00	5,00	2,00	2,00	1,00	4,00	5,00	5,00
	ZK ₁₂₂	0,18	-	1,00	1,00	3,00	2,00	2,00	1,00	4,00	4,00	5,00
	ZK ₁₂₃	0,28	-	1,00	2,00	3,00	2,00	2,00	1,00	4,00	4,00	5,00
	ZK ₁₂₄	0,28	-	1,00	3,00	5,00	2,00	3,00	2,00	4,00	5,00	5,00
	ZK ₁₂₅	0,15	-	1,00	5,00	3,00	1,00	3,00	5,00	1,00	1,00	1,00
	UZ ₁₃	0,17	0,17	4,00	4,00	4,00	5,00	5,00	5,00	2,00	2,00	2,00
	ZK ₁₃₁	1,00	-	4,00	4,00	4,00	5,00	5,00	5,00	2,00	2,00	2,00
	UZ ₁₄	0,29	0,21	1,00	4,00	4,00	2,00	4,00	5,00	1,00	4,00	4,00
ZK ₁₄₁	1,00	-	1,00	4,00	4,00	2,00	4,00	5,00	1,00	4,00	4,00	
OZ ₂	<i>UZ auf OZ₁</i>		1,00	2,00	4,00	4,00	5,00	2,00	2,00	3,00	4,00	
		<i>UZ auf OZ₂</i>	1,00	2,00	4,00	4,00	5,00	2,00	2,00	3,00	4,00	
	UZ ₂₁	1,00	1,00	1,00	2,00	4,00	4,00	5,00	2,00	2,00	3,00	4,00
	ZK ₂₁₁	1,00	-	1,00	2,00	4,00	4,00	5,00	2,00	2,00	3,00	4,00

Tabelle A-16: Bilanzraum A Spezifische Energieaufwendungen – Verfügbarmachung, Transportmittel, Umschlag, Lagerung

	durchschnittliche Transportdistanz	Verfügbarmachung frei Anbaufläche	Lagerung	Transport	Umschlag	Total	Total
	km/GJ _{RRS}	GJ/GJ _{RRS}	GJ/GJ _{RRS}	GJ/GJ _{RRS}	GJ/GJ _{RRS}	GJ/GJ _{RRS}	GJ/t _{fA}
<i>Bioethanol</i>							
EtOH-I	0,17	0,0082	0,0000	0,0055	0,0008	0,0145	0,1773
EtOH-II	0,39	0,0082	0,0000	0,0132	0,0009	0,0223	0,2721
EtOH-III	0,40	0,0082	0,0000	0,0157	0,0009	0,0248	0,3030
<i>Fischer-Tropsch-Diesel</i>							
FT-I	0,17	0,0082	0,0000	0,0055	0,0008	0,0145	0,1774
FT-II	0,39	0,0082	0,0000	0,0184	0,0009	0,0276	0,3363
FT-III	0,40	0,0110	-	0,0082	0,0008	0,0200	0,2440
<i>Bio-SNG</i>							
SNG-I	0,15	0,0082	0,0000	0,0048	0,0008	0,0138	0,1690
SNG-II	0,39	0,0082	0,0000	0,0129	0,0009	0,0220	0,2684
SNG-III	0,40	0,0082	0,0000	0,0158	0,0009	0,0249	0,3042

Tabelle A-17: Bilanzraum B Spezifische Energieaufwendungen

	Nettoanteil KP _{th}	Nettoanteil KP _{el}	Nettoanteil KP _{en}	Nettokonversion RRS zu KS	Bruttokonversion RRS zu KS	Gütegrad Bilanzraum B
	%	%	%	%	%	-
<i>Bioethanol</i>						
EtOH-I	0,001	-	-	27,06	27,49	0,43
EtOH-II	6,18	12,25	-	36,30	36,30	0,58
EtOH-III	8,09	5,89	-	56,56	56,56	0,90
<i>Fischer-Tropsch-Diesel</i>						
FT-I	-	-	-	41,31	46,00	0,84
FT-II	-	1,17	8,59	43,10	44,15	0,88
FT-III	-	-	11,56	33,35	33,39	0,68
<i>Bio-SNG</i>						
SNG-I	1,12	-	-	65,36	72,27	0,82
SNG-II	1,87	-	-	68,00	76,71	0,85
SNG-III	1,32	-	-	72,37	78,33	0,90

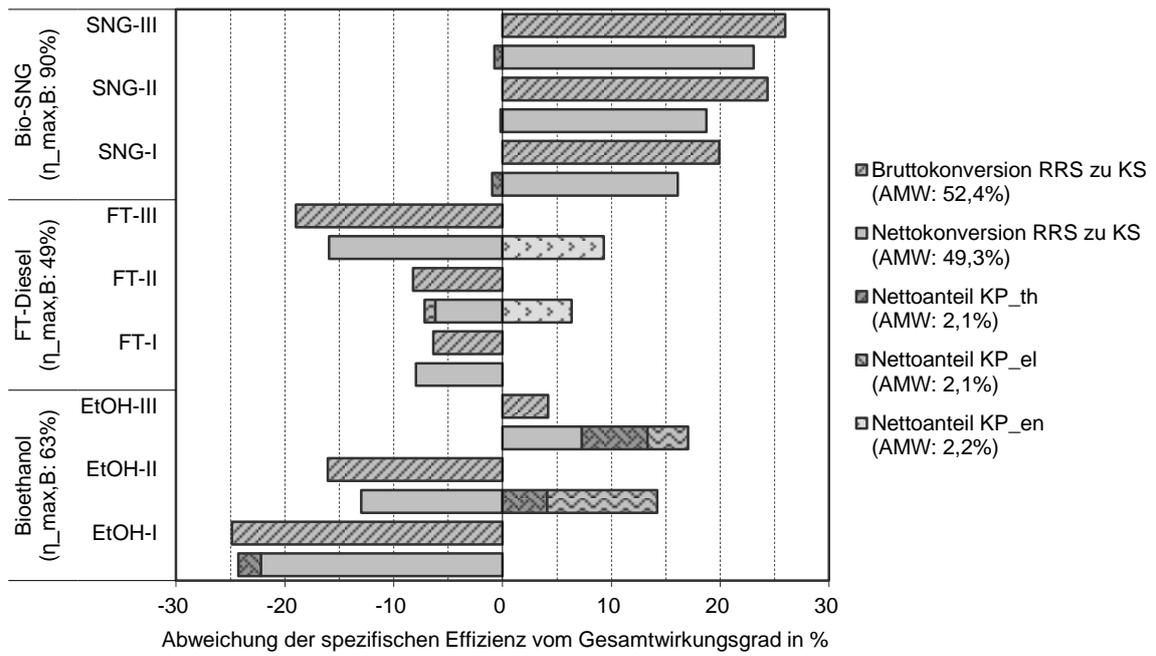


Abb. A-1: Bilanzraum B – energetische Gesamtwirkungsgrade der Referenzkonzepte, Abweichung vom arithmetischen Mittelwert

A.3 Ökonomische Kenngrößen der Referenzkonzepte

Tabelle A-18: Bilanzraum B, Datenbasis und Ergebnisaufschlüsselung der Investition
(Basisfall; eigene Berechnungen auf Basis von [1], [18], [36], [54], [57], [58], [86], [110], [147], [193], [194], [195], [199], [211], [227], [258], [274], [285], [288], [297], [298])

Referenzkonzept	Komponente	Investition	De-	Basisgröße/-kapazität C ₀	Größe / Kapazität		An-	Investition	Instal-	Total	Basis-	Preis-	Preis-	Total	
		Basis-	gres-		Referenz-	Referenz-		index				index	Quelle		Quelle
		größe/-	sions-		Einheit	Einheit	zahl	Referenz-	lations-	(Basisjahr	jahr	Basis-	Basis-	(Basisjahr	
		kapazität	faktor					konzept	faktor	Quelle)	Quelle	jahr	jahr	2008)	
		I ₀	d					I _n		I _{t,0}	Quelle	P _{t,0}	P _{t,1}	I _{t,1}	
		Mio. EUR	-		Einheit	Einheit	-	Mio. EUR	-	Mio. EUR		-	-	Mio. EUR	
<i>Bioethanol</i>															
EtOH-I	<i>Biomassevorbehandlung</i>													6,60	
	Rohstoffhandlung	1,21	0,65	50 000	m ³ _{EiOH/a}	15 500	m ³ _{EiOH/a}	1	0,56	1,54	0,87	2003	93,3	110,7	1,00
	Hydrolyse (1.Stufe) - Dampfexplosion	12,06	0,78	50 000	m ³ _{EiOH/a}	15 500	m ³ _{EiOH/a}	1	4,84	1,00	4,84	2003	93,3	110,7	5,60
	Hydrolyse (2.Stufe) - Enzymatisch	23,23	0,90	50 000	m ³ _{EiOH/a}	15 500	m ³ _{EiOH/a}	1	8,10	2,00	16,20	2003	93,3	110,7	18,74
	Filter	1,64	0,85	50 000	m ³ _{EiOH/a}	15 500	m ³ _{EiOH/a}	1	0,61	1,54	0,94	2003	93,3	110,7	1,08
	<i>Biomassekonversion</i>				m ³ _{EiOH/a}		m ³ _{EiOH/a}							8,71	
	SHF / C ₆ -Fermentation	14,03	0,90	50 000	m ³ _{EiOH/a}	15 500	m ³ _{EiOH/a}	1	4,89	1,54	7,53	2003	93,3	110,7	8,71
	<i>Biokraftstoffaufbereitung</i>				m ³ _{EiOH/a}		m ³ _{EiOH/a}							9,83	
	Destillation / Rektifikation	12,60	0,70	50 000	m ³ _{EiOH/a}	15 500	m ³ _{EiOH/a}	1	5,55	1,00	5,55	2003	93,3	110,7	6,42
	Molekularsiebe	6,69	0,70	50 000	m ³ _{EiOH/a}	15 500	m ³ _{EiOH/a}	1	2,94	1,00	2,94	2003	93,3	110,7	3,41
	<i>Nebenanlagen / Sonstiges</i>													21,98	
	Eindampfung + Dampferzeuger + DT	15,89	0,80	50 000	m ³ _{EiOH/a}	15 500	m ³ _{EiOH/a}	1	6,23	1,54	9,59	2003	93,3	110,7	11,10
	Speicher, Hilfsstoffhandlung	1,53	0,70	50 000	m ³ _{EiOH/a}	15 500	m ³ _{EiOH/a}	1	0,68	1,00	0,68	2003	93,3	110,7	0,78
	SO ₂ -/Wasserwäscher	5,14	0,70	69,54	MW _{BWL}	44	MW _{BWL}	1	3,73	1,54	-	1998	89,2	110,1	-
	Abwasseraufbereitung	11,73	1,00	630	MW _{BWL}	44	MW _{BWL}	1	0,82	1,00	0,82	2006	101,4	110,7	0,89
	Elektro-/Leit-/Klima-/Sicherheitstechnik	6,80	0,70	30	MW _{BWL}	44	MW _{BWL}	1	8,89	1,00	8,89	2007	106,7	110,7	9,21
	<i>Total</i>													47,12	
EtOH-II	<i>Biomassevorbehandlung</i>													16,52	
	Rohstoffhandlung	1,21	0,65	63 000	m ³ _{EiOH/a}	65 158	m ³ _{EiOH/a}	1	1,23	1,54	1,90	2003	93,3	110,7	2,20
	Hydrolyse (1.Stufe) - Dampfexplosion	12,06	0,78	63 000	m ³ _{EiOH/a}	65 158	m ³ _{EiOH/a}	1	12,38	1,00	12,38	2003	93,3	110,7	14,32
	<i>Biomassekonversion</i>				m ³ _{EiOH/a}		m ³ _{EiOH/a}							42,49	
	SSF/EH / C ₆ -Fermentation	14,03	0,90	63 000	m ³ _{EiOH/a}	65 158	m ³ _{EiOH/a}	1	14,46	1,54	22,27	2003	93,3	110,7	25,77
	Enzym-/Hefeproduktion	21,70	0,85	464	MW _{BWL}	132	MW _{BWL}	1	7,45	1,54	11,48	1998	89,2	110,7	13,71
	Filter	1,64	0,85	63 000	m ³ _{EiOH/a}	65 158	m ³ _{EiOH/a}	1	1,69	1,54	2,61	2003	93,3	110,7	3,01

