

Forschungsbericht

**Ganzheitliche Analyse
thermochemischer
Verfahren bei der
Nutzung fester
Biomasse zur
Kraftstoffproduktion in
Deutschland**

Martin Henßler

Ganzheitliche Analyse thermochemischer Verfahren bei der Nutzung fester Biomasse zur Kraftstoffproduktion in Deutschland

Von der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart zur
Erlangung der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.) genehmigte Abhandlung

Vorgelegt von
Martin Henßler
geboren in Göppingen

Hauptberichter: Prof. Dr.-Ing. A. Voß
Mitberichter: Prof. Dr. techn. G. Scheffknecht

Tag der Einreichung: 09.07.2014
Tag der mündlichen Prüfung: 28.04.2015

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart
Prof. Dr.-Ing. K. Hufendiek
Abteilung Systemanalyse und Erneuerbare Energien (SEE)
Dr. sc. agr. L. Eltrop

2015

ISSN 0938-1228

D 93 (Dissertation der Universität Stuttgart)

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart.

Mein besonderer Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. Alfred Voß für die Übernahme des Hauptberichts sowie für die konstruktiven Anregungen und Hinweise bei der Erstellung der Arbeit. Herrn Prof. Dr. techn. Günter Scheffknecht danke ich sehr, dass er freundlicherweise den Mitbericht übernommen hat. Für die Übernahme des Prüfungsvorsitzes möchte ich mich bei Herrn Prof. Dr. rer. nat. Thomas Hirth bedanken. Weiter gilt mein Dank an Herrn Dr. sc. agr. Ludger Eltrop, der sich bei Bedarf immer ausreichend Zeit für meine Fragen nahm, für die vielfältigen Anregungen sowie das kritische Lesen.

Ferner nutze ich die Möglichkeit mich bei meinen ehemaligen Teamleitern Frau Dr. sc. agr. Marlies Härdtlein und Herrn Dr.-Ing. Enver Doruk Özdemir für die die vielen Diskussionen, die Hinweise sowie das Korrekturlesen meiner Arbeit zu bedanken. Weiterhin möchte ich mich bei allen ehemaligen Kollegen am IER, insbesondere Herrn Thomas Telsnig, Frau Sheetal Dattatraya Marathe, Herrn Sören Reith, Herrn Benjamin Fleischer und Frau Maria Ewa Stenull für die anregenden Diskussionen sowie die schöne Zeit am als auch außerhalb des IER bedanken.

Weiterhin möchte ich die Gelegenheit nutzen und mich bei meinen ehemaligen Kollegen der WFG Schwäbisch Hall mbH zu bedanken. Während meiner zweijährigen Tätigkeit als Leiter der Energieagentur konnte ich mich intensiv mit der energetischen Biomassenutzung beschäftigen und erste Anregungen für meine Arbeit sammeln.

Danken möchte ich auch meinen jetzigen Kollegen bei der Daimler AG, die großes Verständnis für die zeitintensive Vorbereitung meiner Verteidigung aufbrachten.

Für die unvergesslichen Momente an dem einen oder anderen Wochenende sowie in vielen Urlauben gilt ein großes Dankeschön an meinen unbeschreiblichen Freundeskreis.

Mein besonderer Dank gilt letztlich meiner Familie, die mich jederzeit unterstützt hat.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	I
Abbildungsverzeichnis	IV
Tabellenverzeichnis	IX
Nomenklatur	XVIII
Kurzfassung	XXI
Abstract	XXII
1 Einleitung	1
1.1 Problemstellung.....	3
1.2 Ziel der Arbeit und Themenabgrenzung	4
1.3 Stand des Wissens	5
1.4 Aufbau der Arbeit	8
2 Grundlagen und Definition der Prozessketten	11
2.1 Potenzial, Nutzung und spezifischer Flächenertrag der betrachteten Biomasse	11
2.1.1 Stroh.....	12
2.1.2 Wald-, Waldrest- und Schwachholz	14
2.1.3 Holz aus Kurzumtriebsplantagen.....	15
2.2 Thermochemische Konversionsverfahren.....	17
2.2.1 Vergasung	18
2.2.2 Pyrolyse.....	20
2.2.3 Torrefizierung.....	20
2.3 Gasreinigungsverfahren	21
2.3.1 Fliehkraftabscheider (Zyklon)	22
2.3.2 Filternde Abscheider (Gewebefilter)	22
2.3.3 Gaswäscher	23
2.3.4 Absorptive und adsorptive Verfahren.....	23
2.4 Gaskonditionierung	23
2.5 Kraftstoffproduktion	24
2.5.1 Fischer-Tropsch-Synthese	24
2.5.2 Wasserstoffgewinnung mittels „Pressure Swing Adsorption“	25
2.5.3 Methanisierung.....	26
2.6 Definition der Prozessketten zur Kraftstoffproduktion.....	27
2.7 Auswahl der Referenzkraftstoffe und Motoren.....	28
3 Technische und ökologische Analyse der Bio- und Referenzkraftstoffe	33
3.1 Lebenszyklusanalyse.....	33
3.2 Technische und ökologische Analyse der Produktion und Bereitstellung von Biomasse für die Kraftstofferzeugung.....	34

3.2.1	Winterweizenstrohballen	35
3.2.2	Waldrestholzhackschnitzel	37
3.2.3	Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen	39
3.2.4	Vergleich der CO _{2eq} -Emissionen der betrachteten Biomassen	42
3.2.5	Ermittlung des Einzugsgebietes der Biomasse und der Transportstrecken zur Konversionsanlage	43
3.3	Technische und ökologische Analyse thermochemisch erzeugter Kraftstoffe in einer Well-to-Tank Betrachtung	47
3.3.1	Ermittlung der Transportstrecke zur Tankstelle	48
3.3.2	Modellierung des LKW Transportes.....	49
3.3.3	Kenndaten zur Strombereitstellung in Deutschland für die Jahre 2010 und 2050.....	50
3.3.4	Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser.....	51
3.3.5	Torrefizierung mit Flugstromvergaser	61
3.3.6	CHOREN Carbo-V®-Vergaser	66
3.3.7	AER-Vergaser	69
3.3.8	Sensitivitätsanalyse der CO _{2eq} -Emissionen.....	72
3.3.9	Technologielernen – Fortschreibung der LCA Daten bis 2050.....	74
3.3.10	Vergleich der thermochemischen Verfahren hinsichtlich technischer und ökologischer Parameter	78
3.4	Ökologische Analyse der Referenz- und der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe in einer Well-to-Wheel Betrachtung.....	85
3.4.1	Well-to-Tank CO _{2eq} -Emissionen der Referenzkraftstoffe	86
3.4.2	Tank-to-Wheel CO _{2eq} -Emissionen der betrachteten Kraftstoffe.....	87
3.4.3	Well-to-Wheel CO _{2eq} -Emissionen der betrachteten Kraftstoffe	89
3.4.4	Vergleich der Well-to-Wheel CO _{2eq} -Emissionen der betrachteten Kraftstoffe.....	93
4	Kosten der Bio- und Referenzkraftstoffe	97
4.1	Kosten der Produktion und der Bereitstellung der Biomasse frei Konversionsanlage	97
4.2	Kosten des Transports von Slurry bzw. Pellets aus torrefizierter Biomasse frei Konversionsanlage	100
4.3	Kosten der Verteilung von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin sowie H ₂ und SNG frei Tankstelle.....	101
4.4	Kosten der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe in einer Well-to-Tank Betrachtung	102
4.4.1	Investitionskosten	103
4.4.2	Betriebskosten	109
4.4.3	Verbrauchskosten und Gutschriften für Stromproduktion	111

4.4.4	Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser	112
4.4.5	Torrefizierung mit Flugstromvergaser	118
4.4.6	CHOREN Carbo-V [®] -Vergaser	122
4.4.7	AER-Vergaser	124
4.4.8	Sensitivitätsanalyse der Kraftstoffproduktionskosten	125
4.4.9	Vergleich der Kraftstoffproduktionskosten der thermochemischen Verfahren	127
4.5	Kosten der Referenz- und der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe in einer Well-to-Wheel Betrachtung.....	130
4.5.1	Well-to-Tank Kosten der Referenzkraftstoffe	130
4.5.2	Tank-to-Wheel Kosten der betrachteten Kraftstoffe	131
4.5.3	Well-to-Wheel Kosten der betrachteten Kraftstoffe	132
4.5.4	Vergleich der Well-to-Wheel Kosten der betrachteten Kraftstoffe	135
5	Perspektiven thermochemisch erzeugter Kraftstoffe in Deutschland.....	137
5.1	Politische Rahmenbedingungen und Besteuerung von Kraftstoffen	137
5.2	CO _{2eq} -Einsparung der Bioreferenzkraftstoffe und der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe in Deutschland in einer Well-to-Wheel Betrachtung	139
5.3	CO _{2eq} -Vermeidungskosten in einer Well-to-Wheel Betrachtung	141
5.4	Berechnung der anlegbaren Produktionskosten frei Tankstelle von thermochemisch erzeugten Kraftstoffen für das Jahr 2050	143
5.5	Zusammenfassung und Bewertung der Perspektiven	147
6	Zusammenfassung.....	149
	Literatur.....	157
	Anhang A	181
	Anhang B.....	183
	Anhang C	191
	Anhang D	201
	Anhang E.....	204
	Anhang F.....	209
	Anhang G	210
	Anhang H	234
	Anhang I.....	236
	Anhang J	238
	Anhang K	241

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1:	Endenergieverbrauch des Verkehrs in Deutschland im Jahr 2011 aufgeteilt nach Energieträger und Verkehrsmittel (/AGEB 2013a/, /AGEB 2013b/)	1
Abb. 1-2:	Aufbau der Arbeit	9
Abb. 2-1:	Übersicht der betrachteten Biomassekonversionspfade	11
Abb. 2-2:	Spezifischer jährlicher Flächenertrag von Winterweizenkorn, Winterweizenstroh und energetisch nutzbarem Winterweizenstroh (Wassergehalt 14 %, Heizwert 14,05 MJ/kg) in Deutschland (2010-2050) (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /LTZ 2010/, /Thrän et al. 2011/)	14
Abb. 2-3:	Spezifischer jährlicher Flächenertrag von Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in Deutschland (2010-2050), (eigene Berechnungen basierend auf /Thrän et al. 2011/)	17
Abb. 2-4:	Konversionspfade für Biomasse nach /Kaltschmitt et al. 2009/	17
Abb. 2-5:	Kraftstoffverbrauch im Straßenverkehr in Deutschland im Jahr 2011 (/FNR 2012a/)	29
Abb. 3-1:	Phasen der Ökobilanz (/DIN EN ISO 14040/)	34
Abb. 3-2:	Systemgrenze und Prozessschritte der Produktion und Bereitstellung von Winterweizenstrohballen, Waldrestholz- und Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen frei Konversionsanlage inklusive Wassergehalt (WG) der Biomasse	35
Abb. 3-3:	CO _{2eq} -Emissionen bei der Bereitstellung von Winterweizenstrohballen (inklusive Lagerung der Strohballen, ohne Transport zur Konversionsanlage) (eigene Berechnungen basierend auf /ecoinvent data v2.2/, /König 2009/, /KTBL 2010/)	37
Abb. 3-4:	CO _{2eq} -Emissionen bei der teil- und vollmechanisierten Bereitstellung von Waldrestholzhackschnitzel (ohne Transport zur Konversionsanlage) (eigene Berechnungen basierend auf /ecoinvent data v2.2/, /Eltrop et al. 2006/, /König 2009/, /Wittkopf 2005/)	39
Abb. 3-5:	CO _{2eq} -Emissionen bei der Produktion und Bereitstellung von Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen (inklusive Lagerung der Hackschnitzel, ohne Transport zur Konversionsanlage) (eigene Berechnungen basierend auf /ecoinvent data v2.2/, /EMEP/CORINAIR 2007/, /König 2009/, /KTBL 2006/, /KTBL 2008/, /Rödl 2008/)	41
Abb. 3-6:	Vergleich der CO _{2eq} -Emissionen bei der Bereitstellung von Winterweizenstrohballen, Waldrestholz- und Weidenhackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantagen (inklusive Lagerung der Winterweizenstrohballen und Weidenhackschnitzel, ohne Transport zur Konversionsanlage)	42
Abb. 3-7:	Prozentualer Anteil der Ackerflächen an der Gesamtfläche von 395 Stadt- und Landkreisen in Deutschland (Stand 2007). Prozentualer Anteil der Waldflächen an der Gesamtfläche von 413 Stadt- und Landkreisen in Deutschland (31.12.2010) (/Statistische Ämter des Bundes und der Länder 2012/)	44
Abb. 3-8:	Struktur des Einzugsgebiets nach /Kappler 2008/	45
Abb. 3-9:	Systemgrenze der Produktion von thermochemisch erzeugten Kraftstoffen in dezentralen und zentralen Anlagen inklusive der Produktion und Bereitstellung der Biomasse frei Konversionsanlage und des Kraftstofftransports frei Tankstelle (WTT)	48

