



Forschungszentrum Karlsruhe
in der Helmholtz-Gemeinschaft

Wissenschaftliche Berichte
FZKA 7170

Kraftstoff, Strom und Wärme aus Stroh und Waldrestholz

Eine systemanalytische Untersuchung



Forschungszentrum Karlsruhe

in der Helmholtz-Gemeinschaft

Wissenschaftliche Berichte

FZKA 7170

Kraftstoff, Strom und Wärme aus Stroh und Waldrestholz

– Eine systemanalytische Untersuchung –

L. Leible, S. Kälber, G. Kappler, S. Lange,
E. Nieke, P. Proplesch, D. Wintzer und B. Fürniß

Institut für Technikfolgenabschätzung und
Systemanalyse

Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, Karlsruhe

2007

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln
des Ministeriums für Ernährung und Ländlichen Raum Baden-Württemberg (MLR) gefördert
(Staatshaushaltsplan 2002 – Kap. 1221 Tit. 981 82, Aktenzeichen 46(54)-8214.07).
Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Für diesen Bericht behalten wir uns alle Rechte vor

Forschungszentrum Karlsruhe GmbH
Postfach 3640, 76021 Karlsruhe

Mitglied der Hermann von Helmholtz-Gemeinschaft
Deutscher Forschungszentren (HGF)

ISSN 0947-8620

urn:nbn:de:0005-071702

Fuel, electricity or heat from straw and wood residues

As a result of the significant raise in energy prices since 2004 and the increase of greenhouse gas emissions as lately reconfirmed by the IPCC report 2007, on both the national and EU level ambitious targets were set regarding the development of renewable energy sources. In the EU for instance, until 2020 renewable energy sources should cover 20% of the total primary energy demand and 10% of the fuel demand in road traffic. High expectations are mainly tied to the use of biomass. These framework conditions lead to an increasing competition, because heat and electricity as well as fuel can be produced from biomass.

Against this background, a systems analysis was conducted by ITAS with the objective, to analyse and assess the “Biomass-to-Liquid” (BtL) concept – so called bioliq[®] concept currently developed at the Forschungszentrum Karlsruhe – for the production of fuels from biomass with regard to technical, economic, and environmental aspects. For this, the specific advantages using the dominant biomass sources – straw and wood residues – as well as the disadvantages of this technology were identified, and the concept was compared to competing alternatives for the production of heat and electricity. Initially, taking the federal state of Baden-Württemberg and selected plant locations as an example, the volume of straw and wood residues which is available for energy use was outlined, as well as the supply costs for these biomass sources.

Starting point for the technology analysis regarding liquid fuel production from biomass was a detailed description of the present status quo of fast pyrolysis, gasification, gas cleaning/conditioning, and Fischer Tropsch (FT) synthesis. Assuming the combined use of straw and wood residues, the economic estimates for energy self-sufficient plants reveal that FT-fuel can be produced at costs in a range from 0.90 to 1.00 € per litre, free plant and depending on plant capacity. If this biogenic fuel is not additionally charged with mineral oil tax, it could compete with fossil Diesel at crude oil prices of 65 \$/bbl. The biomass supply accounts for 50-65% to the production costs of FT-fuel, depending on the assumed plant capacity. The comparison of the production of FT-fuel with heat and electricity production reveals that these alternatives are closer to competitiveness or have already reached competitiveness in Germany. The study shows that the production of heat from wood residues is competitive with fossil heating oil without subsidies by the state.

The CO₂ mitigation costs for biogenic FT-fuel are clearly above 200 € per Mg CO₂ equivalent; regarding the electricity production they are in a range below 100 € and for exclusive heat production they can be even negative. These results concerning CO₂ mitigation costs suggest not using the CO₂ mitigation strategy as a central argument for the promotion of FT-fuel production from biomass. But because the BtL concept of the Forschungszentrum Karlsruhe opens up new ways to use biomass as carbon carrier for other chemical purposes, this technological path should be pursued definitely.

Kraftstoff, Strom und Wärme aus Stroh und Waldrestholz

Die seit 2004 sehr stark angestiegenen Energiepreise und der im IPCC-Bericht 2007 erneut bestätigte Anstieg der treibhausrelevanten Emissionen haben dazu geführt, dass auf EU- und nationaler Ebene ehrgeizige Ziele zur Entwicklung der erneuerbaren Energien formuliert wurden. Beispielsweise sollen in der EU bis 2020 20 % des Primärenergiebedarfs und 10 % des Kraftstoffbedarfs im Straßenverkehr durch erneuerbare Energieträger abgedeckt werden. Hohe Erwartungen werden hierbei v.a. an die energetische Nutzung von Biomasse geknüpft. Dies führt zu einer Verschärfung der Nutzungskonkurrenz, da sowohl Wärme und Strom als auch Kraftstoff aus Biomasse gewonnen werden können.

Vor diesem Hintergrund wurde von ITAS eine systemanalytische Untersuchung mit der Zielsetzung durchgeführt, das vom Forschungszentrum Karlsruhe unter dem Namen bioliq[®] verfolgte „Biomass-to-Liquid“(BtL)-Verfahrenskonzept zur Kraftstofferzeugung aus Biomasse in sein technisches, ökonomisches und umweltrelevantes Umfeld einzuordnen und zu bewerten. Hierzu wurden anhand der mengenmäßig bedeutendsten Biomasseträger Stroh und Waldrestholz die spezifischen Vorteile, aber auch die bestehenden Nachteile des Verfahrens herausgearbeitet und mit den konkurrierenden Alternativen der Wärme- und Stromgewinnung verglichen. Zuvor wurde am Beispiel des Landes Baden-Württemberg und für ausgewählte Anlagenstandorte sehr differenziert dargestellt, welches energetisch nutzbare Potenzial an Getreidestroh und Waldrestholz zur Verfügung steht, und zu welchen Kosten.

Ausgangspunkt für die Verfahrensanalyse der Kraftstofferzeugung aus Biomasse war die detaillierte Beschreibung des technischen Stands der Schnellpyrolyse, Vergasung, Gasreinigung/-konditionierung und der Fischer-Tropsch-Synthese. Die ökonomischen Abschätzungen zeigten für energieautarke Anlagen, dass der FT-Kraftstoff – je nach Anlagengröße – bei gemeinsamer Nutzung von Stroh und Waldrestholz zu Kosten von rd. 0,90 bis 1,00 € pro Liter frei Anlage bereitgestellt werden könnte. Sofern dieser biogene Kraftstoff nicht mit der Mineralölsteuer belastet wird, könnte er folglich ab einem Rohölpreis von 65 \$/bbl mit erdölstämmigem Diesel konkurrieren. Die Biomassebereitstellung trägt in Abhängigkeit von der Anlagengröße 50-65 % zu den Kosten des FT-Kraftstoffs bei. Beim Vergleich der Kraftstofferzeugung mit der Wärme- und Stromgewinnung aus Stroh und Waldrestholz wird deutlich, dass diese Alternativen näher an der Wettbewerbsfähigkeit sind bzw. diese bereits erreicht haben. So zeigen die Ergebnisse, dass die Wärmebereitstellung bereits heute in der Regel nahezu ohne Subventionen auskommt.

Die realisierbaren CO₂-Minderungskosten liegen beim FT-Kraftstoff deutlich über 200 €/Mg CO₂-Äquivalent; bei der Verstromung können Werte unter 100 € erreicht werden bzw. sind bei alleiniger Wärmebereitstellung teilweise sogar negativ. Die Ergebnisse zu den CO₂-Minderungskosten legen nahe, die CO₂-Minderungsstrategie nicht als zentrales Argument für die Forcierung der Bereitstellung von FT-Kraftstoff aus Biomasse darzustellen. Da das BtL-Konzept des Forschungszentrums Karlsruhe über die Pyrolyse und Vergasung jedoch Wege eröffnet, die Biomasse – als Kohlenstoffträger – einer weitergehenden chemischen Nutzung zuzuführen, sollte dieser Entwicklungsweg weiter beschritten werden. Dies schließt die gekoppelte chemisch/energetische Nutzung im Sinne eines „Biorefinery“-Konzepts mit ein.

Inhaltsverzeichnis

Abstracts.....	I
Inhaltsverzeichnis.....	III
Abbildungsverzeichnis.....	V
Tabellenverzeichnis.....	VI
Abkürzungsverzeichnis.....	VII

Zusammenfassung..... 1

1	Hintergrund und Zielsetzung, methodisches Vorgehen	5
1.1	Hintergrund und Zielsetzung.....	5
1.2	Methodisches Vorgehen.....	7
1.2.1	Kennwerte zu Stroh und Waldrestholz.....	7
1.2.2	Ökonomie, CO ₂ -Minderung und Beschäftigungseffekte.....	8
1.2.3	Exkurs: Lernkurven und Skaleneffekte	10
2	Aufkommen und Bereitstellung von Stroh und Waldrestholz.....	16
2.1	Aufkommen biogener Reststoffe in Deutschland und Baden-Württemberg.....	16
2.2	Maßgebliche Entwicklungen in der Land- und Forstwirtschaft Baden-Württembergs.....	18
2.2.1	Viehhaltung	18
2.2.2	Flächennutzung und Erträge.....	19
2.2.3	Wald in Baden-Württemberg.....	20
2.3	Aufkommen an Stroh und Waldrestholz in Baden-Württemberg.....	23
2.3.1	Stroh und Heu.....	24
2.3.2	Waldrestholz.....	25
2.3.3	Aufkommensdichte an Stroh, Heu und Waldrestholz	26
2.4	Exkurs: Versorgung von zwei Anlagenstandorten in Baden-Württemberg mit Stroh und Waldrestholz.....	28
2.4.1	Zielsetzung und Auswahl der Anlagenstandorte	28
2.4.2	Flächenaufkommen	30
2.4.3	Aufkommen an Stroh und Waldrestholz	31
2.4.4	Bereitstellungskosten und direkte Beschäftigungseffekte.....	32
2.4.5	Abschließender Vergleich der Anlagenstandorte	33
2.5	Bereitstellung	34
2.5.1	Bereitstellung insgesamt.....	34
2.5.2	Bedeutung des Transports	36
3	Stand der Schnellpyrolyse und Vergasung	42
3.1	Schnellpyrolyse von Biomasse.....	42
3.1.1	Grundprinzipien.....	42
3.1.2	Reaktortypen.....	45
3.1.3	Bewertung der Schnellpyrolyse-Reaktoren und Einordnung des FZK-Konzepts	49
3.2	Vergasung von Biomasse	51
3.2.1	Grundprinzipien und Vergasertypen	52
3.2.2	Wesentliche Probleme und Bewertung der Vergasungsverfahren	56
3.3	Gasreinigung, -konditionierung und FT-Synthese	60
3.3.1	Gasreinigung und -konditionierung.....	60
3.3.2	Fischer-Tropsch-Synthese	63

4	Analysen zum bioliq[®]-Konzept	73
4.1	Beweggründe und Darstellung des technischen Konzepts	73
4.2	Massen- und Energiebilanzen	76
4.3	Produktionskosten des FT-Kraftstoffs	80
4.4	Die Bedeutung der Biomasselogistik	82
4.5	Zusätzliche Trocknung von Stroh und Waldrestholz	84
4.6	Weitergehende technische Überlegungen	85
4.7	Sensitivitätsanalysen zur Ökonomie	86
4.8	Subventionsbedarf, anlegbare Rohölpreise, CO ₂ -Minderungskosten	88
4.8.1	Subventionsbedarf	88
4.8.2	Anlegbare Rohölpreise	89
4.8.3	CO ₂ - Minderungskosten	90
4.9	Zusammenfassung	91
5	Alternative Vergasungs- und Verbrennungsverfahren und fossile Referenztechnologien.....	92
5.1	Vergasungsverfahren für Stroh und Waldrestholz zur Stromgewinnung	92
5.2	Verbrennungsverfahren für Stroh und Waldrestholz zur Wärme- und Stromgewinnung	95
5.3	Referenztechnologien mit fossilen Energieträgern	99
6	Gegenüberstellung der Verfahren und Bewertung.....	101
6.1	Kosten.....	101
6.2	CO ₂ -Minderung und CO ₂ -Minderungskosten	105
6.3	Beschäftigungseffekte	107
	Literaturverzeichnis.....	108
	Anhang	115

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1:	Aufkommen an Stroh und Waldrestholz im Vergleich zu anderen biogenen Rest- und Abfallstoffen in Deutschland und Baden-Württemberg	1
Abb. 2:	Gestehungskosten von FT-Kraftstoff aus Stroh und Waldrestholz – ein Vergleich mit fossilem Diesel.....	2
Abb. 3:	Gestehungskosten bei Wärme, Strom und Kraftstoff aus Stroh und Waldrestholz	3
Abb. 1.1:	Schema des bioliq®-Konzepts der dezentralen Pyrolyse und zentralen Vergasung mit FT-Synthese.....	6
Abb. 1.2:	Verschiedene graphische Darstellungen einer Lernkurve mit einem Fortschrittsfaktor $P=0,9$	12
Abb. 2.1:	Aufkommen an Stroh und Waldrestholz im Vergleich zu anderen biogenen Rest- und Abfallstoffen in Deutschland und Baden-Württemberg	17
Abb. 2.2:	Entwicklung der Rindviehhaltung in Baden-Württemberg	18
Abb. 2.3:	Entwicklung der Wald-, Dauergrünland-, Getreide- und Ackerflächen in Baden-Württemberg.....	19
Abb. 2.4:	Entwicklung der Getreide- und Heuerträge in Baden-Württemberg	20
Abb. 2.5:	Wald in Baden-Württemberg – Holzvorrat und -zuwachs nach BWI II.....	22
Abb. 2.6:	Verteilung der Acker-, Grünland- und Waldflächen in den Regionen Baden-Württembergs	23
Abb. 2.7:	Aufkommensdichte an Heu, Reststroh und Waldrestholz in Baden-Württemberg	27
Abb. 2.8:	Verkehrswegenetz in Baden-Württemberg – Lage der Standorte.....	29
Abb. 2.9:	Flächennutzung und Einzugsbereiche der Standorte Nord (Heilbronn) und Süd (Sigmaringen)	31
Abb. 2.10:	Vergleich der Standorte Nord und Süd: Stroh-/Waldrestholzkommen, Bereitstellungskosten frei Anlage und direkte Beschäftigungseffekte	33
Abb. 2.11:	Transportkosten für Stroh (Quaderballen) und Waldrestholz (HS) auf der Kurzstrecke mit ldw. Schlepper bzw. Lkw	38
Abb. 2.12:	Transportkosten für Stroh (Quaderballen), Waldrestholz (HS) und Slurry auf der Langstrecke.....	38
Abb. 2.13:	Transportkostenkomponenten für Stroh und Waldrestholz	40
Abb. 2.14:	Transportkostenanteile für Stroh und Waldrestholz	40
Abb. 3.1:	Pyrolysegas von Holz und Stroh – Menge und Zusammensetzung.....	44
Abb. 3.2:	Übersicht der verschiedenen Schnelldpyrolyse-Reaktorsysteme	45
Abb. 3.3:	Fließbild für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe aus festen oder gasförmigen Rohstoffen ..	51
Abb. 3.4:	Schematische Darstellung verschiedener Vergasungsverfahren für feste Biomasse	52
Abb. 3.5:	Fließbild für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe aus festen oder gasförmigen Rohstoffen ..	60
Abb. 3.6:	Schema der Synthese und Produktaufbereitung im SMDS-Prozess	70
Abb. 4.1:	Schema des bioliq®-Konzepts der dezentralen Pyrolyse und zentralen Vergasung mit FT-Synthese.....	75
Abb. 4.2:	Massen- und Energiebilanz zur Kraftstoffbereitstellung aus Stroh – dezentrale Pyrolyse mit anschließender zentraler Vergasung und FT-Synthese.....	78
Abb. 4.3:	Massen- und Energiebilanz zur Kraftstoffbereitstellung aus Waldrestholz – dezentrale Pyrolyse mit anschließender zentraler Vergasung und FT-Synthese.....	79
Abb. 4.4:	Energieaufwand für die Bereitstellung von Stroh und Waldrestholz, einschließlich Slurrytransport.....	80
Abb. 4.5:	FT-Produktionskosten bei dezentraler Pyrolyse von Stroh oder Waldrestholz	81
Abb. 4.6:	FT-Produktionskosten bei integrierter Pyrolyse von Stroh oder Waldrestholz	81
Abb. 4.7:	Bedeutung der zusätzlichen Trocknung von Stroh und Waldrestholz	84
Abb. 4.8:	Gestehungskosten von FT-Kraftstoff aus Stroh und Waldrestholz – ein Vergleich mit fossilem Diesel.....	88
Abb. 4.9:	Subventionsbedarf in Abhängigkeit der Leistung der zentralen Vergasungsanlage.....	89
Abb. 4.10:	Anlegbarer Rohölpreis in Abhängigkeit von der Leistung der zentralen Vergasungsanlage	89
Abb. 4.11:	CO ₂ -Minderungskosten in Abhängigkeit von der Leistung der zentralen Vergasungsanlage	90
Abb. 5.1:	Stromgestehungskosten bei der Vergasung von Stroh und Waldrestholz	94
Abb. 5.2:	Wärme- und Stromgestehungskosten bei der Verbrennung von Stroh und Waldrestholz.....	96
Abb. 6.1:	Gestehungskosten bei Wärme, Strom und Kraftstoff aus Stroh und Waldrestholz	102
Abb. 6.2:	Subventionsbedarf bei Wärme, Strom und Kraftstoff aus Stroh und Waldrestholz	104
Abb. 6.3:	CO ₂ -Minderungskosten bei Wärme, Strom und Kraftstoff aus Stroh und Waldrestholz.....	105
Abb. 6.4:	Resultierende CO ₂ -Minderungskosten aus einem 40 %-igen Reduktionsszenario.....	106

Tabellenverzeichnis

Tab. 1.1:	Stroh und Waldrestholz – Gehalte an TS und oTS, Schüttdichten und Heizwerte (H_u)	8
Tab. 1.2:	Preisannahmen für die fossilen Energieträger (Basis: 2004, ohne MWSt.)	8
Tab. 1.3:	Unterstellte Lohnansätze und Arbeitskapazitäten für die kalkulierten Arbeitskosten	9
Tab. 1.4:	Kennwerte zu den treibhausrelevanten Emissionen bei der Bereitstellung und energetischen Nutzung fossiler Energieträger	9
Tab. 1.5:	Klassifikation von Fortschrittsfaktoren	13
Tab. 1.6:	Fortschrittsfaktoren von Technologien zur Stromerzeugung aus Biomasse und Kohle	13
Tab. 1.7:	Größendegressionsexponenten für Pyrolyse- und Vergasungsanlagen (inkl. Gasverwendung)	14
Tab. 2.1:	Umfang und Anteil von Ackerflächen, Dauergrünland und Waldflächen in Baden-Württemberg und Deutschland	19
Tab. 2.2:	Eckwerte der Bundeswaldinventuren I und II für Baden-Württemberg	21
Tab. 2.3:	Abschätzung zum energetisch nutzbaren Strohpotenzial in Baden-Württemberg für 2003	24
Tab. 2.4:	Abschätzungen zum jährlichen technischen Aufkommenspotenzial an Waldrestholz in Baden-Württemberg	26
Tab. 2.5:	Acker- und Waldflächen der Standorte Nord und Süd	30
Tab. 2.6:	Standorte Nord und Süd – Jährliches Aufkommen an Stroh und Waldrestholz	32
Tab. 2.7:	Kennwerte zur Bereitstellung von Stroh und Waldrestholz und zum Transport von Slurry	35
Tab. 2.8:	Betrachtete Fahrzeugkombinationen	36
Tab. 3.1:	Schnellpyrolyse von Holz und Stroh – Produktausbeuten	42
Tab. 3.2:	Eigenschaften von Pyrolyseölen – eine Übersicht	43
Tab. 3.3:	Chemische Gruppen in Pyrolyseölen – eine Übersicht der wichtigsten Bestandteile	43
Tab. 3.4:	Entwicklungsgeschichte und -stand ausgewählter Schnellpyrolyse-Verfahren	48
Tab. 3.5:	Forschungseinrichtungen mit Schnellpyrolyse-Tradition	49
Tab. 3.6:	Schnellpyrolyse-Anlagen – Gegenüberstellung einiger Vor- und Nachteile	50
Tab. 3.7:	Mittlere Zusammensetzung von Rohsynthesegasen in Vol.-%	52
Tab. 3.8:	Zusammenstellung von Firmen im Bereich Biomassevergasung	55
Tab. 3.9:	Vergasungsverfahren für Biomasse – Gegenüberstellung wesentlicher Vor- und Nachteile	57
Tab. 3.10:	Technische Daten zu drei IGCC-Anlagen zur Biomasse-Vergasung	59
Tab. 3.11:	Mindestanforderungen an die Synthesegasqualität (Orientierungswerte)	60
Tab. 3.12:	Qualität des von ECN eingesetzten Synthesegases für die FT-Synthese (500 h-Versuch, Nieder-Temperatur-FT, Festbett, Kobalt-Katalysator)	61
Tab. 3.13:	Physikalische Absorptions-Prozesse zur Entfernung von sauren Gasen	63
Tab. 3.14:	Historische Entwicklung der FT-Synthese	64
Tab. 3.15:	Charakteristische Eigenschaften technischer FT-Reaktoren	67
Tab. 3.16:	Aktuelle Verfahren für die Niedertemperatur-FTS	68
Tab. 3.17:	Daten zum Shell-GtL-Projekt in Katar (140.000 bbl/d)	69
Tab. 3.18:	Klassifizierung von FT-Produkten nach der C-Kettenlänge	70
Tab. 3.19:	Wirkungsgrade bei der Kohleverflüssigung „all-liquid output“	71
Tab. 3.20:	Wirkungsgrade aus Aspen-Plus-Simulationen (Fahrweise: „full conversion“)	71
Tab. 3.21:	Von Tjmmensen analysierte Vergasertypen	72
Tab. 4.1:	Sensitivitätsanalysen zu den Bereitstellungskosten von FT-Kraftstoff	87
Tab. 5.1:	Vergasungsverfahren zur Wärme- und Stromgewinnung aus Stroh und Waldrestholz	93
Tab. 5.2:	Beschäftigungseffekte, CO ₂ -Minderung und CO ₂ -Minderungskosten bei der Vergasung von Stroh und Waldrestholz zur Strom- und Wärmeerzeugung	94
Tab. 5.3:	Verbrennungsverfahren zur Wärme- und Stromgewinnung aus Stroh und Waldrestholz	95
Tab. 5.4:	Beschäftigungseffekte, CO ₂ -Minderung und CO ₂ -Minderungskosten bei der Verbrennung von Stroh und Waldrestholz zur Strom- und Wärmeerzeugung	98
Tab. 5.5:	Fossile Referenztechnologien – Strom-, Wärme- und Kraftstoff-Gestehungskosten, Beschäftigungs-effekte und CO ₂ -Emissionen	99
Tab. A-1:	Daten zum Transport von Stroh (Quaderballen)	115
Tab. A-2:	Daten zum Transport von Waldrestholz	116
Tab. A-3:	Daten zum Transport von Slurry in Wechsel-Tankcontainern	117

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Langfassung	Erläuterung
A		
a	lat. anno = Jahr	
Ah	Arbeitsstunden	
AK	Arbeitskraft	
Äq.	Äquivalent	
B		
bbl	barrel	1 barrel entspricht rd. 159 l
BHKW	B lock h eiz k raft w erk	technischer Apparat zur gleichzeitigen Erzeugung von Strom und nutzbarer Wärme
BtL	B iomass t o L iquid	Umwandlung von Biomasse in flüssigen Kraftstoff
C		
CH ₄	Methan	
CO ₂	Kohlendioxid	
D		
DME	D imethylether	ein Kraftstoff aus (biogenem) Synthesegas
F		
FM	F risch m asse	Als Frischmasse wird die Substanz im frischen Zustand bezeichnet
FT-(Synthese)	F ischer- T ropsch-(Synthese)	Syntheseverfahren zur Umwandlung von Synthesegas in flüssige Kohlenwasserstoffe
FZK	F orschungs z entrum K arlsruhe	
G		
GIS	G eografisches I nformations- S ystem	Programm zur Analyse und Visualisierung raumbezogener Daten
GuD	G as- und D ampf	(meist mit Erdgas betriebenes) Gas- und Dampfkraftwerk
GVE	G roß v ie e inheit	entspricht einem Tier mit 500 kg Lebendgewicht
Gew.-%	G ewichts p rozent	
H		
ha	Hektar	= 10.000 m ²
H _u	u nterer H eizwert	Die bei vollständiger Verbrennung eines Brennstoffs freiwerdende Wärmemenge abzüglich der Verdampfungswärme des im Abgas enthaltenen Wassers
HEL	H eiz ö l extra leicht	spez. Gewicht 0,84 kg/l, Heizwert 42,7MJ/kg
HKW	H eiz k raft w erk	Anlage zur Erzeugung von Strom und Wärme
HS	(Holz)- H ackschnitzel	
I		
IGCC	I ntegrated G asification C ombined C ycle	ein GuD-Prozess mit vorgeschalteter Brennstoffvergasung und CO ₂ -Abtrennung
J		
J	J oule	Maßeinheit für den Energiegehalt: 1 J = 1kg*m ² /s ² 1 MJ = 10 ⁶ Joule (Megajoule) 1 TJ = 10 ¹² Joule (Terajoule) 1 PJ = 10 ¹⁵ Joule (Petajoule)
jato	J ahrestonne	korrekt eigentlich: Tonne pro Jahr: t/a = Mg/a
K		
kW	K ilowatt	= 10 ³ W = 10 ³ Js ⁻¹ (siehe auch MW)
kWh	K ilowatt s tunde	= 10 ³ Wh = 3.600 kJ
KWK	K raft- W ärme- K opplung	Verfahren zur gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme
L		
ldw.	l and w irtschaftlich	
LR(-Reaktor)	L urgi R esidual	Typ eines Pyrolyse-Reaktors der Firma Lurgi

Abkürzung	Langfassung	Erläuterung
M		
Mg	Megagramm	$= 10^6 \text{ g} = 10^3 \text{ kg} = 1 \text{ t}$
MJ	Megajoule	Siehe J
MW	Megawatt	$= 10^3 \text{ kW} = 10^6 \text{ W} = 10^6 \text{ Js}^{-1}$
MW _{el}	Megawatt elektrisch	Endenergie (Leistung) in Form von Strom
MW _{in}	Megawatt Input	Brennstoffleistung Input, gemessen in H _u
MW _{th}	Megawatt thermisch	Endenergie (Leistung) in Form von Wärme
MW _w	Megawatt Wärme	Endenergie (Leistung) in Form von Wärme
MWh	Megawattstunde	$= 10^6 \text{ Wh}$
N		
N ₂ O	Distickstoffoxid	„Lachgas“
Nm ³	Normkubikmeter	ein Kubikmeter Gasvolumen unter Normalbedingungen von 1 atm (=1,01325 bar) und 0 °C (=273,15 °K)
O		
oTS	organische Trockensubstanz	organischer Anteil der Trockensubstanz, näherungsweise gleich dem Glühverlust
S		
St	1 St (Stoke) = $10^{-4} \text{ m}^2/\text{s}$	Die Viskosität ist ein Maß für die Zähflüssigkeit einer Flüssigkeit
T		
TM	Trockenmasse	
TS	Trockensubstanz	
TW	Terawatt	$= 10^6 \text{ MW} = 10^{12} \text{ W} = 10^{12} \text{ Js}^{-1}$
V		
VmR	Vorratsfestmeter	Maßeinheit für den stehenden Holzvorrat im Wald
W		
WS	Wirbelschicht	Verfahren der Vergasung

Zusammenfassung

Die durchgeführte systemanalytische Untersuchung zur Bereitstellung von Kraftstoff, Strom und Wärme aus Stroh und Waldrestholz hatte zum Ziel, das vom Forschungszentrum Karlsruhe unter dem Namen bioliq[®] verfolgte „Biomass-to-Liquid“(BtL)-Verfahrenskonzept zur Kraftstoffherzeugung aus Biomasse in sein technisches, ökonomisches und umweltrelevantes Umfeld einzuordnen und zu bewerten. Hierzu wurden die spezifischen Vorteile, aber auch die bestehenden Nachteile des Verfahrens herausgearbeitet – dargestellt für die Produktion von Fischer-Tropsch-Kraftstoff – und mit konkurrierenden Alternativen verglichen. Als konkurrierende Verfahren wurden einerseits die Wärme- und Stromgewinnung durch direkte Verbrennung in Biomasse-Heizwerken bzw. Biomasse(heiz)kraftwerken und die Co-Verbrennung in Steinkohlkraftwerken mit berücksichtigt; dies schloss die thermochemische Vergasung zur Stromerzeugung mit ein. Andererseits wurden die auf fossilen Energieträgern (Heizöl, Import-Steinkohle, Diesel) basierenden Alternativen der Wärme-, Strom- und Kraftstoffherzeugung dargestellt, die für Vergleiche hinsichtlich Subventionsbedarf, CO₂-Minderung bzw. CO₂-Minderungskosten unumgänglich sind.

Die vergleichende Gegenüberstellung und Bewertung der Verfahren zur FT-Kraftstoff-, Strom- und Wärmebereitstellung erfolgte vor allem anhand der Kenngrößen „Gestehungskosten“, „Subventionsbedarf“, „CO₂-Minderung“ bzw. „CO₂-Minderungskosten“. Dies mündet in den jeweiligen Kapiteln in der Ableitung einiger wesentlicher Schlussfolgerungen.

In Baden-Württemberg steht derzeit ein Aufkommen von rund 8 Mio. Mg oTS pro Jahr an biogenen Rest- und Abfallstoffen für eine energetische Nutzung zur Verfügung (s. Abb. 1); Stroh und Waldrestholz tragen mit 12 % bzw. 31 % wesentlich zu diesem Aufkommen bei. Zum Vergleich: In Deutschland liegt das Aufkommen bei rund 70 Mio. Mg oTS pro Jahr.

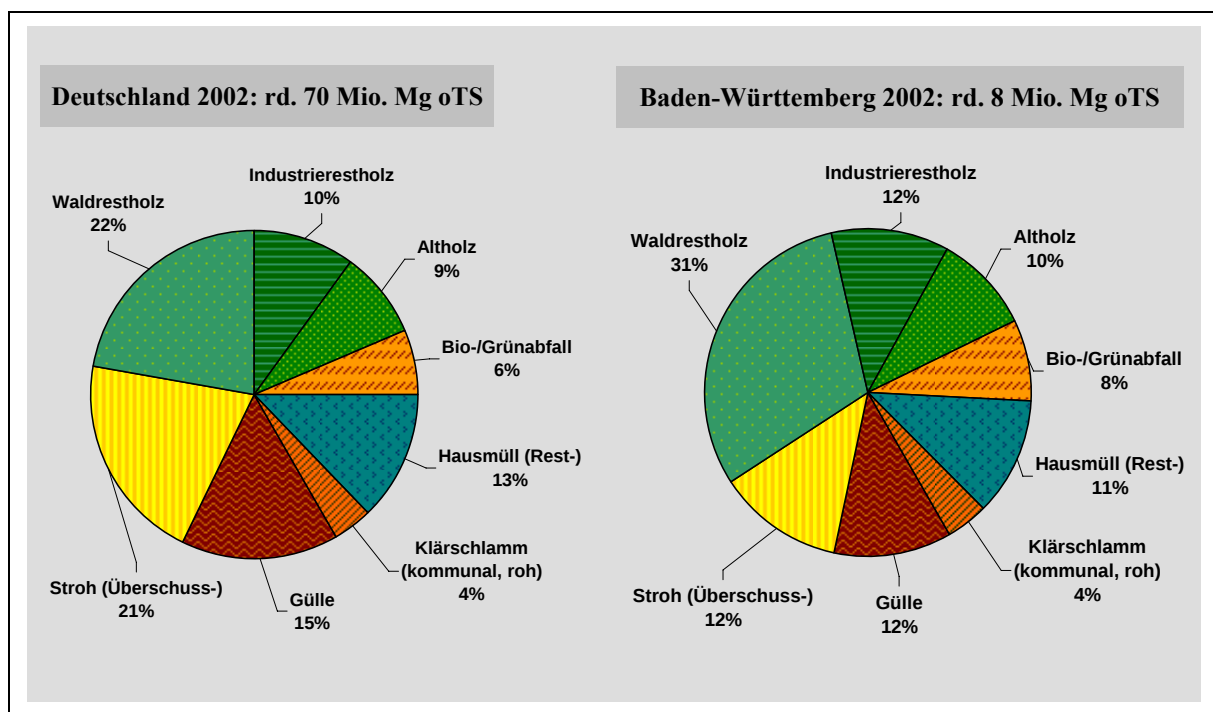


Abb. 1: Aufkommen an Stroh und Waldrestholz im Vergleich zu anderen biogenen Rest- und Abfallstoffen in Deutschland und Baden-Württemberg

Mit Blick auf die energetische Nutzung von Stroh und Waldrestholz zur FT-Kraftstoffproduktion kann nach den derzeitigen Abschätzungen keine einheitliche ökonomische Präferenz für das dezentrale oder für das integrierte zweistufige BtL-Konzept des Forschungszentrums getroffen werden. Beim dezentralen Konzept wird die Biomasse in dezentralen Pyrolyseanlagen zu Slurry – eine Mischung aus Pyrolyseöl und Pyrolysekoks – aufgearbeitet und anschließend zu einer zentralen Vergasungs- und Syntheseanlage zur weiteren Verarbeitung transportiert. Beim integrierten zweistufigen Konzept finden die angeführten Verfahrensschritte in einer zentralen Anlage statt. Im Falle von Stroh schneidet aufgrund der höheren Transportkosten (geringe Transportdichte der Strohballen) und des bereits hohen TS-Gehalts (86 % TS) das dezentrale Konzept ab einer Anlagengröße der zentralen Vergasungs-/Syntheseanlage von 4.000 MW_{in} ökonomisch günstiger ab. Beim relativ feuchten Waldrestholz (50 % TS) stellt sich dagegen das integrierte Konzept ökonomisch vorteilhafter dar, da hier die Abwärme der zentralen Vergasungs- und Syntheseanlage kostengünstig zur Trocknung des Holzes eingesetzt werden kann.

Die ökonomischen Abschätzungen (vgl. Abb. 2) zeigen, dass FT-Kraftstoff („Synfuel“) bei der gemeinsamen Nutzung von Stroh und Waldrestholz zu Kosten von unter einem Euro pro Liter frei Anlage bereitgestellt werden könnte. Dabei wurde nach zwei Anlagengrößen mit einer Produktion von 0,2 bzw. 1,0 Mio. Jahrestonnen (jato) unterschieden. Zum Vergleich: Bei den hierzu in Konkurrenz stehenden Erdöl-Raffinerien muss eher von 10 Mio. jato an Kraftstoffproduktion ausgegangen werden. Je nach Anlagengröße könnte der FT-Kraftstoff – ohne Berücksichtigung der Mineralölsteuer – für rd. 1,00 € bzw. 0,90 € pro Liter frei Anlage bereitgestellt werden. Bei einem Rohölpreis von 65 \$/bbl liegen bei Diesel die vergleichbaren Bereitstellungskosten frei Raffinerie bei rd. 0,45 €/l und sind somit nur halb so teuer. Erst durch die Berücksichtigung der Mineralölsteuer wird beim Diesel das für FT-Kraftstoff angeführte Kostenniveau von rd. 0,90 €/l erreicht.

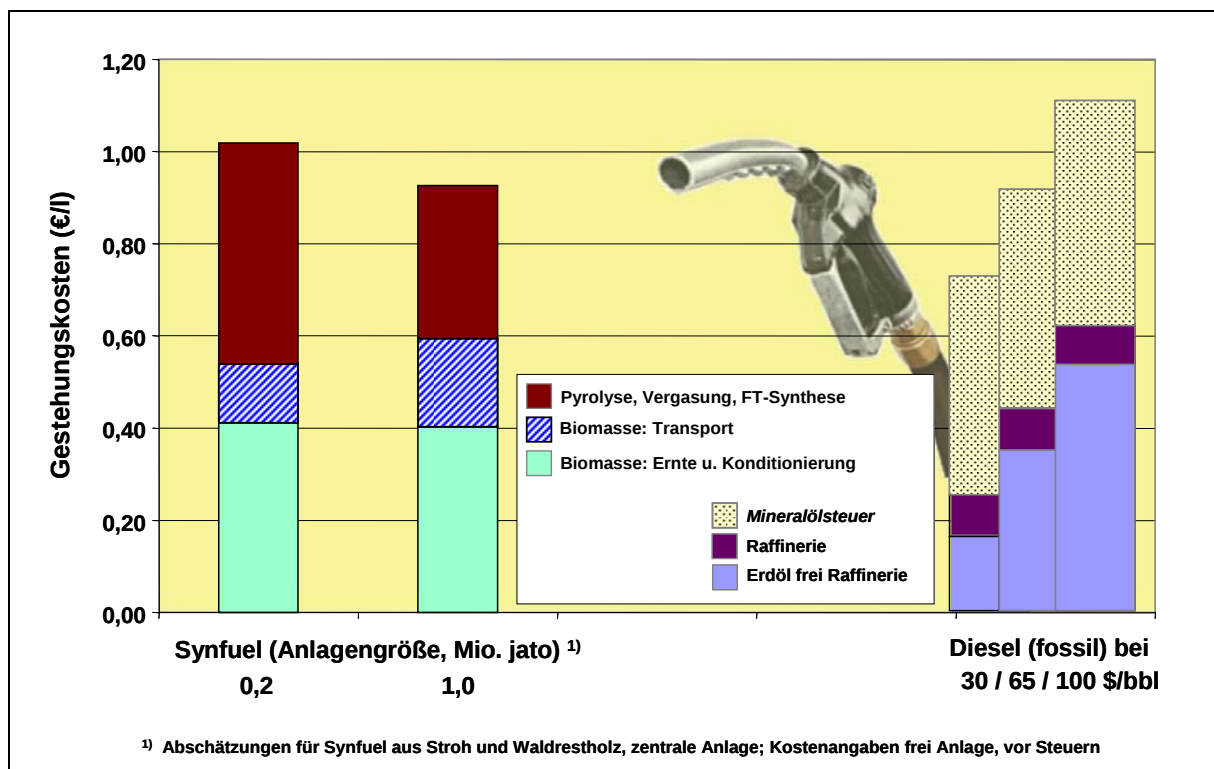


Abb. 2: Gestehungskosten von FT-Kraftstoff aus Stroh und Waldrestholz – ein Vergleich mit fossilem Diesel

Die Ergebnisse zeigen, dass der Verzicht auf die Mineralölsteuer erst ab einem Rohölpreis von 65 \$/bbl ausreichend ist, um den Wettbewerbsnachteil des FT-Kraftstoffs gegenüber Diesel (fossil) vollständig auszugleichen.

Die Biomassebereitstellung trägt – je nach Anlagengröße und Biomasseträger – 50-65 % zu den Kosten des FT-Kraftstoffs bei; folglich lassen sich hier über preiswerte Biomasseträger am ehesten die Kosten reduzieren. Insbesondere optimierte Logistikkonzepte zu Erfassung und Transport könnten wesentlich zur Kostenreduktion beitragen. Dass eine verstärkte Nachfrage nach Biomasse zu deutlich höheren Biomassekosten führen kann, zeigten beispielhaft die Preisentwicklungen auf dem Holzmarkt in Deutschland im Jahr 2006.

Beim Vergleich der Kraftstofferzeugung mit der Wärme- und Stromgewinnung aus Stroh und Waldrestholz wird deutlich, dass diese Alternativen näher an der Wettbewerbsfähigkeit sind bzw. diese bereits erreicht haben (vgl. Abb. 3). So zeigen die Ergebnisse, dass die Wärmebereitstellung bereits heute in der Regel nahezu ohne Subventionen auskommt. Ein Beleg hierfür ist die verstärkte energetische Nutzung von Holz im Wärmesektor.

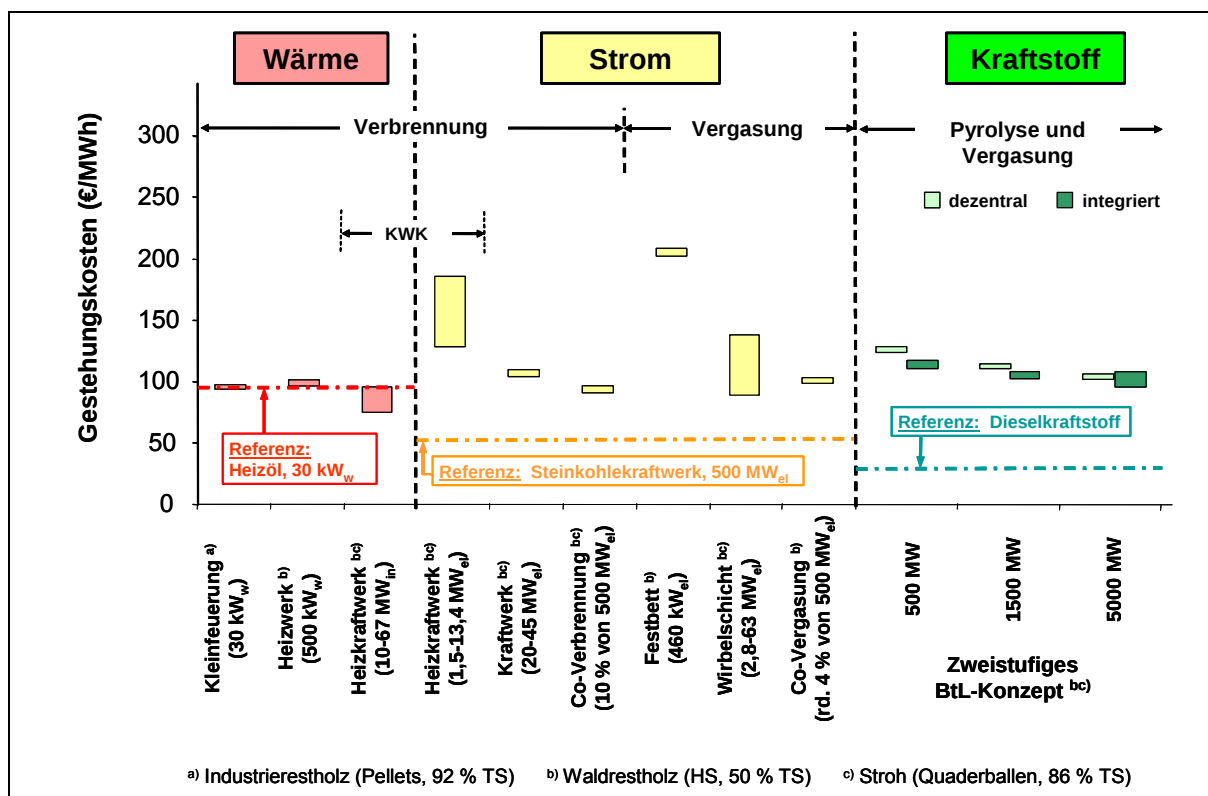


Abb. 3: Gesteungskosten bei Wärme, Strom und Kraftstoff aus Stroh und Waldrestholz

Ausgehend von dem bestehenden Subventionsbedarf und der realisierbaren CO₂-Minderung resultieren bei der Produktion von FT-Kraftstoff aus Stroh und Waldrestholz CO₂-Minderungskosten, die deutlich über 200 €/Mg CO₂-Äquivalent liegen. Bei der Verstromung liegen diese – mit Ausnahme der Festbettvergasung – unter 100 €/Mg CO₂-Äq. Am günstigsten lässt sich die CO₂-Minderung über die Wärmebereitstellung aus Biomasse realisieren – hier fallen nahezu keine bzw. sogar negative CO₂-Minderungskosten an.

Die Abschätzungen zu den CO₂-Minderungskosten verdeutlichen, dass die CO₂-Minderungsstrategie nur ein sehr schwaches Argument für die Forcierung der Aktivitäten zur Bereitstellung von FT-Kraftstoffen aus Biomasse darstellen kann. Bei ausschließlichen Vergleich innerhalb des Sektors Verkehr stellt sich diese Variante jedoch – verglichen mit anderen technischen Varianten der CO₂-Minderung – nicht unattraktiv dar. Da das BtL-Konzept des Forschungszentrums Karlsruhe über die Pyrolyse und Vergasung jedoch Wege eröffnet, die Biomasse – als Kohlenstoffträger – einer weitergehenden chemischen Nutzung zuzuführen, sollte dieser Entwicklungsweg weiter beschritten werden. Dies schließt eine gekoppelte chemisch/energetische Nutzung im Sinne des „Biorefinery“-Konzepts mit ein.

1 Hintergrund und Zielsetzung, methodisches Vorgehen

1.1 Hintergrund und Zielsetzung

Aktuelle politische Ziele und Vorgaben auf EU- und nationaler Ebene, wie z.B. die Gemeinschaftsstrategie und der Aktionsplan der EU zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energieträger und die EU-Biokraftstoffrichtlinie oder in Deutschland das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), zielen darauf ab, den Anteil erneuerbarer Energieträger an der Energieversorgung deutlich zu erhöhen. Dies betrifft sowohl die Wärme-, Strom- als auch die Kraftstoffbereitstellung; hierbei werden hohe Erwartungen v.a. an die energetische Nutzung von Biomasse und insbesondere an biogene Reststoffe geknüpft.

Um eine sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Energieversorgung zu gewährleisten, hat sich die europäische Energiepolitik bis 2010 bzw. bis 2020 insbesondere folgende Ziele gesetzt (EU-Kommission, 2007a,b):

- Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien auf 12 % des Primärenergieverbrauchs bis 2010, bzw. bis 2020 auf 20 %
- Erhöhung des Anteils der Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen auf 22 % der Stromproduktion
- Erhöhung des Anteils der Biokraftstoffe im Kraftstoffmarkt auf 5,75 % bis 2010, bis 2020 auf 10 %
- Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 8 % bis 2010, bzw. um mindestens 20 % bis 2020 (Bezugsjahr 1990)

Nimmt man mit Blick auf die Biokraftstoffe die Zielsetzung der EU-Kommission ernst, bis 2010 ihren Beitrag an der Kraftstoffversorgung auf 5,75 % und längerfristig auf 20 % zu erhöhen – 2005 lag der Anteil in Deutschland bei 3,4 % (2006 bei 4,7 %) und in der EU-25 bei rd. 1 % –, dann müssen hierzu auch Lignozelluloseträger, wie z.B. Stroh oder Waldrestholz, herangezogen werden.

Hinsichtlich der Erschließung der Biomasse werden insbesondere in der Gaserzeugung effiziente Verfahren für deren energetische und chemische Nutzung gesehen. Insbesondere eröffnet dies die Möglichkeit, aus trockener Biomasse (Lignozellulose) BtL-Kraftstoffe („Bio-mass-to-Liquid“) oder organische Grundstoffe für die chemische Industrie zu gewinnen.

Vor dem oben geschilderten Hintergrund verfolgt das Forschungszentrum Karlsruhe ein längerfristig angelegtes Vorhaben zur Gewinnung von Kraftstoff (das Karlsruher BtL-Verfahren „**bioliq**®“) – und mittel-/längerfristig auch von organischen Chemikalien – aus trockener Biomasse. Der Schnellpyrolyse von Biomasse und der nachgeschalteten Flugstrom-Druckvergasung kommen hierbei jeweils eine Schlüsselfunktion zu. Anhand der Abb. 1.1 wird nachfolgend das zugrunde liegende Verfahrenskonzept kurz skizziert. Eine ausführlichere Beschreibung des Konzepts und der Beweggründe hierfür wird in Kapitel 4.1 vorgenommen.

Ausgangspunkt für das Verfahrenskonzept war die technische Herausforderung, für die Synthese von Fischer-Tropsch-Kraftstoff (FT-Kraftstoff), DME oder Methanol ein möglichst teerfreies und methanarmes Synthesegas auf hohem Druckniveau (für FT-Synthese bis 30 bar, für DME- und Methanol-Synthese bis 80 bar) bereitzustellen. Über die Vergasung in einem Flugstrom-Druckvergaser ist dies möglich. Für die Einspeisung der Biomasse in den Druckvergaser muss diese aber zuvor konditioniert werden. Bei hohen Vergaserdrücken (bis 80 bar) ist diese Einspeisung sinnvoll nur über eine Suspension (Slurry) umzusetzen. Hierzu wird die Biomasse in einem ersten Schritt einem Schnellpyrolyseverfahren zugeführt und ein Slurry hergestellt – eine Mischung aus Pyrolysekoks und -kondensat.

Ein positiver Nebeneffekt wird hierbei darin gesehen, dies ist in Abb. 1.1 veranschaulicht, dass mit der räumlichen Entkopplung von Schnellpyrolyse und Vergasung die Option gegeben ist, eine von der Größe der Vergasungs-/Syntheseanlage unabhängige dezentrale Produktion von Pyrolyse-Slurries zu ermöglichen. Die gegenüber der ursprünglichen Biomasse (z.B. Stroh) hohen Transportdichte der Slurries (ca. 1,3 kg/l) lassen logistische Vorteile erwarten, die dann zum Tragen kommen könnten, wenn die nachgeschaltete Vergasung des Slurries und Kraftstoffproduktion in Großanlagen ($>1000 \text{ MW}_{\text{th}}$) stattfindet.

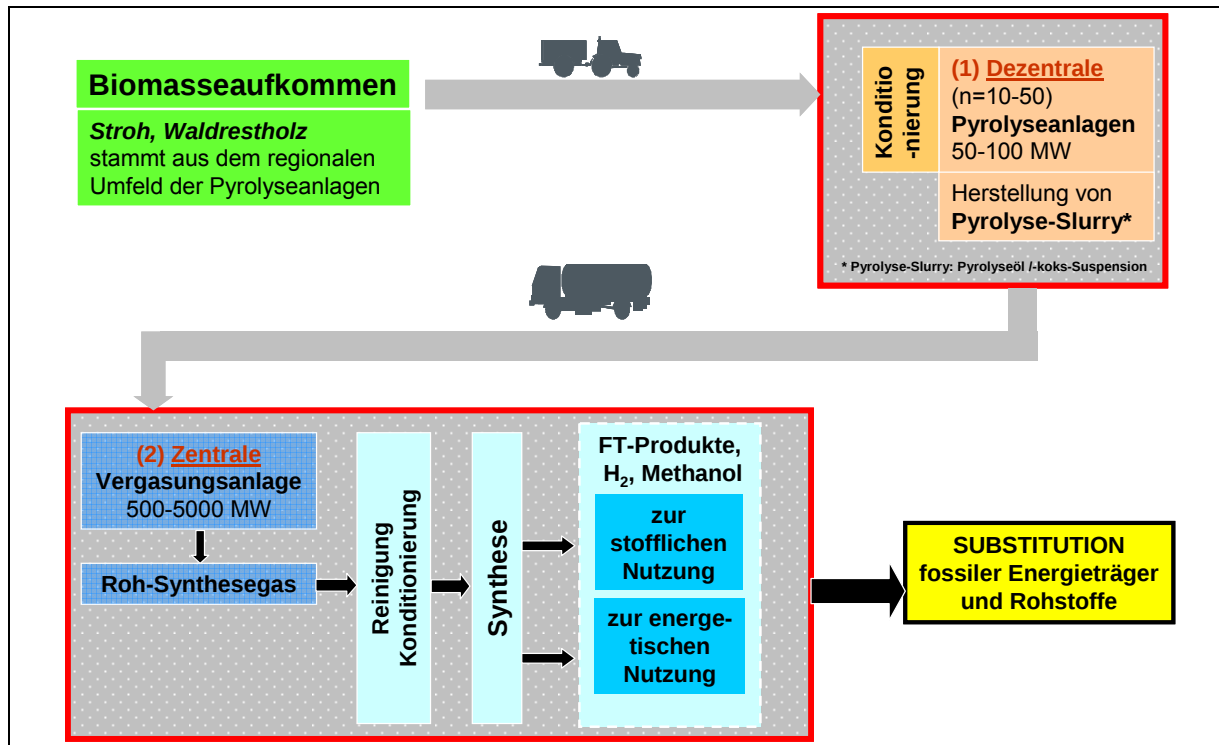


Abb. 1.1: Schema des bioliq®-Konzepts der dezentralen Pyrolyse und zentralen Vergasung mit FT-Synthese

Ziel dieser systemanalytischen Untersuchung ist es, die Bereitstellung von Kraftstoff aus Stroh und Waldrestholz nach dem oben skizzierten bioliq®-Verfahrenskonzept des Forschungszentrums Karlsruhe zu analysieren und anhand seiner technischen, ökonomischen und umweltrelevanten Kennwerte einer ersten Bewertung zuzuführen. Bei dieser Systemanalyse konzentriert sich die Untersuchung auf die Herstellung von FT-Kraftstoff; in späteren Untersuchungen soll auch die Synthese von Methanol oder DME berücksichtigt werden.

Für die Analyse und Bewertung des Verfahrens müssen die spezifischen Vorteile, aber auch die bestehenden Nachteile des verfolgten Verfahrens der Synthesegaserzeugung – einschließlich der vorgeschalteten Schnellpyrolyse und der nachgeschalteten Synthese von FT-Kraftstoff – bei unterschiedlichen Anlagengrößen herausgearbeitet und den konkurrierenden Alternativen gegenübergestellt werden. Dazu dient der Vergleich mit weiteren Vergasungstechnologien von Biomasse zur Stromerzeugung, insbesondere aber der Vergleich mit der alleinigen bzw. gekoppelten Wärme- und Stromgewinnung durch Verbrennung in Biomasseheizwerken, Biomasse(heiz)kraftwerken und mit der Co-Verbrennung von Biomasse in Kohlekraftwerken. Als Referenz werden diesen Technologien Verfahren zur Wärme-, Strom- und Kraftstoffbereitstellung gegenübergestellt, die auf dem Einsatz von fossilen Energieträgern (Erdöl, Erdgas und Steinkohle) beruhen.

Im Rahmen dieser systemanalytischen Untersuchungen wird jeweils die gesamte Prozesskette von der Erfassung der Bioenergieträger (Ernte) bis hin zur Bereitstellung der Endenergie (Wärme, Strom) bzw. der Kraftstoffe untersucht. Für die abschließende vergleichende Bewertung sind insbesondere die Merkmale Kosten, CO₂-Minderung und CO₂-Minderungskosten von Bedeutung.

Das Vorhaben des Forschungszentrums Karlsruhe ist in seiner Konzeption zunächst auf die energetische Nutzung von Getreidestroh (aschereiche, halmgutartige Biomasse) ausgerichtet. Durchgeführte Untersuchungen zeigen aber, dass hierfür eine Vielzahl verschiedener Biomaseträger geeignet ist. Aufgrund seines großen Aufkommenspotenzials für eine energetische Nutzung wird bei dieser durchgeführten Systemanalyse neben Getreidestroh auch Waldrestholz zur Wärme-, Strom- und Kraftstoffgewinnung berücksichtigt.

1.2 Methodisches Vorgehen

Nachfolgend wird kurz erläutert, wie bei den Abschätzungen zur Ökonomie, CO₂-Minderung und zu den Beschäftigungseffekten vorgegangen wurde; hierbei werden auch die wichtigsten Eingangsdaten, wie beispielsweise Kennwerte zu Stroh und Waldrestholz oder Preisannahmen für fossile Energieträger, dargestellt.

Im Rahmen dieser Studie kamen verschiedene Abschätzungen zur Anwendung, z.B. zur Wirtschaftlichkeit, zu den Emissionen von treibhausrelevanten Gasen oder zu den Beschäftigungseffekten. Dabei war es das Bestreben, technologieübergreifend möglichst einheitlich angelegte Abschätzungsmethoden anzuwenden. Es mussten jedoch Abstriche von einem strikt durchgehend gemeinsamen Methodenansatz gemacht werden, bedingt durch den technologieabhängigen unterschiedlichen Entwicklungsstand in einzelnen Prozessketten bzw. -modulen und die dadurch verursachten Unterschiede bei der Datenverfügbarkeit und -qualität. Der unterschiedliche technische Entwicklungsstand der betrachteten Pyrolyse- und Vergasungstechnologien, verglichen mit den Technologien der Verbrennung, sind hierfür ein Beispiel.

Nachfolgend werden diejenigen methodischen Elemente kurz beschrieben, bei denen ein technologieübergreifend gemeinsames Vorgehen möglich war. Auf Besonderheiten wird ergänzend in den technologieorientierten Kapiteln dieser Studie eingegangen.

Bei der Auswahl der betrachteten Verfahren der energetischen Nutzung war es das Bestreben, soweit wie möglich ein typisches Spektrum über die realisierten Technologien abzubilden. Aufgrund des Entwicklungsstandes konnte dies bei den Pyrolyse- und Vergasungstechnologien nur begrenzt umgesetzt werden. Hier musste vielmehr, in Anlehnung an Demonstrationsanlagen und unter Berücksichtigung von Lernkurven und größen- und stückzahlabhängigen Degressionsfaktoren, von modellhaften Anlagen ausgegangen werden.

1.2.1 Kennwerte zu Stroh und Waldrestholz

In Tab. 1.1 sind die wichtigsten physikalischen und chemischen Kenngrößen (TS-Gehalt, oTS-Gehalt, Schüttdichte und Heizwert) von Stroh und Waldrestholz zusammengestellt, die in den Prozessketten dieser Studie benötigt wurden.

Diese Angaben finden insbesondere im Zusammenhang mit den Kalkulationen zur Bereitstellung (vgl. Kap. 2.5) und energetischen Nutzung (vgl. Kap. 4 und 5) von Stroh und Waldrestholz Verwendung.

Tab. 1.1: Stroh und Waldrestholz – Gehalte an TS und oTS, Schüttdichten und Heizwerte (H_u)

	TS-Gehalt (% FM)	oTS-Gehalt (% TS)	Schüttdichte (Mg FM/m ³)	Heizwert H_u (MJ/kg FM)
Stroh (Weizen- u. Gersten-, gewichtet) Quaderballen	86	93	0,13	14,6
Waldrestholz, Hackschnitzel (HS) frisch geschlagen	50	96	0,40	7,9
3-6 Monate gelagert	65	96	0,30	11,0
Industrierestholz (unbelastet) Pellets	92	99	0,55	16,2

Quelle: Zusammenstellung in Anlehnung an DLG (1973, 1991a, 1991b), FNR (2000), Marutzky und Seeger (1999)

1.2.2 Ökonomie, CO₂-Minderung und Beschäftigungseffekte

Ökonomie

Bei den Abschätzungen zur Ökonomie der analysierten Technologien wurde in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 (VDI, 2000) von den nachfolgend aufgelisteten Rahmenbedingungen ausgegangen. Den ökonomischen Eckwerten liegt der Referenzzeitraum 2003/2004 zugrunde.

- Zinsen: 7 %
- Abschreibungszeiträume: 15-50 Jahre, je nach Anlagenteil (Technik, Bau)

Einen Überblick zu den in der Studie angesetzten **Energiepreisen** (Durchschnittswerte für das Jahr 2004) der fossilen Energieträger gibt Tab. 1.2.

Tab. 1.2: Preisannahmen für die fossilen Energieträger (Basis: 2004, ohne MWSt.)

Energieträger	Preis (€/MWh)
Heizöl (HEL) ^{a)}	
Kleinverbraucher (3000 l)	39
Heizwerk (500 kW)	36
Dieselmkraftstoff ^{a)}	
frei Raffinerie	30
Transportgewerbe	76
Land-/Forstwirtschaft (ohne Gasölverbilligung)	80
ab Tankstelle	80
Erdgas	
Haushalte (Kleinverbrauch)	43
Heizwerk (500 kW)	32
Kraftwerke (GuD)	21
Steinkohle	
Import-Kraftwerkskohle (frei Kraftwerk)	8
Strom	
Haushalte (Kleinverbrauch)	150
Großverbraucher:	
0,2 Mio. kWh/a	98
1,5 Mio. kWh/a	73
20 Mio. kWh/a	61

^{a)} ausgehend von einem durchschnittlichen Rohölpreis von 40 \$/bbl

Die Arbeitskosten in den einzelnen Prozessketten wurden, ausgehend von den unterschiedlichen Anforderungen, unter Zugrundelegung der in Tab. 1.3 aufgeführten Lohnansätze abgeschätzt. Dadurch wird bereits ein Teil der direkt mit den Prozessketten verbundenen Beschäftigungseffekte ausgewiesen. Weitergehende Annahmen und Kenndaten zu den jeweiligen Prozessketten finden sich in den Kapiteln 2, 4 und 5.

Tab. 1.3: Unterstellte Lohnansätze und Arbeitskapazitäten für die kalkulierten Arbeitskosten

		Arbeitskräfte in Land- und Forst- wirtschaft	Facharbeiter, Maschinenführer	Ingenieur, Wartungs- und Servicepersonal
Lohnansatz	(€/h)	14	22	30
Arbeitskapazität	(h/a)	2200 ^{a)}	1700	1700

^{a)} In Anlehnung an pers. Mitteilung des BMVEL (Ref. 425) vom 24. Oktober 2001

CO₂-Minderung

Bei den Angaben zu den treibhausrelevanten Emissionen wurden die Vorketten der Bereitstellung bei den fossilen Energieträgern mit berücksichtigt, jedoch nicht die mit dem Bau der Anlagen und der Maschinen verbundenen Emissionen. Abschätzungen zeigten, unter Anlehnung an Daten von GEMIS 4.13 (2002), dass eine Berücksichtigung dieser investiv bedingten CO₂-Emissionen die realisierbare Netto-CO₂-Minderung nur um 5 % (Kleinanlagen) bis 1 % (Großanlagen) schmälern würde. Aufgrund der Unsicherheit bei der Datenlage und des erkennbar geringen Effektes auf die Netto-CO₂-Minderung wurde folglich auf eine Berücksichtigung verzichtet.

In Tab. 1.4 sind die spezifischen Kennwerte zu den treibhausrelevanten Emissionen bei der Bereitstellung und energetischen Nutzung der fossilen Energieträger aufgeführt, die in der Studie als Prozessenergie bzw. als fossile Energieträger in den Referenzanlagen zum Einsatz kommen. Neben CO₂ wurden auch CH₄ und N₂O berücksichtigt und in der Summe als CO₂-Äquivalente (CO₂-Äq.) dargestellt. Dabei wurden die angeführten CO₂-Äquivalenzfaktoren (GWP₁₀₀) angewandt.

Tab. 1.4: Kennwerte zu den treibhausrelevanten Emissionen bei der Bereitstellung und energetischen Nutzung fossiler Energieträger

	Heizwert	Angaben in kg/MJ (H _u) Brennstoff			
	H _u (MJ/kg)	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Σ CO ₂ -Äq.
Steinkohle (Mix)	29,3	0,1003	5,13E-04	4,18E-06	0,112
Erdgas (Mix)	36,6 (MJ/Nm ³)	0,0604	1,61E-04	1,23E-06	0,064
Diesel	42,7	0,0836	1,51E-05	2,57E-06	0,085
Heizöl (HEL)	42,7	0,0831	8,21E-05	7,83E-07	0,085
		Angaben in kg/MJ Strom			
Strom-Mix Deutschland		0,1917	3,24E-04	6,38E-06	0,200
Bahnstrom (Mix) Deutschland		0,1585	6,01E-04	5,84E-06	0,173
CO ₂ -Äquivalenzfaktoren (GWP ₁₀₀)		1	21	310	

Angaben jeweils inklusiv Vorkette

Quelle: Daten wurden ausgewählt unter Auswertung von GaBi 3v2 (IKP, 1998), GEMIS 4.13 (2002) und TREMOD (1995)

Beschäftigungseffekte

Die Beschäftigungseffekte sind die maßgebliche Kenngröße, um Hinweise für eine „Einkommensalternative“ bei der Bereitstellung und energetischen Nutzung von Stroh und Waldrestholz abbilden zu können. Hierbei wurden nur die direkten und indirekten Beschäftigungseffekte ermittelt. Auf die Darstellung der induzierten Beschäftigungseffekte – induziert durch zusätzliches Einkommen (Kaufkraft) – wurde verzichtet, insbesondere aufgrund großer methodischer Unsicherheit und fehlender Daten.

Bei den Abschätzungen dieser Studie werden die Beschäftigungseffekte danach unterschieden, ob sie über den ermittelten Arbeitsbedarf (h) in den Prozessketten quantifiziert oder über den ökonomischen Zurechnungsschlüssel „Arbeitsproduktivität (inkl. importierte Güter) pro Erwerbstätigen“ abgeleitet wurden. Die Daten für die Abschätzung der Arbeitsproduktivität pro Erwerbstätigen stammen aus der Input-Output (I/O)-Rechnung des Statistischen Bundesamtes (2001) und des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW, 2001) für das Jahr 1997.