Referenz- konzept	Komponente	Investition	De-	Basisgröße/-kapazität C ₀	Größe / Kapazität Referenzkonzept C _n		An- zahl	Investition	Instal- lations- faktor	Total	Basis- jahr Quelle	Preis-	Preis-	Total	
		Basis- größe/- kapazität I ₀	gres- sions- faktor d		Einheit	Einheit		Referenz- konzept I _n		(Basisjahr Quelle) I _{t,0}		index Basis- jahr Quelle P _{t,0}	index Basis- jahr 2008 P _{t,1}	(Basisjahr 2008) I _{t,1}	
		Mio. EUR	-				-	Mio. EUR	-	Mio. EUR		-	-	Mio. EUR	
	<i>Biokraftstoffaufbereitung</i>													22,85	
	Destillation / Rektifikation	12,60	0,70	63 000	m ³ _{EIOH} /a	65 158	m ³ _{EIOH} /a	1	12,90	1,00	12,90	2003	93,3	110,7	14,93
	Molekularsiebe	6,69	0,70	63 000	m ³ _{EIOH} /a	65 158	m ³ _{EIOH} /a	1	6,84	1,00	6,84	2003	93,3	110,7	7,92
	<i>Nebenanlagen / Sonstiges</i>													52,64	
	Eindampfung + Dampferzeuger + DT	15,89	0,80	132	MW _{BWL}	132	MW _{BWL}	1	15,89	1,54	24,47	2003	93,3	110,7	28,32
	Speicher, Hilfsstoffhandling	1,53	0,70	132	MW _{BWL}	132	MW _{BWL}	1	1,53	1,00	1,53	2003	93,3	110,7	1,78
	SO ₂ -/Wasserwäscher	5,14	0,70	70	MW _{BWL}	132	MW _{BWL}	1	8,05	1,54	-	1998	89,2	110,1	-
	Abwasseraufbereitung	11,73	1,00	630	MW _{BWL}	132	MW _{BWL}	1	2,46	1,00	2,46	2006	101,4	110,7	2,66
	Elektro-/Leit-/Klima-/Sicherheitstechnik	6,80	0,70	30	MW _{BWL}	132	MW _{BWL}	1	19,18	1,00	19,18	2007	106,7	110,7	19,88
	<i>Total</i>													134,50	
EtOH-III	<i>Biomassevorbehandlung</i>													39,64	
	Speicher	3,05	0,65	500	MW _{BWL}	464	MW _{BWL}	1	2,90	1,54	4,47	2002	92,3	110,7	5,21
	Förderung	1,35	0,80	500	MW _{BWL}	464	MW _{BWL}	1	1,27	1,54	1,95	2002	92,3	110,7	2,28
	Beschickung	1,79	1,00	500	MW _{BWL}	464	MW _{BWL}	1	1,66	1,54	2,56	2002	92,3	110,7	2,98
	Hydrolyse (1.Stufe) - AFEX	20,65	0,78	258 213	m ³ _{EIOH} /a	357 195	m ³ _{EIOH} /a	1	26,59	1,00	26,59	2005	100,0	110,7	29,17
	<i>Biomassekonversion</i>													60,33	
	SSCF	11,38	0,90	464	MW _{BWL}	464	MW _{BWL}	1	11,38	1,54	17,52	2006	92,3	110,7	20,43
	Enzym-/Hefeproduktion	21,70	0,85	464	MW _{BWL}	464	MW _{BWL}	1	21,70	1,54	33,41	1998	89,2	110,7	39,90
	Filter	0,18	0,85	2	t/h	13	t/h	1	0,86	1,54	1,33	2006	101,4	110,7	1,44
	<i>Biokraftstoffaufbereitung</i>													71,42	
	Destillation / Rektifikation	4,61	0,70	464	MW _{BWL}	464	MW _{BWL}	1	4,61	1,00	4,61	2006	101,4	110,7	5,00
	Molekularsiebe	61,27	0,70	464	MW _{BWL}	464	MW _{BWL}	1	61,27	1,00	61,27	2006	101,4	110,7	66,42
	<i>Nebenanlagen / Sonstiges</i>													164,94	
	Dampferzeuger + DT	45,24	0,80	630	MW _{BWL}	464	MW _{BWL}	1	35,42	1,54	54,55	2006	101,4	110,7	59,13
	Speicher, Hilfsstoffhandling	8,54	0,70	630	MW _{BWL}	464	MW _{BWL}	1	6,90	1,00	6,90	2006	101,4	110,7	7,47
	Biogasanlage + Nachgärer + Separator	0,73	0,70	250	m ³ _N /h	1 000	m ³ _N /h	10	19,26	1,10	21,19	2005	100,0	110,7	23,24
	BHKW	0,44	0,80	250	m ³ _N /h	1 000	m ³ _N /h	10	13,19	1,00	13,19	2005	100,0	110,7	14,46
	Abwasseraufbereitung	11,73	1,00	464	MW _{BWL}	464	MW _{BWL}	1	11,73	1,00	11,73	2006	101,4	110,7	12,72
	Elektro-/Leit-/Klima-/Sicherheitstechnik	6,80	0,70	30	MW _{BWL}	464	MW _{BWL}	1	46,25	1,00	46,25	2007	106,7	110,7	47,92
	<i>Total</i>													336,33	

Fischer-Tropsch-Diesel

Referenz- konzept	Komponente	Investition	De- gres- sions- faktor	Basisgröße/-kapazität C ₀	Größe / Kapazität Referenzkonzept C _n		An- zahl	Investition	Instal- lations- faktor	Total	Basis- jahr Quelle	Preis- index Basis- jahr Quelle	Preis- index Basis- jahr 2008	Total	
		größe/- kapazität I ₀	d		Einheit	Einheit		Referenz- konzept I _n		(Basisjahr Quelle) I _{t,0}		P _{t,0}	P _{t,1}	(Basisjahr 2008) I _{t,1}	
		Mio. EUR	-		Einheit	Einheit	-	Mio. EUR	-	Mio. EUR		-	-	Mio. EUR	
FT-I	<i>Biomassevorbehandlung</i>														9,10
	Speicher	1,16	0,65	33,50	t _{FA} /h	13,32	t _{FA} /h	1	0,64	1,54	0,98	2002	92,3	110,1	1,14
	Förderung	0,41	0,80	33,50	t _{FA} /h	13,32	t _{FA} /h	1	0,20	1,54	0,30	2002	92,3	110,1	0,35
	Bandrockner	8,50	0,80	33,50	t _{FA} /h	13,32	t _{FA} /h	1	4,06	1,54	6,26	2002	92,3	110,1	7,27
	Beschickung	0,48	1,00	33,50	t _{FA} /h	13,32	t _{FA} /h	1	0,19	1,54	0,29	2002	92,3	110,1	0,34
	<i>Biomassekonversion</i>														13,31
	Flugstromvergaser (NTV, HTV)	40,50	0,70	250,00	MW _{BWL}	45,00	MW _{BWL}	1	12,19	1,00	12,19	2005	100,0	110,1	13,31
	<i>Gasreinigung /-konditionierung</i>														15,98
	Wasserwäsche (Fe(OH) ₂)	2,57	0,70	69,54	MW _{BWL}	45,00	MW _{BWL}	1	1,90	1,54	2,92	1998	89,2	110,1	3,47
	Klarwasserwäsche	2,57	0,70	69,54	MW _{BWL}	45,00	MW _{BWL}	1	1,90	1,54	2,92	1998	89,2	110,1	3,47
	WGS-Reaktor	12,20	0,65	8 819	kmol/h	458,00	kmol/h	1	1,78	1,81	3,23	2002	92,3	110,1	3,75
	Selexolwäsche	63,00	0,70	9 909	kmol/h	191,70	kmol/h	1	3,98	1,00	3,98	2002	92,3	110,1	4,62
	ZnO-Adsorber	0,13	1,00	367,00	MW _{BWL}	45,00	MW _{BWL}	1	0,02	1,54	0,02	1998	89,2	110,1	0,03
	Dampfreformierung	9,40	0,65	1 390	kmol/h	10,18	kmol/h	1	0,38	1,54	0,59	2007	106,7	110,1	0,61
	Druckwechseladsorption	1,45	0,70	9 600	kmol/h	10,18	kmol/h	1	0,01	1,69	0,02	2002	92,3	110,1	0,02
	<i>Synthese</i>														7,49
	Rohrbündel/Festbett, Co	25,30	1,00	93,40	MW _{FT}	24,00	MW _{FT}	1	6,50	1,00	6,50	2003	93,3	110,1	7,49
	<i>Biokraftstoffaufbereitung</i>														18,00
	Rektifikation	5,00	0,70	20,00	t/h	1,98	t/h	1	0,99	1,00	0,99	2006	102,2	110,1	1,06
	Hydrocrackanlage	500,00	0,70	250,00	t/h	1,77	t/h	1	15,63	1,00	15,63	2006	102,2	110,1	16,75
	H ₂ -/DWA	0,80	0,70	0,30	m ³ /s	0,03	m ³ /s	1	0,15	1,20	0,18	2006	102,2	110,1	0,19
	<i>Nebenanlagen / Sonstiges</i>														29,74
	Dampferzeuger	3,38	0,80	47,50	t/h	14,34	t/h	1	1,30	1,54	2,00	1998	89,2	110,1	2,38
	DT-HKW	8,88	0,70	36,30	MW _{el}	3,40	MW _{el}	1	1,69	1,00	1,69	2005	100,0	110,1	1,85
	Luftzerlegungsanlage	45,70	0,50	76,60	t/h	4,13	t/h	1	10,61	1,30	13,79	2002	92,3	110,1	16,02
	Abwasseraufbereitung	0,21	1,00	75,00	MW _{BWL}	45,00	MW _{BWL}	1	0,13	1,00	0,13	2004	96,3	110,1	0,14
	Elektro-/Leit-/Klima-/Sicherheitstechnik	6,80	0,70	30,00	MW _{BWL}	45,00	MW _{BWL}	1	9,03	1,00	9,03	2007	106,7	110,7	9,36
	<i>Total</i>														93,63
FT-II	<i>Biomassevorbehandlung</i>														102,52
	Speicher	1,16	0,65	33,50	t _{FA} /h	192,40	t _{FA} /h	1	3,61	1,54	5,56	2002	92,3	110,1	6,46
	Förderung	0,41	0,80	33,50	t _{FA} /h	192,40	t _{FA} /h	1	1,66	1,54	2,56	2002	92,3	110,1	2,97
	Bandrockner	8,50	0,80	33,50	t _{FA} /h	32,10	t _{FA} /h	6	8,21	1,54	75,90	2002	92,3	110,1	88,16