Abb. 3-10:	CO _{2eq} -Emissionen beim Transport von Biomasse und Kraftstoffen für die Jahre 2010 und 2050	50
Abb. 3-11:	CO _{2eq} -Emissionen bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG in einer Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTT).....	60
Abb. 3-12:	CO _{2eq} -Emissionen bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG in einer Torrefizierung mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTT).....	65
Abb. 3-13:	CO _{2eq} -Emissionen bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG mit dem CHOREN Carbo-V [®] -Vergaser für das Jahr 2010 (WTT)	68
Abb. 3-14:	CO _{2eq} -Emissionen bei der Produktion von H ₂ und SNG mit dem AER-Vergaser für das Jahr 2010 (WTT)	72
Abb. 3-15:	Sensitivitätsanalyse der CO _{2eq} -Emissionen bei der H ₂ -Produktion aus Winterweizenstroh in einer zentralen Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTT).....	73
Abb. 3-16:	CO _{2eq} -Emissionen bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG in einer Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser für das Jahr 2050 (WTT).....	77
Abb. 3-17:	CO _{2eq} -Emissionen (niedrigste und höchste Werte) bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG für das Jahr 2010 (WTT)	83
Abb. 3-18:	CO _{2eq} -Emissionen (niedrigste und höchste Werte) bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG für das Jahr 2050 (WTT)	84
Abb. 3-19:	Systemgrenze der Produktion und Bereitstellung von Biomasse bzw. der Erdgas- und Rohölförderung inklusive Kraftstoffproduktion frei Tankstelle mit anschließender Nutzung in einem PKW (WTW).....	86
Abb. 3-20:	CO _{2eq} -Emissionen bei der Produktion der Referenzkraftstoffe für die Jahre 2010 und 2050 (eigene Berechnungen basierend auf /concawe 2011b/, /Özdemir 2012/) (WTT).....	86
Abb. 3-21:	CO _{2eq} -Emissionen der Referenzkraftstoffe für die Jahre 2010 und 2050 (eigene Berechnungen basierend auf /Andorf 2008/, /concawe 2011a/, /concawe 2011b/, /ecoinvent data v2.2/, /FNR 2011/, /HBEFA 2010/, /Krüger 2002/, /Özdemir 2012/, /Reinhardt et al. 2006/) (WTW)	90
Abb. 3-22:	CO _{2eq} -Emissionen der Referenzkraftstoffe für die Jahre 2010 und 2050 (eigene Berechnungen basierend auf /Andorf 2008/, /concawe 2011a/, /concawe 2011b/, /ecoinvent data v2.2/, /FNR 2011/, /HBEFA 2010/, /Krüger 2002/, /Özdemir 2012/, /Reinhardt et al. 2006/) (WTW)	91
Abb. 3-23:	CO _{2eq} -Emissionen von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG (Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser) für das Jahr 2010 (WTW).....	92
Abb. 3-24:	CO _{2eq} -Emissionen von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG (Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser) für das Jahr 2050 (WTW).....	93
Abb. 3-25:	CO _{2eq} -Emissionen der Referenz- und der thermochemisch erzeugten Kraftstoffen für das Jahr 2010 (WTW).....	94
Abb. 3-26:	CO _{2eq} -Emissionen der Referenz- und der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe für das Jahr 2050 (WTW).....	95

Abb. 4-1:	Kosten der Produktion und Bereitstellung von Winterweizenstrohballen, Waldrestholz- und Weidenhackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantagen in Abhängigkeit der Transportentfernung zur Konversionsanlage mit einem LKW (inklusive aller Verluste, siehe Kapitel 3.2) (eigene Berechnungen basierend auf /FNR 2014/, /Hölzle 2012/, /KTBL 2010/, /Lange 2008/, /Leible et al. 2007/).....	99
Abb. 4-2:	Transportkosten von Slurry sowie torrefizierter Biomasse (Pellets) aus Winterweizenstroh, Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in Abhängigkeit der Transportentfernung zur Konversionsanlage mit einem LKW (eigene Berechnungen basierend auf /FNR 2014/, /Lange 2008/, /Leible et al. 2007/)	100
Abb. 4-3:	Verteilungskosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin sowie H ₂ in Abhängigkeit der Transportentfernung zur Tankstelle mit einem LKW (eigene Berechnungen basierend auf /Ekbohm et al. 2003/, /Gül 2008/, /Lange 2008/, /Leible et al. 2007/).....	101
Abb. 4-4:	Produktionskosten von Slurry frei Vergaser aus Winterweizenstroh, Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in dezentralen und zentralen Schnellpyrolysen.....	114
Abb. 4-5:	Produktionskosten frei Tankstelle von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG in einer Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTT)	117
Abb. 4-6:	Produktionskosten von torrefizierter Biomasse (Pellets) frei Vergaser aus Winterweizenstroh, Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in dezentralen und zentralen Torrefizierungen	120
Abb. 4-7:	Produktionskosten frei Tankstelle von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG in einer Torrefizierung mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTT)	121
Abb. 4-8:	Produktionskosten frei Tankstelle von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG mit dem CHOREN Carbo-V [®] -Vergaser für das Jahr 2010 (WTT).....	124
Abb. 4-9:	Produktionskosten frei Tankstelle von H ₂ und SNG mit dem AER-Vergaser für das Jahr 2010 (WTT).....	125
Abb. 4-10:	Sensitivitätsanalyse der Kraftstoffproduktionskosten bei der Fischer-Tropsch-Diesel Produktion aus Winterweizenstroh in dezentralen Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTT).....	126
Abb. 4-11:	Produktionskosten (niedrigste und höchste Werte) von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG mit unterschiedlichen Verfahren für das Jahr 2010 (WTT).....	129
Abb. 4-12:	Produktionskosten der Referenzkraftstoffe frei Tankstelle für das Jahr 2010 (/OPEC 2013/, /Özdemir 2012/) (WTT).....	131
Abb. 4-13:	Gesamtkosten der Referenzkraftstoffe für unterschiedliche PKW mit 75 kW für das Jahr 2010 (WTW)	133
Abb. 4-14:	Gesamtkosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG in einer Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser für unterschiedliche PKW mit 75 kW für das Jahr 2010 (WTW).....	134
Abb. 4-15:	Gesamtkosten unterschiedlicher Kraftstoffe und PKW mit 75 kW für das Jahr 2010 (WTW).....	136
Abb. 5-1:	CO _{2eq} -Emissionen und CO _{2eq} -Einsparung der Bioreferenzkraftstoffe und der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe für die Jahre 2010 und 2050 (inklusive CO _{2eq} -Einsparziele nach /Biokraft-NachV/) (WTW)	140

Abb. 5-2:	CO _{2eq} -Vermeidungskosten der Bioreferenzkraftstoffe und der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe für das Jahr 2010 (WTW).....	142
Abb. 5-3:	Anlegbare Produktionskosten für Fischer-Tropsch-Diesel in Abhängigkeit des CO _{2eq} -Preises sowie des Rohölpreises für das Jahr 2050 (WTT)	145
Abb. D-1:	CO _{2eq} -Emissionen bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG in einer Torrefizierung mit Flugstromvergaser für das Jahr 2050 (WTT).....	201
Abb. D-2:	CO _{2eq} -Emissionen bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG mit dem CHOREN Carbo-V [®] -Vergaser für das Jahr 2050 (WTT)	202
Abb. D-3:	CO _{2eq} -Emissionen bei der Produktion von H ₂ und SNG mit dem AER-Vergaser für das Jahr 2050 (WTT)	202
Abb. E-1:	CO _{2eq} -Emissionen von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG (Torrefizierung mit Flugstromvergaser) für das Jahr 2010 (WTW)	204
Abb. E-2:	CO _{2eq} -Emissionen von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG (Torrefizierung mit Flugstromvergaser) für das Jahr 2050 (WTW)	205
Abb. E-3:	CO _{2eq} -Emissionen von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG (CHOREN Carbo-V [®] -Vergaser) für das Jahr 2010 (WTW).....	205
Abb. E-4:	CO _{2eq} -Emissionen von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG (CHOREN Carbo-V [®] -Vergaser) für das Jahr 2050 (WTW).....	206
Abb. E-5:	CO _{2eq} -Emissionen von H ₂ und SNG (AER-Vergaser) für das Jahr 2010 (WTW)	206
Abb. E-6:	CO _{2eq} -Emissionen von H ₂ und SNG (AER-Vergaser) für das Jahr 2050 (WTW)	207
Abb. E-7:	CO _{2eq} -Emissionen der Referenz- und der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe für das Jahr 2010 (WTW).....	207
Abb. E-8:	CO _{2eq} -Emissionen der Referenz- und der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe für das Jahr 2050 (WTW).....	208
Abb. G-1:	Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Diesel und -Benzin in einer Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTT).....	215
Abb. G-2:	Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Diesel und -Benzin in einer Torrefizierung mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTT)	222
Abb. G-3:	Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Diesel und -Benzin in einem CHOREN Carbo-V [®] -Vergaser für das Jahr 2010 (WTT).....	229
Abb. H-1:	Sensitivitätsanalyse der Kraftstoffproduktionskosten bei der H ₂ -Produktion (LKW Transport) aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTT)	234
Abb. H-2:	Sensitivitätsanalyse der Kraftstoffproduktionskosten bei der SNG-Produktion aus Waldrestholz (teilmechanisiert) mit einem CHOREN Carbo-V [®] -Vergaser für das Jahr 2010 (WTT)	235
Abb. H-3:	Sensitivitätsanalyse der Kraftstoffproduktionskosten bei der H ₂ - (Pipelinetransport) Produktion aus Winterweizenstroh mit einem AER-Vergaser für das Jahr 2010 (WTT)	235
Abb. I-1:	Gesamtkosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG in einer Torrefizierung mit Flugstromvergaser für unterschiedliche PKW mit 75 kW für das Jahr 2010 (WTW)	236
Abb. I-2:	Gesamtkosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG in einem CHOREN Carbo-V [®] -Vergaser für unterschiedliche PKW mit 75 kW für das Jahr 2010 (WTW).....	237

Abb. I-3:	Gesamtkosten von H ₂ und SNG in einem AER-Vergaser für unterschiedliche PKW mit 75 kW für das Jahr 2010 (WTW).....	237
Abb. J-1:	CO _{2eq} -Vermeidungskosten der Bioreferenzkraftstoffe für das Jahr 2010 (WTW).....	238
Abb. J-2:	CO _{2eq} -Vermeidungskosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG in einer Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTW).....	239
Abb. J-3:	CO _{2eq} -Vermeidungskosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG in einer Torrefizierung mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTW).....	239
Abb. J-4:	CO _{2eq} -Vermeidungskosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG in einem CHOREN Carbo-V [®] -Vergaser für das Jahr 2010 (WTW).....	240
Abb. J-5:	CO _{2eq} -Vermeidungskosten von H ₂ und SNG in einem AER-Vergaser für das Jahr 2010 (WTW).....	240
Abb. K-1:	Anlegbare Produktionskosten für Fischer-Tropsch-Benzin in Abhängigkeit des CO _{2eq} -Preises sowie des Rohölpreises für das Jahr 2050 (WTT).....	241
Abb. K-2:	Anlegbare Produktionskosten für H ₂ (Pipelinetransport) in Abhängigkeit des CO _{2eq} -Preises sowie des Einfuhrpreises von Erdgas für das Jahr 2050 (WTT).....	242
Abb. K-3:	Anlegbare Produktionskosten für SNG in Abhängigkeit des CO _{2eq} -Preises sowie des Einfuhrpreises von Erdgas für das Jahr 2050 (WTT).....	243

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1:	Ziele der Energiewende und Stand 2011 (/BMWi, BMU 2010/, /BMWi 2013a).....	2
Tabelle 1-2:	Überblick ausgewählter Studien zur Produktion von Biokraftstoffen	6
Tabelle 2-1:	Einordnung der Biomasserohstoffe nach /Kaltschmitt et al. 2009/.....	12
Tabelle 2-2:	Energetisch nutzbares Strohpotenzial in Deutschland	12
Tabelle 2-3:	Energetisch nutzbares Strohpotenzial in Deutschland (2020-2050)	13
Tabelle 2-4:	Energiepotenziale aus Wald-, Waldrest- und Schwachholz in Deutschland (nach /Aretz et al. 2007/).....	15
Tabelle 2-5:	Anbaufläche für Energiepflanzen in Deutschland (2020-2050)	16
Tabelle 2-6:	Verunreinigungen im Synthesegas aus Biomassevergasern, deren Schadwirkung sowie Reinheitsanforderungen für einen Verbrennungsmotor und eine Fischer-Tropsch-Synthese (/Bandi, Specht 2004/, /Beiermann 2010/, /Kaltschmitt et al. 2009/, /Müller-Langer 2011/)	21
Tabelle 2-7:	Schadstoffkomponenten und dazugehörige Gasreinigungstechniken (/Beiermann 2010/, /Kaltschmitt et al. 2009/, /Ramesohl et al. 2005/).....	22
Tabelle 2-8:	H ₂ /CO Verhältnis für die Fischer-Tropsch-Synthese und Methanisierung.....	24
Tabelle 2-9:	Definition der Prozessketten zur Kraftstoffproduktion.....	27
Tabelle 2-10:	Betrachtete Kraftstoffe mit den dazugehörigen Verbrennungsmotoren	30
Tabelle 3-1:	Inventar für die Bereitstellung von Winterweizenstrohhallen (eigene Berechnungen basierend auf /König 2009/, /KTBL 2010/)	36
Tabelle 3-2:	Inventar für die Bereitstellung von Waldrestholzhackschnitzeln (eigene Berechnungen basierend auf /Eltrop et al. 2006/, /König 2009/, /Wittkopf 2005/)	38
Tabelle 3-3:	Inventar für die Produktion und Bereitstellung von Weidenhackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantagen (Betrachtungszeitraum: 20 Jahre) (eigene Berechnungen basierend auf /König 2009/, /KTBL 2006/, /KTBL 2008/, /Rödl 2008/).....	40
Tabelle 3-4:	Berechnung der Transportentfernungen für Winterweizenstrohhallen, Hackschnitzel aus Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen sowie Slurry in eine Schnellpyrolyse bzw. einen Flugstromvergaser (500 MW _{BWL}) für die Jahre 2010 und 2050.....	47
Tabelle 3-5:	Annahmen für den Transport von Biomasse, Slurry, torrefizierter Biomasse (Pellets) und Kraftstoffen mit einem LKW	49
Tabelle 3-6:	Prozentualer Anteil der Energieträger an der deutschen Strombereitstellung für die Jahre 2010 und 2050 (eigene Berechnungen basierend auf /Methodenhandbuch 2012/, /Hartmann 2013/).....	51
Tabelle 3-7:	Treibhausgasemissionen der Strombereitstellung frei Abnehmer in Deutschland für die Jahre 2010 und 2050 (eigene Berechnungen basierend auf /Methodenhandbuch 2012/, /Hartmann 2013/).....	51
Tabelle 3-8:	Wirkungsgrade der Dampfturbine (/Epple 2011/)	52
Tabelle 3-9:	Wärmeerzeugung und Wärmeverbrauch der Schnellpyrolyse Verfahren (dezentral und zentral) (eigene Berechnungen basierend auf /Lange 2008/, /Straub 2002/).....	53
Tabelle 3-10:	Elektrischer Leistungsbedarf der Schnellpyrolyse Verfahren (dezentral und zentral) (eigene Berechnungen basierend auf /Lange 2008/, /Straub 2002/)	53
Tabelle 3-11:	Brennstoffwärmeleistung, Slurryproduktion und Konversionsgrad der Schnellpyrolyse Verfahren (dezentral und zentral) (eigene Berechnungen basierend auf /Lange 2008/).....	54