Den positiven Beschäftigungseffekten aus der Bereitstellung und energetischen Nutzung von Stroh und Waldrestholz muss gegenübergestellt werden, in welchem Umfang durch den verringerten Einsatz fossiler Energieträger zur Wärme-, Strom- und Kraftstoffproduktion Arbeitsplätze entfallen. In der Regel sind die ersetzten, alternativen fossilen Technologieketten technisch einfacher und in einem technisch fortgeschritteneren Entwicklungsstadium als die Technologien zur energetischen Nutzung von Biomasse. Dementsprechend sind sie in der Regel sowohl in der Investitionsphase als auch während der Betriebsphase weniger kostenintensiv und somit weniger beschäftigungswirksam. Die abgeschätzten Beschäftigungseffekte bei der Bereitstellung und energetischen Nutzung von Stroh und Waldrestholz werden folglich als „Mehrbeschäftigung“, gemessen an den ersetzten fossilen Technologieketten, dargestellt (vgl. Kap. 5).

Auf die Darstellung der möglichen Beschäftigungseffekte bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen wird an dieser Stelle aufgrund der noch bestehenden Datenunsicherheiten verzichtet.

Nachfolgend wird als Exkurs zu Lernkurven und Skaleneffekten näher erläutert, was die Hintergründe und methodische Vorgehensweise bei ihrer Verwendung sind. Dies scheint deshalb angebracht, da ihre Verwendung für die quantitative Ableitung von Kennwerten bei Verfahren eine große Bedeutung hat, die noch nicht Stand der Technik sind. Dies trifft sowohl für Pyrolyse- als auch Vergasungsverfahren zu.

1.2.3 Exkurs: Lernkurven und Skaleneffekte

Modelle, die Lern- und Skaleneffekte abbilden, kommen zur Abschätzung technischer, insbesondere aber ökonomischer Kennwerte neuer Technologien zum Einsatz. Dies trifft auch auf die Technologien des FZK-Konzepts zu, so dass eine ausführliche Darstellung der methodischen Hintergründe gerechtfertigt erscheint.

Modelle zur Abbildung von Lerneffekten werden als Lernkurven bezeichnet. Mit Hilfe von Lernkurven lassen sich eventuelle Entwicklungen der spezifischen Produktionskosten in Abhängigkeit der kumuliert installierten Kapazität bzw. kumuliert produzierten Menge einer Technologie darstellen.

Skaleneffekte treten bei der Erhöhung der Produktionsmenge auf, wenn die spezifischen Produktionskosten gleichzeitig sinken. Dafür verantwortlich sind Größendegressionen, Mengendegressionen oder eine Kombination aus beiden. Skaleneffekte lassen sich wie Lerneffekte

mit einer Art Lernkurve abbilden. Dabei werden eventuelle Entwicklungen der spezifischen Produktionskosten in Abhängigkeit der Anlagenkapazität bzw. der produzierten Menge dargestellt.

Die Ausnutzung von Lern- und Skaleneffekten soll letztendlich zu einer Senkung der spezifischen Produktionskosten führen. Diese lassen sich in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 6025 (1996) nach der folgenden Formel berechnen:

$$K_{\text{spez}} = \frac{K_K + K_V + K_B + K_S}{\text{Kap} \cdot \text{VLS} \cdot \eta} \quad (\text{Gl. 1.1})$$

K_{spez} : spezifische Produktionskosten in €/MWh_{out}

K_K : Kapitalgebundene Kosten in €/a

K_V : Verbrauchsgebundene Kosten in €/a

K_B : Betriebsgebundene Kosten in €/a

K_S : Sonstige Kosten in €/a

Kap: Kapazität der Anlage in MW_{in}

VLS: Volllaststundenzahl in h/a

η : thermischer Wirkungsgrad der Anlage

Die Anteile der oben aufgeführten Kostenblöcke an den Gesamtkosten können je nach Produktionssystem sehr unterschiedlich sein. Aufgrund der Abhängigkeit der Kostenblöcke untereinander beeinflusst die Ausnutzung von Lern- und Skaleneffekten mehrere Kostenblöcke gleichzeitig.

Nachfolgend wird die Ausnutzung von Lern- bzw. Skaleneffekten anhand der Entwicklung der spezifischen Investitionen in Abhängigkeit der kumuliert installierten Kapazität bzw. der Anlagenkapazität dargestellt.

Modelle zur Abbildung von Lern- und Skaleneffekten

Lernkurven lassen sich wie folgt darstellen:

$$C_n = C_1 \cdot X^{-b} \quad (\text{Gl. 1.2})$$

C_n : spezifische Investitionen der n-ten Produktionsanlage

C_1 : spezifische Investitionen der ersten Produktionsanlage

X: durch die Kapazität der ersten Anlage oder durch eine durchschnittliche Kapazität normierte kumuliert installierte Kapazität

b: Lernexponent („learning elasticity“)

Zusätzlich wird ein Fortschrittsfaktor P („progress ratio“) definiert:

$$P = 2^{-b} \text{ bzw. } b = - \frac{\lg P}{\lg 2} \quad (\text{Gl. 1.3})$$

Der Fortschrittsfaktor gibt an, um welchen Faktor die spezifischen Investitionen bei einer Verdoppelung der kumuliert installierten Kapazität fallen. Als Lernrate („learning rate“) wird der Wert 1-P definiert. Das Lernkurven-Modell kommt beispielsweise bei Abbell und Hammond (1979), Auerswald et al. (2000), Christiansson (1995), Grübler und Gritsevskii (1997), Neij (1997), Tseng et al. (1999), Wene (2000) und Wright (1936) zum Einsatz. Auerswald (2000) und Wene (2000) definieren X als die Größe für die normierte kumuliert produzierte

Menge. Die graphische Darstellung einer Lernkurve nach (Gl. 1.2) zeigt Abb. 1.2. Auf der rechten Seite ist die doppeltlogarithmische Darstellung abgebildet, die eine Gerade ergibt.

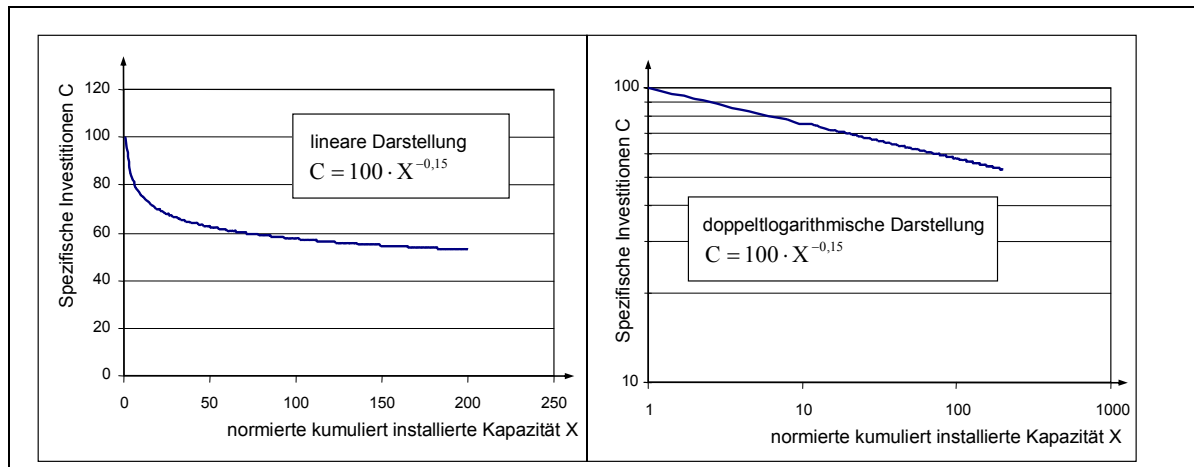


Abb. 1.2: Verschiedene graphische Darstellungen einer Lernkurve mit einem Fortschrittsfaktor $P=0,9$

Das Lernkurven-Modell gibt ein durchschnittliches Lernen der Technologie nach der Markteinführung wieder. Es berücksichtigt weder geringere Kostenreduktionen zu Beginn der Vermarktung der Technologie noch Plateaueffekte, wie sie aus empirischen Untersuchungen bekannt sind. Bei dem Vergleich mit empirischen Untersuchungen zeigt das Lernkurven-Modell jedoch eine akzeptable Genauigkeit.

Skalen- bzw. Größendegressionseffekte werden ähnlich wie Lernkurven definiert. Der Größendegressionsansatz lässt sich folgendermaßen darstellen:

$$\frac{I_2}{I_1} = \left(\frac{\text{Kap}_2}{\text{Kap}_1} \right)^m \quad (\text{Gl. 1.4})$$

I_1, I_2 : Investitionssumme Anlage 1 bzw. 2

$\text{Kap}_1, \text{Kap}_2$: Kapazität der Anlage 1 bzw. 2

m : anlagenspezifischer Größendegressionsexponent

Die Gleichung (Gl. 1.4) kann wie folgt umgestellt werden:

$$\frac{I_2}{\text{Kap}_2} = \frac{I_1}{\text{Kap}_1} \cdot \left(\frac{\text{Kap}_2}{\text{Kap}_1} \right)^{m-1} \quad (\text{Gl. 1.5})$$

Für $C_2 = \frac{I_2}{\text{Kap}_2}$, $C_1 = \frac{I_1}{\text{Kap}_1}$, $Y = \left(\frac{\text{Kap}_2}{\text{Kap}_1} \right)$ und $c = (1 - m)$ ergibt sich für den Größendegressionsansatz die Form:

$$C_2 = C_1 \cdot Y^{-c} \quad (\text{Gl. 1.6})$$

Nach dieser Definition lassen sich auch Mengendegressionen darstellen. Abschließend ist darauf hinzuweisen, dass viele Lernkurven, die aus Beobachtungen gewonnen wurden, neben Lern- auch Skaleneffekte mit einschließen (vgl. Day und Montgomery, 1983) und eine klare Trennung der beiden Effekte oft nicht möglich ist.

Im Folgenden werden Größenordnungen von Fortschrittsfaktoren und Größendegressionsexponenten für energie- und verfahrenstechnische Produktionssysteme präsentiert. Dabei wird unter Größendegression die Degression bei größer werdender Anlagenkapazität verstanden, so dass auch Mengendegressionen hier mit eingeschlossen werden.

Größenordnungen von Fortschrittsfaktoren und Größendegressionsexponenten

Eine einfache Klassifikation von Fortschrittsfaktoren für die Entwicklung der Investitionen von verschiedenen Produktionssystemen wurde von Grübler und Gritsevskii (1997) vorgenommen (siehe Tab. 1.5). Diese unterstellen der ausgereiften Technologie kein Lernpotenzial ($P=1$). Bei inkrementalem Lernpotenzial wird der Technologie das Potenzial an inkrementalen Verbesserungen zugeteilt ($P=0,9$). Der revolutionären Technologie wird ein hohes Lernpotenzial unterstellt ($P=0,7$).

Tab. 1.5: Klassifikation von Fortschrittsfaktoren

Lernphasen einer Technologie	Ausgereift	Inkremental	Revolutionär
Fortschrittsfaktor	1	0,9	0,7

In Tab. 1.6 sind exemplarisch Fortschrittsfaktoren von Technologien zur Stromerzeugung aus Biomasse und Kohle dargestellt. Die Fortschrittsfaktoren von IEA (2000) und MacGregor et al. (1991) sind Ergebnisse von empirischen Beobachtungen; die anderen sind abgeschätzte Fortschrittsfaktoren für die Zukunft. Nahezu alle angeführten Fortschrittsfaktoren liegen zwischen 0,8 und 0,9.

Der Größendegressionsexponent m nach Gleichung (Gl. 1.4) liegt bei energie- und verfahrenstechnischen Produktionssystemen zwischen 0,6 und 0,7 für einen bestimmten Kapazitätsbereich. Dieses Intervall hat sich für eine grobe Abschätzung der Größendegression von energie- und verfahrenstechnischen Anlagen etabliert. Ein Grund für Größendegressionseffekte ist, dass mit Vergrößerung der Anlagenkapazität die Anschaffungskosten für Maschinen und Apparate gewöhnlich innerhalb eines bestimmten Bereiches nicht proportional sondern unterproportional zunehmen (Rentz, 2002). Ab einer bestimmten Anlagengröße kommt es zu einer modularen Bauweise verschiedener Funktionseinheiten, so dass der Größendegressionsexponent der Anlage ab dieser Größe wieder steigt; die Mengendegressionen sind dabei bereits mitberücksichtigt.

Tab. 1.6: Fortschrittsfaktoren von Technologien zur Stromerzeugung aus Biomasse und Kohle

Technologie	Fortschrittsfaktor	Zeitraum	Quelle
Stromerzeugung aus Biomasse in der EU, verschiedene Technologien	0,85	1980-1995	IEA, 2000
Stromerzeugung aus Biomasse in den USA, verschiedene Technologien	0,88	2000-2010	Tseng et al., 1999
	0,90	2010-2015	
	0,91	2015-2030	
IGCC, Biomasse	0,82	1995-2030	Kouvaritakis et al., 2000
IGCC, Kohle	0,87	1980-1990	MacGregor et al., 1991
IGCC, Kohle	Lernen durch Erfahrung:	1995-2030	Kouvaritakis et al., 2000
	0,89		
	Lernen durch F&E:		
	0,95		

IGCC: Integrated Gasification Combined Cycle

Für Pyrolyse und Vergasung sowie die Synthesegasverwendung wurden in der Literatur folgende in Tab. 1.7 aufgelistete Größendegressionswerte gefunden:

Tab. 1.7: Größendegressionsexponenten für Pyrolyse- und Vergasungsanlagen (inkl. Gasverwendung)

Produkt/Prozess	Größendegressionsexponent	Kapazitätsbereich	Quelle
Bioöl/Schnellpyrolyse^{a)}	0,70	10 - 250 MW _{th}	Weiss, 2004
	0,87	ab 250 MW _{th}	eigene Abschätzung und Weiss, 2005
Kraftstoffherzeugung mittels FT aus Biomasse^{b)}	0,74	bis 400 MW _{th}	Tijmensen et al., 2002
	0,91	ab 400 MW _{th}	
Strom/Kohlevergasung	0,80	-	NREL, 1996

a) Pyrolyseeinheit, ohne Biomassekonditionierung

b) direkte Biomassevergasung, mit Biomassekonditionierung

Der Größendegressionsexponent für die Schnellpyrolyseeinheit liegt nach Aussage von Weiss (2004) bei 0,7 bis 250 MW_{th}; ab 250 MW_{th} erhöht sich der Größendegressionsexponent aufgrund der modularen Bauweise auf 0,87 (Weiss, 2005). Der Größendegressionsexponent für Anlagen zur Kraftstoffherstellung aus Biomasse liegt nach Tijmensen et al. (2002) bis 400 MW_{th} bei 0,74 und ab dieser Größe bei 0,91. Aufgrund der Tatsache, dass bei den Angaben von Tijmensen die Biomassekonditionierung und Lagerung berücksichtigt sind, dürften die Größendegressionsexponenten für eine Anlage zur Kraftstoffherstellung nach dem FZK-Konzept geringer ausfallen, da diese Effekte vor allem bei der dezentralen Pyrolyse auftreten. Darüber hinaus verringern sich die Größendegressionsexponenten bei der Synthesegasherstellung mit steigendem Druck (Bridgwater, 1995).

Fortschrittsfaktoren und Größendegressionsexponenten beim FZK-Konzept

Wie bereits mehrfach erwähnt, setzt sich das FZK-Konzept aus den Verfahrensschritten Schnellpyrolyse und Flugstrom-Druckvergasung zusammen, daran schließt sich die Gasreinigung, Gaskonditionierung und die Fischer-Tropsch-Synthese an.

Das Schnellpyrolyse-Konzept des Forschungszentrums Karlsruhe ist an die LR-Technologie der Firma Lurgi angelehnt. Zwischen 1950 und 2000 wurden von der Firma Lurgi 12 kommerzielle Anlagen mit einem Doppelschneckenreaktor gebaut (Weiss und Pagel, 2000). Der Schnellpyrolyse-Technologie nach dem Konzept des Forschungszentrums wird daher inkrementales Lernen unterstellt. Ein Fortschrittsfaktor von 0,9 bei einem kontinuierlichen Auf- und Zubau von Schnellpyrolyseanlagen mit dem Einsatzstoff Stroh und Waldrestholz erscheint angemessen. Der Größendegressionsexponent liegt bei 0,7 bis 250 MW_{th} bzw. bei 0,87 ab 250 MW_{th}.

Die Synthesegasherstellung schließt neben der Vergasung des Pyrolyse-Slurrys in einem Flugstrom-Druckvergaser die anschließende Gasreinigung und -konditionierung zur weiteren Verwendung mit ein. Die technische Entwicklung der Vergasung und der anschließenden Gasreinigung von Kohlenwasserstoffen ist eng verbunden mit der Entwicklung von Syntheseprozessen, die ein CO/H₂-reiches Gas verwenden. Hierbei handelt es sich im Wesentlichen um die Haber-Bosch-Synthese (1913), die Methanolsynthese (1924) und die Fischer-Tropsch-Synthese (1925). Seit dieser Zeit werden Kohlenwasserstoffe (Kohle, Erdöl, Erdgas) vergast und die entstehenden Gase für die weitere Synthese gereinigt und konditioniert. Biogene Einsatzstoffe sind im Gegensatz zu Kohle oder Erdgas heterogener zusammengesetzt und stellen höhere Ansprüche an die Technologien. Das Lernpotenzial wird höher als bei der Pyrolysetechnologie eingeschätzt. Es wird ein Fortschrittsfaktor von 0,85 unterstellt, da es vor allem

im Bereich der Gasreinigung in Zukunft zu Technologiesprüngen kommen könnte. Bzgl. der Größendegressionsexponenten wird beim FZK-Konzept ein Wert von 0,7 bis 400 MW_{th} unterstellt. Ab dieser Größenordnung muss mit einem Wert von 0,85 gerechnet werden.

Die Fischer-Tropsch-Synthese zur Kraftstofferzeugung wurde 1925 in Deutschland entwickelt (vgl. dazu auch Kap.3.3.2, S. 63 und Tab. 3.14, S. 64). Im zweiten Weltkrieg wurde damit in Deutschland Kraftstoff aus Kohle hergestellt. Danach gab es nur noch in Südafrika eine nennenswerte Produktion von Kraftstoffen mittels FT-Synthese. Die jährliche Kapazität liegt dort heute bei ca. 6 Mio. Mg Kraftstoff. Der Einsatzstoff ist Kohle. Für die nähere Zukunft sind etliche GtL-Großanlagen (Gas to Liquid) geplant, um Erdgas in entlegenen Gebieten nutzbar zu machen. Durch die technische Entwicklung von GtL-Anlagen könnten auch Impulse für BtL-Anlagen (Biomass to Liquid) genutzt werden. Vor diesem Hintergrund wird der Fischer-Tropsch-Technologie ein inkrementales Lernen unterstellt, und es wird von einem Fortschrittsfaktor von 0,9 ausgegangen. Größendegressionsexponenten für FT-Reaktoren konnten in der Literatur nicht gefunden werden.

2 Aufkommen und Bereitstellung von Stroh und Waldrestholz

Den nachfolgenden Ausführungen zum Aufkommen und zur Bereitstellung von Stroh und Waldrestholz wurden die Rahmenbedingungen von Baden-Württemberg zugrunde gelegt. Zur Einordnung wird zunächst im nachfolgenden Kapitel 2.1 eine Übersicht gegeben, welches Aufkommenspotenzial biogene Reststoffe in Deutschland und in Baden-Württemberg aufweisen und welchen Anteil Stroh und Waldrestholz hierzu beitragen. Dies schließt eine Abschätzung mit ein, welchen Beitrag diese biogenen Rest- und Abfallstoffe zur Deckung des Primärenergiebedarfs in Deutschland leisten könnten. Einige für das Aufkommen an Stroh und Waldrestholz maßgebliche Entwicklungen in der Land- und Forstwirtschaft Baden-Württembergs werden in Kapitel 2.2 aufgezeigt, bevor dann hierzu in Kapitel 2.3 detaillierte Angaben zum Aufkommenspotenzial gemacht werden. Hierbei wird auch Heu von überschüssigem Grünland berücksichtigt, da dessen energetische Nutzung eine Option darstellen könnte, um das nicht mehr für die Futterbereitstellung benötigte Grünland in der landwirtschaftlichen Bewirtschaftung halten zu können.

Als Exkurs wird anschließend in Kapitel 2.4 für zwei Anlagenstandorte in Baden-Württemberg – mit einem jährlichen Biomassebedarf von rd. 1 Mio. Mg Trockenmasse pro Standort – exemplarisch aufgezeigt, wie sich die für die Biomasseversorgung mit Stroh und Waldrestholz nötigen Erfassungsradien und die mit der Erfassung verbundenen Kosten und Beschäftigungseffekte konkret darstellen. Nach diesem Exkurs wird in Kapitel 2.5 anhand der Kennwerte Bereitstellungskosten, Beschäftigungseffekte und CO₂-Emissionen ein Überblick zur Bereitstellung von Stroh und Waldrestholz gegeben, in Abhängigkeit unterschiedlicher Transportentfernungen und Transportarten.

2.1 Aufkommen biogener Reststoffe in Deutschland und Baden-Württemberg

Das jährliche Aufkommen der in dieser Studie näher betrachteten Biomasseträger Stroh und Waldrestholz lässt sich hinsichtlich des Potenzials am besten einordnen, wenn man es in Vergleich setzt zu weiteren biogenen Rest- und Abfallstoffen, die ebenfalls für eine energetische Nutzung in Frage kommen (vgl. Abb. 2.1). Darüber hinaus ist es für die Einordnung wichtig, in welchem Umfang diese biogenen Rest- und Abfallstoffe insgesamt zur Deckung des Primärenergiebedarfs beitragen könnten. Nach diesem Überblick werden anschließend für Stroh und Waldrestholz detaillierte Ergebnisse zu den Verhältnissen in Baden-Württemberg vorgestellt.

Basis für die in Abb. 2.1 dargestellten Ergebnisse zum Aufkommen an organischer Trockensubstanz (oTS) sind teilweise sehr unterschiedliche Quellen und Vorgehensweisen. Die Angaben zum Aufkommen resultieren aus eigenen Abschätzungen (Überschussstroh und Gülle), unter Verwendung verschiedener statistischer Angaben (BMVEL, 2004, 2005a; StaLA, 2000-05; StaLA, 2004a,b), bzw. fußen auf einer aktuellen Literaturlauswertung (Waldrestholz, Industriestroh, Altholz) oder wurden den einschlägigen Quellen des Statistischen Bundesamts und des Statistischen Landesamts Baden-Württemberg entnommen (Bio-/Grünabfall, Haus-/Restmüll und kommunaler Klärschlamm).

In Deutschland beträgt das jährlich verfügbare Aufkommen an biogenen Reststoffen und Abfällen (Basis: 2002), das energetisch genutzt werden könnte, rd. 70 Mio. Mg oTS; in Baden-Württemberg sind dies rd. 8 Mio. Mg oTS (s. Abb. 2.1). Betrachtet man die Aufschlüsselung des Aufkommens, so wird deutlich, dass dieses mengenmäßig insbesondere durch die Land- und Forstwirtschaft bestimmt wird. Auf Bundesebene tragen Stroh und Waldrestholz mit 21 % bzw. 22 % zu diesem für eine energetische Nutzung verfügbaren Aufkommen bei; in Baden-Württemberg sind dies 12 % bzw. 31 %.

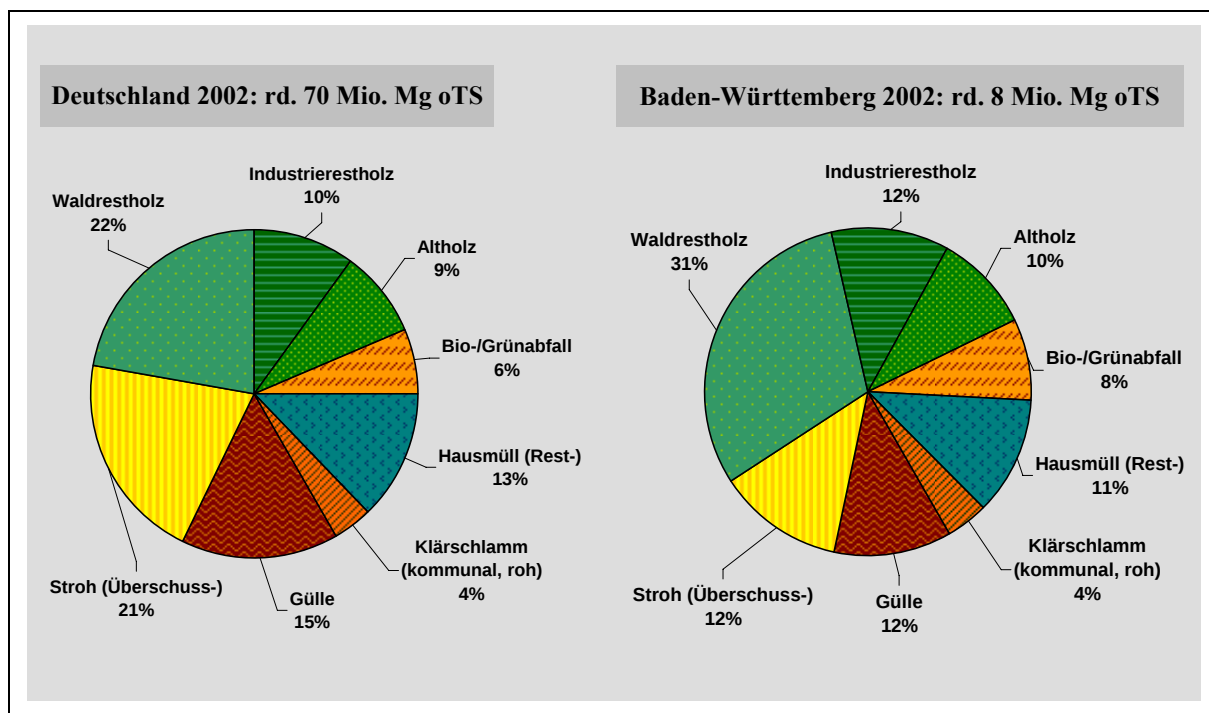


Abb. 2.1: Aufkommen an Stroh und Waldrestholz im Vergleich zu anderen biogenen Rest- und Abfallstoffen in Deutschland und Baden-Württemberg

Nicht berücksichtigt in diesen aufgeführten Potenzialabschätzungen ist das Pflegegut von Landschaftspflegeflächen, sowie von stillgelegten bzw. brach gefallenen Flächen der Landwirtschaft. In diese Rubrik ist beispielsweise auch das Heu von nicht mehr benötigtem Dauergrünland einzuordnen. Darüber hinaus könnte auch der Festmist aus der Landwirtschaft über die Biogasgewinnung zur energetischen Nutzung herangezogen werden. Das im Bereich Landschaftspflege potenziell verfügbare Aufkommen ist in den Angaben zur kommunalen Erfassung von Bio- und Grünabfall nicht bzw. nur zu geringen Teilen enthalten. In gleicher Weise ist – mit Ausnahme des Industriorestholzes – nicht berücksichtigt, in welchem Umfang biogene Rest- und Abfallstoffe aus dem Produzierenden Gewerbe energetisch genutzt werden könnten. Unter Berücksichtigung dieser zusätzlichen biogenen Rest- und Abfallstoffe könnte das auf 70 Mio. Mg oTS geschätzte Aufkommen für Deutschland, wie eigene Abschätzungen zeigen, um weitere ca. 5-15 Mio. Mg oTS erhöht werden.

Das angeführte Aufkommen von 70 Mio. Mg oTS pro Jahr entspricht einem jährlichen Pro-Kopf-Aufkommen von 0,85 Mg oTS bzw. einem Heizwert von rd. 420 Liter Heizöl und entspricht damit rd. 9 % des deutschen Primärenergiebedarfs. Werden, wie oben ausgeführt, weitere biogene Rest- und Abfallstoffe berücksichtigt, erhöht sich dieser relative Anteil auf über 11 %. Mit dieser Perspektive ist das angeführte Potenzial an biogenen Rest- und Abfallstoffen für eine energetische Nutzung keinesfalls als gering einzustufen. Nach Abschätzungen für das Jahr 2005 (BMU, 2006) decken Biomasse und biogene Rest- und Abfallstoffe in Deutschland rund 2,9 % des Primärenergiebedarfs ab; 2006 waren es 3,7 % (BMU, 2007). Zur Information: Insgesamt trugen 2005 erneuerbare Energieträger (einschließlich Wasser- und Windkraft) 4,6 % zur Energieversorgung in Deutschland bei, 2006 waren es bereits 5,3 %.

2.2 Maßgebliche Entwicklungen in der Land- und Forstwirtschaft Baden-Württembergs

Abschätzungen zum Potenzial von energetisch verwertbarer Biomasse aus der Land- und Forstwirtschaft werden von verschiedensten Faktoren und Entwicklungen bestimmt, die wiederum zeitlichen Schwankungen unterliegen. Nachfolgend sind zunächst für Getreidestroh und Heu von überschüssigem Grünland einige wesentliche Entwicklungen hinsichtlich Flächennutzung und Ertrag für den Zeitraum von 1979 bis 2003 aufgezeigt; hierbei wird auf Angaben des Statistischen Landesamts Baden-Württemberg zurückgegriffen (StaLA, 2000-2005). Dabei wird auch ein Vergleich mit der aktuellen Flächennutzung in Deutschland durchgeführt. Mit Blick auf die Entwicklungen bei der Waldnutzung werden abschließend wesentliche Eckwerte (z.B. Holzvorräte und Holzzuwächse) der beiden Bundeswaldinventuren aus den Jahren 1987 und 2002 vorgestellt.

2.2.1 Viehhaltung

Entwicklungen in der Viehhaltung sind deshalb maßgeblich, da hierdurch Flächen für die Futterproduktion (Ackerflächen und Grünland) gebunden werden. In Abb. 2.2 sind Entwicklungen zum Bestand an Rindvieh (insgesamt) und Milchkühen dargestellt. Hierbei ist in den letzten 25 Jahren ein deutlicher Rückgang festzustellen. In Folge davon ist zu erwarten, dass weniger Fläche für die Futterbereitstellung benötigt wird. Setzt sich dieser Trend fort, ist mit weiteren Flächenfreisetzungen zu rechnen. Der fortgesetzte Strukturwandel in der Landwirtschaft – verstärkt durch die aktuellen Entwicklungen in der EU-Agrarpolitik – dürfte diesen Effekt noch weiter verstärken.

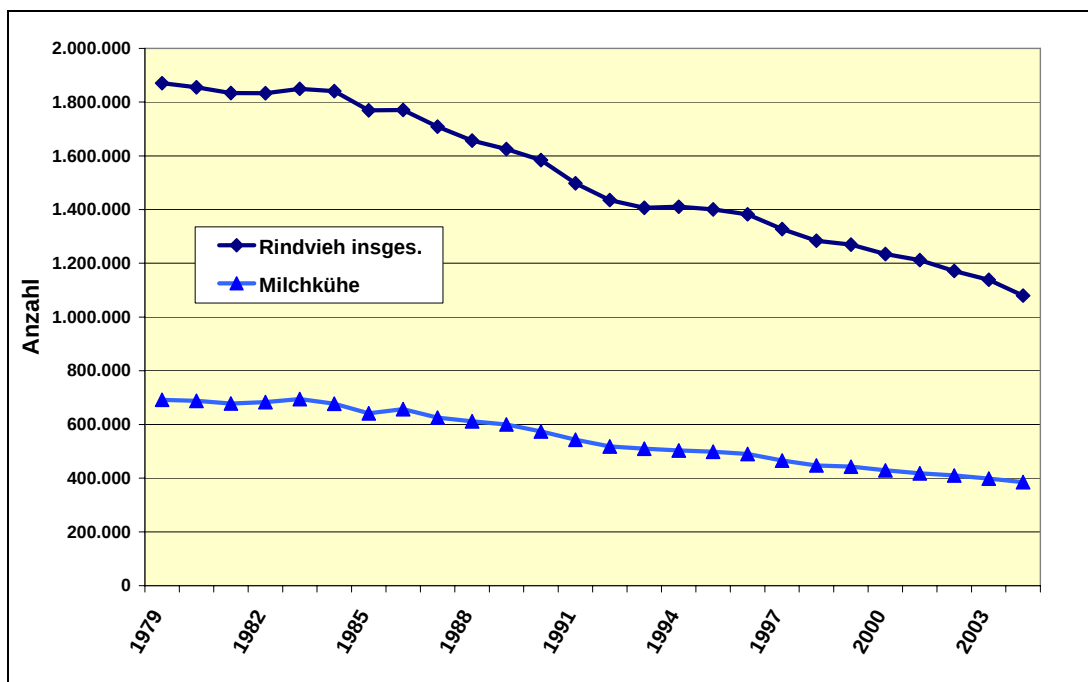


Abb. 2.2: Entwicklung der Rindviehhaltung in Baden-Württemberg

Auf den frei werdenden Ackerflächen könnten nachwachsende Rohstoffe (z.B. Getreide, Raps) für eine energetische oder stoffliche Nutzung angebaut werden. Bei den frei werdenden Grünlandflächen ist diese Möglichkeit nur dann gegeben, wenn einerseits der Umbruch zu Ackerland erlaubt ist und andererseits die Standortqualität (z.B. Hangneigung, Bodenqualität, Grundwasserstand) dies ermöglicht. Beide Aspekte führen dazu, dass der Umbruch von Grün-

land zu Ackerland in Zukunft nur sehr eingeschränkt möglich sein dürfte. Daraus folgt, dass dieses überschüssige Grünland zunehmend zu einem Problemfeld wird. Die Bereitstellung von Heu zur energetischen Nutzung ist eine Option, die in diesem Zusammenhang diskutiert wird. Der Rückgang der Rindviehhaltung hat darüber hinaus zur Folge, dass weniger Getreidestroh als Einstreu benötigt wird und somit für eine energetische Nutzung zur Verfügung stünde (vgl. Kap. 4).

2.2.2 Flächennutzung und Erträge

Die aktuelle Flächennutzung in Baden-Württemberg und Deutschland gibt Tab. 2.1 im Überblick wieder. Der Anteil der Ackerfläche an der Bodenfläche, der für ganz Deutschland bei rd. einem Drittel liegt, ist mit 23 % für Baden-Württemberg deutlich geringer. Der Anteil des Dauergrünlands ist in Baden-Württemberg mit rd. 16 % annähernd gleich dem Bundesdurchschnitt von rd. 14 %; dagegen liegt der Anteil der Waldfläche mit rd. 38 % deutlich über dem Bundesdurchschnitt von 29,5 %. Für Baden-Württemberg ist eine detaillierte regionale Verteilung der Ackerflächen, Grünland und Waldflächen der Abb. 2.6 (s. S. 23) zu entnehmen.

Tab. 2.1: Umfang und Anteil von Ackerflächen, Dauergrünland und Waldflächen in Baden-Württemberg und Deutschland

	Baden-Württemberg		Deutschland	
Fläche (Bezugsjahr)	(1000 ha)	(%)	(1000 ha)	(%)
Acker (2004)	832	23,3	11.899	33,3
Dauergrünland (2004)	562	15,7	4.913	13,8
Wald (2001)	1.358	38,0	10.531	29,5
Sonstige (Siedlungs-/Verkehrsflächen, u.a.) (2001)	823	23,0	8.360	23,4
Bodenfläche, insgesamt (2001)	3.575	100,0	35.703	100,0

Quelle: Statistisches Bundesamt (2005)

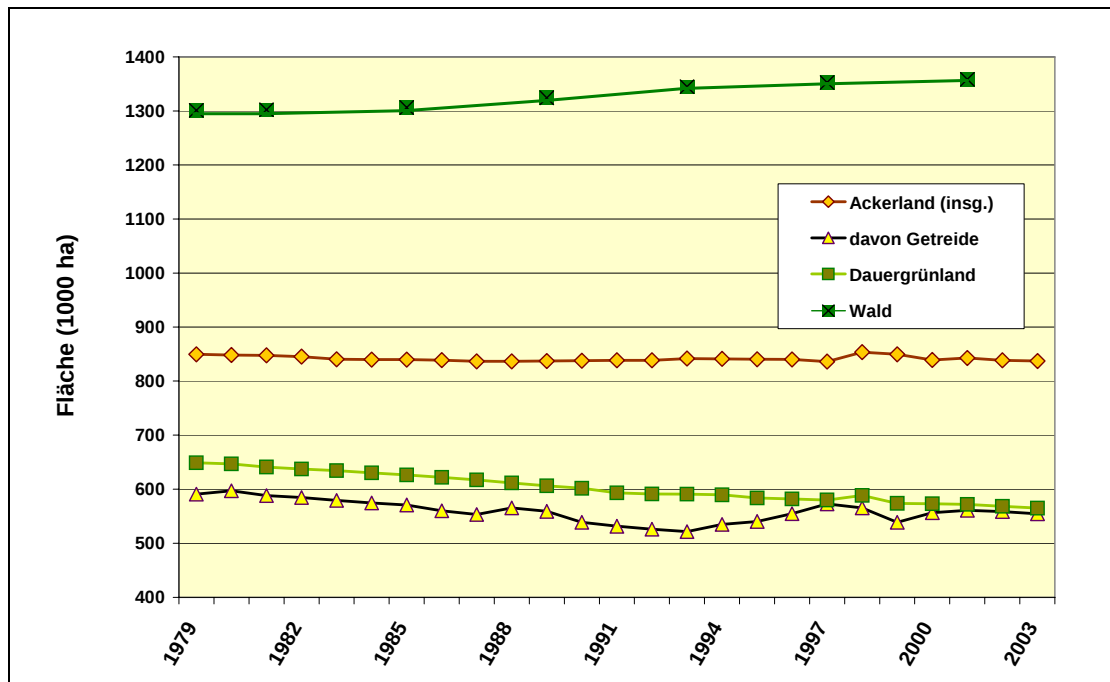


Abb. 2.3: Entwicklung der Wald-, Dauergrünland-, Getreide- und Ackerflächen in Baden-Württemberg

Betrachtet man die Entwicklung der Flächennutzung der letzten 25 Jahre in Baden-Württemberg – in diesem Zeitraum hat die Siedlungs- und Verkehrsfläche um 100.000 ha zugenommen –, dann ist nur bei der Waldfläche eine Zunahme festzustellen (s. Abb. 2.3). Die Ackerfläche blieb in diesem Zeitraum nahezu konstant; der Anbau von Getreide auf dieser Ackerfläche ging leicht zurück. Das Dauergrünland verminderte sich in dem dargestellten Zeitraum um rd. 80.000 ha. Dies liegt daran, dass nicht mehr für die Viehhaltung benötigtes Grünland in der Vergangenheit verstärkt in Ackerland umgewandelt wurde (vgl. Kap. 2.2.1). Dies hat die Nutzung von Ackerfläche zu Siedlungszwecken teilweise kompensiert.

Die in der Landwirtschaft realisierten Ertragssteigerungen haben bei nahezu gleich bleibenden Vermarktungsmöglichkeiten in den letzten 20 Jahren zu deutlichen Problemen auf dem EU-Agrarmarkt und dem Weltmarkt geführt. Die Einführung einer verpflichtenden Flächenstilllegung hat hier zwar teilweise Abhilfe geschaffen, aber auf Kosten des freien Welthandels und verbunden mit steigenden Kosten für die EU-Agrarpolitik. Auf diesen stillgelegten Ackerflächen ist die Produktion von nachwachsenden Rohstoffen – hierzu zählt auch Biomasse zur energetischen Nutzung – gestattet.

Wie aus Abb. 2.4 ersichtlich ist, sind in den letzten 25 Jahren insbesondere die Getreideerträge deutlich angestiegen, bei den Heuerträgen auf dem Grünland ist eine solche Entwicklung nicht zu beobachten. Markant ist der Ertragsseinbruch des Jahres 2003, bedingt durch die lang anhaltende Trockenheit während der Vegetationsperiode.

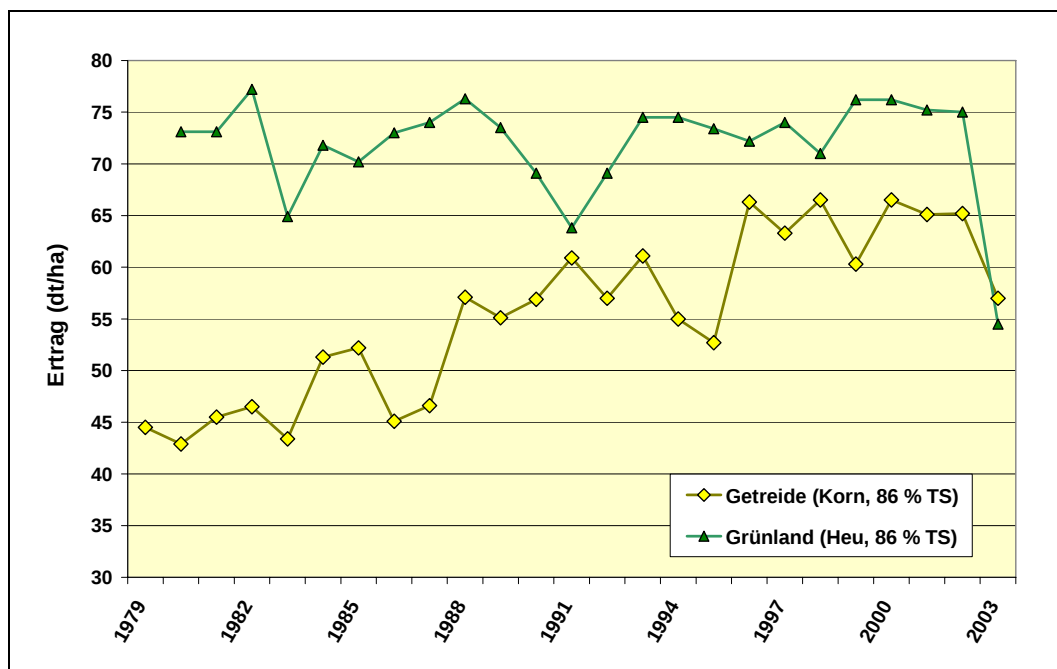


Abb. 2.4: Entwicklung der Getreide- und Heuerträge in Baden-Württemberg

2.2.3 Wald in Baden-Württemberg

Um einen statistisch gesicherten Gesamtüberblick über die großräumigen Waldverhältnisse und forstlichen Produktionsmöglichkeiten zu bekommen, erscheint es sinnvoll, auf die Daten der zweiten Bundeswaldinventur (Stichjahr 2002) zurückzugreifen. Durch den Vergleich mit den Daten der ersten Inventur (Stichjahr 1987) lassen sich neben der Darstellung des aktuellen Waldzustandes auch Aussagen über die Waldentwicklungsdynamik und über den Vorratzzuwachs sowie die Holznutzung machen (FVA, 2004a,b); Tab. 2.2 zeigt eine solche Gegenüberstellung.

Tab. 2.2: Eckwerte der Bundeswaldinventuren I und II für Baden-Württemberg

Daten zur Bundeswaldinventur (BWI)		BWI I (1987)	BWI II (2002)
Holzbodenfläche (1000 ha) ^{a)}		1.316	1.323
nach Baumart (%)	Nadelwald	65	57
	Laubwald	35	43
nach Eigentumsart (%)	Staatswald ^{b)}	24	24
	Körperschaftswald	39	40
	Privatwald	37	36
Vorrat (1000 m ³ VmR) ^{c)}		462.800	485.500
nach Baumart (%)	Nadelholz	72	65
	Laubholz	28	35
nach Eigentumsart (%)	Staatswald ^{b)}	23	21
	Körperschaftswald	38	37
	Privatwald (insgesamt)	39	42
	Kleinprivatwald (<5 ha)	14	17
	Mittlerer Privatwald (5 bis 200 ha)	13	14
	Großprivatwald (>200 ha)	12	11
nach Holzstärke ^{d)} (%)	Schwach	23	17
	Mittel	61	59
	Stark	16	24
Vorratsdichte (m ³ VmR/ha)		352	367

a) Einschließlich Blößen und Lücken

b) Einschließlich Bundeswald

c) Vorratsfestmeter (Maßeinheit für den stehenden Holzvorrat im Wald) Derbholz mit Rinde (Derbholz ist die Masse des Schaftes und der Äste eines Baumes über 7 cm Durchmesser)

d) Brusthöhendurchmesser: Schwachholz (<25 cm), Mittelholz (25 bis 50 cm), Starkholz (>50 cm)

Quelle: Kändler (2005); FVA (1993); BMVEL (2005b)

Anders als beispielsweise bei den Ackerflächen hat die mit Holz bestockte Fläche („Holzbodenfläche“) in Baden-Württemberg (Waldanteil rd. 38 %) leicht zugenommen. Insgesamt zeigt sich eine deutliche Verschiebung der Baumartenanteile hin zu den Laubbäumen; deren Anteil am Holzvorrat hat von 28 auf 35 % zugenommen. Besonders interessant ist die Tatsache, dass die in den Wäldern Baden-Württembergs stehenden Holzvorräte seit der Inventur von 1987 (trotz verstärkter Nutzung aufgrund der Sturmkatastrophen) bis zur BWI II (2002) auf 485,5 Mio. Vorratsfestmeter angestiegen sind, dies entspricht einem Zuwachs von rd. 5 %. Bezogen auf die Holzbodenfläche stieg somit der Vorrat auf nunmehr rund 367 Vorratsfestmeter pro Hektar. Damit verfügt Baden-Württemberg nach Bayern bundesweit über die größten Vorräte, sowohl absolut als auch flächenbezogen. Mit einem durchschnittlichen Zuwachs von rd. 14 m³ pro Hektar und Jahr liegt Baden-Württemberg, verglichen mit den anderen Bundesländern, sogar an der Spitze.

Eine entsprechende land-/stadtkreisspezifische Verteilung der Holzvorräte bzw. -zuwächse zeigt Abb. 2.5. Anhand der beiden dargestellten Kennwerte „Holzvorräte“ und „Jährlicher Holzzuwachs“ gibt diese Abbildung einen Einblick, in welchen Landkreisen (LK) Baden-Württembergs große Holzpotenziale vorhanden und im Kontext mit der energetischen Nutzung zu diskutieren sind. Beim dargestellten jährlichen Holzzuwachs handelt es sich um den Bruttozuwachs, d.h. ohne Berücksichtigung der jährlichen Holznutzung.

Im Vorgriff auf den Exkurs in Kapitel 2.4 sind in Abb. 2.5 bereits die beiden Anlagenstandorte markiert, für die die Bereitstellung von jeweils 1 Mio. Mg TM/a an Stroh und Waldrestholz näher untersucht wurde.

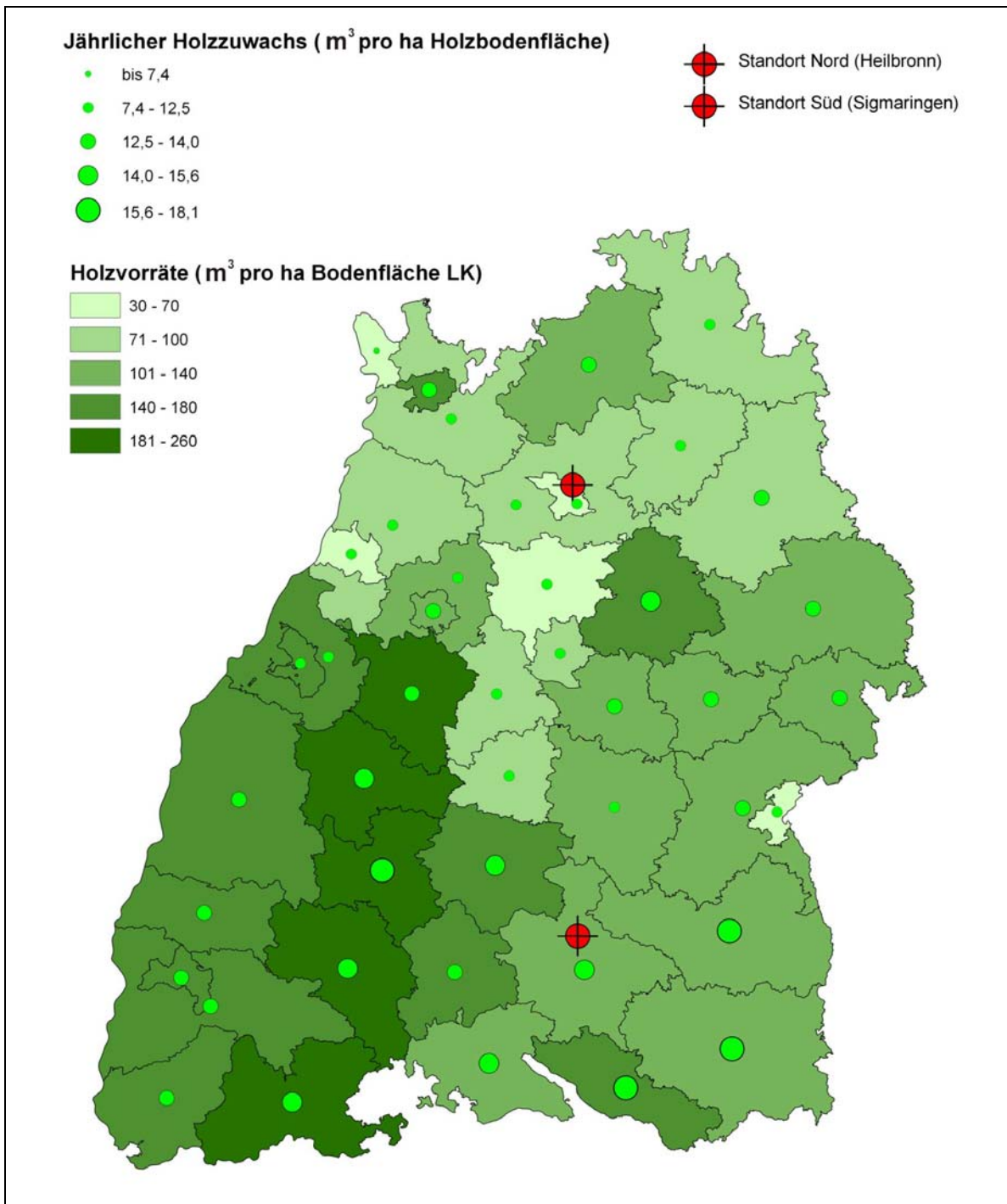


Abb. 2.5: Wald in Baden-Württemberg – Holzvorrat und -zuwachs nach BWI II

2.3 Aufkommen an Stroh und Waldrestholz in Baden-Württemberg

Neben der Darstellung des jährlichen Aufkommens an Stroh und Waldrestholz wird auch auf das Aufkommen an Heu von überschüssigem Grünland eingegangen, da dieses nicht mehr als Futter benötigt wird und daher potenziell für eine energetische Nutzung zur Verfügung steht. Insofern ist eine Abschätzung zum energetisch nutzbaren Heuaufkommen von Interesse. Es ist hier aber anzumerken, dass sich in den nachfolgenden Kapiteln die Ausführungen zur Bereitstellung und energetischen Nutzung ausschließlich auf Stroh und Waldrestholz konzentrieren, da für Heu bisher keine technischen und ökonomischen Abschätzungen zur energetischen Nutzung für die Kraftstoff-, Strom- und Wärmebereitstellung durchgeführt wurden.

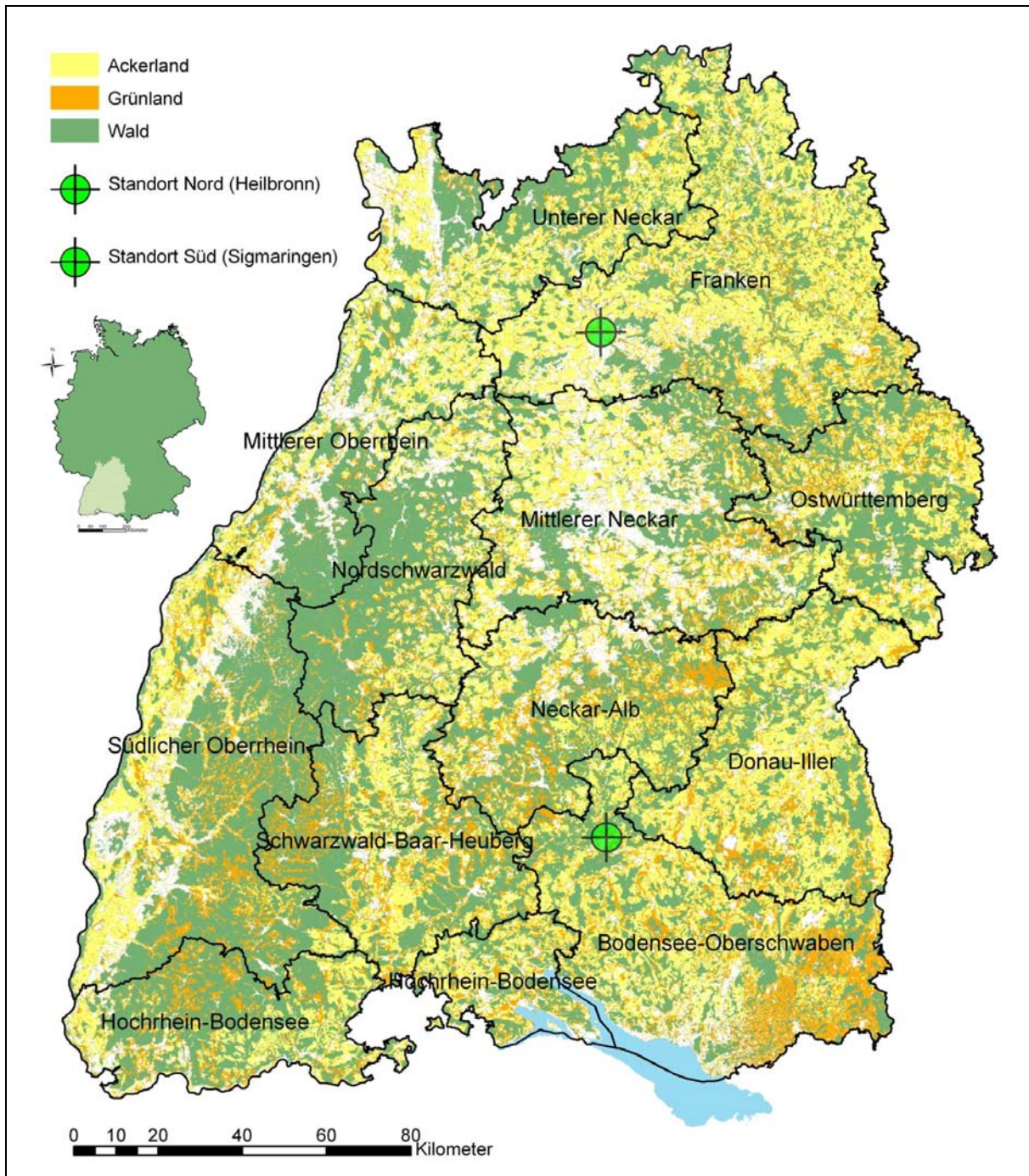


Abb. 2.6: Verteilung der Acker-, Grünland- und Waldflächen in den Regionen Baden-Württembergs

Ausgangspunkt für die Abbildung der regionalen Verteilung des Aufkommens an Stroh, Heu und Waldrestholz sind die Acker-, Grünland- und Waldflächen, wie sie in regionaler Differenzierung in Abb. 2.6 für das Bezugsjahr 2001 dargestellt sind.

Basis für Abschätzungen zum potenziell energetisch nutzbaren Strohaufkommen ist die mit Getreide bestellte Ackerfläche. Da der Anbau von Getreide sich mit der Fruchtfolge über die jeweils zur Verfügung stehende Ackerfläche verteilt, lässt sich das entsprechende Strohaufkommen nicht flächengenau darstellen; die Flächenbasis ist hierbei folglich immer die gesamte Ackerfläche. In analoger Weise trifft dies für das abgeschätzte Aufkommen an Heu von überschüssigem Grünland zu; auch hier stellt das gesamte Grünland die Flächenbasis dar. Das Aufkommen an Waldrestholz kann dagegen flächengenau den Waldflächen zugewiesen werden. Es ist hier allerdings anzumerken, dass aufgrund diverser Restriktionen (z.B. Hangneigung, Schutzstatus) das Aufkommen auf diesen Flächen keinesfalls homogen verteilt ist.

2.3.1 Stroh und Heu

Hinsichtlich der energetischen Nutzung von Stroh ist nur diejenige Strohmenge von Interesse, welche unter Berücksichtigung diverser Restriktionen bzw. alternativer Verwendungsmöglichkeiten vom Feld abgefahren werden könnte („Überschussstroh“). Diese Menge wird in erster Linie durch den Umfang der mit Getreide bebauten Ackerfläche bestimmt.

Für die Berechnung des energetisch nutzbaren Potenzials an Stroh auf Landkreisebene wurde zunächst die kreisspezifisch anfallende Brutto-Strohmenge ermittelt, unter Berücksichtigung der Getreideanbaufläche des Jahres 2003, der Kornerträge (Jahresmittel 1999-2003) und des Korn-/Strohverhältnisses. Davon wurden dann, in Abhängigkeit des Viehbestandes, die Strohmenngen für Einstreu und Fütterung abgezogen. Bezüglich der verfütterten Menge wurde auf eine Abschätzung des BMVEL (2001) zurückgegriffen, wonach bundesweit durchschnittlich rund 130 kg Stroh pro Großvieheinheit (GVE) und Jahr verfüttert wurden. Die als Einstreu für die Viehhaltung erforderliche Strohmenge beruht auf eigenen Abschätzungen.

Tab. 2.3: Abschätzung zum energetisch nutzbaren Strohpotenzial in Baden-Württemberg für 2003

	Einheit	2003
Ackerfläche	1000 ha	837
dv. Getreidefläche (ohne Mais)	1000 ha	480
Hektarertrag (Stroh) ^{a)}	Mg FM/ha	5,8
Großvieheinheit (GVE) ^{b)}	1000	1.141
Reststrohaufkommen (brutto)	1000 Mg FM	2.850
Einstreu ^{c)} + Verfütterung	1000 Mg FM	900
Reststrohaufkommen (netto)	1000 Mg FM	1.950
bezogen auf die Ackerfläche	Mg FM/ha	2,3
Energetisch nutzbar ^{d)}	1000 Mg FM	1.170 (975 - 1.365)
Energetisch nutzbar ^{e)}	1000 Mg TM	1.005 (840 - 1.170)

a) Mittelwert der Hektarerträge aus den Jahren 1999 bis 2003

b) 1 GVE entspricht 500 kg Lebendgewicht; tierartspezifischer Umrechnungsschlüssel siehe StaLA (2002)

c) Hierbei wurde davon ausgegangen, dass Rinder u. Schweine zu 25 % auf Einstreu standen.

d) Annahme: Unter Berücksichtigung der Humusbilanz könnten 60 % (50-70 %) des Reststrohaufkommens entnommen werden.

e) Annahme: TS-Gehalt = 86 % der FM

Quelle: Eigene Abschätzungen auf Basis der statistischen Berichte des Statistischen Landesamtes BW (StaLA, 2000-2005)

In Tab. 2.3 sind die Ergebnisse dieser Strohrechnung für Baden-Württemberg für das Jahr 2003 dargestellt. Demzufolge ergibt sich in Baden-Württemberg ein Reststrohaufkommen von rund 2 Mio. Mg FM, bei einem unterstellten TS-Gehalt von 86 %. Um einer Humusverarmung des Bodens vorzubeugen, wurde angenommen, dass höchstens 60 % (50-70 %) dieser Menge zum Zwecke der energetischen Nutzung abgefahren werden könnten. Dies entspricht rd. 1,2 Mio. Mg FM bzw. rd. 1,0 Mio. Mg TM (vgl. Tab. 2.3). Die Verteilung dieses Strohaufkommens auf die einzelnen Landkreise Baden-Württembergs, in Form von Aufkommensdichten, kann der Abb. 2.7 entnommen werden.

Die Angaben zum für eine energetische Nutzung verfügbaren Heu von überschüssigem Grünland basieren auf Abschätzungen aus dem ITAS-Projekt „Energie aus dem Grünland – eine nachhaltige Entwicklung?“ (Rösch et al., 2005). Hierbei wurde zunächst auf Kreisebene in Abhängigkeit vom Bestand an Rindern, Pferden und Schafen der Bedarf an Rauhfutter (Gras, Heu) abgeschätzt und in Abgleich mit der Rauhfutterlieferung vom Acker (insbesondere Silomais) gebracht. Hieraus resultierte dann die für die Rauhfutterversorgung benötigte Grünlandfläche. Die Differenz von benötigter zur tatsächlich vorhandenen Grünlandfläche wurde als „überschüssiges“ Grünland ausgewiesen. Nach diesen Abschätzungen können von den derzeit rd. 560.000 ha Grünland in Baden-Württemberg (vgl. Tab. 2.1) rd. 140.000 ha als überschüssig eingestuft werden; daraus resultiert ein jährliches Aufkommen von rd. 0,7 Mio. Mg TM an Heu, das potenziell energetisch genutzt werden könnte. Abb. 2.7 zeigt, wie sich dieses Aufkommen auf die Landkreise Baden-Württembergs verteilt.

2.3.2 Waldrestholz

Waldrestholz ist im Hinblick auf das in Baden-Württemberg gegebene Potenzial, welches zurzeit nur in geringem Umfang genutzt wird, ein viel versprechender Energieträger. Dabei handelt es sich zum einen um Rückstände (Waldrestholz) nach einem Stammholzeinschlag und zum anderen um Durchforstungsholz aus der Pflege von Jungbeständen (Schwachholz), die in der Regel im Bestand verbleiben.

Die Abschätzungen zum jährlichen Aufkommen an Waldrestholz basieren grundsätzlich auf zwei unterschiedlichen Vorgehensweisen. Gestützt auf die Ergebnisse der beiden Bundeswaldinventuren (1987 bzw. 2002) (FVA, 1993; FVA, 2004a,b), werden einerseits die regionspezifischen Holzvorräte und im Rahmen dieser Bestandsaufnahme auch der im Wald tatsächlich realisierte Holzeinschlag abgeschätzt. Daraus kann der Anteil an Restholz abgeleitet werden, der potenziell für eine energetische Nutzung zur Verfügung steht. Die Ergebnisse solcher Abschätzungen dürften die obere Grenze des theoretisch nutzbaren Potenzials bilden.

Andererseits ergibt sich eine Untergrenze aus Abschätzungen, bei denen zur Ermittlung des Potenzials auf die von den Landesforstverwaltungen (Forsteinrichtungsplanung) in forststatistischen Berichten dokumentierten Einschlagszahlen zurückgegriffen wird. Das Ergebnis solcher unterschiedlicher Abschätzungen zum Waldrestholzaufkommen für Baden-Württemberg ist in Tab. 2.4. dargestellt. Aktuell dürften – in Anlehnung an Sigmund und Frommherz (2000) – dem Wald schätzungsweise rd. 0,5-0,7 Mio. Mg TM an Holz zur energetischen Nutzung direkt entnommen werden. In grober Näherung könnte davon ausgegangen werden, dass diese Nutzung zu ca. 40 % (0,2-0,3 Mio. Mg TM) über Waldrestholz erfolgt.

Wie Tab. 2.4 zeigt, liegt das geschätzte jährliche Aufkommen an Waldrestholz (je nach Methodik bzw. Autor) zwischen 1,1 und 2,5 Mio. Mg TM. Die Ergebnisse der zweiten Bundeswaldinventur zeigten (vgl. Tab. 2.2, S. 21), dass die Holzvorräte in Baden-Württemberg seit der ersten Bundeswaldinventur trotz der Sturmkatastrophen in den Jahren 1990 und 1999 und einer daraus resultierenden verstärkten Nutzung deutlich zugenommen haben. So verfügt Ba-

den-Württemberg im Bundesvergleich nach Bayern immer noch über die größten Holzvorräte. Diese Vorratszunahme dürfte sich mittelfristig in ähnlicher Weise fortsetzen, wenn es nicht gelingt, über verbesserte Absatzmöglichkeiten des Holzes für die werkstoffliche und energetische Nutzung den Holzeinschlag vornehmlich im kleinen und mittleren Privatwald merklich zu erhöhen. Die aktuellen Preisentwicklungen auf dem Brennholzmarkt deuten bereits an, dass es für den Privatwaldbesitzer zunehmend interessant wird, Holz bereit zu stellen.