Referenz- konzept	Komponente	Investition	De- gres- sions- faktor	Basisgröße/-kapazität C ₀	Größe / Kapazität Referenzkonzept C _n		An- zahl	Investition	Instal- lations- faktor	Total	Basis- jahr Quelle	Preis- index Basis- jahr Quelle P _{t,0}	Preis- index Basis- jahr 2008 P _{t,1}	Total	
		Basis- größe/- kapazität I ₀	-		Einheit	Einheit		-		Mio. EUR		-	Mio. EUR	-	-
	Beschickung	0,48	1,00	33,50	t _{FA} /h	192,40	t _{FA} /h	1	2,76	1,54	4,25	2002	92,3	110,1	4,93
	Biomassekonversion														120,10
	Flugstromvergaser (NTV, HTV)	40,50	0,70	250,00	MW _{BWL}	217,00	MW _{BWL}	3	110,04	1,00	110,04	2005	100,0	110,1	120,10
	Gasreinigung /-konditionierung														100,31
	Wasserwäsche (Fe(OH ₂))	2,57	0,70	69,54	MW _{BWL}	650	MW _{BWL}	1	12,29	1,54	18,92	1998	89,2	110,1	22,51
	Klarwasserwäsche	2,57	0,70	69,54	MW _{BWL}	650	MW _{BWL}	1	12,29	1,54	18,92	1998	89,2	110,1	22,51
	WGS-Reaktor	12,20	0,65	8 819	kmol/h	6 620	kmol/h	1	10,12	1,81	18,33	2002	92,3	110,1	21,28
	Selexolwäsche	63,00	0,70	9 909	kmol/h	2 769	kmol/h	1	25,81	1,00	25,81	2002	92,3	110,1	29,97
	ZnO-Adsorber	0,13	1,00	367	MW _{BWL}	650	MW _{BWL}	1	0,23	1,54	0,35	1998	89,2	110,1	0,42
	Dampfreformierung	9,40	0,65	1 390	kmol/h	147	kmol/h	1	2,18	1,54	3,36	2007	106,7	110,1	3,46
	Druckwechseladsorption / DWA	1,45	0,70	9 600	kmol/h	147	kmol/h	1	0,08	1,69	0,13	2002	92,3	110,1	0,15
	Synthese														108,75
	Rohrbündel/Festbett, Co	25,30	1,00	93,40	MW _{FT}	348,40	MW _{FT}	1	94,37	1,00	94,37	2003	93,3	110,1	108,75
	Biokraftstoffaufbereitung														108,01
	Rektifikation	5,00	0,70	20	t/h	28,60	t/h	1	6,42	1,00	6,42	2006	102,2	110,1	6,88
	Hydrocrackanlage	500,00	0,70	250	t/h	22,53	t/h	1	92,77	1,00	92,77	2006	102,2	110,1	99,40
	H ₂ -/DWA	0,80	0,70	0,30	m ³ /s	0,63	m ³ /s	1	1,34	1,20	1,61	2006	102,2	110,1	1,73
	Nebenanlagen / Sonstiges														153,45
	Dampferzeuger	3,38	0,80	47,50	t/h	207,20	t/h	1	10,98	1,54	16,91	1998	89,2	110,1	20,12
	DT-HKW	8,88	0,70	36,30	MW _{el}	36,30	MW _{el}	1	8,88	1,00	8,88	2005	100,0	110,1	9,69
	Luftzerlegungsanlage	45,70	0,50	76,60	t/h	59,70	t/h	1	40,34	1,30	52,45	2002	92,3	110,1	60,92
	Abwasseraufbereitung	0,21	1,00	75,00	MW _{BWL}	650	MW _{BWL}	1	1,82	1,00	1,82	2004	96,3	110,1	2,05
	Elektro-/Leit-/Klima-/Sicherheitstechnik	6,80	0,70	30,00	MW _{BWL}	650	MW _{BWL}	1	58,55	1,00	58,55	2007	106,7	110,7	60,67
	Total														693,15
FT-III	Biomassevorbehandlung														1 135,3
	Speicher	1,16	0,65	33,50	t _{FA} /h	29,60	t _{FA} /h	20	21,41	1,54	32,97	2002	92,3	110,1	38,29
	Förderung	0,41	0,80	33,50	t _{FA} /h	29,60	t _{FA} /h	20	7,43	1,54	11,44	2002	92,3	110,1	13,28
	Zerkleinerung	0,48	0,60	33,50	t _{FA} /h	29,60	t _{FA} /h	20	8,91	1,54	13,73	2002	92,3	110,1	15,94
	Trommeltrockner	2,46	0,60	50	MW _{BWL}	100,00	MW _{BWL}	20	74,57	1,54	114,84	2007	106,7	110,1	118,36
	Beschickung	1,79	1,00	33,50	t _{FA} /h	29,60	t _{FA} /h	20	31,63	1,54	48,71	2007	106,7	110,1	50,21
	Schnellpyrolysereaktor	12,60	0,70	15,50	t _{FA} /h	21,70	t _{FA} /h	20	318,93	1,00	318,93	2005	100,0	110,1	348,10
	BiomasseHKW	14,50	0,70	12,00	MW _{BWL}	26,50	MW _{BWL}	20	504,94	1,00	504,94	2005	100,0	110,1	551,14

Referenz-konzept	Komponente	Investition	De-	Basisgröße/-kapazität C ₀	Größe / Kapazität		An-	Investition	Instal-	Total	Basis-	Preis-	Preis-	Total	
		Basis- größe/- kapazität I ₀	gres- sions- faktor d		Referenz- konzept I _n	lations- faktor		(Basisjahr Quelle) I _{t,0}				jahr Quelle	index Basis- jahr Quelle P _{t,0}		index Basis- jahr 2008 P _{t,1}
		Mio. EUR	-	Einheit	Einheit	-	Mio. EUR	-	Mio. EUR	-	-	-	-	Mio. EUR	
<i>Biomassekonversion</i>															
	Flugstromvergaser	44,06	0,70	455,00	MW _{BWL}	2 000	MW _{BWL}	1	124,22	1,00	124,22	2003	93,3	110,1	143,15
<i>Gasreinigung /-konditionierung</i>															
	Rekuperator	8,10	0,60	138,10	MW _{th}	182,40	MW _{th}	1	9,57	1,54	14,74	2002	92,3	110,1	17,12
	Wasserwäsche	2,57	0,70	69,54	MW _{BWL}	500	MW _{BWL}	4	40,90	1,54	62,98	1998	89,2	110,1	74,93
	Rectisolwäsche I	24,00	0,70	132	t/h	132	t/h	4	96,00	1,00	96,00	2006	101,4	110,1	103,56
	WGS-Reaktor	12,20	0,65	8 819	kmol/h	10 767	kmol/h	2	27,78	1,81	50,28	2002	89,2	110,1	59,82
	Rectisolwäsche II	14,77	0,70	132	t/h	64	t/h	4	35,60	1,00	35,60	1998	89,2	110,1	42,35
	Autotherme Reformierung	10,10	0,70	400	MW _{BWL}	500	MW _{BWL}	4	47,23	1,54	72,73	2006	92,3	110,1	84,48
	Druckwechseladsorption / DWA	1,45	0,70	9 600	kmol/h	452	kmol/h	1	0,17	1,00	0,17	2002	92,3	110,1	0,20
<i>Synthese</i>															
	Slurryreaktor, Fe	36,50	1,00	122,35	MW _{FT}	217,20	MW _{FT}	4	259,18	1,00	259,18	2003	93,3	110,1	298,67
<i>Biokraftstoffaufbereitung</i>															
	Rektifikation	5,00	0,70	20,00	t/h	22,00	t/h	4	21,38	1,00	21,38	2006	101,4	110,1	23,06
	Hydrocrackanlage	500,00	0,70	250,00	t/h	72,40	t/h	1	210,00	1,00	210,00	2006	101,4	110,1	226,55
	H ₂ -/DWA	0,80	0,70	0,30	m ³ /s	2,00	m ³ /s	1	3,02	1,20	3,62	2006	102,2	110,1	3,88
<i>Nebenanlagen / Sonstiges</i>															
	Dampferzeuger	3,38	0,80	47,50	t/h	637,50	t/h	1	26,99	1,54	41,56	1998	89,2	110,1	49,44
	DT-HKW	8,88	0,70	36,30	MW _{el}	52,40	MW _{el}	1	11,48	1,00	11,48	2005	100,0	110,1	12,53
	Luftzerlegungsanlage	45,70	0,50	76,60	t/h	183,70	t/h	1	70,77	1,30	92,00	2002	92,3	110,1	106,86
	Abwasseraufbereitung	0,21	1,00	75,00	MW _{BWL}	2 000	MW _{BWL}	1	5,60	1,00	5,60	2004	96,3	110,1	6,30
	Elektro-/Leit-/Klima-/Sicherheitstechnik	6,80	0,70	30,00	MW _{BWL}	2 000	MW _{BWL}	1	128,60	1,00	128,60	2007	106,7	110,7	133,25
<i>Total</i>															
<i>Bio-SNG</i>															
SNG-I	<i>Biomassevorbehandlung</i>														
	Speicher	1,20	0,65	33,50	t _{FA} /h	10,00	t _{FA} /h	1	0,55	1,54	0,84	2002	92,3	110,7	0,98
	Förderung	0,40	0,80	33,50	t _{FA} /h	10,00	t _{FA} /h	1	0,15	1,54	0,23	2002	92,3	110,7	0,27
	Zerkleinerung	0,50	0,60	33,50	t _{FA} /h	10,00	t _{FA} /h	1	0,24	1,54	0,37	2002	92,3	110,7	0,43
	Bandtrockner	0,85	0,90	2,10	t _{H₂O-Trock} /h	2,00	t _{H₂O-Trock} /h	1	0,81	1,54	1,25	2000	90,1	110,7	1,49
	Beschickung	0,50	1,00	33,50	t _{FA} /h	10,00	t _{FA} /h	1	0,15	1,54	0,23	2002	92,3	110,7	0,27
<i>Biomassekonversion</i>															
8,39															