Tabelle 3-12: Elektrischer Leistungsbedarf des Flugstromvergasers (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Druckluft effizient 2003/, /Gitzhofer 2007/, /Lange 2008/)	55
Tabelle 3-13: Synthesegaszusammensetzung bei der Vergasung von Slurry in einem Flugstromvergaser (/Beiermann 2010/)	55
Tabelle 3-14: Elektrischer Leistungsbedarf der Gasreinigungsaggregate	56
Tabelle 3-15: Anteile der Fischer-Tropsch-Produkte nach Synthese, HPC und Destillation (/Beiermann 2007/)	56
Tabelle 3-16: Elektrischer Gesamtleistungsbedarf bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin in zehn dezentralen bzw. einer zentralen Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser	58
Tabelle 3-17: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin Produktion aus Winterweizenstroh in dezentralen Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser	58
Tabelle 3-18: Erzeugte elektrische Leistung in der Hoch- und Niederdruckdampfturbine sowie im BHKW	59
Tabelle 3-19: Wärmeerzeugung und Wärmeverbrauch bei der Torrefizierung (dezentral und zentral) (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Bergman et al. 2005/, /Briem et al. 2004/, /Lange 2008/, /Uslu et al. 2008/, /Straub 2002/)	62
Tabelle 3-20: Elektrischer Leistungsbedarf bei der Torrefizierung (dezentral und zentral) (eigene Berechnungen basierend auf /Bergman et al. 2005/, /Briem et al. 2004/, /Lange 2008/, /van der Stelt et al. 2011/, /Uslu et al. 2008/, /Straub 2002/)	63
Tabelle 3-21: Brennstoffwärmeleistung, produzierte Menge an torrefizierter Biomasse und Konversionsgrad der Torrefizierung	64
Tabelle 3-22: Elektrischer Leistungsbedarf der Biomassekonditionierung und des CHOREN Carbo-V [®] -Vergasers (eigene Berechnungen basierend auf /Bandi, Specht 2004/, /Beiermann 2010/, /CHOREN 2005/, /Druckluft effizient 2003/, /Gitzhofer 2007/, /Lange 2008/)	67
Tabelle 3-23: Synthesegaszusammensetzung der CHOREN Carbo-V [®] -Vergasung (/Beiermann 2010/)	67
Tabelle 3-24: Elektrischer Leistungsbedarf der Biomassekonditionierung (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Lange 2008/, /Uslu et al. 2008/)	70
Tabelle 3-25: Synthesegaszusammensetzung der AER-Vergasung bei 650°C (/Poboß et al. 2013/) und 700°C (/Marquard-Möllenstedt et al. 2009/)	70
Tabelle 3-26: Ausgewählte Parameter der Sensitivitätsanalyse	73
Tabelle 3-27: Biomassebedarf, Kraftstoffausbeute und Konversionsgrad der thermochemischen Verfahren zur Kraftstoffproduktion für die Jahre 2010 und 2050	79
Tabelle 3-28: Elektrischer Leistungsbedarf, erzeugte sowie netto zu- und abgeführte elektrische Leistung der thermochemischen Verfahren zur Kraftstoffproduktion für das Jahr 2010	81
Tabelle 3-29: Energetischer Nutzungsgrad der thermochemischen Verfahren zur Kraftstoffproduktion für das Jahr 2010	82
Tabelle 3-30: Kraftstoffverbrauch und Treibhausgasemissionen von Benzin, Diesel, CNG und H ₂ in einem PKW für die Jahre 2010 und 2050 (eigene Berechnungen basierend auf /concawe 2011a/, /ecoinvent data v2.2/, /FNR 2011/, /HBEFA 2010/, /Krüger 2002/) (TTW)	87

Tabelle 3-31: Kraftstoffverbrauch und Umrechnungsfaktoren für die Treibhausgasemissionen der betrachteten Biokraftstoffe im Vergleich zu konventionellem Benzin und Diesel in einem PKW (eigene Berechnungen basierend auf /Andorf 2008/, /concauwe 2011a/, /Krüger 2002/, /Özdemir 2012/, /Reinhardt et al. 2006/) (TTW).....	88
Tabelle 3-32: CO _{2eq} -Emissionen der betrachteten thermochemisch erzeugten Kraftstoffe in einem PKW für die Jahre 2010 und 2050 (eigene Berechnungen basierend auf /Andorf 2008/, /concauwe 2011a/, /concauwe 2011b/, /ecoinvent data v2.2/, /FNR 2011/, /HBEFA 2010/, /Krüger 2002/, /Özdemir 2012/, /Reinhardt et al. 2006/) (TTW).....	89
Tabelle 4-1: Kosten des Anbaus und der Bereitstellung von Winterweizenstrohhallen, Waldrestholz- und Weidenhackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantagen, inklusive Transport zur Konversionsanlage mit einem LKW über 20 km	98
Tabelle 4-2: Investitionskosten, Kapazitäten, Größendegressionsexponenten und Instandhaltungsfaktoren der Referenzanlagen für eine Schnellpyrolyse für Winterweizenstroh, Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen	105
Tabelle 4-3: Investitionskosten der Referenzanlage, Größendegressionsexponent und Instandhaltungsfaktoren für eine Torrefizierung für Winterweizenstroh, Waldrestholz- und Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen	106
Tabelle 4-4: Investitionskosten, Größendegressionsexponent, Instandhaltungs- und Installationsfaktoren für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG mit einem Flugstrom-, CHOREN Carbo-V [®] - und AER-Vergaser	108
Tabelle 4-5: Betriebskosten	109
Tabelle 4-6: Anzahl Personal sowie Größendegressionsexponent für eine Schnellpyrolyse mit 50 MW _{BWL} für Winterweizenstroh, Waldrestholz- und Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen.....	110
Tabelle 4-7: Personalkosten /Lange 2008/	111
Tabelle 4-8: Verbrauchskosten bzw. Gutschrift für Stromproduktion	111
Tabelle 4-9: Investitionskosten für die dezentralen und zentralen Schnellpyrolysen für Winterweizenstroh, Waldrestholz- und Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen (eigene Berechnungen basierend auf /Lange 2008/, /Kerdoncuff 2008/).....	112
Tabelle 4-10: Anzahl Personal für die dezentrale und zentrale Schnellpyrolyse mit Winterweizenstroh, Waldrestholz- und Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen (eigene Berechnungen basierend auf /Lange 2008/)	113
Tabelle 4-11: Investitionskosten für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG mit einem Flugstromvergaser mit Slurry aus Winterweizenstroh (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/, /Hamelinck et al. 2004/, /Lange 2008/, /Tijmensen et al. 2002/, /Vogel et al. 2007/).....	115
Tabelle 4-12: Anzahl Personal für einen Flugstromvergaser mit 500 MW _{BWL} (eigene Berechnungen basierend auf /Lange 2008/).....	116
Tabelle 4-13: Investitionskosten für die dezentrale und zentrale Torrefizierung für Winterweizenstroh, Waldrestholz- und Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen (eigene Berechnungen basierend auf /Biogene Gase 2011/, /Lange 2008/, /Kerdoncuff 2008/, /Vogel et al. 2007/).....	119

Tabelle 4-14: Anzahl Personal für die Nieder- und Hochtemperaturvergasung von Winterweizenstroh, Waldrestholz- und Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen in einem CHOREN Carbo-V [®] -Vergaser (eigene Berechnungen basierend auf /Lange 2008/)	123
Tabelle 4-15: Ausgewählte Parameter der Sensitivitätsanalyse	126
Tabelle 4-16: Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG mit unterschiedlichen Verfahren für das Jahr 2010 (WTT)	128
Tabelle 4-17: Fahrleistung, Lebensdauer, Investitions- und Unterhaltskosten für unterschiedliche PKW mit 75 kW	132
Tabelle 5-1: Gesetzliche Vorgaben und Ziele für Biokraftstoffe durch Beimischquote und Dekarbonisierung (/BImSchG/, nach /FNR 2012a/)	137
Tabelle 5-2: Relative CO _{2eq} -Einsparung der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe im Vergleich zum fossilen Vergleichskraftstoff in Prozent für die Jahre 2010 und 2050 (WTW)	139
Tabelle 5-3: Anlegbare Produktionskosten für Fischer-Tropsch-Diesel in Abhängigkeit des CO _{2eq} -Preises sowie des Rohölpreises für das Jahr 2050 (WTT)	144
Tabelle 5-4: Vergleich der berechneten Produktionskosten (2010) mit den anlegbaren Produktionskosten (2050) für Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ (Pipelinetransport) und SNG (WTT)	146
Tabelle A-1: Berechnung der Transportentfernungen für Winterweizenstrohballen, Hackschnitzel aus Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen sowie torrefizierter Biomasse in eine Torrefizierung bzw. einen Flugstromvergaser (500 MW _{BWL}) für das Jahr 2010	181
Tabelle A-2: Berechnung der Transportentfernungen für Winterweizenstrohballen, Hackschnitzel aus Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen sowie torrefizierter Biomasse in eine Torrefizierung bzw. einen Flugstromvergaser (500 MW _{BWL}) für das Jahr 2050	181
Tabelle A-3: Berechnung der Transportentfernungen für Winterweizenstrohballen, Hackschnitzel aus Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in einen CHOREN Carbo-V [®] -Vergaser (500 MW _{BWL}) für das Jahr 2010	181
Tabelle A-4: Berechnung der Transportentfernungen für Winterweizenstrohballen, Hackschnitzel aus Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in einen CHOREN Carbo-V [®] -Vergaser (500 MW _{BWL}) für das Jahr 2050	181
Tabelle A-5: Berechnung der Transportentfernungen für Winterweizenstrohballen, Hackschnitzel aus Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in einen AER-Vergaser (50 MW _{BWL}) für das Jahr 2010	182
Tabelle A-6: Berechnung der Transportentfernungen für Winterweizenstrohballen, Hackschnitzel aus Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in einen AER-Vergaser (50 MW _{BWL}) für das Jahr 2050	182
Tabelle B-1: Elektrischer Leistungsbedarf und Erzeugung bei der Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin Produktion mit Schnellpyrolyse und Flugstromvergaser (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2007/, /Beiermann 2010/, /conca 2011b/, /Druckluft effizient 2003/, /GEMIS 4.7/, /Gitzhofer 2007/, /Göttlicher 1999/ in /Moritz 2004/, /Günther 2006/, /Hirschberg 1999/ in /Beiermann 2010/, /Kaltschmitt et al. 2009/, /Lange 2008/, /Straub 2002/, /WAT/ in /Beiermann 2010/)	183

Tabelle B-2:	Elektrischer Leistungsbedarf und Erzeugung bei der H ₂ -Produktion mit Schnellpyrolyse und Flugstromvergaser (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Druckluft effizient 2003/, /Gitzhofer 2007/, /Günther 2006/, /Hirschberg 1999/ in /Beiermann 2010/, /Kaltschmitt et al. 2009/, /Lange 2008/, /Leible et al. 2006/, /Pölz, Salchenegger 2005/, /Straub 2002/, /WAT/ in /Beiermann 2010/).....	184
Tabelle B-3:	Elektrischer Leistungsbedarf und Erzeugung bei der SNG-Produktion mit Schnellpyrolyse und Flugstromvergaser (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Druckluft effizient 2003/, /Gitzhofer 2007/, /Günther 2006/, /Hirschberg 1999/ in /Beiermann 2010/, /Kaltschmitt et al. 2009/, /Lange 2008/, /Pölz, Salchenegger 2005/, /Pölz, Salchenegger 2005/, /Straub 2002/, /WAT/ in /Beiermann 2010/).....	185
Tabelle B-4:	Elektrischer Leistungsbedarf und Erzeugung bei der Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin Produktion mit Torrefizierung und Flugstromvergaser (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2007/, /Beiermann 2010/, /Bergman et al. 2005/, /Briem et al. 2004/, /concawe 2011b/, /Druckluft effizient 2003/, /GEMIS 4.7/, /Gitzhofer 2007/, /Göttlicher 1999/ in /Moritz 2004/, /Günther 2006/, /Hirschberg 1999/ in /Beiermann 2010/, /Kaltschmitt et al. 2009/, /Lange 2008/, /Oberberger et al./, /van der Stelt et al. 2011/, /Uslu et al. 2008/, /Straub 2002/, /WAT/ in /Beiermann 2010/).....	186
Tabelle B-5:	Elektrischer Leistungsbedarf und Erzeugung bei der H ₂ -Produktion mit Torrefizierung und Flugstromvergaser (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Bergman et al. 2005/, /Briem et al. 2004/, /Druckluft effizient 2003/, /Gitzhofer 2007/, /Günther 2006/, /Hirschberg 1999/ in /Beiermann 2010/, /Kaltschmitt et al. 2009/, /Lange 2008/, /Leible et al. 2006/, /Oberberger et al./, /van der Stelt et al. 2011/, /Uslu et al. 2008/, /Straub 2002/, /WAT/ in /Beiermann 2010/).....	187
Tabelle B-6:	Elektrischer Leistungsbedarf und Erzeugung bei der SNG-Produktion mit Torrefizierung und Flugstromvergaser (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Bergman et al. 2005/, /Briem et al. 2004/, /Druckluft effizient 2003/, /Gitzhofer 2007/, /Günther 2006/, /Hirschberg 1999/ in /Beiermann 2010/, /Kaltschmitt et al. 2009/, /Lange 2008/, /Oberberger et al./, /Pölz, Salchenegger 2005/, /Straub 2002/, /Uslu et al. 2008/, /van der Stelt et al. 2011/, /WAT/ in /Beiermann 2010/).....	188
Tabelle B-7:	Elektrischer Leistungsbedarf und Erzeugung bei der Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ - und SNG-Produktion mit dem CHOREN Carbo-V [®] -Verfahren (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2007/, /Beiermann 2010/, /Druckluft effizient 2003/, /Gitzhofer 2007/, /Günther 2006/, /Kaltschmitt et al. 2009/, /Lange 2008/, /Leible et al. 2006/, /Moritz 2004/, /Pölz, Salchenegger 2005/, /Straub 2002/).....	189
Tabelle B-8:	Elektrischer Leistungsbedarf und Erzeugung bei der H ₂ - und SNG-Produktion mit dem AER-Vergaser (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2007/, /Beiermann 2010/, /Druckluft effizient 2003/, /Günther 2006/, /Kaltschmitt et al. 2009/, /Lange 2008/, /Leible et al. 2006/, /Marquard-Möllenstedt et al. 2009/, /Poboß 2012/, /Poboß et al. 2013/, /Pölz, Salchenegger 2005/, /Straub 2002/, /Uslu et al. 2008/).....	190
Tabelle C-1:	Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ - und SNG-Produktion aus Winterweizenstroh in dezentralen Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser	191