Tab. 2.4: Abschätzungen zum jährlichen technischen Aufkommenspotenzial an Waldrestholz in Baden-Württemberg

		Potenzialabschätzung nach:			
		Sigmund und Frommherz (2000)	Dieter et al. (2001)	ITAS	ITAS
Datenbasis		Jahresbericht der Landesforstverwaltung 1998	Bundeswaldinventur I (1987) ¹⁾	Jahresbericht der Landesforstverwaltung 2002 ²⁾	Bundeswaldinventur II (2002) ³⁾
Waldfläche ^{a)} (ha)		1.313.000	1.316.000	1.318.000	1.323.000
Aufkommen	(1000 Mg TM)	1.120 ^{b)}	2.500 ^{c)}	1.150	1.700
	(Mg TM/ha)	0,9	1,9	0,9	1,3

^{a)} Holzbodenfläche einschließlich Blößen und Lücken

^{b)} Von den Autoren berechnetes technisches Gesamtpotenzial; als leicht verfügbares Potenzial wurden 871.000 Mg TM ausgewiesen

^{c)} davon Schwachholz: rd. 1,0 Mio. Mg TM

Quelle: ¹⁾ FVA (1993); ²⁾ MLR (2003a); ³⁾ BMVEL (2005b)

Hierbei bietet die energetische Holzverwertung eine Möglichkeit, zusätzliche Holzmengen zu mobilisieren. Dies könnte insbesondere für diejenigen Sortimente oder Holzdimensionen von Bedeutung sein, welche für die klassische stoffliche Verwertung nicht (mehr) interessant sind (Kändler, 2005). Folglich dürfte langfristig das tatsächlich verfügbare Aufkommen an Waldrestholz zur energetischen Nutzung in Baden-Württemberg bei über 2 Mio. Mg TM/a angesiedelt sein. In der nachfolgenden Zusammenstellung zur Aufkommensdichte wird von einem potenziell für eine energetische Nutzung verfügbaren Aufkommen an Waldrestholz von 1,7 Mio. Mg TM pro Jahr ausgegangen.

2.3.3 Aufkommensdichte an Stroh, Heu und Waldrestholz

Betrachtet man abschließend das für eine energetische Nutzung potenziell verfügbare Aufkommen an Heu von überschüssigem Grünland (0,7 Mio. Mg TM), Reststroh (1,0 Mio. Mg TM) und Waldrestholz (1,7 Mio. Mg TM), so ergeben sich für Baden-Württemberg insgesamt rd. 3,4 Mio. Mg TM Biomasse pro Jahr. Bezogen auf die Fläche des Landes Baden-Württemberg resultiert daraus eine durchschnittliche Aufkommensdichte von rd. 1,0 Mg TM/ha. In Abb. 2.7 sind die Ergebnisse zu den Aufkommensdichten der angeführten Biomasseträger auf Stadt-/Landkreisebene Baden-Württembergs dargestellt.

Wie nicht anders zu erwarten, stehen die dargestellten Aufkommensdichten an Reststroh und Waldrestholz in Abhängigkeit der jeweils vor Ort dominierenden Landnutzungsformen (Grünlandwirtschaft, Acker- und Waldbau, vgl. Abb. 2.6, S. 23). Demnach bieten hinsichtlich des Strohs die Landkreise der Region Franken und Donau-Iller die größten Aufkommenspotenziale, während die größten Aufkommensdichten an Waldrestholz in den Landkreisen im Bereich des Schwarzwalds liegen. Die höchsten Aufkommensdichten für das Heu von überschüssigem Grünland sind in den Regionen Neckar-Alb und Mittlerer Neckar zu finden.

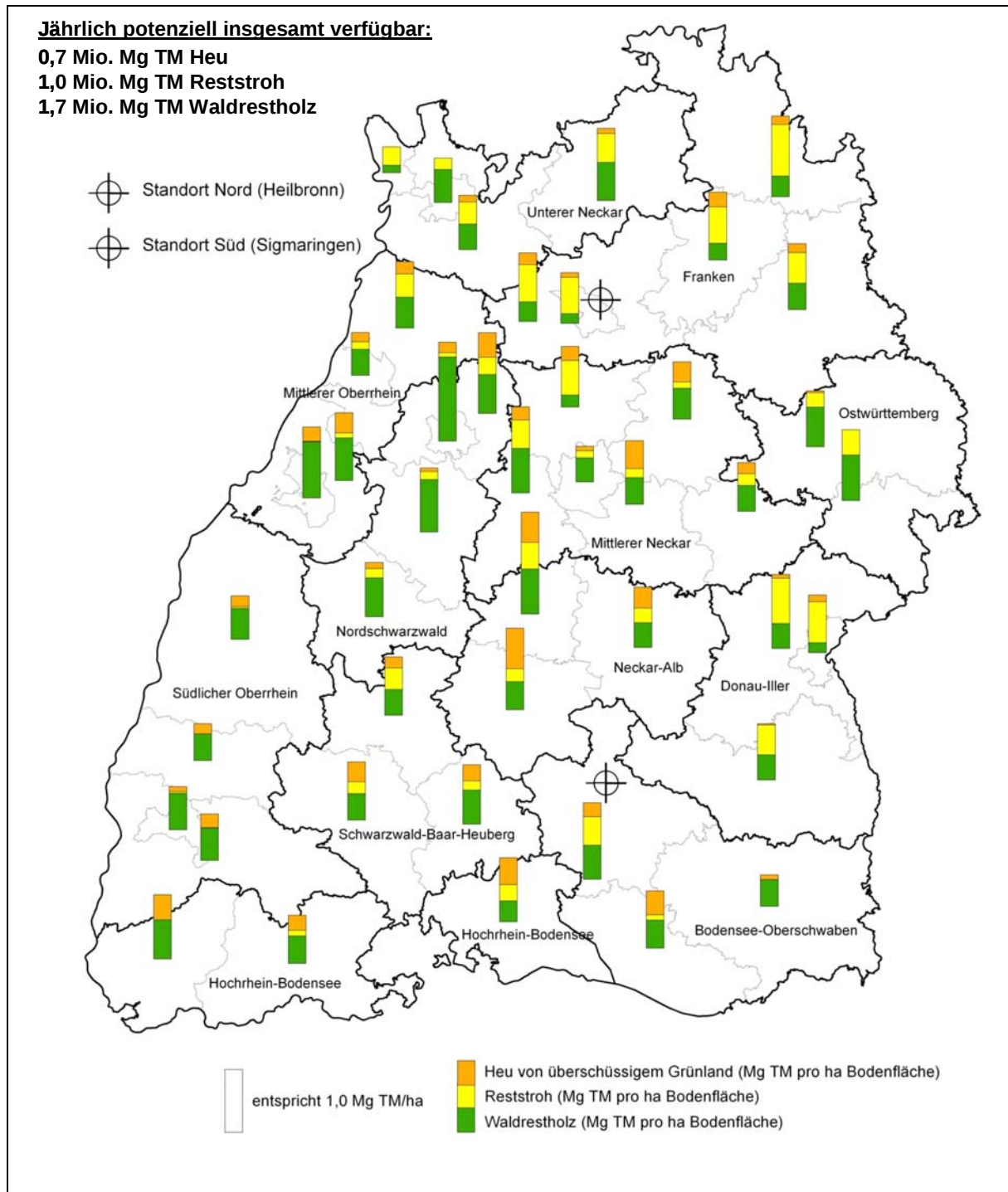


Abb. 2.7: Aufkommensdichte an Heu, Reststroh und Waldrestholz in Baden-Württemberg

2.4 Exkurs: Versorgung von zwei Anlagenstandorten in Baden-Württemberg mit Stroh und Waldrestholz

Mit dem Exkurs zur Versorgung von zwei konkreten Anlagenstandorten in Baden-Württemberg mit Stroh und Waldrestholz sollte unter regionalen Rahmenbedingungen untersucht und illustriert werden, mit welchen Kosten die Bereitstellung von Stroh und Waldrestholz verbunden ist und welche Beschäftigungseffekte damit einhergehen. Der hier gegebene Einblick auf Vorgehensweise und Ergebnisse basiert auf einer Untersuchung, die im Auftrag der DaimlerChrysler AG durchgeführt wurde (Leible et al., 2005). Während bei der angeführten Studie neben Stroh und Waldrestholz auch Heu (von überschüssigem Grünland) und Silomais berücksichtigt wurden, wird in den nachfolgenden Ausführungen auf die beiden letztgenannten Biomasseträger verzichtet.

2.4.1 Zielsetzung und Auswahl der Anlagenstandorte

Zielsetzung der Untersuchung war die Sicherstellung der ganzjährigen Versorgung von zwei Konversionsanlagen in zwei Regionen Baden-Württembergs mit jeweils 1 Mio. Mg TM an Biomasse; dies entspricht einer Produktion von jeweils 200.000 Mg/a synthetischer Kraftstoffe. Da bei dieser Anlagengröße jeweils von mindestens zwei Reaktorlinien (Vergaser) für die Synthesegaserzeugung ausgegangen werden kann, wird unterstellt, dass diese parallel mit verschiedenen Biomasseträgern betrieben werden. Die Biomassebereitstellung, insbesondere aber der Anlagenbetrieb, gestaltet sich hierdurch deutlich flexibler.

Bei den Abschätzungen des für eine energetische Nutzung verfügbaren Biomassepotenzials wurde immer – soweit nicht anderes angeführt – vom technischen Potenzial ausgegangen; gegenüber dem theoretischen Potenzial sind hier technische und ökologisch begründete Beschränkungen berücksichtigt. Unter zusätzlicher Beachtung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen lässt sich hieraus das wirtschaftliche Potenzial ableiten.

Unter Berücksichtigung des abgeschätzten Biomasseaufkommens und der bestehenden Verkehrsinfrastruktur wurden zwei Standorte ausgewählt. Hierbei war angedacht, einen Standort darzustellen, welcher verstärkt auf der Basis von landwirtschaftlicher Biomasse (z.B. Stroh, Heu, u.a.) versorgt werden kann; hierfür wurde der Standort Heilbronn (Standort „Nord“) ausgewählt. Der andere Standort, welcher vorrangig mit Waldrestholz beliefert werden sollte, wurde auf Sigmaringen (Standort „Süd“) festgelegt.

Schnittstelle für die Bereitstellung war die Lieferung der Biomasse frei Anlage (3-Tage-Lager an der Anlage). Auf anlagenspezifische Anforderungen an den Biomasseträger wurde nicht eingegangen, vielmehr muss dessen spezielle Konditionierung (Trocknung, Zerkleinerung) an der Anlage vorgenommen werden.

Neben der im vorigen Kapitel abgeschätzten Aufkommensdichte an potenziell verfügbarer Biomasse ist für die Auswahl möglicher Anlagenstandorte insbesondere relevant, welches Verkehrsnetz (Infrastruktur) vor Ort gegeben ist. In Abb. 2.8 ist der Verlauf der Hauptverkehrsstraßen, Bundesautobahnen, Bahnstrecken (einschließlich der für Holz und Stroh geeigneten Verladebahnhöfe) als auch der beschiffbaren Wasserstraßen (einschließlich Binnenhäfen) abgebildet.

Hierbei ist zu sehen, dass sich der Standort Nord (bei Heilbronn) durch eine sehr gute Anbindung sowohl an Bundesautobahn, Bahnstrecke als auch Wasserstraße (Neckar) auszeichnet. Demgegenüber ist der Standort Süd (bei Sigmaringen) deutlich benachteiligt, da ihm eine direkte Anbindung an die Bundesautobahn als auch an die Wasserstraße fehlt. Geht man davon aus, dass die ausgewählten Standorte sich die Option offen halten wollen, Biomasse auch

überregional (außerhalb von Baden-Württemberg oder Deutschlands) beziehen zu können, verdeutlicht dies den logistischen Nachteil des Standorts Süd.

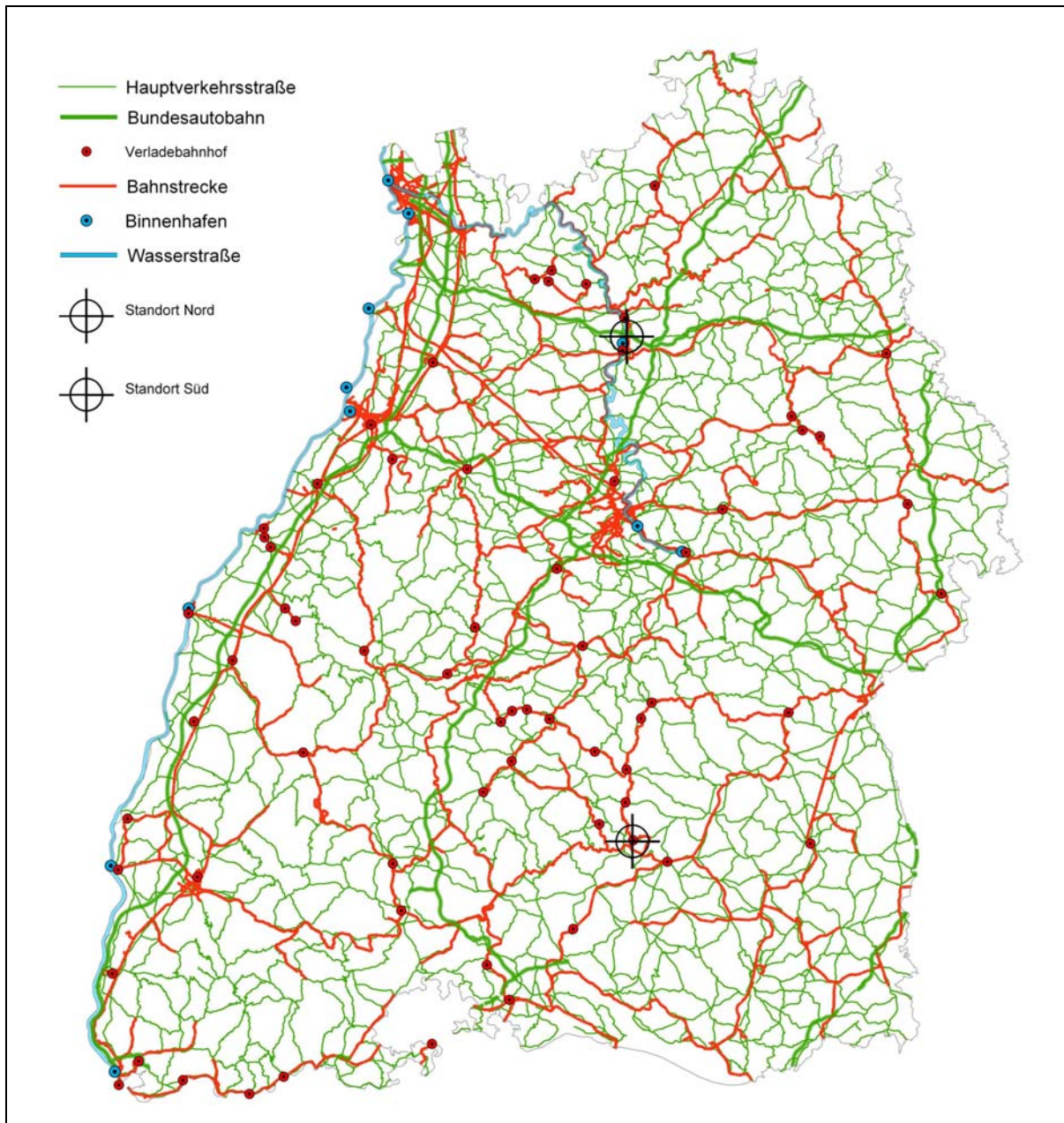


Abb. 2.8: Verkehrswegenetz in Baden-Württemberg – Lage der Standorte

Bei Abschätzungen zur Versorgung einer Anlage mit 1 Mio. Mg TM pro Jahr an Stroh und Waldrestholz ist zunächst unklar, welcher Erfassungsradius um den Anlagenstandort nötig ist, damit prinzipiell diese Menge vollständig aus der angrenzenden Region bereitgestellt werden könnte. Hierbei wurde zunächst von Erfassungsradien von 40, 50 und 60 km ausgegangen und im ersten Schritt die in diesen kreisförmigen Einzugsgebieten vorhandenen Flächen an Ackerland (Getreidefläche) und Wald unter Einsatz eines Geoinformationssystems ermittelt (s. Kap. 2.4.2). Zusätzlich wurde eine entsprechende Auswertung auch für einen Erfassungsradius von 15 km vorgenommen. Dies begründet sich daraus, dass innerhalb dieses Einzugsbereichs – aufgrund der im Vergleich zum Lkw günstigeren Transportkosten – nahezu ausschließlich von einem Transport mit landwirtschaftlichem Schlepper auszugehen ist. Basie-

rend auf diesen Flächenanteilen wurde anschließend – durch Kombination mit den regions-spezifischen Erträgen (auf Kreisebene) – das Biomassepotenzial der Standorte ermittelt (s. Kap. 2.4.3).

Die Möglichkeit der überregionalen Anlieferung von Biomasse – auch von außerhalb Deutschlands – sollte in der angeführten Studie nicht näher betrachtet werden; hierzu wären weitergehende Arbeiten nötig.

2.4.2 Flächenaufkommen

Wie bereits erwähnt, ist das Flächenaufkommen an Acker- und Waldfläche eine der bestimmenden Größen – neben den spezifischen Erträgen bzw. Holzvorräten – für die Abschätzungen zum verfügbaren Aufkommen an Stroh und Waldrestholz.

Vergleicht man die beiden Standorte Nord und Süd, differenziert über die Einzugsbereiche von 15, 40, 50 und 60 km, so wird ersichtlich, dass der Standort Nord durch einen höheren Anteil an Ackerfläche (Getreideanbau) gekennzeichnet ist (vgl. Tab. 2.5 und Abb. 2.9). Gemessen an den Flächenanteilen trägt Ackerland am Standort Nord 49 bis 66 % zum maßgeblichen Flächenaufkommen bei; am Standort Süd sind dies 44 bis 47 %. Bei den Waldflächen weist der Standort Nord je nach Erfassungsradius einen Flächenanteil von 34 bis 51 % auf; am Standort Süd liegt dieser Anteil bei 53 bis 56 %. Anhand dieser Flächenauswertung wird deutlich, dass sich die beiden Standorte mit zunehmendem Radius des Einzugsbereichs in den relativen Flächenanteilen sehr stark angleichen. Bei einem Erfassungsradius von 60 km liegt der Anteil der Ackerfläche am Standort Nord bei 49 % und am Standort Süd bei 47 %.

Tab. 2.5: Acker- und Waldflächen der Standorte Nord und Süd

	Radius des Einzugsbereichs (km)							
	15		40		50		60	
	(1000 ha)	(%)	(1000 ha)	(%)	(1000 ha)	(%)	(1000 ha)	(%)
Standort Nord								
Ackerland	31	66	192	53	274	49	386	49
Wald	16	34	169	47	283	51	407	51
INSGESAMT	47	100	361	100	557	100	793	100
Standort Süd								
Ackerland	25	44	158	44	243	45	338	47
Wald	32	56	201	56	291	55	385	53
INSGESAMT	57	100	359	100	534	100	723	100

Bezüglich der methodischen Vorgehensweise ist an dieser Stelle anzumerken (vgl. Leible et al., 2005), dass am Standort Nord die in Hessen liegenden Flächenanteile (s. Erfassungsradien 50 und 60 km) mit berücksichtigt sind, wobei die durchschnittlichen Flächenanteile (Ackerland, Wald) und Ertragsverhältnisse des Standorts Nord zugrunde liegen. Am Standort Süd wurde dagegen die in der Schweiz liegende Fläche nicht berücksichtigt, da ein Biomassebezug aus der Schweiz – aufgrund des dort deutlich höheren Agrarpreisniveaus – mehr als fraglich ist.

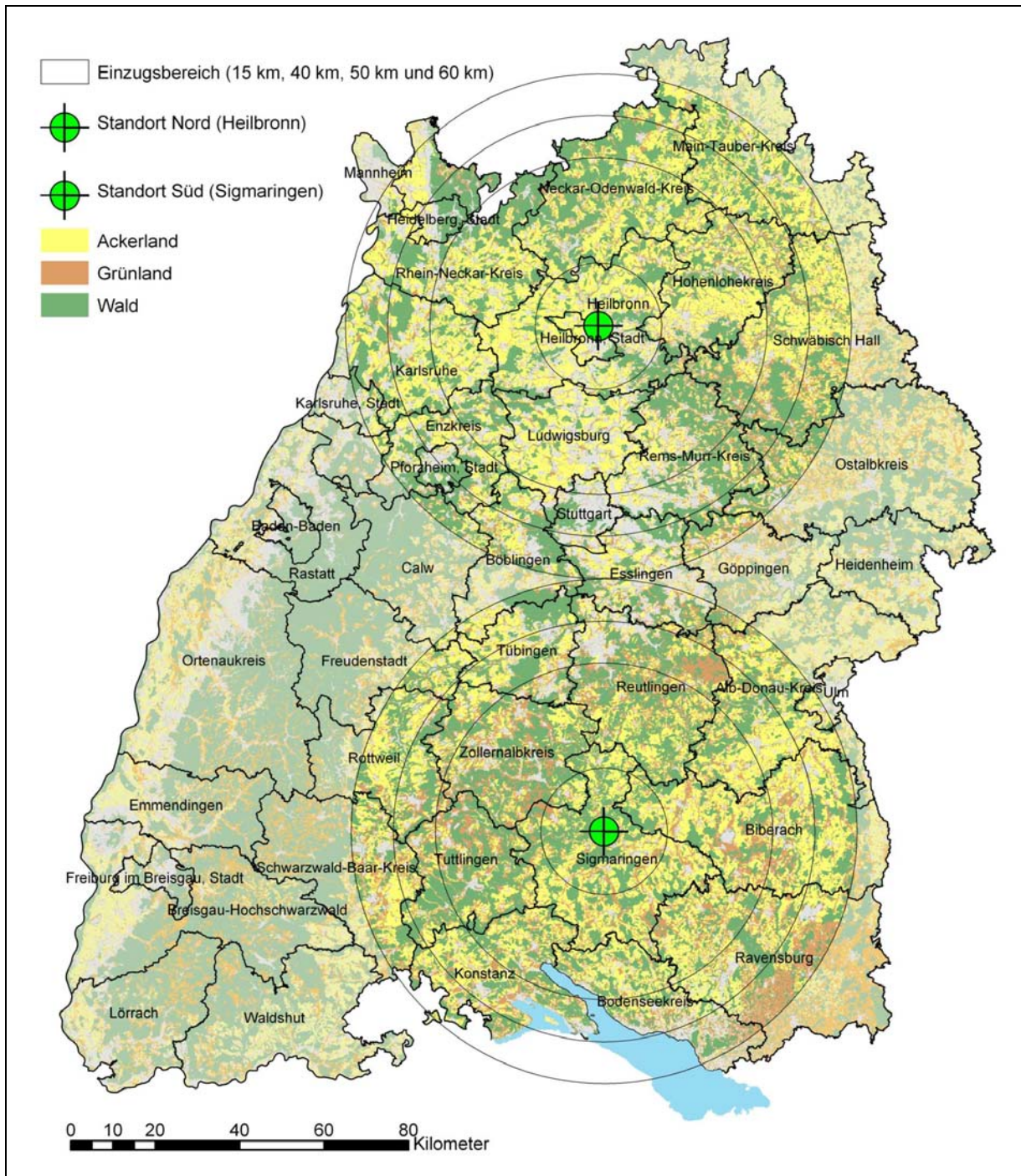


Abb. 2.9: Flächennutzung und Einzugsbereiche der Standorte Nord (Heilbronn) und Süd (Sigmaringen)

2.4.3 Aufkommen an Stroh und Waldrestholz

Ausgehend vom verfügbaren Flächenaufkommen (vgl. Kap. 2.4.2) sind in Tab. 2.6 die Aufkommenspotenziale an Stroh und Waldrestholz für die Standorte Nord und Süd zusammengestellt, differenziert nach den Erfassungsradien 15, 40, 50 und 60 km. Als Ergebnis der Untersuchung kann festgehalten werden, dass bei einem Erfassungsradius zwischen 60 und 80 km mit den angeführten Biomasseträgern annähernd 1 Mio. Mg TM pro Jahr prinzipiell bereitgestellt werden könnten. In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass die durchgeführten Abschätzungen eher als konservativ einzustufen sind.

Betrachtet man die einzelnen Biomasseträger etwas genauer, so ist Waldrestholz am Standort Süd dominierend; es trägt dort – je nach Erfassungsradius – mit 59 bis 63 % zum Biomasseaufkommen bei. Am Standort Nord sind dies 30-52 %. Entsprechend umgekehrt sind die Verhältnisse bei Stroh, hier liegt der Anteil am Standort Nord zwischen 48 bis 70 %, am Standort Süd dagegen nur bei 37-41 %.

Tab. 2.6: Standorte Nord und Süd – Jährliches Aufkommen an Stroh und Waldrestholz

	Radius des Einzugsbereichs (km)							
	15		40		50		60	
	(Mg TM)	(%)	(Mg TM)	(%)	(Mg TM)	(%)	(Mg TM)	(%)
Standort Nord								
Stroh	43.000	70	235.000	55	334.000	50	469.000	48
Waldrestholz	18.000	30	192.000	45	335.000	50	500.000	52
INSGESAMT	61.000	100	427.000	100	669.000	100	969.000	100
Standort Süd								
Stroh	29.000	41	140.000	37	213.000	38	309.000	40
Waldrestholz	42.000	59	240.000	63	345.000	62	463.000	60
INSGESAMT	71.000	100	380.000	100	558.000	100	772.000	100

Mit Blick auf das Aufkommen an Waldrestholz und dessen – gemessen an anderen Biomasseträgern – günstigen Bereitstellungskosten könnte es sinnvoll sein, den Standort der Anlage in die Nähe höherer Flächenaufkommen an Wald zu legen. Erhöht man beispielsweise am Standort Süd den Radius auf 80 km, könnten allein rd. 0,7 Mio. Mg TM an Waldrestholz bereitgestellt werden, wobei die Flächen in der Schweiz aus den zuvor angeführten Gründen unberücksichtigt bleiben. Noch einfacher (bei gleichzeitig geringeren Einzugsradien) könnte eine verstärkte Nutzung von Waldrestholz durch „Verschiebung“ dieses Standortes in Richtung Nord-Westen gewährleistet werden, da hierbei die großen zusammenhängenden Waldflächen des Schwarzwaldes im Einzugsbereich liegen (vgl. Abb. 2.9).

2.4.4 Bereitstellungskosten und direkte Beschäftigungseffekte

Die Bereitstellungskosten für Stroh und Waldrestholz liegen bei einem Erfassungsradius von 15 km (bis 15 km wird Transport mit dem Schlepper unterstellt) bei 66 bzw. 61 €/Mg TM (Angaben als gewichtetes Mittel) (s. Abb. 2.10). Mit zunehmendem Erfassungsradius nehmen – bedingt durch die höheren Transportkosten (ab 15 km wird Lkw-Transport unterstellt) – die Bereitstellungskosten entsprechend zu und liegen beim Erfassungsradius von 60 km bei 76 bzw. 74 €/Mg TM. Der Anteil der Transportkosten (einschließlich Be- und Entladen) an den Bereitstellungskosten steigt hierbei von rd. 20 % (Erfassungsradius: 15 km) auf rd. 33 % (Erfassungsradius: 60 km) an.

Mit der Bereitstellung der Biomasse frei Anlage sind Beschäftigungseffekte verbunden, denen im ländlichen Raum besondere Bedeutung beigemessen wird. In Abb. 2.10 sind jeweils nur die direkten Beschäftigungseffekte dargestellt, das heißt, nur die direkt für die Prozesskette (Ernte, Transport) benötigten Arbeitskräfte. Nähere Einzelheiten zur Vorgehensweise bei der Abschätzung der Beschäftigungseffekte können dem Kapitel 1.2.2 entnommen werden. Die Untersuchungen zeigen, dass mit der regionalen Bereitstellung von 1 Mio. Mg TM an Stroh und Waldrestholz rd. 500 Arbeitskräfte voll beschäftigt werden könnten. Aus regionaler Sicht kann hierdurch zwar ein Beitrag zur Verbesserung der Arbeitsplatzsituation geleistet werden, wobei jedoch jeweils zu prüfen ist, ob es hierfür nicht effizientere Maßnahmen gibt.

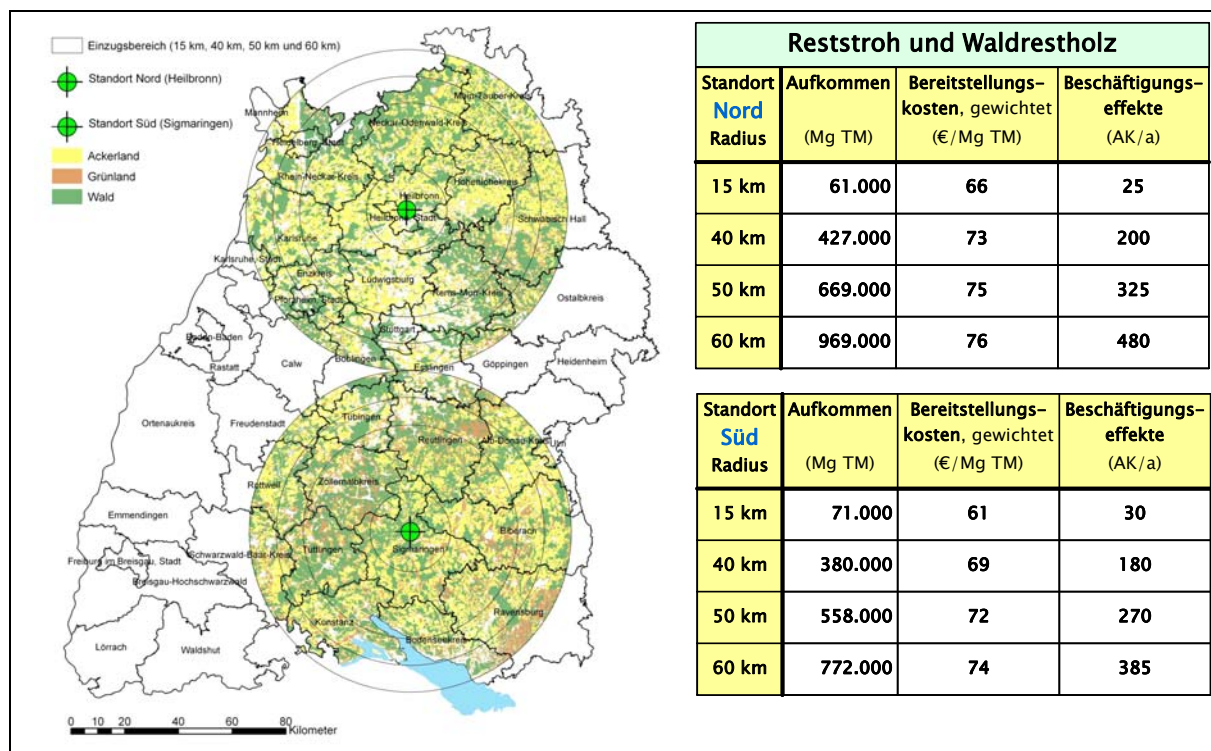


Abb. 2.10: Vergleich der Standorte Nord und Süd: Stroh-/Waldrestholzkommen, Bereitstellungskosten frei Anlage und direkte Beschäftigungseffekte

2.4.5 Abschließender Vergleich der Anlagenstandorte

Aus dem Vergleich der beiden Standorte Nord und Süd wird mit Blick auf das für eine energetische Nutzung verfügbare Aufkommen an Stroh und Waldrestholz sehr schnell deutlich, dass eine Anlage mit einem Biomassebedarf von 1 Mio. Mg/a prinzipiell direkt aus der angrenzenden Region beliefert werden könnte (vgl. Abb. 2.10). Der hierfür nötige Erfassungsradius von rd. 60 bis 80 km würde hinsichtlich der Logistik kein essentielles Problem darstellen. Eine bestimmende Größe für den Transport bzw. die Logistik sind die Kosten für die Bereitstellung und das Beladen der Transportfahrzeuge; die darüber hinaus mit zunehmender Transportentfernung anwachsenden Transportkosten sind – wie die Abschätzungen gezeigt haben (vgl. Kap. 2.5.2) – in einer überschaubaren Größenordnung. Dies erschließt für beide Anlagenstandorte die Möglichkeit, auch aus dem weiteren Umfeld der Anlage preiswertere Biomasse zu beziehen.

Waldrestholz und Stroh könnten bei einem Erfassungsradius von 50-60 km zu rd. 60-70 €/Mg TM bzw. zu rd. 80-90 €/Mg TM bereitgestellt werden. Im gewichteten Mittel über beide Biomasseträger (vgl. Abb. 2.10) resultieren bei dem angeführten Erfassungsradius Bereitstellungskosten von rd. 70-80 €/Mg TM.

Der Standort Nord (bei Heilbronn) hat besondere Vorteile, da er sowohl einen direkten Anschluss an die Autobahn als auch an den Neckar als Schifffahrtsweg besitzt. Diesem Standort würde somit der überregionale Bezug von Biomasse besonders erleichtert.

Vor dieser „erleichterten“ überregionalen Anlieferung von Biomasse wäre der Standort Süd (bei Sigmaringen) eher „geschützt“ – für die Region ein Vorteil, für den Anlagenbetreiber dagegen eher von Nachteil. Ein weiterer Nachteil für den Standort Süd ist die Tatsache, dass hier der Bodensee und die Schweiz angrenzen; ein Biomassebezug aus der Schweiz ist aufgrund des deutlich höheren Agrarpreisniveaus mehr als fraglich.

2.5 Bereitstellung

2.5.1 Bereitstellung insgesamt

Die im Zusammenhang mit der Analyse der gesamten Prozesskette der Bereitstellung von Stroh und Waldrestholz betrachteten einzelnen Teilschritte unterscheiden sich deutlich. Sie können in unterschiedlichster Weise in die jeweilige Prozesskette eingebunden sein und lassen sich in drei Bereiche einteilen:

- Erfassung und Konditionierung (z.B. Ballen pressen, Bergen im Wald und Häckseln)
- Lagerung (z. B. Stroh am Feldrand)
- Transport vom Aufkommensort zur energetischen Verwertungsanlage (z.B. Heizwerk, Heizkraftwerk, Pyrolyseanlage, Vergasungsanlage)

Die Erfassung inkl. Konditionierung stellt innerhalb der Bereitstellungskette von Stroh und Waldrestholz den ersten Schritt dar. Folgende Erfassungsarten wurden näher untersucht:

- die Bergung von Stroh auf dem Feld (Pressen von Quaderballen und Lagerung am Feldrand)
- die Erfassung von Waldrestholz einschließlich Häckseln zu Hackschnitzel (HS) an der Waldgasse

Die Prozesskette für Waldrestholz beschränkt sich in der Praxis meist auf die Erfassung (inkl. Zerkleinerung zu Hackschnitzel) und den nachgeschalteten Transport inkl. der ggf. erforderlichen Lagerung bei Heizwerken oder Heizkraftwerken. Werden die Hackschnitzel in einer Pyrolyse- oder Vergasungsanlage eingesetzt, ist eine zusätzliche Trocknung erforderlich, da die Vergasungsanlagen zur Gewährleistung hoher Gasqualitäten auf einen trockenen Brennstoff von über 90 % TS angewiesen sind.

Die Bereitstellungskosten (pro Mg TM) setzen sich im Wesentlichen aus den Erfassungs- und den Transportkosten zusammen. Folglich ergeben sich die Erfassungskosten aus der Differenz der in Tab. 2.7 dargestellten Werte. Diese liegen für Stroh (Quaderballen) bei 53 €/Mg TM bzw. bei 55 €/Mg TM für Waldrestholz (Hackschnitzel). Die Bereitstellungskosten waldfrischer Holzhackschnitzel (50 % TS) frei Anlage sind zwar geringfügig niedriger als bei Stroh (86 % TS), jedoch muss Waldrestholz für die nachfolgende Verwendung mit erhöhtem Kostenaufwand nachgetrocknet werden. In den nachfolgenden Kapiteln wird unterstellt, dass die Biomasse an der Pyrolyse- bzw. Vergasungsanlage jeweils auf 93 % TS getrocknet wird.

Beim Transport der Biomasse wird in dieser Studie nach ldw. Schlepper, Lkw, Bahn und Binnenschiff differenziert. Das Binnenschiff wird mit Blick auf die Biomasseversorgung von Großanlagen mit berücksichtigt (s. Tab. 2.8). Aufgrund der geringen Anzahl von Verladehäfen in Baden-Württemberg wird ein Lkw-Vorlauf von 50 km unterstellt, im Vergleich dazu gilt bei der Bahn ein Lkw-Vorlauf von 30 km (vgl. Abb. 2.8, S. 29).

Vergleicht man in Tab. 2.7 die Transportkosten für Waldrestholz (HS) jeweils für die beiden Trockenmassengehalte 50 % und 65 %, so erkennt man, dass sich die Werte sowohl beim Transport mit ldw. Schlepper als auch beim Containertransport mit der Bahn nur geringfügig unterscheiden. Im Gegensatz dazu ist der Lkw-Transport mit Anhänger für die waldfrischen Hackschnitzel ungünstiger als für die trockeneren, da aufgrund der Gewichtsbeschränkungen nach der Straßenverkehrsordnung das vorhandene Transportvolumen nicht völlig genutzt wird. Eine Zwischenlagerung des Waldrestholzes im Wald – zur Trocknung auf 65 % TS – bringt neben Vorteilen bei der energetischen Verwertung somit auch Vorteile für den Lkw-Transport.

Neben den Bereitstellungskosten enthält Tab. 2.7 die Kennwerte zu den realisierbaren Beschäftigungseffekten und den mit der Bereitstellung verbundenen treibhausrelevanten Emissionen.

Tab. 2.7: Kennwerte zur Bereitstellung von Stroh und Waldrestholz und zum Transport von Slurry

Energie-träger	Ent-fer-nung	Transportart ^{a)}	TS-Ge-halt	Schütt-dichte	Bereit-stellungs-kosten		Beschäfti-gungseffekte		CO ₂ -Emissionen	
	(km)		(% FM)	(Mg FM/ m ³)	(€/Mg TM)		(Ah/Mg TM)		(kg CO ₂ -Äq./ Mg TM)	
					Ins-ge-samt	dv. Trans-port	Insge-samt	dv. Trans-port	Insge-samt	dv. Trans-port
Stroh Quader- ballen	10	Schlepper	86 %	0,13	65	12	1,6	0,5	11	3
	30	Schlepper			71	18	1,8	0,7	14	6
	30	Lkw			75	22	1,9	0,8	16	8
	100	Lkw			87	34	2,2	1,1	29	21
	250	Lkw			110	57	2,7	1,6	58	50
	100	Bahn			113	60	2,3	1,2	21	13
	250	Bahn			134	81	2,5	1,4	28	20
	100	Binnenschiff			97	44	2,0	0,9	26	18
	250	Binnenschiff			105	52	2,3	1,2	33	25
	800	Binnenschiff			134	81	2,5	1,4	59	51
Waldrest- holz Hack- schnittzel (erntefrisch)	10	Schlepper	50 %	0,4	64	9	2,0	0,5	36	3
	30	Schlepper			72	17	2,3	0,8	41	8
	30	Lkw			73	18	2,0	0,5	41	8
	100	Lkw			89	34	2,3	0,8	59	26
	100	Bahn			93	38	2,2	0,7	47	14
	Hackschnit- zel (3-6 Mona- te gelagert)	10			Schlepper	65 %	0,3	83	9	2,2
30		Schlepper	92	18	2,5			0,7	42	7
30		Lkw	88	14	2,2			0,4	42	7
100		Lkw	100	26	2,5			0,7	59	24
250		Lkw	123	49	3,2			1,4	94	59
100		Bahn	113	39	2,5			0,7	47	12
250		Bahn	124	50	2,6			0,8	54	19
100		Binnenschiff	111	37	2,1			0,2	52	17
250		Binnenschiff	116	42	2,3			0,4	59	24
800		Binnenschiff	136	62	3,0			1,2	85	50
Slurry (nur Transport)					Angaben bezogen auf Mg Slurry					
	100	Lkw		1,3	-	19	0,2	0,2	9	9
	250	Lkw			-	39	0,4	0,4	21	21
	100	Bahn			-	16	-	0,1	-	5
	250	Bahn			-	21	-	0,1	-	13

a) Inkl. Vorlauf mit Lkw: bei Bahn = 30 km; bei Binnenschiff = 50 km

2.5.2 Bedeutung des Transports

Der Transport mit ldw. Schlepper, Lkw, Bahn und Binnenschiff wird in Deutschland durch verschiedene ordnungsrechtliche Rahmenbedingungen geregelt, insbesondere werden per Verordnung die zulässigen maximalen Gewichte und Außenmaße festgelegt. Folglich ist jeder Transport in Abhängigkeit der spezifischen Schüttdichte des transportierten Guts entweder massen- oder volumenlimitiert. Das Verkehrsnetz in Baden-Württemberg ist hinsichtlich des Straßentransports von Stroh und Waldrestholz sehr engmaschig; bei der Bahn sind in den Bereichen Oberschwaben, Hohenlohe und Südschwarzwald unter Umständen größere Entfernungen zu Verladebahnhöfen zu unterstellen als in anderen Gebieten. Für die Binnenschiffe stehen dagegen nur wenige Binnenhäfen an Rhein und Neckar zum Laden von Stroh und Waldrestholz zur Verfügung (vgl. Abb. 2.8, S. 29).

Bei den Kalkulationen zum Transport werden in Abhängigkeit des Transportgutes die in Tab. 2.8 aufgeführten Fahrzeugkombinationen betrachtet. Detaillierte Angaben zu den zugrunde gelegten Fahrzeugkombinationen für den Transport von Stroh (Quaderballen), Waldrestholz (Hackschnitzel) und Slurry finden sich in den Tab. A-1 bis Tab. A-3 im Anhang. Für die Beförderung von Slurry wird unterstellt, dass nach dem Befüllen der Wechsel-Tankcontainer mit der geruchsintensiven Pyrolyseöl/Koks-Suspension in der Pyrolyseanlage kein weiteres Umfüllen in andere Tankbehälter stattfindet.

Tab. 2.8: Betrachtete Fahrzeugkombinationen

Transportgut Transportmittel	Strohquaderballen	Waldrestholz, Hackschnitzel (HS)	Slurry
ldw. Schlepper	ldw. Schlepper mit zwei Hängern	ldw. Schlepper mit zwei großen Hängern und Zusatzgatter	—
Lkw (Variante I)	Lkw mit Sattelaufleger	Lkw für einen 20-ft-Wechselcontainer	Lkw für einen Wechsel-Tankcontainer
Lkw (Variante II)	Lkw mit Hänger	Lkw mit einem Hänger und je 1x20-ft-Container	—
Bahn	Vorlauf mit Lkw I und Umladen auf Ganzzüge	Vorlauf Lkw I, Umladen auf Ganzzüge	Vorlauf mit Wechsel-Tankcontainern auf Lkw I, Umladen auf Ganzzüge
Binnenschiff	Vorlauf mit Lkw I, Binnenschiffe für Rhein und Nebenflüsse	Vorlauf mit Lkw I, Binnenschiffe für Rhein und Nebenflüsse	—

Beim landwirtschaftlichen Transport werden Züge betrachtet, die aus einem Schlepper und zwei Anhängern (je 45 m³ Ladevolumen bzw. 14 Mg Nutzlast) bestehen. Die Kosten für den Transport mit Lkw wurden auf der Basis von bei Speditionen angefragten Richtpreisangeboten für konkrete Transportdienstleistungen abgeschätzt und mit Kostenrichtsätzen des Speditionsgewerbes verglichen (KGS, 2005). Darüber hinaus wurden eigene Vollkostenrechnungen durchgeführt. Diese Kalkulation ergab für den Sattelaufleger Fixkosten von 37 € pro Betriebsstunde und zusätzliche variable Kosten in Höhe von 0,37 €/km (bei maximaler Beladung). Ausgehend von diesen Werten wurden die entfernungsabhängigen Transportkosten für den Lkw berechnet.

Der Transportverlauf auf der Schiene gliedert sich im Allgemeinen in die drei Bereiche Vor-, Haupt- und Nachlauf. Der Vor- und Nachlauf auf der Schiene ist von dem auf der Straße zu unterscheiden. Der Vor- und Nachlauf auf der Schiene entfällt bei Stroh und Waldrestholz, da der Lkw direkt zur Güterverkehrsstelle fährt und für die Vergasungsanlagen Bahnanschluss

unterstellt wird. Beim Bahntransport wird ein „Ganzzug“ mit 23 bzw. 24 Wagons unterstellt. Dieser erreicht im Falle von Hackschnitzel ein Gesamtgewicht von knapp 1.900 Mg, davon 1.100 Mg Zuladung. Die Transportpreise für die Schienentraction wurden bei der DBCargo abgefragt (DBCargo, 2003).

Binnenschiffe eignen sich in erster Linie für den Transport von Massengütern. Es wurde zunächst in einem ersten Ansatz angenommen, dass Hackschnitzel, ähnlich wie Kohle für Kraftwerke, mit Kränen als Schüttgut be- und entladen werden können. Abschätzungen zeigten jedoch, dass Kranbe- und -entladungen sehr zeitaufwändig sind; für eine Entladung mit Saug-einrichtung sind Hackschnitzel grundsätzlich nicht geeignet. Folglich wurde für die weiteren Untersuchungen der Transport mit Containern unterstellt. Die Container werden im Wald direkt mit dem Auswurf des Häckslers befüllt, mit dem Lkw zum durchschnittlich 50 km entfernten Binnenschiffhafen gebracht und zwischengelagert bis die Frachtmenge eines Schiffes für den Transport zur Verwendungsanlage erreicht ist. Die typische Ladekapazität für das ausgewählte Binnenschiff für einen Transport auf dem Neckar oder Main zum Rhein liegt bei 1.100 Mg. Dies entspricht 54 stapelbaren Containern mit insgesamt rd. 830 Mg Hackschnitzel (50 % TS) (vgl. Tab. A-2 im Anhang).

Beim Strohtransport besteht das Problem, das Schiff mit rd. 1100 Quaderballen zu beladen, wofür es noch keine geeigneten kostengünstigen Verladetechniken gibt. Deshalb wurden bei einem Netzerhersteller die technischen Möglichkeiten abgefragt, mehrere Strohballen in einem Netz zusammenzufassen. Angelehnt an die Maße eines 20-ft-Containers ergeben sich für den Schifftransport 54 Netze mit je 20 Quaderballen, das entspricht einem Volumen von 2177 m³. Die Berechnungen für den Strohtransport mit Binnenschiffen wurden auf dieser Basis durchgeführt (vgl. Tab. A-1 im Anhang).

Auf Basis von Auskünften mehrerer Reedereien und vom Bundesverband der Deutschen Binnenschifffahrt e.V. in Duisburg wurden beispielhaft Transportkosten für Großmengen abgeschätzt. Die Binnenschifffahrts-Transportkosten für Waldrestholz (HS) aus dem Bereich Hohenlohe (Verladehafen Heilbronn) mit dem Ziel Rheinhafen Karlsruhe (ca. 170 km) liegen bei 4-5 €/Mg FM (50 % TS). Die zusätzlichen Vorlaufkosten – Transport über 50 km per Lkw mit einem 20-ft-Container – sind mit 12 €/Mg FM die größte Komponente der Transportkosten (vgl. Abb. 2.13, dort jedoch Angaben in €/Mg TM). Das Be- und Entladen kann mit den unterschiedlichen Kranarten (Schwenkkran, Gleiskran) durchgeführt werden. Die Ladekosten (Abladen vom Lkw, Zwischenlagerung und Verladen) liegen für die Hackschnitzelcontainer bei 2,2 €/Mg FM und für Strohballen in Netzen bei 1,6 €/Mg FM.

Nachfolgend werden für Kurzstrecken bis 100 km in Abb. 2.11 und für Langstrecken bis 600 km in Abb. 2.12 die spezifischen Transportkosten (€/Mg TM) für Stroh und Waldrestholz dargestellt, differenziert nach den verschiedenen Transportmitteln. Für alle Transportmittel gilt, dass die angegebenen Kosten jeweils die leere Rückfahrt über die entsprechende Entfernung enthalten. Für den ldw. Schlepper und den Sattel-Lkw wurden Teilstrecken unterstellt (z. B. Feldweg/Waldweg), die nur langsam befahren werden. Der Zeitbedarf erhöht sich mit zunehmender Entfernung folglich unterproportional, wie man z. B. beim Vergleich der beiden Entfernungen von 100 km bzw. 250 km beim Sattel-Lkw erkennen kann (vgl. dazu Abb. 2.14, Seite 40). Die bei diesem Entfernungsvergleich zusätzlichen 150 Kilometer werden ausschließlich auf der Autobahn gefahren.

Abb. 2.11 macht deutlich, dass bei Entfernungen bis 100 km der Strohtransport grundsätzlich teurer ist als der Transport von Holzhackschnitzel. Der Strohtransport per Lkw ist erst über 100 km Transportstrecke kostengünstiger gegenüber dem landwirtschaftlichen Schlepper. Vor allem die erheblichen Beladezeiten des Lkw mit Stroh am Feldrand mittels landwirtschaftli-

chem Schlepper (mit Frontladeeinrichtung) bedingen bereits einen hohen Grundsockel von rd. 13 €/Mg TM der Transportkosten. In der Praxis dürfte ein Strohttransport mit ldw. Schlepper über eine Transportstrecke von mehr als 30 km eher die Ausnahme darstellen.

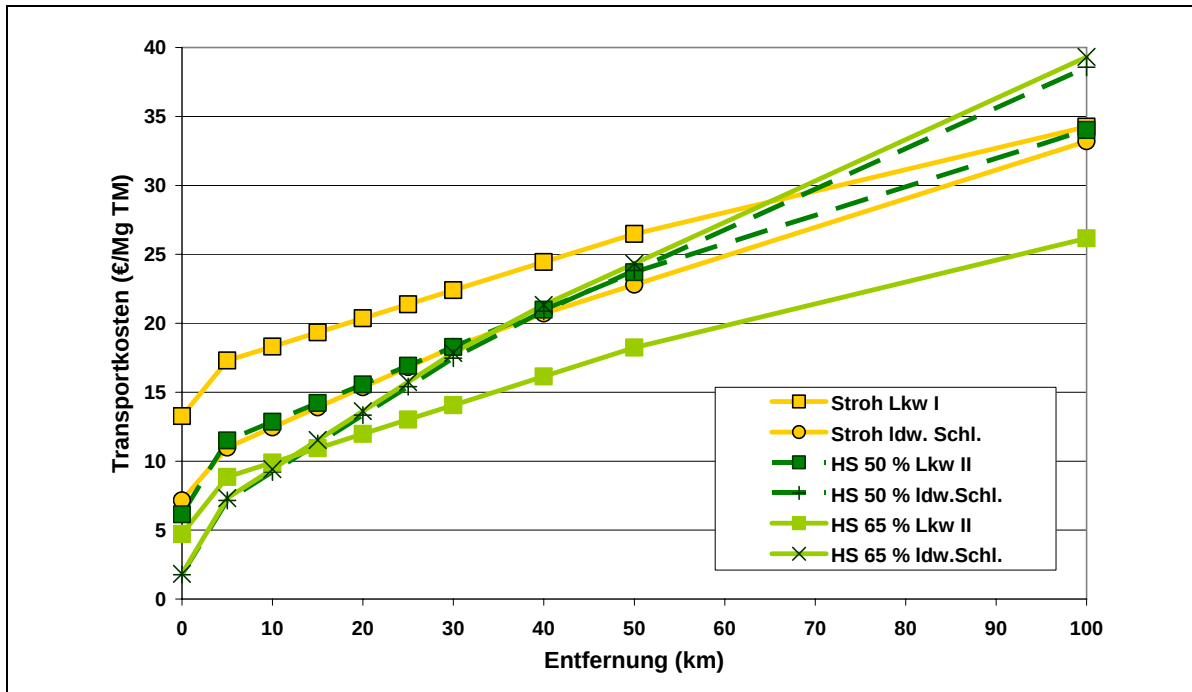


Abb. 2.11: Transportkosten für Stroh (Quaderballen) und Waldrestholz (HS) auf der Kurzstrecke mit ldw. Schlepper bzw. Lkw

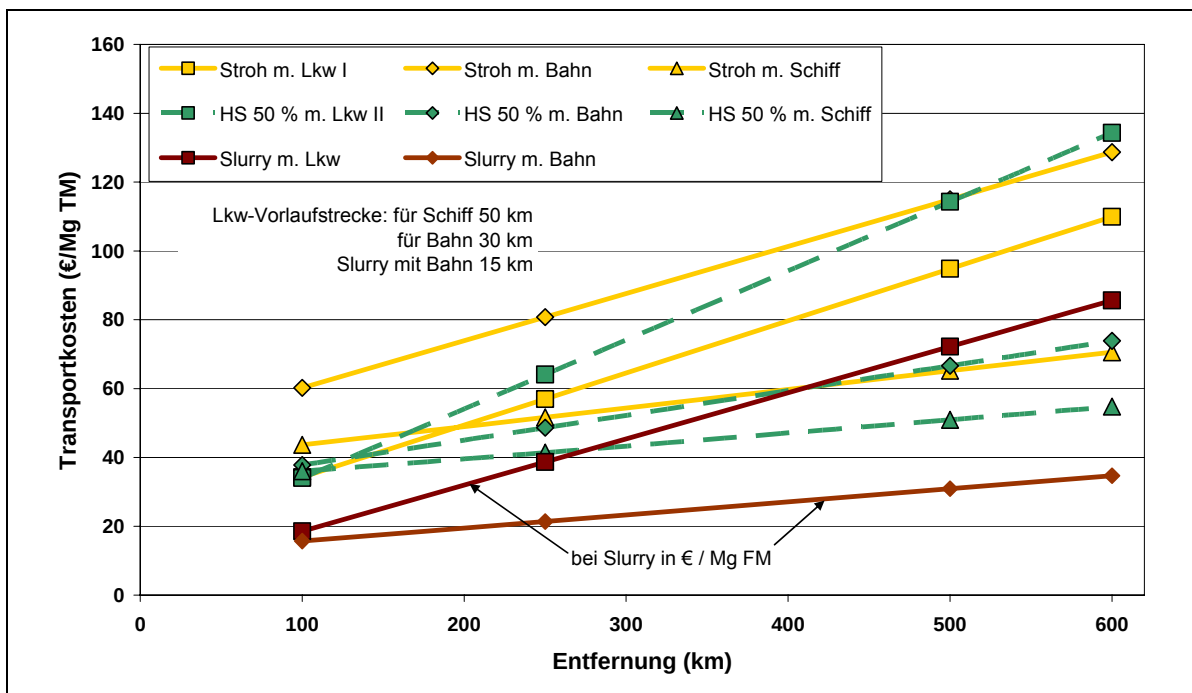


Abb. 2.12: Transportkosten für Stroh (Quaderballen), Waldrestholz (HS) und Slurry auf der Langstrecke

Weiter zeigt Abb. 2.11 beim direkten Vergleich der Kosten für Stroh und Waldrestholz, dass Stroh die Nachteile der sehr geringen Ballendichte (vgl. Tab. A-1 und Tab. A-2 im Anhang) gegenüber der günstigeren Schüttdichte von Hackschnitzel nur zum Teil durch den höheren Trockenmassegehalt kompensieren kann. Beim Lkw-Transport von Waldrestholz zeigen sich Vorteile für das trockenere und somit leichtere Holz, da der Lkw hier ein höheres Zuladevolumen nutzen kann.

In Abb. 2.12 – mit Transportentfernungen über 100 km – wird beim Waldrestholz nur die waldfrische Variante mit 50 % TS betrachtet, zusammen mit Stroh und dem Slurry-Transport. Sowohl für Stroh als auch für Holzhackschnitzel ist der Transport mit dem Binnenschiff ab bestimmten Entfernungen jeweils die günstigste Variante trotz hoher Kosten für den Vorlauf mit dem Lkw (vgl. auch Abb. 2.13). Mit der unterstellten Option, Strohballen in Großnetzen mit dem Binnenschiff zu transportieren, ergeben sich gegenüber dem Lkw-Transport schon ab 200 km Entfernung Kostenvorteile. Noch deutlicher ist der Vorteil beim Containertransport von Hackschnitzel mit dem Binnenschiff, der schon ab 120 km Entfernung etwas günstiger ist als der Bahntransport, sofern entsprechende Anliege- und Verlademöglichkeiten gegeben sind.

Für Hackschnitzel stellt der Lkw-Transport die ungünstigste Variante dar. Bei größeren Entfernungen (vgl. Abb. 2.12) wirkt sich beim Lkw-Transport der höhere Trockenmassegehalt des Strohs im Vergleich zu Waldrestholz zunehmend günstiger aus. Pro Lkw-Fahrt können unter Berücksichtigung des maximalen Transportvolumens 12 Mg TM Stroh, jedoch nur 9 Mg TM an Waldrestholz aufgrund des maximal zulässigen Gesamtgewichts transportiert werden (vgl. auch Tab. A-1 und Tab. A-2 im Anhang). Der Transport mit Bahn oder Binnenschiff ist durch die hohen Kosten des Lkw-Vorlaufs und durch zusätzliches Umladen belastet (vgl. Abb. 2.13). Die ungünstige Transporthöhe auf Bahnwagons – aufgrund des begrenzten Lichtraumprofils der Bahnstrecken – und somit die geringe Zuladung ergeben für Stroh bei den betrachteten Varianten die höchsten Transportkosten.

Für den Slurrytransport wurde unterstellt, dass die dezentralen Pyrolyseanlagen über keinen Gleisanschluss verfügen. Der Slurry wird in beheizbare bzw. wärmeisolierte Wechsel-Tankcontainer abgefüllt und entweder direkt mit dem Lkw zur Vergasungsanlage transportiert oder zur nächsten Bahnverladung gebracht und in Ganzzügen zur Verwendungsanlage gefahren. Der Bahntransport ist schon ab ca. 100 km Entfernung kostengünstiger als der Lkw-Transport, da sich hier besonders das hohe spezifische Gewicht des Slurry von $1,3 \text{ Mg/m}^3$ vorteilhaft auswirkt (vgl. Abb. 2.12). Abschätzungen haben gezeigt, dass der Transport von Slurry – mit einer zehnmal höheren Dichte als Strohquaderballen – nur um den Faktor 2 günstiger ist.

Da ein Schiffsrumpf für spezifisch schwere Güter grundsätzlich geeignet ist, könnten sich hier Vorteile für den Transport von Slurry ergeben. Aufgrund der Zähflüssigkeit von Slurry ist es bisher aber nicht gelungen, geeignete Be- und Entladetechniken in Erfahrung zu bringen, um den Slurry direkt in Tankschiffen transportieren zu können. Prinzipiell besteht jedoch die Möglichkeit, beheizbare bzw. wärmeisolierte Wechsel-Tankcontainer vom Lkw auch auf das Binnenschiff zu verladen. Diese Variante soll in den weiterführenden Projektarbeiten berücksichtigt werden.

Eine Aufschlüsselung nach den Kostenkomponenten Laden, Vorlauf, Umschlag und dem eigentlichen Transport kann für typische Entfernungen der Abb. 2.13 entnommen werden. Die Bereitstellung von mehreren Mio. Mg an Stroh und Waldrestholz für Großanlagen, wie sie das zentrale Konzept vorsieht (vgl. Kap. 4.1), kann vermutlich nur ein Mix der betrachteten Transportmittel (insbesondere Lkw, Bahn und Binnenschiff) bewerkstelligen, da hier der Ein-

zugsbereich deutlich über hundert Kilometer liegen kann. Dagegen könnte bei der dezentralen Variante ein Großteil der Transportaufgaben durch den Landwirt mit ldw. Schlepper erfolgen.

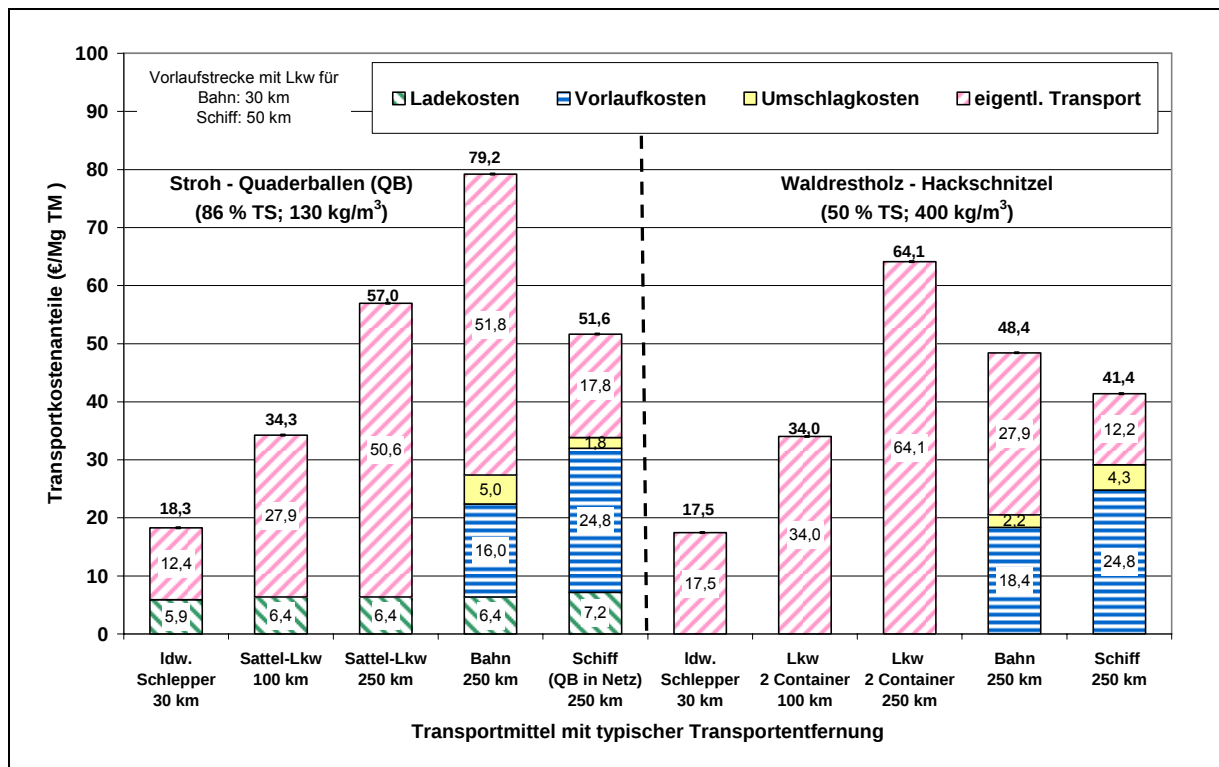


Abb. 2.13: Transportkostenkomponenten für Stroh und Waldrestholz

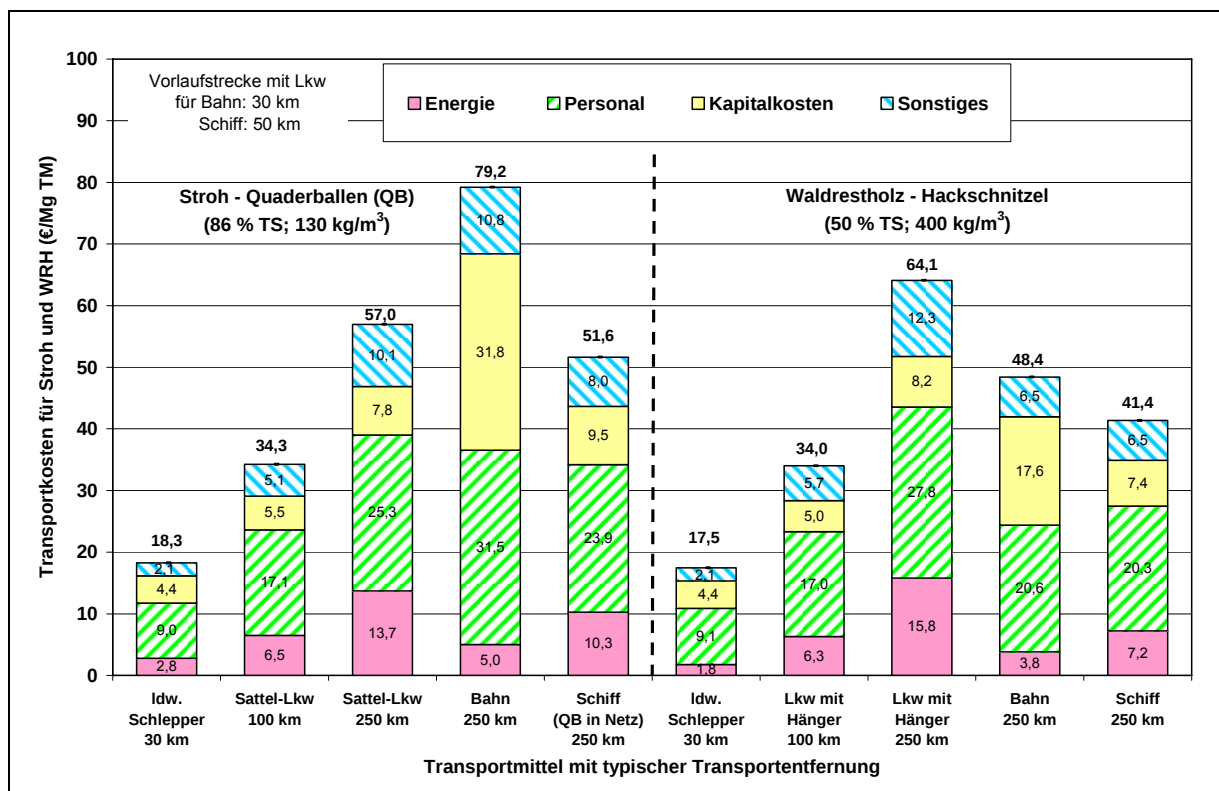


Abb. 2.14: Transportkostenanteile für Stroh und Waldrestholz

Wie Abb. 2.13 zeigt, sind die Vorlaufkosten mit dem Lkw beim Bahn- bzw. Binnenschifftransport erheblich und können zwischen 20 und 60 % der gesamten Frachtkosten betragen. Demgegenüber sind die damit verbundenen Umladekosten auf Bahnwagen bzw. auf das Schiff mit 2 bis 5 €/Mg TM eher gering. Erwartungsgemäß fallen die eigentlichen Transportkosten für 250 km mit dem Binnenschiff im Vergleich zur Bahn deutlich geringer aus. Der Strohtransport mit dem Lkw ist über weite Entfernungen günstiger als mit der Bahn; beim Transport von Waldrestholz kehren sich diese Verhältnisse zugunsten der Bahn um.