Referenz- konzept	Komponente	Investition	De- gres- sions- faktor	Basisgröße/-kapazität C ₀	Größe / Kapazität Referenzkonzept C _n		An- zahl	Investition	Instal- lations- faktor	Total	Basis- jahr Quelle	Preis- index Basis- jahr Quelle P _{t,0}	Preis- index Basis- jahr 2008 P _{t,1}	Total	
		Basis- größe/- kapazität I ₀	-		Einheit	Einheit		Mio. EUR		-		Mio. EUR	-	-	Mio. EUR
	allotherme Wirbelschichtvergasung	44,00	0,85	68,80	t/h	6,00	t/h	1	5,53	1,30	7,19	2002	92,3	110,7	8,39
	<i>Gasreinigung /-konditionierung</i>														8,73
	Zyklon	3,00	0,70	34,20	m ³ _{RGN} /s	3,00	m ³ _{RGN} /s	1	0,55	1,50	0,82	2002	92,3	110,7	0,96
	Rekuperatur / Kühlung	3,00	0,70	21,10	m ³ _{RGN} /s	3,00	m ³ _{RGN} /s	1	0,77	1,00	0,77	2007	106,7	110,7	0,79
	Precoatfilter	1,90	0,65	12,10	m ³ _{RGN} /s	3,00	m ³ _{RGN} /s	1	0,77	1,66	1,27	2002	92,3	110,7	1,49
	RME-Wäscher	1,80	1,00	2,50	m ³ _{RGN} /s	3,00	m ³ _{RGN} /s	1	2,16	1,10	2,38	2008	110,7	110,7	2,38
	Basische-Wäsche	16,00	0,70	1 535	kmol _{CO2} /h	91,00	kmol _{CO2} /h	1	2,21	1,40	3,10	2008	110,7	110,7	3,10
	ZnO-Bett + Aktivkohlebett	0,02	1,00	8,00	m ³ _{RGN} /s	3,00	m ³ _{RGN} /s	1	0,01	1,54	0,01	2002	92,3	110,7	0,02
	<i>Synthese</i>														4,22
	Wirbelschichtmethanisierung	9,60	0,90	100,00	MW _{th}	30,00	MW _{th}	1	3,25	1,30	4,22	2008	110,7	110,7	4,22
	<i>Biokraftstoffaufbereitung</i>														4,76
	Saurer Wäscher	0,09	0,80	30,00	MW _{BWL}	30,00	MW _{BWL}	1	0,09	1,66	0,15	2007	106,7	110,7	0,15
	MEA-Wäsche	1,50	0,60	1 000	m ³ /h	4 665	m ³ /h	1	3,78	1,00	3,78	2005	100,0	110,7	4,14
	TEG-Trocknung	3,00	0,70	12,10	m ³ /s	0,67	m ³ /s	1	0,21	2,00	0,42	2006	102,2	110,7	0,45
	H ₂ -Abtrennung (Membran)	25,20	0,80	17,00	t/h	0,03	t/h	1	0,01	1,00	0,01	2002	92,3	110,7	0,01
	<i>Nebenanlagen / Sonstiges</i>														12,48
	Rekuperatur / Dampferzeuger	0,40	0,60	138,10	MW _{th}	2,00	MW _{th}	1	0,03	1,00	0,03	2002	92,3	110,7	0,04
	ORC	1,71	0,70	4,50	MW _{th}	3,30	MW _{th}	1	1,38	1,00	1,38	2005	100,0	110,7	1,51
	Abwasseraufbereitung	0,50	0,80	30,00	MW _{BWL}	30,00	MW _{BWL}	1	0,50	1,00	0,50	2004	96,3	110,7	0,57
	Abgasaufbereitung	0,50	0,80	30,00	MW _{BWL}	30,00	MW _{BWL}	1	0,50	1,00	0,50	2007	106,7	110,7	0,52
	Kompressoren	13,00	0,85	13,20	MW _{el}	1,00	MW _{el}	1	1,45	1,66	2,41	2002	92,3	110,7	2,81
	Elektro-/Leit-/Klima-/Sicherheitstechnik	6,80	0,70	30,00	MW _{BWL}	30,00	MW _{BWL}	1	6,80	1,00	6,80	2007	106,7	110,7	7,05
	<i>Total</i>														42,02
SNG-II	<i>Biomassevorbehandlung</i>														9,04
	Speicher	1,20	0,65	33,50	t _{fA} /h	33,33	t _{fA} /h	1	1,20	1,54	1,84	2002	92,3	110,7	2,15
	Förderung	0,40	0,80	33,50	t _{fA} /h	33,33	t _{fA} /h	1	0,40	1,54	0,61	2002	92,3	110,7	0,72
	Zerkleinerung	0,50	0,60	33,50	t _{fA} /h	33,33	t _{fA} /h	1	0,50	1,54	0,77	2002	92,3	110,7	0,90
	Bandtrockner	0,85	0,90	2,10	t _{H2O-Trock} /h	6,67	t _{H2O-Trock} /h	1	2,40	1,54	3,70	2000	90,1	110,7	4,39
	Beschickung	0,50	1,00	33,50	t _{fA} /h	33,33	t _{fA} /h	1	0,50	1,54	0,77	2002	92,3	110,7	0,89
	<i>Biomassekonversion</i>														27,05
	AER-Vergasung	51,00	0,85	68,80	t/h	20,00	t/h	1	17,84	1,30	23,20	2002	92,3	110,7	27,05

Referenz- konzept	Komponente	Investition	De- gres- sions- faktor	Basisgröße/-kapazität C ₀	Größe / Kapazität Referenzkonzept C _n		An- zahl	Investition	Instal- lations- faktor	Total	Basis- jahr Quelle	Preis- index Basis- jahr Quelle P _{t,0}	Preis- index Basis- jahr 2008 P _{t,1}	Total	
		Basiss- größe/- kapazität I ₀	-		Einheit	Einheit		-		Mio. EUR		-	Mio. EUR	-	-
	<i>Gasreinigung /-konditionierung</i>														
	Zyklon	3,00	0,70	34,20	m ³ _{RGN} /s	10,00	m ³ _{RGN} /s	1	1,27	1,50	1,90	2002	92,3	110,7	22,48
	Rekuperatur / Kühlung	3,00	0,70	21,10	m ³ _{RGN} /s	10,00	m ³ _{RGN} /s	1	1,78	1,00	1,78	2007	106,7	110,7	2,22
	Precoatfilter	1,90	0,65	12,10	m ³ _{RGN} /s	10,00	m ³ _{RGN} /s	1	1,68	1,66	2,79	2002	92,3	110,7	1,84
	RME-Wäscher	1,80	1,00	2,50	m ³ _{RGN} /s	10,00	m ³ _{RGN} /s	1	7,20	1,10	7,92	2008	110,7	110,7	3,25
	Basische-Wäsche	16,00	0,70	1 535	kmol _{CO2} /h	303,33	kmol _{CO2} /h	1	5,14	1,40	7,20	2008	110,7	110,7	7,92
	ZnO-Bett + Aktivkohlebett	0,02	1,00	8,00	m ³ _{RGN} /s	10,00	m ³ _{RGN} /s	1	0,03	1,54	0,05	2002	92,3	110,7	7,20
	<i>Synthese</i>														
	Festbettmethanisierung	6,50	0,90	100,00	MW _{th}	100,00	MW _{th}	1	6,50	1,30	8,45	2008	110,7	110,7	0,05
	<i>Biokraftstoffaufbereitung</i>														
	Saurer Wäscher	0,09	0,80	30,00	MW _{BWL}	100,00	MW _{BWL}	1	0,24	1,66	0,39	2007	106,7	110,7	8,45
	TEG-Trocknung	3,00	0,70	12,10	m ³ /s	2,23	m ³ /s	1	0,92	2,00	1,84	2006	102,2	110,7	2,69
	H ₂ -Abtrennung (Membran)	25,20	0,80	17,00	t/h	0,10	t/h	1	0,26	1,00	0,26	2002	92,3	110,7	0,41
	<i>Nebenanlagen / Sonstiges</i>														
	Rekuperatur / Dampferzeuger	0,40	0,60	138,10	MW _{th}	6,67	MW _{th}	1	0,06	1,00	0,06	2002	92,3	110,7	0,08
	Abwasseraufbereitung	1,40	1,00	500,00	MW _{BWL}	100,00	MW _{BWL}	1	0,28	1,00	0,28	2004	96,3	110,7	0,32
	Abgasaufbereitung	0,50	0,80	30,00	MW _{BWL}	100,00	MW _{BWL}	1	1,31	1,00	1,31	2007	106,7	110,7	1,36
	Kompressoren	1,55	0,85	30,00	MW _{BWL}	100,00	MW _{BWL}	1	4,30	1,66	7,14	2002	92,3	110,7	8,32
	Elektro-/Leit-/Klima-/Sicherheitstechnik	6,80	0,70	30,00	MW _{BWL}	100,00	MW _{BWL}	1	15,80	1,00	15,80	2007	106,7	110,7	16,37
	<i>Total</i>														
	<i>96,16</i>														
SNG-III	<i>Biomassevorbehandlung</i>														
	Speicher	1,20	0,65	33,50	t _{FA} /h	147,50	t _{FA} /h	1	3,14	1,54	4,84	2002	92,3	110,7	5,65
	Förderung	0,40	0,80	33,50	t _{FA} /h	147,50	t _{FA} /h	1	1,31	1,54	2,02	2002	92,3	110,7	2,35
	Zerkleinerung	0,50	0,60	33,50	t _{FA} /h	147,50	t _{FA} /h	1	1,22	1,54	1,87	2002	92,3	110,7	2,19
	Bandtrockner	0,85	0,90	2,10	t _{H2O-Trock} /h	3,30	t _{H2O-Trock} /h	10	12,77	1,54	19,66	2000	90,1	110,7	23,32
	Beschickung	0,50	1,00	33,50	t _{FA} /h	147,50	t _{FA} /h	1	2,20	1,54	3,39	2002	92,3	110,7	3,95
	<i>Biomassekonversion</i>														
	allotherme Wirbelschichtvergasung	44,00	0,85	68,80	tdm/h	100,00	tdm/h	1	60,46	1,30	78,60	2002	92,3	110,7	91,67
	<i>Gasreinigung /-konditionierung</i>														
	Zyklon	3,00	0,70	34,20	m ³ _{RGN} /s	50	m ³ _{RGN} /s	1	3,91	1,50	5,87	2002	92,3	110,7	6,85
	Rekuperatur / Kühlung	3,00	0,70	21,10	m ³ _{RGN} /s	50	m ³ _{RGN} /s	1	5,49	1,00	5,49	2007	106,7	110,7	5,69