Tabelle C-2: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ - und SNG-Produktion aus Waldrestholzhackschnitzel in dezentralen Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser	192
Tabelle C-3: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ - und SNG-Produktion aus Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen in dezentralen Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser	192
Tabelle C-4: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ - und SNG-Produktion aus Winterweizenstroh in einer zentralen Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser.....	193
Tabelle C-5: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ - und SNG-Produktion aus Waldrestholzhackschnitzel in einer zentralen Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser	193
Tabelle C-6: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ - und SNG-Produktion aus Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen in einer zentralen Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser	194
Tabelle C-7: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ - und SNG-Produktion aus Winterweizenstroh in dezentralen Torrefizierungen mit zentralem Flugstromvergaser.....	194
Tabelle C-8: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ - und SNG-Produktion aus Waldrestholzhackschnitzel in dezentralen Torrefizierungen mit zentralem Flugstromvergaser.....	195
Tabelle C-9: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ - und SNG-Produktion aus Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen in dezentralen Torrefizierungen mit zentralem Flugstromvergaser	195
Tabelle C-10: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ - und SNG-Produktion aus Winterweizenstroh in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser	196
Tabelle C-11: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ - und SNG-Produktion aus Waldrestholzhackschnitzel in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser	196
Tabelle C-12: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ - und SNG-Produktion aus Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser	197
Tabelle C-13: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ - und SNG-Produktion aus Winterweizenstroh mit dem CHOREN Carbo-V [®] -Vergaser	197
Tabelle C-14: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ - und SNG-Produktion aus Waldrestholzhackschnitzel mit dem CHOREN Carbo-V [®] -Vergaser	198
Tabelle C-15: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ - und SNG-Produktion aus Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen mit dem CHOREN Carbo-V [®] -Vergaser	198
Tabelle C-16: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die H ₂ - und SNG-Produktion aus Winterweizenstroh mit dem AER-Vergaser	199
Tabelle C-17: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die H ₂ - und SNG-Produktion aus Waldrestholzhackschnitzel mit dem AER-Vergaser	199

Tabelle C-18: Hoch- und Niederdruckdampfmenngen für die H ₂ - und SNG-Produktion aus Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen mit dem AER-Vergaser	200
Tabelle D-1: Elektrischer Leistungsbedarf, erzeugte sowie netto zu- und abgeführte elektrische Leistung der thermochemischen Verfahren zur Kraftstoffproduktion für das Jahr 2050.....	203
Tabelle D-2: Energetischer Nutzungsgrad der thermochemischen Verfahren zur Kraftstoffproduktion für das Jahr 2050.....	203
Tabelle F-1: Korrektur Inflationsrate Deutschland (1992 bis 2012) (/Statistisches Bundesamt 2013a/.....	209
Tabelle F-2: Umrechnung € in US-\$ (1990 bis 2012) (/Eurostat 2013/.....	209
Tabelle G-1: Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG aus Winterweizenstroh in einer Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTT).....	210
Tabelle G-2: Investitionskosten für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG mit einem Flugstromvergaser mit Slurry aus Waldrestholzhackschnitzel (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/, /Hamelinck et al. 2004/, /Lange 2008/, /Tijmensen et al. 2002/, /Vogel et al. 2007/.....	211
Tabelle G-3: Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG aus Waldrestholzhackschnitzel in einer Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTT).....	212
Tabelle G-4: Investitionskosten für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG mit einem Flugstromvergaser mit Slurry aus Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/, /Hamelinck et al. 2004/, /Lange 2008/, /Tijmensen et al. 2002/, /Vogel et al. 2007/.....	213
Tabelle G-5: Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG aus Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen in einer Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTT).....	214
Tabelle G-6: Anzahl Personal für die dezentrale und zentrale Torrefizierung mit Winterweizenstroh, Waldrestholz- und Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen (eigene Berechnungen basierend auf /Lange 2008/.....	215
Tabelle G-7: Investitionskosten für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG mit einem Flugstromvergaser mit torrefizierter Biomasse aus Winterweizenstroh (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/, /Hamelinck et al. 2004/, /Lange 2008/, /Tijmensen et al. 2002/, /Vogel et al. 2007/.....	216
Tabelle G-8: Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG aus Winterweizenstroh in einer Torrefizierung mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTT).....	217
Tabelle G-9: Investitionskosten für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG mit einem Flugstromvergaser mit torrefizierter Biomasse aus Waldrestholz (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/, /Hamelinck et al. 2004/, /Lange 2008/, /Tijmensen et al. 2002/, /Vogel et al. 2007/.....	218
Tabelle G-10: Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG aus Waldrestholz in einer Torrefizierung mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTT)	219

Tabelle G-11: Investitionskosten für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG mit einem Flugstromvergaser mit torrefizierter Biomasse aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/, /Hamelinck et al. 2004/, /Lange 2008/, /Tijmensens et al. 2002/, /Vogel et al. 2007/)	220
Tabelle G-12: Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in einer Torrefizierung mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTT)	221
Tabelle G-13: Investitionskosten für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG mit einem CHOREN Carbo-V [®] -Vergaser aus Winterweizenstroh (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/, /Hamelinck et al. 2004/, /Lange 2008/, /Tijmensens et al. 2002/, /Vogel et al. 2007/)	223
Tabelle G-14: Investitionskosten für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG mit einem CHOREN Carbo-V [®] -Vergaser aus Winterweizenstroh (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/, /Hamelinck et al. 2004/, /Lange 2008/, /Tijmensens et al. 2002/, /Vogel et al. 2007/)	224
Tabelle G-15: Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG aus Winterweizenstroh in einem CHOREN Carbo-V [®] -Vergaser für das Jahr 2010 (WTT)	224
Tabelle G-16: Investitionskosten für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG mit einem CHOREN Carbo-V [®] -Vergaser aus Waldrestholz (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/, /Hamelinck et al. 2004/, /Lange 2008/, /Tijmensens et al. 2002/, /Vogel et al. 2007/)	225
Tabelle G-17: Investitionskosten für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG mit einem CHOREN Carbo-V [®] -Vergaser aus Waldrestholz (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/, /Hamelinck et al. 2004/, /Lange 2008/, /Tijmensens et al. 2002/, /Vogel et al. 2007/)	226
Tabelle G-18: Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG aus Waldrestholz in einem CHOREN Carbo-V [®] -Vergaser für das Jahr 2010 (WTT)	226
Tabelle G-19: Investitionskosten für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG mit einem CHOREN Carbo-V [®] -Vergaser aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/, /Hamelinck et al. 2004/, /Lange 2008/, /Tijmensens et al. 2002/, /Vogel et al. 2007/)	227
Tabelle G-20: Investitionskosten für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG mit einem CHOREN Carbo-V [®] -Vergaser aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/, /Hamelinck et al. 2004/, /Lange 2008/, /Tijmensens et al. 2002/, /Vogel et al. 2007/)	228
Tabelle G-21: Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H ₂ und SNG aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in einem CHOREN Carbo-V [®] -Vergaser für das Jahr 2010 (WTT)	228
Tabelle G-22: Anzahl Personal für den AER-Vergaser (eigene Berechnungen basierend auf /Lange 2008/)	229

Tabelle G-23: Investitionskosten für die Produktion von H ₂ und SNG mit einem AER-Vergaser aus Winterweizenstroh (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/, /Hamelinck et al. 2004/, /Lange 2008/, /Tijmensen et al. 2002/, /Vogel et al. 2007/)	230
Tabelle G-24: Investitionskosten für die Produktion von H ₂ und SNG mit einem AER-Vergaser aus Waldrestholz (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/, /Hamelinck et al. 2004/, /Lange 2008/, /Tijmensen et al. 2002/, /Vogel et al. 2007/)	231
Tabelle G-25: Investitionskosten für die Produktion von H ₂ und SNG mit einem AER-Vergaser aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/, /Hamelinck et al. 2004/, /Lange 2008/, /Tijmensen et al. 2002/, /Vogel et al. 2007/)	232
Tabelle G-26: Produktionskosten von H ₂ und SNG aus Winterweizenstroh, Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in einem AER-Vergaser für das Jahr 2010 (WTT)	233
Tabelle K-1: Anlegbare Produktionskosten für Fischer-Tropsch-Benzin in Abhängigkeit des CO _{2eq} -Preises sowie des Rohölpreises für das Jahr 2050 (WTT)	241
Tabelle K-2: Anlegbare Produktionskosten für H ₂ (Pipelinetransport) in Abhängigkeit des CO _{2eq} -Preises sowie des Einfuhrpreises von Erdgas für das Jahr 2050 (WTT)	242
Tabelle K-3: Anlegbare Produktionskosten für SNG in Abhängigkeit des CO _{2eq} -Preises sowie des Einfuhrpreises von Erdgas für das Jahr 2050 (WTT)	243

Nomenklatur

α	Kettenwachstumswahrscheinlichkeit
η_E	Energetischer Nutzungsgrad
a	Annuitätenfaktor
a_Q	Kantenlänge Quadrat
C	Kapazität der neuen Anlage
C_0	Kapazität der Referenzanlage
d_p	Partikeldurchmesser
e	CO _{2eq} -Emissionen des Biokraftstoffs (WTW)
e_0	CO _{2eq} -Emissionen des fossilen Referenzkraftstoffs (WTW)
E_{BM}	Energie Biomasse
E_{KS}	Energie Kraftstoff
E_n	netto zu- bzw. abgeführte elektrische Energie
E_S	Energie Slurry
E_T	Energie torrefizierte Biomasse
f_{IH}	Instandhaltungsfaktor
f_{IN}	Installationsfaktor
i	kalkulatorische Zinssatz
I	Investitionskosten der neuen Anlage
I_0	Investitionskosten der Referenzanlage
K_0	Gesamtkosten des fossilen Referenzkraftstoffs (WTW)
K	Gesamtkosten des Biokraftstoffs (WTW)
k_{chem}	Konversionsgrad
K_P	anlegbare Produktionskosten des Biokraftstoffs (WTT)
$K_{P,0}$	Produktionskosten des fossilen Referenzkraftstoffs (WTT)
K_V	CO _{2eq} -Vermeidungskosten des Biokraftstoffs (WTW)
n	Größendegressionsexponent
P_{CO_2}	CO _{2eq} -Preis (WTW)
P_e	erzeugte elektrische Leistung
P_i	elektrischer Leistungsbedarf
P_n	netto zu- bzw. geführte elektrische Leistung
r	Radius
r_m	mittlere Kreisabstand
s	Gesamttransportdistanz
s_{1-3}	halbe Transportentfernung Schnellpyrolyse/Torrefizierung zum Vergaser
s_m	mittlere Transportstrecke
T	kalkulatorische Betrachtungsdauer
x_k	Kathete
λ	Luftüberschusszahl
AER	Absorption Enhanced Reforming
Al	Aluminium
atro	absolute Trockenmasse
bbf	Barrel
BHKW	Blockheizkraftwerk
BWL	Brennstoffwärmeleistung
Ca	Calcium
CaCO ₃	Calciumcarbonat

CaO	Calciumoxid
CH ₄	Methan
CML	Institute of Environmental Science of Leiden University
CNG	Compressed Natural Gas
Co	Cobalt
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO _{2eq}	Kohlendioxidäquivalent
Cr	Chrom
Cu	Kupfer
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
el	Elektrisch
Fe	Eisen
FFV	Flexible-Fuel-Vehicle-Technologie
FICFB	Fast Internally Circulating Fluidised Bed
FM	Frischmasse
FNR	Fachagentur Nachwachsender Rohstoffe e. V.
FT-B	Fischer-Tropsch-Benzin
FT-D	Fischer-Tropsch-Diesel
FZK	Forschungszentrum Karlsruhe
g	Gramm
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GJ	Gigajoule
H ₂	Wasserstoff
H ₂ O	Wasser
H ₂ S	Schwefelwasserstoff
H _i	Heizwert
ha	Hektar
HD	Hochdruck
HPC	Heavy Paraffinic Conversion
HTV	Hochtemperaturvergasung
K ₂ O	Kaliumoxid
kg	Kilogramm
km	Kilometer
KS	Kraftstoff
KUP	Kurzumtriebsplantagen
KV	Kraftstoffverbrauch
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
LCA	Life Cycle Assessment (Lebenszyklusanalyse)
LKW	Lastkraftwagen
LTZ	Landwirtschaftliches Technologiezentrum Augustenberg
Mg	Magnesium
MJ	Megajoule
MW	Megawatt
N	Stickstoff
ND	Niederdruck
NH ₃	Ammoniak
Ni	Nickel
NO _x	Stickoxide