In Abb. 2.14 sind die Transportkosten nach Energie-, Personal-, Kapitalkosten sowie Sonstiges aufgeschlüsselt. Die sonstigen Kosten beinhalten insbesondere die fixen und variablen Betriebskosten, wie z. B. Steuern und Versicherungen, Instandhaltung und ggf. Mautgebühren. Beim Binnenschiff zählen darüber hinaus Lagerkosten, Liegegelder und Schleusengebühren dazu.

Für den Bahntransport wurde in Anlehnung an die GuV-Rechnungen der Raillion (2003 und 2004) diese von der Bahn kalkulierten Transportpreise pauschal auf die Kostenanteile Kapital (50 %), Personal (31 %), Sonstiges (13 %) und Energie (6 %) aufgeteilt; die Aussagekraft ist hierdurch eingeschränkt.

Zum Beispiel beinhalten beim Strohtransport mit der Bahn, wie aus Abb. 2.14 hervorgeht, die Transportkosten rd. 32 €/Mg TM an Personalkosten. Dieser Betrag setzt sich zusammen aus den Personalkostenanteilen für das Beladen am Feld, dem Lkw-Vorlauf und für das Umladen an der Güterverkehrsstelle in Höhe von 15 €; die verbleibenden 17 € sind den Personalkosten der Bahn zuzurechnen. Die kapitalbezogenen Kosten der Bahn sind im Vergleich zu den anderen Transportmitteln besonders hoch. Von den ausgewiesenen 32 €/Mg TM beim Strohtransport sind ca. 84 % dem Schienentransport mit seinen eingesetzten Fahrzeugen, den Gleisen und den Gebäuden zuzuschreiben.

Abb. 2.14 zeigt über alle Transportalternativen hinweg die hohe Bedeutung der Personalkosten mit einem Anteil von 40-60 % an den Transportkosten. Die Energiekosten für Diesel, Bahnstrom oder Gasöl für Schiffsmotoren tragen dagegen in allen Varianten weniger als 10 % zu den Transportkosten bei.

3 Stand der Schnellpyrolyse und Vergasung

3.1 Schnellpyrolyse von Biomasse

Pyrolyse (griechisch: pyr = Feuer; lysis = Auflösung) ist die Bezeichnung für den thermischen Abbau chemischer Verbindungen unter Ausschluss von Sauerstoff. Die notwendige Energie muss, im Gegensatz zur Verbrennung oder Vergasung, von außen zugeführt werden. Bei der Pyrolyse entstehen feste, flüssige (kondensierbare) und gasförmige Produkte. Je nach Ziel der Pyrolyse wird versucht, die Ausbeute eines dieser Produkte zu maximieren.

Das bekannteste Beispiel einer Pyrolyse ist die Holzkohleherstellung (Brocksiepe, 1976). Es handelt sich hierbei um eine langsame Pyrolyse; auch Entgasung genannt. Weitere Anwendungsgebiete liegen in der Verwertung bzw. Aufbereitung von Produkten aus der Mineralöl-Raffinerie und Großchemie. Eine Art Renaissance erlebte die Pyrolyse durch die Recyclingaktivitäten in den letzten Jahrzehnten. Hier sind die pyrolytische Müllbehandlung sowie die Kunststoff-, Gummi- oder Altreifen-Verwertung zu nennen. Nach dem Ende der ersten Ölkrisen in den 1970er Jahren ist die Biomasse-Verflüssigung wie auch die Ölgewinnung aus Teersanden durch Pyrolyse in das Blickfeld der Forschung geraten. Kern dieses Kapitels ist die Schnellpyrolyse von Stroh und Waldrestholz bzw. die Verflüssigung dieser Bioenergieträger.

3.1.1 Grundprinzipien

Bei der Schnellpyrolyse soll der Anteil an flüssigen Produkten maximiert werden. Dabei können bei Holz Ausbeuten von bis zu 75 % an flüssigen Bestandteilen erreicht werden. Dies erfolgt bei Temperaturen um 500 °C und bei Atmosphärendruck. Für eine hohe Ausbeute an Kondensaten sind eine schnelle Aufheizung der Biomasse, eine kurze Verweilzeit der entstehenden Gase im Reaktor und eine schnelle Abkühlung der kondensierbaren Gase notwendig. Eine schnelle Aufheizrate verhindert die Koksbildung. Sie bedingt aber, dass die Biomasse fein zerkleinert vorliegen muss. Die Zeit von der Entstehung der Gase bis zu deren Abkühlung sollte kleiner als eine Sekunde sein, um Sekundärreaktionen zu vermeiden, die zu unerwünschten höheren Gasausbeuten führen. Die schnelle Abkühlung der kondensierbaren Gase verhindert Kondensationsreaktionen, die zu höher viskosen Kondensaten führen. Ein Überblick zu den Grundprinzipien der Schnellpyrolyse findet sich bei Fagnäs (1995), Oasmaa et al. (1997) sowie Klaubert und Meier (2002).

Tab. 3.1: Schnellpyrolyse von Holz und Stroh – Produktausbeuten

Einsatzstoff	Biomasse-Eigenschaften			Pyrolyseprodukte ^{a)}		
	Heizwert	Asche	Wasser	Koks/Asche	Kondensat	Gas
	(MJ/kg FM)	(Gew.-% TS)	(Gew.-% FM)	(Gew.-%)	(Gew.-%)	(Gew.-%)
Buche	16,2	0,8	6,5	14,6	69,4	16,0
Fichte	16,2	1,0	8,9	18,5	66,8	14,7
Stroh (Winterweizen)	14,6	7,4	7,7	23,1	55,0	21,9
Reisstroh	12,0	15,7	8,0	25,3	49,8	24,9

^{a)} LR-Reaktor, Prozessbedingungen: T ≈ 500 °C; p = 1 bar; Gasverweilzeit ≈ 2-3 s; Verhältnis Sand/Biomasse ≤ 10

Quelle: Henrich et al. (2007)

Die Forschungsaktivitäten zur Schnellpyrolyse von Biomasse begannen Ende der 1970er Jahre. Mit verschiedenen Reaktoren (vgl. Abb. 3.2, S. 45) wurden diverse biogene Einsatzstoffe, hauptsächlich aber Holz, verflüssigt. Im Mittelpunkt der Experimente standen zu Beginn Untersuchungen zur Produktausbeute in Abhängigkeit der Prozessparameter Temperatur, Aufheizrate, sowie Partikelgröße der Biomasse und Gasverweilzeit (vgl. Scott und Piskorz, 1982; Scott et al., 1985). In Tab. 3.1 sind typische Produktausbeuten (Henrich et al., 2007) dargestellt.

Es ist zu erkennen, dass mit steigendem Aschegehalt der Biomasse die Ausbeute an Kondensat deutlich abnimmt und dafür die Gasausbeute zunimmt. Untersuchungen deuten an, dass mit steigendem Aschegehalt die entstehenden Kokse poröser werden. Die primären Kondensatdämpfe zersetzen sich dadurch vermehrt an der größer werdenden inneren Oberfläche der Kokse (Henrich, 2005).

Produktgase und Pyrolysekondensate (auch Pyrolyseöl oder Bioöl genannt) wurden von verschiedenen Autoren gaschromatographisch untersucht (z.B. Beaumont, 1993; Evans und Milne, 1987; Girard et al., 2005; Milne et al., 1997). Allgemeine Eigenschaften von Pyrolyseölen sind in Tab. 3.2 zusammengefasst; Tab. 3.3 enthält die wesentlichen chemischen Verbindungen in Pyrolyseölen. Einen Einblick in die Zusammensetzung der nicht kondensierbaren Produktgase gibt Abb. 3.1.

Tab. 3.2: *Eigenschaften von Pyrolyseölen – eine Übersicht*

Eigenschaften der Pyrolyseöle	
Wassergehalt (Gew.-%)	15 - 30
Dichte (kg/dm ³)	1,11 - 1,28
Kinemat. Viskosität (cSt, bei 50 °C) ^{a)}	10 - 500
Brennwert (H _o , MJ/kg)	15 - 25
Aschegehalt (Gew.-%)	0,03 - 0,2
pH-Wert	2,0 - 3,7

^{a)} 1 cSt = 10⁻⁶ m²/s

Quelle: Fagernäs (1995)

Tab. 3.3: *Chemische Gruppen in Pyrolyseölen – eine Übersicht der wichtigsten Bestandteile*

Chemische Gruppen	Anteil (Gew.-%)
Wassergehalt	20 - 30
Lignine	15 - 30
Aldehyde	10 - 20
Carbonsäuren	10 - 15
Kohlenhydrate	5 - 10
Phenole	2 - 5
Furfural	1 - 4
Alkohole	2 - 5
Ketone	1 - 5
Gaschromatographisch lassen sich ca. 200 verschiedene Verbindungen nachweisen	

Quelle: Bridgwater et al. (2001)

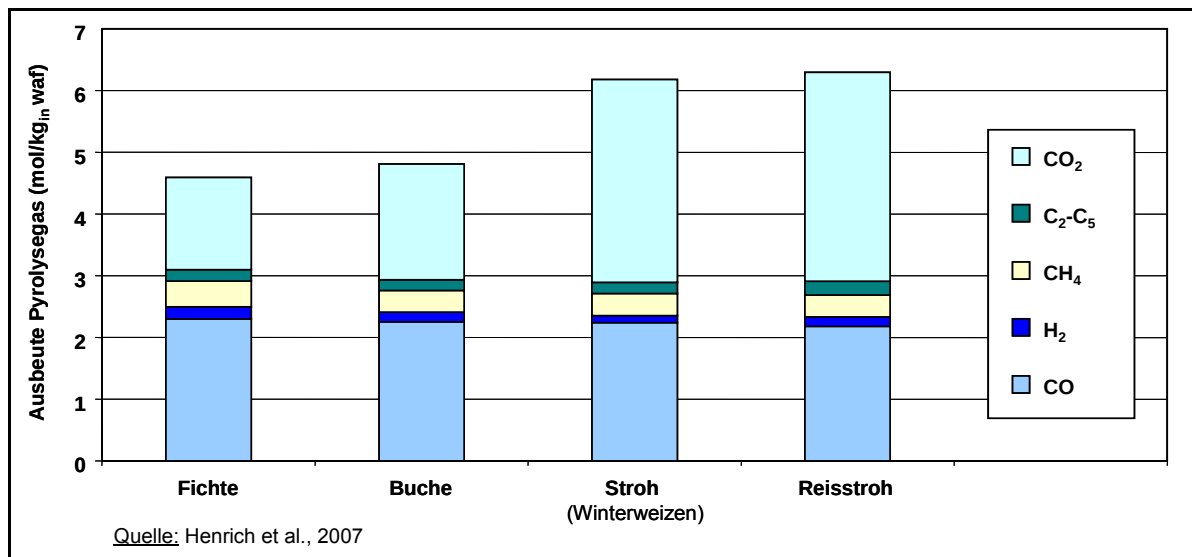


Abb. 3.1: Pyrolysegas von Holz und Stroh – Menge und Zusammensetzung

Das Pyrolysekondensat besteht aus vielen verschiedenen chemischen Verbindungen, die teilweise hydrophile, teilweise hydrophobe Eigenschaften aufweisen. Bei längerer Lagerung der Bioöle kann es zu chemischen Reaktionen unter diesen Verbindungen kommen (Adjaye et al., 1992; Czernik et al., 1994; Diebold, 2000), wobei Koks und Aschebestandteile im Pyrolyseöl die Reaktionen beschleunigen können. Diese Alterungsprozesse können zu einer Veränderung der physikalischen Eigenschaften der Bioöle und zu einer Trennung der Emulsion in eine Wasser- und eine Teerphase führen. Ab einem bestimmten Wassergehalt im Kondensat kann es auch ohne Alterungsprozesse zu einer Trennung der Emulsion kommen. Versuche am Forschungszentrum Karlsruhe (am ITC-CPV) ergaben, dass Stroh Kondensate nicht stabil sind und sich nach kurzer Zeit in zwei Phasen trennen. Das Teerkondensat war dabei bei Raumtemperatur nicht mehr flüssig (Henrich et al., 2007).

Neben der Stabilität der Kondensate ist auch deren Toxizität von Bedeutung. Die Toxizität und Ökotoxizität von Pyrolyseölen wurde detailliert im Rahmen des EU-Projekts BIOTOX untersucht. Voruntersuchungen zeigten, dass Pyrolyseöle polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe (PAK) enthalten, die karzinogene und mutagene Eigenschaften aufweisen (Girard et al., 2004). Zielsetzung des Projekts war die Erstellung von Sicherheitsdatenblättern (MSDS = Material Safety Data Sheets), in denen die Handhabung, die Lagerung und der Transport der Bioöle festgeschrieben werden.

Die Kinetik und der Reaktionsverlauf der komplexen Zerfallsmechanismen von Biomasse während der Schnellpyrolyse wurden u.a. von Babu und Chaurasia (2004), Liden et al. (1988) und Nunn et al. (1985) analysiert, sind aber teilweise noch nicht aufgeklärt. Simulationsmodelle für die Schnellpyrolyse von verschiedenen Bioenergieträgern existieren somit noch nicht.

Der Schwerpunkt bei den Untersuchungen zur Verwendung der Pyrolyseprodukte liegt in deren energetischer Nutzung. Pyrolyseprodukte sollen fossile Energieträger bei der Strom- und Wärmeproduktion ersetzen (Bridgwater et al., 2002). Aus diesem Grund konzentrierte sich die Entwicklung der Schnellpyrolyse bislang auf den Einsatzstoff Holz, weil mit Holz hohe Kondensatausbeuten erzielt werden und darüber hinaus die Qualität der Kondensate besser ist als die aus aschereicherer Biomasse. Die Herstellung bzw. Extraktion von Chemikalien und anderen Produkten aus Pyrolyseöl war ebenfalls Forschungsgegenstand (Radlein, 1998). In diesem Zusammenhang ist die Herstellung von Flüssigrauch-Aromen aus Pyrolyseöl zu nen-

nen. Eine relativ neue Verwendung von Pyrolyseprodukten ist deren Vergasung zur Synthesegasherstellung (Henrich et al., 2002a). Hierzu wird das Pyrolysekondensat und der anfallende Pyrolysekoks zu einer Suspension (Slurry) gemischt und einem Flugstromvergaser (Betriebsdruck bis 100 bar) zugeführt.

3.1.2 Reaktortypen

Im Folgenden werden die Schnellpyrolyse-Reaktoren vorgestellt, die zur Verflüssigung von Biomasse entwickelt wurden (siehe Abb. 3.2). Dabei werden die Funktionsweisen und die wesentlichen Vor- und Nachteile der Reaktoren beschrieben. Darüber hinaus wird der Entwicklungsstand der Schnellpyrolyse-Verfahren bei den jeweiligen Reaktortypen dargestellt.

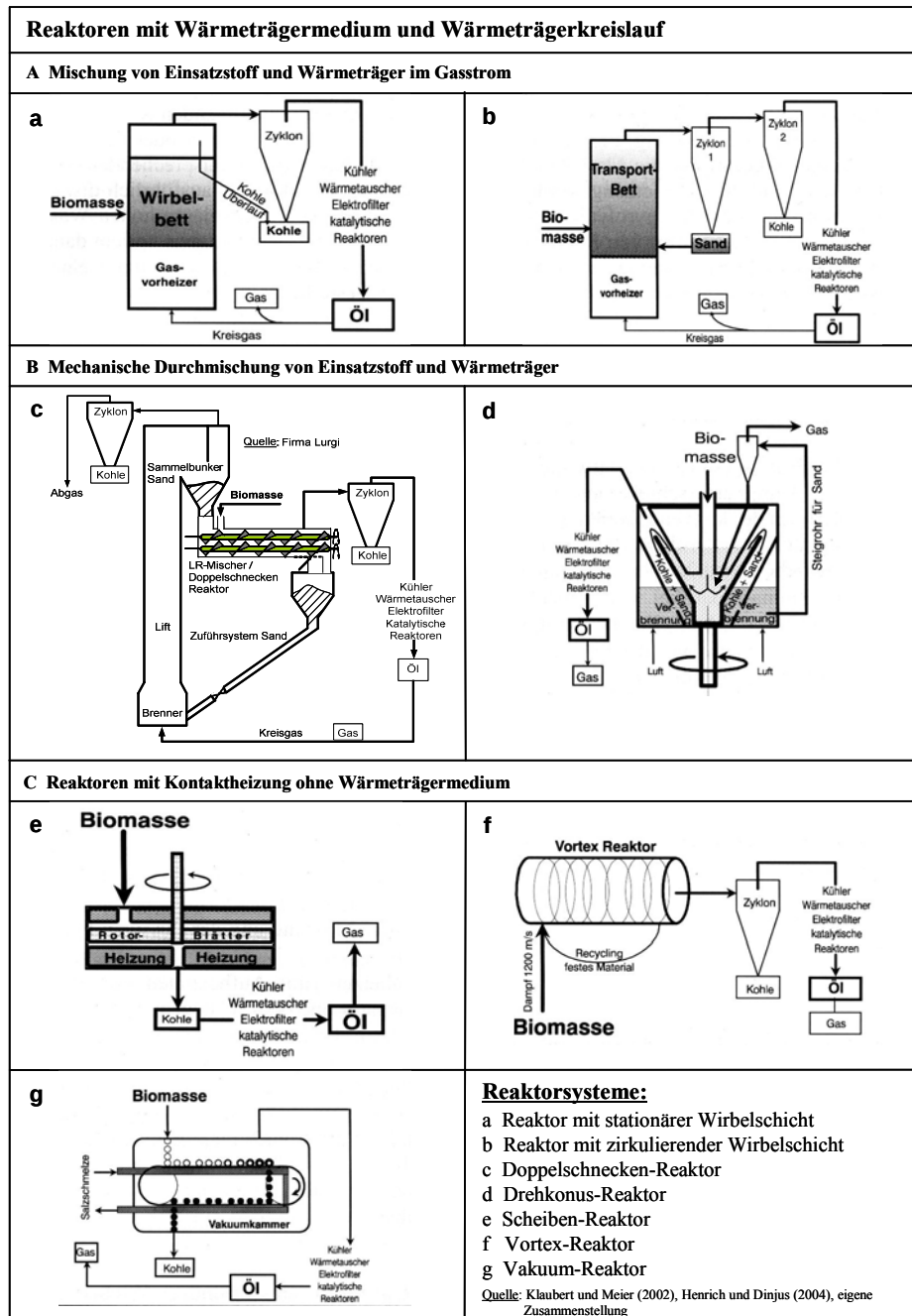


Abb. 3.2: Übersicht der verschiedenen Schnellpyrolyse-Reaktorsysteme

Reaktoren mit stationärer und zirkulierender Wirbelschicht

Reaktoren mit stationärer und zirkulierender Wirbelschicht sind Reaktoren, die auch in anderen Technologien, wie z.B. der Vergasung (vgl. Kap. 3.2), zum Einsatz kommen. In Reaktoren mit einer Wirbelschicht wird eine Schüttung durch aufströmende Gase aufgewirbelt. Je nach Anströmgeschwindigkeit entsteht eine stationäre Wirbelschicht, bei der das Schüttgut im Reaktor verbleibt, oder eine zirkulierende Wirbelschicht. Bei der zirkulierenden Wirbelschicht wird das Schüttgut aus dem Reaktor ausgetragen, über einen Zyklon aus dem Gasstrom abgeschieden und dem Reaktor wieder zugeführt. Die Schüttung besteht im Fall der Schnellpyrolyse überwiegend aus heißem Sand und einem kleinen Anteil Biomasse (3-10 Gew.-%). Die Partikelgröße der Biomasse liegt bei wenigen Millimetern.

Die Wärmezufuhr kann über heiße Reaktorwände, über Rohrbündel im Reaktor, über den Gasstrom, der die Wirbelschicht aufrechterhält, und darüber hinaus im Fall der zirkulierenden Wirbelschicht über einen Wärmeträger (z.B. heißer Sand), der außerhalb des Reaktors aufgeheizt wird, erfolgen. Nachteil der Wirbelschicht-Reaktoren ist der große Gasvolumenstrom, der durch die anschließende Kondensationseinheit geleitet werden muss. Dieser ist größer als bei den Reaktoren mit mechanischer Durchmischung, die im Anschluss beschrieben werden, weil das Inertgas zur Aufrechterhaltung der Wirbelschicht den Reaktor mit den Produktgasen der Pyrolyse verlässt.

Für die Schnellpyrolyse von Biomasse sind Wirbelschicht-Reaktoren am weitesten entwickelt und verbreitet (siehe Tab. 3.4 und Tab. 3.5). Der Haupteinsatzstoff ist dabei Holz. Der Einsatz von Stroh wurde darüber hinaus in Laboranlagen erfolgreich getestet (Boukis et al., 2000).

Doppelschnecken-Reaktor

Biomasse mit einer Partikelgröße von wenigen Millimetern und heißer Sand werden diesem Reaktor zugeführt. Die Doppelschnecken bewirken, dass sich Biomasse und heißer Sand wie eine Pfropfenströmung durch den Reaktor bewegen (vgl. Kap. 4.1). Der Reaktor ist für Holz und Stroh geeignet.

Die Entwicklungsarbeiten am Doppelschnecken-Reaktor für Biomasse wurden im Jahr 2002 am Forschungszentrum Karlsruhe begonnen. Seit dieser Zeit existiert eine Laboranlage (Durchsatz: 10 kg/h); eine Pilotanlage (Durchsatz: 500 kg/h) ist in Bau. Das Verfahren ist an das LR(Lurgi Residual)-Verfahren der Fa. Lurgi angelehnt, die ebenfalls eine Laboranlage besitzt und die in den 1980er Jahren eine Anlage mit dem LR-Verfahren betrieb, die Teersande pyrolysierte. Diese Anlage wurde sechs Jahre betrieben und hatte eine Kapazität von 8 t/h Teersand. Eine weitere Anlage wurde im Jahr 2000 gebaut und sollte 56 t/h Vakuumrückstände verarbeiten. Diese Anlage wurde aber nie in Betrieb genommen, da es technische und ökonomische Probleme gab.

Drehkonus-Reaktor

Biomasse mit einer Partikelgröße von etwa 2 mm und heißer Sand werden in einen heißen, sich drehenden Konus (Frequenz ≈ 10 Hz) eingetragen, durch die Rotation durchmischt und wandern dabei nach außen. Der Reaktor ist für zerkleinertes Holz ausgelegt, sollte aber auch für Stroh geeignet sein. Der Drehkonus-Reaktor wird von der Biomass Technology Group (BTG, Niederlande) entwickelt (siehe Tab. 3.4).

Bei beiden Reaktortypen mit mechanischer Durchmischung (Doppelschnecken- und Drehkonus-Reaktor) wird das entstehende Produktgas abgezogen, dabei wird ein Teil des Kokes und des Sands mit ausgetragen. Der Hauptteil des Sands und der restliche Koks verlassen den Re-

aktor seitlich bzw. nach unten. Der Wärmeträger Sand muss außerhalb des Reaktors aufgeheizt und transportiert werden; dies ist mit einem großen technischen Aufwand verbunden. Das Sand-Biomasse-Verhältnis ist kleiner als bei Wirbelschicht-Reaktoren.

Ablativer Scheiben-Reaktor

Die Biomassepartikel werden gegen eine beheizte, sich schnell drehende Scheibe gepresst (Druck ≈ 30 bar), pyrolysieren und hinterlassen einen Ölfilm, der rasch verdampft. Es ist kein Trägergas und kein Wärmeträger notwendig, was als Vorteil zu werten ist. Zudem ist es möglich, relativ große Biomassepartikel zu verarbeiten. Als Nachteil werden die schnell rotierenden heißen Bauteile angesehen, die die Konstruktion des Reaktors komplexer werden lassen.

Die Entwicklung des ablativen Scheibenreaktors wird momentan von der Fa. PyTEC in Zusammenarbeit mit der BFH (Bundesanstalt für Forst und Holzwirtschaft) vorangetrieben. In deren Laborreaktor sind Pyrolyseversuche mit Stroh gelungen (Meier, 2005). Eine Pilotanlage mit einem Durchsatz von 250 kg/h in einem Sägewerk bei Cuxhaven wurde im Frühjahr 2006 in Betrieb genommen (Meier, 2006).

Vortex-Reaktor

Der Vortex-Reaktor arbeitet nach dem gleichen Prinzip der ablativen Pyrolyse, wie der Scheiben-Reaktor. Es werden Biomassepartikel mit Dampf tangential in eine beheizte Röhre eingeblasen und pyrolysieren bei Wandkontakt. Ein Nachteil des Vortex-Reaktors ist die Dampfbereitstellung, die einen zusätzlichen Aufwand bedeutet. Die Verfahren mit Vortex-Reaktoren (siehe auch Tab. 3.5) sind noch nicht aus dem Labormaßstab herausgekommen.

Die Wärmezufuhr beim Scheiben- und Vortex-Reaktor ist im Gegensatz zu den oben beschriebenen Verfahren durch die Fläche der Scheibe bzw. der Röhre limitiert, was als Nachteil zu werten ist.

Vakuum-Reaktor

In Vakuum-Reaktoren wird stückige Biomasse – größere Partikel sind möglich – auf einem indirekt beheizten horizontalen Endlosband gefördert. Die Beheizung der Bänder erfolgt mit heißen Salzschnmelzen. Die Biomasse muss aufgrund geringer Heizraten bis zu 45 Minuten im Reaktor verbleiben. Die Aufenthaltszeit der gasförmigen Produkte in der heißen Reaktionszone ist sehr kurz. Der Reaktor sollte für alle biogenen Einsatzstoffe geeignet zu sein. Die Aufrechterhaltung eines ausreichenden Unterdrucks im Reaktor erfordert einen hohen technischen und apparativen Aufwand. Die Fa. Pyrovac (Kanada) bemüht sich um die Markteinführung dieses Verfahrens (siehe Tab. 3.4).

Die Entwicklungsgeschichte und der aktuelle Entwicklungsstand einiger ausgewählter Schnellpyrolyse-Verfahren, die die Entwicklung bislang geprägt haben, sind in Tab. 3.4 dargestellt.

Es wird ersichtlich, dass Ensyn (Kanada) momentan das einzige Schnellpyrolyse-Verfahren für Biomasse besitzt, das sich auf dem Markt etabliert hat. Die Produkte aus diesen Anlagen werden gegenwärtig zu Flüssigrauch-Aromen weiter verarbeitet. In Italien wurde im Jahr 1998 eine Demonstrationsanlage mit dem RTP-Verfahren, welches von Ensyn eingesetzt wird, zur Herstellung von Bioöl als Energieträger errichtet. Diese Anlage von ENEL hatte jedoch mit technischen Schwierigkeiten zu kämpfen und wurde stillgelegt (Pyne, 2001).

Dynamotive (Kanada) und BTG (Niederlande) besitzen Betriebserfahrung mit ihren Pilotanlagen, die mit einer stationären Wirbelschicht bzw. einem Drehkonus-Reaktor arbeiten. Dy-

namotive hat im Jahr 2005 eine Demonstrationsanlage mit einem Durchsatz von 4 t/h errichtet und auch BTG hat eine Demonstrationsanlage in Malaysia mit 2 t/h gebaut. Sollte die bisherige Entwicklung dieser Verfahren weiter so kontinuierlich verlaufen, könnten sie in wenigen Jahren marktreif sein.

Tab. 3.4: Entwicklungsgeschichte und -stand ausgewählter Schnellpyrolyse-Verfahren

Entwickler/Trademark TM Standort Reaktortyp	Kapazität (kg/h)	Bemerkungen
Dynamotive/BiothermTM Kanada <i>stationäre Wirbelschicht</i>	400, 4.000	Biotherm TM basiert auf einem Pyrolyseverfahren, das von RTI (Resource Transforms International) patentiert ist. RTI hat sich aus der Pyrolysegruppe der Universität Waterloo gebildet (siehe auch Piskorz et al., 1988; Radlein et al., 1987; Scott und Piskorz, 1982; Scott et al., 1985). Meilensteine: Laboranlage (RTI), 1996; Technikumsanlage: 20-80 kg/h, 1997-2001; Pilotanlage: 400 kg/h, seit 2001; Aufbau einer Demonstrationsanlage mit 4 t/h, 2004. Einsatzstoff: Holz. Verwendung: Bioöl als Energieträger zur Verwendung in einer stationären Gasturbine (www.dynamotive.com).
Ensyn/RTPTM/Kanada Betreiber: Red Arrow/USA <i>zirkulierende Wirbelschicht</i>	1000	Trademark seit 1979; Das RTP-Verfahren (RTP - Rapid Thermal Pyrolysis) entstand während der Forschung an der Universität Western Ontario auf dem Gebiet der Schnellpyrolyse. Die erste kommerzielle Anlage wurde bei Red Arrow (1990) gebaut; seitdem wurden fünf weitere kommerzielle Anlagen errichtet. Einsatzstoff: Holz; Verwendung: Bioöl als Ausgangsprodukt für Raucharomen und Naturharze (www.ensyn.com; Graham et al., 1994).
BTG Niederlande <i>Drehkonus</i>	250	Meilensteine: Laboranlage an der Universität Twente, 1990-1994; Aufbau einer Technikumsanlage mit 50 kg/h, 1995; Planung und Aufbau einer Pilotanlage mit 250 kg/h, 1997. Geplant ist eine Demonstrationsanlage mit 2 t/h, Einsatzstoff Holz. Verwendung: Bioöl als Energieträger zur Verwendung im Motor oder im Brenner zur Erzeugung von Wärme und Strom.
Pyrovac/PyrocyclingTM Kanada <i>Vakuum</i>	3.500, 50	Eine Demonstrationsanlage mit 3.500 kg/h wurde Anfang 2000 in Betrieb genommen. Die Anlage wurde aufgrund technischer Probleme und des Ausstiegs mehrerer Geldgeber wieder stillgelegt. Momentan ist eine Technikumsanlage mit 50 kg/h in Betrieb. Einsatzstoff: Rindenmulch. Verwendung: Bioöl als Ausgangsstoff zur Herstellung von Phenolformaldehyd als Harz für die OSB-Herstellung (siehe Pyne, 1999, 2000; Mullaney, 2002). Forschungspartner: Universität Laval.
Fortum und Vapo/ForesteraTM Finnland <i>unbekannt</i>	350	Eine Pilotanlage wurde im Mai 2002 in Betrieb genommen und im Frühjahr 2004 wieder stillgelegt. Die Produktion von Bioöl sollte leichtes Heizöl in Großkesseln substituieren (Gust et al., 2002). Einsatzstoff Holz. VTT war als Forschungs- und Entwicklungspartner beteiligt.

Fortum und Vapo (Finnland/Schweden) haben im Jahr 2002 in recht kurzer Zeit eine Pilotanlage errichtet. Es sollte getestet werden, inwieweit Pyrolyseöl leichtes Heizöl substituieren kann. Um welchen Reaktortyp es sich handelt, geht aus den Veröffentlichungen der Betreiber nicht hervor. Das Projekt wurde im Frühjahr 2004 gestoppt. Zur Begründung wurden geänderte ökonomische Rahmenbedingungen in Finnland und Schweden angegeben. Die Fa. Pyrovac bemüht sich um die Entwicklung der Vakuum-Pyrolyse, musste jedoch ihre Demonstrationsanlage aufgrund technischer und wirtschaftlicher Probleme stilllegen.

In Tab. 3.5 sind Forschungseinrichtungen aufgelistet, die eine Schnellpyrolyse-Tradition aufweisen. Einige dieser Einrichtungen sind an den Industrieprojekten beteiligt, die in Tab. 3.4 genannt sind. Die verschiedenen Forschungseinrichtungen und Industrieunternehmen haben sich in einem Netzwerk zusammengeschlossen, das von der Universität Aston (England) koordiniert wird (siehe www.pyne.co.uk).

Tab. 3.5: Forschungseinrichtungen mit Schnellpyrolyse-Tradition

Forschungseinrichtung	Forschungsgegenstand	ausgewählte Publikationen
Aston University, England	Ablative Pyrolyse, techno-ökonomische Untersuchungen	Bridgwater und Grassi (1991), Bridgwater et al. (2002), Peacocke und Bridgwater (1994), Peacocke und Bridgwater (2004)
CNRS Nancy, Frankreich	Ablative Pyrolyse	Lédé et al. (1986), Lédé (2003)
CRES, Griechenland	Zirkulierende Wirbelschicht	Boukis (1996), Boukis et al. (2000), Pyne (2002a)
NREL, USA	Ablative Vortex-Pyrolyse, Zusammensetzung Pyrolyseöl, techno-ökonomische Untersuchungen	Chum (1993), Czernik et al. (1994), Johnson und Maclean (1993), Johnson et al. (1994), Milne et al. (1997), Pyne (2002b)
Universität Anadolu, Türkei	Festbett-Pyrolyse	Pütün et al. (1996), Pütün (2002), Onay (2004)
Bundesforschungsanstalt für Forst und Holzwirtschaft, Hamburg	Stationäre Wirbelschicht, ablative Pyrolyse, Zusammensetzung Pyrolyseöl	Meier et al. (1985), Meier (2002), Girard et al. (2005)
Universität Laval, Kanada	Vakuum-Pyrolyse, Multiple-Hearth Reaktor	Pakdal und Roy (1988), Garcia-Perez et al. (2002)
Universität Twente, Niederlande	Drehkonus	Wagenaar et al. (1994, 2000), Janse et al. (1997)
VTT, Finnland	Untersuchung von Verwendungsmöglichkeiten von Pyrolyseöl, Eigenschaften von Pyrolyseöl, techno-ökonomische Untersuchungen	Solantausta (1994), Solantausta et al. (1996), Fagernäs (1995), Oasmaa et al. (1997)

3.1.3 Bewertung der Schnellpyrolyse-Reaktoren und Einordnung des FZK-Konzepts

Mit Blick auf die Bewertung und Einordnung der oben beschriebenen Schnellpyrolyse-Reaktoren gilt allgemein, dass die benötigte Partikelgröße der eingesetzten Biomasse bei allen Reaktoren bis auf den Scheiben-Reaktor und den Vakuum-Reaktor im Bereich weniger Millimeter liegt. Darüber hinaus sollte der Wassergehalt der Biomasse bei allen Reaktoren einen Wert von 10 % nicht überschreiten, um eine ausreichende Qualität der Pyrolysekondensate zu erreichen. Diese Anforderungen bedingen eine aufwändige Konditionierung, d.h. Zerkleinerung und Trocknung der Biomasse. Daneben muss der Schnellpyrolyse als allothermem Verfahren von außen Wärme zugeführt werden. Dafür gibt es, wie in Abb. 3.2 (S. 45) zu sehen, verschiedene Möglichkeiten. Ein spezielles Augenmerk gilt dabei dem Wirkungsgrad, mit dem die Wärme dem Reaktor zugeführt werden kann.

In Tab. 3.6 sind die Vor- und Nachteile der Schnellpyrolyse-Reaktoren bzw. deren Anlagen gegenübergestellt. Die Wirbelschicht-Reaktoren haben sich für die Schnellpyrolyse von Holz als geeignet erwiesen und sind am weitesten verbreitet und entwickelt. Die Scale-up-Möglichkeiten und die Anforderungen an die Biomasse sind bei Reaktoren mit zirkulierender Wirbelschicht besser als bei Reaktoren mit stationärer Wirbelschicht. Im Gegensatz dazu sind die Konstruktion und der Betrieb der Reaktoren mit stationärer Wirbelschicht einfacher als bei

Reaktoren mit zirkulierender Wirbelschicht. Halmgutartige Biomasse (z.B. Stroh) dürfte sich in zirkulierenden Wirbelschichten besser umsetzen lassen als in stationären Wirbelschichten.

Tab. 3.6: Schnellpyrolyse-Anlagen – Gegenüberstellung einiger Vor- und Nachteile

Reaktortyp	Eignung für Holz	Eignung für Halmgüter	Scale-up-Möglichkeit	Technische Einfachheit	Möglicher Leistungsbereich (MW _{in})
Reaktor mit stationärer Wirbelschicht	+	-	0	+	5 - 50
Reaktor mit zirkulierender Wirbelschicht	+	0	++	0	10 - 250
Drehkonus-Reaktor	+	0	+	0	2 - 100
Doppelschneckenreaktor ^{a)}	+	0	++	0	10 - 250
Ablative Reaktoren	+	0	0	-	5 - 40 ^{b)}
Vakuum Reaktor	+	0	+	-	50 - 150 ^{b)}

Bedeutung der Symbole: sehr günstig (++) über mittel (0) bis sehr ungünstig (--)

^{a)} Dieses Reaktorkonzept wird vom Forschungszentrum Karlsruhe verfolgt; eine Laboranlage ist vorhanden, eine Pilotanlage ist im Bau

^{b)} Meier (2005)

Drehkonus- und Doppelschnecken-Reaktoren als mechanisch mischende Reaktoren sind dabei, sich als Alternative zu den Wirbelschicht-Reaktoren zu etablieren. Die Scale-up-Möglichkeit und die Konstruktion des Doppelschnecken-Reaktors sind einfacher als die des Drehkonus-Reaktors; die Gesamtanlagen sind jedoch ähnlich komplex. Als Einsatzstoffe können Holz wie auch Stroh verwendet werden.

Der Vergleich der mechanisch mischenden Reaktoren mit Wirbelschichtreaktoren zeigt, dass Anlagen mit stationärer Wirbelschicht einfacher in ihrer Konstruktion sind. Die Steuerung dieser Anlagen ist jedoch aufwändiger als bei Anlagen mit mechanisch mischenden Reaktoren. Beide Reaktortypen sind hinsichtlich ihrer technischen Einfachheit ähnlich einzustufen.

Ablative Reaktoren für Holz sind aufgrund ihrer Komplexität noch nicht über den Labormaßstab hinausgekommen. Die Scale-up-Möglichkeiten sind begrenzt, da die Pyrolyse z.B. auf einer sich drehenden heißen Oberfläche stattfindet. Die Konstruktion des Reaktors ist sehr aufwändig. Halmgutartige Biomasse lässt sich im ablativen Scheibenreaktor ebenfalls pyrolysieren.

Der Vakuum-Reaktor scheint für viele Biomassen geeignet zu sein. Durch die Vakuum-Technik ist der Reaktor sehr aufwändig und die Scale-up-Möglichkeiten sind begrenzt.

Ein Vergleich der verschiedenen Reaktoren hinsichtlich der erreichbaren Ausbeuten weist darauf hin, dass Wirbelschichtreaktoren und ablative Reaktoren (Scheiben- bzw. Vortex-Reaktoren) die höchsten Ausbeuten an Pyrolyseöl erzielen. Etwas geringere Ausbeuten weisen Drehkonus- und der Doppelschneckenreaktor auf. Die geringsten Ausbeuten wurden mit dem Vakuum-Reaktor erreicht.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Entwicklung der Schnellpyrolyse-Technologie mit den Einsatzstoffen Holz, Stroh und anderer Biomasse, je nach Reaktortyp, noch auf der Stufe von Forschung und Entwicklung bzw. am Beginn der Kommerzialisierung steht. Wie die Beispiele der Demonstrationsanlagen von Pyrovac in Kanada und ENEL in Italien zeigen, haben diese Anlagen mit technischen Schwierigkeiten zu kämpfen, die nicht

unbedingt als „Kinderkrankheiten“ zu bezeichnen sind. Beide Anlagen wurden stillgelegt, weil sie ihre technische Funktionsfähigkeit nicht unter Beweis stellen konnten.

Schwierige Biomasse, wie z.B. Stroh, wird bis jetzt nur im Labormaßstab umgesetzt. Dies liegt an der geringeren Ausbeute an Pyrolyseölen aus Stroh – verglichen mit Holz – und an der schlechteren Qualität der Pyrolyseöle aus Stroh.

Mit Blick auf das FZK-Konzept ist festzustellen, dass der vom Forschungszentrum Karlsruhe ausgewählte Doppelschnecken-Reaktor bei der Gegenüberstellung der verschiedenen Reaktoren recht gut abschneidet. Ein entscheidender Vorteil bei der technischen Entwicklung ist, dass das Schnellpyrolyse-Konzept an die LR-Technologie der Firma Lurgi angelehnt ist (Weiss und Pagel, 2000). Beim Nachweis der technischen Machbarkeit könnte die Entwicklung dieser Technologie durch eine Kooperation zwischen Industrie und Forschung schnell vorangetrieben werden. Aufgrund vorhandener Erfahrung und erster Ergebnisse mit Stroh sieht das Forschungszentrum Karlsruhe in dem Doppelschnecken-Reaktor beträchtliches Entwicklungspotenzial. Aktuell wird eine Pilotanlage mit einem Biomassedurchsatz von 500 kg/h gebaut und im Jahr 2007 in Betrieb genommen.

3.2 Vergasung von Biomasse

Ausgangspunkt für die Gewinnung von flüssigen synthetischen Kraftstoffen ist die Vergasung von Biomasse zur Synthesegaserzeugung (vgl. Abb. 3.3). Insgesamt besteht die Herstellung flüssiger synthetischer Kraftstoffe aus Biomasse, Kohle oder Erdgas aus vier Einzelschritten: Synthesegaserzeugung, Gasreinigung und Gaskonditionierung, Fischer-Tropsch (FT)-Synthese und Aufarbeitung der FT-Produkte. Eine detaillierte Darstellung der Gasreinigungs-, Gaskonditionierungsmaßnahmen und FT-Synthese erfolgt im Kapitel 3.3.

Zunächst wird in diesem Kapitel die Synthesegaserzeugung näher erläutert. Es werden die Grundprinzipien und der Stand der Vergasungsverfahren zur Bereitstellung von flüssigen synthetischen Kraftstoffen über die Synthesegaserzeugung und – in einem Exkurs – zur Verstromung von Biomasse beschrieben. Abschließend werden die einzelnen Vergasungsverfahren einer Bewertung zugeführt.

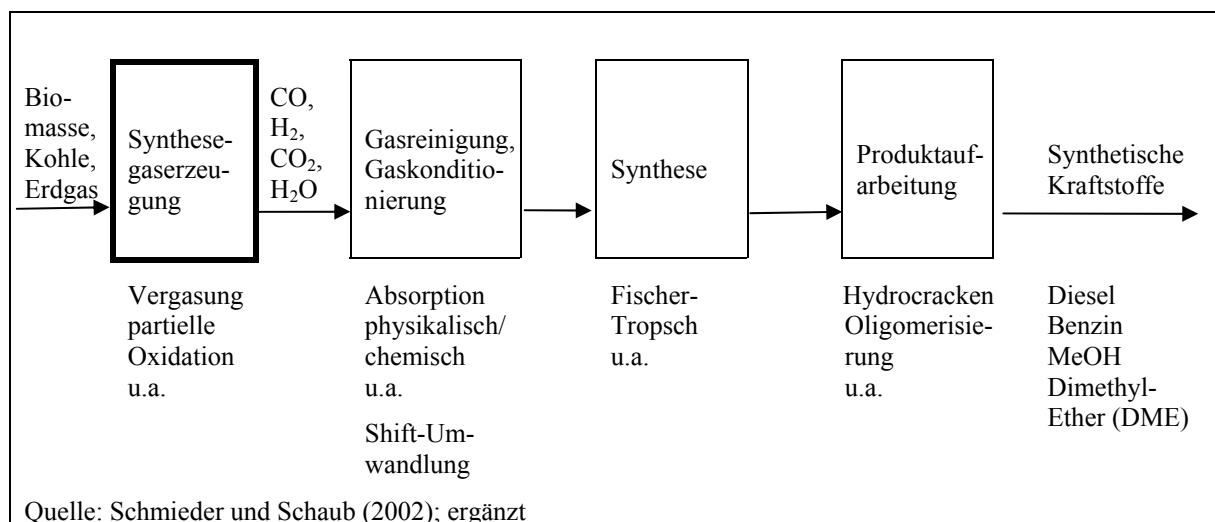


Abb. 3.3: Fließbild für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe aus festen oder gasförmigen Rohstoffen

Für die Synthesegaserzeugung über die Vergasung von festen Rohstoffen wie Biomasse ist folgende Reaktionsgleichung maßgebend:



Typische Zusammensetzungen von Synthesegasen aus den verschiedenen Rohstoffen und Vergasungsverfahren sind in Tab. 3.7 angegeben. Mit Blick auf die weiteren Prozessschritte sollte der Faktor n und damit das H_2/CO -Verhältnis den Wert 2 haben (siehe Kap. 3.3.1). Tatsächlich liegen die Werte für n bei der Holzvergasung beträchtlich unter und bei der Kohlevergasung über 2. Die unterschiedlichen Gaszusammensetzungen verlangen weitere Konditionierungsschritte, um das geeignete H_2/CO -Verhältnis einzustellen (siehe Kap. 3.3.2).

Tab. 3.7: Mittlere Zusammensetzung von Rohsynthesegasen in Vol.-%

Vergasungsverfahren	H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	N ₂	Andere
Atmosphärische <u>Holz</u> vergasung mit Luft	12,5	16,3	13,5	4,4	52	1,2 (C ₂₊)
Atmosphärische <u>Holz</u> vergasung mit Dampf/O ₂	38,1	28,1	21,2	8,6	-	3,0 (C ₂₊)
<u>Kohle</u> vergasung, „Lurgi-Druckverfahren“	39,1	18,9	29,7	12,3	-	-

Quelle: Kaltschmitt und Hartmann (2001); Schmieder und Schaub (2002)

3.2.1 Grundprinzipien und Vergasertypen

Im Folgenden werden in Anlehnung an die aktuelle Literatur die gängigen Vergasertypen beschrieben sowie deren Vor- und Nachteile dargestellt (vgl. Bridgwater, 2001; Henrich und Dinjus, 2004; Kaltschmitt und Hartmann, 2001; Maniatis, 2001). Dabei soll dieses Kapitel zur Klärung der Frage beitragen, welche Vergasungsverfahren am besten für die Vergasung von Biomasse und insbesondere von Halmgütern (z.B. Stroh) geeignet sind. Mit Abb. 3.4 werden typische Verfahren zur Vergasung von fester Biomasse vorgestellt.

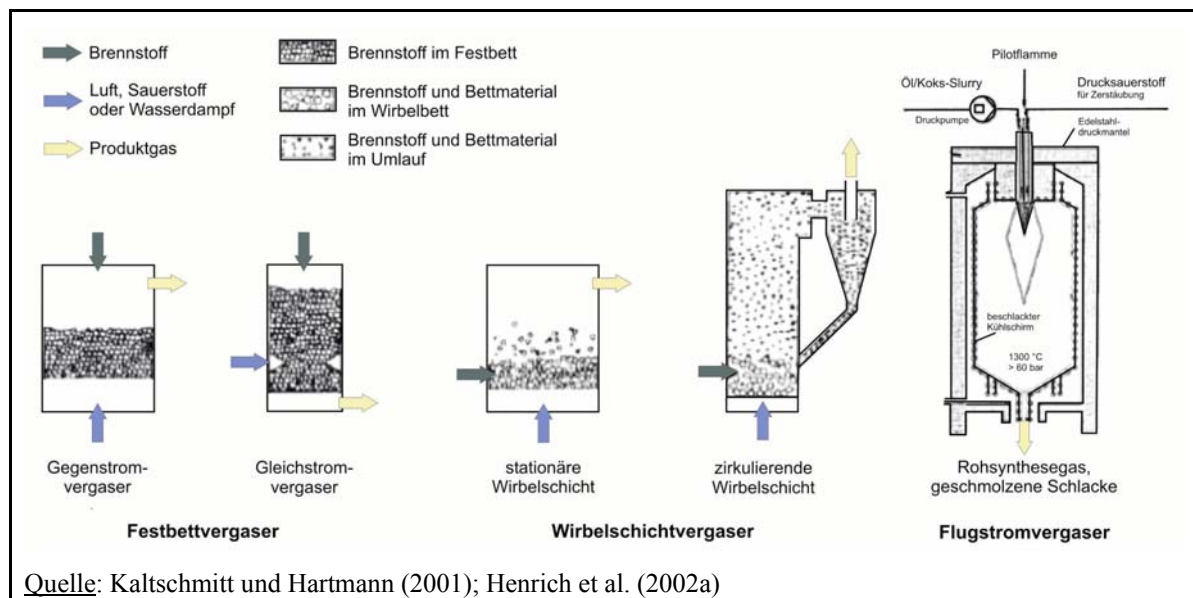


Abb. 3.4: Schematische Darstellung verschiedener Vergasungsverfahren für feste Biomasse

Im **Gegenstrom**-Festbettvergaser strömt das Vergasungsmedium entgegen der Eintragsrichtung des Brennstoffs durch den Reaktor. Dieser Vergasertyp zeichnet sich durch einen einfachen Prozess mit geringen Kosten aus. Wegen des Risikos zur Ascheerweichung und Ver-

schlackung ist dieser Vergasertyp jedoch für Halmgüter schlecht und für Holz nur bedingt geeignet, da auch bei Holz Anbackungsgefahr wegen der Ascheerweichung besteht, allerdings wegen anderer Aschezusammensetzung erst bei höheren Temperaturen als bei Halmgütern. Darüber hinaus müssten Halmgüter erst pelletiert oder brikettiert werden, um zu vermeiden, dass Verstopfungen und Temperaturnester gebildet werden, die eine gleichmäßige Vergasung behindern. Gegenstrom-Festbettvergaser haben für die Verstromung oder gar für die Synthesegaserzeugung praktisch keine Marktchancen, da sie wegen der hohen Teerkonzentration von bis zu 70 g/m^3 im Produktgas bei der Gasreinigung große Probleme aufgeben. Gemäß Kurkela (2002) sind bei Anlagen in Finnland alle 2 bis 6 Wochen die Gaszuführungen vom Vergaser zum Brenner zu reinigen. Anwendungen finden sich im Bereich der Wärmeerzeugung aus Biomasse. Bekannte Anbieter dieses Vergasertyps sind Bioneer (USA) und Carbona (Finnland).

Beim **Gleichstrom-Festbettvergaser** nehmen Vergasungsgut und Vergasungsmedium die gleiche Strömungsrichtung ein. Dieser Vergasertyp hat den Vorteil, dass das inerte Material im Koks-Aschegemisch verbleibt und der Staubgehalt im Produktgas vermindert ist. Dies ist ein einfacher, erprobter Prozess bei geringen Kosten, attraktiv für Anlagen bis etwa 2 MW_{in} . Bei kleineren Festbettvergäsern nach dem Gleichstromprinzip ist es bislang noch nicht hinreichend gelungen, eine für Gasmotoren ausreichende Teerfreiheit zu erreichen. Bei größeren Anlagen, die im Leistungsspektrum eines kommunalen oder industriellen Einsatzes liegen, konnte dies ebenfalls noch nicht erreicht werden. Insbesondere die Schwierigkeiten einer zunehmenden Ungleichmäßigkeit der Brennstoffbewegung und damit der Vergasungsreaktionen führen zu schwankenden Gasqualitäten und Mengen, die nicht beherrschbar sind. Bei kaliumreichen Biobrennstoffen (z.B. Stroh) ist wegen der lokal weit über $1000 \text{ }^\circ\text{C}$ liegenden Temperatur in der Oxidationszone mit einem hohen Risiko der Sinterung der Asche und deshalb mit dem Risiko von Verbackungen zu rechnen. Für Halmgüter ist dieser Vergasertyp daher schlecht einsetzbar. Etwas bessere Chancen ergeben sich für Holz wegen der günstigeren Aschezusammensetzung. Bekannter Anbieter dieses Vergasertyps ist EVN (Österreich; Civitas Nova – Wiener Neustadt).

Bei **Vergasern mit stationärer, der so genannten klassischen Wirbelschicht**, wird das Bett mit Sand als Wärmeträgermaterial durch das von unten angeströmte Vergasungsmedium in Bewegung gehalten. Dieser Vergasertyp realisiert eine gleichmäßige Temperaturverteilung über die Wirbelschicht und sorgt für ein gleichmäßiges Produktgas. Er lässt einen großen Korngrößenbereich der Biomasse zu, ermöglicht einen hohen Wärmetransport zwischen inertem Material, Brennstoff und Gas und bewirkt, dass die Gehalte an Teer und Unvergastem gering gehalten werden. Allerdings wirken sich große Blasen in der Wirbelschicht, die ohne Reaktion die Schicht passieren, nachteilig aus. Wegen der Verklebungsgefahr ist Vorsicht bei der Luftvergasung von Halmgütern mit kaliumreichen Aschen geboten. Eine Verbesserung bietet sich hier mit der Vergasung mittels Dampf an, da in diesem Fall keine Temperaturnester zu erwarten sind, wie sie sich bei Einsatz von Halmgütern bilden können. Auch hier ergeben sich für Holz wegen der günstigeren Aschezusammensetzung Vorteile. Drucklose stationäre Wirbelschicht-Vergaser haben sich im Leistungssegment bis ca. $25 \text{ MW}_{\text{in}}$ bei unterschiedlichen Brennstoffen als zuverlässig erwiesen. Der höhere technische Aufwand bei der Wirbelschichtvergasung führt dazu, dass ein Einsatz für die Biomasse-Vergasung unterhalb einer Feuerungswärmeleistung von ca. 2 MW_{in} (bzw. ca. $600 \text{ kW}_{\text{el}}$) als kommerzielle Anlage praktisch nicht zu realisieren ist. Firmen, die diese Technik anwenden, sind u. a. Carbona (Finnland) und Dinamec (Niederlande) (Maniatis, 2001).

Bei **Vergasern mit zirkulierender Wirbelschicht** kommt gewöhnlich ebenfalls Sand als Wärmeträger zum Einsatz. Das Sandbett wird durch die Anströmung intensiv durchmischt,

und es wird so eine höchstmögliche Gleichmäßigkeit der Gasproduktion hinsichtlich Menge und Qualität gewährleistet. Die Anströmgeschwindigkeit des Vergasungsmediums wird so groß gehalten, dass Teile des Bettmaterials nach oben aus dem Vergasungsraum ausgeworfen und, nach Abscheidung durch einen Zyklon, dem Wirbelbett wieder zugeführt werden.

Dieser Vergasertyp hat den Vorteil, dass die Vergasungsreaktionen sehr rasch ablaufen. Auch sind wegen der großen Wärmekapazität des Bettmaterials hohe Wärmeaustauschraten möglich. Die Umsetzungsraten der Biomasse sind höher als bei der stationären Wirbelschicht, und die Teerbildung und die Mengen an Unvergastem sind geringer. Nachteilig wirkt sich aus, dass in Abhängigkeit der Teilchengröße eine Mindestgeschwindigkeit des Anströmgesetzes einzustellen ist. Hierbei ist zu beachten, dass zu hohe Gasgeschwindigkeiten bei Anlagenteilen zu Erosion führen können. Bei Einsatz von Halmgütern kann eine Verklebung der freigesetzten Asche mit dem Sand erfolgen und die Fluidisierung zusammenbrechen lassen. Solange jedoch die Betttemperatur unter etwa 700 °C bleibt, ist nicht von einer Ascheverklebung auszugehen. Allerdings hat man unter 700 °C mit relativ hohen Koksstaubanteilen im Produktgas zu rechnen.

Wird als Vergasungsmedium Dampf anstelle von Luft eingesetzt und für eine zusätzliche Wärmezufuhr durch erhitzten Sand (wie es z.B. beim FERCO (Future Energy Resources Corporation)-Verfahren geschieht) oder durch den zusätzlichen Einbau von Wärmetauscherrohren in die Wirbelschicht gesorgt, verbessert dies die Chancen für eine Vergasung von Halmgütern.

Drucklose Vergaser mit zirkulierender Wirbelschicht haben sich bei unterschiedlichen Brennstoffen als sehr zuverlässig erwiesen, wobei ein Scale-up von wenigen MW_{in} auf bis zu 100 MW_{in} und auch darüber hinaus möglich ist. Firmen, die diese Technik anwenden, sind: Austrian Energy (Österreich; KWK-Anlage Güssing, Hofbauer und Rauch, 2002), Battelle/Ferco (USA; Burlington, Vermont), Foster Wheeler (USA; Lahti, Holz, 60 MW_{in}), Lurgi (Deutschland) und TPS (Schweden; ARBRE, nach Liquidation stillgelegt).

Druckaufgeladene zirkulierende Wirbelschicht-Systeme sind unterhalb von 100 MW_{in} weniger attraktiv wegen der höheren Kosten aufgrund der aufwändigen Einschleusungssysteme in den Druckbehälter. Andererseits haben druckaufgeladene Wirbelschichten bei den IGCC-Prozessen¹ den Vorteil der Vermeidung zusätzlichen Druckaufbaus vor der Verwendung des Gases in der Gasturbine. Auf diesem Feld tätige Firmen sind: Carbona (Finnland) und Foster Wheeler (USA) mit der Anlage Värnamo von Sydkraft, Schweden.

Flugstromvergaser zur Biomassevergasung können mit fein gemahlenen kohlenstoffhaltigen Einsatzstoffen oder mit Slurries betrieben werden. Das Anwendungsgebiet liegt im hohen Leistungsbereich.

Drucklose Flugstromvergaser sind im Frühstadium der Entwicklung. Für den angestrebten hohen Leistungsbereich werden wegen der großen Betriebs-Volumenströme entsprechend dimensionierte Anlagenkomponenten benötigt. Vor diesem Hintergrund werden ihnen nur geringe Marktchancen eingeräumt.

¹ IGCC: "Integrated Gasification Combined Cycle": Beim IGCC-Prozess handelt es sich um ein kombiniertes Gas- und Dampfturbinen(GuD)-Kraftwerk, ergänzt um eine vorgeschaltete Vergasungsanlage zur Erzeugung von Synthesegas. Mit dem Synthesegas wird eine Gasturbine befeuert, deren heiße Abgase an einen Abhitze-kessel weitergeleitet werden. Der hierbei erzeugte Dampf treibt zusätzlich eine Dampfturbine an und dient so zur Maximierung der Stromerzeugung.

Anders sieht es beim **druckaufgeladenen Flugstromvergaser** aus, wie er beim FZK-Konzept Verwendung findet; entsprechende Vergaser finden sich beim SVZ (wird seit Oktober 2005 als Sustec-Verwertungszentrum von Sustec Schwarze Pumpe betrieben) und in Freiberg bei Siemens Fuel Gasification Technology (ehemals Future Energy GmbH) sowie bei Choren (CARBO-V). Wegen der stabilen Zellulosefasern ist der Aufwand bei der Aufmahlung der Biomasse im Falle des direkten Eintrags beträchtlich. Im Falle der Vorschaltung eines Pyrolyseschrittes ist dieser Aufwand geringer, da feinkörniger oder leicht mahlbarer Koks entsteht, der durch Zumischen zum Pyrolyseöl die so genannten Slurries (s. FZK-Konzept) ergibt. Die Umsetzung der Slurries mit Sauerstoff in ein Synthesegas erfolgt im Flugstrom-Druckvergaser. Wenn der Betriebsdruck im Vergaser über dem Synthesedruck liegt, kann auf die technisch aufwändige Zwischenkompression des Synthesegases verzichtet werden. Dies könnte die Gaskonditionierung oder Gasverwendung erleichtern, sofern auch die Gasreinigung bei diesem Druckniveau realisiert werden kann. Flugstromvergaser werden ökonomisch sinnvoll nur in sehr großen Anlagen eingesetzt und eignen sich am besten in der Kombination mit Methanol- bzw. Fischer-Tropsch-Synthesen (vgl. Verfahrenskonzept beim SVZ). Ein entscheidender Vorteil besteht darin, dass durch die hohe Vergasungstemperatur von $>1200\text{ }^{\circ}\text{C}$ ein nahezu teerfreies Gas erzeugt wird, welches die anschließende Gasreinigung erleichtert (Henrich, 2005; Henrich et al., 2002b; Stahl et al., 2004).

Flugstrom-Druckvergaser für Biomasse sollten bei Temperaturen zwischen 1200 und $1300\text{ }^{\circ}\text{C}$ arbeiten. Es werden bei den hohen Temperaturen reiner Sauerstoff und Wasserdampf zur Zerstäubung des Brennstoffs und als Vergasungsmedien eingesetzt. Die Asche kann als Schmelze abgezogen werden. Eine bestimmte Art von Kühlschirm, wie er beim Flugstromvergaser von Siemens Fuel Gasification Technology in Freiberg oder bei SVZ eingesetzt wird, ist verträglich mit hohen Alkalichlorid- und Aschegehalten der Biomasse sowie raschen Schwankungen von Aschemenge und -erweichungstemperatur, die für Halmgüter und ähnliche Reststoffe typisch sind (Henrich und Dinjus, 2004). In diesem Bereich tätige Firmen sind: Siemens Fuel Gasification Technology und SVZ.

Zusammenfassend werden in Tab. 3.8 Firmen vorgestellt, die im Bereich der Biomassevergasung tätig sind und teilweise zuvor bereits genannt wurden.

Tab. 3.8: Zusammenstellung von Firmen im Bereich Biomassevergasung

Land	Firma
Dänemark	Babcock & Wilcox Volund
Deutschland	Lurgi Envirotherm; Mühlen (Blauer Turm); UET/Choren; Siemens Fuel Gasification Technology; SVZ
England	Novera Energy; Waste to Energy; Waste Gas Technology
Finnland	Carbona Oy
Irland	B9 Energy Biomass Ltd.
Niederlande	BTG; Host; Kara
Norwegen	Organic Power
Österreich	Babcock Borsig (AEE); Austrian Energy
Schweden	TPS ARBRE (nach Liquidation verkauft (2003)); Sydkraft
Australien	Brightstar Environmental (weitere Entwicklung gestoppt (2004)); Waterwide (REC)
Kanada	Heuristic Engineering; Resorption
USA	BG Technologies; Energy Products of Idaho; Enerkem; Battelle/Ferco; Foster Wheeler; PRM Energy; Pyrovac International; Thermogenics

Quelle: Heermann und Archer (2002); Maniatis (2001); eigene Recherchen

3.2.2 Wesentliche Probleme und Bewertung der Vergasungsverfahren

In diesem Kapitel werden wesentliche Probleme aufgelistet und eine vorläufige Bewertung der Verfahren vorgenommen (vgl. Tab. 3.9). Bis auf die Verwendung des erzeugten Gases zur Wärmeerzeugung durch direkte Verbrennung benötigen alle Vergasungsverfahren unterhalb von ca. 1200 °C eine effektive Teerentfernung, ansonsten ist im weiteren Prozessverlauf mit Teeransammlung zu rechnen. Wird das entstandene Synthesegas für Syntheseprozesse eingesetzt, muss es hochrein und teerfrei sein, um die empfindlichen Synthesekatalysatoren nicht zu vergiften.

Die am häufigsten eingesetzten Verfahren sind Waschen, katalytische Reformierung mit nachfolgendem Waschen und Heißgasreinigung. Im letzteren Fall wird das Gas oberhalb 400 °C gehalten, um Teerkondensation zu vermeiden. Die Bemühungen zur Teerabscheidung sind bislang noch zu keinem befriedigenden Ergebnis gekommen. Insbesondere Festbett- aber auch Wirbelschichtverfahren haben mit dem Teerproblem zu kämpfen (vgl. Tab. 3.9). Eine gute Möglichkeit zur Lösung der Teerprobleme bietet sich mit dem Flugstromverfahren im druckaufgeladenen Reaktor an, der bereits für Versuchszwecke im Rahmen des FZK-Konzeptes in Freiberg erfolgreich eingesetzt wurde (Henrich et al., 2004). Weitergehende Ausführungen zur Teerproblematik finden sich u. a. bei Ising (2000) und Maniatis (2001).

Ebenfalls Probleme macht der hohe Staubgehalt im Synthesegas, insbesondere bei den Wirbelschichtverfahren und dort besonders bei der zirkulierenden Wirbelschicht. Zur Staubabscheidung werden hier bevorzugt Zyklone und Heißgasfilter eingesetzt.

Ein weiteres Problem wird in der Aufrechterhaltung einer konstanten Synthesegasqualität gesehen. Dies tritt besonders bei Festbettvergäsern auf (vgl. Tab. 3.9).