Referenz- konzept	Komponente	Investition	De- gres- sions- faktor	Basisgröße/-kapazität C_0	Größe / Kapazität Referenzkonzept C_n		An- zahl	Investition	Instal- lations- faktor	Total	Basis- jahr Quelle	Preis- index Basis- jahr Quelle $P_{t,0}$	Preis- index Basis- jahr 2008 $P_{t,1}$	Total	
		Basis- größe/- kapazität I_0	-		Einheit	Einheit		-		Mio. EUR		-	Mio. EUR	-	-
	Precoatfilter	1,90	0,65	12,10	m^3_{RGN}/s	50	m^3_{RGN}/s	1	4,78	1,66	7,93	2002	92,3	110,7	9,25
	OLGA-Wäscher	2,68	1,00	2,93	m^3_{RGN}/s	48,81	m^3_{RGN}/s	1	44,62	1,27	56,67	2008	110,7	110,7	56,67
	Rekuperatur / Dampferzeuger 3 bar	0,40	0,60	138,10	MW_{th}	2	MW_{th}	1	0,03	1,00	0,03	2002	92,3	110,7	0,04
	Basische-Wäsche	16,00	0,70	1 535	$kmol_{CO_2}/h$	1 515	$kmol_{CO_2}/h$	1	15,85	1,40	22,19	2008	110,7	110,7	22,19
	Dampfreformierung	9,40	0,65	1 390	$kmol/h$	113	$kmol/h$	1	1,84	1,54	2,83	2007	106,7	110,1	2,92
	MEA-Wäsche	3,78	0,60	30,00	MW_{BWL}	500	MW_{BWL}	1	20,44	1,00	20,44	2005	100,0	110,7	22,42
	ZnO-Bett	0,02	1,00	8,00	m^3_{RGN}/s	50	m^3_{RGN}/s	1	0,15	1,54	0,23	2002	92,3	110,7	0,27
	<i>Synthese</i>														36,71
	TREMP-Methanisierung	57,63	0,90	87 320	$m^3_{SNG,N}/h$	38 000	$m^3_{SNG,N}/h$	1	27,26	1,30	35,43	2007	106,7	110,7	36,71
	<i>Biokraftstoffaufbereitung</i>														7,85
	TEG-Trocknung	3,00	0,70	12,10	m^3/s	11,15	m^3/s	1	2,83	2,00	5,67	2006	102,2	110,7	6,10
	H ₂ -Abtrennung (Membran)	25,20	0,80	17,00	t/h	0,50	t/h	1	1,50	1,00	1,50	2002	92,3	110,7	1,75
	<i>Nebenanlagen / Sonstiges</i>														122,17
	Dampferzeuger	8,90	0,80	500,00	MW_{BWL}	500,00	MW_{BWL}	1	8,90	1,54	13,71	1998	89,2	110,7	16,37
	ORC	2,05	0,70	30,00	MW_{BWL}	500,00	MW_{BWL}	1	14,69	1,00	14,69	2005	100,0	110,7	16,11
	Abwasseraufbereitung	1,40	1,00	500,00	MW_{BWL}	500,00	MW_{BWL}	1	1,40	1,00	1,40	2004	96,3	110,7	1,58
	Abgasaufbereitung	0,50	0,80	30,00	MW_{BWL}	500,00	MW_{BWL}	1	4,75	1,00	4,75	2007	106,7	110,7	4,92
	Kompressoren	1,55	0,85	30,00	MW_{BWL}	500,00	MW_{BWL}	1	16,88	1,66	28,03	2002	92,3	110,7	32,69
	Elektro-/Leit-/Klima-/Sicherheitstechnik	6,80	0,70	30,00	MW_{BWL}	500,00	MW_{BWL}	1	48,73	1,00	48,73	2007	106,7	110,7	50,49
	<i>Total</i>														422,15

Tabelle A-19: Ergebnisaufschlüsselung der Biomassebereitstellungskosten frei Produktionsanlage (Basisfall)

	Biomasse- bedarf frei Anlage	Verfügbar- machung frei Feld	Wechsel- behälter	Transport	Umschlag	Total	Total
	MW _{BWL}	EUR/GJ _{RRS}	EUR/GJ _{RRS}	EUR/GJ _{RRS}	EUR/GJ _{RRS}	EUR/GJ _{RRS}	EUR/t _{ar}
<i>Bioethanol</i>							
EtOH-I	44	3,13	-	0,63	0,16	3,92	47,87
EtOH-II	132	3,13	0,06	1,16	0,84	5,19	63,30
EtOH-III	464	3,13	0,07	1,52	0,84	5,56	67,83
<i>Fischer-Tropsch-Diesel</i>							
FT-I	45	3,13	-	0,63	0,16	3,92	47,87
FT-II	650	3,13	0,07	1,58	0,84	5,62	68,56
FT-III	2.000	4,59	0,01	2,59	0,52	7,71	94,08
<i>Bio-SNG</i>							
SNG-I	30	3,13	-	0,63	0,16	3,92	47,87
SNG-II	100	3,13	0,06	1,11	0,84	5,14	62,67
SNG-III	500	3,13	0,07	1,53	0,84	5,58	68,02

Tabelle A-20: Ergebnisaufschlüsselung der Biokraftstoffgestehungskosten frei Produktionsanlage (Basisfall)

	Kapital- gebundene Kosten	Verbrauchs- gebundene Kosten - RRS	Verbrauchs- gebundene Kosten - weitere	Betriebs- gebundene und sonstige Kosten	Erlöse Koppel- produkte	Total	Total
	EUR/GJ _{KS}	EUR/GJ _{KS}	EUR/GJ _{KS}	EUR/GJ _{KS}	EUR/GJ _{KS}	EUR/GJ _{KS}	EUR/l _{KSÄ}
<i>Bioethanol</i>							
EtOH-I	20,65	15,93	16,10	7,31	-0,00	59,99	2,04
EtOH-II	14,02	15,95	4,08	4,94	-1,58	37,40	1,27
EtOH-III	6,39	10,97	2,87	2,11	-1,33	21,01	0,71
<i>Fischer-Tropsch-Diesel</i>							
FT-I	24,04	9,52	9,03	8,03	-	50,62	1,72
FT-II	12,05	14,21	2,94	3,65	-3,13	29,72	1,01
FT-III	18,84	25,77	2,82	6,51	-4,27	49,68	1,69
<i>Bio-SNG</i>							
SNG-I	10,31	6,05	6,44	3,75	-0,16	26,40	0,90
SNG-II	6,25	7,47	6,76	2,20	-0,26	22,43	0,76
SNG-III	5,38	7,94	4,84	1,66	-0,17	19,65	0,67

Tabelle A-21: Ergebnisaufschlüsselung der Nutzenergiebereitstellungskosten (Basisfall)

	Gestehungskosten	Distributionskosten	Fahrzeugkosten	Total
	EURct/km _{FZ}	EURct/km _{FZ}	EURct/km _{FZ}	EURct/km _{FZ}
<i>Bioethanol</i>				
EtOH-I	16,50	0,28	38,51	55,28
EtOH-II	7,85	0,21	38,90	46,96
EtOH-III	4,19	0,20	39,29	43,68
<i>Fischer-Tropsch-Diesel</i>				
FT-I	11,69	0,18	32,27	44,15
FT-II	5,74	0,15	32,45	38,34
FT-III	9,11	0,15	32,63	41,89
<i>Bio-SNG</i>				
SNG-I	7,23	0,25	40,23	47,71
SNG-II	4,71	0,19	40,62	45,52
SNG-III	3,92	0,18	41,01	45,10
<i>Fossile Referenz (Mix Diesel / Superbenzin)</i>				
FKS-I	3,57	0,10	34,83	38,50
FKS-II	2,87	0,08	35,09	38,04
FKS-III	2,72	0,08	35,36	38,16

Tabelle A-22: Ergebnisaufschlüsselung Erfahrungskurven – Investitionen und Biokraftstoffgestehungskosten der mittel- und langfristigen Referenzkonzepte (bezogen auf die kumulierte installierte Anlagenanzahl bzw. Kapazität)

Anlagenanzahl	kumulierte installierte Kapazität	spezifische Gesamtinvestition	Biokraftstoffgestehungskosten	kumulierte installierte Kapazität	spezifische Gesamtinvestition	Biokraftstoffgestehungskosten
	MW _{KS}	EUR/kW _{KS}	EUR/GJ _{KS}	MW _{KS}	EUR/kW _{KS}	EUR/GJ _{KS}
<i>Bioethanol</i>						
	EtOH-II			EtOH-III		
1	48	2.802	37,40	263	1.279	21,01
2	96	2.382	34,73	525	1.087	19,79
3	144	2.166	33,35	788	988	19,16
4	192	2.024	32,46	1.050	924	18,75
5	240	1.921	31,80	1.313	877	18,45
6	287	1.841	31,29	1.576	840	18,22
7	335	1.776	30,87	1.838	810	18,03
8	383	1.721	30,52	2.101	785	17,87
9	431	1.674	30,23	2.363	764	17,73
10	479	1.633	29,97	2.626	745	17,61
11	527	1.617	29,86	2.888	738	17,57
15	719	1.565	29,53			
25	1.198	1.484	29,02			
35	1.677	1.432	28,69			
45	2.156	1.395	28,45			
55	2.635	1.366	28,27			
65	3.114	1.342	28,12			
<i>FT-Diesel</i>						
	FT-II			FT-III		
1	287	2.415	29,72	668	3.775	49,68
2	574	2.053	27,42	1.336	3.208	46,09
3	861	1.867	26,24	2.004	2.917	44,24
4	1.148	1.745	25,46	2.672	2.727	43,03
5	1.435	1.656	24,90	3.339	2.588	42,15
6	1.722	1.587	24,46			
7	2.009	1.530	24,10			
8	2.296	1.483	23,80			
9	2.583	1.443	23,55			
10	2.870	1.408	23,32			