N ₂ O	Lachgas
NTV	Niedertemperaturvergasung
O ₂	Sauerstoff
ORC	Organic Rankine Cycle
PJ	Petajoule
PKW	Personenkraftwagen
P ₂ O ₅	Phosphorpentoxid
PSA	Pressure Swing Adsorption (Druckwechseladsorption)
RME	Rapsmethylester
Ru	Ruthenium
SNG	Substitute (Synthetic) Natural Gas
SO _x	Schwefeloxide
t	Tonne
th	Thermisch
tkm	Tonnenkilometer
tm	teilmechanisiert
TTW	Tank-to-Wheel
VDLUFA	Verband Deutscher Landwirtschaftlicher Untersuchungs- und Forschungsanstalten
vkm	Fahrzeugkilometer
vm	vollmechanisiert
WG	Wassergehalt
Wh	Wattstunden
WRH	Waldrestholz
WTT	Well-to-Tank
WTW	Well-to-Wheel
Zn	Zink
ZnO	Zinkoxid
ZnS	Zinksulfid

Kurzfassung

In Deutschland müssen Biokraftstoffe nach der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung ab 2011 eine $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Einsparung gegenüber dem fossilen Vergleichskraftstoff ($83,8 \text{ g CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{KS}}$ /Richtlinie 98/70/EG/) von mindestens 35 % und in Anlagen, die nach dem 31.12.2016 in Betrieb gehen von 50 % im Jahr 2017 bzw. 60 % im Jahr 2018 aufweisen /Biokraft-NachV/. Die in dieser Arbeit betrachteten Anlagen zur Produktion von Biokraftstoffen (Rapsmethylester, Bioethanol und Biomethan) halten die geforderte Einsparung für Neuanlagen nicht ein. Um die Emissionen gezielt zu senken, müssten somit neue Verfahren zum Einsatz kommen. Alternativ könnten thermochemisch erzeugte Kraftstoffe produziert und genutzt werden.

Das Ziel dieser Arbeit besteht darin, anhand einer technischen, ökologischen und ökonomischen Analyse (Well-to-Wheel) zu bewerten, ob und unter welchen Bedingungen die thermochemische Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, Wasserstoff (H_2) und Substitute Natural Gas (SNG) die genannten Ziele einhält. Es werden dabei vier verschiedene Verfahren (Schnellpyrolyse bzw. Torrefizierung mit Flugstromvergaser, CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser, Absorption Enhanced Reforming (AER-) Vergaser) betrachtet, in denen neben Reststoffen wie Winterweizenstroh und Waldrestholz noch Weiden aus Kurzumtriebsplantagen eingesetzt werden.

Die technische Analyse hat gezeigt, dass auf gegenwärtigem Stand der Technik (2010) zwei und im Jahr 2050 sechs Anlagen stromautark betrieben werden können. Der energetische Nutzungsgrad der Verfahren beläuft sich dabei auf 41,5 (Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin) bis 59,4 % (H_2).

Weiterhin wurde festgestellt, dass heute (2010) fast alle thermochemisch erzeugten Kraftstoffe die gesetzlich geforderte $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Einsparung von 60 % bereits einhalten. Ausgenommen hiervon ist die H_2 -Produktion aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in dezentralen bzw. zentralen Schnellpyrolysen sowie in einer dezentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser. Im Jahr 2050 wird die geforderte $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Einsparung von allen thermochemisch erzeugten Kraftstoffen unterboten. Die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Einsparungen liegen dabei zwischen 72 (H_2) und 95 % (Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin).

Vergleicht man die spezifischen Produktionskosten thermochemisch erzeugter Kraftstoffe Stand 2010, so wird deutlich, dass sie noch über den der fossilen Kraftstoffe liegen. Die Bandbreite der Kosten frei Tankstelle beläuft sich zwischen 27,1 (Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin) bis 70,7 $\text{€}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ (H_2). Mit steigenden Rohöl-, Erdgas sowie $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Preisen ergeben sich zukünftig Perspektiven für thermochemisch erzeugte Kraftstoffe.

Abstract

According to the German act “Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung“, biofuels must show a CO_{2eq}-reduction compared to the fossil reference fuel (83.8 g CO_{2eq}/MJ_{fuel} /Richtlinie 98/70/EG/) of 35 % beginning with 2011. In new plants, which go into operation after the 31.12.2016 the CO_{2eq}-savings must be higher than 50 % in 2017 and higher than 60 % in 2018 /Biokraft-NachV/. The biofuels (methyl ester of rapeseed, bioethanol and biomethane) considered in this study do not meet these requirements for new plants. To comply with these rules new processes must be deployed. Alternative thermochemical generated fuels could be an option.

The aim of this work is to evaluate through a technical, ecological and economic analysis (Well-to-Wheel) whether and under what conditions the thermochemical production of Fischer-Tropsch-diesel or -gasoline, hydrogen (H₂) and Substitute Natural Gas (SNG) complies with the targets. Four different processes are considered (fast pyrolysis and torrefaction with entrained flow gasifier, CHOREN Carbo-V[®]-gasifier, Absorption Enhanced Reforming (AER-) gasifier). Beside residues such as winter wheat straw and residual forest wood, wood from short-rotation plantations is taken into account.

The technical analysis showed that at present status (2010) two and in 2050 six plants can be operated energy-self-sufficient. The overall efficiency of the processes is in the range of 41.5 (Fischer-Tropsch-diesel or -gasoline) and 59.4 % (H₂).

Furthermore, it was found that for 2010, all thermochemical produced fuels except the H₂-production from wood from short-rotation plantations in decentralised or central fast pyrolysis and in decentralised torrefactions with entrained flow gasifier keep the required CO_{2eq}-saving of 60 %. In 2050, all thermochemical produced fuels will reach these limits. The CO_{2eq}-saving is between 72 (H₂) and 95 % (Fischer-Tropsch-diesel or -gasoline).

When the production costs of the thermochemical produced fuels for 2010 are compared, it becomes evident, that they are not competitive with fossil fuels. The range of costs at the petrol station are between 27.1 (Fischer-Tropsch-diesel- or -gasoline) and 70.7 €₂₀₁₀/GJ_{fuel} (H₂). With rising CO_{2eq}-costs as well as crude oil and natural gas prices future prospects are getting better for the thermochemical produced fuels.

1 Einleitung

2011 betrug der Primärenergieverbrauch in Deutschland 13.599 PJ (13.757 PJ im Jahr 2012 nach vorläufigen Angaben). Dies entspricht einer Reduktion um ca. 9 % im Vergleich zu 1990. Werden die Umwandlungsverluste und der nichtenergetische Verbrauch abgezogen, erhält man für das Jahr 2011 einen Endenergieverbrauch von 8.881 PJ. Dieser setzt sich zusammen aus Industrie (2.634 PJ), Verkehr (2.568 PJ), Haushalte (2.333 PJ) sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (1.346 PJ) (vgl. Abb. 1-1). Der Verkehr nahm somit fast 30 % des Endenergieverbrauchs ein und stieg im Vergleich zu 1990 um ca. 8 % an /AGEB 2013b/.

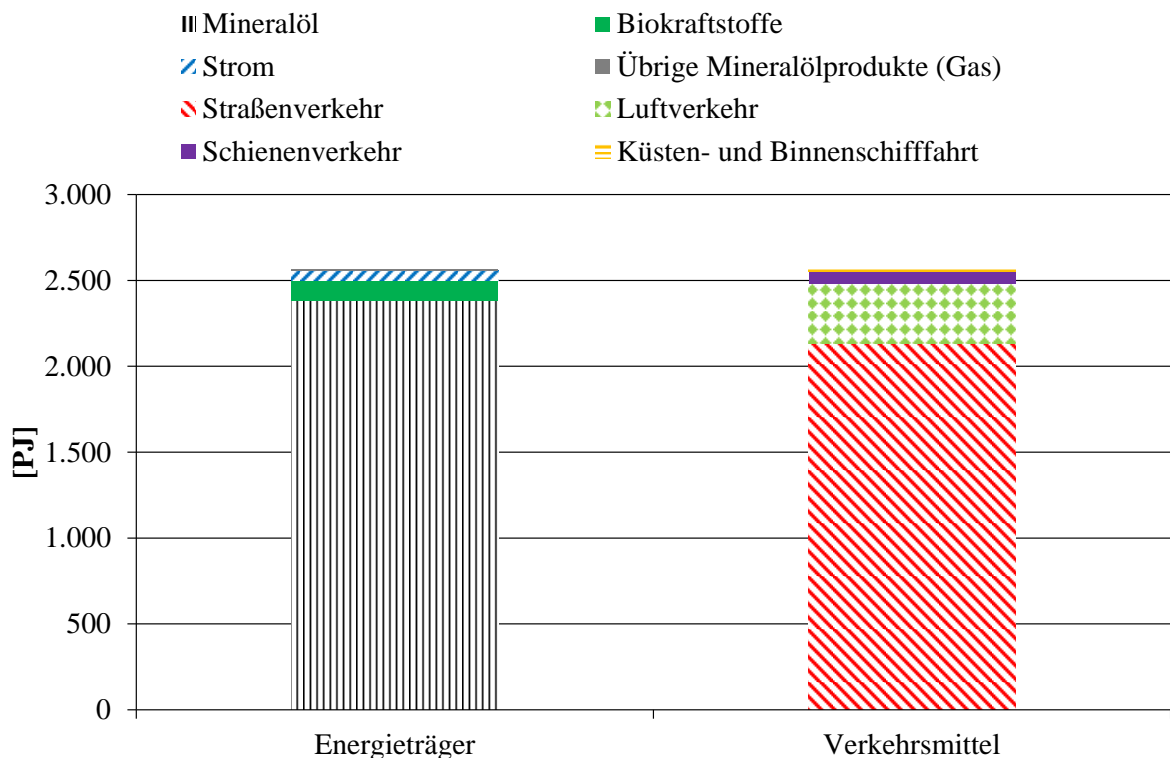


Abb. 1-1: Endenergieverbrauch des Verkehrs in Deutschland im Jahr 2011 aufgeteilt nach Energieträger und Verkehrsmittel (/AGEB 2013a/, /AGEB 2013b/)

Mit knapp 93 % (2.382 PJ) nahmen Kraftstoffe aus Mineralöl den größten Anteil des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor ein. Neben 788 PJ Benzin, 1.194 PJ Diesel und 346 PJ Flugzeugkraftstoffe wurden noch 24 PJ Flüssiggas aus Mineralöl produziert. Der Anteil an Biokraftstoffen betrug 4,6 % bzw. 117 PJ. Des Weiteren wurden 60 PJ Strom sowie 9 PJ übrige Mineralölprodukte (Gas) verwendet /AGEB 2013b/.

Die Aufteilung des Endenergieverbrauchs auf die jeweiligen Verkehrsmittel zeigt, dass der Straßenverkehr mit 83 % bzw. 2.133 PJ den Hauptanteil ausmacht. Der Luftverkehr

steht mit 347 PJ (14 %) an zweiter Stelle. Der Endenergieverbrauch des Schienenverkehrs betrug 76 PJ und der der Küsten- bzw. Binnenschifffahrt 13 PJ /AGEB 2013a/.

Im September 2010 wurde von der Bundesregierung das aktuelle Energiekonzept beschlossen. Demnach sollen die Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 bis 95 % gegenüber 1990 schrittweise reduziert werden (vgl. Tabelle 1-1) /BMWi, BMU 2010/. Dies soll u. a. durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien erreicht werden. Im Jahr 2011 betrug der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch 12,1 % /AGEB 2013a/. Dieser soll nach dem Energiekonzept im Jahr 2020 auf mindestens 18 % und im Jahr 2050 auf mindestens 60 % ansteigen /BMWi, BMU 2010/.

Tabelle 1-1: Ziele der Energiewende und Stand 2011 (/BMWi, BMU 2010/, /BMWi 2013a/)

	2011	2020	2030	2040	2050
Treibhausgasemissionen					
Treibhausgasemissionen (gegenüber 1990)	-26,4 %	-40 %	-55 %	-70 %	-80 bis 95 %
Effizienz					
Primärenergieverbrauch (gegenüber 2008)	-6 %	-20 %			-50 %
Bruttostromverbrauch (gegenüber 2008)	-2,1 %	-10 %			-25 %
Verkehrssektor					
Endenergieverbrauch (gegenüber 2005)	rund -0,7 %	-10 %			-40 %
Anzahl Elektrofahrzeuge	ca. 6.600	1 Mio.	6 Mio.		
Erneuerbare Energien					
Anteil am Bruttostromverbrauch	20,3 %	mind. 35 %	mind. 50 %	mind. 65 %	mind. 80 %
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	12,1 %	mind. 18 %	mind. 30 %	mind. 45 %	mind. 60 %

Ein weiteres Ziel ist die Reduktion des Primärenergieverbrauchs. Ausgehend vom Jahr 2008 soll er im Jahr 2020 um 20 % und bis 2050 um 50 % vermindert werden.

Im Verkehrssektor soll der Endenergieverbrauch bis 2020 um 10 % gegenüber 2005 abnehmen. Die Entwicklung bis zum Jahr 2050 sieht eine Reduktion von 40 % vor /BMWi, BMU 2010/. Bis zum Jahr 2011 konnte der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor lediglich um 0,7 % verringert werden /AGEB 2013b/.