Mit Tab. 3.9 wird eine Einschätzung zur Eignung von verschiedenen Vergasungsverfahren für die Vergasung von Holz und Halmgütern vorgenommen, insbesondere auch mit Blick auf die Bereitstellung von Synthesegas (siehe Rohgasqualität). Bei der generellen Eignung für Biomasse zur Vergasung dominiert Holz klar gegenüber Halmgütern, was insbesondere auf das bessere Ascheschmelzverhalten bei Holz zurückzuführen ist. Die Gleichmäßigkeit der Gaserzeugung in Bezug auf Heizwert und Menge tritt bei Wirbelschicht-Vergäsern deutlich gegenüber Festbettvergäsern auf. Auch bei den Scale-up-Möglichkeiten zeigen Wirbelschicht-Vergaser Vorteile gegenüber Festbettvergäsern. Dafür müssen Abstriche gemacht werden bei der technischen Einfachheit: Hier sind die Festbettvergaser klar im Vorteil. Während sich die Festbettvergaser dem unteren Leistungssegment bis 2 MW_{in} zuordnen lassen und die stationären Wirbelschicht-Vergaser dem Leistungssegment bis 20 MW_{in}, finden sich im mittleren Leistungssegment bis 100 MW_{in} die Vergaser mit atmosphärischer zirkulierender Wirbelschicht und im oberen Leistungssegment bis 300 MW_{in} die druckaufgeladenen Wirbelschicht-Vergaser sowie die Flugstromvergaser.

Deutlich tritt der Vorteil der Flugstromvergasung für die Vergasung von Slurries hervor. Allerdings ist dieser Vergasertyp wegen des hohen Drucks und der Eindüsung reinen Sauerstoffs komplexer als die anderen Systeme. Auch ist wegen der Sauerstoffzufuhr stärkeres Augenmerk auf die Betriebssicherheit zu legen. Mit Blick auf die Synthesegاسبereitstellung stellen sich die druckaufgeladenen Wirbelschicht-Vergaser und die Flugstromvergaser als geeignete Reaktortypen dar.

Zur Analyse und Bewertung von Verfahren und Anlagen der thermochemischen Vergasung von Biomasse wurden auf nationaler Ebene von der Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR) zwei Verbundvorhaben gefördert (DLR, FKZ: 22020700, Laufzeit: 2002-2004 bzw. TU Hamburg-Harburg, FKZ: 22018000, Laufzeit: 2001-2005).

Tab. 3.9: Vergasungsverfahren für Biomasse – Gegenüberstellung wesentlicher Vor- und Nachteile

Verfahren; Vergasungsmedium; (Anlagen-Beispiele)	Eignung für Holz	Eignung für Halmgüter	Gleichmäßigkeit der Gaserzeugung (bzgl. Heizwert und Menge)	Scale-up- Möglichkeit	Technische Einfachheit	Reaktor - Leistung (MW _m)	Rohgasqualität ^{a)}			
							Teer- gehalt	Staub- gehalt	Heiz- wert	Eignung für Syn- these
Gegenstrom-Festbettvergaser; Luft; (BIONEER)	+	- ^{b)}	-	-	++	0,25 - 2,0	--	0	schwach- kalorig	-
Gleichstrom-Festbettvergaser; Luft; (PPS, Siebenlehn)	+	-	u. U. -- (Anlagengröße!)	--	++	0,25 - 2,0	-	0	schwach- kalorig	-
Stationäre klassische Wirbel- schicht; Luft; (CARBONA, DINAMEC)	0	-	++	0	+	2 - 20	-	-	schwach- kalorig	-
Stationäre klassische Wirbel- schicht; allotherm; Dampf; (FOSTER WHEELER, CAR- BONA, TAMPELLA)	0	- ^{c)}	++	0	-	2 - 20	-	-	mittel- kalorig	-
Atmosphärische zirk. Wirbel- schicht; Luft (Lahti)	+	-	++	+	0	15 - 100	+	--	schwach- kalorig	-
Druckaufgeladene zirk. Wirbel- schicht; mit O ₂ und Trägergas (Väramo)	+	?	?	++	-	30 - 300	+	--	mittel- kalorig	(+)
Flugstromvergaser; Sauer- stoff; (Siemens Fuel Gasificati- on Technology; Sustec Schwarz- ze Pumpe; Carbo-V)	(Slurries: ++)	(Slurries: ++)	(Slurries: ++)	++	--	60 - 300	++	0	mittel- kalorig	+

Bedeutung der Symbole: sehr günstig (++) über mittel (0) bis sehr ungünstig (--); Aussage nach derzeitigem Stand nicht möglich (?)

^{a)} Mittelkalorige Gase haben einen Brennwert in einem Bereich von 2,5 bis 4 kWh/Nm³, schwachkalorige Gase unter 2,5 kWh/Nm³ (Schramek, 1992).

^{b)} bei Halmgütern wegen Asche

^{c)} Die Asche verklebt den Bettsand; die Fluidisierung kommt zum Erliegen.

Quelle: Eigene Einschätzungen; teilweise in Anlehnung an Ising (2000); Schramek (1992)

Ziel des mittlerweile abgeschlossenen DLR-Vorhabens war es, alle verfügbaren Anlagen und Verfahren zur Gaserzeugung und -nutzung zu analysieren und einem Ranking zu unterwerfen. Die Anlagenbewertung im Abschlussbericht (DLR, 2004) zielte dabei eher in Richtung Stromgewinnung über Gasturbine/Gasmotor als in Richtung Synthesegasherstellung zur Kraftstofferzeugung. Eine Zusammenfassung zum Abschlussbericht ist verfügbar; detaillierte Angaben können hieraus jedoch nicht entnommen werden – hierzu müssten die vorliegenden umfangreichen Arbeitsberichte (AP 1-5) und die Bewertungsmatrix herangezogen werden, die öffentlich nicht zu Verfügung stehen. Eine Aufarbeitung der vorliegenden Abschlußberichte zur Veröffentlichung wurde von der FNR in Auftrag gegeben (FKZ: 22029305) und Ende 2006 publiziert (FNR, 2006).

Die Zusammenfassung des DLR-Abschlussberichtes weist darauf hin, dass größere druckaufgeladene Biomassevergasungsanlagen wesentlich höhere elektrische Wirkungsgrade (ca. 40 %) aufweisen als herkömmliche Biomassekraftwerke (ca. 30 %) und damit den Brennstoff deutlich besser ausnutzen. Für eine Bewertung von Anlagen >20 MW_{el} und über die reine Strom-/Dampfgewinnung hinaus lässt sich der Abschlussbericht nicht verwenden.

Ziel des Vorhabens der TU Hamburg-Harburg war es, eine Übersicht über die verfügbaren Verfahren zur Vergasung von Biomasse mit Nutzung des Prozessgases zu erstellen und die erforderlichen Sekundärmaßnahmen zur Gasreinigung zu benennen. Als Ergebnis sollte ein Anlagen-Ranking erstellt und Konzepte für KWK-Anlagen mit Biomasse-Vergasern und für die Erhöhung der Gasreinheit durch geeignete Prozessführung vorgeschlagen werden. Die Ergebnisse aus diesem Vorhaben liefern ebenfalls – wie das erstgenannte Vorhaben der DLR – Eckpunkte für vergleichende Abschätzungen zur Vergasung von Biomasse (FNR, 2006).

Exkurs: Vergasung von Biomasse zur Stromgewinnung

Die Vergasung von Biomasse mit anschließendem Einsatz in gekoppelten Gas- und Dampfkreisläufen (GuD) ist als eines der aussichtsreichsten Konzepte zur Stromerzeugung aus Biomasse zu sehen. Die technischen Schwierigkeiten dieser Art von Anlagensystem liegen nicht in der Kombination von Gas- und Dampfkreisläufen, sondern in den Bereichen der Vergasung und Gasreinigung. Neben der Verwendung in GuD-Kreisläufen ist die Gasverwendung in Brennstoffzellen eine zukunftsreiche Möglichkeit zur Stromerzeugung. Hierbei sind höhere Anforderungen an die Gasreinheit erforderlich als im Falle der Stromerzeugung über GuD-Anlagen. Andererseits erscheinen noch höhere elektrische Wirkungsgrade möglich als auf dem Weg über GuD. Auf die Stromerzeugung durch Vergasung und Verbrennung wird in Kapitel 5 eingegangen.

Die in Tab. 3.10 beispielhaft dargestellten IGCC-Anlagen (Värnamo, ARBRE und FERCO) geben einen Einblick zum Stand der Technik.

Das Projekt Värnamo (Schweden) demonstrierte zwar erfolgreich die technische Machbarkeit der druckaufgeladenen zirkulierenden Wirbelschicht bei 19 bar, wobei die Anlage mit der Gasturbine bislang über 3600 Stunden gelaufen ist, die Vergasungsanlage alleine sogar über 8500 Stunden (s. Pitcher et al., 2002). Jedoch wurde sie wegen fehlender Wettbewerbsfähigkeit nicht weiterbetrieben und schließlich 2000 stillgelegt. 2004 kam es zu einer Wiederbelebung des Projektes. Wie auf einer Tagung in Wolfsburg berichtet wurde (Waldheim, 2005), ist beabsichtigt, die Värnamo-Anlage umzurüsten. In einem 5-Jahres-Projekt soll sie in der Druckwirbelschicht ein CO-H₂-reiches (>50 %, wasserfrei) Gas liefern. Dazu soll sie mit Sauerstoff und Dampf anstelle von Luft betrieben werden. Das Projekt wird u. a. durch die Europäische Kommission im 6. Rahmenprogramm gefördert.

Die Anlage des Projektes ARBRE wurde zwar Anfang 2002 in Betrieb genommen, lief jedoch nur wenige Stunden und wurde dann stillgelegt.

Der FERCO-Vermont-Vergaser hat seine prinzipielle Tauglichkeit in einer Demonstrationsanlage bereits unter Beweis gestellt. Auch konnte der Durchsatz auf über 150 % der Design-Menge (entspr. 500 t/Tag (70 % TS)) gesteigert werden (Paisley und Overend, 2002). Es stehen jedoch noch einige technische Probleme an, u. a. die Verminderung der Teerbildung und die Teerentfernung sowie das Scale-up der Technologie.

Tab. 3.10: Technische Daten zu drei IGCC-Anlagen zur Biomasse-Vergasung

	Värnamo, Schweden	ARBRE, England	FERCO, Vermont/USA
Verfahren; Vergasungsmedium	IGCC; druckaufgeladene zirk. autotherme Wirbelschicht; Luft	IGCC; atm. zirk. autotherme Wirbelschicht; Luft	IGCC; atm. allotherme Wirbelschicht; Dampf
Strom/Wärme-Produktion (brutto)	4,2 MW _{el} (Gas-Turb.) + 1,8 MW _{el} (Dampf-Turb.) / 9 MW _{Wärme}	4,75 MW _{el} (Gas-Turb.) + 5,25 MW _{el} (Dampf-Turb.) („rated output of engines“)	18,3 MW _{el} + 49,1 MW _{Wärme}
Brennstoff-Einsatz	18 MW _{in} (85 % TS)	25,8 MW _{in} (90 % TS)	78 MW _{in} (90 % TS)
Brennstoff	Holz (Hackschnitzel) (verschiedene andere Brennstoffe wurden mit guten Resultaten getestet)	Holz (Hackschnitzel)	Holz (Hackschnitzel) 444 t/Tag (90 % TS)
Elektr. Wirkungsgrad, netto; bez. auf MW _{in}	32 %	~ 29 %	32 - 36 % (Planungsdaten für Gesamt-IGCC)
Gesamt-Wirkungsgrad, netto	83 %	keine Angabe erhältlich	~ 80 %
Vergasungsdruck, abs. / -temperatur	19 bar / 950 - 1000 °C	1,5 bar / 850 °C	atm. / 800 - 850 °C
Zweiter WS-Reaktor	./.	Teer-„Cracker“; 920 °C	Sand-Wirbelschicht; Koksverbrennung; 800 °C
H _u Rohgas	5 MJ / Nm ³	4,9 - 5,5 MJ / Nm ³	11 - 14 MJ / Nm ³
Dampfdruck, abs. / -temperatur	40 bar / 455 °C	keine Angabe erhältlich	ca. 88 bar / ca. 510 °C
Status	wegen fehlender Wettbewerbsfähigkeit seit 2000 außer Betrieb; soll für O ₂ -Dampf-Betrieb umgebaut werden	nach Liquidation vom Eigner EPRL nach Indien verkauft; aktueller Status unbekannt	gelegentliche Tests
Investition (US\$/kW _{el}) (Bezugsjahr)	5700 (2000)	5875 (1999)	1270 („brown field installation“ in eine existierende Anlage); dv. Vergaser: 530 und Turbine: 740 (2002)

Quelle: Ciferno und Marano (2002); van der Drift (2000); Irving (2000); Paisley et al. (2000); Paisley und Overend (2002); Paisley und Welch (2003); Pitcher (2002); Pitcher et al. (2002), Waldheim (2005), ergänzt

3.3 Gasreinigung, -konditionierung und FT-Synthese

Wie bereits erwähnt, folgen bei der Herstellung flüssiger synthetischer Kraftstoffe aus Biomasse, Kohle oder Erdgas nach der Synthesegaserzeugung die weiteren Prozessschritte: Gasreinigung und -konditionierung, Synthese und Aufarbeitung der Produkte (vgl. Abb. 3.5). Auf diese drei Schritte wird nun näher eingegangen, wobei der Schwerpunkt auf die FT-Synthese gelegt wird.

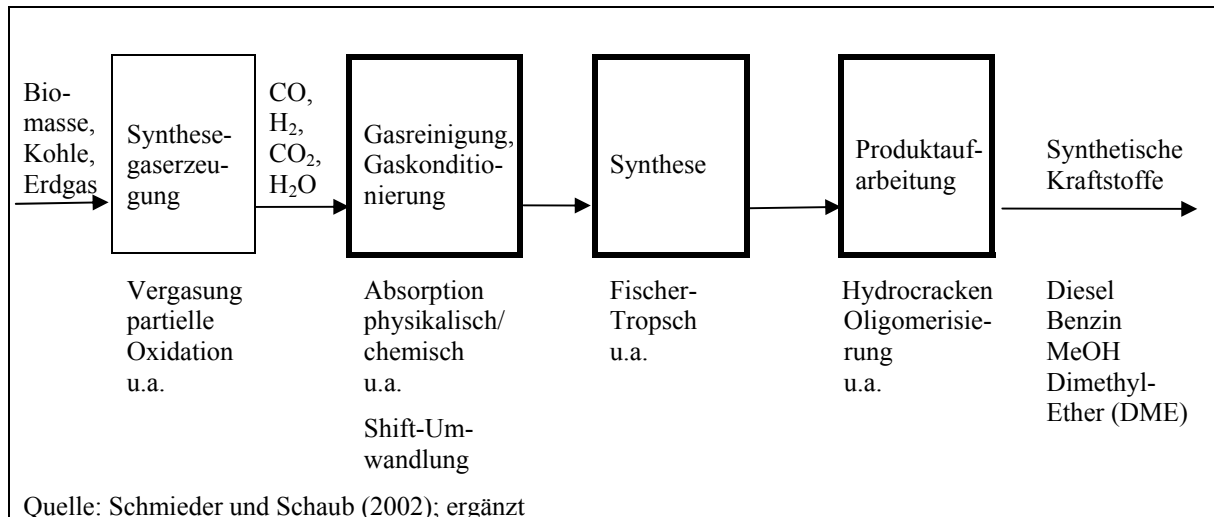


Abb. 3.5: Fließbild für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe aus festen oder gasförmigen Rohstoffen

3.3.1 Gasreinigung und -konditionierung

Theoretisch benötigt die Stöchiometrie der FT-Synthese, wie im folgenden Kap. 3.3.2 näher beschrieben wird, eine sehr spezifische Zusammensetzung des Synthesegases mit einem H_2/CO -Verhältnis von annähernd 2:1. Darüber hinaus erfordern die Katalysatoren die Einhaltung sehr spezieller Grenzwerte bei der Synthesegasqualität (siehe Tab. 3.11).

Tab. 3.11: Mindestanforderungen an die Synthesegasqualität (Orientierungswerte)

Verunreinigungen	Für FT-Prozess maximal erlaubte Konzentration
$H_2S + COS + CS_2$	<1 ppm
$NH_3 + HCN$	<1 ppm
$HCl + HBr + HF$	<10 ppb
Alkalische Metalle	<10 ppb
Feststoffe (Ruß, Staub, Asche)	„null“
Organische Komponenten (Teer)	unter dem Taupunkt
Class 2 Teere (Phenole, Thiophene und Pyridine)	<1 ppm

Quelle: Boerrigter et al. (2003); ergänzt

Bei ECN wurden Versuche (über 500 Stunden) zur FT-Synthese mit der in Tab. 3.12 aufgeführten Synthesegasreinheit ohne Beeinträchtigung der Katalysatoraktivität und -selektivität gefahren. Für die FT-Synthese wurde ein Kobalt-Katalysator verwendet. Der FT-Reaktor stammte von Shell und der gesamte Prozess lief im Labormaßstab ab. Die Versuchsergebnisse lassen jedoch offen, welche Mindestanforderungen an die Gasreinheit zu stellen sind. So ist

z.B. für H₂S, COS und CS₂ unklar, ob die gemessenen geringeren Werte gemäß Tab. 3.12 generell eingehalten werden müssen (vgl. Tab. 3.11).

Tab. 3.12: Qualität des von ECN eingesetzten Synthesegases für die FT-Synthese (500 h-Versuch, Nieder-Temperatur-FT, Festbett, Kobalt-Katalysator)

Unerwünschte Gaskomponenten	Gemessene Gaskonzentrationen
NH ₃	0,06 ppm
HCl	<0,3 ppm
H ₂ S	<10 ppb
COS	50 ppb
CS ₂	30 ppb
Benzol	101 ppm
Toluol	19 ppm
Teere	<10 ppm

Quelle: Boerrigter und van der Drift (2005)

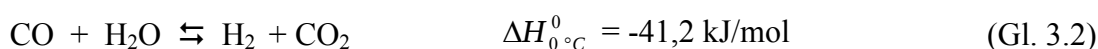
Um mit Blick auf die FT-Synthese die Anforderungen an die Synthesequalität erfüllen zu können, sind bei der Gasreinigung/-konditionierung folgende Prozessschritte nötig:

- Quenchen des Rohsynthesegases zur Herabsetzung der Temperatur auf das Niveau der Heißgasreinigung (600-700 °C)
- Filtern zum Entfernen trockener Partikel (vgl. Kap. 3.2.2)
- Teer-Entfernung (vgl. Kap. 3.2.2)
- Waschen zum Entfernen von festen Partikeln und Alkalisalzen (vgl. Kap. 3.2.2)
- CO-Shift-Reaktion
- Katalytische Umwandlung von Schwefelverbindungen
- Entfernen von sauren Gasen (CO₂ und H₂S)

Einige Prozessschritte wurden bereits in vorherigen Kapiteln erläutert. Im weiteren Verlauf werden nun in Anlehnung an Ullmann (2002a) die drei letztgenannten Prozessschritte näher betrachtet, da sie für die Gasreinigung und -konditionierung von besonderer Bedeutung sind.

CO-Shift-Reaktion

Bei der Biomasse-Vergasung wird das für eine FT-Synthese theoretisch erforderliche H₂/CO-Verhältnis von 2:1 nicht erreicht. Um die zusätzlich benötigte Menge an H₂ zu erzeugen, wird eine CO-Shift-Reaktion durchgeführt. Bei dieser Reaktion wird Kohlenmonoxid und Wasser in Wasserstoff und Kohlendioxid überführt. Das Kohlendioxid muss dann anschließend dem Gas wieder entzogen werden. Das Gleichgewicht der CO-Shift-Reaktion hängt von der Temperatur ab und ist fast unabhängig vom Druck (bis zu 70 bar). Die Reaktion ist exotherm gemäß (Gl. 3.2) (Ullmann, 2002a); der angegebenen Reaktionsenthalpie liegen die Referenzbedingungen von 0 °C und 1,013 bar zugrunde:



Oberhalb von 950-1000 °C wird das Gleichgewicht ausreichend schnell ohne einen Katalysator erreicht. Kommerziell betriebene CO-Shift-Reaktoren werden hingegen in folgenden Temperaturbereichen gefahren:

- Hohe Temperatur: 300-510 °C
- Niedrige Temperatur: 180-270 °C
- Rohgas-Shift (RGS): 200-500 °C

Bei Gasen, die merkliche Mengen an Schwefel oder an schweren Kohlenwasserstoffen wie Teer beinhalten, wird die Rohgas-Shift-Reaktion angewandt. Hierfür werden hauptsächlich Katalysatoren aus Kobalt und Molybdän eingesetzt. Die Aktivität dieser Katalysatoren steigt merklich zwischen 40 und 80 bar an und erreicht ihr Maximum nur bei Anwesenheit von Schwefel. Die Rohgas-Shift-Reaktion eröffnet so die Möglichkeit, Schwefel und Kohlendioxid in einem nachfolgenden Prozessschritt gemeinsam zu entfernen.

Es gibt hauptsächlich zwei industrielle Anwendungen:

- Shift-Reaktion von Gasen nach Schwerölvergasung ohne vorherige Abkühlung und Entschwefelung, die lediglich einen Quenchprozess durchlaufen haben, um die benötigte Menge Dampf aufzunehmen und den Ruß zu entfernen
- Shift-Reaktion von Kohlenmonoxid in Gasen aus der Kohledruckvergasung, die neben Schwefel auch Kohlenwasserstoffe, einschließlich Teer, enthalten

Katalytische Umwandlung von Schwefelverbindungen

Werden schwefelhaltige Rohstoffe vergast, entsteht neben Wasserstoffsulfid (H₂S) auch Carbonylsulfid (COS). Simultan mit der CO-Shift-Reaktion findet die Hydrierung des COS an Eisenoxid und Kobalt-Molybdän-basierten Katalysatoren statt, gemäß (Gl. 3.3).



Im Temperaturbereich von 350-500 °C werden hohe Konversionsraten erzielt; die Konzentration von COS im Produktgas erreicht Werte unter 10 ppm (wasserfrei). Eine selektive Umwandlung von COS mit H₂O zu H₂S ist bei Gasen erforderlich, bei denen die obige Reaktion nicht gewünscht ist, um das H₂/CO-Verhältnis möglichst hoch zu halten, oder wenn im Prozess keine CO-Shift-Reaktion benötigt wird. Katalysatoren auf Chrom-Aluminiumoxid-Basis fördern bei Temperaturen von 150-320 °C selektiv die Hydrolyse von COS gemäß (Gl. 3.4):



Die kommerziell verfügbaren Katalysatoren werden gewöhnlich nicht durch Schwermetalle und Arsen vergiftet; halogene Verbindungen können jedoch zur Reduzierung von Aktivität, Selektivität und Lebensdauer beitragen (Ullmann, 2002a).

Entfernen von sauren Gasen

Zur Entfernung von sauren Gasen wie CO₂ und H₂S gibt es eine Reihe von Verfahren, die auf einem der folgenden physikalischen oder chemischen Prozesse basieren:

- Absorption (physikalisch oder chemisch) in einem flüssigen Lösungsmittel mit einem nachfolgenden Desorptionsschritt
- Adsorption (physikalisch oder chemisch) auf festen Partikeln
- Diffusion durch eine permeable oder semi-permeable Membran
- Chemische Umwandlung (an einem Katalysator), oft als Vorbereitung zu einem der obigen Prozesse

Wesentliche Kriterien zur Bewertung dieser Prozesse sind: Gasreinheit, Rohgaszusammensetzung, Selektivität und Wirtschaftlichkeit. Stellvertretend für die große Anzahl von Reinigungsprozessen wird hier auf den Absorptions-Prozess eingegangen; eine Zusammenstellung hierzu gibt Tab. 3.13. Absorptions-Prozesse dienen u. a. zur Reinigung von Gasen, die Kohlendioxid, organische Schwefelkomponenten und geringe Konzentrationen anderer Komponenten wie Ammoniak oder höhere Kohlenwasserstoffe enthalten. Bei den meisten Prozessen zur Gasreinigung ist die Absorption reversibel, und die Gaskomponenten verlassen die Regeneration chemisch unverändert.

Physikalische Absorptions-Prozesse werden in der Hauptsache angewendet zur Entfernung von CO₂ und H₂S aus Gasen mit einem hohen CO₂-Partialdruck. Chemische Absorptions-Prozesse werden dagegen eher bei niedrigen CO₂- und H₂S-Partialdrücken angewendet.

Tab. 3.13: Physikalische Absorptions-Prozesse zur Entfernung von sauren Gasen

Handelsbezeichnung	Lösungsmittel / Betriebsbedingungen	Lizenzgeber
Rectisol	Methanol -10 / -70 °C; > 20 bar	Linde/Lurgi
Selexol	Polyethylen-Glykol-Dimethylether (DMPEG) / -40 °C; 20-30 bar	UOP
Purisol	N-Methyl-2-Pyrrolidone (NMP) / -20 / +40 °C; > 20 bar	Lurgi
Morphysorb	N-Formyl-Morpholine (NFM)	Krupp Uhde

Quelle: Ullmann (2002a)

3.3.2 Fischer-Tropsch-Synthese

Historische Entwicklung

Im Jahre 1923 begann am Kaiser-Wilhelm-Institut für Kohleforschung in Mülheim (Ruhr) die Entwicklung der Fischer-Tropsch-Synthese (FTS) als Verfahren zur Gewinnung von flüssigen Kohlenwasserstoffen aus Kohle. Mit der industriellen Verwertung wurde 1938 begonnen. Im zweiten Weltkrieg wurden mit diesem Verfahren in Deutschland Kraftstoffe hergestellt; im Jahr 1944 war eine Jahreskapazität von 600.000 Mg Kraftstoff vorhanden.

Einen Überblick über die historische Entwicklung der FT-Synthese, die in den letzten 50 Jahren stark von der südafrikanischen SASOL dominiert war, gibt Tab. 3.14 wieder.

Stöchiometrie und thermodynamische Grundlagen

In Anlehnung an Schmieder und Schaub (2002) kann die Basisreaktion der FT-Synthese vereinfachend als die Bildung aliphatischer Molekülketten, bestehend aus dem bei der Synthese gebildeten Monomer (CH₂), beschrieben werden:



In einer Nebenreaktion wird CO₂ gebildet gemäß:



Damit entstehen als Koppelprodukte zum Kohlenwasserstoff H₂O und CO₂, wobei letzteres auch durch die Folgereaktion des primär gebildeten H₂O mit CO in der bereits beschriebenen CO-Shift-Reaktion gebildet wird (Gl. 3.7). Das Verhältnis von H₂O zu CO₂ hängt dabei von den Reaktionsbedingungen und dem verwendeten Katalysator ab.



Theoretisch können nach (Gl. 3.5) aus 1 m³ CO (NTP²) 0,625 kg Kohlenwasserstoffe entstehen. Reagiert CO jedoch ausschließlich nach (Gl. 3.6), so entstehen nur 0,312 kg, da 50 % des eingesetzten CO zu CO₂ umgesetzt werden. Wird für die FT-Synthese ein Synthesegas verwendet, das mit Blick auf (Gl. 3.5) ein stöchiometrisches H₂/CO-Verhältnis von 2 aufweist, dann sollten Katalysatoren eingesetzt werden, die über keine oder nur eine sehr geringe CO-Konvertierungsaktivität verfügen. Dadurch wird ein Verlust von Kohlenstoff in Form von CO₂ verhindert.

Tab. 3.14: Historische Entwicklung der FT-Synthese

Jahr	Personen / Firma	Anlage / Verfahren
1923	Fischer und Tropsch	Erste Kohlenwasserstoffsynthese aus Synthesegas an Fe-Katalysatoren bei 100-150 bar und 400-450 °C
1925	Fischer und Tropsch	Co-Normaldrucksynthese bei 200-250 °C
1936	Ruhrchemie AG	Co-Normaldrucksynthese in Oberhausen
1937	Fischer und Pichler	Co-Mitteldrucksynthese bei 15 bar und 200-250 °C
1937	Fischer und Pichler	Fe-Mitteldrucksynthese bei 15 bar und 230-250 °C
1938	Ruhrchemie	Co-Mitteldrucksynthese in Oberhausen
bis 1945		Inbetriebnahme weiterer Co-Mitteldrucksynthese-Anlagen für maximal 600.000 t Kraftstoff im Jahr 1944
1950	Hydrocarbon Research Inc., USA	Fe-Hochtemperatur Wirbelschichtreaktoren für 180.000 t Kraftstoff pro Jahr
1955	Sasol	Arbeitsgemeinschaft Lurgi/Ruhrchemie (ARGE) Hochlastsynthese-Anlagen mit Fe-Katalysatoren
1990	Sasol	Inbetriebnahme Slurryreaktor (h = 8 m; d = 1 m) für Scale-up Studien
1992	Sasol, Moss gas	Inbetriebnahme "Synthol" Anlagen
1993	Shell	Inbetriebnahme Shell Middle Distillate Synthesis Process ("SMDS")-Anlagen in Bintulu, Malaysia
1993	Sasol	Inbetriebnahme Slurryreaktor (h = 22 m; d = 5 m) als Demo-Anlage in Sasolburg, Südafrika
1999	Sasol	Ersatz der „Synthol-“ durch „Sasol Advanced Synthol-“ Anlagen in Secunda, Südafrika

Quelle: Zusammenstellung nach Riedel (2003)

Der chemische Mechanismus der FT-Synthesereaktion führt hauptsächlich zu langkettigen, gering verzweigten, gesättigten Kohlenwasserstoffen. Neben den Hauptprodukten „Paraffine und Olefine“ bilden sich auch sauerstoffhaltige Nebenprodukte, wie Alkohole, Aldehyde, Ketone, Carbonsäuren und Ester.

In der Produktmischung finden sich die Kohlenwasserstoffe in unterschiedlichen Kettenlängen, deren Verteilung mit dem Parameter „Bildungswahrscheinlichkeit“ korreliert. Für die Bildungswahrscheinlichkeit langkettiger organischer Produkte gleicher C-Zahl gilt folgende Reihenfolge: Paraffine > Olefine > Sauerstoffverbindungen. Von der Thermodynamik her ist die Hydrierung von Olefinen und Sauerstoffverbindungen zu Paraffinen begünstigt (Schmieder und Schaub, 2002).

² NTP: Normal Temperature and Pressure; (T = 20 °C, p = 1,013 bar)

Ebenso kann eine hydrogenolytische Spaltung langkettiger Moleküle unter Methanbildung stattfinden. Dennoch erhält man bei der FT-Synthese vorwiegend langkettige Olefine als Produkte, was auf spezifische Hemmungen von entsprechenden Sekundärreaktionen zurückzuführen ist. Die Produktzusammensetzung bei der FT-Synthese ist demzufolge durch die Kinetik, nicht aber durch die Thermodynamik kontrolliert (Frohning et al., 1977).

Unerwünschte Nebenreaktionen bei der FT-Synthese sind die Bildung von Methan (Gl. 3.8) und die CO-Disproportionierung nach der Boudouard-Reaktion unter Bildung von Kohlenstoff (Gl. 3.9).



Im thermodynamischen Gleichgewicht treten neben CH_4 , H_2 , C als Produkte noch CO_2 und H_2O auf; CO ist nur in Spuren vorhanden. Berechnungen des Simultangleichgewichtes (bei 250°C , 10 bar, $\text{H}_2/\text{CO}=2$) ergeben, dass etwa 30 mol-% des eingesetzten CO in Form von elementarem Kohlenstoff anfallen (Kuntze, 1991). Dieser kann sich auf der Katalysatoroberfläche anlagern und so zu einer Katalysatordeaktivierung führen. Für einen technischen Prozess muss daher die Kohlenstoffbildung durch die Wahl geeigneter Katalysatoren und Reaktionsbedingungen kinetisch verhindert werden.

Katalysatoren und Kinetik

Generell sollen Katalysatoren optimale Reaktionsraten ermöglichen, die gewünschte Produktselektivität bieten und über eine möglichst lange Lebensdauer verfügen. Für letzteres ist die Deaktivierung durch Abrieb von Bedeutung, wie auch die Deaktivierung durch Katalysatorgifte oder Koksablagerung.

Katalysatoren für die Fischer-Tropsch-Synthese können als Aktivkomponenten die Metalle Nickel, Ruthenium, Eisen und Kobalt enthalten, wobei nur die letzten beiden (Fe , Co) technische Bedeutung erlangt haben. Für jedes dieser Metalle gibt es dabei spezielle Temperatur- und Druckbereiche (Fe : $240\text{--}380^\circ\text{C}$, 10-70 bar; Co : $120\text{--}250^\circ\text{C}$, 1-30 bar).

Fe -Katalysatoren haben eine große Aktivität für die CO -Konvertierungsreaktion und sind deshalb besonders geeignet zur Umsetzung wasserstoffarmer Synthesegase mit H_2/CO -Verhältnissen deutlich unter 2. Hier kann man wegen der relativ niedrigen Hydrieraktivität ein olefinreiches Produkt erhalten, was besonders interessant ist im Hinblick auf die Herstellung von Einsatzstoffen für die petrochemische Industrie. Als Nachteil von Fe -Katalysatoren ist die kinetische Hemmung durch das Reaktionsprodukt H_2O anzusehen, was zu einer Limitierung des Synthesegasumsatzes pro Reaktordurchgang führt (Dry, 2002).

Co -Katalysatoren sind besonders geeignet für die Umsetzung wasserstoffreicher Synthesegase, wie sie z.B. aus Erdgas gewonnen werden können. Im Vergleich zu Eisen ist Kobalt bei tieferen Temperaturen deutlich aktiver, so dass es sich besonders eignet für die Herstellung langkettiger Moleküle in den Niedertemperaturverfahren. Da an Co -Katalysatoren keine Hemmung durch H_2O stattfindet, ist der Einsatz von Co -Katalysatoren bei einem höheren H_2O -Partialdruck und entsprechend höheren Synthesegasumsätzen vorteilhafter. Allerdings gibt es auch Bereiche, in denen der Einsatz von Fe -Katalysatoren vorzuziehen ist, z.B. bei niedrigem H_2O -Partialdruck (Espinoza et al., 1999).

Nachteilig bei Kobalt ist der deutlich höhere Preis im Vergleich zu Eisen; das Kostenverhältnis von Fe zu Co beträgt nach Dry (2002) ca. 1:1000. Für technische Fe -Katalysatoren werden Preise von 2-10 US\$/kg und für Co -Katalysatoren, mit einem wesentlich geringeren Anteil an

Co, von 40-80 US\$/kg angegeben. Aufgrund des hohen Preises werden Co-Katalysatoren in der Regel durch Imprägnierung eines Trägers (SiO_2 , Al_2O_3 , TiO_2) hergestellt. Um den Nachteil des hohen Preises von Kobalt auszugleichen, ist eine entsprechend höhere Lebensdauer von Co-Katalysatoren wünschenswert. In einer Demonstrationsanlage ($d_{\text{Reaktor}} = 1 \text{ m}$) hat SASOL Co-Katalysatoren erfolgreich in einem Slurryreaktor eingesetzt (Espinoza et al., 1999).

Reaktionsmechanismen und organische Produkte

Bei der Fischer-Tropsch-Synthese handelt es sich um eine komplexe heterogen katalysierte Reaktion, an der eine Reihe von unterschiedlichen Oberflächenspezies beteiligt sind. Vor der eigentlichen Reaktion findet eine Adsorption der Reaktanten an der Katalysatoroberfläche statt. Die Bildung der organischen Produkte erfolgt dann über eine schrittweise Anlagerung von Wasserstoff an Kohlenstoff und über die nachfolgende Ausbildung von Kohlenstoff-Kohlenstoffbindungen.

Ausgehend von den verschiedenen Oberflächenspezies werden in der Literatur unterschiedliche Mechanismen für die Produktbildung bei der Fischer-Tropsch-Synthese in Betracht gezogen: u.a. Carbid/Methylen-Mechanismus, Hydroxycarben-Mechanismus und CO-Insertions-Mechanismus. Eine vollständige Beschreibung der Synthese ist mit keinem dieser Mechanismen alleine möglich. Daher erscheint es sehr wahrscheinlich, dass die Produkte in einer Reihe von verschiedenen, zum Teil parallel ablaufenden Mechanismen gebildet werden (Schulz, 1999; Dry, 1996).

Die wichtigsten Primärprodukte der FTS sind unverzweigte Paraffine und 1-Olefine. Verzweigte Verbindungen werden bei der FTS nur in geringen Mengen gebildet. Je nach Reaktionsbedingungen entstehen in geringen Mengen auch sauerstoffhaltige Produkte. Eine quantitative Beschreibung der Produktverteilung wurde von unterschiedlichen Autoren auf verschiedene Art und Weise versucht (Schulz und Claeys, 1999; Jager und Espinoza, 1995; Iglesia, 1997).

Technische FT-Reaktoren

Die FT-Synthese ist eine stark exotherme Reaktion, bei der eine Vielzahl von gasförmigen und flüssigen Produkten gebildet wird. Neben den geforderten sehr guten Wärmeübertragungseigenschaften der Reaktoren ist auch die Abtrennung der Produkte vom festen Katalysator ein wichtiges Kriterium bei der Reaktorentwicklung gewesen. Die wichtigsten Ausführungen technischer Reaktoren für die FTS sind derzeit (vgl. Tijmensen et al., 2002):

- Rohrbündelreaktoren (Festbettreaktoren)
- Slurryreaktoren
- Wirbelschichtreaktoren (zirkulierend oder blasenbildend)

Die ersten beiden Reaktortypen werden dabei für die Niedertemperatur-FTS (180-250 °C), die Wirbelschichtreaktoren ausschließlich für die Hochtemperatur-FTS (300-350 °C) verwendet. Im Rahmen der Entwicklung des Shell-Middle-Distillate-Synthesis(SMDS)-Prozesses wurden die Eigenschaften der verschiedenen Reaktortypen verglichen (Krishna und Sie, 2000). Das Ergebnis dieses Vergleichs wird zusammen mit weiteren Informationen zur „Niedertemperatur-FT“ und für „Hochtemperatur-FT“ in Tab. 3.15 aufgeführt.

Für die Niedrigtemperatur-FTS sind großtechnisch zunächst Rohrbündelreaktoren zum Einsatz gekommen. SASOL betreibt dabei schon seit 1955 die so genannten „ARGE tubular fixed bed reactors“. Diese enthalten etwa 2.000 Rohre mit einer Länge von 12 m und einem Innendurchmesser von etwa 46 mm. Die Reaktionsbedingungen sind ca. 220 °C und 25 bar bzw. seit 1987 etwa 45 bar für die neueren Reaktoren. Die maximale Kapazität beträgt

1.500 bbl/d pro Reaktor (Espinoza et al., 1999). Bei der von Shell 1993 in Bintulu (Malaysia) in Betrieb genommenen FT-Anlage nach dem SMDS-Prozess wird ebenfalls ein Rohrbündelreaktor verwendet, wobei der Rohrrinnendurchmesser hier wegen höherer Katalysator-Aktivität nur etwa 25 mm beträgt. Die Reaktionsbedingungen werden mit 220 °C und 40-50 bar angegeben (Sie et al., 1991).

Tab. 3.15: Charakteristische Eigenschaften technischer FT-Reaktoren

Eigenschaft	Einheit	Rohrbündelreaktor Niedertemperatur-FT	Slurryreaktor Niedertemperatur-FT	Wirbelschichtreaktor Hochtemperatur-FT
Temperatur	°C	180 - 250	180 - 250	300 - 350
Druck	bar	25 - 45	25	20 - 40
Druckverlust	bar	3 - 7	2	?
Gasgeschwindigkeit	m/s	~ 0,3	0,1 - 0,4	?
Aktivkomponente Katalysator		Co / Fe	Co / Fe	Fe
Katalysatordurchmesser	mm	1 - 3	0,005 - 0,05	0,5 - 2
Innere Stofftransport- hemmung		-	+	- / +
Katalysatorbeladung		+	-	- / +
Katalysatorgradient entlang Reaktor		+	-	-
Katalysatoraustausch		-	+	+
Katalysatorabrieb		+	+ / -	-
Katalysator/Wachs- Trennung		+	-	-
Stofftransporthemmung gasförmig/flüssig		+	+ / -	?
Isothermie		-	+	+
Wärmeübertragung an Kühlmedium		-	+	+
Maximale Kapazität ^{a)}	bbl/d	1.500	10.000	20.000

Bedeutung der Symbole: Vorteil (+); Nachteil (-); keine Aussage bekannt (?)

^{a)} SASOL FT-Reaktoren

Quelle: Krishna und Sie (2000), Espinoza et al. (1999), Tijmensen et al. (2002); Zusammenstellung nach Riedel (2003)

Der große Nachteil der Rohrbündelreaktoren liegt in der schwierigen Temperaturkontrolle. In der Regel werden die Rohre von außen mit Siedewasser gekühlt, wobei radiale und axiale Temperaturgradienten nicht vermieden werden können. Berechnungen zeigen, dass diese unter typischen FTS-Bedingungen in axialer Richtung bis zu 50 °C betragen können (Jess et al., 1999). Für einen optimalen Umsatz ist eine möglichst hohe mittlere Reaktortemperatur erforderlich. Andererseits darf eine Maximaltemperatur von 250 °C bei einem Sicherheitsabstand von 10 °C zu der Deaktivierungstemperatur von 260 °C nicht überschritten werden, da es sonst zu irreversiblen Katalysatorschädigungen kommen kann. Zusätzlich wird auch die Selektivität sehr stark durch die Temperatur beeinflusst. Somit ist nur eine geringe Flexibilität in der Temperaturführung möglich. Ein weiterer Nachteil ist der relativ hohe Druckverlust, der zwischen 3 und 7 bar liegen kann, und das schwierige Einstellen einer Gasbeaufschlagung, d.h. Verteilung des Gases auf die einzelnen Rohre. Ein Katalysatoraustausch im Betrieb ist nicht möglich.

Als Konsequenz aus den genannten Nachteilen des Rohrbündelreaktors wurde von SASOL Mitte der 1980er Jahre mit der Entwicklung eines Slurryreaktors begonnen. Besonders problematisch gestaltete sich dabei die Abtrennung der feinen Katalysatorpartikel (Durchmesser: 5-50 μm) vom flüssigen Produkt. Nach der Entwicklung einer speziellen Katalysator/Wachs-Trenneinheit konnte schließlich 1993 ein Slurryreaktor mit einer Kapazität von 2.500 bbl/d in Betrieb genommen werden. Als Reaktionsbedingungen werden Drücke von etwa 25 bar angegeben, bei einem Druckverlust im Betrieb von etwa 2 bar.

Die Hochtemperatur-FTS wird von SASOL in Secunda (Südafrika) und in Zusammenarbeit mit Mossgas in Mossel Bay (Südafrika) betrieben. Zu Beginn wurden dabei im so genannten Synthol-Verfahren Reaktoren mit zirkulierender Wirbelschicht verwendet, betrieben bei einer Temperatur von ca. 340 °C und einem Druck von ca. 25 bar, mit einer Kapazität von 7.500 bbl/d. Diese „Synthol“-Reaktoren wurden 1999 durch die „SASOL Advanced Synthol“-Reaktoren ersetzt. Dabei handelt es sich um blasenbildende Wirbelschicht-Reaktoren, die bei ca. 340 °C und 20-40 bar betrieben werden. Die Kapazität der größten Reaktoren mit einem Durchmesser von ca. 11 m liegt mit etwa 20.000 bbl/d nahezu um den Faktor drei über dem Wert der bisherigen „Synthol“-Reaktoren (Schmieder und Schaub, 2002).

Aktuelle Verfahrensvarianten

Bei der Entwicklung neuer Verfahren bzw. der Weiterentwicklung älterer Verfahren der FT-Synthese sind verschiedene Erdölfirmer sowie Betreiber- und Ingenieurunternehmen tätig. Besonders interessant für die Niedertemperatur-FTS erscheinen in der aktuellen Diskussion die in Tab. 3.16 aufgeführten Verfahrensvarianten.

Tab. 3.16: Aktuelle Verfahren für die Niedertemperatur-FTS

Firma (Prozess)	Verfahren, Medium	FT-Reaktor	FT-Katalysator	FT-Produkt-Aufarbeitung
Sasol (SSPD) ^{a)}	Autothermer Reformer, O ₂ , (Haldor Topsoe)	Slurry	Co/Al ₂ O ₃	Isocracker (Chevron)
Shell (SMDS) ^{b)}	Partielle Oxidation im Shell Gasification Process, O ₂	Rohrbündel	Co/ZrO ₂ /SiO ₂	Hydrocracker
Exxon (AGC-21) ^{c)}	Partielle Oxidation / Dampf-reformierung in Wirbelschichtreaktoren bzw. autothermer Reformer, O ₂	Slurry	Co	Hydrocracking, Hydroisomerisierung, katalytisches Dewaxing
Syntroleum	Autothermer Reformer, Luft	Rohrbündel	Co/Al ₂ O ₃	Hydroisomerisierung (Lyondell-Citgo), Paraffinabtrennung (UOP)
BPAmoco	Dampfreformierung mit neuartigem Kompaktreformer (BP/Kvaerner)	Rohrbündel	Co	Hydrocracker
Rentech	Partielle Oxidation, Dampf-reforming, autothermer Reformer	Slurry	Fe	k. A.

Quelle: Zusammenstellung von Riedel (2003), ergänzt

^{a)} SSPD: Sasol Slurry Phase Distillate

^{b)} SMDS: Shell Middle Distillate Synthesis Process

^{c)} AGC-21: Advanced Gas Conversion Technology for the 21st Century; Pilotanlage mit 200 bbl/d GtL bei Baton Rouge, La., USA

Der Großteil der Aktivitäten besteht in Machbarkeitsstudien für den Einsatz der FTS zur Nutzung entlegener Erdgasfelder. Als Ergebnis dieser Studien wurden seit Mitte der 1990er Jahre eine Reihe von „Gas-to-Liquids (GtL)“-Großprojekten angekündigt. Das noch im Jahr 2002 am weitesten fortgeschrittene Projekt Sweetwater mit geplanten 11.500 bbl/d von Syntroleum Corp. sollte 2003 in Burrup/Australien anlaufen, wurde jedoch gestoppt, nachdem die Firma ENRON sich wegen Insolvenz aus dem Projekt zurückgezogen hatte.

Shell und Qatar Petroleum haben den Bau der weltweit größten GtL-Anlage in Katar vereinbart. Shell plant, insgesamt rund 5 Mill. US-\$ in den Bau der erforderlichen Fördereinrichtungen sowie der GtL-Anlage zu investieren. In der Anlage sollen täglich 140.000 Barrel GtL-Produkte – überwiegend Rohbenzin und Kraftstoffe sowie kleinere Mengen an Paraffinen und Grundölen für Schmierstoffe – produziert werden. Das Projekt umfasst zwei Phasen. In der ersten Phase, die 2009 abgeschlossen sein soll, sollen zunächst Produktionskapazitäten für 70.000 bbl/d entstehen. Am 8. Juli 2004 wurde hierzu von den Projektpartnern ein Development and Production Sharing Agreement (DPSA) unterzeichnet. In Tab. 3.17 sind relevante Daten dieses Projekts aufgelistet. Neben der GtL-Technologie verfolgt Shell intensiv die Verflüssigung von Erdgas zu LNG (Liquefied Natural Gas), um die wachsende weltweite Nachfrage nach LNG, vor allem aus den USA, befriedigen zu können.

Tab. 3.17: Daten zum Shell-GtL-Projekt in Katar (140.000 bbl/d)

	Projekt-Dimensionen	
Prozessdaten	Freiwerdende Prozesswärme	5.000 MW
	Strombedarf (an der Welle)	1.100 MW
	Wärme-Verbrauch	850 MW
	Dampferzeugung	8.000 Mg/h
	Katalysator (5 Linien) für Erstbefüllung	5.630 Mg
Anlagenbau	Flächenbedarf	230 ha
	Anzahl an Anlagenteilen	2.300
	Gewicht der Anlagenteile	100.000 Mg
	Verrohrung	50.000 Mg
	Baustahl	30.000 Mg
	Beton	200.000 m ³
	Verkabelung	1.800 km
	Isolierung	700.000 m ²
	Regelkreise	4.000

Quelle: Fabricius (2004)

Produktaufarbeitung und Endprodukte der FTS

Mit der Fischer-Tropsch-Synthese und der nachfolgenden Produktaufarbeitung können Endprodukte hergestellt werden, die höchsten Anforderungen bezüglich chemischer Zusammensetzung und technischer Verbrennungseigenschaften genügen. Beispielhaft ist in Abb. 3.6 der Weg der Herstellung von Endprodukten mit definierten Eigenschaften für den SMDS-Prozess dargestellt (vgl. Sie et al., 1991).

Hierbei erfolgt die Maximierung der Produktausbeuten im Siedebereich der Mitteldestillate (Dieselkraftstoff, Kerosin) über die Erzeugung hochsiedender Wachsprodukte und deren nachfolgendes Hydrocracken an bifunktionellen Katalysatoren. Prinzipiell stellt dieses Hydrocracken an bifunktionellen Katalysatoren neben dem thermischen Cracken und dem katalytischen Cracken an sauren Katalysatoren ein drittes Verfahren zur Umwandlung schwerer Erd-

ölfractionen in wertvolle niedriger siedende Produkte dar. Sein Vorteil liegt besonders in der hohen Flexibilität, d. h. durch Wahl der Betriebsbedingungen lassen sich die relativen Mengen des anfallenden Dieselöls, Kerosins und Benzins weitgehend steuern (Hedden und Weitkamp, 1975).

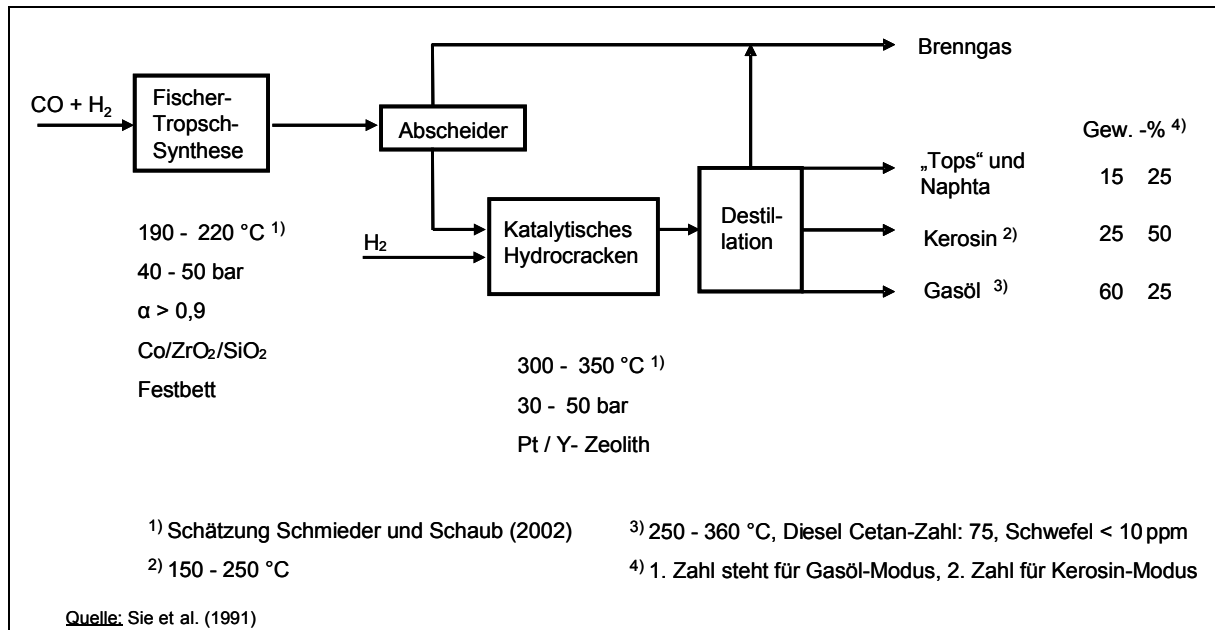


Abb. 3.6: Schema der Synthese und Produktaufbereitung im SMDS-Prozess

Wie in Abb. 3.6 dargestellt, erhält man in diesem Prozess bei einer Fahrweise im Gasöl-Modus 15 % „Tops“ und Naphta, 25 % Kerosin und 60 % Gasöl (Diesel), während man im Kerosin-Modus 25 % „Tops“ und Naphta, 50 % Kerosin und 25 % Gasöl erhält. Unter „Tops“ versteht man Flüssiggas (auch LPG „Liquefied Petroleum Gas“ genannt) und Benzin. Die gesamte Palette an FT-Produkten, klassifiziert nach ihren unterschiedlichen Komponenten, wird in Tab. 3.18 wiedergegeben.

Tab. 3.18: Klassifizierung von FT-Produkten nach der C-Kettenlänge

Name	Komponenten	Name	Komponenten
Brenngas	C ₁ -C ₂	Diesel (Gasöl)	C ₁₃ -C ₁₇
Flüssiggas „LPG“	C ₃ -C ₄	Mitteldestillate	C ₁₀ -C ₂₀
Benzin	C ₅ -C ₁₂	Weichwachs	C ₁₉ -C ₂₃
Naphta	C ₈ -C ₁₂	Mittelwachs	C ₂₄ -C ₃₅
Kerosin	C ₁₁ -C ₁₃	Hartwachs	C ₃₅ +

Quelle: Kroschwitz und Howe-Grant (1996)

Referenzverfahren zur Abschätzung des Gesamtwirkungsgrads

Mit Blick auf die Abschätzung des Gesamtwirkungsgrades einer energieautarken Anlage zur Kraftstoffgewinnung aus Biomasse (vgl. Kap. 4) wird zunächst als Referenz eine Kohlevergasungsanlage mit nachgeschalteter Fischer-Tropsch-Synthese betrachtet (vgl. Ullmann, 2002b). Für eine solche Anlage zur Vergasung/Verflüssigung von Kohle zur Gewinnung von SNG (Substitute Natural Gas) bzw. flüssigen Kraftstoffen mit einem geplanten Tagesdurchsatz von ca. 25.000 Mg Kohle, zunächst konzipiert für eine „mixed output“-Fahrweise (SNG plus flüssige Kraftstoffe), werden für eine geänderte Fahrweise „all-liquid-output“ Gesamtwirkungs-

grade angegeben, bei der eine Reformierung des gebildeten Synthesegases zu weiteren Anteilen an flüssigen Kohlenwasserstoffen führt. Hierdurch sinkt der auf Basis einer kommerziellen Modellanlage berechnete Gesamtwirkungsgrad von 54 % (bezogen auf H_u) für die „mixed output“-Fahrweise auf 41 % für die Fahrweise „all-liquid output“ (vgl. Tab. 3.19).

Tab. 3.19: Wirkungsgrade bei der Kohleverflüssigung „all-liquid output“

Prozessschritt	Einzelwirkungsgrade (H_u)	Kumulierter Wirkungsgrad (H_u)
Kohle am Eintritt	100 %	100 %
Rohgas am Vergaseraustritt inkl. Teer, Öle, Phenole aus Washwasser	74 %	74 %
Rohsynthesegas	85 %	63 %
Synthesegas nach Gasreinigung und Konditionierung	98 %	62 %
Rohprodukte nach der FT-Synthese	73 %	45 %
Aufbereitete Produkte	91 %	41 %

Quelle: Ullmann (2002b), ergänzt

Als weitere Referenz gibt Tijmensen (2000) für verschiedene Prozesskonzepte zur FT-Kraftstoffgewinnung aus Biomasse auf der Basis von Aspen-Plus-Simulationen Wirkungsgrade für die Gesamtprozesse in Prozent (bezogen auf H_u) an (siehe Tab. 3.20 und Tab. 3.21). Dabei wurden Literaturdaten aus Pilotanlagen herangezogen. Die Modellberechnungen zeigen, dass bei Verwendung von druckaufgeladenen Vergasern höhere Wirkungsgrade erreicht werden können als bei Vergasern, die mit Atmosphärendruck betrieben werden. Dies liegt am hohen Stromverbrauch zum Komprimieren des Synthesegases für die weiteren Verarbeitungsschritte. Ein Hinweis, inwieweit Hilfsenergie berücksichtigt ist, findet sich bei Tijmensen nicht, sodass die Werte in Tab. 3.20 nur einen Anhalt bieten können.

Tab. 3.20: Wirkungsgrade aus Aspen-Plus-Simulationen (Fahrweise: „full conversion“)

α	BCL-R	BCL nt	BCL	IGT-R	IGT	IGT+	EP-R	EP-R nt	EP	TPS
0,80	45,1	30,1	35,9	44,7	46,0	44,6	41,6	25,4	42,4	32,9
0,85	47,0	33,5	37,1	47,7	47,4	44,9	44,8	29,4	43,4	34,5
0,90	48,0	38,2	38,1	50,1	48,2	47,3	45,4	32,2	44,5	35,8

α : Kettenwachstumswahrscheinlichkeit im Anderson-Schulz-Flory (ASF)-Diagramm;

BCL, IGT, IGT+, EP und TPS: Vergasertypen gemäß Tab. 3.21, jeweils kombiniert mit externem Shift-Reaktor mit Co-Katalysator; R: „mit Reformer“; nt: „Keine Gasturbine“

Quelle: Tijmensen (2000)

Das Carbo-V-Verfahren kann als eine weitere Referenz herangezogen werden. Wolf (2002) gibt für die Umwandlung von Biomasse (Holz am Eintritt: 23,6 MW) über eine dreistufige Vergasung (Niedertemperaturvergasung, Hochtemperaturvergasung und endotherme Flugstromvergasung) bei einem Systemdruck³ von 4 bar, inkl. CO₂-Wäsche und Methanolsynthese mit nachfolgender Enthydratisierung zum Produkt „Benzin“, einen Wirkungsgrad von 50 % an. Wie dem Energieflussbild zu entnehmen ist, bleiben bei dieser Betrachtung jedoch die

³ Ein Systemdruck von 4 bar für die Vergasung beim Carbo-V-Verfahren wird erst zu einem späteren Zeitpunkt von Rudloff (2005) genannt. Zukunftsorientierte Arbeiten bei CHOREN zielen auf einen Systemdruck bei der Vergasung von 30 bar (entsprechend dem Druck bei der FT-Synthese).

folgenden Punkte unberücksichtigt: Zusätzlicher Energieeintrag durch Speisewasser zum Dampferhitzer und zur Methanolsynthese, die Bereitstellung von Sauerstoff sowie die Kompressionsarbeit für den Sauerstoff auf Vergasungsdruck und die Kompressionsarbeit für die Druckerhöhung auf den Methanolsynthesedruck. Bei diesen Angaben zum Wirkungsgrad ist folglich nicht von einer energieautarken Anlage auszugehen. Rudloff (2005) spricht von Gesamtwirkungsgraden für das Carbo-V-Verfahren in einem Bereich von 45 bis 55 %, in Abhängigkeit von der angewandten Fahrweise des Prozesses.

Tab. 3.21: Von Tijmensen analysierte Vergasertypen

Vergaser	Firmen/Institutsname	Prozess-Typ (Vergasungsart, -medium, Betriebsdruck)
BCL	Batelle Columbus	indirekt, Luft, Atmosphärendruck
IGT	Institute of Gas Technology	direkt, O ₂ , Überdruck
IGT+	wie IGT, mit Anpassungen an den Prozess	direkt, O ₂ , Überdruck; ohne autothermen Reformer und Shift-Reaktion
EP	Enviro Power	direkt, Luft, Überdruck; Dolomit-Teer-Cracker
TPS	Termiska Processer AB	direkt, Luft, Atmosphärendruck; Dolomit-Teer-Cracker; ohne autothermen Reformer

Quelle: Tijmensen (2000); ergänzt

In einer Aspen-Plus-Simulation zur Biomassevergasung verwenden Olschar et al. (2004) ein Anlagenkonzept mit einem autothermen Wirbelschicht-Vergaser; die FT-Synthese findet in einem Slurry-Reaktor (mit Kobalt-Katalysator) bei 25 bar statt. Für eine höhere Kraftstoffausbeute wird die FT-Synthese in Kreisgasführung gefahren. Der Wirkungsgrad einer 500-MW_{th}-Anlage (inkl. Diesel-, Benzin- und Stromerzeugung) wird mit ca. 58 % angegeben. Ohne den Anteil der Stromerzeugung reduziert sich der Wirkungsgrad der FT-Produkte auf 45 %. Inwieweit der für die optimale Einstellung des H₂/CO-Verhältnisses zusätzlich benötigte Wasserstoff, der aus Raffineriebeständen stammt, und die für die Vergasung zugegebenen Dampf- und Sauerstoffmengen in die Wirkungsgradberechnung eingegangen sind, ist nicht ersichtlich. Für das Modell einer energieautarken Anlage sind hier noch Abstriche vom mitgeteilten Wirkungsgrad zu machen.

4 Analysen zum bioliq[®]-Konzept

4.1 Beweggründe und Darstellung des technischen Konzepts

Aschereiche Biomasse (z.B. Getreidestroh) hat, wie bereits in Kapitel 2.1 beschrieben, ein hohes Aufkommenspotenzial und kann über den Weg der Vergasung für die Bereitstellung von synthetischen Kraftstoffen aber auch für eine chemische Nutzung erschlossen werden. Die energetische Nutzung dieser aschereichen Biomassen über die direkte Verbrennung oder Wirbelschichtvergasung für die Wärme-/Stromproduktion ist technisch wegen des Agglomerationsrisikos der Asche eher problematisch; bei diesen Technologien steht vielmehr die energetische Nutzung von aschearmem Holz im Vordergrund.

Das technische Nutzungskonzept des Forschungszentrums Karlsruhe sollte hinsichtlich der Synthesen für eine Vielzahl von Produkten offen sein, konzentriert sich aber zunächst auf die Synthese von FT-Kraftstoff. Dies erfordert, dass die Synthese – je nach Produkt – bei Drücken beispielsweise von rd. 20-30 bar für FT-Kraftstoff bis ca. 80 bar für Methanol durchgeführt werden muss. Deshalb wird das Ziel verfolgt, bereits mit der Vergasung das für die Synthese nötige Druckniveau zu erreichen und alle nachfolgenden Schritte der Gasreinigung und -konditionierung auf dieser Druckstufe zu halten; hierdurch soll auf aufwändige Schritte der Gaskompression verzichtet werden. Die Gasreinigung schließt die Konditionierung des Synthesegases (Einstellung von H_2/CO -Verhältnis, Druck, Temperatur) mit ein.

Mit der Vergasung soll ein teerfreies und methanarmes Synthesegas gewonnen werden; auf aufwändige Verfahren der Teereinigung kann dadurch verzichtet werden. Dies setzt voraus, dass die Vergasung bei über 1000 °C stattfindet. Unter diesen Bedingungen ist der Ascheschmelzpunkt der Biomasse i.d.R. überschritten, so dass der Vergaser mit Schmelzasche zu-recht kommen muss. Flugstrom-Druckvergaser mit Kühlturm sind hierfür geeignet, obgleich dieser Vergasertyp aufgrund des hohen Drucks, der Sauerstoffeindüsung und der erforderlichen Sauerstoffanreicherung hohe Anforderungen an die Betriebsführung stellt. Zum Vergleich: Bei Festbett- bzw. Wirbelschichtverfahren besteht neben der Teerproblematik die Gefahr von Verbackungen; darüber hinaus ist von einer höheren Staubbelastung des Synthesegases auszugehen (vgl. Kap. 3.2).

Nach Sichtung der verfügbaren Vergasungsverfahren eignet sich für die Synthesegaserzeugung – unter Berücksichtigung des oben skizzierten Anforderungsprofils – nur der Flugstrom-Druckvergaser. Ein Reaktor mit 130 MW_{in} ist im Sustec-Verwertungszentrum Schwarze Pumpe in Betrieb. Ein Versuchsreaktor im Pilotmaßstab von 3-5 MW_{in} ist bei Siemens Fuel Gasification Technology (ehemals Future Energy) in Freiberg verfügbar. Vier Versuchskampagnen des Forschungszentrums Karlsruhe in Freiberg in den Jahren 2002-2005 haben bestätigt, dass dieser Reaktortyp für die Vergasung von Slurries aus aschereicher Biomasse geeignet ist.

Für die Einspeisung der Biomasse in einen Druckvergaser (bis 80 bar) muss diese entsprechend konditioniert werden. Bei hohen Vergaserdrücken ist dies sinnvoll nur über eine Suspension (Slurry) umzusetzen. Zielführend ist ein Schnellpyrolyseverfahren zur Konditionierung der aschereichen Biomasse, wobei vom Flugstrom-Druckvergaser keine hohen Reinheitsansprüche an die so hergestellten Slurries gestellt werden. Diese sollten pumpfähig sein und einen Heizwert von über 10 MJ/kg besitzen. Die Einspeisung von pulverförmiger Biomasse bzw. Biomassekoks mit geringer Schüttdichte (wie beim Carbo-V-Verfahren, vgl. Kapitel 3.3.2, S. 71) scheint bei Drücken bis zu 30 bar auch mit Druckschleusen realisierbar. Der hierfür nötige apparative Schleusenaufwand ist jedoch hoch, darüber hinaus führt das große Schleusengasvolumen zu Nachteilen beim Wirkungsgrad.