Anlagen- anzahl	kumulierte installierte Kapazität	spezifische Gesamt- investition	Biokraft- stoffgeste- hungskosten	kumulierte installierte Kapazität	spezifische Gesamt- investition	Biokraft- stoffgeste- hungskosten
	MW _{KS}	EUR/kW _{KS}	EUR/GJ _{KS}	MW _{KS}	EUR/kW _{KS}	EUR/GJ _{KS}
11	3.157	1.394	23,23			
<i>Bio-SNG</i>	SNG-II			SNG-III		
1	77	1.249	22,43	392	1.077	19,65
2	153	1.061	21,24	783	915	18,62
3	230	965	20,63	1.175	832	18,09
4	307	902	20,22	1.567	778	17,75
5	384	856	19,93	1.958	738	17,50
6	460	820	19,70	2.350	708	17,30
7	537	791	19,52	2.741	682	17,14
8	614	767	19,36	3.133	661	17,01
9	690	746	19,23			
10	767	728	19,11			
11	844	721	19,07			
15	1.151	698	18,92			
25	1.918	661	18,69			
35	2.685	638	18,54			

Tabelle A-23: Ergebnisaufschlüsselung Sensitivität Biokraftstoffgestehungskosten – verbrauchsgebundene Kosten Referenzrohstoff

Parameter- variation ^a	Bioethanol			Fischer-Tropsch-Diesel			Bio-SNG		
	EtOH-I	EtOH-II	EtOH-III	FT-I	FT-II	FT-III	SNG-I	SNG-II	SNG-III
%	EUR/GJ _{KS}	EUR/GJ _{KS}	EUR/GJ _{KS}	EUR/GJ _{KS}	EUR/GJ _{KS}	EUR/GJ _{KS}	EUR/GJ _{KS}	EUR/GJ _{KS}	EUR/GJ _{KS}
-60	50,43	27,83	14,42	44,91	21,20	34,22	22,77	17,95	14,88
-50	52,02	29,43	15,52	45,86	22,62	36,79	23,37	18,70	15,68
-40	53,62	31,02	16,62	46,82	24,04	39,37	23,98	19,44	16,47
-30	55,21	32,62	17,71	47,77	25,46	41,95	24,58	20,19	17,27
-20	56,80	34,21	18,81	48,72	26,88	44,53	25,19	20,94	18,06
-10	58,40	35,81	19,91	49,67	28,30	47,10	25,79	21,68	18,85
0	59,99	37,40	21,01	50,62	29,72	49,68	26,40	22,43	19,65
10	61,58	39,00	22,10	51,58	31,14	52,26	27,01	23,18	20,44
20	63,17	40,59	23,20	52,53	32,56	54,83	27,61	23,92	21,23
30	64,77	42,19	24,30	53,48	33,98	57,41	28,22	24,67	22,03
40	66,36	43,78	25,39	54,43	35,40	59,99	28,82	25,42	22,82
50	67,95	45,38	26,49	55,38	36,82	62,57	29,43	26,16	23,61
60	69,55	46,97	27,59	56,34	38,24	65,14	30,03	26,91	24,41
70	71,14	48,57	28,68	57,29	39,66	67,72	30,64	27,66	25,20
80	72,73	50,16	29,78	58,24	41,08	70,30	31,24	28,40	26,00
90	74,32	51,76	30,88	59,19	42,50	72,87	31,85	29,15	26,79
100	75,92	53,36	31,98	60,14	43,92	75,45	32,45	29,90	27,58

Tabelle A-24: Ergebnisaufschlüsselung Sensitivität Biokraftstoffgestehungskosten – Gesamtinvestition

Parameter- variation ^a	Bioethanol			Fischer-Tropsch-Diesel			Bio-SNG		
	EtOH-I	EtOH-II	EtOH-III	FT-I	FT-II	FT-III	SNG-I	SNG-II	SNG-III
%	EUR/GJ _{KS}	EUR/GJ _{KS}	EUR/GJ _{KS}	EUR/GJ _{KS}	EUR/GJ _{KS}	EUR/GJ _{KS}	EUR/GJ _{KS}	EUR/GJ _{KS}	EUR/GJ _{KS}
-30	52,11	32,06	18,57	41,45	25,12	42,49	22,47	20,05	17,60
-20	54,74	33,84	19,38	44,51	26,65	44,89	23,78	20,84	18,28
-10	57,36	35,62	20,19	47,57	28,19	47,28	25,09	21,64	18,96
0	59,99	37,40	21,01	50,62	29,72	49,68	26,40	22,43	19,65
10	62,61	39,18	21,82	53,68	31,25	52,08	27,71	23,23	20,33
20	65,24	40,97	22,63	56,74	32,79	54,47	29,02	24,02	21,01
30	67,87	42,75	23,44	59,80	34,32	56,87	30,33	24,82	21,70
40	70,49	44,53	24,26	62,86	35,85	59,27	31,64	25,61	22,38
50	73,12	46,31	25,07	65,91	37,38	61,66	32,96	26,41	23,06

Tabelle A-25: Ergebnisaufschlüsselung Sensitivität Biokraftstoffgestehungskosten – Jahresvolllast

Parameter- variation ^a	Bioethanol			Fischer-Tropsch-Diesel			Bio-SNG		
	EtOH-I	EtOH-II	EtOH-III	FT-I	FT-II	FT-III	SNG-I	SNG-II	SNG-III
%	EUR/GJ _{KS}	EUR/GJ _{KS}	EUR/GJ _{KS}	EUR/GJ _{KS}	EUR/GJ _{KS}	EUR/GJ _{KS}	EUR/GJ _{KS}	EUR/GJ _{KS}	EUR/GJ _{KS}
-90	311,64	208,01	97,49	339,29	171,04	277,88	152,98	98,53	82,95
-80	171,84	113,23	55,00	178,92	92,53	151,10	82,66	56,25	47,78
-70	125,23	81,63	40,84	125,46	66,36	108,84	59,22	42,16	36,06
-60	101,93	65,84	33,75	98,73	53,27	87,71	47,50	35,11	30,20
-50	87,95	56,36	29,50	82,70	45,42	75,04	40,46	30,89	26,68
-40	78,63	50,04	26,67	72,01	40,19	66,58	35,78	28,07	24,34
-30	71,97	45,53	24,65	64,37	36,45	60,55	32,43	26,05	22,66
-20	66,98	42,14	23,13	58,64	33,64	56,02	29,92	24,54	21,40
-10	63,10	39,51	21,95	54,19	31,46	52,50	27,96	23,37	20,43
0	59,99	37,40	21,01	50,62	29,72	49,68	26,40	22,43	19,65

^a 0 % entsprechen dem Basisfall

A.4 Ökologische Kenngrößen der Referenzkonzepte

Tabelle A-26: Allokationsfaktoren für Ermittlung der ökologischen Kenngrößen (Basisfall)

	Jahresproduktion			unterer Heizwert			Allokationsfaktor AF		
	Hauptproduct	Koppelprodukt 1	Koppelprodukt 2	Hauptproduct	Koppelprodukt 1	Koppelprodukt 2	Hauptproduct	Koppelprodukt 1	Koppelprodukt 2
<i>Bioethanol</i>									
Art	Bioethanol	Elektrizität	Wärme	Bioethanol	Elektrizität	Wärme	Bioethanol	Elektrizität	Wärme
Einheit	t/a	MWh/a	MWh/a	MJ/kg	MJ/kWh	MJ/kWh	-	-	-
EtOH-I	12 240	-	10	26,80	6,92	3,79	1,00	-	0,00
EtOH-II	51 475	129 376	65 248	26,80	6,92	3,79	0,55	0,36	0,10
EtOH-III	282 184	218 888	300 347	26,80	6,92	3,79	0,74	0,15	0,11
<i>Fischer-Tropsch-Diesel</i>									
Art	FT-Diesel	Naphtha	Elektrizität	FT-Diesel	Naphtha	Elektrizität	FT-Diesel	Naphtha	Elektrizität
Einheit	t/a	t/a	MWh/a	MJ/kg	MJ/kg	MJ/kWh	-	-	-
FT-I	12 750	-	-	43,90	42,60	6,92	1,00	-	-
FT-II	188 271	38 688	62 400	43,90	42,60	6,92	0,80	0,16	0,04
FT-III	438 154	156 484	-	43,90	42,60	6,92	0,74	0,26	-
<i>Bio-SNG</i>									
Art	SNG	Wärme		SNG	Wärme		SNG	Wärme	
Einheit	t/a	MWh/a		MJ/kg	MJ/kWh		-	-	
SNG-I	11 707	2 775	-	50,00	3,79	-	0,98	0,02	-
SNG-II	44 185	16 904	-	50,00	3,79	-	0,97	0,03	-
SNG-III	225 583	56 997	-	50,00	3,79	-	0,98	0,02	-

Tabelle A-27: Ergebnisaufschlüsselung Verbrauch fossiler Energieträger (Basisfall)

	Produktion RRS	Bereitstellung RRS	Konversion RRS zu KS	Bereitstellung KS	Total
<i>Bioethanol</i>					
	GJ _{FET} /GJ _{KS}				
EtOH-I	0,246	0,024	0,447	0,015	0,732
EtOH-II	0,186	0,034	0,389	0,015	0,624
EtOH-III	0,120	0,028	0,344	0,015	0,507
	MJ _{FET} /km _{FZ}				
EtOH-I	0,68	0,06	1,23	0,04	2,01
EtOH-II	0,39	0,07	0,82	0,03	1,31
EtOH-III	0,24	0,06	0,69	0,03	1,01
<i>Fischer-Tropsch-Diesel</i>					
	GJ _{FET} /GJ _{KS}				
FT-I	0,147	0,014	0,653	0,009	0,823
FT-II	0,153	0,045	0,086	0,009	0,292
FT-III	0,202	0,575	0,018	0,009	0,805
	MJ _{FET} /km _{FZ}				
FT-I	0,34	0,03	1,51	0,02	1,90
FT-II	0,30	0,09	0,17	0,02	0,56
FT-III	0,37	1,05	0,03	0,02	1,48
<i>Bio-SNG</i>					
	GJ _{FET} /GJ _{KS}				
SNG-I	0,094	0,011	0,337	0,111	0,552
SNG-II	0,088	0,016	0,364	0,030	0,498
SNG-III	0,087	0,021	0,271	0,031	0,409
	MJ _{FET} /km _{FZ}				
SNG-I	0,26	0,03	0,92	0,30	1,51
SNG-II	0,19	0,03	0,77	0,06	1,05
SNG-III	0,17	0,04	0,54	0,06	0,82

Tabelle A-28: Ergebnisaufschlüsselung THG-Emissionen (Basisfall)