Die EU Politik verfolgt die sogenannten „20-20-20-Ziele“. Demnach sollen die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 20 % gegenüber 1990 gesenkt werden. Weiter sollen 20 % des Energieverbrauchs eingespart werden. Bezüglich der Erneuerbaren Energien wird ein Anteil am Gesamtenergieverbrauch von 20 % angestrebt /EU 2013/.

Insbesondere für den Verkehrssektor erstellte die EU im Jahr 2011 das Weissbuch „Fahrplan zu einem einheitlichen europäischen Verkehrsraum – Hin zu einem wettbewerbsorientierten und ressourcenschonenden Verkehrssystem“ /EU 2011/. Das Ziel ist die Minde-

zung der Treibhausgasemissionen im Verkehr um 60 % bis zum Jahr 2050. Hierfür wurden zehn Ziele formuliert. Eines ist die Halbierung der mit konventionellem Kraftstoff betriebenen PKW im Stadtverkehr bis 2030 bzw. der vollständige Verzicht bis 2050 /EU 2011/.

Diese ambitionierten Ziele gerade auch im Verkehrssektor auf nationaler und EU Ebene erfordern, um die Zielvorgaben zu erreichen, einen Ersatz fossiler Kraftstoffe.

1.1 Problemstellung

Eine Möglichkeit zur Reduktion der Treibhausgasemissionen ist der Einsatz von Biokraftstoffen. Im Jahr 2011 betrug der Anteil der Biokraftstoffe am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors mit 117 PJ knapp 5 % /AGEB 2013a/, /AGEB 2013b/. 115 PJ der Biokraftstoffe wurden dabei im Straßenverkehr eingesetzt /AGEB 2013a/. Den größten Anteil der Biokraftstoffe nahm Biodiesel mit 72 % gefolgt von Bioethanol mit 27 % ein. Das restliche 1 % wurde aus Pflanzenöl bereitgestellt /FNR 2012a/.

In Deutschland wurden 2011 ca. 87 % des Biodiesels aus Raps gewonnen /VDB 2012a/. Bioethanol wurde 2011 zu 2/3 aus Getreide und 1/3 aus Zuckerrüben produziert /VDB 2012b/. Zum einen handelt es sich um Anbaubiomasse. Zum anderen stehen diese öl-, stärke- und zuckerhaltigen Pflanzen oft in der Diskussion, das sie in Konkurrenz zur Lebensmittelproduktion angebaut werden („Teller-Tank Diskussion“). Hieraus gewonnene Biokraftstoffe haben in der Regel relativ hohe Well-to-Wheel (WTW) $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen bezogen auf den fossilen Vergleichskraftstoff (83,8 g $\text{CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{KS}}$ /Richtlinie 98/70/EG/). Im Fall von Biodiesel aus Rapsöl betragen sie nach /FNR 2012a/ 52 g $\text{CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{KS}}$. Die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen bei Bioethanol aus Weizen belaufen sich je nach Produktionsverfahren auf 44 bis 70 g $\text{CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{KS}}$. Die geringsten $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen entstehen bei Bioethanol aus Zuckerrohr in Höhe von 24 g $\text{CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{KS}}$ /FNR 2012a/.

Nach der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung müssen Biokraftstoffe ab 2011 eine $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Einsparung gegenüber dem fossilen Vergleichskraftstoff von mindestens 35 % aufweisen (WTW-Betrachtung). Diese $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Einsparung erhöht sich, sofern Biokraftstoffe in einer Anlage, welche nach dem 31.12.2016 in Betrieb geht, produziert werden. Diese Anlagen müssen eine $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Einsparung von 50 % im Jahr 2017 bzw. 60 % im Jahr 2018 erbringen /Biokraft-NachV/.

Um die gesteckten Ziele der Bundesregierung bzw. die geforderten $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Einsparungen einzuhalten, müssen für die derzeit genutzten Biokraftstoffe v. a. in Neuanlagen ab 2017 neue Verfahren entwickelt werden, um die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen gezielt zu senken.

Eine weitere Option ist die thermochemische Produktion von Kraftstoffen. Neben Anbaubiomasse wie z. B. Weiden aus Kurzumtriebsplantagen (KUP), können auch Ernte-

rückstände wie Stroh bzw. Reststoffe wie Waldrestholz vergast und zu Biokraftstoffen umgewandelt werden. Es können hierbei sowohl flüssige Biokraftstoffe wie Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, als auch gasförmige wie Substitute (Synthetic) Natural Gas (SNG) und Wasserstoff (H_2) hergestellt werden. Die Vergasung von Biomasse wie auch die Kraftstoffsynthese sind bekannte Technologien. Dennoch gibt es derzeit noch keine kommerziell betriebene Anlage, welche über die Vergasung von Biomasse Biokraftstoffe erzeugt.

Es besteht somit noch ein großer Forschungsbedarf, ob und in welchem Umfang thermochemisch erzeugte Kraftstoffe zur Erfüllung der oben genannten Zielen und politischen Rahmenbedingungen einen Beitrag leisten können.

1.2 Ziel der Arbeit und Themenabgrenzung

Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, thermochemische Verfahren (Schnellpyrolyse bzw. Torrefizierung mit Flugstromvergaser, CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser, Absorption Enhanced Reforming (AER-) Vergaser) zur Kraftstoffproduktion in Deutschland bis zum Jahr 2050 anhand einer technischen, ökologischen und ökonomischen Analyse zu bewerten. Folgende Punkte sollen dabei untersucht werden.

- Wie kann Biomasse in Deutschland effizient in thermochemischen Verfahren zur Kraftstoffproduktion genutzt werden?
- Welche Treibhausgasemissionen entstehen bei der Nutzung thermochemisch erzeugter Kraftstoffe im Vergleich zu den fossilen und regenerativen Referenzkraftstoffen?
- Welche Kosten fallen bei der Produktion von thermochemisch erzeugten Kraftstoffen im Vergleich zu den fossilen und regenerativen Referenzkraftstoffen an?
- Welche Perspektiven im Bereich des Straßenverkehrs weisen die untersuchten Verfahren unter Berücksichtigung energiepolitischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen zukünftig auf?

In einem ersten Schritt werden für die betrachteten Verfahren anhand einer technischen Analyse die einzelnen Prozesse (Trocknung, Vergaser, Luftzerlegung etc.) bestimmt. Anschließend werden prozessbeschreibende Parameter u. a. der Traktoreinsatz, die Menge an Düngemittel, der Dieserverbrauch, der Strombedarf, die Stromproduktion, der Wärme- bzw. Dampfbedarf, die Dampfproduktion sowie der energetische Nutzungsgrad ermittelt und berechnet.

Aufbauend auf der technischen Analyse werden für die Verfahren mittels einer Lebenszyklusanalyse (LCA, Life Cycle Assessment) die CO_{2eq} -Emissionen über den Lebensweg ermittelt. Dies geschieht zum einen in einer Well-to-Tank (WTT) Analyse. Hier werden die CO_{2eq} -Emissionen frei Tankstelle ermittelt. Zum anderen werden die CO_{2eq} -Emissionen,

welche während der Nutzung in einem PKW entstehen, in einer Tank-to-Wheel (TTW) Analyse berechnet. Aus den WTT- und TTW-CO_{2eq}-Emissionen ergeben sich die Well-to-Wheel (WTW) CO_{2eq}-Emissionen.

Die Ermittlung der Kraftstoffproduktionskosten frei Tankstelle (WTT) beruht ebenfalls auf den Ergebnissen der technischen Analyse der Prozessketten und einer Recherche zu den Kosten für die zuvor definierten Prozesse. Weiterhin werden anhand der Investitions- und Unterhaltskosten sowie des unterschiedlichen Verbrauchs der betrachteten Motoren (Otto-, Dieselmotor, Brennstoffzelle), die TTW-Kosten der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe bestimmt.

Die CO_{2eq}-Emissionen sowie die Kosten der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe werden vergleichend gegenübergestellt. Weiter wird ein Vergleich mit fossilen und anderen Biokraftstoffen erstellt, um die CO_{2eq}-Einsparung sowie die CO_{2eq}-Vermeidungskosten hinsichtlich energiepolitischer Rahmenbedingungen aller betrachteten Kraftstoffe zu erheben.

Die technische Analyse als auch die Lebenszyklusanalyse werden für die Jahre 2010 und 2050 erstellt. Für das Jahr 2050 werden die anlegbaren Produktionskosten (WTT) berechnet. Voraussetzung ist hierbei die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit der Biokraftstoffe im Vergleich zu den fossilen Kraftstoffen. Die anlegbaren Produktionskosten der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe werden dabei mittels der CO_{2eq}-Emissionen des Biokraftstoffs und des fossilen Referenzkraftstoffs im Jahr 2050, des CO_{2eq}-Preises sowie der Produktionskosten der fossilen Kraftstoffe berechnet.

Eine technische, ökologische und ökonomische Bewertung von thermochemisch erzeugten Kraftstoffen wurde in verschiedenen Veröffentlichungen bereits durchgeführt. Jedoch beruht die ökologische bzw. ökonomische Bewertung der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe oft nicht auf einer detaillierten technischen Analyse wie z. B. in /Beiermann 2010/. Darüber hinaus werden in dieser Arbeit erstmals die CO_{2eq}-Emissionen bei der Produktion thermochemischer Kraftstoffe für das Jahr 2050 abgeschätzt, wie nachfolgender Überblick auf den Stand des Wissens zeigt.

1.3 Stand des Wissens

Tabelle 1-2 enthält einen Überblick ausgewählter Studien, welche sich mit der technischen, ökologischen und ökonomischen Analyse verschiedener Biokraftstoffe beschäftigen.

/Hamelinck 2004/ untersuchte in seiner Dissertation die Produktion von Methanol, Ethanol, H₂ und Fischer-Tropsch-Diesel bezüglich technischer und ökonomischer Gesichtspunkte. Die Kraftstoffproduktionskosten belaufen sich dabei zwischen 16 und 22 €/GJ sowie

9 und 13 €/GJ für das Jahr 2030 /Hamelinck 2004/. Eine Lebenszyklusanalyse auf Prozessebene wird dabei nicht durchgeführt.

Tabelle 1-2: Überblick ausgewählter Studien zur Produktion von Biokraftstoffen

Studie	Verfahren	Kraftstoffe	Methode	Zeithorizont
/Hamelinck 2004/	<ul style="list-style-type: none"> • Vergaser (atmosphärisch und druckaufgeladen) • Fermentation 	<ul style="list-style-type: none"> • Methanol • Ethanol • H₂ • FT-Diesel 	<ul style="list-style-type: none"> • technisch • ökonomisch 	2030
/Arnold et al. 2006/	<ul style="list-style-type: none"> • gestufte Reformierung • CHOREN Carbo-V[®] • Metallbadreaktor 	<ul style="list-style-type: none"> • FT-Diesel 	<ul style="list-style-type: none"> • technisch • ökonomisch 	keine zukünftige Betrachtung
/Lange 2008/	<ul style="list-style-type: none"> • Schnellpyrolyse 	-	<ul style="list-style-type: none"> • technisch • ökonomisch 	2020
/Leible et al. 2007/	<ul style="list-style-type: none"> • bioliq[®] 	<ul style="list-style-type: none"> • FT-Diesel 	<ul style="list-style-type: none"> • technisch • ökologisch • ökonomisch 	keine zukünftige Betrachtung
/RENEW 2008/	<ul style="list-style-type: none"> • Flugstromvergaser • Wirbelschichtvergaser 	<ul style="list-style-type: none"> • Ethanol • Dimethylether • FT-Diesel 	<ul style="list-style-type: none"> • technisch • ökologisch • ökonomisch 	2020
/Kerdoncuff 2008/	<ul style="list-style-type: none"> • bioliq[®] 	<ul style="list-style-type: none"> • FT-Diesel 	<ul style="list-style-type: none"> • technisch • ökologisch • ökonomisch 	keine zukünftige Betrachtung
/Müller-Langer et al. 2009/	<ul style="list-style-type: none"> • FICFB • AER 	<ul style="list-style-type: none"> • SNG 	<ul style="list-style-type: none"> • technisch • ökologisch • ökonomisch 	2030
/Beiermann 2010/	<ul style="list-style-type: none"> • CHOREN Carbo-V[®] • FICFB • bioliq[®] 	<ul style="list-style-type: none"> • Methanol • FT-Diesel 	<ul style="list-style-type: none"> • technisch • ökologisch • ökonomisch 	keine zukünftige Betrachtung
/Müller-Langer 2011/	<ul style="list-style-type: none"> • Fermentation • Flugstromvergaser • zirkulierende Zweibettwirbelschicht 	<ul style="list-style-type: none"> • Ethanol • SNG • FT-Diesel 	<ul style="list-style-type: none"> • technisch • ökologisch • ökonomisch 	2030-2035

FT (Fischer-Tropsch), FICFB (Fast Internally Circulating Fluidised Bed), AER (Absorption Enhanced Reforming), SNG (Substitute Natural Gas)

In der Studie „Strategische Bewertung der Perspektiven synthetischer Kraftstoffe auf Basis fester Biomasse in NRW“ /Arnold et al. 2006/ wird die Vergasung von Stroh und Holz in einer gestuften Reformierung der Firma D.M.2, im CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser sowie im Metallbadreaktor der Firma Denaro Energiesysteme GmbH mit anschließender Fischer-Tropsch-Synthese für Nordrhein-Westfalen betrachtet. Es wurde dabei eine Verfahrensanalyse durchgeführt. Weiter wurden die Kosten für die Bereitstellung des Kraftstoffs sowie die Biomassepotenziale in Nordrhein-Westfalen ermittelt. Je nach Fahrweise der Anlagen wur-

den Wirkungsgrade im Bereich von 37 bis 49 % ermittelt. Die Kraftstoffkosten inklusive Mehrwertsteuer (16 %) belaufen sich zwischen 0,85 und 1,17 €/l /Arnold et al. 2006/.