Wie in Kapitel 3.1.3 beschrieben, kann die Bereitstellung des Slurrys aus aschereicher Biomasse unter den gegebenen Rahmenbedingungen über den Lurgi-Ruhrgas-Mischreaktor (LR-Reaktor) recht gut verwirklicht werden. Hierfür sprechen folgende Gründe: Dieser Reaktor hat in den verschiedensten Anwendungsfeldern (z.B. Produktion von Stadtgas, Produktion von Olefinen aus Naphta) seine Einsatzfähigkeit demonstriert und seine gute scale-up-Fähigkeit bis zu Reaktorgrößen von mehreren 100 MW_{in} belegt. Die Anpassung und Optimierung des LR-Reaktors für Biomasse muss jedoch noch erfolgen. Die Auswahl dieses Reaktors scheint auch deshalb zielführend, da mit der Fa. Lurgi ein kompetenter Ansprechpartner zu Verfügung steht, um die nötigen Anpassungs- und Optimierungsarbeiten zügig vornehmen zu können. Bei anderen verfügbaren Schnellpyrolyseverfahren sind entsprechende Vorzüge nicht in dem angeführten Maße erkennbar.

Durchgeführte Versuche des Forschungszentrums Karlsruhe (FZK) in der eigenen Versuchsanlage (Durchsatz: 10 kg/h) und bei Lurgi (Durchsatz: 3 kg/h) haben die prinzipielle Eignung des Reaktors für die Schnellpyrolyse von aschereicher Biomasse (Getreidestroh, Reisstroh), aber auch von Holz bestätigt. Eine weitergehende Anpassung und Optimierung steht im Mittelpunkt der FuE-Arbeiten des Forschungszentrums Karlsruhe; essentiell hierfür ist die Fertigstellung und der Betrieb der derzeit im Bau befindlichen Pilotanlage mit einer Kapazität von 500 kg/h.

Als positiver Nebeneffekt wird gesehen, dass mit der räumlichen Entkopplung von Schnellpyrolyse und Vergasung die Option gegeben ist, eine von der Größe der Vergasungsanlage unabhängige dezentrale Produktion von Slurries zu ermöglichen. Mit deren anschließendem Transport zur großen zentralen Vergasungs- und Syntheseanlage lassen sich durch die hohe Transportdichte der Slurries logistische Vorteile erschließen.

Bei der Auswahl des technischen Konzepts wurde eine pragmatische Vorgehensweise gewählt, mit dem Ziel, weitest möglich auf technisch bereits realisierten Anlagenkonzepten und vorhandener Anlagenerfahrung aufzubauen. Neben der aktuellen Verfügbarkeit solcher Anlagen für Versuche durch das FZK sollte insbesondere die scale-up-Fähigkeit bis zu Großanlagen mit einer Kapazität bis zu 1 GW_{in} gegeben sein.

Die wesentlichen Schritte des FZK-Konzepts zur dezentralen Schnellpyrolyse von Stroh oder Waldrestholz mit anschließender Vergasung des erzeugten Slurrys in einer zentralen Anlage, einschließlich der darauf folgenden Synthese von Fischer-Tropsch-Kraftstoff, sind in Abb. 4.1 schematisch dargestellt.

In der ersten Stufe wird die Biomasse in dezentralen Pyrolyseanlagen (50-100 MW_{in}) über eine Schnellpyrolyse in Pyrolyseöl und -koks sowie eine Restmenge an Pyrolysegas umgesetzt. Aus dem Pyrolyseöl und -koks wird dann eine Suspension („Pyrolyse-Slurries“) hergestellt, die pump- und lagerfähig ist und mit einer Dichte von 1,3 kg/l eine um den Faktor 10 höhere Dichte im Vergleich zu Stroh (Quaderballen) aufweist. In der zentralen Großanlage werden die Slurries in einem Flugstrom-Druckvergaser zu einem nahezu teerfreien Rohsynthesegas umgesetzt und können nach der Gasreinigung und Synthese einer kombinierten stofflichen (Chemikalien) und energetischen Nutzung (Kraftstoffe, Strom) zugeführt werden (vgl. Henrich und Dinjus, 2004). Die nachfolgend aufgeführten Abschätzungen konzentrieren sich ausschließlich auf die Herstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoff (FT-Kraftstoff) in BtL-Anlagen (Biomass-to-liquid). In weiteren Untersuchungen soll auch die Synthese von Methanol oder DME berücksichtigt werden.

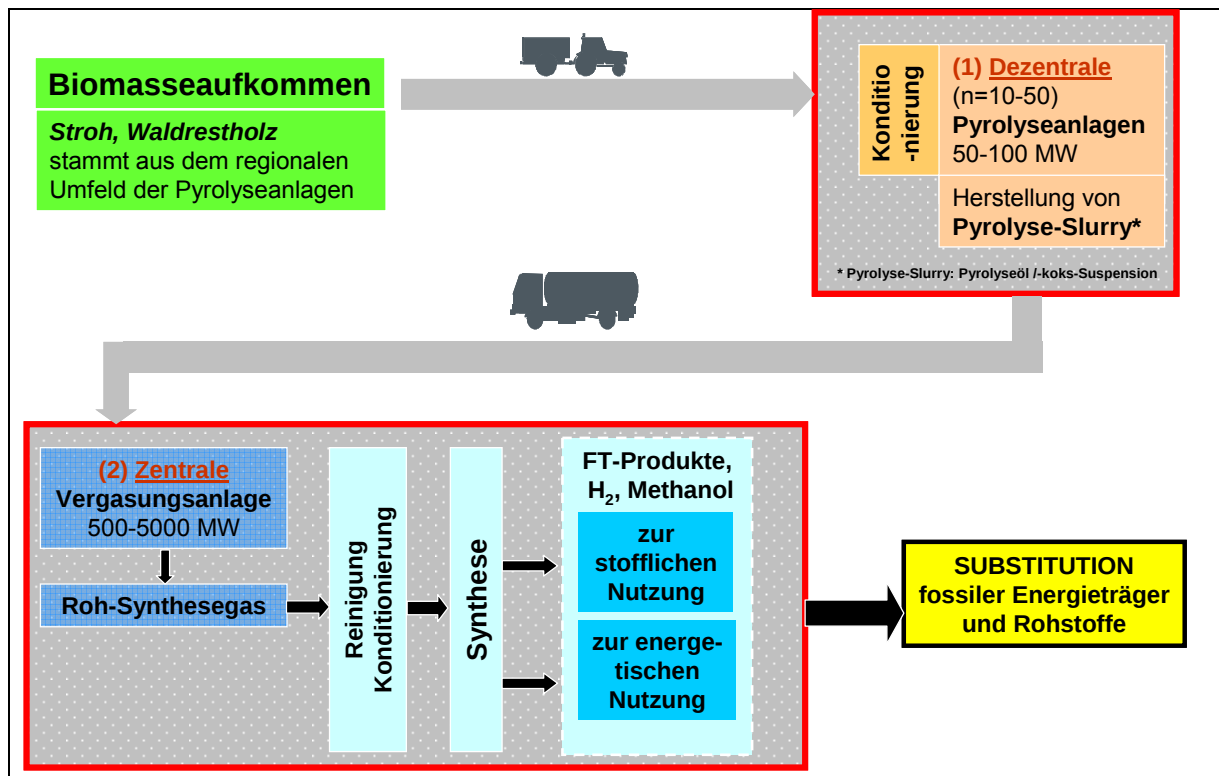


Abb. 4.1: Schema des bioliq®-Konzepts der dezentralen Pyrolyse und zentralen Vergasung mit FT-Synthese

Grundsätzliche Zielsetzung der Arbeiten von ITAS ist es, dieses zweistufige FZK-Konzept in sein technisches und ökonomisches Umfeld einzuordnen. Hierzu ist die Analyse der gesamten Prozesskette von der Erfassung der Bioenergieträger (Stroh und Waldrestholz) bis hin zur Bereitstellung des FT-Kraftstoffs für unterschiedliche Anlagengrößen und verschiedene Rahmenbedingungen erforderlich.

Dabei ist es eine wesentliche Aufgabe der systemanalytischen Untersuchung, solche Bereiche der weiteren technischen Entwicklung zu identifizieren, die wegen ihrer Relevanz für die Ökonomie und Umwelt sowie hinsichtlich bestehender technischer Probleme besondere Aufmerksamkeit verdienen. Vor diesem Hintergrund wurde für die verschiedenen Bereiche des FZK-Konzepts ein Modell entwickelt, um entsprechende Abschätzungen durchführen zu können.

Bei den Abschätzungen erfolgte eine durchgängige Berücksichtigung der gesamten Prozesskette mit den Gliedern:

- **Ernte bzw. Erfassung** von Stroh und Waldrestholz, differenziert nach den Aufkommenspotenzialen für Deutschland und Baden-Württemberg (vgl. Kap. 2)
- **Biomassetransport**, insbesondere abhängig vom Brennstoffbedarf der zu beliefernden Anlagen, von der Aufkommensdichte der Biobrennstoffe, vom Erfassungsgrad des Aufkommenspotenzials und von der geometrischen Struktur des Aufkommensgebietes
- **Brennstoffkonditionierung** (z.B. Zerkleinerung und ggf. Trocknung)
- **Schnellpyrolyse** (dezentral oder integriert in der zentralen Vergasungsanlage)
- **Flugstrom-Druckvergasung**
- **Reinigung und Konditionierung** des Rohsynthesegases
- **Produktion von FT-Kraftstoff**

Bei allen quantitativen Abschätzungen werden energieautarke Anlagen unterstellt, bei denen der zum Betrieb der Anlagen erforderliche Strom und Dampf für die Trocknung der Bioenergieträger nicht aus fossilen Energieträgern, sondern aus der angelieferten Biomasse erzeugt werden.

Die Modellierung der Zusammensetzung der Pyrolyseprodukte basiert auf Ergebnissen von Versuchsreihen, die vom FZK bei der Lurgi Lentjes AG in Frankfurt zur Pyrolyse verschiedener Biomassearten in Auftrag gegeben wurden; Ergebnisse hierzu finden sich in Kap. 3.1.1 (s.a. Henrich et al., 2007). So gibt es bei der Schnellpyrolyse von Stroh deutliche Unterschiede gegenüber der von Holz, die sich in einem höheren Gasanteil an den Pyrolyseprodukten und in einem höheren CO₂-Anteil am Pyrolysegas zeigen.

Generell ist anzumerken, dass aufgrund des noch frühen Entwicklungsstandes der diskutierten Technologien an verschiedenen Stellen des unterstellten Zahlengerüsts mit relativ groben und unsicheren Zahlen gearbeitet werden musste. Dabei wurden Referenzannahmen festgelegt; die wichtigsten sind in Kap. 4.7 aufgeführt und werden dort im Zusammenhang mit Sensitivitätsanalysen näher diskutiert.

4.2 Massen- und Energiebilanzen

In Abb. 4.2 und Abb. 4.3 (S. 78/79) werden exemplarisch die Massen- und Energiebilanzen zur Kraftstoffbereitstellung aus Stroh und Waldrestholz für das technische Konzept der dezentralen Schnellpyrolyse – mit anschließender zentraler Slurry-Vergasung und FT-Synthese – dargestellt. Hierbei handelt es sich um einfach gehaltene Abschätzungen für Anlagenkomponenten, die in der Praxis wesentlich komplexer verschaltet sind. Das Hauptaugenmerk wurde auf die Pyrolyse und Vergasung gelegt; die Bereiche Gaskonditionierung, FT-Synthese und FT-Kraftstoffaufarbeitung konnten lediglich mit einigen Basisdaten behandelt werden.

Für die dezentrale Pyrolyse, die mit Sanderhitzer und dezentralem Kraftwerk inkl. Dampferzeuger ausgestattet ist, wird dabei von einer Brennstoff-Eingangsleistung von 100 MW_{in} ausgegangen; die anschließende Vergasung der Slurries und die FT-Synthese finden in einer zentralen Anlage mit 5000 MW_{in} statt. Eine wesentliche Annahme hierbei ist, dass es sich um energieautarke Anlagen handelt, bei denen also kein Zukauf von Strom und Dampf aus fossilen Energieträgern erfolgt; auch der Energieaufwand für die Sauerstoffbereitstellung (s. Vergasung) ist hierbei berücksichtigt.

Der Brennstoffbedarf des Sanderhitzers wird durch das erzeugte Pyrolysegas und durch geringe Mengen Slurry gedeckt. Das dezentrale Kraftwerk bei der Pyrolyseanlage bezieht seinen Brennstoff im Falle von Stroh aus dem Slurry und im Falle von Holz aus der getrockneten Biomasse und stellt den Betriebsstrom und den benötigten Dampf für die Trocknung zur Verfügung. Das Abgas aus der Pyrolyse wird über Wärmetauscher geführt und dient zur Aufheizung der zum Sanderhitzer geführten Luft und des aus der Kondensation kommenden Pyrolysegases. Das zentrale Kraftwerk bei der Vergasungsanlage bezieht seinen Brennstoff aus dem Vergasungsgas und (zu 10 Gew.-%) aus den FT-Produkten.

Der Energieaufwand für die Biomassebereitstellung (Erfassung und Transport) und den Transport der Slurries ist in den dargestellten Massen- und Energiebilanzen noch nicht berücksichtigt; auf dessen Bedeutung wird später eingegangen. Zur besseren Vergleichbarkeit der Bilanzen bei Stroh und Waldrestholz wurden die Angaben für Masse und Energie auf 100 normiert, bezogen auf die Biomasse nach der Trocknung auf 93 % TS. Wie die Massenbilanzen zeigen, werden pro Mg FT-Produkt rd. 9 Mg Stroh (86 % TS) benötigt, bzw. rd. 17 Mg Waldrestholz (50 % TS).

Aufgrund des hohen Wassergehalts von frischem Waldrestholz wird bei dessen Trocknung eine große Wassermenge von 0,86 Mg pro Mg getrockneter Biomasse (93 % TS) abgeschieden (vgl. Abb. 4.3, Massenbilanz). Bei Stroh sind dies lediglich 0,08 Mg pro Mg getrockneter Biomasse. Der Energieaufwand für die Trocknung mit Dampf liegt bei rd. 2 MWh für Stroh und bei rd. 18 MWh für Waldrestholz, jeweils bezogen auf 100 MWh getrocknete Biomasse.

Für die Trocknung von Stroh kommt Slurry aus der Pyrolyse zum Einsatz; dafür werden rund 12 % des erzeugten Slurrys abgezweigt. Für die Trocknung von Waldrestholz kommt ausschließlich getrocknetes Holz zum Einsatz; pro Mg Waldrestholz (93 % TS) sind hierfür 0,27 Mg Holz nötig. Die Trocknung erfolgt mit Dampf, der durch Verbrennung des Slurrys bzw. des getrockneten Holzes im dezentralen Kraftwerk erzeugt wird; hier wird auch der Strom zum Betrieb der Pyrolyseanlage erzeugt.

Bezogen auf 100 MWh getrockneter Biomasse liegt der Strombedarf für die dezentrale Pyrolyseanlage beim Stroh etwas über, beim Waldrestholz etwas unter 3 MWh. Für die Sanderhitzung des LR-Pyrolysereaktors werden pro Mg getrockneter Biomasse rd. 0,22 Mg (bei Stroh) bzw. rd. 0,12 Mg (bei Holz) des bei der Pyrolyse entstehenden nicht kondensierbaren Pyrolysegases mit jeweils geringen Mengen Slurry bzw. getrocknetem Holz benötigt.

Bezogen auf die Masse, werden aus den anfänglichen 100 % des getrockneten Strohs – unter Berücksichtigung einer Falschlufmenge von 5 % – nach der Pyrolyse 69 % als Slurry der Vergasung zugeführt. Bei Waldrestholz bleiben nach Abzweigung von getrocknetem Holz für die Dampferzeugung noch ca. 73 % übrig, die zur Pyrolyse gehen; die daraus für die Vergasung resultierende Slurrymenge beträgt rd. 65 %.

Entsprechend den unterschiedlichen Mengen an Slurry beträgt der Sauerstoffbedarf für die Vergasung im Falle von Stroh 42 Gew.-% und im Falle von Waldrestholz 37 Gew.-%. Den Vergaser verlassen im Falle von Stroh 96 % und im Falle von Holz 90 % des Vergasungsgases in Richtung Gaskonditionierung mit anschließendem FT-Prozess. Der jeweilige Rest an Vergasungsgas und 10 % der FT-Produkte werden zum Kraftwerk geführt, um den Strombedarf der energieautark betriebenen Anlage zu decken. Für die Bereitstellung des Sauerstoffs besteht in der zentralen Anlage ein Strombedarf von rd. 6 MWh bei Stroh, bzw. von rd. 5 MWh bei Waldrestholz, jeweils bezogen auf 100 MWh getrocknete Biomasse.

Als FT-Produktmengen, die der Anlage entnommen werden können, lassen sich im Falle von Stroh 12,5 % und im Falle von Waldrestholz rd. 11 % angeben. Der verbleibende Rest ist insbesondere dem Wasser, Produktgas und Inertgas zuzurechnen. Die Energiebilanzen des Anlagenkonzeptes weisen für Stroh (86 % TS) einen Netto-Wirkungsgrad von rd. 34 % aus, bzw. für Waldrestholz (50 % TS) von rd. 29 %, jeweils bemessen am Biomasseeinsatz nach der Trocknung auf 93 % TS und dem erzielten Ertrag an FT-Produkten, die der Anlage entnommen werden können.

Wie die Graphiken verdeutlichen, entstehen die größten Verluste bei der Vergasung und FT-Synthese. Hier gilt es zu überprüfen, wie in der Praxis durch eine verbesserte Nutzung der Abwärme der Netto-Wirkungsgrad noch verbessert werden kann.

Energieaufwand für die Biomassebereitstellung und den Transport der Slurries

Der Energieaufwand für die Biomassebereitstellung (Erfassung und Transport) und den Transport der Slurries wurde in den bisher diskutierten Energie- und Massenbilanzen nicht berücksichtigt. Um dessen Bedeutung einschätzen zu können, wird in der nachfolgenden Abb. 4.4 verdeutlicht, in welchem Verhältnis dieser Energieaufwand im Vergleich zum Energieinhalt des hergestellten FT-Kraftstoffs steht.

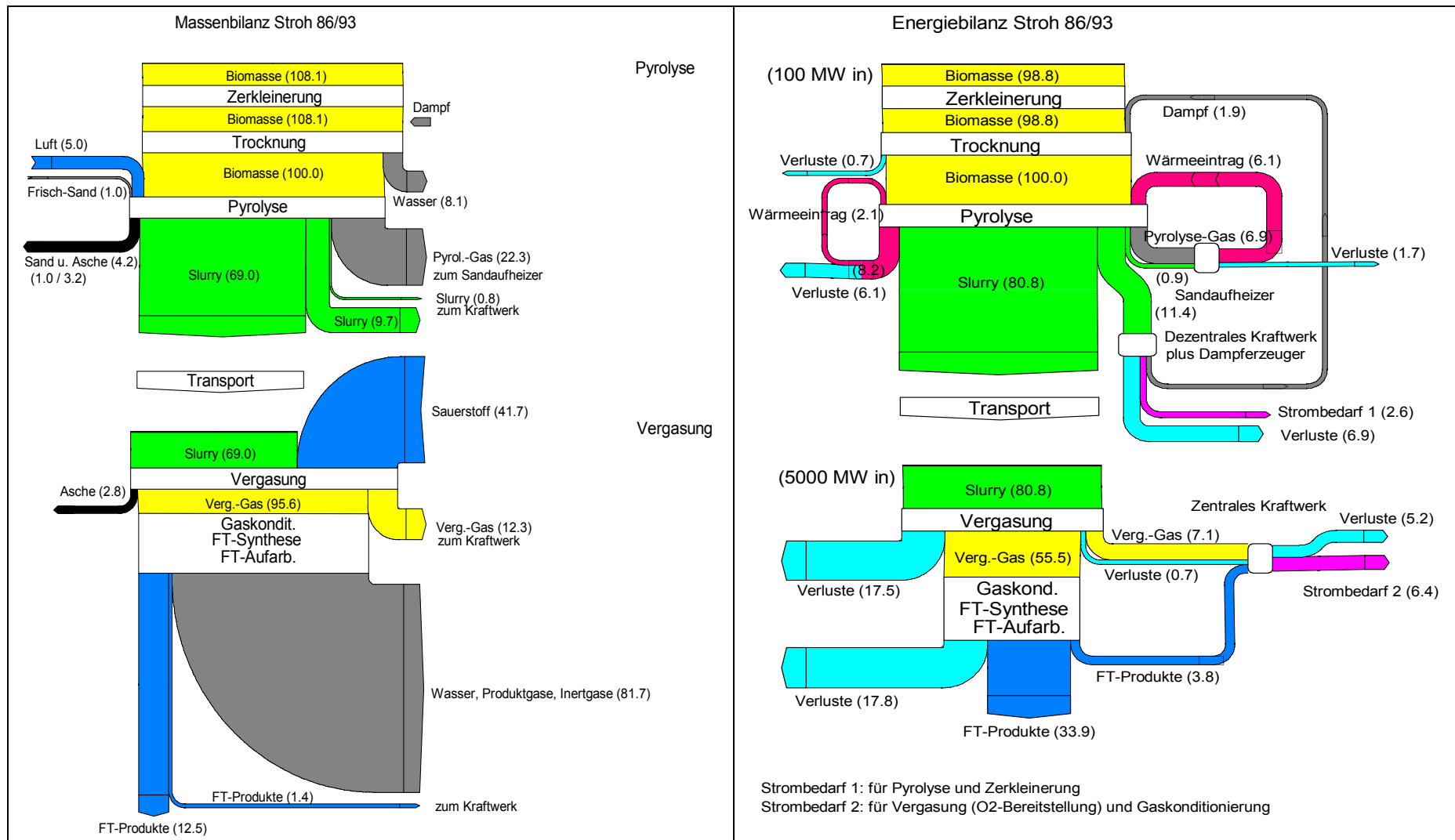


Abb. 4.2: Massen- und Energiebilanz zur Kraftstoffbereitstellung aus Stroh – dezentrale Pyrolyse mit anschließender zentraler Vergasung und FT-Synthese

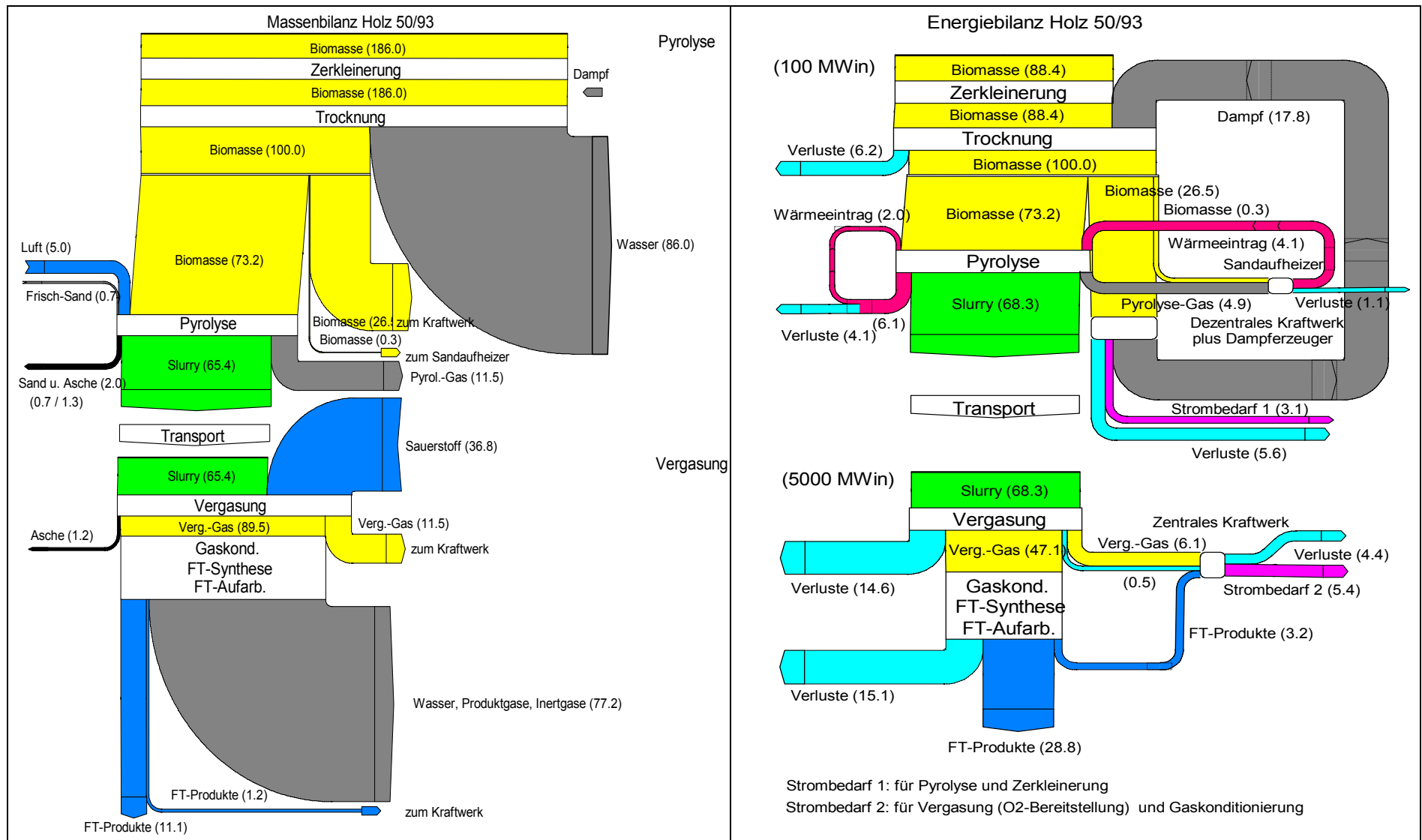


Abb. 4.3: Massen- und Energiebilanz zur Kraftstoffbereitstellung aus Waldrestholz – dezentrale Pyrolyse mit anschließender zentraler Vergasung und FT-Synthese

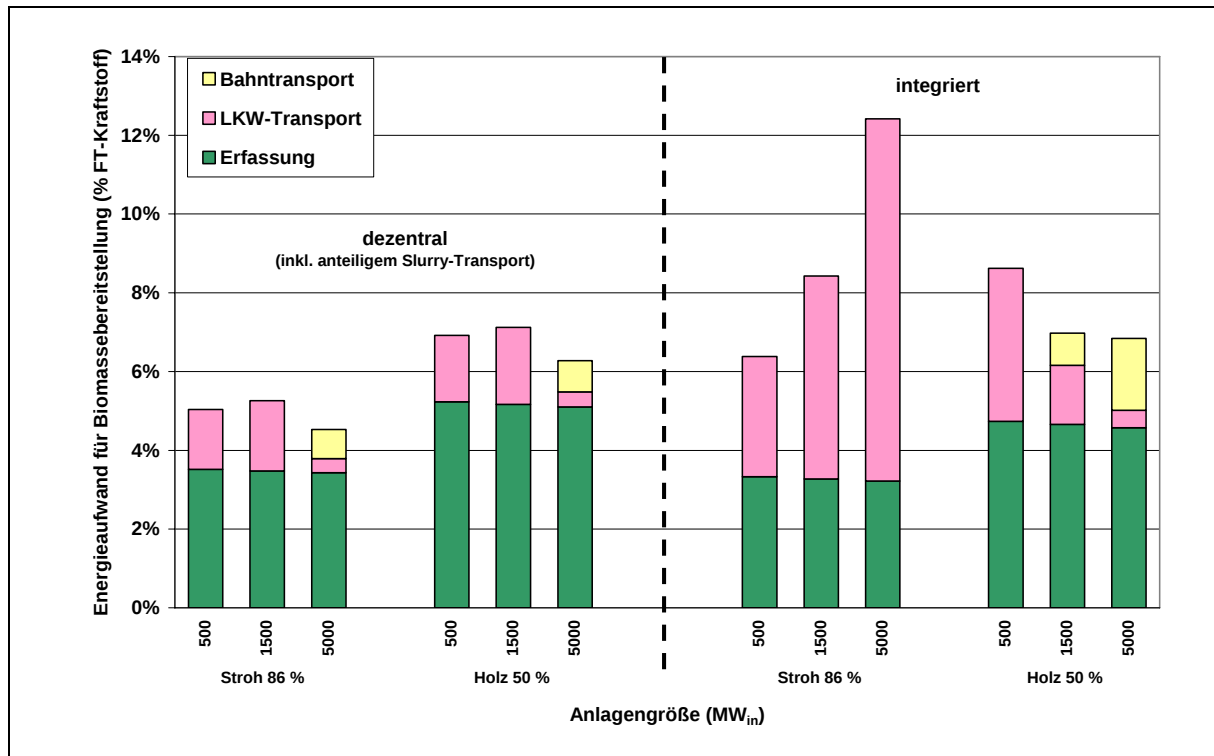


Abb. 4.4: Energieaufwand für die Bereitstellung von Stroh und Waldrestholz, einschließlich Slurrytransport

Man erkennt, dass der Energieaufwand etwa zwischen 5 und 12 % des Energieinhalts des hergestellten FT-Kraftstoffs beträgt. Folglich ist dieser Energieaufwand keinesfalls vernachlässigbar, aber auch nicht von erstrangiger Bedeutung für die Substitution fossiler Energieträger durch biogene Kraftstoffe. Besonders hoch ist der Energieaufwand – mit rd. 12 % – bei der integrierten Variante (zentrale Vergasungsanlage mit integrierter Schnellpyrolyse) der Kraftstofferzeugung aus Stroh, aufgrund der geringen Transportdichte von Stroh.

4.3 Produktionskosten des FT-Kraftstoffs

Die Kosten der Produktion von synthetischem FT-Kraftstoff aus Stroh und Waldrestholz werden maßgeblich dadurch bestimmt, ob von einer dezentralen oder von einer integrierten Pyrolyse ausgegangen wird. Einen Überblick über die Modellergebnisse der Kostenschätzungen für die Fälle der dezentralen Pyrolyse vermittelt Abb. 4.5. Dabei wurden für die wichtigsten Einflussparameter die in Kap. 4.7 aufgeführten Referenzannahmen unterstellt; in dem angeführten Kapitel wird deren Auswirkung auf die Produktionskosten anhand von Sensitivitätsanalysen näher untersucht.

Die Säulen auf der linken Seite der Abbildung beziehen sich auf Stroh, das nach der Anlieferung von 86 auf 93 % TS getrocknet wird, die Säulen auf der rechten Seite beziehen sich auf Hackschnitzel aus Waldrestholz, die mit 50 % angeliefert und auf 93 % TS getrocknet werden. Zur Umrechnung der Produktionskosten von €/MWh in €/l sei vermerkt, dass 100 €/MWh etwa 0,96 €/l FT-Kraftstoff entsprechen. Folglich ist in allen dargestellten Fällen von Produktionskosten von rund 1 €/l FT-Kraftstoff auszugehen. Als weitere Umrechnungshilfe sei vermerkt, dass eine Eingangsleistung an Biobrennstoffen (Stroh oder Waldrestholz) von 5000 MW_{in} einer jährlichen Produktion von etwa 1,16 Mio. Mg FT-Kraftstoff entspricht.

Mit wachsender Leistung der zentralen Vergasungs- und Syntheseanlage wird deutlich, wie hierdurch die Kosten gesenkt werden können. Diese Kostenverringerung ist durch die Degressionseffekte insbesondere bei der Vergasung und der FT-Synthese bedingt. Außerdem zeigen die Abschätzungen, dass Holzhackschnitzel etwas günstiger abschneiden als Stroh; dies liegt hauptsächlich in den höheren Transportkosten für Stroh begründet (vgl. Abb. 2.12, S. 38).

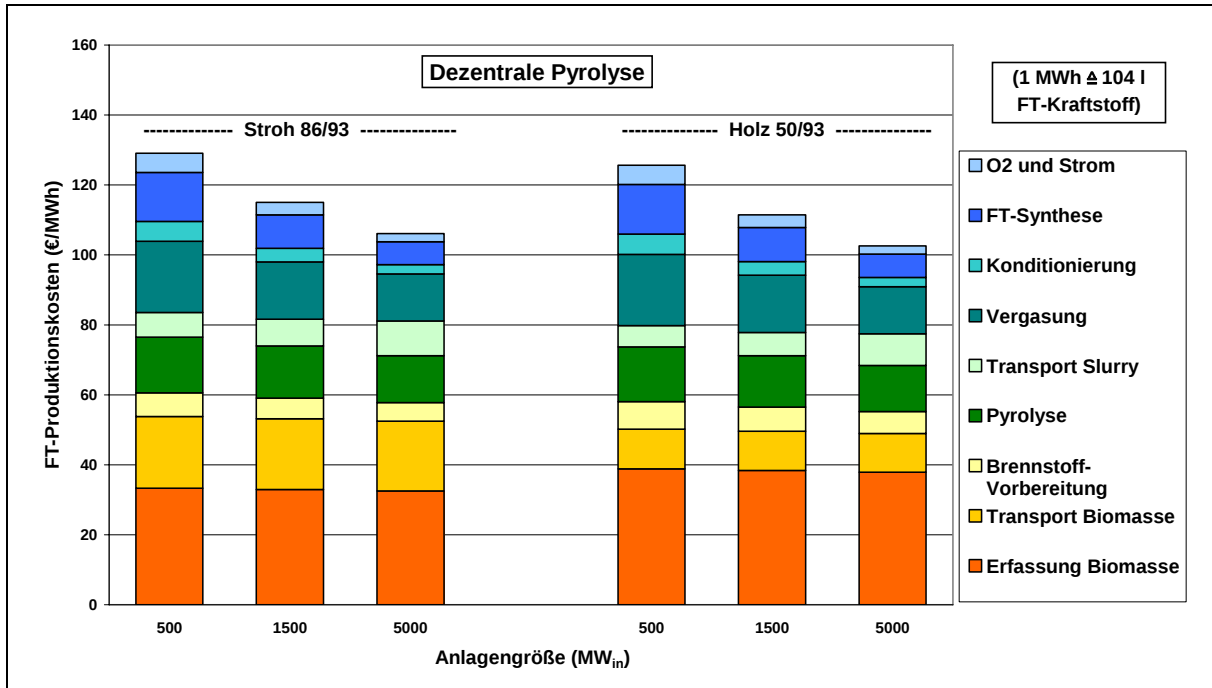


Abb. 4.5: FT-Produktionskosten bei dezentraler Pyrolyse von Stroh oder Waldrestholz

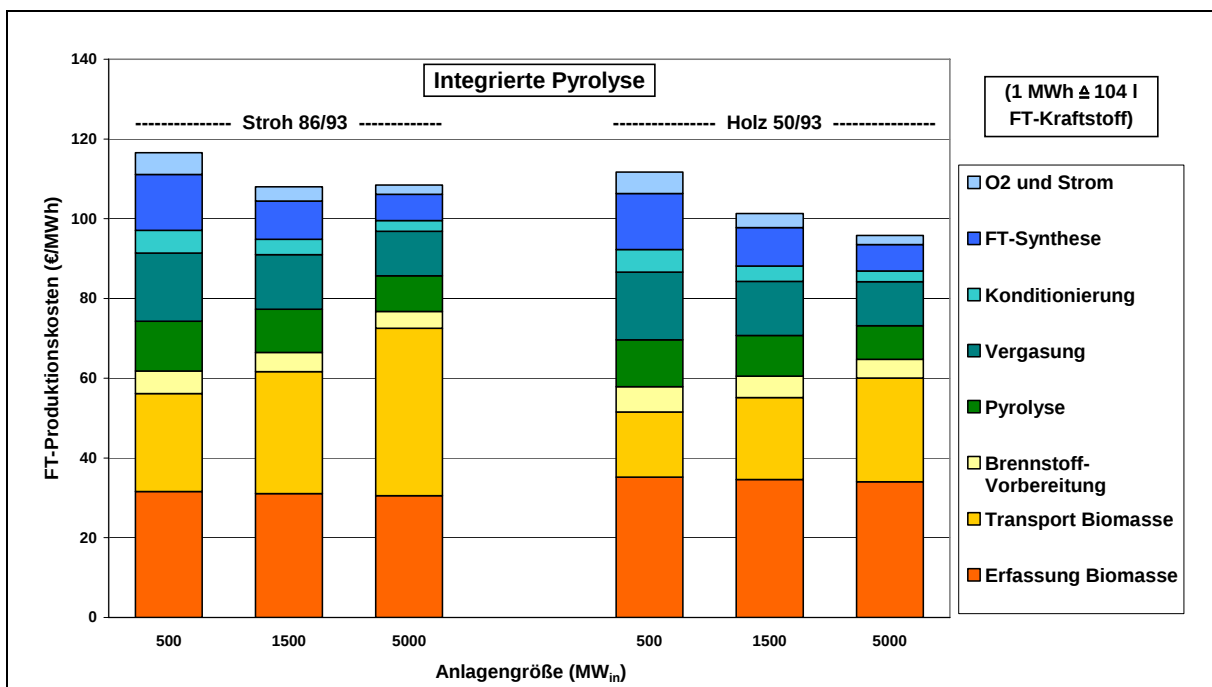


Abb. 4.6: FT-Produktionskosten bei integrierter Pyrolyse von Stroh oder Waldrestholz

Anhand der Ergebnisse in Abb. 4.5 wird die mit wachsender Anlagengröße zunehmende Bedeutung der Kosten für die Erfassung und den Transport der Biobrennstoffe deutlich. Bei 5000 MW_{in} entfallen etwa 55 bis 60 % der Gesamtkosten auf die Erfassung und den Transport von Stroh oder Holz und den Transport der Slurries.

Bei der dezentralen Pyrolyse sinken die Gesamtkosten der FT-Produkte mit wachsender Leistung der Pyrolyseanlagen, weil sich die Größendegressionswirkungen auf die Kosten der dezentralen Pyrolyse stärker auf die FT-Produktionskosten niederschlagen als die Mehrkosten im Bereich der Transporte. Außerdem verbessert sich der Wirkungsgrad bei der Stromerzeugung in den größer werdenden dezentralen Pyrolyseanlagen. Die Sensitivitätsanalysen zeigen (vgl. Kap. 4.7), dass eine Halbierung der Referenzleistung von 100 MW_{in} Brennstoffleistung auf 50 MW_{in} im Falle von Stroh zu einer Kostenerhöhung um etwa 2 % führt, während eine weitere Erhöhung auf 150 MW_{in} nur eine Kostenverringerung um nur 0,7 % bedingt.

Das Konzept der dezentralen Pyrolyse hat folglich einen klaren Vorteil bei den Transportkosten für die Biomasse – insbesondere bei Stroh – gegenüber der integrierten Pyrolyse. Dies hat bei der Abwägung gegenüber den Nachteilen jedoch nicht immer eine ausschlaggebende Bedeutung. Eine wichtige Rolle spielt hierbei der Umstand, dass die Abwärme aus der FT-Synthese im Falle der dezentralen Pyrolyse beispielsweise nicht zur Trocknung der Biomasse zur Verfügung steht. Im Falle von Waldrestholz (50 % TS) wird man einen Teil des getrockneten Holzes (93 % TS) zur Dampferzeugung für die Trocknung einsetzen können (vgl. Energiebilanzen von Abb. 4.2 und Abb. 4.3, S. 78/79).

Um diesen Anteil wird jedoch der Holzdurchsatz der Pyrolyse verringert, entsprechend sinken die Ausbeute und der Durchsatz von Slurries im Vergaser und in Folge davon die erzeugte Gasmenge. Dieser zusätzliche Biomassebedarf für die Trocknung wirkt sich somit deutlich auf den Netto-Wirkungsgrad des Gesamtprozesses aus. Neben dem Holzbedarf für die Trocknung muss auch etwas Holz zur Stromerzeugung für den Eigenbedarf der Anlage bereitgestellt werden. Beides gilt auch im Falle von Stroh, bei welchem jedoch weniger Dampf zur Nachtrocknung von 86 auf 93 % TS benötigt wird als im Falle von Holz.

Wie sich die gegenläufigen Effekte – Vorteile der dezentralen Pyrolyse hinsichtlich der Transportkosten und Nachteile beim Gesamtwirkungsgrad – per Saldo auf die FT-Produktionskosten auswirken, hängt von der Anlagenleistung ab. In diesem Sinne muss man Abb. 4.5 mit Abb. 4.6 vergleichen; in der letztgenannten sind die Modellergebnisse der Kostenschätzungen für den Fall der integrierten Pyrolyse von Stroh und Holz dargestellt.

Es zeigt sich, dass im Falle von Stroh mäßige Kostenvorteile bei der dezentralen Pyrolyse bei 5000 MW_{in} bestehen. Für feuchtes Holz (50 % TS) werden deutliche Kostennachteile der dezentralen Pyrolyse bei allen dargestellten Leistungen ausgewiesen. Hier schlägt der Eigenbedarf an Holz zur Bereitstellung der benötigten Trocknungswärme besonders durch. Folglich kann das dezentrale Konzept nur für trockene Biobrennstoffe, deren Transport wie im Falle von Stroh besonders kostenintensiv ist, ökonomische Vorteile bieten.

4.4 Die Bedeutung der Biomasselogistik

Einsatz von Stroh oder Holz bzw. Stroh und Holz

In Deutschland liegt im Durchschnitt ein ähnlich großes Aufkommen an energetisch nutzbarem Stroh wie an Waldrestholz vor. Wie das Beispiel Baden-Württemberg jedoch zeigt, kann dies je nach Bundesland deutlich davon abweichen (vgl. Kap. 2.1). Bei den diskutierten Größen für BtL-Anlagen wird ein so großes Aufkommen an Stroh und/oder Waldrestholz benötigt, dass das hierfür erforderliche Aufkommensgebiet die Dimensionen eines Bundeslandes

überschreitet. Deshalb wurde für die Modellrechnungen unterstellt, dass Stroh und Waldrestholz in etwa gleichem Umfange potenziell verfügbar sind, wie durchschnittlich für Deutschland ausgewiesen ist.

Es ist dann im Interesse möglichst geringer mittlerer Transportentfernungen, die Anlagen nicht nur für Holz oder für Stroh auszulegen, sondern in bestimmten Zeitperioden mit Holz und in anderen mit Stroh betreiben zu können; d.h. es wird eine gemeinsame Nutzung von Stroh und Holz unterstellt.

Der Einfluss der geometrischen Struktur des Aufkommensgebietes

Die mittlere Transportstrecke der Bioenergieträger vom Aufkommensort bis zum Ort der energetischen Verwertung wird wesentlich durch die geometrische Struktur des Aufkommensgebietes bestimmt. Wenn man Anlagen mit einer bestimmten Eingangsleistung diskutiert, so kommen die kürzesten mittleren Transportstrecken bei kreisförmigen Einzugsgebieten um die Zentralanlage zustande. Bei weniger idealen Verhältnissen, wie bei rechteckigen, ovalen oder liniengeprägten Aufkommensgebieten, hat man verständlicherweise mit größeren mittleren Transportstrecken zu tun; daraus ergeben sich dann höhere Transportkosten.

Bei den in Kap. 4.7 durchgeführten Sensitivitätsanalysen wird am Beispiel rechteckiger Einzugsgebiete gezeigt, dass der Kostennachteil rechteckiger Einzugsgebiete mit dem Verhältnis 1:4 zwischen Breite und Länge gegenüber der Referenzannahme von 1:2 beim Blick auf die Gesamtkosten des FT-Kraftstoffs nur etwa 2 % ausmacht. Beim Übergang zu 1:1 als Verhältnis zwischen Breite und Länge sinken die Gesamtkosten nur um 0,7 % gegenüber dem Referenzfall. Diese geringe Empfindlichkeit der Gesamtkosten gegenüber der geometrischen Struktur des Aufkommensgebietes hat zwei Gründe: Erstens beinhalten die Transportkosten auch die Kosten für das Be- und Umladen. Dies führt bei geringen Transportentfernungen zu deutlich höheren spezifischen Transportkosten pro km als bei großen Transportentfernungen. Zweitens steigt die mittlere Transportentfernung nicht linear, sondern nur etwa mit der Wurzel aus der Länge eines rechteckigen Aufkommensgebietes.

Lkw- oder Bahntransport oder kombinierter Transport

In Kap. 2.5.2 wurde die Entfernungsabhängigkeit der Transportkosten für die unterschiedlichen Transportmittel wie Lkw-, Bahn- und Schifftransport bereits dargestellt. Bei den hier diskutierten BtL-Anlagen sind nur der Lkw- und der Bahntransport relevant. Es wurde bereits darauf hingewiesen, dass die Grenzentfernung, ab der die Bahn günstiger ist, davon abhängt, ob es sich um Strohballen oder um Holzhackschnitzel mit einem TS-Gehalt von 50 bzw. 65 % TS handelt. Dementsprechend wird bei den Rechnungen unterstellt, dass der Transport zur Zentralanlage bis zu den entsprechenden Grenzentfernungen mit Lkw erfolgt. Bei weiter entfernten Teilen des Aufkommensgebietes erfolgt der Transport dann per Bahn, unter Berücksichtigung eines bestimmten Straßenvorlaufs mit Lkw. Der Bahntransport von Stroh ist nicht wettbewerbsfähig, weil sich der Nachteil der geringen Dichte der Strohballen bei der Bahn stärker bemerkbar macht als beim Lkw. Als Konsequenz daraus erfolgt der Transport von Stroh bei den Modellrechnungen nur per Lkw (vgl. Abb. 2.12, S. 38).

4.5 Zusätzliche Trocknung von Stroh und Waldrestholz

Wie bereits bei der Diskussion der Energiebilanzen für Stroh und Waldrestholz erläutert, wird in beiden Fällen von einer zusätzlichen Trocknung vor der Schnellpyrolyse auf 93 % TS ausgegangen. Die Trocknung – bei Stroh von 86 auf 93 % TS und bei Waldrestholz von 50 auf 93 % TS – ist mit zwei wesentlichen Vorteilen verbunden: Erstens ist bei der anschließenden Pyrolyse der Energiebedarf zur Verdampfung und Aufheizung des verringerten Wassergehalts geringer, und zweitens ist der Energiebedarf für die Vergasung der Slurries geringer, weil auch hier weniger Wasser verdunstet und auf hohe Temperaturen überhitzt werden muss. Dem stehen die energetischen und ökonomischen Nachteile der Trocknung gegenüber.

Die in Abb. 4.7 dargestellten Ergebnisse von Modellrechnungen weisen darauf hin, dass die Vorteile der Trocknung von Stroh sowohl bei der dezentralen als auch bei der integrierten Pyrolyse überwiegen.

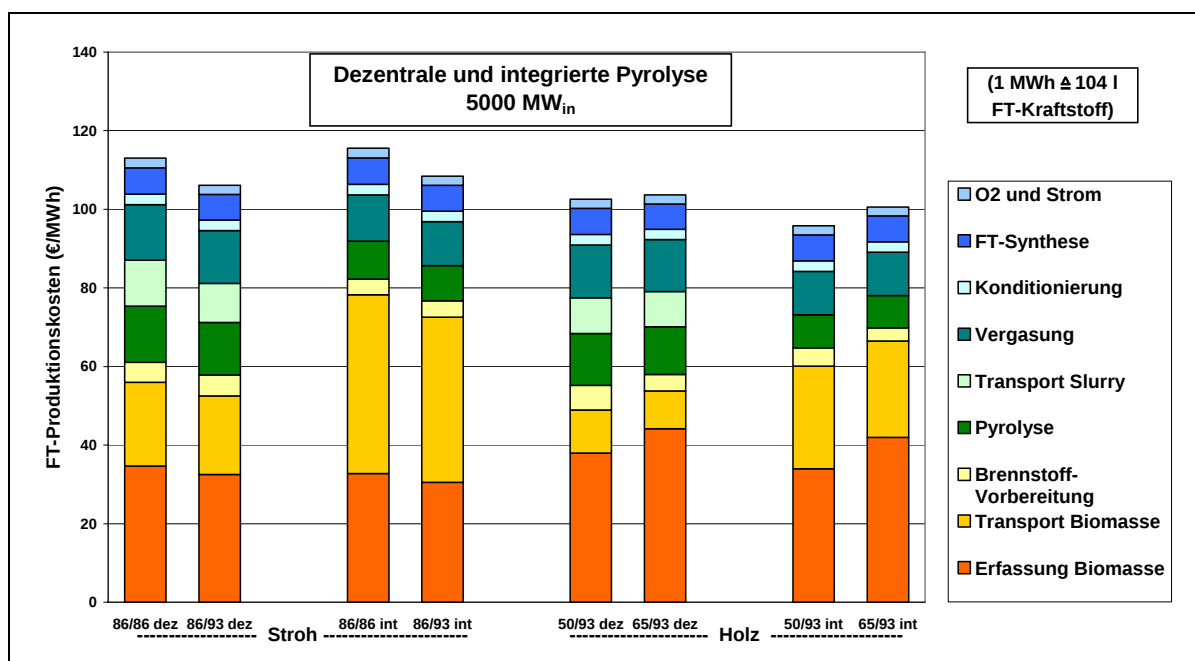


Abb. 4.7: Bedeutung der zusätzlichen Trocknung von Stroh und Waldrestholz

Aufgrund der unterschiedlichen TS-Gehalte bei der Anlieferung muss man im Falle der dezentralen Pyrolyse bei energieautarken Anlagen die Fälle von Stroh und Holz unterscheiden. Im Falle von Holz ist es zweckmäßig, einen Teil des getrockneten Holzes für die erforderliche Strom- und Dampferzeugung über Verbrennungsprozesse einzusetzen. Im Vergleich zum Stroh gibt es hier, aufgrund der für Verbrennungsprozesse günstigeren Brennstoffzusammensetzung, keine technischen Schwierigkeiten bei der Verbrennung. Der Einsatz von getrocknetem Holz zur Strom- und Dampferzeugung hat energetische und ökonomische Vorteile gegenüber dem Einsatz der Slurries als Ergänzung zum Pyrolysegas.

Im Gegensatz dazu bestehen bei der Verbrennung von Stroh derzeit noch technische Schwierigkeiten, welche im Falle des Einsatzes von Pyrolysegas oder Slurries zur Strom- und Dampferzeugung geringer sind. Deshalb wurde bei den Berechnungen unterstellt, dass im Falle der dezentralen Pyrolyse von Stroh die Pyrolyseprodukte, nämlich vorzugsweise Pyrolysegas und erforderlichenfalls ein geringer Anteil der Slurries für die benötigte Energiebereitstellung eingesetzt werden.

Folglich wurde bei den Referenzannahmen unterstellt, dass die Erzeugung von Strom und Dampf bei der dezentralen autarken Energieversorgung im Falle von Waldrestholz über den Weg der Verbrennung von getrocknetem Holz erfolgt und im Falle von Stroh über den Weg der Verbrennung eines vergleichsweise geringen Anteils der Pyrolyseprodukte. Im Falle der integrierten Pyrolyse kann zur Dampferzeugung für die Trocknung sowohl bei Stroh als auch Holz die Abwärme aus der FT-Synthese genutzt werden. Für die Stromerzeugung kann auf energetisch effizientere Großanlagen zurückgegriffen werden.

4.6 Weitergehende technische Überlegungen

Nachfolgend werden einige weitergehende technische Überlegungen angestellt, um über Effizienzverbesserungen evtl. zu Kostenreduzierungen zu gelangen. Zuvor müssten jedoch noch zusätzliche Untersuchungen zu deren technischer Integration in das Anlagenkonzept angestellt werden.

Wärmerückführung bei der Kühlung der Pyrolyseprodukte

Eine weitergehende technische Überlegung wäre die Nutzung der Energie der Pyrolyseprodukte. Der technische Weg dafür wäre der Einsatz eines Gas/Gas-Wärmetauschers zur Kühlung der Pyrolyseprodukte, bei dem das Pyrolysegas und die erforderliche Verbrennungsluft als Kühlmedien wirken und dabei zugleich erwärmt werden. Die Effizienz der Wärmeübertragung wird dabei durch die Temperaturdifferenz (ΔT) zwischen den wärmeabgebenden und wärmeaufnehmenden Gasströmen am Ausgang bestimmt. Je kleiner ΔT ist, desto besser ist die Qualität der Wärmerückführung, desto höher sind aber andererseits der technische und der ökonomische Aufwand für die Wärmerückführung. Im Falle von $\Delta T=0$ würde es sich um den theoretischen Grenzfall eines idealen Wärmetauschers handeln. Im Fall einer fehlenden Wärmerückführung würde ΔT bei 490 K liegen. Der Unterschied im Netto-Wirkungsgrad der Pyrolyse zwischen einer fehlenden Wärmerückführung und einer Wärmerückführung mit z.B. $\Delta T=200$ K beträgt im Falle von Stroh mit 93 % TS immerhin 1,2 %-Punkte. Im Falle des etwas feuchteren Strohs mit 86 % TS wäre der Unterschied theoretisch noch etwas größer, weil mehr Wasserdampf als nutzbare Abwärme aus der Schnellpyrolyse zur Verfügung stehen würde.

Vergaserdruck

Ein hoher Vergaserdruck (bis etwa 80 bar) ist für gewisse Arten der Gasverwendung (z.B. zur Methanolsynthese) sehr vorteilhaft. Daneben bestehen aufgrund der geringeren Volumenströme Vorteile bei der Gasreinigung und beim weiteren Umgang mit den Gasen. Für die FT-Synthese wird jedoch ein deutlich geringerer Gasdruck benötigt (ca. 25-30 bar). Das gleiche gilt, wenn das Gas zur Stromerzeugung in Gasturbinen verwendet wird. Der Nachteil eines sehr hohen Vergaserdruckes ist der sehr hohe Strombedarf zur erforderlichen Kompression des Sauerstoffs vor dem Vergaser. Die damit verbundene mögliche Erhöhung des Wirkungsgrads bei der Vergasung ist jedoch nicht zu vernachlässigen; zwischen 20 bar und 80 bar sind gemäß eigener Abschätzungen immerhin etwa 1,5 %-Punkte zu verzeichnen. Bei den bisherigen Abschätzungen sind jedoch keine begleitenden Vorteile (z.B. kleinerer Volumenstrom bei der Gasreinigung) und Nachteile (z.B. erhöhte Investitionen und höhere Sicherheitsprobleme) bei hohem Druck im Vergaser berücksichtigt. Trotz dieser Einschränkung legen die Abschätzungen zum Wirkungsgrad und die erwähnten qualitativen Erwägungen zu den Nebeneffekten die Schlussfolgerung nahe, der Frage des Vergaserdrucks mit Blick auf den Verwendungszweck des hergestellten Gases weitere Aufmerksamkeit zu widmen.

Vorwärmung der Slurries

Die prinzipielle technische Grenze der Vorwärmungstemperatur der Slurries ist dadurch gegeben, dass keine Druckschläge in den Rohrleitungen entstehen dürfen, die durch möglicherweise auch nur kurzzeitige Überschreitung der Siedetemperatur der Slurries entstehen könnten. Die Siedetemperatur der Slurries wird vom Betriebsdruck in den Rohrleitungen bestimmt und ist somit direkt vom Vergaserdruck abhängig. Deshalb ist auch die maximal mögliche Temperatur der Slurries nach der Vorwärmung vom Vergaserdruck abhängig: Sie steigt mit wachsendem Vergaserdruck. Eine entsprechende praktisch-technische Grenze ergibt sich durch Einbezug eines Sicherheitszuschlags. Wenn man z.B. für Referenzberechnungen einen Sicherheitszuschlag von 50 % ansetzt, ergibt sich bei einem Vergaserdruck von 50 bar eine max. Temperatur der Slurries nach Vorwärmung von rd. 180 °C. Betrachtet man hierbei den Gesamtwirkungsgrad, so kann dieser um bis zu 1,3 %-Punkte erhöht werden. In diesem Zusammenhang kann man den Schluss ziehen, dass bei derartigen Verhältnissen die Grenzen der Wärmerückführung vom heißen Rohsynthesegas zur Vorwärmung der Slurries nicht bei den Möglichkeiten der effektiven Wärmeaufnahme des mit heißem Druckwasser betriebenen Zwischenkreislaufts vom Abgasstrom des Vergasers liegen, sondern bei der sicherheitstechnisch vertretbaren und druckabhängigen Temperatur der Slurries nach der Vorwärmung.

4.7 Sensitivitätsanalysen zur Ökonomie

In die Modellrechnungen zu den Bereitstellungskosten von FT-Kraftstoff fließen zahlreiche Annahmen zu energetisch und ökonomisch relevanten Einflussgrößen ein, die angesichts des frühen Entwicklungsstandes der Technologie mit teilweise erheblichen Unsicherheiten behaftet sind. Diese unterstellten Referenzannahmen prägen die Ergebnisse der Modellberechnungen wesentlich. Es ist deshalb eine sehr wichtige Frage, wie empfindlich die Ergebnisse der Kostenrechnungen auf die Variation wesentlicher Eingangsannahmen reagieren; Antwort hierauf gibt Tab. 4.1.

Einige dieser Annahmen sind in den voran stehenden Kapiteln noch nicht detailliert besprochen worden, folglich wird auf diese nachfolgend mit kurzen Erläuterungen eingegangen.

Die Ergebnisse zur Bedeutung der Erfassungskosten von Stroh und Holzhackschnitzel zeigen, dass es sich hierbei um ein besonders sensibles Merkmal für die Kostenschätzungen handelt. Änderungen von nur 15 % schlagen sich in den FT-Kraftstoffkosten mit Änderungen von etwa 4,5 % bzw. 5,5 % nieder (s. Tab. 4.1).

Ein Halbierung bzw. Verdopplung des Erfassungsgrads von Stroh führt zu einer Kostenerhöhung bzw. Reduzierung von rd. 3,5 %. Die Gründe dafür sind die gleichen, wie sie bereits bei der Diskussion der geometrischen Struktur eines Aufkommensgebietes (z.B. das Verhältnis von Breite zu Länge eines rechteckigen Aufkommensgebietes) besprochen wurden (vgl. Kap. 4.4).

Bei den Transportkosten geht es um einen Kostenbestandteil, der insbesondere im Falle von Stroh vergleichsweise große Auswirkungen auf die Gesamtkosten hat. So führt eine Reduzierung bzw. Erhöhung der Transportkosten um 20 % zu einer entsprechenden Reduzierung bzw. Erhöhung der Gesamtkosten beim integrierten Konzept (integrierte Pyrolyse) um rd. 8 %.

Die Eingangsleistung der Gesamtanlage gehört zu den Einflussgrößen, die eine überraschend geringe Auswirkung auf die Gesamtkosten haben, und zwar aus den gleichen Gründen, die auch für den Erfassungsgrad angeführt wurden. Eine Halbierung der Eingangsleistung erhöht die Gesamtkosten um rd. 4 % (s. Tab. 4.1).

Eine Erhöhung bzw. Reduzierung der Leistung der dezentralen Schnellpyrolyse um 50 % ist mit keiner besonders gravierenden Kostenänderung verknüpft (-0,7 bzw. 1,9 %).

Je größer die Gesamtanlage ist, desto geringer ist der Anteil der Kapitalkosten an den Gesamtkosten, und desto mehr treten die Kosten der Biomasseerfassung und des -transports hervor (vgl. Kap. 4.3). Trotz dieses Zusammenhangs zeigt die beispielhaft zugrunde gelegte Änderung der Kapitalkosten um 30 % bei einer Anlage mit 5000 MW_{in}, dass es sich hierbei um eine der zentralen Einflussgrößen für die Gesamtkosten handelt. Diese angesetzte Änderung der Kapitalkosten liegt im Mindestbereich der zu veranschlagenden Unsicherheiten von Investitionskostenschätzungen. Einen ähnlichen Einfluss wie die Kapitalkosten haben auch die jährlichen Volllaststunden der Anlage (vgl. Tab. 4.1).

Tab. 4.1: Sensitivitätsanalysen zu den Bereitstellungskosten von FT-Kraftstoff

Einflussgröße	Einheit	Variation der Einflussgröße Absolutwerte Relativ zur Referenz			prozentuale Änderung der FT-Kraftstoffkosten	
		ungünstig	Referenz	günstig	ungünstig	günstig
Erfassungskosten Stroh 86/93	€/Mg TM	61,0 1,15	53,0 1,0	45,0 0,85	4,5	-4,4
Erfassungskosten Holz 50/93	€/Mg TM	63,2 1,15	55,0 1,0	46,8 0,85	5,5	-5,5
Erfassungsgrad Stroh	%	25,0 0,5	50,0 1,0	100 2,0	3,4	-3,2
Transportkosten Stroh 86/93 dez.	€/MWh FT	23,9 1,2	19,9 1,0	15,9 0,8	3,8	-3,8
Transportkosten Stroh 86/93 int.	€/MWh FT	50,4 1,2	42,0 1,0	33,6 0,8	7,7	-7,7
Verhältnis Breite zu Länge des Einzugsgebiets		0,25 0,5	0,5 1,0	1,0 2,0	2,5	-0,9
Eingangsleistung der Ge- samtanlage (Stroh, dez.)	MW _{in}	2500 0,5	5000 1,0		3,9	
Eingangsleistung der Ge- samtanlage (Stroh, int.)	MW _{in}	2500 0,5	5000 1,0		-1,5	
Leistung der dezentralen Pyrolyseanlage	MW _{in}	50 0,5	100 1,0	150 1,5	1,9	-0,7
Kapitalkosten der Gesamtanlage (5000 MW _{in})	Mio. €/a	370 1,3	285 1,0	199 0,7	6,2	-6,2
Volllaststunden	h/a	6750 0,9	7500 1,0	8250 1,1	4,1	-3,3

Anmerkung: Bei allen in der Tabelle aufgeführten Sensitivitäten wird unterstellt, dass sowohl Holz als auch Stroh aus dem gemeinsamen Aufkommensgebiet verwendet wird.

4.8 Subventionsbedarf, anlegbare Rohölpreise, CO₂-Minderungskosten

4.8.1 Subventionsbedarf

Nach den durchgeführten Untersuchungen liegen die Bereitstellungskosten von FT-Kraftstoff in BtL-Anlagen deutlich über den vergleichbaren Kosten (ab Raffinerie, vor Steuern) von Dieseldraftstoff aus Erdöl; diese lagen 2004 – bei einem Rohölpreis von rd. 40 /bbl – bei rd. 30 €/MWh bzw. rd. 0,30 €/l Dieseldraftstoff. Die ökonomischen Abschätzungen zeigen (vgl. Abb. 4.8), dass FT-Kraftstoff („Synfuel“) bei der gemeinsamen Nutzung von Stroh und Waldrestholz zu Kosten von unter einem Euro pro Liter frei Anlage bereitgestellt werden könnte. Dabei wurde nach zwei Anlagengrößen mit einer Produktion von 0,2 bzw. 1,0 Mio. Jahrestonnen (jato) unterschieden. Zum Vergleich: Bei den hierzu in Konkurrenz stehenden Erdöl-Raffinerien muss eher von 10 Mio. jato an Kraftstoffproduktion ausgegangen werden. Je nach Anlagengröße könnte der FT-Kraftstoff – ohne Berücksichtigung der Mineral- und Mehrwertsteuer – für rd. 1,00 € bzw. 0,90 € pro Liter frei Anlage bereitgestellt werden. Bei einem Rohölpreis von 65 \$/bbl liegen bei Diesel die vergleichbaren Bereitstellungskosten frei Raffinerie bei rd. 0,45 €/l und sind somit nur halb so teuer. Erst durch die Berücksichtigung der Mineralölsteuer wird das für FT-Kraftstoff angeführte Kostenniveau von rd. 0,90 €/l erreicht.

Somit zeigen die Ergebnisse, dass der Verzicht auf die Mineralölsteuer erst ab einem Rohölpreis von 65 \$/bbl ausreichend ist, um den Wettbewerbsnachteil des FT-Kraftstoffs gegenüber Diesel (fossil) vollständig auszugleichen.

Diese oben angeführte Differenz zu den Gestehungskosten von Diesel (fossil) frei Erdöl-Raffinerie müsste folglich durch Subventionen überbrückt werden, um die Produktion von FT-Kraftstoff wettbewerbsfähig zu machen. In diesem Sinne ist der Subventionsbedarf zu verstehen, der in Abb. 4.9 für die dezentralen und integrierten Varianten von Holz 50/93 und Stroh 86/93 dargestellt ist.