	Produktion RRS	Bereitstellung RRS	Konversion RRS zu KS	Bereitstellung KS	Total
<i>Bioethanol</i>					
	kg _{CO2-Äq} /GJ _{KS}				
EtOH-I	19,90	1,39	20,81	1,05	43,15
EtOH-II	15,05	1,94	13,99	1,04	32,03
EtOH-III	9,67	1,59	13,96	1,05	26,27
	g _{CO2-Äq} /km _{FZ}				
EtOH-I	54,72	3,83	57,24	2,87	118,66
EtOH-II	31,61	4,07	29,38	2,19	67,26
EtOH-III	19,29	3,17	27,86	2,09	52,41
<i>Fischer-Tropsch-Diesel</i>					
	kg _{CO2-Äq} /GJ _{KS}				
FT-I	11,89	0,83	34,99	0,64	48,35
FT-II	12,39	2,52	1,62	0,64	17,16
FT-III	16,38	31,85	1,10	0,64	49,97
	g _{CO2-Äq} /km _{FZ}				
FT-I	27,47	1,92	80,83	1,47	111,70

	Produktion RRS	Bereitstellung RRS	Konversion RRS zu KS	Bereitstellung KS	Total
FT-II	23,91	4,86	3,12	1,23	33,12
FT-III	30,03	58,40	2,01	1,17	91,62
<i>Bio-SNG</i>					
	kg _{CO2-Äq} /GJ _{KS}				
SNG-I	7,57	0,67	18,03	8,79	35,06
SNG-II	7,13	0,89	18,40	3,99	30,41
SNG-III	7,03	1,17	13,33	4,01	25,54
	g _{CO2-Äq} /km _{FZ}				
SNG-I	20,74	1,83	49,40	24,08	96,05
SNG-II	14,98	1,87	38,63	8,37	63,86
SNG-III	14,03	2,33	26,60	8,00	50,96
<i>Fossile Referenz (Mix aus Diesel und Superbenzin)</i>					
	kg _{CO2-Äq} /GJ _{KS}				
FKS-I					83,90
FKS-II					83,90
FKS-III					83,90
	g _{CO2-Äq} /km _{FZ}				
FKS-I					208,94
FKS-II					167,77
FKS-III					159,38

Tabelle A-29: Ergebnisaufschlüsselung versauernd wirkender Emissionen (Basisfall)

	Produktion RRS	Bereitstellung RRS	Konversion RRS zu KS	Bereitstellung KS	Total
<i>Bioethanol</i>					
	kg _{SO2-Äq} /GJ _{KS}				
EtOH-I	0,179	0,008	0,453	0,007	0,647
EtOH-II	0,135	0,012	0,092	0,007	0,246
EtOH-III	0,087	0,010	0,045	0,007	0,148
	g _{SO2-Äq} /km _{FZ}				
EtOH-I	0,492	0,023	1,245	0,018	1,779
EtOH-II	0,284	0,024	0,194	0,014	0,517
EtOH-III	0,174	0,019	0,089	0,013	0,295
<i>Fischer-Tropsch-Diesel</i>					
	kg _{SO2-Äq} /GJ _{KS}				
FT-I	0,107	0,005	0,060	0,004	0,176
FT-II	0,111	0,015	0,012	0,004	0,142
FT-III	0,147	0,189	0,009	0,004	0,349
	g _{SO2-Äq} /km _{FZ}				
FT-I	0,247	0,012	0,139	0,009	0,407
FT-II	0,204	0,028	0,021	0,007	0,261
FT-III	0,270	0,347	0,016	0,007	0,640
<i>Bio-SNG</i>					
	kg _{SO2-Äq} /GJ _{KS}				
SNG-I	0,068	0,004	0,060	0,010	0,142
SNG-II	0,064	0,005	0,056	0,003	0,128
SNG-III	0,063	0,007	0,032	0,003	0,105
	g _{SO2-Äq} /km _{FZ}				
SNG-I	0,187	0,011	0,164	0,027	0,388

	Produktion RRS	Bereitstellung RRS	Konversion RRS zu KS	Bereitstellung KS	Total
SNG-II	0,135	0,011	0,117	0,006	0,269
SNG-III	0,126	0,014	0,063	0,006	0,209

Tabelle A-30: Ergebnisaufschlüsselung eutrophierend wirkender Emissionen (Basisfall)

	Produktion RRS	Bereitstellung RRS	Konversion RRS zu KS	Bereitstellung KS	Total
<i>Bioethanol</i>					
	kg _{PO4-Äq} /GJ _{KS}				
EtOH-I	0,035	0,001	0,014	0,001	0,052
EtOH-II	0,026	0,002	0,005	0,001	0,034
EtOH-III	0,017	0,001	0,004	0,001	0,024
	g _{PO4-Äq} /km _{FZ}				
EtOH-I	0,096	0,004	0,039	0,003	0,142
EtOH-II	0,055	0,004	0,011	0,002	0,072
EtOH-III	0,034	0,003	0,009	0,002	0,047
<i>Fischer-Tropsch-Diesel</i>					
	kg _{PO4-Äq} /GJ _{KS}				
FT-I	0,021	0,001	0,006	0,001	0,029
FT-II	0,022	0,002	0,001	0,001	0,026
FT-III	0,029	0,023	0,001	0,001	0,054
	g _{PO4-Äq} /km _{FZ}				
FT-I	0,048	0,002	0,014	0,002	0,066
FT-II	0,040	0,004	0,002	0,001	0,047
FT-III	0,053	0,043	0,002	0,001	0,099
<i>Bio-SNG</i>					
	kg _{PO4-Äq} /GJ _{KS}				
SNG-I	0,013	0,001	0,013	0,001	0,028
SNG-II	0,013	0,001	0,013	0,000	0,026
SNG-III	0,012	0,001	0,003	0,000	0,017
	g _{PO4-Äq} /km _{FZ}				
SNG-I	0,036	0,002	0,036	0,003	0,077
SNG-II	0,026	0,002	0,027	0,001	0,055
SNG-III	0,025	0,002	0,006	0,001	0,033

Tabelle A-31: Ergebnisaufschlüsselung Sensitivität Verbrauch fossiler Energieträger

	Produktion RRS	Bereitstellung RRS	Konversion RRS zu KS	Bereitstellung KS	Total
	GJ _{FET} /GJ _{KS}				
<i>Bioethanol</i>					
EtOH-I	0,113	0,024	0,271	0,015	0,424
EtOH-II	0,086	0,034	0,390	0,015	0,525
EtOH-III	0,055	0,028	0,344	0,015	0,442
<i>Fischer-Tropsch-Diesel</i>					
FT-I	0,068	0,014	0,100	0,009	0,191
FT-II	0,071	0,045	0,086	0,009	0,210
FT-III	0,093	0,575	0,006	0,009	0,683
<i>Bio-SNG</i>					
SNG-I	0,043	0,011	0,105	0,111	0,271

SNG-II	0,041	0,016	0,129	0,030	0,216
SNG-III	0,040	0,021	0,085	0,031	0,176

Tabelle A-32: Ergebnisaufschlüsselung Sensitivität THG-Emissionen

	Produktion RRS	Bereitstellung RRS	Konversion RRS zu KS	Bereitstellung KS	Total
	kg _{CO2-Äq} /GJ _{KS}				
<i>Bioethanol</i>					
EtOH-I	7,67	1,39	10,64	1,05	20,75
EtOH-II	5,81	1,94	14,01	1,05	22,80
EtOH-III	3,73	1,59	13,96	1,05	20,32
<i>Fischer-Tropsch-Diesel</i>					
FT-I	4,58	0,83	2,99	0,64	9,05
FT-II	4,77	2,52	1,62	0,64	9,55
FT-III	6,31	31,85	0,38	0,64	39,18
<i>Bio-SNG</i>					
SNG-I	2,92	0,67	4,65	8,79	17,02
SNG-II	2,75	0,89	4,74	3,99	12,36
SNG-III	2,71	1,17	2,56	4,01	10,45

Tabelle A-33: Ergebnisaufschlüsselung Sensitivität versauernd wirkender Emissionen

	Produktion RRS	Bereitstellung RRS	Konversion RRS zu KS	Bereitstellung KS	Total
	kg _{SO2-Äq} /GJ _{KS}				
<i>Bioethanol</i>					
EtOH-I	0,062	0,008	0,444	0,007	0,521
EtOH-II	0,047	0,012	0,093	0,007	0,158
EtOH-III	0,030	0,010	0,045	0,007	0,091
<i>Fischer-Tropsch-Diesel</i>					
FT-I	0,037	0,005	0,032	0,004	0,078
FT-II	0,039	0,015	0,012	0,004	0,069
FT-III	0,051	0,189	0,008	0,004	0,252
<i>Bio-SNG</i>					
SNG-I	0,024	0,004	0,048	0,010	0,085
SNG-II	0,022	0,005	0,044	0,003	0,074
SNG-III	0,022	0,007	0,022	0,003	0,054

Tabelle A-34: Ergebnisaufschlüsselung Sensitivität eutrophierend wirkender Emissionen

	Produktion RRS	Bereitstellung RRS	Konversion RRS zu KS	Bereitstellung KS	Total
	kg _{PO4-Äq} /GJ _{KS}				
<i>Bioethanol</i>					
EtOH-I	0,010	0,001	0,014	0,001	0,027
EtOH-II	0,008	0,002	0,005	0,001	0,016
EtOH-III	0,005	0,001	0,004	0,001	0,012
<i>Fischer-Tropsch-Diesel</i>					
FT-I	0,006	0,001	0,005	0,001	0,013
FT-II	0,006	0,002	0,001	0,001	0,010

	Produktion RRS	Bereitstellung RRS	Konversion RRS zu KS	Bereitstellung KS	Total
	$\text{kg}_{\text{PO4-}\ddot{\text{A}}\text{q}}/\text{GJ}_{\text{KS}}$	$\text{kg}_{\text{PO4-}\ddot{\text{A}}\text{q}}/\text{GJ}_{\text{KS}}$	$\text{kg}_{\text{PO4-}\ddot{\text{A}}\text{q}}/\text{GJ}_{\text{KS}}$	$\text{kg}_{\text{PO4-}\ddot{\text{A}}\text{q}}/\text{GJ}_{\text{KS}}$	$\text{kg}_{\text{PO4-}\ddot{\text{A}}\text{q}}/\text{GJ}_{\text{KS}}$
FT-III	0,009	0,023	0,001	0,001	0,034
<i>Bio-SNG</i>					
SNG-I	0,004	0,001	0,013	0,001	0,018
SNG-II	0,004	0,001	0,013	0,0003	0,018
SNG-III	0,004	0,001	0,003	0,0003	0,008