/Lange 2008/ führte in seiner Dissertation systemanalytische Untersuchungen zur Schnellpyrolyse mit anschließender Kraftstoffproduktion durch. Der Fokus lag dabei auf der technischen und ökonomischen Analyse der Schnellpyrolyse, insbesondere der pyrolytischen Umsetzung von Stroh und Waldrestholz. /Lange 2008/ ermittelte Produktionskosten für Slurry in Höhe von 10 bis 13 €/GJ. Diese können mittelfristig auf 8,6 bis 9,4 €/GJ gesenkt werden.

In der Studie „Kraftstoff, Strom und Wärme aus Stroh und Waldrestholz – Eine systemanalytische Untersuchung“ /Leible et al. 2007/ wurde das Verfahrenskonzept „bioliq[®]“ des Forschungszentrums Karlsruhe zur Produktion von Kraftstoffen analysiert. Ziel war es, das Verfahren anhand technischer, ökonomischer und umweltrelevanter Kenndaten zu bewerten. Die Kraftstoffproduktion aus Stroh und Waldrestholz wurde dabei mit den konkurrierenden Vergasungs- und Verbrennungskonzepten zur Strom- und Wärmeengewinnung verglichen. /Leible et al. 2007/ ermittelten dabei Produktionskosten für Fischer-Tropsch-Kraftstoffe von 0,9 bis 1,0 €/l frei Anlage. Die CO_{2eq}-Minderungskosten liegen bei den untersuchten Fischer-Tropsch-Kraftstoffen weit über 200 €/t CO_{2eq}.

Das Projekt „RENEW – Renewable fuels for advanced powertrains“ untersuchte die Biomassekonversion in verschiedenen Vergasern mit anschließender Ethanol-, Dimethylether- und Fischer-Tropsch-Diesel Produktion /RENEW 2008/. Neben einer technischen und ökonomischen Analyse der unterschiedlichen Verfahren wurden ökologische Aspekte anhand einer Lebenszyklusanalyse erhoben. Es wurden Konversionsgrade (Energie aller Kraftstoffe zu Energie der Biomasse) von 26 (Fischer-Tropsch-Synthese in einem zirkulierenden Wirbelschichtvergaser) bis 69 % (Dimethylether im „Schwarze Pumpe“ Vergaser) ermittelt. Die Kosten für die Kraftstoffproduktion liegen im Bereich von 14 bis 23 €/GJ /RENEW 2008/.

/Kerdoncuff 2008/ beschäftigte sich in seiner Dissertation mit der techno-ökonomischen und ökologischen Bewertung der Produktion von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen aus Stroh und Waldrestholz. Wie /Lange 2008/ und /Leible et al. 2007/ wählte er die Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser. /Kerdoncuff 2008/ ermittelte Treibhausgasemissionen bei der Kraftstoffproduktion aus Waldrestholz von -11,45 bis 1,79 g CO_{2eq}/MJ sowie Produktionskosten in Höhe von 1,04 bis 1,34 €/l.

Die Studie „Erdgassubstitute aus Biomasse für die mobile Anwendung im zukünftigen Energiesystem“ /Müller-Langer et al. 2009/ beinhaltet eine technische, ökonomische und ökologische Untersuchung von SNG aus bio- und thermochemischen Verfahren. Neben dem „Fast Internally Circulating Fluidised Bed“ (FICFB) Vergaser wird für die langfristigen Kon-

zepte (2020 und 2030) ein AER-Vergaser betrachtet. Die Produktionskosten für SNG in Biogasanlagen bzw. in einem Vergaser wurden zwischen 17 und 38 €/GJ beziffert. Die CO_{2eq}-Einsparung beträgt zwischen 47 und 71 % bezogen auf den fossilen Vergleichskraftstoff (83,8 g CO_{2eq}/MJ_{KS} /Richtlinie 98/70/EG/) /Müller-Langer et al. 2009/.

/Beiermann 2010/ erstellte in ihrer Dissertation eine technische, ökologische und ökonomische Analyse zur Produktion von Methanol und Fischer-Tropsch-Kraftstoffen. Sie betrachtete den CHOREN Carbo-V[®]-, den FICFB-Vergaser sowie das Verfahrenskonzept „bioliq^{®cc}“ des Forschungszentrums Karlsruhe. Sie berechnete Kraftstoffproduktionskosten im Bereich von 1,19 bis 3,6 €/l. Die CO_{2eq}-Emissionen frei Tankstelle der betrachteten Verfahren lagen danach zwischen 2,7 und 35,9 g CO_{2eq}/MJ. Hieraus leitete sie CO₂-Vermeidungskosten von 263 bis 1.095 €/t CO₂ ab /Beiermann 2010/.

/Müller-Langer 2011/ untersuchte in ihrer Dissertation die Produktion von Bioethanol, Fischer-Tropsch-Diesel und SNG in unterschiedlichen Verfahren hinsichtlich technischer, ökologischer und ökonomischer Gesichtspunkte. Sie betrachtete dabei kurz-, mittel- und langfristige Konzepte. Die CO_{2eq}-Emissionen belaufen sich dabei zwischen 17,2 und 43,1 g CO_{2eq}/MJ. Für die analysierten Verfahren ermittelte /Müller-Langer 2011/ Kraftstoffproduktionskosten im Bereich von 19,7 und 49,7 €/GJ.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die vorliegende Arbeit sich u. a. durch eine detaillierte technische Analyse der thermochemischen Verfahren gegenüber den anderen Veröffentlichungen abhebt. Weiter kennzeichnet die Arbeit, dass sowohl die CO_{2eq}-Emissionen als auch die Kosten neben einer WTT- auch in einer TTW-Betrachtung erhoben wurden. Eine detaillierte WTW-Betrachtung hinsichtlich technischer, ökologischer und ökonomischer Gesichtspunkte, insbesondere der Fischer-Tropsch-Synthese, H₂- und SNG-Produktion in einer Torrefizierung mit Flugstromvergaser bzw. der H₂-Produktion in einem AER-Vergaser, ist bisher noch nicht erfolgt.

1.4 Aufbau der Arbeit

Entsprechend der vorgestellten Ziele (vgl. Kapitel 1.2) ist die Arbeit wie in Abb. 1-2 dargestellt gegliedert.

Kapitel 2 enthält einen Überblick über die Potenziale und Nutzung von Winterweizenstrohhallen sowie Hackschnitzel aus Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen. Des Weiteren werden die betrachteten thermochemischen Konversionsverfahren inklusive der Synthesegasreinigung, -konditionierung und Kraftstoffgewinnung vorgestellt. Hieraus werden die in dieser Arbeit untersuchten Prozessketten abgeleitet und definiert.

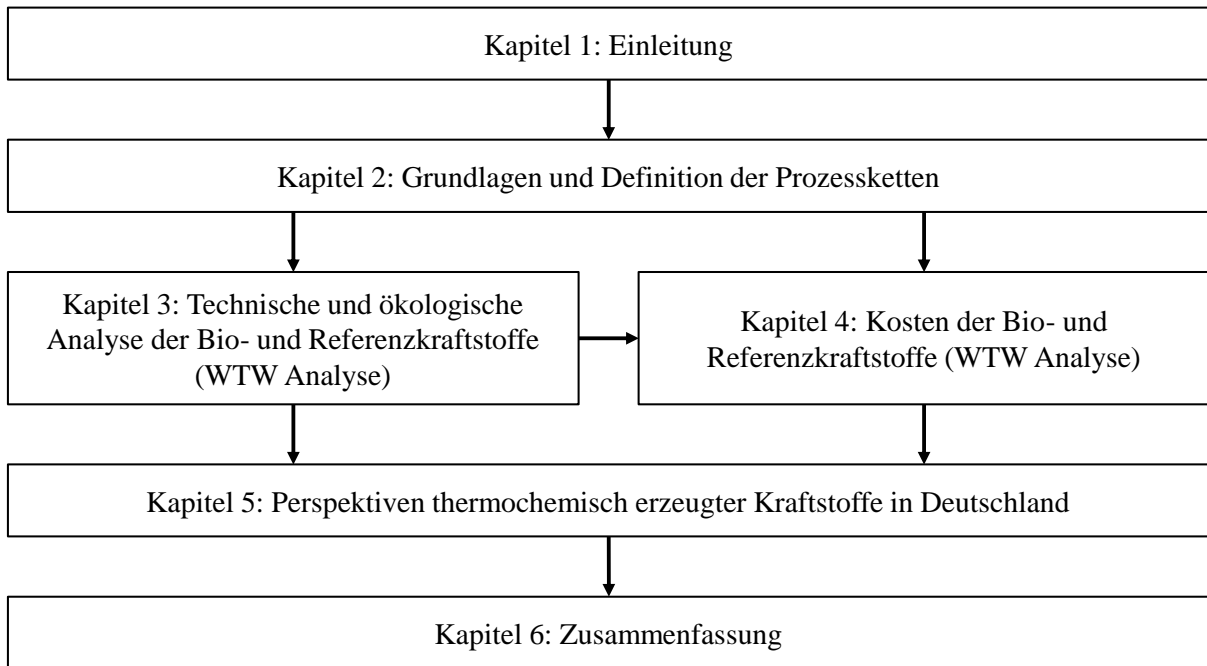


Abb. 1-2: Aufbau der Arbeit

Für die Prozessketten wird in Kapitel 3 eine technische Analyse durchgeführt. Es werden dabei für jeden Prozess u. a. die Massenverluste (Ernte, Lagerung, Trocknung etc.), das benötigte Inventar (Traktor, Erntemaschine etc.), der Energiebedarf (Diesel, Strom, Wärme etc.), die Energieproduktion (Strom, Wärme) sowie der energetische Nutzungsgrad der thermochemischen Anlagen ermittelt.

Ausgehend von den Ergebnissen der technischen Analyse wird in Kapitel 3 eine ökologische Analyse (Lebenszyklusanalyse) für die Prozessketten erstellt. Es werden in einem ersten Schritt die WTT- $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen ermittelt. Hierzu zählen die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen, welche durch die Produktion und Bereitstellung der Biomasse frei Konversionsanlage sowie durch die Konversion und Bereitstellung der Kraftstoffe frei Tankstelle entstehen. In einem zweiten Schritt werden in einer TTW-Analyse die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen berechnet, welche während der Nutzung in einem PKW entstehen. Neben einem Otto- und Dieselmotor, wird eine Brennstoffzelle betrachtet. Aus den WTT- und TTW-Emissionen ergeben sich die WTW- $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen. Die für das Jahr 2010 ermittelten $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen werden für das Jahr 2050 abgeschätzt. Eine Sensitivitätsanalyse sowie ein Vergleich der $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen der thermochemischen mit fossilen und Bioreferenzkraftstoffen schließen dieses Kapitel ab.

Analog zur ökologischen Analyse wird eine Kostenberechnung der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe in Kapitel 4 durchgeführt. Es werden dabei für jeden einzelnen Prozess die Kosten erhoben und vergleichend in einer WTT-, TTW- und WTW-Betrachtung mit den fossilen und Bioreferenzkraftstoffen gegenüber gestellt. Anhand einer Sensitivitätsanalyse

werden die Auswirkungen unterschiedlicher Parameter auf die Produktionskosten der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe untersucht.

In Kapitel 5 werden die Perspektiven der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe in Deutschland hinsichtlich politischer (Pflicht der Beimischung, CO_{2eq}-Einsparung) und wirtschaftlicher (CO_{2eq}-Vermeidungskosten, Einfuhrpreis von Rohöl- bzw. Erdgas) Rahmenbedingungen untersucht. Sowohl die technische Analyse als auch die Lebenszyklusanalyse wurden für die Jahre 2010 und 2050 erstellt. Die Kosten wurden in einer WTW-Analyse für das Jahr 2010 erhoben. Für die Berechnung der zukünftig anlegbaren Produktionskosten der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe (WTT) wurden der CO_{2eq}-Preis, die CO_{2eq}-Emissionen des Biokraftstoffs und des fossilen Referenzkraftstoffs im Jahr 2050 sowie die Produktionskosten der fossilen Kraftstoffe herangezogen.

Diese Arbeit schließt mit einer Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse in Kapitel 6.

2 Grundlagen und Definition der Prozessketten

Derzeit gibt es noch keine im großtechnischen Maßstab wirtschaftlich betriebene Anlage zur Produktion von thermochemisch erzeugten Kraftstoffen aus Biomasse. Die in dieser Arbeit betrachteten thermochemischen Konversions- und Kraftstoffproduktionsverfahren beruhen auf bestehenden Demonstrations- und Teilanlagen. Aus diesen lassen sich die in Abb. 2-1 dargestellten Konversionspfade ableiten.