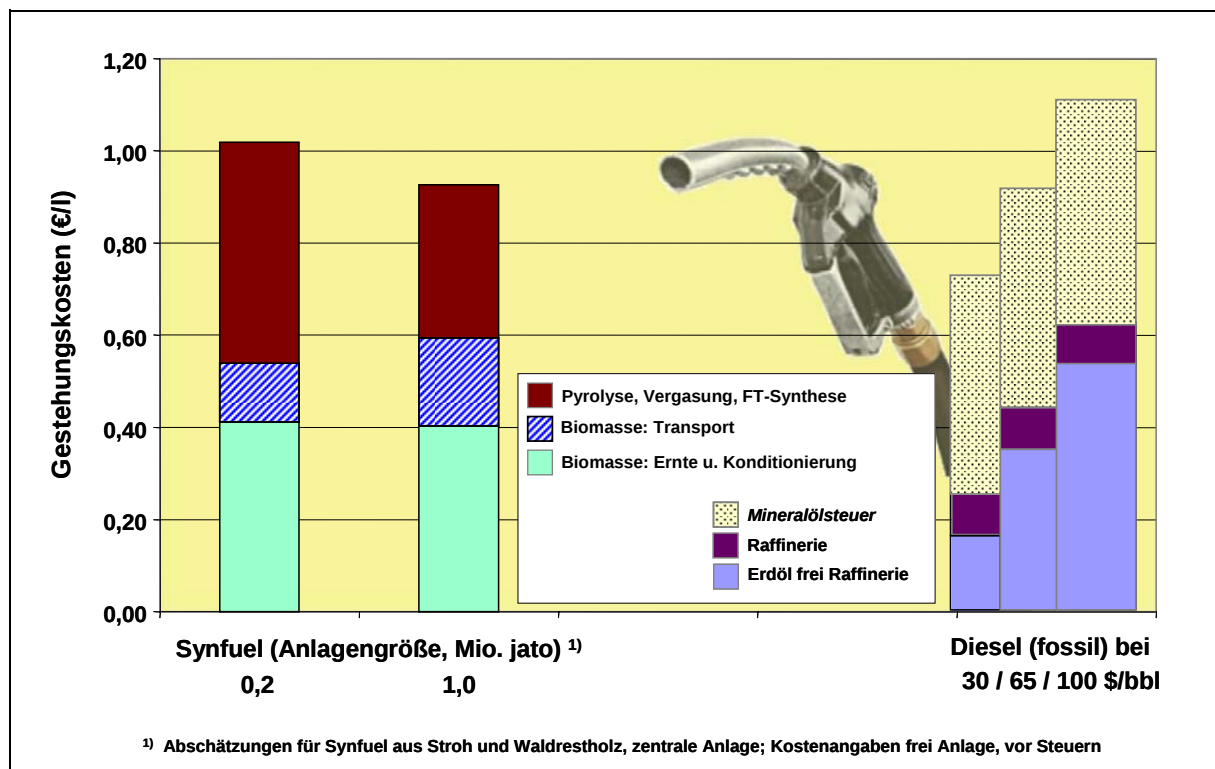


Abb. 4.8: Gestehungskosten von FT-Kraftstoff aus Stroh und Waldrestholz – ein Vergleich mit fossilem Diesel

Man erkennt, dass der Subventionsbedarf deutlich über den gegenwärtigen Kosten von Diesel aus Mineralöl ab Raffinerie liegt. Im nachfolgenden Kap. 4.8.2 ist aufgezeigt, ab welchem Rohölpreis auf jegliche Subvention verzichtet werden könnte.

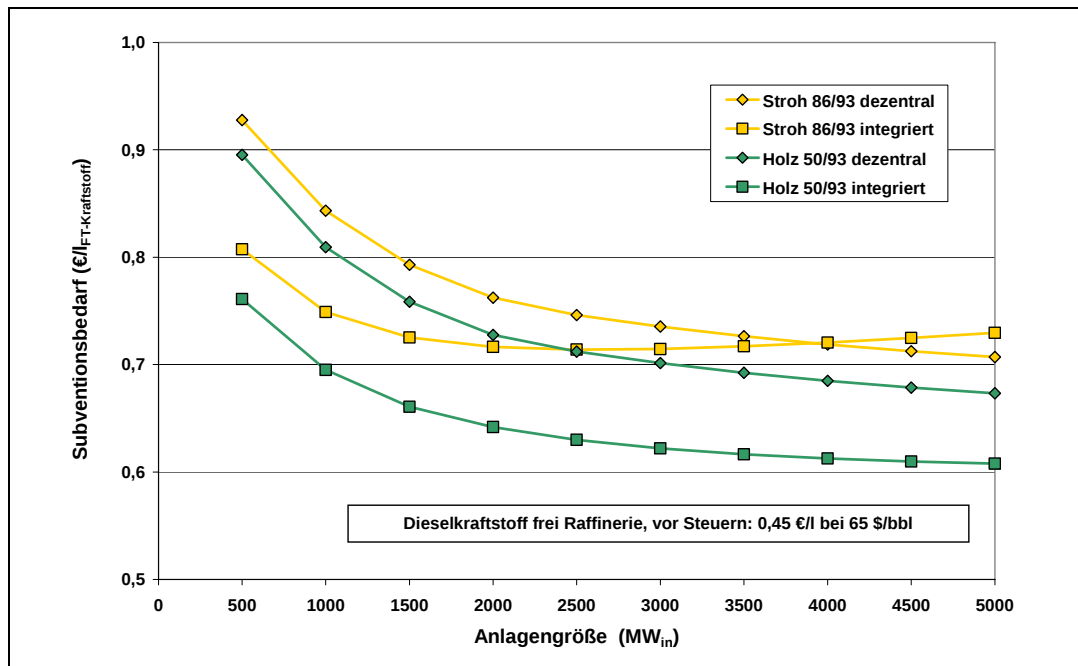


Abb. 4.9: Subventionsbedarf in Abhängigkeit der Leistung der zentralen Vergasungsanlage

4.8.2 Anlegbare Rohölpreise

Der durchschnittliche Rohölpreis der Sorte „Brent“ lag im Jahr 2004 bei etwa 40 \$/bbl, 2005 bei rd. 55 \$/bbl und 2006 bei rd. 65 \$/bbl; aktuell (1. Quartal 2007) steht er bei rd. 60 \$/bbl. Mit wachsendem Rohölpreis steigt der Referenzpreis für Mineralöldiesel ab Raffinerie; im Gegenzug sinkt der verbleibende Subventionsbedarf für den aus Biomasse erzeugten FT-Kraftstoff.

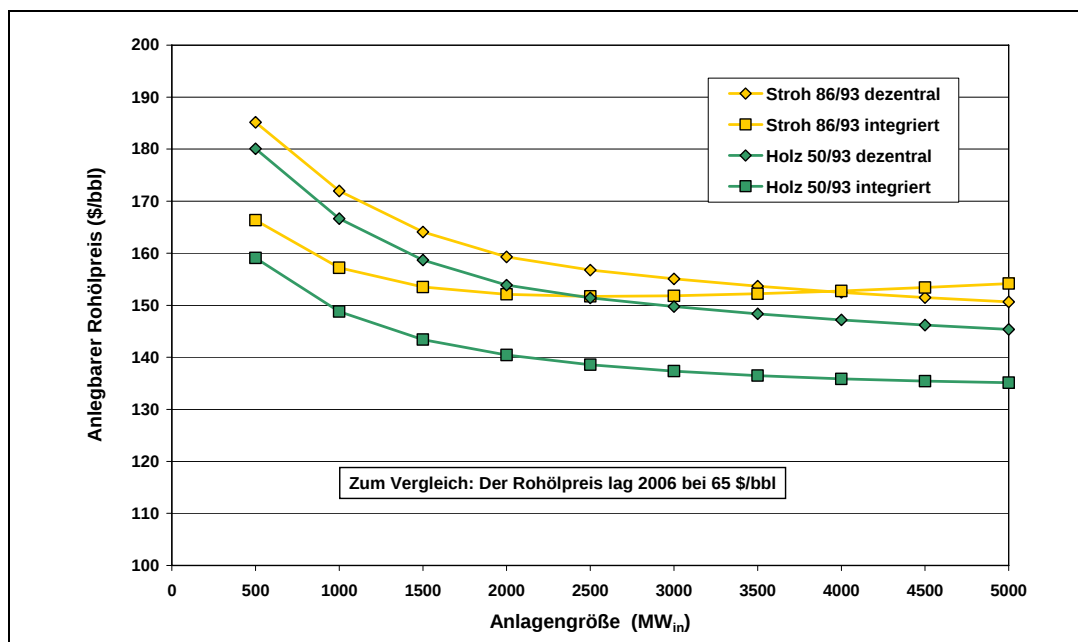


Abb. 4.10: Anlegbarer Rohölpreis in Abhängigkeit von der Leistung der zentralen Vergasungsanlage

Der anlegbare Rohölpreis (in \$/bbl) gibt an, auf welchen Wert der Rohölpreis steigen müsste, damit die hier diskutierten FT-Produktionskosten ohne Subventionen wirtschaftlich konkurrenzfähig sind. Gemäß Abb. 4.10 ist dies oberhalb von Anlagenleistungen von 2000 MW_{in} je nach Brennstoffart erst bei Rohölpreisen zwischen 130 und 160 \$/bbl der Fall. Im Vergleich mit anderen Technologien zur energetischen Nutzung von Biobrennstoffen, die ebenfalls den Einsatz von Rohöl substituieren könnten, liegt diese Spanne am oberen Ende und ist damit eher ungünstig.

4.8.3 CO₂- Minderungskosten

Die in Abb. 4.11 dargestellten CO₂-Minderungskosten ergeben sich aus dem Quotienten aus Subventionsbedarf und erzielbarer Verringerung von CO₂-Emissionen durch die Substitution von Dieselkraftstoff aus Mineralöl durch biogenen FT-Kraftstoff. Die CO₂-Minderemissionen werden dabei als Netto-Werte, d.h. nach Gegenrechnung der fossil bedingten Emissionen bei Erfassung und Transport von Stroh und/oder Holz abgeschätzt. Bei den CO₂-Emissionen sind neben CO₂ auch N₂O (Lachgas) und CH₄ berücksichtigt und als CO₂-Äquivalente (CO₂-Äq.) dargestellt (vgl. Kap. 1.2.2).

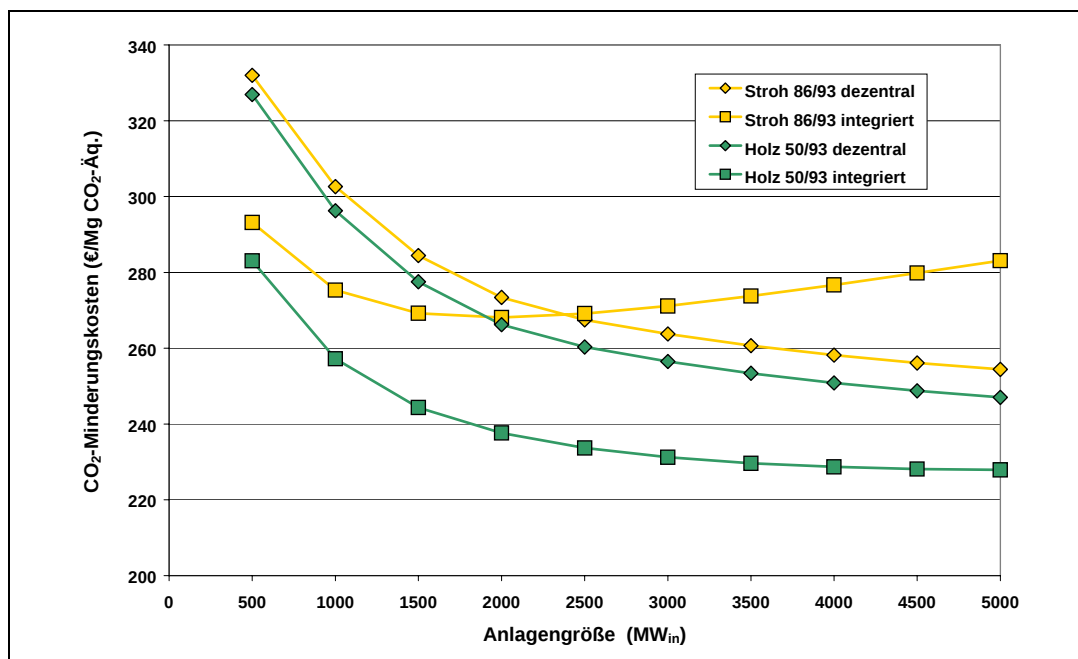


Abb. 4.11: CO₂-Minderungskosten in Abhängigkeit von der Leistung der zentralen Vergasungsanlage

Die Resultate zu den CO₂-Minderungskosten folgen im Wesentlichen dem Verlauf der im vorigen Kapitel dargestellten Kurven zum Subventionsbedarf (vgl. Abb. 4.10). Dies liegt daran, dass die Netto-CO₂-Minderung nur wenig von der Anlagenleistung und der Brennstoffart abhängt. Die CO₂-Minderungskosten liegen für die betrachteten Referenzfälle über 240 €/Mg CO₂-Äq. und sind damit im Vergleich zu anderen Technologien zur energetischen Nutzung von Biomasse – insbesondere zur Wärme- und Strombereitstellung – wenig attraktiv (vgl. Kap. 6.2). Wird jedoch ausschließlich der Verkehrssektor betrachtet, sind diese CO₂-Minderungskosten als günstig einzustufen.

4.9 Zusammenfassung

Auf der Basis von Modellrechnungen wurden Energie- und Massenbilanzen für die Produktion von FT-Kraftstoff aus Stroh und Waldrestholz abgeschätzt. Der Schwerpunkt lag bei ökonomischen Untersuchungen zu Produktionskosten für FT-Kraftstoff, Subventionsbedarf, CO₂-Minderungskosten und anlegbaren Rohölpreisen. Anhand von Sensitivitätsanalysen wurden diejenigen Ausgangsparameter identifiziert, deren Variation einen wesentlichen Einfluss auf die Kosten aufweist.

Alle Abschätzungen und Aussagen beziehen sich auf den Fall energieautarker Anlagen, bei denen der benötigte Strom für die Anlagenprozesse und der Dampf für die Trocknung der Biomasse aus der angelieferten Biomasse erzeugt werden.

Einige wesentliche Ergebnisse dieser Abschätzungen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die Netto-Wirkungsgrade der betrachteten Varianten bei der dezentralen und integrierten Pyrolyse bewegen sich in einer Spanne von 32 bis 38 %. Der zusätzlich zu berücksichtigende anlagenexterne Energieaufwand für die Biomassebereitstellung beträgt je nach Biomasse (Stroh, Waldrestholz) und Logistikvariante rund 5 bis 12 % des Energiegehaltes des erzeugten FT-Kraftstoffs.
- Die Produktionskosten des FT-Kraftstoffs bewegen sich für die betrachteten Fälle in einer Spanne zwischen 95 und 115 €/MWh (bzw. 0,90 bis 1,10 €/l FT-Kraftstoff).

Die Sensitivitätsanalysen zu den Produktionskosten von FT-Kraftstoff weisen auf die große Bedeutung der folgenden Parameter hin:

- Kosten der Erfassung und des Transports der Biomasse
- Kapitalkosten, bzw. Anlageninvestition
- Anzahl der Volllaststunden pro Jahr

Die Abschätzungen zum Subventionsbedarf zeigen, dass dieser deutlich über den gegenwärtigen Bereitstellungskosten von Dieselmotorkraftstoff aus Mineralöl liegt. Erst bei einem anlegbaren Rohölpreis von über 140 \$/bbl könnte auf jegliche Subvention verzichtet werden.

Die CO₂-Minderungskosten liegen gemäß den Modellrechnungen oberhalb von 240 €/Mg CO₂-Äq. und sind damit im Vergleich zu Technologien der Wärme- und Strombereitstellung aus Biomasse nicht sehr attraktiv. Bei ausschließlichen Vergleich innerhalb des Sektors Verkehr stellt sich diese Variante jedoch – verglichen mit anderen technischen Varianten der CO₂-Minderung – nicht unattraktiv dar.

Unter den betrachteten gegenwärtigen und mittelfristigen Rahmenbedingungen können diese Ergebnisse kein positives Zukunftsbild für die hier diskutierten Technologien zur Produktion von FT-Kraftstoff auf der Basis von Stroh und/oder Holz ausmalen. Dies kann sich aber unter längerfristigem Horizont und deutlich geänderten Rahmenbedingungen differenzierter darstellen. Im Vergleich zu anderen BtL-Technologien handelt es sich beim bioliq[®]-Verfahren des Forschungszentrums Karlsruhe um einen technischen Weg zur Erzeugung von FT-Kraftstoff aus schwieriger Biomasse, der vor allem aufgrund der Teerfreiheit des hierbei produzierten Gases weitere Aufmerksamkeit und entsprechenden FuE-Einsatz verdient. Insbesondere eröffnen die Pyrolyse und die Vergasung Wege, die Biomasse als Kohlenstoffträger einer weitergehenden chemischen Nutzung zuzuführen; dies schließt eine gekoppelte chemisch/energetische Nutzung mit ein.

5 Alternative Vergasungs- und Verbrennungsverfahren und fossile Referenztechnologien

5.1 Vergasungsverfahren für Stroh und Waldrestholz zur Stromgewinnung

Das bioliq[®]-Konzept des Forschungszentrums Karlsruhe zielt auf die Synthesegaserzeugung in sehr großen Vergasungsanlagen ($>1000 \text{ MW}_{\text{in}}$), um daraus FT-Kraftstoff zu gewinnen. Die Vor- und Nachteile dieses Konzeptes sind vergleichend zu diskutieren mit der Vergasung von Biomasse zur Erzeugung von Strom, die vorzugsweise in kleineren Anlagen erfolgt, nämlich solchen mit einer Eingangsleistung von unter etwa $200 \text{ MW}_{\text{in}}$. Eine Beschreibung und Diskussion dieser Möglichkeiten erfolgt in diesem Kapitel.

Im unteren Leistungsbereich (bis zu etwa 2 MW_{in}) könnten sich die relativ einfachen Festbett-Gleichstrom-Vergaser durchsetzen, sofern es gelingt, die noch bestehenden technischen Schwierigkeiten, insbesondere Teerprobleme, zu überwinden. Im Bereich dieser Anlagengrößen sind bei der Gasverwendung vorzugsweise Gasmotoren einzusetzen, um zu besseren energetischen Wirkungsgraden zu gelangen als im Falle der Verbrennung mit anschließender Verstromung über Dampfturbinen.

Bei Anlagen oberhalb von einigen MW_{in} wird es zunehmend schwierig, eine hinreichend gleichmäßige Temperaturverteilung über den Querschnitt von Gleichstrom-Festbettvergäsern zu erreichen. Deshalb sind in diesem Leistungsbereich Wirbelschichtvergaser zu bevorzugen, die eine ziemlich gleichmäßige Temperaturverteilung aufweisen und somit zu einer schnelleren und vollständigeren Brennstoffumsetzung führen. Zusätzlich besitzen Wirbelschichtvergaser eine größere Toleranz gegenüber Schwankungen in der Feuchte und in der Stückigkeit des zugeführten Biomassebrennstoffs.

Die relativ einfach gebauten einstufigen, stationären Wirbelschichtvergaser können allerdings nur für Holz eingesetzt werden, nicht aber für halmgutartige (z.B. Stroh) und andere strukturschwache Arten von Biomasse. Die letzteren weisen in der Regel einen höheren Kaliumgehalt als Holz auf. Das führt zu geringeren Ascheerweichungstemperaturen im Bereich von 750 bis 850 °C . Die Folge davon ist ein hohes Agglomerationsrisiko der Asche im Wirbelbett. Deshalb ist davon auszugehen, dass auf technisch aufwändigere Vergasertypen – z.B. zweistufige Wirbelschichtvergaser – zurückgegriffen werden muss, wenn halmgutartige Biomasse eingesetzt werden soll.

Hinsichtlich der Gasverwendung kommen bei Vergasern in der Größenklasse von $10 \text{ MW}_{\text{in}}$ Brennstoffleistung und darüber sowohl Gasmotoren, Gasturbinen (insbesondere mit angekoppelten Dampfturbinen – GuD-Prozess), als auch – im Falle einer erfolgreichen Weiterentwicklung – Brennstoffzellen in Betracht.

Für die Integration von Strohvergäsern in existierende Kohlekraftwerke wird beispielhaft von Wirbelschichtanlagen ausgegangen, in denen zunächst bei Temperaturen um $400\text{--}500 \text{ °C}$ eine unvollständige Vergasung erfolgt. Der Restkoks wird dabei über die Kohlenmühle der Staubfeuerung zugeführt. Der Biomasseanteil an der Brennstoffversorgung könnte bis etwa 20% betragen. Der potenzielle technische Vorteil der Integration einer Vergasungsanlage gegenüber einer Verbrennungsanlage für biogene Brennstoffe in ein bestehendes Kohlekraftwerk besteht in der Möglichkeit, bessere Dampfparameter im Dampfkreislauf des Kohlekraftwerks nach einer hochtemperaturigen Verbrennung des Synthesegases zu erzielen und damit auch einen etwas höheren elektrischen Wirkungsgrad des Kraftwerks (ca. $2\text{--}4 \%$ -Punkte).

Bei Anlagen mit einer Brennstoffleistung $>50 \text{ MW}_{\text{in}}$ sind in erster Linie reine Kraftwerke zu diskutieren, weil es bei größeren Anlagen immer schwieriger wird, Standorte mit einer ent-

sprechend hohen Wärmeabnahme bei wirtschaftlich interessanten Wärmepreisen zu finden. Auf der Basis dieser Erwägungen wurden für quantitative Abschätzungen die in Tab. 5.1 technisch skizzierten Modellanlagen ausgewählt. Die Palette der in der Literatur vorgeschlagenen Verfahrensvarianten ist zu breit, so dass die in dieser Tabelle dargestellte Auswahl an Verfahren eine Reihe von Verfahrensvarianten ausklammern muss, deren technische und wirtschaftliche Kenngrößen durch Versuchs- und Demonstrationsanlagen in Deutschland und in anderen Ländern der EU derzeit noch in der Erprobung sind.

Tab. 5.1: Vergasungsverfahren zur Wärme- und Stromgewinnung aus Stroh und Waldrestholz

Vergasungs- technologien	Größenklassen		Brennstoff, TS-Gehalt (% FM), Transportentfernung	End- energie
	Leistung	Vollast (h/a) Wärme/Strom		
Festbettvergaser	0,2-2 MW _{in} (0,04-0,5 MW _{el})	2.500-3.000 /5.000	Hackschnitzel ^{a)} , 50 %, 10 km	Wärme, Strom
Zirk. Wirbelschicht	10 MW _{in} (2,8-4,1 MW _{el})	4.000/5.000	Hackschnitzel ^{a)} , 50 %, 20 km Stroh (Quaderballen), 86 %, 20 km	Wärme, Strom
Zirk. Wirbelschicht	50-150 MW _{in} (19,5-63 MW _{el})	- /5.000	Hackschnitzel ^{a)} , 50 %, 40-100 km Stroh (Quaderballen), 86 %, 100 km	Strom
Co-Vergasung im Steinkohlekraftwerk ^{b)}	50 MW _{in} (19,3 MW _{el})	- /5.000	Hackschnitzel ^{a)} , 50 %, 40 km	Strom

MW_{in}: Brennstoffleistung Input, gemessen in H_u; MW_{el}: elektrische Leistung

^{a)} aus Waldrestholz, frisch geschlagen

^{b)} Steinkohlekraftwerk mit 500 MW_{el}; Biomasseanteil entspricht ca. 4 % (19,3 MW_{el})

Wegen des im frühen Stadium befindlichen technischen Entwicklungsstands besteht bei der Vergasung im Gegensatz zu den Verbrennungstechnologien (vgl. Kap. 5.2) ein deutlich unsicherer Boden für die quantitative Abschätzung der technischen und ökonomischen Kenndaten. So müssen die quantitativen Angaben zur Vergasung und Gasverwendung weitgehend als solche verstanden werden, die aus gegenwärtiger Sicht als einigermaßen realistisch erscheinen, wenn man (wie auch in Kap. 4) Lernkurven bis etwa 2025 unterstellt. Abstriche von der Belastbarkeit der Daten sind dabei unvermeidlich.

Die Abschätzungen zu den Stromgestehungskosten für die in Tab. 5.1 aufgeführten Anlagentypen und Größenklassen sind grafisch in Abb. 5.1 dargestellt. Soweit neben Strom auch Wärme erzeugt wird, sind hierfür entsprechende Wärmegutschriften verrechnet. Die Spannen in Abb. 5.1 resultieren aus unterschiedlichen Technologien zur Umsetzung des erzeugten Gases in Strom und aus unterschiedlichen Anlagengrößen. Zum Vergleich sind einerseits die Stromvergütungssätze nach dem EEG und andererseits als Referenz die Stromgestehungskosten in einem Steinkohlekraftwerk – befeuert mit Importkohle – dargestellt.

Die Ergebnisse lassen sich wie folgt charakterisieren: Für eine wirtschaftliche Stromerzeugung durch die Festbettvergasung von Waldrestholz im niedrigen elektrischen Leistungsbereich unter 500 kW_{el} zeichnen sich keine günstigen Perspektiven ab. Für größere Anlagen (ab etwa 5 MW_{el}) ist am Beispiel von Anlagen mit einer Wirbelschichtvergasung das Potenzial für realisierbare Vorteile bei den Stromgestehungskosten (vgl. Kap. 5.2) erkennbar. Hier scheint, unter den getroffenen Annahmen, die Schwelle zum wirtschaftlichen Betrieb bis zum Jahr 2025 erreichbar, insbesondere dann, wenn man die Stromerzeugung im elektrischen Leistungsbereich >20 MW_{el} betrachtet.

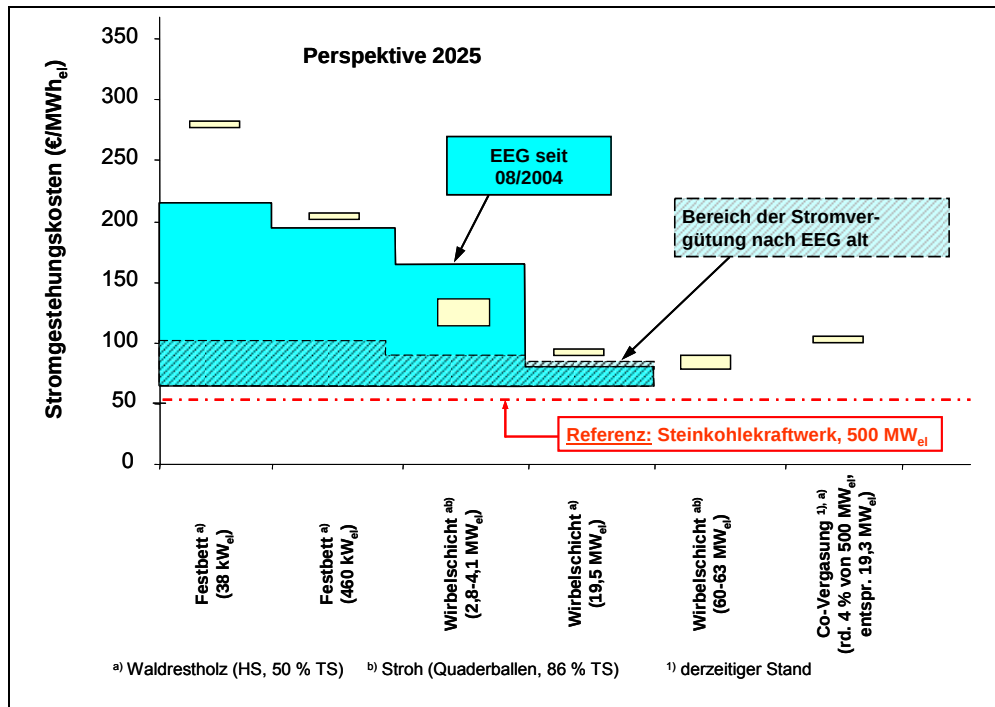


Abb. 5.1: Stromgestehungskosten bei der Vergasung von Stroh und Waldrestholz

In Tab. 5.2 sind einige Angaben zu den Beschäftigungseffekten, der CO₂-Minderung und den CO₂-Minderungskosten zusammengestellt. Die abgeschätzten Beschäftigungseffekte (angegeben in AK/TWh_{el}) – hierbei ist nur die „Mehrbeschäftigung“ dargestellt (vgl. Kap. 1.2.2) – bewegen sich (abgesehen von den unwirtschaftlichen Kleinanlagen) in derselben Größenordnung wie im Falle der Verbrennung (vgl. Kap. 5.2). In beiden Fällen können sie nicht als besonders wichtig bewertet werden.

Tab. 5.2: Beschäftigungseffekte, CO₂-Minderung und CO₂-Minderungskosten bei der Vergasung von Stroh und Waldrestholz zur Strom- und Wärmeerzeugung

Vergasungstechnologien	Betrachtete Anlagengrößen	Brennstoff	Mehrbeschäftigung	CO ₂ -Minderung	CO ₂ -Minderungskosten
			(AK/TWh _{el})	(Mg CO ₂ -Äq./MWh _{el})	(€/Mg CO ₂ -Äq.)
Festbettvergaser	0,2 - 2 MW _{in} (0,04 - 0,5 MW _{el})	Hackschnitzel	2.270 - 3.600	1,05	142 - 238
Zirk. Wirbelschicht	10 MW _{in} (2,8 - 4,1 MW _{el})	Hackschnitzel Stroh (Quaderballen)	920 - 1.250	1,01 - 1,18	38 - 65
Zirk. Wirbelschicht	50 - 150 MW _{in} (19,5 - 63 MW _{el})	Hackschnitzel Stroh (Quaderballen)	540 - 700	0,93 - 0,95	40 - 48
Co-Vergasung im Steinkohlekraftwerk	50 MW _{in} (19,3 MW _{el})	Hackschnitzel	520	0,94	52

MW_{in}: Brennstoffleistung Input, gemessen in H_u; MW_{el}: elektrische Leistung; AK: Arbeitskräfte

Die CO₂-Minderungskosten sind aufgrund der CO₂-Reduktionsziele auf nationaler und internationaler Ebene für die Bewertung der Förderwürdigkeit der verschiedenen betrachteten Technologien von zentralem Interesse. In Tab. 5.2 sind die Bereiche der CO₂-Minderungskosten der verschiedenen Vergasungstechnologien aufgezeigt.

Die kleinen Festbettvergaser sind aufgrund ihrer hohen Stromgestehungskosten für eine CO₂-Minderungsstrategie nicht besonders empfehlenswert. Mit Kosten im Bereich von rd. 40-65 €/Mg CO₂-Äq. liegt man bei den anderen skizzierten Anlagen mit integrierter Vergasung jedoch in einem für die Gestaltung von CO₂-Minderungszielen sehr interessanten Bereich.

5.2 Verbrennungsverfahren für Stroh und Waldrestholz zur Wärme- und Stromgewinnung

Die Vergleiche im weiteren Umfeld der Vergasung zielen auf Verbrennungstechnologien, die im Hinblick auf die energetische Nutzung von Stroh und Waldrestholz wichtige konkurrierende Alternativen darstellen. Hier wurden die Wärme- und Stromerzeugung aus Stroh und Waldrestholz in Kleinf Feuerungen, Biomasseheizwerken, Biomasse(heiz)kraftwerken und die Co-Verbrennung in Steinkohlekraftwerken untersucht. Die für beispielhafte quantitative Analysen ausgewählten Verfahren sind in Tab. 5.3 zusammengestellt, differenziert nach Verbrennungstechnologie, Größenklassen (Leistung und Anzahl der Volllaststunden), eingesetztem Brennstoff und Endenergie (Wärme, Strom). Aufgrund ihrer Bedeutung für die Brennstoffkosten werden auch die bei der Brennstoffanlieferung unterstellten Transportentfernungen dargestellt (vgl. Kap. 2.5.2).

Bei der getroffenen Auswahl der konkurrierenden Verbrennungsverfahren stand die Einordnung des im Forschungszentrum Karlsruhe verfolgten Konzepts zur Gaserzeugung aus Biomasse in das konkurrierende Umfeld der energetischen Nutzung von Stroh und Waldrestholz im Vordergrund. Die durchgeführten Arbeiten konzentrierten sich auf die Darstellung der gesamten Prozessketten, insbesondere hinsichtlich der Wärme- bzw. Stromgestehungskosten, des Personalbedarfs (Beschäftigungseffekte) und der CO₂-Minderung bzw. CO₂-Minderungskosten.

Tab. 5.3: Verbrennungsverfahren zur Wärme- und Stromgewinnung aus Stroh und Waldrestholz

Verbrennungstechnologien	Größenklassen		Brennstoff, TS-Gehalt (% FM), Transportentfernung	Endenergie
	Leistung	Volllast (h/a) Wärme/ Strom		
Kleinf Feuerung	30 kW _w	1.600/ -	Holzpellets, 92 %, 30 km	Wärme
Heizwerk	500 kW _w	2.200/ -	Hackschnitzel ^{a)} , 50 %, 10 km	Wärme
Heizkraftwerke	10 MW _{in} /1,5 MW _{el}	6.000/6.000	Hackschnitzel ^{a)} , 50 %, 20-50 km Stroh (QB), 86 %, 20-50 km	Wärme, Strom
	30 MW _{in} /5,7 MW _{el}	4.000/7.000		
	67 MW _{in} /13,4 MW _{el}	4.000/7.000		
Kraftwerke	67 MW _{in} /20 MW _{el}	- /7.000	Hackschnitzel ^{a)} , 50 %, 50-100 km Stroh (QB), 86 %, 50-100 km	Strom
	150 MW _{in} /47 MW _{el}	- /7.000		
Co-Verbrennung im Steinkohlekraftwerk ^{b)}	500 MW _{el} (10 % Zufeuerung)	- /5.000	gemahlenes Holz, 50 %, 100 km gehäckselt Stroh, 86 %, 100 km	Strom

kW_w: Nennwärmeleistung; MW_{in}: Brennstoffleistung Input, gemessen in H_u; MW_{el}: elektrische Leistung; QB: Quaderballen

^{a)} aus Waldrestholz, frisch geschlagen (50 % TS)

^{b)} Steinkohlekraftwerk mit 500 MW_{el}; Biomasseanteil entspricht rd. 10 % (50 MW_{el})

Bei der energetischen Nutzung von Stroh oder Waldrestholz im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung wurden Heizkraftwerke betrachtet, die hinsichtlich ihrer Größenklasse noch konform mit den Anforderungen des EEG gehen ($\leq 20 \text{ MW}_{\text{el}}$). Der wärmegeführte Betrieb solcher Biomasse-Heizkraftwerke zur gekoppelten Wärme- und Strombereitstellung ist, wie die durchgeführten Berechnungen zeigen, nur dann ökonomisch sinnvoll, wenn infolge eines hohen ganzjährigen Wärme- oder Prozessdampfbedarfs diese wärmegeführte Betriebsweise zu hohen Volllaststundenzahlen führt. Dann lässt sich die Wärmeproduktion zu Wärmegestehungskosten in einer Größenordnung von 75 €/MWh realisieren (vgl. Abb. 5.2). Im Vergleich zur als Referenz betrachteten Wärmeerzeugung in einer dezentralen 30 kW -Ölzentralheizung erweist sich der wärmegeführte Betrieb von Biomasseheizkraftwerken als wirtschaftlich konkurrenzfähige Alternative.

Ebenfalls wurde die alleinige Stromerzeugung in einem Biomassekraftwerk mit einer elektrischen Leistung von $20 \text{ MW}_{\text{el}}$ betrachtet (vgl. Abb. 5.2). Dies stellt derzeit gemäß EEG die Obergrenze bei der Anlagengröße dar, bis zu der die Einspeisung von Strom aus Biomasse mit festgeschriebenen Sätzen vergütet wird. Es zeigt sich im Vergleich mit den Stromerzeugungskosten im $500 \text{ MW}_{\text{el}}$ -Steinkohlekraftwerk, dass derzeit eine konkurrenzfähige Erzeugung von Strom in den betrachteten Verbrennungsanlagen mit den zugrunde gelegten Vollkosten für Stroh und Waldrestholz nicht möglich ist. Die Stromerzeugung auf Basis von Waldrestholz wird im $20 \text{ MW}_{\text{el}}$ -Biomassekraftwerk unter Berücksichtigung der Förderung durch das EEG erst bei Brennstoffpreisen (frei Anlage) im Bereich von 20 bis 30 €/Mg FM (50 bis $65 \text{ \% TS}$) wirtschaftlich interessant. Bei Stroh müssten die Brennstoffpreise für einen wirtschaftlichen Betrieb bei rd. 40 bis 45 €/Mg FM ($86 \text{ \% TS}$) liegen.

Mit einer Steigerung der Anlagenleistung des Biomassekraftwerks auf $150 \text{ MW}_{\text{in}}$ können die Stromgestehungskosten nur noch geringfügig reduziert werden. Dies ist dadurch bedingt, dass die beiden die Stromgestehungskosten reduzierenden Effekte – Verbesserung des elektrischen Wirkungsgrads und sinkende spezifische Investitionen – durch die transportbedingten höheren Biomassekosten teilweise kompensiert werden. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass derzeit nur Biomassekraftwerke bis zu einer elektrischen Leistung von $20 \text{ MW}_{\text{el}}$ durch das EEG gefördert werden.

Zusätzlich wurde die Co-Verbrennung von Stroh und Waldrestholz im Steinkohlekraftwerk analysiert. Je nach Konzept können sich solche Projekte durch sehr kurze Realisierungszeiten auszeichnen. Daneben sind die für eine entsprechende Umrüstung der Kraftwerksanlage erforderlichen Investitionen im Vergleich etwa zu einer neu zu errichtenden Anlage im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung relativ gering. So sind für diesen Ansatz aus volkswirtschaftlicher Sicht durchaus Vorteile erkennbar. Gegen einen Zuwachs der Kapazitäten im Bereich der Co-Verbrennung spricht jedoch, dass diese Varianten derzeit nicht in den Genuss der Förderung durch das EEG kommen.

Nachfolgend werden Ergebnisse zum möglichen Beitrag der energetischen Nutzung von Stroh und Waldrestholz zur Reduzierung der CO_2 -Emissionen und zu den erreichbaren Beschäftigungseffekten diskutiert. Wesentliche Kenndaten hierzu sind in Tab. 5.4 aufgeführt.

Bezüglich der regionalen Verteilung der Netto-Beschäftigungseffekte ergibt sich die folgende Charakterisierung: Der Zuwachs bei den Beschäftigungseffekten erfolgt im gesamten Leistungsbereich verstärkt im ländlichen Raum. Bei der alleinigen Wärmeerzeugung und beim wärmegeführten Heizkraftwerk, bei dem die Anlagenstandorte in der Regel in der Nähe kleiner oder mittelgroßer Städte liegen, erfolgt der Beschäftigungsimpuls durch Investition, Betriebsführung, Wartung/Instandhaltung und durch die Brennstoffbereitstellung. Bei Verbrennungsanlagen im oberen Leistungsbereich wird der Beschäftigungseffekt durch die Brenn-

stoffbereitstellung dominiert, so dass auch hier überwiegend im ländlichen Bereich zusätzliche Arbeitsplätze geschaffen werden. Dies trifft auch für zentrale Wärmeversorgungssysteme auf Biomassebasis zu. Die auf die Endwärme bezogene erforderliche Anzahl von Arbeitskräften liegt z.B. beim Biomasseheizwerk mit ca. 1000 AK/TWh deutlich über den Beschäftigungszahlen der fossilen Referenzanlagen, so dass beim Vergleich mit Heizöl ein Mehrbeschäftigungseffekt von rd. 550 AK/TWh resultiert (vgl. Tab. 5.4).

Hinsichtlich der CO₂-Minderung lässt sich das Fazit ziehen, dass die untersuchten Modellanlagen bei der Betrachtung ihrer CO₂-Minderungskosten durchaus günstige Möglichkeiten darstellen, zu den CO₂-Reduktionszielen der Bundesregierung einen wichtigen Beitrag zu leisten. Beim Vergleich der CO₂-Minderungskosten stellen sich die dezentrale Wärmeerzeugung, die gekoppelte Wärme- und Stromerzeugung im KWK-Bereich – insbesondere im wärmegeführten Betrieb – und zur Stromerzeugung die Co-Verbrennung im Steinkohlekraftwerk als die günstigsten Varianten dar (vgl. Tab. 5.4). Die zentrale Wärmeproduktion in Biomasseheizwerken kann ebenso wesentlich zur Reduktion der CO₂-Emissionen beitragen. So lassen sich, bezogen auf die produzierte Wärme, z.B. gegenüber Kleinfeuerungen (Heizöl, vgl. Kap. 5.3) etwa 0,25 Mg CO₂-Äq./MWh einsparen.

Tab. 5.4: Beschäftigungseffekte, CO₂-Minderung und CO₂-Minderungskosten bei der Verbrennung von Stroh und Waldrestholz zur Strom- und Wärmeerzeugung

Verbrennungstechnologien	Betrachtete Anlagengrößen	Brennstoff	Mehrbeschäftigung (AK/TWh)	CO ₂ -Minderung (Mg CO ₂ -Äq./MWh)	CO ₂ -Minderungskosten (€/Mg CO ₂ -Äq.)
Wärme:			pro TWh _w	pro MWh _w	
Kleinfeuerung	30 kW _w	Holzpellets aus Industriestroh	415	0,33	0
Heizwerk	500 kW _w	Hackschnitzel	545	0,25	14
Strom und Wärme:			pro TWh _{el}	pro MWh _{el}	
Heizkraftwerk	10 - 67 MW _{in}	Hackschnitzel Stroh (Quaderballen)	630 - 1.445 570 - 1.110	1,42 - 2,06 1,45 - 2,10	-39 bis 1 -36 bis -1
Strom:			pro TWh _{el}	pro MWh _{el}	
Kraftwerk	20 - 47 MW _{el}	Hackschnitzel Stroh (Quaderballen)	560 - 605 450 - 545	0,92 - 0,93 0,94 - 0,95	58 - 61 56 - 62
Co-Verbrennung im Steinkohlekraftwerk	500 MW _{el} (10 % Zufeuer.)	gemahltes Holz gehäckselt Stroh	495 410	0,92 0,94	43 41

kW_w: Nennwärmeleistung; MW_{in}: Brennstoffleistung Input, gemessen in H_u; MW_{el}: elektrische Leistung; AK: Arbeitskräfte

Während die Verbrennung von Biomasse auf die Wärme- und Stromerzeugung beschränkt ist, eröffnen die Pyrolyse und Vergasung eine Vielfalt an zusätzlichen Nutzungsmöglichkeiten für das produzierte Pyrolyseöl (bzw. Pyrolysegas und -koks) und Synthesegas, vergleichbar mit Produkten aus der Erdölraffinerie oder chemischen Industrie.

5.3 Referenztechnologien mit fossilen Energieträgern

Die ausgewählten Technologien zur Wärme-, Strom- und Kraftstoffherzeugung aus Stroh und Waldrestholz werden zur Beurteilung der Kosten, der treibhausrelevanten Emissionen und der Beschäftigungseffekte entsprechenden Technologien gegenübergestellt, die fossile Energieträger einsetzen (= fossile Referenzen). Die Preisannahmen für die fossilen Energieträger Heizöl, Erdgas und Steinkohle (Import-) sind in Tab. 1.2 (S. 8) zusammengestellt. Um die Anzahl der Referenztechnologien mit fossilen Energieträgern überschaubar zu halten, war es notwendig, vor allem solche auszuwählen, die mit möglichst vielen Bioenergie-Technologien verglichen werden können (vgl. Tab. 5.5). Hierbei müssen die fossilen Referenzen die gleichen Endenergieformen (Wärme, Strom, Dieselkraftstoff) und Abnehmerstruktur aufweisen.

Tab. 5.5: Fossile Referenztechnologien – Strom-, Wärme- und Kraftstoff-Gestehungskosten, Beschäftigungseffekte und CO₂-Emissionen

Fossile Referenztechnologien	Brennstoffleistung (MW)	Volllast (h/a)	Gestehungskosten (€/MWh)		Beschäftigungseffekte (AK/TWh) ^{d)}		CO ₂ -Emissionen (Mg CO ₂ -Äq./MWh)
			Insgesamt	dv. Brennstoff	Insgesamt	dv. Brennstoff	
Wärme:							
Ölzentralheizung im Mehrfamilienhaus (4 Wohneinheiten)	0,030 ^{a)}	1.600	95,6	43,2	443	36	0,348
Erdgaszentralheizung im Mehrfamilienhaus (4 Wohneinheiten)	0,030 ^{a)}	1.600	87,3	55,2	497	253	0,256
Heizwerk mit Gebläsebrenner für Nahwärmenetz – Heizöl	0,5 ^{a)}	2.200	91,8	43,7	455	27	0,382
Heizwerk mit Gebläsebrenner für Nahwärmenetz – Erdgas	0,5 ^{a)}	2.200	97,4	45,5	618	182	0,291
Strom und Wärme:							
Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD), 398 MW _{el}	724	Strom: 5.000 Wärme: 2.200 ^{b)}	45,7 23,0 ^{c)}	38,2 -	253	170	0,418
Strom:							
Steinkohlekraftwerk, 500 MW _{el}	1.190	5.000	51,7	19,0	634	334	0,960
Kraftstoff (bei 40 \$/bbl):							
Dieselmotorkraftstoff ab Raffinerie			30,4	22,3	24	15	0,306

a) Nennwärmeleistung

b) Das Wärmenetz wurde als örtlich vorhanden unterstellt; nur die Anbindung an dieses wurde berücksichtigt.

c) Es wurde ein erzielbarer Wärmeerlös von 23 €/MWh für die absetzbare Wärmemenge von max. 100 MW angenommen; entsprechend wurden die Stromgestehungskosten reduziert.

d) Beschäftigungseffekte bezogen auf 1 TWh Endwärme, Strom bzw. Dieselmotorkraftstoff

Im Falle des mit Biomasse befeuerten 500 kW-Heizwerks wurden entsprechend gleichgroße fossil befeuerte Heizwerke gegenübergestellt. Bei den meisten anderen Bioenergie-Technologien wird deren Wärmebereitstellung mit konkurrierenden Heizöl- bzw. Erdgaszentralheizungen (Nennwärmeleistung 30 kW) verglichen. Falls mit Stroh und Waldrestholz Strom erzeugt wird, wird dieser mit der konventionellen Bereitstellung im Steinkohlekraftwerk gegenge-rechnet. Alle ausgewählten Modellanlagen mit fossilen Energieträgern sind technisch ausgereift.

Die kleinen und i.d.R. überdimensionierten Zentralheizungsanlagen der 30 kW-Leistungsklasse haben aufgrund der jahreszeitlichen Schwankungen der Wärmenachfrage und ständig verbesserter Wärmeisolierung der Gebäude nur relativ geringe Volllaststunden von 1600 h/a. Die beiden 500 kW-Heizwerke versorgen im Modellansatz mit ihrem Nahwärmenetz (Gesamtlänge ca. 500 m) etwa 15-20 typische Ein- oder Zweifamilienhäuser und einen kleineren Gewerbebetrieb. Sie erreichen dadurch etwas höhere Volllaststundenzahlen von 2200 h/a; jedoch haben die Wärmenetze im Mittel etwa 12 % Verteilungsverluste.

Die Kenndaten zur Stromerzeugung orientieren sich an Betriebserfahrungen eines neueren Steinkohlekraftwerks (mit Importkohle) und eines Gas- und Dampfkraftwerkes (GuD). Zur besseren Vergleichbarkeit wurden für beide Kraftwerkstypen 5000 h/a Volllast unterstellt, obwohl die neueren Anlagen effizienter sind und deshalb bis zu 8000 h/a eingesetzt sind. Die Stromerzeugung durch Gas- und Dampfkraftwerke wurde in den letzten Jahren durch sehr niedrige Gasbezugspreise (Großabnehmerpreise) wirtschaftlich attraktiv; darüber hinaus sind die spezifisch geringeren CO₂-Emissionen ein weiterer Vorteil für GuD-Anlagen. Hierbei kann neben dem Hauptprodukt Strom auch Wärme ausgekoppelt werden. Wegen der jahreszeitlichen Schwankungen der Wärmenachfrage und des meist fehlenden optimal zugeschnittenen Fernwärmenetzes lässt sich jedoch nur ein kleiner Teil dieser Wärme verkaufen.

Für den Vergleich der Bereitstellung biogener Kraftstoffe wird fossil stämmiger Dieselmotorkraftstoff herangezogen (s. Tab. 5.5). Ausgehend von einem durchschnittlichen Rohölpreis ab Rotterdam von 40 \$/bbl für das Jahr 2004 resultiert hieraus ein Dieselpreis frei Raffinerie (vor Steuern) von rd. 0,30 €/l Dieselmotorkraftstoff. Frei Tankstelle (inkl. Steuern) entspricht dies einem mittleren Tankstellenabgabepreis für das Jahr 2004 von 0,93 €/l Dieselmotorkraftstoff. Bei einem Rohölpreis von 65 \$/bbl ergibt sich ein Dieselpreis frei Raffinerie (vor Steuern) von rd. 45 €/l.

Bei den Beschäftigungseffekten (vgl. Tab. 5.5) fallen die teilweise geringen Anteile für die Brennstoffbereitstellung auf, insbesondere begründet durch die hohe Arbeitsproduktivität. Im Gegensatz hierzu führt der spezifisch geringe Aufwand für Investition und Betrieb beim Steinkohlekraftwerk und insbesondere beim GuD zu einer Dominanz der Beschäftigungseffekte durch die Brennstoffbereitstellung. Erläuterungen zur Vorgehensweise bei der Ableitung der Beschäftigungseffekte finden sich in Kap. 1.2.2; dies trifft in gleicher Weise für die Ableitung der treibhausrelevanten Emissionen (CO₂-Äquivalente) zu. Angaben zu den spezifischen Emissionen der jeweiligen Anlagen finden sich ebenfalls in Tab. 5.5. Hier zeigt sich beispielsweise, dass die Bereitstellung von Strom über Erdgas mit weniger als der Hälfte der CO₂-Emissionen verbunden ist, verglichen mit Steinkohle. In abgeschwächter Form gilt dies für den Vergleich der Wärmebereitstellung über Erdgas und Heizöl.

6 Gegenüberstellung der Verfahren und Bewertung

Im Folgenden werden die in der Studie untersuchten Verfahren der energetischen Nutzung von Stroh und Waldrestholz zur Bereitstellung von Wärme, Strom und FT-Kraftstoffen vergleichend gegenübergestellt und bewertet. Im Mittelpunkt der Gegenüberstellung steht die Frage, bei welchen Verfahren die beste ökonomische Verwertung der Biomasse – geringster Subventionsbedarf – und die niedrigsten CO₂-Minderungskosten zu realisieren sind. Ausgangspunkt für diesen Vergleich sind die in Kapitel 4 durchgeführten Abschätzungen zur Bereitstellung von FT-Kraftstoff aus Stroh und Waldrestholz (bioliq[®]-Konzept des Forschungszentrums Karlsruhe) bzw. deren alternative Nutzung zur Wärme- und Strombereitstellung über die Vergasung und Verbrennung (vgl. Kap. 5.1 und 5.2). Darüber hinaus werden als Referenztechnologien die Verfahren auf Basis fossiler Energieträger herangezogen (vgl. Kap. 5.3). Da in einer solchen Gegenüberstellung der technische Entwicklungsstand eines Verfahrens einen entscheidenden Einfluss hat, werden zunächst die analysierten Verfahren dahingehend kurz beschrieben.

Die beiden wesentlichen Schritte des bioliq[®]-Konzepts sind die Schnellpyrolyse von Stroh oder Waldrestholz im Doppelschnecken-Reaktor und die anschließende Vergasung der erzeugten Slurries in einem Flugstrom-Druckvergaser, einschließlich der darauf folgenden Synthese des FT-Kraftstoffs und dessen weiterer Aufarbeitung. Generell steht die technische Entwicklung der Schnellpyrolyse-Technologie mit den Einsatzstoffen Stroh und Waldrestholz noch auf der Stufe von Forschung und Entwicklung, bzw. am Beginn der Kommerzialisierung. Ähnliches trifft auch für die Flugstrom-Druckvergasung der Slurries aus diesen Biomasseträgern zu, wenngleich hier der technische Entwicklungsstand durch den Einsatz der Technologie in bereits realisierten Anlagen schon weiter vorangeschritten ist. Aufgrund des noch frühen Entwicklungsstands der diskutierten Technologien musste bei den Abschätzungen mit relativ groben und unsicheren Zahlen gearbeitet werden.

Die alternativen Vergasungsverfahren zur Stromgewinnung aus Stroh und Waldrestholz, einschließlich der Technologien der Gasreinigung und -verwendung, befinden sich mit Ausnahme der Co-Vergasungskonzepte ebenfalls noch in frühen Stadien der technischen Entwicklung bzw. Demonstration. Eine erfolgreiche Demonstration im Dauerbetrieb steht in den meisten Fällen noch aus. Entsprechend müssen die quantitativen Angaben zur Vergasung und Gasverwendung weitgehend als Abschätzungen verstanden werden, die eine Perspektive für die technisch-ökonomischen Kenndaten dieser Technologie im Jahre 2025 beschreiben.

Im Gegensatz dazu sind die ausgewählten Verfahren zur Verbrennung von Stroh und Waldrestholz im Bereich der Wärmeerzeugung technisch weitgehend ausgereift und erprobt. So weisen biomassebefeuerte Heizwerke mittlerweile im Allgemeinen eine hervorragende technische Reife auf, vor allem beim Einsatz von Waldrestholz in Form von Hackschnitzel. Dieser technische Entwicklungsstand trifft nur eingeschränkt für die meisten Konzepte zur Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung auf der Basis dieser Biomasseträger zu. Diese sind derzeit überwiegend noch nicht marktreif verfügbar, mit Ausnahme des Dampfkraftprozesses, der als ausgereifte Technologie bezeichnet werden kann und der die Basis für die Abschätzungen der vorliegenden Studie bildet.

6.1 Kosten

Im Rahmen der Studie wurde eine Vielzahl höchst heterogener Technologien zur Wärme-, Strom- und Kraftstoffherzeugung aus Stroh und Waldrestholz untersucht. In Abb. 6.1 werden die Wärme-, Strom- und Kraftstoffgestehungskosten für die betrachteten Verfahren einander gegenübergestellt. Mit Blick auf die alleinige Wärmeerzeugung ist auf die Diskussion der

Wärmegestehungskosten im Kapitel 5.2 zu verweisen, die den betrachteten Verbrennungstechnologien optimale Einsatzmöglichkeiten bietet.

Für die Bereiche der gekoppelten Wärme- und Stromerzeugung, der alleinigen Stromerzeugung und der Kraftstoffbereitstellung erfolgt der Vergleich jeweils basierend auf der Endenergie Wärme und Strom bzw. Kraftstoff. Bei der Kraft-Wärme-Kopplung wurden zuvor jeweils Wärmegutschriften für die Netzeinspeisung des Koppelprodukts Wärme berücksichtigt. An dieser Stelle ist daran zu erinnern, dass die Berechnungen, beispielsweise hinsichtlich der biogenen Brennstoffpreise oder fossilen Energiepreise, auf einheitlichen Annahmen beruhen.

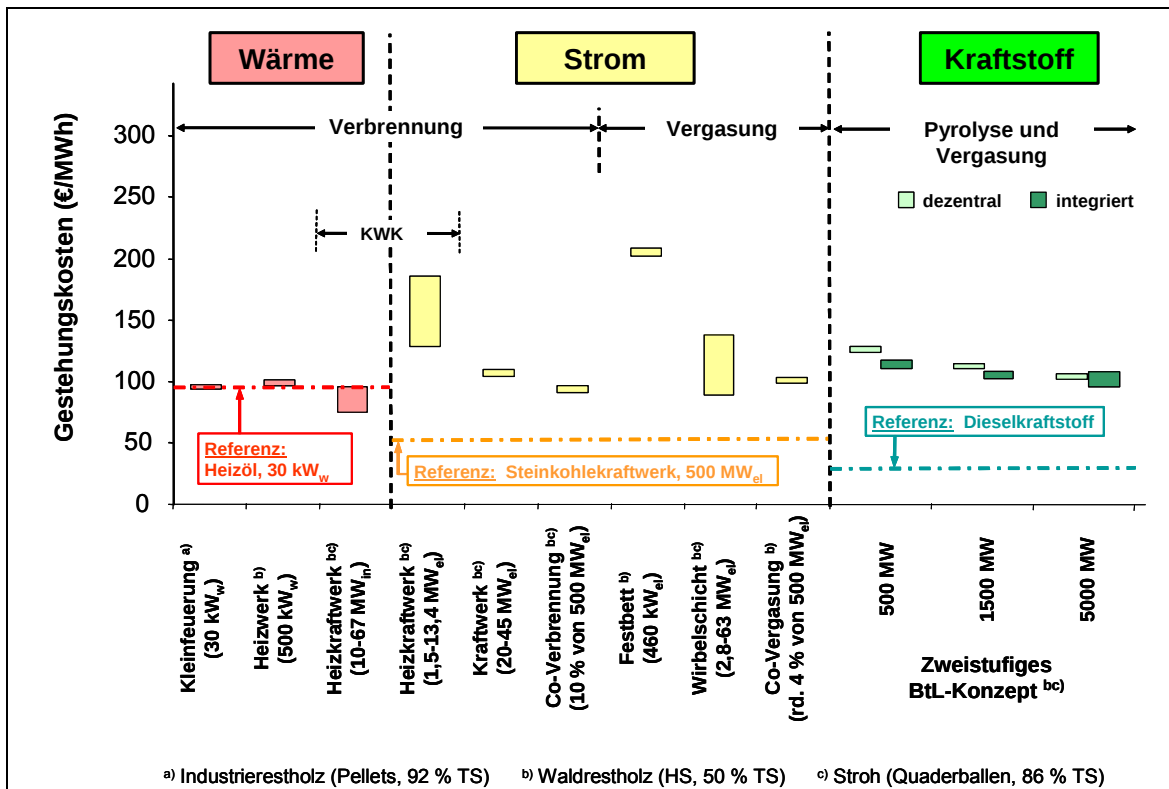


Abb. 6.1: Gestehungskosten bei Wärme, Strom und Kraftstoff aus Stroh und Waldrestholz

Für die Pyrolyse- bzw. Vergasungstechnologien zur Strom- und Kraftstoffbereitstellung kann wegen des noch frühen Stands der Entwicklung nur ein mit deutlichen Unsicherheiten behaftetes Bild dargestellt werden. Bei den Technologien zur Verbrennung von Stroh und Waldrestholz wird dagegen anhand von realisierten Anlagen, aber auch von realistischen Modellanlagen der aktuelle Stand der Technologien und wirtschaftlichen Kenngrößen wiedergegeben.

Als fossile Referenzen dienen zum Vergleich die Wärmegestehungskosten in einer mit Heizöl betriebenen Kleinfeuerung – diese liegen derzeit bei rund 96 €/MWh_w –, die Stromgestehungskosten in einem Steinkohlekraftwerk (500 MW_{el}) – diese liegen bei rd. 52 €/MWh_{el} – und die Bereitstellungskosten von Dieseldraftstoff, die bei rund 30 €/MWh liegen (vgl. Kap. 5.3). In diesem Zusammenhang muss darauf hingewiesen werden, dass bei einem weiteren Preisanstieg bei den fossilen Energieträgern auch die als fossile Referenz betrachteten Erzeugungskosten für Wärme, Strom und Kraftstoff ansteigen und die Konkurrenzfähigkeit der entsprechenden biogenen Energieträger weiter verbessert würde.

Die folgenden Betrachtungen gelten qualitativ für beide untersuchten Brennstoffe Stroh und Waldrestholz; die bestehenden geringen Unterschiede zwischen den Brennstoffen wurden für die unterschiedlichen Technologien in den Kapiteln 4 und 5 bereits ausführlich erläutert.

Die ökonomische Analyse im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung und der alleinigen Stromerzeugung ergibt das folgende Bild (vgl. Abb. 6.1): Im Vergleich zu den Stromgestehungskosten im Steinkohlekraftwerk stellen sich die Stromgestehungskosten in Heizkraftwerken und Kraftwerken auf der Brennstoffbasis von Waldrestholz und Stroh als nicht wirtschaftlich dar. Ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Biomasseanlagen wird unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen nur dadurch erreicht, dass kostengünstigere Alt- und Industrieresthölzer mit verbrannt werden. Von den betrachteten Modellanlagen zur Stromerzeugung können die Biomassekraftwerke mit einer elektrischen Leistung im Bereich von 20 bis 45 MW_{el} als erste die Schwelle zum wirtschaftlichen Betrieb erreichen. Mit Blick auf die im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) festgelegten Einspeisevergütungen müsste die Einspeisevergütung rechnerisch auf rd. 100 bis 110 €/MWh_{el} erhöht werden, damit ein 20 MW_{el}-Biomassekraftwerk beim alleinigen Betrieb mit Waldrestholz oder Stroh wettbewerbsfähig ist.

Die Co-Verbrennung von Waldrestholz und Stroh in Steinkohlekraftwerken stellt eine sehr kostengünstige Möglichkeit dar, den originär eingesetzten Brennstoff Steinkohle bei gleich bleibender Kapazität teilweise zu substituieren. Sie wurde bereits bei den unterschiedlichsten Feuerungsanlagen erfolgreich großtechnisch demonstriert, einschließlich bei der in Deutschland weit verbreiteten Staubfeuerung. Wie die Ergebnisse in Abb. 6.1 zeigen, kann über die Co-Verbrennung von Waldrestholz und Stroh in einem Steinkohlekraftwerk Strom zu Kosten von unter 100 €/MWh_{el} und somit günstiger als im Biomassekraftwerk produziert werden. Dies ist aber immer noch wesentlich teurer als eine Stromerzeugung ausschließlich über Steinkohle. Gemessen am 20 MW_{el}-Biomassekraftwerk wäre somit eine geringere Einspeisevergütung nötig, um die bestehenden Wettbewerbsnachteile auszugleichen. Aus volkswirtschaftlicher Sicht wäre es folglich zu begrüßen, wenn auch die Co-Verbrennung von Biomasse in Steinkohlekraftwerken in den Genuss einer Einspeisevergütung käme und das EEG entsprechend überarbeitet würde.

Obwohl die Datenbasis und die darauf aufbauende Bewertung der Vergasungstechnologien mit einer hohen Unsicherheit behaftet sind, deuten sich einige Schlussfolgerungen an: Für eine wirtschaftliche Stromerzeugung durch die Festbettvergasung von Waldrestholz im Leistungsbereich unter 500 kW_{el} zeichnen sich keine günstigen Perspektiven ab. Für Anlagen ab etwa 5 MW_{el} ist am Beispiel der Wirbelschichtvergasung das Potenzial für realisierbare Vorteile bei den Stromgestehungskosten gegenüber den Verbrennungstechnologien erkennbar. Hier scheint, unter den getroffenen Annahmen und unter Berücksichtigung des EEG, die Schwelle zum wirtschaftlichen Betrieb erreichbar, insbesondere dann, wenn man die Stromerzeugung in Anlagen im elektrischen Leistungsbereich von 20 MW_{el} und darüber betrachtet. Zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit von Vergasungstechnologien, insbesondere bei Anlagen im höheren Leistungsbereich, wäre es sinnvoll, die derzeitige Förderung durch das EEG auch auf Anlagen mit elektrischen Leistungen über 20 MW_{el} zu erweitern.

Die Vorteile der Vergasungstechnologien dürften somit grundsätzlich eher im Bereich der Stromerzeugung liegen, wohingegen die Verbrennungstechnologien bei der Bereitstellung von Wärme überlegen sind, insbesondere bei den kleinen Heizanlagen und bei den wärmegeführten Heizkraftwerken.

Gegenüber der Kraft-Wärme-Kopplung scheint die Co-Verbrennung von Waldrestholz und Stroh im Steinkohlekraftwerk aufgrund der niedrigeren spezifischen Investitionskosten im Vergleich zu der Co-Vergasung zumindest ökonomisch leichte Vorteile zu besitzen.

In Abb. 6.1 sind ebenfalls die Bereitstellungskosten von FT-Kraftstoff aus Stroh und Waldrestholz den Gesteungskosten von Diesel in einer Raffinerie gegenübergestellt. Dabei wurden mit Blick auf die zentrale Vergasung und Synthese drei Anlagengrößen von 500, 1500 und 5000 MW_{in} unterschieden; dies würde einer Kraftstoffproduktion von rund 100.000 bis 1 Mio. jato entsprechen. Zum Vergleich: Bei herkömmlichen Erdöl-Raffinerien kann eher von 10 Mio. jato an Kraftstoffproduktion ausgegangen werden.

Wie die Abschätzungen zeigen, liegen die Gesteungskosten für FT-Kraftstoff, je nach Anlagengröße und -konzept, zwischen 100 und 130 € pro MWh frei Syntheseanlage. Zum Vergleich: Beim Dieselkraftstoff liegen die Bereitstellungskosten (vor Steuern) frei Raffinerie bei rd. 30 €/MWh, ausgehend von einem Rohölpreis von 40 \$/bbl (Durchschnitt von 2004). Wie bereits im Kapitel 4.8.2 dargelegt, wäre eine wirtschaftlich konkurrenzfähige Produktion von FT-Kraftstoffen ohne Subventionen erst bei Rohölpreisen von deutlich über 100 \$/bbl möglich. Im Vergleich mit den anderen Technologien zur energetischen Nutzung von Stroh oder Waldrestholz, die ebenfalls fossile Energieträger substituieren könnten, liegt dieser Wert für den anlegbaren Rohölpreis am oberen Ende und ist damit recht ungünstig. Selbst unter Berücksichtigung einer vollständigen Mineralölsteuerbefreiung für Biokraftstoffe können FT-Kraftstoffe aus Stroh und Waldrestholz bei einem derzeitigen Rohölpreis von 60 \$/bbl (1. Quartal 2007) noch nicht mit erdölstämmigem Dieselkraftstoff konkurrieren.