A.5 Gesamtbewertung

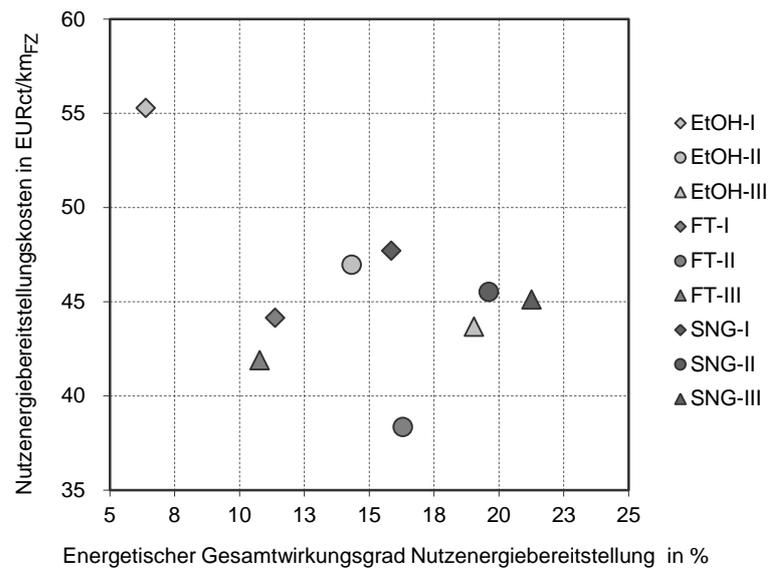


Abb. A-2: Gegenüberstellung des energetischen Nettogesamtwirkungsgrades für die Nutztnergiebereitstellung und der Nutztnergiebereitstellungskosten

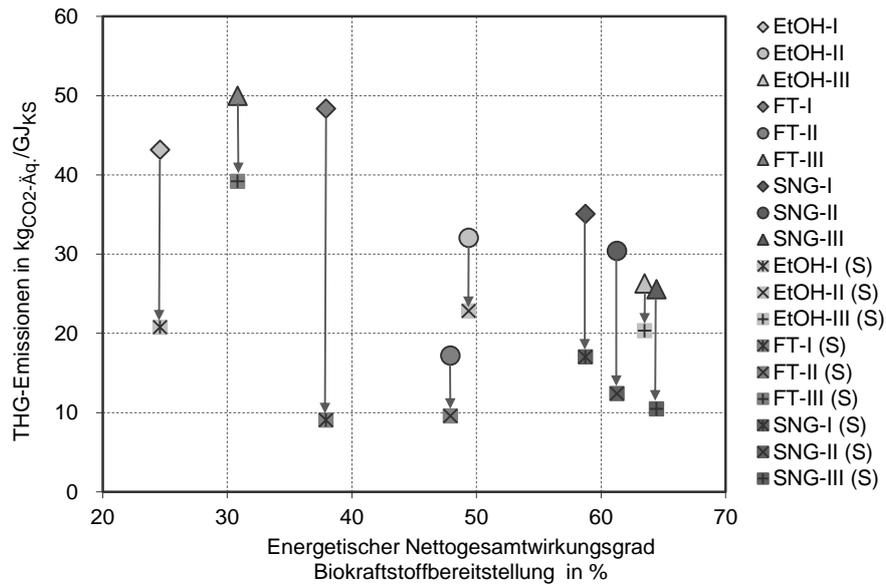


Abb. A-3: Gegenüberstellung des energetischen Nettogesamtwirkungsgrades der Biokraftstoffbereitstellung (Bilanzraum A bis C) und der THG-Emissionen für den Basisfall sowie (siehe Pfeile) unter Berücksichtigung der möglichen Reduzierung der Umweltwirkung gemäß Sensitivitätsanalyse (S)

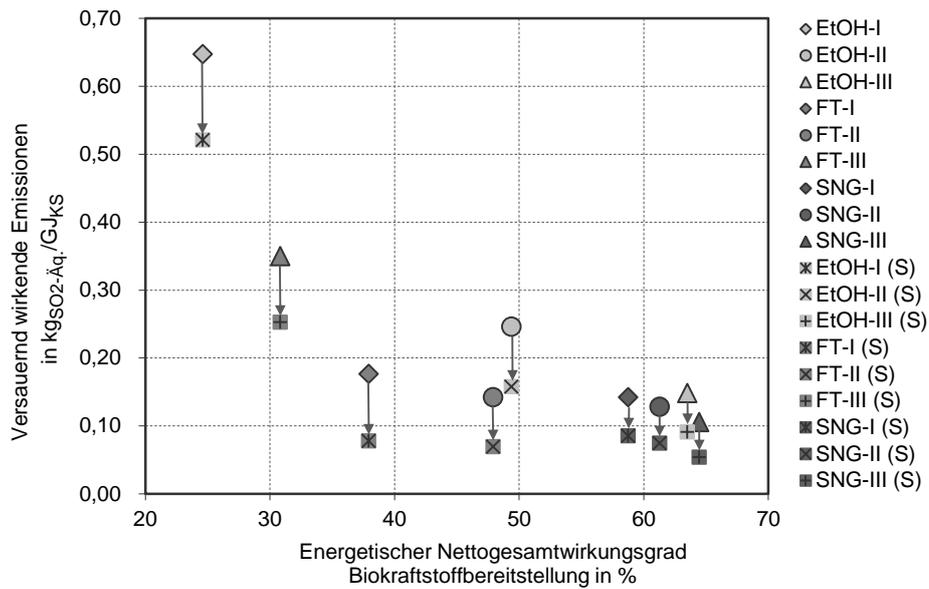


Abb. A-4: Gegenüberstellung des energetischen Nettogesamtwirkungsgrades der Biokraftstoffbereitstellung (Bilanzraum A bis C) und der versauernd wirkenden Emissionen für den Basisfall sowie (siehe Pfeile) unter Berücksichtigung der möglichen Reduzierung der Umweltwirkung gemäß Sensitivitätsanalyse (S)

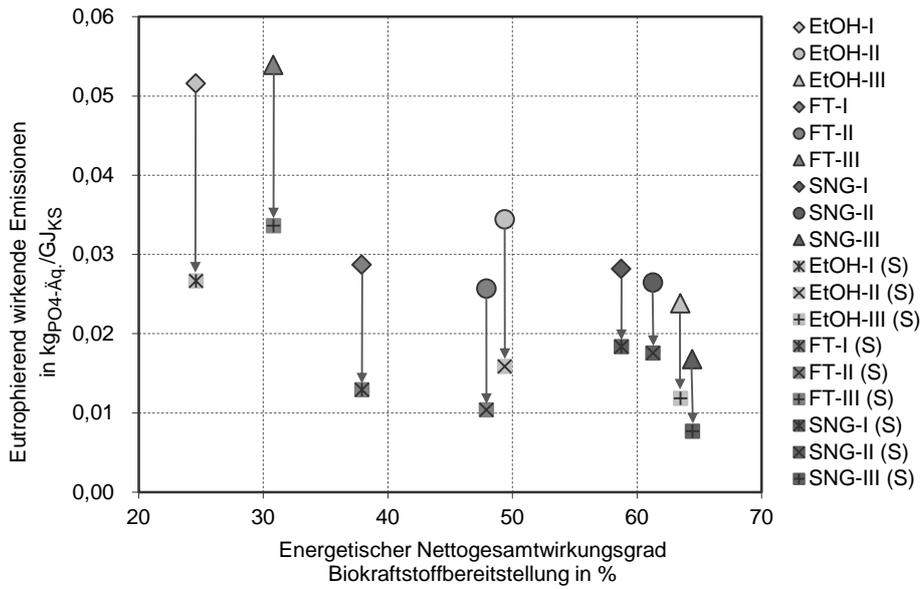


Abb. A-5: Gegenüberstellung des energetischen Nettogesamtwirkungsgrades der Biokraftstoffbereitstellung (Bilanzraum A bis C) und der eutrophierend wirkenden Emissionen für den Basisfall sowie (siehe Pfeile) unter Berücksichtigung der möglichen Reduzierung der Umweltwirkung gemäß Sensitivitätsanalyse (S)

Tabelle A-35: Ergebnisaufschlüsselung THG-Minderungskosten (Basisfall)

	THG-Minderung kg _{CO2-Äq} /GJ _{KS}	Mehrkosten KS-Bereitstellung EUR/GJ _{KS}	THG-Minderungskosten EUR/t _{CO2-Äq}	THG-Minderung g _{CO2-Äq} /km _{FZ}	Mehrkosten Nutzenergiebereitstellung EURct/km _{FZ}	THG-Minderungskosten EUR/t _{CO2-Äq}
<i>Bioethanol</i>						
EtOH-I	40,75	47,05	1.155	90,28	16,78	1.859
EtOH-II	51,87	24,46	472	100,52	8,92	887
EtOH-III	57,63	8,07	140	106,98	5,52	516
<i>Fischer-Tropsch-Diesel</i>						
FT-I	35,55	37,48	1.054	97,25	5,65	581
FT-II	66,74	16,58	248	134,66	0,30	22
FT-III	33,93	36,54	1.077	67,77	3,73	550
<i>Bio-SNG</i>						
SNG-I	48,84	13,36	274	112,89	9,21	816
SNG-II	53,49	9,39	176	103,92	7,48	719
SNG-III	58,36	6,61	113	108,43	6,95	641

Impressum / Anfahrt



Impressum

Herausgeber:

DBFZ Deutsches BiomasseForschungsZentrum gemeinnützige GmbH, Leipzig, mit Förderung des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

Kontakt:

DBFZ Deutsches BiomasseForschungsZentrum
gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Telefon: +49 (0)341 2434 - 112
Fax: +49 (0)341 2434 - 133
info@dbfz.de
www.dbfz.de

Geschäftsführung

Prof. Dr.-Ing. Frank Scholwin
(wissenschaftlicher Geschäftsführer)
Daniel Mayer
(administrativer Geschäftsführer)

DBFZ Report Nr. 9

ISSN: 2190-7943

Bilder: Deutsches BiomasseForschungsZentrum (Jan Gutzeit)
(Titel links), Tobias Dietz / pixelio.de (Titel rechts)

Druck: Fischer Druck

DBFZ, Leipzig 2012

© Copyright: Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieser Broschüre darf ohne die schriftliche Genehmigung des Herausgebers vervielfältigt oder verbreitet werden. Unter dieses Verbot fällt insbesondere auch die gewerbliche Vervielfältigung per

Anfahrt

... mit dem Zug:

Ankunft Leipzig Hauptbahnhof; Straßenbahn Linie 3/3E (Richtung Taucha/Sommerfeld) bis Haltestelle „Bautzner Straße“; Straße überqueren, Parkplatz rechts liegen lassen und geradeaus durch das Eingangstor Nr. 116, nach ca. 150 m links.

... mit dem Auto:

Über die Autobahn A 14; Abfahrt Leipzig Nord-Ost, Taucha; Richtung Leipzig; Richtung Zentrum, Innenstadt; nach Jet Tankstelle links einfahren (siehe „... mit dem Zug“).

... mit der Straßenbahn

Linie 3/3E Richtung Taucha/Sommerfeld bis zur Haltestelle „Bautzner Straße“ (siehe „... mit dem Zug“).



DBFZ Deutsches BiomasseForschungsZentrum
gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Tel.: +49(0)341 2434-112
Fax: +49(0)341 2434-133
info@dbfz.de

www.dbfz.de