Um die in der Regel für die Biomassetechnologien bestehenden Wettbewerbsnachteile auszugleichen, müssten diese entsprechend subventioniert werden. In Abb. 6.2 ist der Subventionsbedarf für die untersuchten Verfahren zur Bereitstellung von Wärme, Strom und FT-Kraftstoff aus Stroh und Waldrestholz einander gegenübergestellt. Hier zeigt sich ein noch eindeutigeres Bild, verglichen mit den Gesteungskosten. Die Wärmeproduktion aus Stroh und Waldrestholz schneidet am günstigsten ab, wohingegen die Kraftstoffproduktion mit einem Subventionsbedarf von über 60 €/MWh Kraftstoff als eine teure Variante einzuschätzen ist.

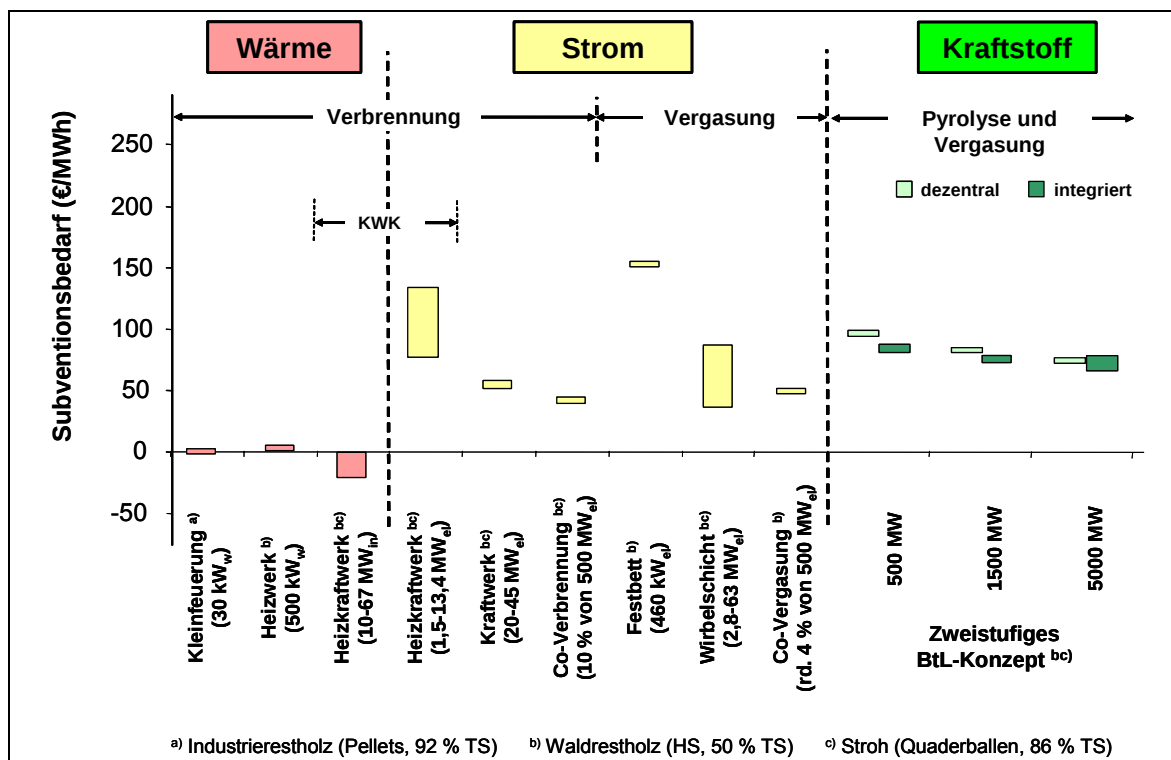


Abb. 6.2: Subventionsbedarf bei Wärme, Strom und Kraftstoff aus Stroh und Waldrestholz

6.2 CO₂-Minderung und CO₂-Minderungskosten

In diesem Kapitel werden die CO₂-Minderung und CO₂-Minderungskosten der verschiedenen untersuchten Technologien zur Bereitstellung von Wärme, Strom und Kraftstoff aus Stroh und Waldrestholz verglichen. Bei der beschriebenen CO₂-Minderung handelt es sich um den Nettoeffekt, d.h. die durch die Bereitstellung der Biomasseträger bedingte CO₂-Emission ist bereits berücksichtigt (s.a. Kap. 1.2.2). Die CO₂-Minderungskosten ergeben sich aus der erzielten CO₂-Minderung auf der einen Seite und den Mehrkosten (Subventionsbedarf) gegenüber der fossilen Referenz auf der anderen Seite. Mit ihrer Hilfe kann dargestellt werden, wie teuer die jeweilige Technologie bei der Verfolgung einer CO₂-Minderungsstrategie ist.

Bei den Beiträgen zur CO₂-Minderung unterscheiden sich die rein stromgeführten Anlagen von den Anlagen mit gekoppelter Erzeugung von Strom und Wärme. Dies wird vor allem bei der Verbrennung deutlich. Während bei alleiniger Stromerzeugung die Minderung knapp unter der spezifischen CO₂-Emission des als Referenz betrachteten 500 MW_{el}-Steinkohlekraftwerks liegt (0,96 Mg CO₂-Äq./MWh_{el}) (vgl. Tab. 5.5, S. 99), liegen die CO₂-Minderungen der gekoppelten Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplung) zwischen 1,4 und 2,1 Mg CO₂-Äq./MWh_{el} (vgl. Tab. 5.4, S. 98). Bestimmend für diese Spanne ist das Ausmaß, in dem fossil bereitgestellte Wärme substituiert werden kann.

Mit den Verfahren der Vergasung lässt sich eine CO₂-Minderung im Bereich von 0,9 bis 1,2 Mg CO₂-Äq./MWh_{el} realisieren (vgl. Tab. 5.2, S. 94); auch hier ließe sich durch eine verbesserte Wärmenutzung bei den Verfahren der gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion die CO₂-Minderung noch deutlich erhöhen.

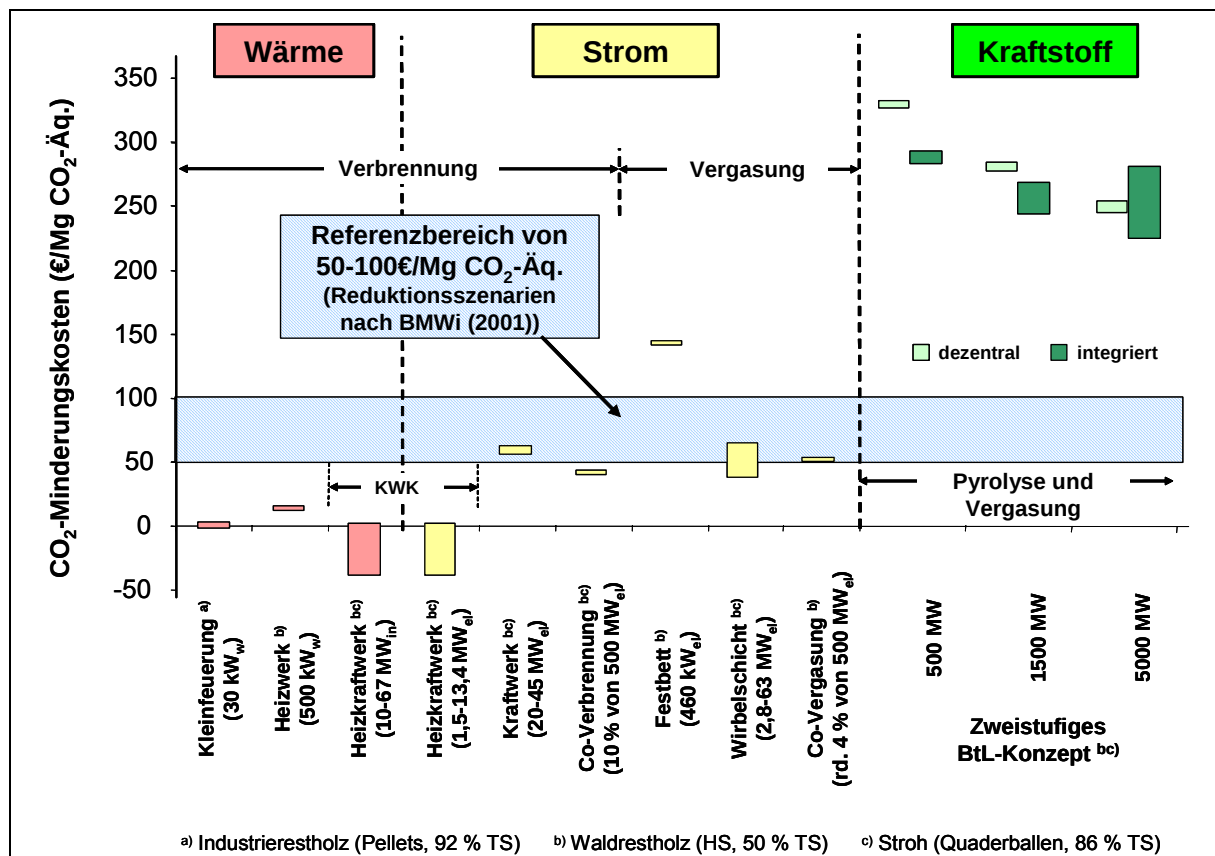


Abb. 6.3: CO₂-Minderungskosten bei Wärme, Strom und Kraftstoff aus Stroh und Waldrestholz

Die CO₂-Minderungskosten sind aufgrund der auf nationaler und internationaler Ebene verfolgten CO₂-Reduktionsziele für die Bewertung der Förderwürdigkeit der verschiedenen betrachteten Technologien der energetischen Nutzung von Biomasse von zentralem Interesse. In Abb. 6.3 sind die Bereiche der CO₂-Minderungskosten der Wärme-, Strom- und Kraftstoffbereitstellung aus Stroh und Waldrestholz aufgezeigt.

Hierbei schneiden kleine Heizkraftwerke sehr günstig ab. Dies liegt, wie bereits bei der CO₂-Minderung ausgeführt, an der guten Wärmenutzung und somit an der Substitution von Wärme, die mit fossilen Energieträgern erzeugt wird. Praktisch realisieren lassen sich solche Anlagen, die aufgrund einer hohen Anzahl an Volllaststunden große Wärmemengen an Wohn- oder Gewerbegebiete abgeben können, nur an ausgewählten Standorten. Die kleinen Festbettvergaser sind aufgrund ihrer hohen Stromgestehungskosten für eine CO₂-Minderungsstrategie nicht besonders empfehlenswert.

Die in Abb. 6.3 dargestellten Resultate zu den CO₂-Minderungskosten bei der Produktion von FT-Kraftstoffen folgen im Wesentlichen dem Verlauf des in Abb. 6.2 dargestellten Subventionsbedarfs. Dies liegt daran, dass die CO₂-Minderung nur wenig von der Anlagenleistung und dem biogenen Energieträger abhängt. Die CO₂-Minderungskosten liegen für die betrachteten Referenzfälle über 200 €/Mg CO₂-Äq. und sind damit im Vergleich zu den anderen Technologien zur energetischen Nutzung von Biomasse wenig attraktiv.

Die CO₂-Minderungskosten, die mit der energetischen Nutzung von biogenen Energieträgern verbunden sind, können anhand von Abb. 6.4 in ein weiteres Umfeld von einigen anderen wichtigen Möglichkeiten zur CO₂-Entlastung eingeordnet werden.

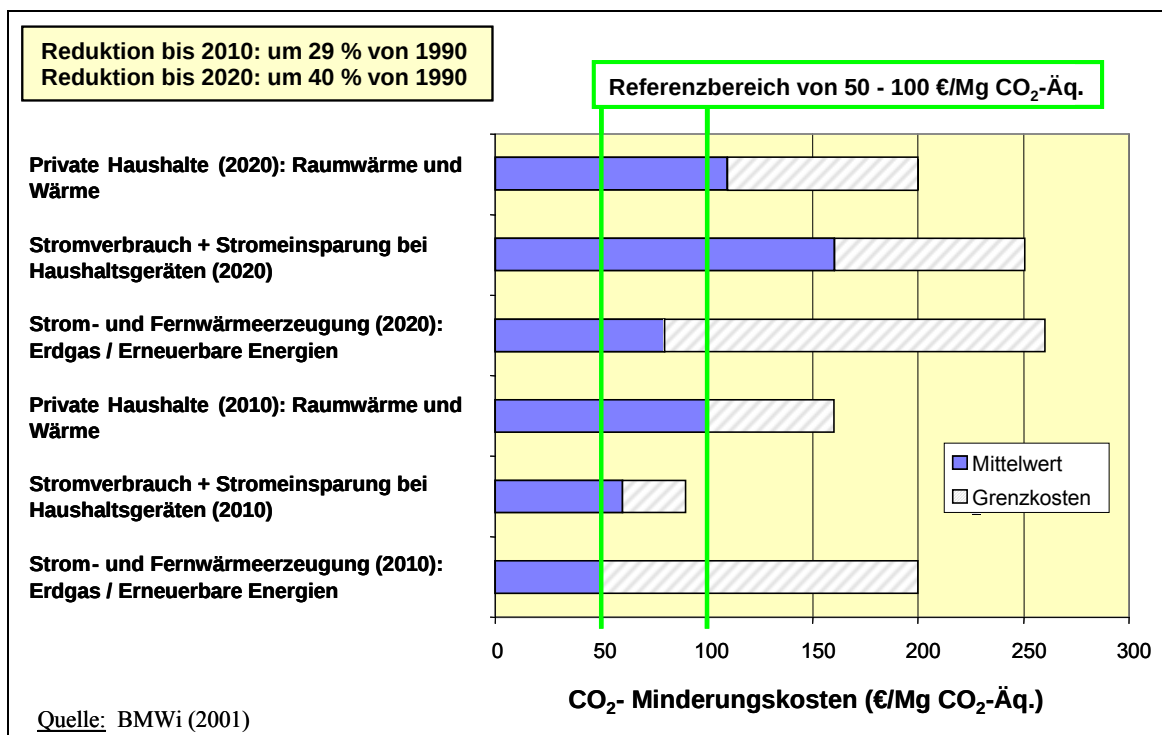


Abb. 6.4: Resultierende CO₂-Minderungskosten aus einem 40 %-igen Reduktionsszenario

Die in Abb. 6.4 dargestellten Ergebnisse stützen sich auf Abschätzungen, die im Zusammenhang mit CO₂-Minderungsszenarien ausgearbeitet wurden (vgl. BMWi, 2001; Enquête-Kommission, 1990; Fahl et al., 1995). Daraus geht hervor, dass bei einem CO₂-Minderungsziel von 29 % oder gar 40 % (jeweils bezogen auf das Referenzjahr 1990) CO₂-Minderungskosten

zwischen 50 und 100 €/Mg CO₂-Äq. noch vertretbar sind. Vor diesem Hintergrund stellen sich die erzielbaren CO₂-Minderungskosten bei vielen der untersuchten Technologien zur energetischen Nutzung von Stroh und Waldrestholz als durchaus günstig dar. Dies betrifft insbesondere die Wärme- und Strombereitstellung (vgl. Abb. 6.3).

Werden die mittleren CO₂-Minderungskosten der untersuchten Technologien dieser Studie mit Abb. 6.4 verglichen, liegen diese – mit Ausnahme der Bereitstellung von FT-Kraftstoff – in der Größenordnung der CO₂-Minderungskosten für Strom- und Fernwärmeerzeugung aus der „Prognos-Studie“ (BMW, 2001) und in der gleichen Größenordnung wie die anderen Verbrauchssektoren. Dies untermauert die Erkenntnis, dass unter dem Blickwinkel von CO₂-Minderungsstrategien die energetische Nutzung von Stroh und Waldrestholz eine feste Rolle spielen sollte, und dass eine Förderung dieser Technologien gerechtfertigt ist.

6.3 Beschäftigungseffekte

Mit der Bereitstellung von Stroh und Waldrestholz und deren energetischer Nutzung gehen positive Beschäftigungseffekte einher. Es muss jedoch auf die bestehenden Unsicherheiten bei quantitativen Abschätzungen hierzu hingewiesen werden (vgl. Kap. 1.2.2). Die Beschäftigungseffekte sind ein wesentliches Merkmal, an dem sich die Auswirkungen der Bereitstellung und energetischen Nutzung von Stroh und Waldrestholz auf die Land- und Forstwirtschaft festmachen lassen. Hierbei besteht aber das Problem, dass eine Zuordnung der – mit aller Unsicherheit – abgeleiteten Beschäftigungseffekte auf regionale Bereiche (ländlicher Raum) nur qualitativ in Form erkennbarer Tendenzen darzustellen ist. Die detaillierten Ergebnisse zu den erzielbaren Mehrbeschäftigungseffekten bei den betrachteten Technologien der Wärme- und Strombereitstellung sind in Kapitel 5 dargestellt. Aufgrund der bestehenden Datenunsicherheiten wurde auf eine entsprechende Darstellung bei der Bereitstellung von FT-Kraftstoff verzichtet.

Wie bereits in Kapitel 5 angesprochen, ist bei den Mehrbeschäftigungseffekten ein ähnliches Muster wie bei den Mehrkosten (Subventionsbedarf) zu erkennen, was aufgrund der methodischen Vorgehensweise auch zu erwarten ist. Besonders große Effekte werden bei den kleineren Anlagen erzielt, die auch den höchsten Subventionsbedarf gegenüber den fossilen Referenzen ausweisen. Die abgeschätzte Mehrbeschäftigung wird vor allem von der Bereitstellung von Stroh und Waldrestholz getragen und nimmt in ihrer relativen Bedeutung mit steigender Anlagengröße zu. Besonders hoch ist dieser Anteil – mit bis zu 90 % – bei der Co-Verbrennung bzw. Co-Vergasung.

Die Schätzunsicherheiten für Beschäftigungseffekte in den Bereichen der Bereitstellung und des Transports der biogenen Energieträger sind als vergleichsweise gering anzusehen, da die Datengrundlage schlüssig ist. Die Ergebnisse haben gezeigt, dass sich der zusätzliche Beschäftigungseffekt überwiegend im Bereich der Land- und Forstwirtschaft ergibt. Hierbei kann aber nicht grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass die Mehrbeschäftigung zu einer Einstellung von zusätzlichem Personal im Bereich der Land- und Forstwirtschaft führt. Vielmehr ist davon auszugehen, dass bestehende Arbeitsplätze im ländlichen Raum im entsprechenden Umfang gesichert werden.

Angesichts des begrenzten Umfangs der insgesamt möglichen zusätzlichen Beschäftigung können solche Auswirkungen zwar als positiv zu wertende Nebeneffekte erkannt werden; sie können jedoch nicht das Hauptmotiv für die Förderung biogener Energieträger sein. Vielmehr ist dies bei den möglichen Beiträgen zur Minderung der Emission von treibhausrelevanten Gasen zu sehen und in den vergleichsweise attraktiven CO₂-Minderungskosten.

Literaturverzeichnis

Kapitel 1

- Abell, D.F., und J.S. Hammond, 1979: Strategic Market Planning, Problems and Analytical Approaches. Prentice-Hall, New Jersey
- Auerswald P., S. Kauffman, J. Lobo und K. Shell, 2000: The production recipes approach to modelling technological innovation: An application to learning by doing. Journal of Economic Dynamics & Control 24, 389-450
- BMVEL (Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft, Ref. 425), 2001: persönliche Mitteilung vom 24. Oktober 2001
- Bridgwater, A.V., 1995: The technical and economic feasibility of biomass gasification for power generation. Fuel Vol. 74, No.5, 631-653
- Christiansson, L., 1995: Diffusion and Learning curves of renewable energy technologies. International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria, Working paper
- Day, G., und D.B. Montgomery, 1983: Diagnosing the experience Curve. Journal of Marketing 47, 44-58
- DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung), 2001: Daten zur Input-Output-Rechnung für 1997. Pers. Mitteilung, 24. Oktober 2001, Berlin
- DLG (Deutsche Landwirtschafts-Gesellschaft), 1991a: DLG-Futterwerttabellen – Schweine (6. Aufl.), DLG-Verlag, Frankfurt a.M., 64 S.
- DLG, 1991b: DLG-Futterwerttabellen für Wiederkäuer (6. Aufl.). DLG-Verlag, Frankfurt a.M., 112 S.
- DLG, 1973: DLG-Futterwerttabellen. Mineralstoffgehalte in Futtermitteln. Arbeiten der DLG 62, DLG-Verlag, Frankfurt a.M., 199 S.
- EU-Kommission, 2007a: Eine Energiepolitik für Europa. Mitteilung der Kommission an den Europäischen Rat und das Europäische Parlament – KOM(2007) 1, Brüssel
- EU-Kommission, 2007b: Förderung von Biokraftstoffen als verlässliche Alternative zum Öl im Verkehrssektor. MEMO/07/5, Brüssel
- FNR (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe), 2000: Leitfaden Bioenergie – Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR), Gülzow
- GEMIS, 2002: Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), Version 4.13 (Mai 2002). Öko-Institut, Darmstadt [<http://www.oeko.de/service/gemis>]
- Grübler, A., und A. Gritsevskii, 1997: A Model of Endogenous Technological Change Through Uncertain Returns on Learning (R&D and Investments). Environmentally Compatible Energy Strategies Project, IIASA, Laxenburg, Austria
- IEA, 2000: Experience Curves For Energy Technology Policy. OECD/IEA
- IKP, 1998: GaBi 3 - das Softwaresystem zur ganzheitlichen Bilanzierung. Stuttgart [<http://www.ikp2.uni-stuttgart.de>]
- Kouvaritakis, N., A. Soria und S. Isoard, 2000: Modelling energy technology dynamics: Methodology for adaptive expectations models with learning by doing and learning by searching. Intern. Journ. of Global Energy Issues 14, No.1
- MacGregor, P.R., C.E. Maslak und H.G. Stoll, 1991: The market outlook for integrated gasification combined cycle technology. General Electric Company
- Marutzky, R., und K. Seeger, 1999: Energie aus Holz und anderer Biomasse. Grundlagen, Technik, Entsorgung, Recht. DRW-Verlag Weinbrenner, Leinfelden-Echterdingen, 352 S.
- Neij, L., 1997: Use of experience curves to analyse the prospects for diffusion an adoption of renewable energy technology. Energy Policy, Vol. 23, No. 13, 1099-1107
- NREL, 1996: Cost and Performance Analysis of Biomass-Based Integrated Gasification Combined-Cycle (BIGCC) Power Systems
- Rentz, O., 2002: Skript zur Vorlesung: Industrielle Produktionswirtschaft II. IIP, Uni Karlsruhe
- Statistisches Bundesamt, 2001: Daten zur Input-Output-Rechnung für 1997. Pers. Mitteilung, Oktober 2001, Wiesbaden
- Tijmensen, M.J.A., A.P.C. Faaij, C.N. Hamelinck und M.R.M. van Hardeveld, 2002: Exploration of the possibilities for production of Fischer-Tropsch liquids and power via biomass gasification. Biomass and Bioenergy 23, 129-152
- TREMODO, 1995: Traffic Emission Estimation Model (TREMODO). IFEU, Heidelberg.
[http://www.ifeu.de/soft/seiten/so_trem.htm]
- Tseng P., J. Lee, S. Kypreos und L. Barreto, 1999: Technology Learning and the Role of Renewable Energy in Reducing Carbon Emissions. IEA International Workshop on Technologies to reduce Greenhouse Gas Emissions, Washington D.C

- VDI, 2000: VDI-Richtlinie 2067. Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Grundlagen und Kostenberechnung. Verein Deutscher Ingenieure (VDI), Düsseldorf, 52 S.
- VDI, 1996: VDI-Richtlinie 6025. Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen.
- Weiss, H., 2005: persönliche Mitteilung
- Weiss, H., 2004: persönliche Mitteilung
- Weiss, H., und J.F. Pagel, 2000: Satcon: A Novel Process for Refinery Residue Conversion. 16th World Petroleum Congress, Calgary, Canada
- Wene, C.-O., 2000: Stimulating Learning Investments for Renewable Energy Technology. EMF/IEA/IEW Workshop, Stanford University, Stanford, California
- Wright, T., 1936: Factors affecting the Cost of Airplanes. Journal of Aeronautical Sciences 3, 122-128

Kapitel 2

- BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit), 2007: Entwicklung der erneuerbaren Energien im Jahr 2006 in Deutschland, Stand Februar 2007.
http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hintergrund_zahlen2006.pdf (zuletzt besucht am 12.04.2007)
- BMU, 2006: Entwicklung der erneuerbaren Energien im Jahr 2005 in Deutschland, Stand Februar 2006.
http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hintergrund_ee_zahlen.pdf; zuletzt besucht am 07.07.2006)
- BMU, 2005: Erste vorläufige Abschätzung zur Entwicklung der erneuerbaren Energien im Jahr 2004 in Deutschland, Stand Februar 2005.
- BMVEL (Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft), 2005a: Agrarpolitischer Bericht der Bundesregierung 2005. BMVEL, Bonn, 159 S.
- BMVEL, 2005b: Bundeswaldinventur II. <http://www.bundeswaldinventur.de>; zuletzt besucht am 07.07.2007
- BMVEL, 2004: Statistisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten 2004. Landwirtschaftsverlag, Münster-Hiltrup, 549 S.
- BMVEL, 2001: Statistischer Monatsbericht 2/2001. Reihe Daten-Analysen mit „Futterwirtschaft“, Bonn
- DBCargo, 2003: persönliche Mitteilung
- Dieter, M., H. Englert und M. Klein, 2001: Abschätzung des Rohholzpotenzials für die energetische Nutzung in der Bundesrepublik Deutschland. Arbeitsbericht 2001/11 des Instituts für Ökonomie der Bundesforschungsanstalt für Forst- und Holzwirtschaft (BFH). BFH, Hamburg, 40 S.
- FVA (Forstliche Versuchs- und Forschungsanstalt Baden-Württemberg), 2004a: FVA-Einblick. Die wichtigsten Ergebnisse der zweiten Bundeswaldinventur. FVA, Jahrgang 8, Nr. 4
- FVA, 2004b: Kolloquiumsband. Der Wald in Baden-Württemberg im Spiegel der Bundeswaldinventur II
- FVA, 1993: Der Wald in Baden-Württemberg. Im Spiegel der Bundeswaldinventur 1986-1990, Ergebnisse der Ersterhebung. Freiburg, 180 S.
- Kändler, G., 2005: Persönliche Mitteilung, Forstliche Versuchs- und Forschungsanstalt Baden-Württemberg (FVA)
- KGS, 2005 (V. Wilken, Hrsg.): Kostensätze Gütertransport Straße. Unverbindliche Kostensätze für Gütertransporte auf der Straße
- Leible, L., S. Kälber und G. Kappler, 2005: Entwicklungen von Szenarien über die Bereitstellung von land- und forstwirtschaftlicher Biomasse in zwei baden-württembergischen Regionen zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen – Mengenszenarien zur Biomassebereitstellung – Abschlussbericht. Forschungszentrum Karlsruhe, 42 S., <http://www.itas.fzk.de/deu/lit/2005/leua05a.pdf>; zuletzt besucht am 07.07.2006
- MLR (Ministerium für Ernährung und Ländlichen Raum Baden-Württemberg), 2003a: Jahresbericht 2002 der Landesforstverwaltung Baden-Württemberg. Materialband 48. Jahrgang, MLR, Stuttgart, 384 S.
- MLR, 2003b: Jahresbilanz 2002, Rückblick für die Zukunft. MLR, Stuttgart, 40 S.
- Railion, 2004: Geschäftsbericht 2004 – Railion Deutschland AG
http://www.dblogistics.de/site/shared/de/dateianhaenge/berichte/geschaeftsbericht_2004_railion.pdf
- Railion, 2003: Geschäftsbericht 2003 – Railion Deutschland AG
http://www.dblogistics.de/site/shared/de/dateianhaenge/berichte/geschaeftsbericht_2003_railion.pdf
- Rösch, C., K. Raab, V. Stelzer und J. Johann, 2005: Perspektiven einer nachhaltigen Grünlandnutzung zur Energieerzeugung dargestellt am Beispiel Baden-Württemberg. In: Mitteleuropäische Biomassekonferenz, Graz, 26-29.01.2005, 10 S.
- Sigmund, V., und J. Frommherz, 2000: Herleitung des verfügbaren Wald-Energieholzpotentials in Baden-Württemberg auf der Basis der Forsteinrichtungsplanung. Landesforstverwaltung, Freiburg, 17 S.
- Statistisches Bundesamt, 2005: Statistisches Jahrbuch 2005. Für die Bundesrepublik Deutschland. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden, 672 S.

- StaLA (Statistisches Landesamt Baden-Württemberg), 2000 bis 2005: Statistische Berichte, Ernte der Hauptfeldfrüchte in Baden-Württemberg – Endgültige Ergebnisse. StaLa, Stuttgart
- StaLA, 2004a: Statistische Berichte, Bodennutzung in den Stadt- und Landkreisen Baden-Württembergs 2003 – Ergebnisse der Agrarstrukturhebung/allgemeinen Bodennutzungshaupterhebung. StaLa, Stuttgart, 19 S.
- StaLa, 2004b: Statistische Berichte, Viehbestände und -halter in den Gemeinden Baden-Württembergs 2003 – Endgültige Ergebnisse der allgemeinen Viehbestanderhebung am 03. Mai 2003. StaLa, Stuttgart, 15 S.
- StaLa, 2002: Statistische Berichte, Viehbestände und -halter in den Gemeinden Baden-Württembergs 2001 – Endgültige Ergebnisse der allgemeinen Viehzählung im Mai. StaLa; Stuttgart, 47 S.

Kapitel 3

- Adjaye, J.D., R.K. Sharma und N.N. Bakhshi, 1992: Characterization and stability analysis of wood-derived bio-oil. *Fuel Processing Technology*, Vol. 31, 241-256
- Babu, B.V., und A.S. Chaurasia, 2004: Pyrolysis of biomass: improved models for simultaneous kinetics and transport of heat, mass and momentum. *Energy Conversion and Management* 45, 1297-1327
- Beaumont, O., 1993: Flash Pyrolysis Products from Beech Wood. *Wood and Fiber Science*, Vol. 17(2), 228-239
- Boerrigter, H., H. den Uil und H.-P. Calis, 2003: Green Diesel from Biomass via Fischer-Tropsch Synthesis: New Insights in Gas Cleaning and Process Design. *Pyrolysis and Gasification of Biomass and Waste*, Bridgwater, A.V. (ed.), CPL press, Newbury, United Kingdom, pp. 371-383
- Boerrigter, H., und A. van der Drift, 2005: Large-Scale Production of Fischer-Tropsch Diesel from Biomass. *Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“*, Band 25, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster, 285-299
- Boukis, I., 1996: Practical Implications during Operation of a CFB Air-Blown Pyrolyser. *Bio-Oil, Production & Utilisation. Proceedings of the 2nd EU-Canada Workshop on Thermal Biomass Processing*, 49-65
- Boukis, I., M.E. Gyftopoulou und I. Papamichael, 2000: Fast Pyrolysis of Biomass in a Circulating Fluidized Bed Reactor. *1st World Conference on Biomass for Energy and Industry*, Sevilla, Spain, 1510-1513
- Bridgwater, A.V., 2001: Thermal Conversion of Biomass and Waste: The Status.
<http://www.icheme.org/literature/conferences/gasi/Gasification%20Conf%20Papers/Session%202%20presentation-Bridgwater.pdf>; zuletzt besucht: 24.03.2005
- Bridgwater, A.V., und G. Grassi, 1991: *Biomass Pyrolysis Liquids: Upgrading and Utilisation*. Elsevier Applied Science
- Bridgwater, A.V., S. Czernik und J. Piskorz, 2001: An Overview of Fast Pyrolysis. *Progress in Thermochemical Biomass Conversion*. IEA Bioenergy, Vol. 2, 977-997
- Bridgwater, A.V., A.J. Toft und J.G. Brammer, 2002: A techno-economic comparison of power production by biomass fast pyrolysis with gasification and combustion. *Renewable and Sustainable Review* 6, 181-248
- Brocksiepe, H.-G., 1976: Holzverkohlung. *Ullmanns Enzyklopädie der technischen Chemie*, Band 12, Verlag Chemie, Weinheim
- Chum, H.L., 1993: Chemicals and Products from Biomass Conversion: An Overview. *First Biomass Conference of the Americas: Energy, Environment, Agriculture and Industry*, Burlington (Vermont), NREL, Vol. II, 1201-1214
- Ciferno, J.P., und J.J. Marano, 2002: Benchmarking Biomass Gasification Technologies for Fuels, Chemicals and Hydrogen Production. www.netl.doe.gov/coal/gasification/pubs/pdf/BMassGasFinal.pdf; zuletzt besucht: 24.03.2005
- Czernik, S., D.K. Johnson und S. Black, 1994: Stability of wood fast pyrolysis oil. *Biomass and Bioenergy*, Vol. 7, Issues 1-6, 187-192
- Diebold, J.P., 2000: A Review of the Chemical and Physical Mechanisms of the Storage Stability of Fast Pyrolysis Bio-Oils. *National Renewable Energy Laboratory*, Golden, CO
- DLR, 2004: Analyse und Evaluierung von Anlagen und Verfahren zur thermo-chemischen Vergasung von Biomasse. Abschlussbericht der Projektgemeinschaft Biomassevergasung; Förderkennzeichen 22020700 des Projektträgers FNR, 2004, 42 S.
- Drift, A. van der, 2000: Commercialisation bivkin-based gasification technology.
<http://www.ecn.nl/library/reports/2000/c00080.html>; zuletzt besucht: 24.03.2005
- Dry, M.E., 2002: The Fischer-Tropsch process: 1950-2000. *Catalysis Today* 71, 227-241
- Dry, M.E., 1996: Practical and theoretical aspects of the catalytic Fischer-Tropsch process. *Applied Catalysis A: General* 138, 319-344
- Espinoza, R.L., A.P. Steynberg, B. Jager und A.C. Vosloo, 1999: Low temperature Fischer-Tropsch synthesis from a Sasol perspective. *Applied Catalysis A: General* 186, 13-26
- Evans, R.J., und T.A. Milne, 1987: Molecular Characterization of the Pyrolysis of Biomass. 1. Fundamentals. *Energy and Fuels*, Vol. 1, Number 2

- Fabricius, N., 2004: The Qatar Shell Gas to Liquids Project. Finance and Investment in Qatar Conference, London, March 2004. http://www.shell.com/static/qatar/downloads/nfabricius_speech.pdf; zuletzt besucht: 21.07.2006
- Fagernäs, L., 1995: Chemical and physical characterisation of biomass-based pyrolysis oils, Literature review. VTT Research Notes, 1706, Technical Research Centre of Finland, Espoo
- FNR (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.), 2006: Analyse und Evaluierung der thermo-chemischen Vergasung von Biomasse. In: FNR (Hrsg.), Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“, Band 29, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster, 432 S.
- Frohnig, C.D., H. Kölbel, M. Ralek, W. Rottig, F. Schnur und H. Schulz, 1977: Die Fischer-Tropsch Synthese. In: Falbe J. (Hrsg.): Chemierohstoffe aus Kohle, Georg Thieme Verlag, Stuttgart
- Garcia-Pérez, M., A. Chaala und C. Roy, 2002: Vacuum pyrolysis of sugarcane bagasse. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis* 65, 111-136
- Girard, P., J. Blin, A.V. Bridgwater und D. Meier, 2005: An assessment of bio-oil toxicity for safe handling and transportation: toxicological and ecotoxicological tests. to be published
- Graham, R.G., B.A. Freel, D.R. Huffman und M.A. Bergougnou, 1994: Commercial-scale rapid thermal processing of biomass. *Biomass and Bioenergy*, Volume 7, Issues 1-6, 251-258
- Gust, S., J.-P. Nieminen und T. Nyrönen, 2002: Forestera™- liquefied wood fuel pilot plant. *Pyrolysis and Gasification of Biomass and Waste. Proceedings of an Expert Meeting, Strasbourg 2002*, 169-174
- Hedden, K., und L. Weitkamp, 1975: Das Hydrocracken schwerer Erdölfraktionen. Zur Flexibilität des Verfahrens und zum Reaktionsmechanismus. *Chemie Ingenieur Technik - CIT*, Volume 47, Issue 12, 505- 513
- Heermann, C., und E. Archer, 2002: Pyrolysis & Gasification: An Alternative to Biomass Combustion? In: Grassi, A., P. Helm, K. Kwant, K. Maniatis, W. Palz und J. Spitzer (Hrsg.): *Proceed. 12th Europ. Conf. on Biomass for Energy, Industry and Climate Protection, Amsterdam (The Netherlands), 17-21 June 2002*, Verlag WIP Munich, 872-875
- Henrich, E., 2005: Zu Stand, Entwicklungspotential und Wirtschaftlichkeit des Karlsruher BtL-Verfahrens. Vortrag enertec, Leipzig, 11.03.2005
- Henrich, E., und E. Dinjus, 2004: Das FZK-Konzept zur Kraftstoffherstellung aus Biomasse. In: FNR (Hrsg.): *Biomasse-Vergasung – Der Königsweg für eine effiziente Strom- und Kraftstoffbereitstellung? Internationale Tagung, 01./02. Oktober 2003 in Leipzig*, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster, 298-337
- Henrich, E., N. Dahmen und E. Dinjus, 2007: Das FZK-Projekt. Herstellung von Synthesekraftstoff aus Biomasse. Präsentation auf der internat. Tagung „Thermo-chemische Biomasse-Vergasung für eine effiziente Strom-/Kraftstoffbereitstellung – Erkenntnisstand 2007“, 27./28. Februar 2007, Leipzig. <http://www.ie-leipzig.de/Veranstaltungen/Biomasse-Vergasung.htm>, zuletzt besucht: 18.04.2007
- Henrich, E., E. Dinjus und D. Meier, 2002a: Flugstromvergasung von flüssigen Pyrolyseprodukten bei hohem Druck – Ein neues Konzept zur Biomassevergasung. DGMK-Tagung „Energetische Nutzung von Biomassen“, Velen
- Henrich, H., E. Dinjus und D. Meier, 2002b: Hochwertige Biomassenutzung durch Flugstrom-Druckvergasung von Pyrolyseprodukten. 13. Internationales Sonnenforum, Berlin 12. - 14. September 2002
- Henrich, E., E. Dinjus, A. Koegel, K. Raffelt, R. Stahl und F. Weirich, 2004: A Two Stage Process for Synfuel From Biomass. In: Fjällström, T., A. Grassi, P. Helm und W. P. M. van Swaaij, (Hrsg.): *Proceed. World Conf. on Biomass for Energy, Industry and Climate Protection, 10-14 May 2004, Rome (Italy)*, Verlag: WIP Munich, 729-733
- Hofbauer, H., und R. Rauch, 2002: Biomassekraftwerk in Güssing. TU Wien, Forschungsnachrichten; <http://www.tuwien.ac.at/forschung/nachrichten/a-guessing.htm>; zuletzt besucht: 24.03.2005
- Iglesia, E., 1997: Design, synthesis, and use of cobalt-based Fischer-Tropsch synthesis catalysts. *Applied Catalysis A: General* 161, 59-78
- Irving, J.M., 2000: McNeil Generating Station, Burlington, Vermont. <http://www.westbioenergy.org/lessons/les04.htm>; zuletzt besucht: 24.03.2005
- Ising, M., 2000: Vergasung fester Biomasse – Bereits Stand der Technik? Gülzower Fachgespräch »Energetische Nutzung von Biomasse durch Kraft-Wärme-Kopplung: Stand der Technik und Perspektiven für den ländlichen Raum«, Gülzow, 16.-17. Mai 2000; http://www.holzvergasung.info/WWW/UMSICHT/Produkte/ET/pdf/fnr-fachgespraech_mai2000.pdf; zuletzt besucht: 24.03.2005
- Jäger, B., und R. Espinoza, 1995: Advances in low temperature Fischer-Tropsch synthesis. *Catalysis Today* 23, 17-28
- Janse, A.M.C., W. Prins und W.P.M. van Swaaij, 1997: Development of a Small Integrated Pilot Plant for Flash Pyrolysis of Biomass. *Developments in Thermalchemical Biomass Conversion*, Vol.1, 368-377
- Jess, A., R. Popp und K. Hedden, 1999: Fischer-Tropsch-synthesis with nitrogen-rich syngas: Fundamentals and reactor design aspects. *Applied Catalysis A: General* 186, 321-342

- Johnson, D.A., und D. Maclean, 1993: Ablative Fast Pyrolysis: Converting Wood, Agricultural Wastes and Crops into Energy and Chemicals. First Biomass Conference of the Americas: Energy, Environment, Agriculture and Industry, Burlington (Vermont), NREL, Vol. II, 1367-1381
- Johnson, D.A., D. Maclean, J. Feller, J. Diebold und H.L. Chum, 1994: Developments in the scale-up of the vortex-pyrolysis system. Biomass and Bioenergy, Vol. 7, Issues 1-6, 259-266
- Kaltschmitt, M., und H. Hartmann, 2001: Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 770 S.
- Klaubert, H., und D. Meier, 2002: Untersuchungen zur Wirbelschichtpyrolyse von Holzpartikeln. BFH Arbeitsbericht 2002/1
- Krishna, R., und S.T. Sie, 2000: Design and scale-up of the Fischer-Tropsch bubble column slurry reactor. Fuel Processing Technology 64, 73-105
- Kroschwitz, I., und M. Howe-Grant, 1996: Kirk-Othmer Encyclopedia of chemical technology, Wiley&Sons, New York, fourth edn.
- Kuntze, T., 1991: Kinetik der Fischer-Tropsch-Synthese an einem Eisenfällungskatalysator unter Druck bei Einsatz eines stickstoffreichen Synthesegases. Dissertation, Universität Karlsruhe (TH)
- Kurkela, E., 2002: Review of Finnish biomass gasification technologies. Espoo: VTT Energy, 2002, OPET Report 4; http://www.tekes.fi/opet/pdf/OPET_Report4_2002.pdf; zuletzt besucht: 24.03.2005
- Lédé, J., 2003: Comparison of contact and radiant ablative pyrolysis of biomass. J. Anal. Appl. Pyrolysis 70, 601-618
- Lédé, J., F. Verzaro, B. Antoine und J. Villermaux, 1986: Flash pyrolysis of wood in a cyclone reactor. Chemical Engineering and Processing, Volume 20, Issue 6, 309-317
- Liden, A.G., F. Berruti und D.S. Scott, 1988: A Kinetic Model for the Production of Liquids from the Flash Pyrolysis of Biomass. Chem. Eng. Comm., Vol. 65, 207-221
- Maniatis, K., 2001: Progress in Biomass Gasification: An Overview.
http://europa.eu.int/comm/energy/res/sectors/doc/bioenergy/km_tyrol_tony.pdf; zuletzt besucht: 29.03.2004
- Meier, D., 2005: persönliche Mitteilung
- Meier, D., 2002: Flash-Pyrolyse zur Verflüssigung von Biomasse – Stand der Technik. DGMK-Fachtagung „Energetische Nutzung von Biomassen“, Velen, DGMK-Tagungsbericht 2002-2, ISBN 3-931-850-91-9; 45-52
- Meier, D., R. Döring und O. Faix, 1985: Chromographic studies of crude oils from wood. Energy from Biomass, 3rd E.C. Conference, 732-734
- Milne, T., F. Agblevor, M. Davis, S. Deutch und D. Johnson, 1997: A Review of the Chemical Composition of Fast-Pyrolysis Oils from Biomass. Developments in Thermalchemical Biomass Conversion, Vol.1, 409-424
- Mullaney, H., 2002: Technical, Environmental and Economic Feasibility of Bio-Oil in New Hampshire's North Country. UNH Project Number: 14B316 UDKEIF oder ABAN-URI-BO43
- Nunn, T.R., J.K. Howard, J.P. Longwell und W.A. Peters, 1985: Product Compositions and Kinetics in the Rapid Pyrolysis of Milled Wood Lignin. Ind. Eng. Chem. Process 24, 844-852
- Oasmaa, A., E. Leppämäki, P. Koponen, J. Levander und E. Tapola, 1997: Physical characterisation of biomass-based pyrolysis liquids. Application of standard fuel oil analyses. VTT Publications 306
- Olschar, M., M. Kalies, Th. Dimmig und Th. Kuchling, 2004: Bewertung von Konzepten zur Herstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen aus Biomasse. Velen, 2004
- Onay, O., 2004: Fixed-bed pyrolysis of rapeseed. Biomass and Bioenergy 26, 289-299
- Paisley, M.A., und M.J. Welch, 2003: Biomass Gasification Combined Cycle Opportunities Using the Future Energy SilvaGas Gasifier Coupled to Alstom's Industrial Gas Turbines (GT2003-38294).
<http://www.fercoenterprises.com/downloads/asme2003.pdf>; zuletzt besucht: 24.03.2005
- Paisley, M.A., und R.P. Overend, 2002: The SILVAGAS Process from Future Energy Resources – a Commercialization Success. In: Grassi, A., P. Helm, K. Kwant, K. Maniatis, W. Palz und J. Spitzer (Hrsg.): Proceed. 12th Europ. Conf. on Biomass for Energy, Industry and Climate Protection, Amsterdam (The Netherlands), 17-21 June 2002, Verlag WIP Munich, 975-978
- Paisley, M.A., M.C. Farris, J.W. Black, J.M. Irving und R.P. Overend, 2000: Preliminary Operating Results from the Battelle / FERCO Gasification Demonstration Plant in Burlington, Vermont, USA.
<http://www.fercoenterprises.com/downloads/seville.pdf>; zuletzt besucht: 14.06.2005
- Pakdal, H., und C. Roy, 1988: Chemical Characterization of Wood Pyrolysis Oils Obtained in a Vacuum-Pyrolysis Multiple-Hearth Reactor. Pyrolysis Oils from Biomass: Producing, Analysing and Upgrading, ACS Symposium Series 376, American Chemical Society, Washington, D.C., 203-219
- Peacocke, G.V.C., und A.V. Bridgwater, 2004: Techno-economic assessment of power production from the Wellman and BTG fast Pyrolysis processes. Science in Thermal and Chemical Biomass Conversion, Victoria, Canada

- Peacocke, G.V.C., und A.V. Bridgwater, 1994: Ablative plate pyrolysis of biomass for liquids. *Biomass and Bioenergy*, Volume 7, Issues 1-6, 147-154
- Piskorz, J., D.S. Scott und D. Radlein, 1988: Composition of Oils Obtained by Fast Pyrolysis of Different Woods. *Pyrolysis Oils from Biomass: Producing, Analysing and Upgrading*, ACS Symposium Series 376, American Chemical Society, Washington, D.C., 167-178
- Pitcher, K., 2002: ARBRE: Gasifiers Inventory. (www.gasifiers.org); <http://gi.grensy.info/installations/11.php>; zuletzt besucht: 24.03.2005
- Pitcher, K., B. Paterson, A. Weekes, M. Neergaard und K. Ståhl, 2002: Progress Achieved in BIGCC Projects and Prospects for the Future. *In*: Grassi, A., P. Helm, K. Kwant, K. Maniatis, W. Palz und J. Spitzer (Hrsg.): *Proceed. 12th Europ. Conf. on Biomass for Energy, Industry and Climate Protection*, Amsterdam (The Netherlands), 17-21 June 2002, Verlag WIP Munich, 71-76
- Pütün, A.E., 2002: Biomass to Bio-Oil via Fast Pyrolysis of Cotton Straw and Stalk. *Energy Sources*, 24, 275-285
- Pütün, A.E., Ö.M. Kockar, S. Yorgun, H.F. Gercel, J. Andresen, C.E. Snape und E. Pütün, 1996: Fixed-bed pyrolysis and hydropyrolysis of sunflower bagasse: Product yields and composition. *Fuel Processing Technology* 46, 49-62
- Pyne, 2002a: Newsletter, Issue, 13
- Pyne, 2002b: Newsletter, Issue, 14
- Pyne, 2001: Newsletter, Issue, 11
- Pyne, 2000: Newsletter, Issue 10
- Pyne, 1999: Newsletter, Issue 8
- Radlein, D., 1998: Chemicals and Materials from Bio-Oil – Part 1/ Part 2. *PyNe newsletter*
- Radlein, D., J. Piskorz und D.S. Scott, 1987: Lignin Derived Oils from the Fast Pyrolysis of Poplar Wood. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, Vol. 12, 51-59
- Riedel, Th., 2003: Reaktionen von CO₂ bei der Fischer-Tropsch-Synthese: Kinetik und Selektivität. *Berichte aus der Verfahrenstechnik*, Shaker, Aachen, 202 S.
- Rudloff, M., 2005: Biomass-to-Liquid Fuels (BtL) – Made by CHOREN: Process, environmental impact and latest developments. *Automobile & Environment at Belgrade EAEC Congress*, Choren-Schriftmaterial
- Schmieder, H., und G. Schaub, 2002: Synthetische Kraftstoffe – zum Stand von Wissenschaft und Technik. *Ausarbeitung im Auftrag des Forschungszentrums Karlsruhe. Institut für Technische Chemie – Chemisch physikalische Verfahren (CPV)*, Forschungszentrum Karlsruhe, Februar 2002
- Schramek, E.-R. (Hrsg.), 1992: Recknagel, Sprenger, Hönnmann: *Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik einschließlich Warmwasser- und Kältetechnik* (66. Auflage). R. Oldenbourg Verlag, München Wien, 1780 S.
- Schulz, H., 1999: Short history and present trends of Fischer-Tropsch synthesis. *Applied Catalysis A: General* 186, 3-12
- Schulz, H., und M. Claeys, 1999: Kinetic modelling of Fischer-Tropsch product distributions. *Applied Catalysis A: General* 186, 91-107
- Scott, D.S., und J. Piskorz, 1982: The Flash Pyrolysis of Aspen-Poplar Wood. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, Vol. 60, 666-674
- Scott, D.S., J. Piskorz und D. Radlein, 1985: Liquid Products from the Continuous Flash Pyrolysis of Biomass. *Ind. Eng. Chem. Process Des. Dev.*, 24, 581-588
- Sie, S.T., M.M.G. Senden und H.M.H. van Wechem, 1991: Conversion of natural gas to transportation fuels via the Shell Middle Distillate Synthesis Process (SMDS). *Catalysis Today* 8, 371-394
- Solantausta, Y., 1994: Use of pyrolysis oil in a test diesel engine to study the feasibility of a diesel power plant concept. *Biomass and Bioenergy*, Volume 7, Issues 1-6, 297-306
- Solantausta, Y., A.V. Bridgwater und D. Beckman, 1996: Electricity production by advanced biomass power systems. *VTT* 1729
- Stahl, R., E. Henrich, A. Kögel, K. Raffelt, J. Steinhardt, F. Weirich und E. Dinjus, 2004: Pressurised Entrained Gasification of Slurries from Biomass. *In*: Fjällström, T., A. Grassi, P. Helm und W. P. M. van Swaaij, (Hrsg.): *Proceed. World Conf. on Biomass for Energy, Industry and Climate Protection*, 10-14 May 2004, Rome (Italy), Verlag: WIP Munich, 813-816
- Tijmensen, M., A. Faaij, C.N. Hamelinck und M. van Hardeveld, 2002: Exploration of the possibilities for production of Fischer Tropsch liquids and power via biomass gasification. *Biomass and Bioenergy* 23, 129-152
- Tijmensen, M., 2000: The production of Fischer Tropsch liquids and power through biomass gasification. *Thesis/University Utrecht*, http://www.senternovem.nl/mmfiles/28380_tcm24-124243.pdf ; zuletzt besucht: 21.07.2006
- Ullmann, 2002a: Gas Production - Introduction. *In*: *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*, Wiley-VCH, 6th Edition, Electronic Release

- Ullmann, 2002b: Coal Liquefaction. In: Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, Wiley-VCH, 6th Edition, Electronic Release
- Wagenaar, B.M., J.A.M. Kuipers und W.P.M. van Swaaij, 1994: Particle dynamics and gas-phase hydrodynamics in a rotating cone reactor. Chemical Engineering Science, Volume 49, Issue 7, 927-936
- Wagenaar, B.M., R.H. Venderbosch, J. Carrasco, R. Strenziok und B.J. van der Aa, 2000: Scaling-up of the Rotating Cone Technology for Biomass Fast Pyrolysis. 1st World Conference on Biomass for Energy and Industry, Sevilla, Spain, 1514-1518
- Waldheim, L., 2005: CHRISGAS-PROJECT – Manufacture of a clean hydrogen-rich gas through biomass gasification and hot gas upgrading. In: FNR (Hrsg.): Synthetische Biokraftstoffe – Techniken – Potenziale – Perspektiven, Kongress, 3. und 4. 11. 2004 in Wolfsburg, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster, 194-210
- Weiss, H., und J.F. Pagel, 2000: Satcon: A Novel Process for Refinery Residue Conversion. 16th World Petroleum Congress, Calgary, Canada
- Wolf, B.M., 2002: Basiskonzept der solaren Stoff- und Energiewirtschaft. Choren-Schriftmaterial

Kapitel 4-6

- BMWi (Hrsg.), 2001: Energiepolitische und gesamtwirtschaftliche Bewertung eines 40 %-igen Reduktionsszenarios. Endbericht von Prognos, EWI und BEI, Juli 2001. Gutachten erstellt im Auftrag des BMWi, Dokumentation Nr. 492, Berlin, 79 S. + Anhang
- Enquête-Kommission, 1990: Enquête-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“. 3. Bericht zum Thema Schutz der Erde. BT-Drucksache 11/8030, Bonn, 935 S.
- Fahl, U., E. Läge, W. Rüffler, P. Schaumann, C. Böhringer, R. Krüger und A. Voß, 1995: Emissionsminderung von energiebedingten klimarelevanten Spurengasen in der Bundesrepublik Deutschland und in Baden-Württemberg. Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Band 21, Stuttgart
- Henrich, E., N. Dahmen und E. Dinjus, 2007: Das FZK-Projekt. Herstellung von Synthesekraftstoff aus Biomasse. Präsentation auf der internat. Tagung „Thermo-chemische Biomasse-Vergasung für eine effiziente Strom-/Kraftstoffbereitstellung – Erkenntnisstand 2007“, 27./28. Februar 2007, Leipzig. <http://www.ie-leipzig.de/Veranstaltungen/Biomasse-Vergasung.htm>, zuletzt besucht: 18.04.2007
- Henrich, E., und E. Dinjus, 2004: Das FZK-Konzept zur Kraftstoffherstellung aus Biomasse. In: FNR (Hrsg.): Biomasse-Vergasung – Der Königsweg für eine effiziente Strom- und Kraftstoffbereitstellung? Internationale Tagung, 01./02. Oktober 2003 in Leipzig, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster, 298-337

Anhang

Tab. A-1: Daten zum Transport von Stroh (Quaderballen)

Transportzug	Ldw. Schlepper, Anhänger	Optim. Lkw I Sattelaufleger	Konv. Lkw II Anhänger ^{*)}	Bahn	Binnenschiff
Transportgut	Stroh (Quaderballen: 0,70*1,20*2,40 m); Ballendichte: 0,13 Mg FM/m ³ (86 %TS)				
Zugmaschine	Ldw. Schlepper	Lkw	Lkw	Lok	Schiff
Leistung (kW)	90	370	370	5600	552
Gewicht (Mg)	4,7	12	12	84	-
Transportbehältnis	Anhänger	Sattelaufleger	Zugmaschine / Anhänger	Wagon	Schiff ^{a)} (beladen mit Netzen)
Länge ^{b)} (m)	6,0	14,50	6,0 ^{c)}	19,0	55,0
Breite ^{b)} (m)	2,45	2,45	2,45	2,72	7,5
Höhe ^{b)} (m)	3,1	3,2	2,9 / 3,1	2,5	5,20
Theoret. Transportvolumen (m ³)	45,5	113,7	42,6 / 45,6	129,2	2145
Leergewicht (Mg)	4,5	4,0	5,5	22	-
Pro Zug:					
Anzahl Transportbehälter	2	1	2	23	54 Netze
Theoret. Transportvolumen (m ³)	91,1	113,7	88,2	2972	2068 ^{d)}
Befüllungsgrad	93 %	98 %	94 %	84 %	105 % ^{e)}
Real. Transportvolumen (m ³)	84,7	111	82,7	2504	2177
Gesamtleergewicht (Mg)	13,7	16	17,5	590	k.A.
max. Zuladung (Mg) ^{f)}	16,3	24	22,5	1334	1100
Real. Zuladung Stroh (Mg FM)	11,0	14,4	10,7	325	283
Real. Zuladung Stroh (Mg TM)	9,5	12,4	9,2	280	243
Energieverbrauch pro 100 km (l Diesel bzw. kWh_{el})					
bei Leerfahrt	19,3	33,0	36,1	1508	327
bei max. Zuladung	28,0	44,0	44,0	4919	704
beim Strohtransport ^{g)}	25,2	36,3	34,6	2340	424
Transportkosten pro Fahrt, inkl. leerer Rückfahrt h)					
Typ. Transportentfernung (km)	30	100	100	250	250
Transportgeschwindigkeit (km/h)	15	36	36	18	13
Ladekosten (€)	55,9	79,3	63,7	1791	1741
Vorlauf (30 / 50 km) Lkw (€)				4478	6045
Umschlagkosten (€)				1396	450
Transport mit Fahrzeug (€)	117,2	345,3	334,4	14510	4332
Gesamtkosten pro Fahrt (€)	173,1	424,6	398,1	22175	12569
Kosten (€/Mg TM)	18,3	34,2	43,1	79,2	51,6
Energiekosten (€/Mg TM)	2,8	6,5	8,4	5,0	10,3
Personalkosten (€/Mg TM)	9,0	17,1	21,1	31,5	23,9
Kapitalkosten (€/Mg TM)	4,4	5,5	7,0	31,9	9,5
sonstige Kosten (€/Mg TM)	2,1	5,1	6,6	10,8	7,9

a) Das Schiff wird mit Netzen beladen, je Netz 20 Quaderballen (5 flach, 4 Schichten): 6*2,4*2,8 m

b) Angaben als liches Maß; ^{c)} Länge der Ladefläche der Zugmaschine bzw. des Anhänger

d) laut Angaben zum Schiffstyp; ^{e)} Höhe des Schiffsinnenraums bei Beladung mit Stroh irrelevant

f) berechnet aus max. Gesamtgewicht (40 Mg) und Leergewicht bzw. technische Auslegung der Behältnisse

g) inklusive leerer Rückfahrt

h) lt. Preisangaben der DBCargo (2003); leerer Rücktransport vermutlich nur teilweise unterstellt

*) Wurde bei den weiteren Kostendarstellungen nicht berücksichtigt; diese konventionelle Fahrzeugkombination dient zum Vergleich mit dem für Strohtransport optimierten Sattelaufleger

Tab. A-2: Daten zum Transport von Waldrestholz

Transportzug	Ldw. Schlepper, Anhänger	Lkw I mit Hänger für zwei 20-ft-Container	Lkw II, für einen 20-ft-Container	Bahn	Binnenschiff 85 m
Transportgut	Waldrestholz (WRH) (50 % TS, 0,4 Mg/Schütt-m³)				
Zugmaschine	Ldw. Schlepper	Lkw	Lkw	Lok	Schiff
Leistung (kW)	90	370	370	5600	552
Gewicht (Mg)	4,7	13	13	84	-
Transportbehältnis	Anhänger	Container	Container	Container	Container
Länge ^{a)} (m)	6,00	5,89	5,89	5,89	5,89
Breite ^{a)} (m)	2,45	2,35	2,35	2,35	2,35
Höhe ^{a)} (m)	1,2	2,9	2,9	2,9	2,9
Theoret. Transportvolumen (m ³)	17,6	40,1	59,3	40,1	40,1
Leergewicht Transp.mittel (Mg)	4,5	3,5	-	22	-
Leergewicht Container (Mg)	-	2,33	2,33	2,33	2,33
Pro Zug:					
Anzahl Transportbehälter	2	2	1	24 mal 3	54
Theoret. Transportvolumen (m ³)	35,3	80,3	40,1	2890	2168
Befüllungsgrad (tatsächl.)	95 %	59 %	96 %	96 %	96 %
Real. Transportvolumen (m ³)	33,5	47,1	38,5	2775	2081
Leergewicht (Mg)	13,7	21,2	15,3	780	-
max. Zuladung (Mg) ^{b)}	16,3	18,8	16,7	1224	974
Real. Zuladung WRH (Mg FM)	13,4	18,8	15,4	1110	832
Real. Zuladung WRH (Mg TM)	6,7	9,4	7,7	555	416
Energieverbrauch pro 100 km (l Diesel bzw. kWh_{el})					
bei Leerfahrt (ohne Leercontainer)	19,3	25,2	25,0	1565	327
bei max. Zuladung	28,0	44,0	44,0	5123	704
beim WRH-Transport ^{c)}	26,5	44,0	42,7	4830	655
Transportkosten pro Fahrt, inkl. leerer Rückfahrt	d)				
Typ. Transportentfernung (km)	30	100	100	250	250
Transportgeschwindigkeit (km/h)	21	51	51	18	12
Ladekosten (€) ^{e)}	-	-	-	-	-
Vorlauf (30/50 km) mit Lkw II (€)	-	-	-	101971	10330
Umschlagkosten (€)	-	-	-	1200	1800
Transport mit Fahrzeug (€)	117	320	286	15477	5087
Gesamtkosten (€)	117	320	286	26874	17217
Kosten (€/Mg TM)	17,5	34,0	37,1	48,4	41,4
Energiekosten (€/Mg TM)	1,8	6,3	7,5	3,8	7,2
Personalkosten (€/Mg TM)	9,1	17,0	18,6	20,5	20,2
Kapitalkosten (€/Mg TM)	4,5	5,0	5,3	17,6	7,5
sonstige Kosten (€/Mg TM)	2,1	5,7	5,7	6,5	6,5

^{a)} Angaben als liches Innenmaß

^{b)} berechnet aus max. Gesamtgewicht und Leergewicht bzw. technische Auslegung der Behältnisse

^{c)} Inklusive leerer Rückfahrt

^{d)} lt. Preisangaben der DBCargo (2003); leerer Rücktransport vermutlich nur teilweise unterstellt

^{e)} Der Häcksler wirft die Hackschnitzel direkt in die bereitgestellten Anhänger bzw. Container

^{*)} Wurde bei den Kostendarstellungen im Weiteren nicht berücksichtigt; beide Lkw-Fahrzeugkombinationen ergeben ähnliche Ergebnisse

Tab. A-3: Daten zum Transport von Slurry in Wechsel-Tankcontainern

Transportzug	Lkw für Containertransport	Bahn
Transportgut	Slurry (Dichte = 1,3 Mg/Nm ³)	
Zugmaschine	Lkw	Lok
Leistung (kW)	370	5600
Gewicht (Mg)	13	84
Transportbehältnis	zylinderförmiger Tank im 20-ft-Container, halbrunde Ober- und Unterseiten	ein Wagon fasst 3 dieser Tankcontainer
Länge ^{a)} (m) (Außenmaß)	6,06	19,0
Breite ^{a)} (m) (Außenmaß)	2,44	2,72
Höhe ^{a)} (m) (Außenmaß)	2,59	entfällt
Theoret. Transportvolumen (m ³)	18	18*3
Leergewicht (Mg)	4,4	22
Pro Zug:		18 Wagons, 3 Container pro Wagon
Anzahl Transportbehälter	1	
Theoret. Transportvolumen (m ³)	18,0	972
Befüllungsgrad	62 %	62 %
Real. Transportvolumen (m ³)	11,2	606
Leergewicht (Mg)	17,4	718
max. Zuladung (Mg) ^{b)}	14,6	965
Real. Zuladung Slurry (Mg)	14,6	788
Energieverbrauch pro 100 km (l Diesel bzw. kWh _{el})		
bei Leerfahrt	34,8	1227
bei max. Zuladung	40,7	3896
beim Slurrytransport ^{c)}	40,7	3850
Transportkosten pro Fahrt, inkl. leerer Rückfahrt		
Typ. Transportentfernung (km)	250	250
Transportgeschwindigkeit (km/h)	52	18
Ladekosten (€)	-	-
Vorlauf (15 km) Lkw (€)	-	4266
Umschlagkosten (€)	-	900
Transport mit Fahrzeug (€)	564	12005
Gesamtkosten (€)	564	17171
Kosten (€/Mg TM)	38,6	21,8
Energiekosten (€/Mg TM)	11,1	2,0
Personalkosten (€/Mg TM)	15,4	8,2
Kapitalkosten (€/Mg TM)	5,4	8,8
sonstige Kosten (€/Mg TM)	6,7	2,8

^{a)} Angaben als lichtetes Maß

^{b)} berechnet aus max. Gesamtgewicht und Leergewicht bzw. technische Auslegung der Behältnisse

^{c)} Inklusive leerer Rückfahrt