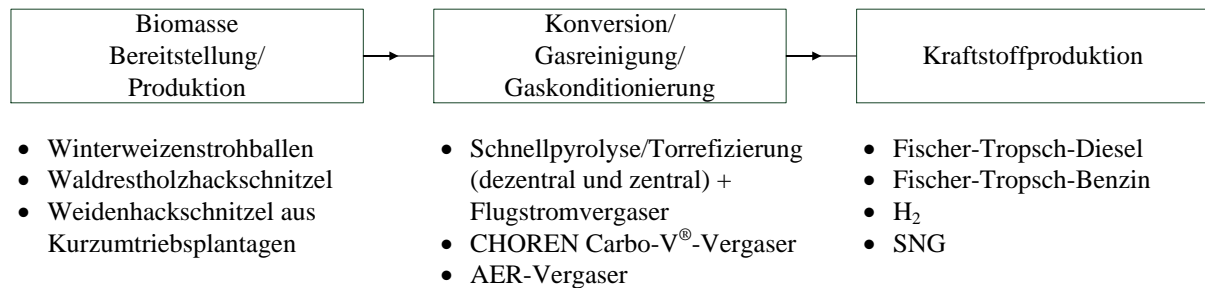


Abb. 2-1: Übersicht der betrachteten Biomassekonversionspfade

In Kapitel 2.1 werden das Potenzial, die derzeitige Nutzung sowie der spezifische Flächenertrag von Winterweizenstroh, Waldrestholz (WRH) und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen erhoben. Neben der Schnellpyrolyse bzw. Torrefizierung mit anschließendem Flugstromvergaser wird das CHOREN Carbo-V[®]-Verfahren (Nieder (NTV)- und Hochtemperaturvergasung (HTV)) sowie der AER-Vergaser untersucht (vgl. Kapitel 2.2). Nach der Gasreinigung und Gaskonditionierung (vgl. Kapitel 2.3 und 2.4) folgt die Kraftstoffproduktion (vgl. Kapitel 2.5) zu Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin sowie SNG und H₂. In Kapitel 2.6 werden die betrachteten Prozessketten zur Produktion thermochemischer Kraftstoffe definiert. Abschließend erfolgt in Kapitel 2.7 die Auswahl der in dieser Arbeit untersuchten fossilen und regenerativen Referenzkraftstoffe sowie der verwendeten Motoren.

2.1 Potenzial, Nutzung und spezifischer Flächenertrag der betrachteten Biomasse

Rohstoffe aus Biomasse zur energetischen Nutzung lassen sich in die Kategorien Energiepflanzen, Ernterückstände, organische Nebenprodukte sowie organische Abfälle einordnen (vgl. Tabelle 2-1) /Kaltschmitt et al. 2009/. Im Zuge dieser Arbeit werden neben Stroh und Waldrestholz, welche zu den Ernterückständen gehören, noch Kurzumtriebsplantagenhölzer, sogenannte Energiepflanzen, betrachtet, die für die Nutzung bei thermochemischen Verfahren geeignet sind (vgl. Kapitel 2.1.1, 2.1.2 und 2.1.3).

Tabelle 2-1: Einordnung der Biomasserohstoffe nach /Kaltschmitt et al. 2009/

Energiepflanzen	Ernterückstände	Organische Nebenprodukte	Organische Abfälle
z. B. Chinaschilf, Triticale, Kurzumtriebsplantagenholz (z. B. Weide)	z. B. Stroh, Waldrestholz	z. B. Gülle, Industrierestholz	z. B. Klärschlamm, Schlachthofabfälle

Um diese Rohstoffe energetisch zu nutzen, ist eine Anzahl verschiedener Prozessschritte von Anbau, Ernte, Transport, Lagerung etc. notwendig. Diese werden genauer in Kapitel 3.2 beschrieben. Im Folgenden werden das Potenzial, die derzeitige Nutzung sowie der spezifische Flächenertrag und dessen zukünftige Entwicklung der betrachteten Biomassen für Deutschland abgeleitet. Der spezifische Flächenertrag wird für die Berechnungen in Kapitel 3.2 benötigt.

2.1.1 Stroh

Bei Stroh handelt es sich um einen halmgutartigen Energieträger /FNR 2007/. Es entsteht als Nebenprodukt des Getreideanbaus.

Potenzial und derzeitige Nutzung in Deutschland. Tabelle 2-2 gibt einen Überblick zu den Strohpotenzialen in PJ pro Jahr in Deutschland. /FNR 2007/, /Kaltschmitt et al. 2008/, /Nitsch et al. 2004/ und /Thrän et al. 2011/ gehen von einem jährlichen Potenzial von 125 bis 130 PJ aus. Das geringere Potenzial bei /Fritsche et al. 2004/ von 59 PJ pro Jahr beruht darauf, dass nur Getreidestroh erfasst wurde. Die weiteren Studien berücksichtigen neben dem Getreidestroh noch Raps-, Mais- und sonstiges Stroh. Zum anderen beträgt die Mobilisierungsrate bei /Fritsche et al. 2004/ nur 90 %. Weiter unterstellt /Fritsche et al. 2004/, dass durchschnittlich nur 88 % des technisch nutzbaren Strohs energetisch genutzt werden können /Aretz et al. 2007/.

Tabelle 2-2: Energetisch nutzbares Strohpotenzial in Deutschland

[PJ/a]	/Nitsch et al. 2004/	/Fritsche et al. 2004/	/FNR 2007/	/Kaltschmitt et al. 2008/	/Thrän et al. 2011/	/Weiser et al. 2011/
Energetisch nutzbares Strohpotenzial	130	59	130	130	125 ¹⁾	100 ²⁾ -186 ³⁾

¹⁾ Basis-Szenario

²⁾ 100 PJ/a (7.000 t Stroh Frischmasse): berechnet nach dynamischer Humuseinheitenmethode

³⁾ 186 PJ/a (7.000 t Stroh Frischmasse): berechnet nach VDLUFA unterer Wert

/Weiser et al. 2011/ geben eine Bandbreite für das energetisch nutzbare Strohpotenzial von 100 bis 186 PJ pro Jahr an. Der untere Wert von 100 PJ/a wurde nach der dynamischen Humuseinheitenmethode berechnet. Der obere Wert von 186 PJ/a wurde mit dem unteren Wert

des Verband Deutscher Landwirtschaftlicher Untersuchungs- und Forschungsanstalten (VDLUFA) berechnet.

Nach /LTZ 2010/ beträgt die Humuszehrung bedingt durch den Getreideanbau 280 kg Humus Kohlenstoff je Hektar (ha) und Jahr. Es handelt sich hierbei um den unteren Wert. Der obere beträgt 400 kg Humus Kohlenstoff je Hektar und Jahr /VDLUFA 2004/. Stroh hingegen hat eine humusmehrnde Wirkung. Je Tonne Stroh werden dem Boden 100 kg Humus Kohlenstoff je Hektar und Jahr zugeführt /LTZ 2010/.

Nach /Nitsch et al. 2004/ nimmt das jährliche Strohpotenzial bis zum Jahr 2050 auf 80 PJ ab (Tabelle 2-3). Die Studie /Thrän et al. 2011/ geht von einem ca. 25 % höheren Potenzial in den Jahren 2020 (118 PJ/a) und 2030 (104 PJ/a) als /Nitsch et al. 2004/ aus.

Tabelle 2-3: Energetisch nutzbares Strohpotenzial in Deutschland (2020-2050)

[PJ/a]	2020	2030	2040	2050
Energetisch nutzbares Strohpotenzial /Nitsch et al. 2004/	87	84	82	80
Energetisch nutzbares Strohpotenzial /Thrän et al. 2011/ ¹⁾	118	104		

¹⁾ Basis-Szenario

Derzeit befinden sich ca. 3 % des energetisch nutzbaren Strohpotenzials in einer Nutzung /FNR 2007/. Es steht somit noch ein großes Potenzial für eine energetische Nutzung zu Verfügung.

Spezifischer Flächenertrag. Die in dieser Arbeit durchgeführten Berechnungen beziehen sich auf Stroh von Winterweizen. Der Ertrag an Winterweizenkorn beträgt in Deutschland im Mittel 8 t Frischmasse (FM) je Hektar und Jahr. Bei einem Korn zu Stroh Verhältnis von 1 zu 0,9 beträgt die Winterweizenstrohmenge somit 7,2 t/ha und Jahr /KTBL 2010/.

Wie oben erwähnt verbleibt ein Teil des Strohs zum Ausgleich der Humusbilanz auf dem Acker. Für die Berechnungen wurde der untere Wert nach /VDLUFA 2004/ verwendet. Im Falle von Winterweizen müssen somit pro Hektar 2,8 t/a Stroh auf dem Feld bleiben, um die Humusbilanz auszugleichen.

Für Einstreu und Futtermittel werden nach /Beiermann 2010/ 20 % des zur Verfügung stehenden Strohs angesetzt. Insgesamt reduziert sich die jährlich zur Verfügung stehende Weizenstrohmenge von 7,2 t/ha auf eine energetisch nutzbare Strohmenge von 2,96 t/ha mit einem Wassergehalt (WG) von 14 %.

/Thrän et al. 2011/ gehen von jährlichen Ertragssteigerungen bei Weizen von 0,9 % bis zum Jahr 2020 und von 0,4 % im Zeitraum 2020 bis 2030 aus. Für die Jahre 2030 bis

2040 wird eine jährliche Ertragssteigerung von 0,3 % und von 2040 bis 2050 von 0,2 % unterstellt. In Abb. 2-2 sind der Winterweizenertrag sowie die anfallende Winterweizenstrohmenge und der energetisch nutzbare Anteil an Winterweizenstroh in Deutschland für die Jahre 2010 bis 2050 abgebildet. Es wurde von einem gleichbleibenden Korn zu Stroh Verhältnis ausgegangen. Weiter wurde unterstellt, dass die Humuszehrung linear mit dem Weizenertrag steigt. Bis zum Jahr 2050 erhöht sich der energetisch nutzbare Winterweizenstrohertrag (Wassergehalt 14 %) um ca. 20 % auf 3,54 t/ha und Jahr gegenüber 2010.

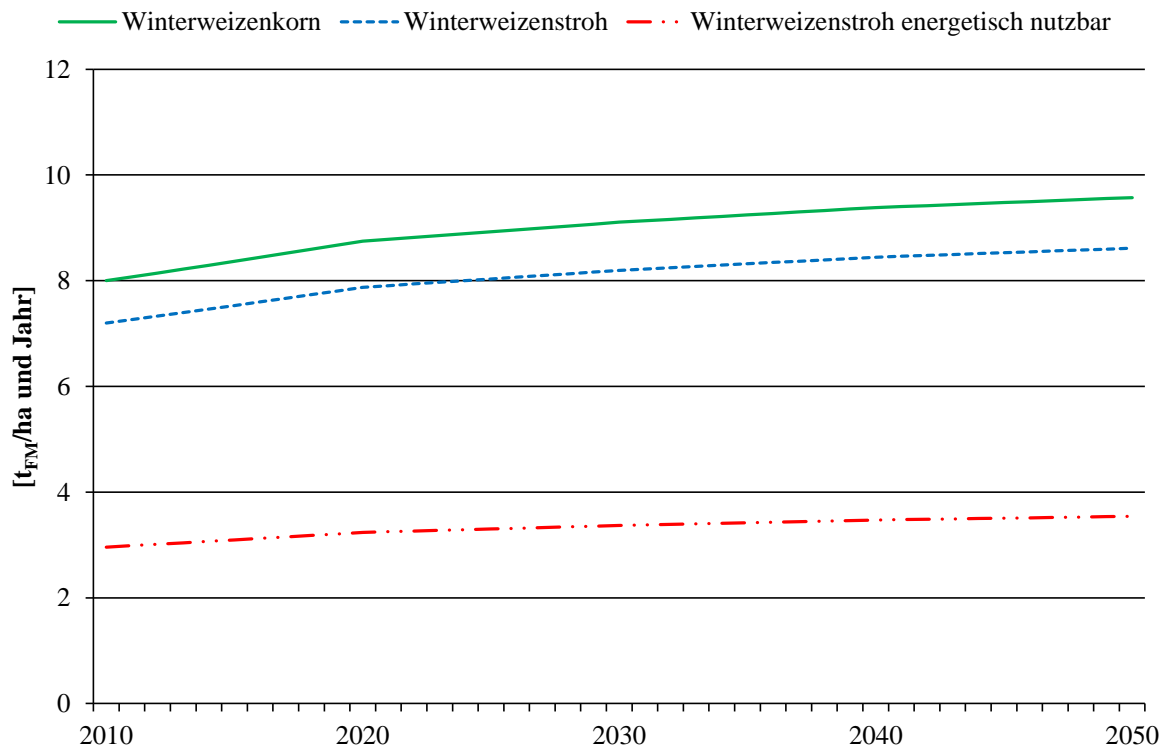


Abb. 2-2: Spezifischer jährlicher Flächenertrag von Winterweizenkorn, Winterweizenstroh und energetisch nutzbarem Winterweizenstroh (Wassergehalt 14 %, Heizwert 14,05 MJ/kg) in Deutschland (2010-2050) (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /LTZ 2010/, /Thrän et al. 2011/)

2.1.2 Wald-, Waldrest- und Schwachholz

Wald-, Waldrest- und Schwachholz fallen u. a. bei der Durchforstung bzw. beim Holzeinschlag an. Bei der Durchforstung werden von Zeit zu Zeit minderwertige Bäume aus dem Wald entfernt um das Wachstum hochwertiger Bäume zu verbessern. Beim Holzeinschlag bzw. bei der Stammholzgewinnung fällt Waldrestholz v. a. in Form von Ästen und Kronenmaterial an.

Potenzial und derzeitige Nutzung in Deutschland. In Tabelle 2-4 sind die Potenziale zweier Studien aufgeführt. Nach /Kaltschmitt et al. 2008/ beträgt das Potenzial an Waldrestholz 169 PJ/a. Hinzu kommen 123 PJ/a an Schwachholz sowie 132 PJ/a an zusätzlich nutzbarem Waldholz. Insgesamt beträgt das Potenzial an Waldrestholz somit 424 PJ pro Jahr. In den Angaben von /Thrän et al. 2011/ erfolgt keine Unterteilung in die einzelnen Fraktionen. Das Gesamtpotenzial beläuft sich nach /Thrän et al. 2011/ ebenfalls auf 420 PJ/a. Nach /Thrän et al. 2011/ werden ca. 70 % und somit knapp 300 PJ/a des Waldrestholzpotenzials im Bereich der Wärmebereitstellung bereits genutzt. D. h. 120 PJ/a stehen u. a. für die Vergasung und Kraftstoffproduktion zur Verfügung.

Tabelle 2-4: Energiepotenziale aus Wald-, Waldrest- und Schwachholz in Deutschland (nach /Aretz et al. 2007/)

[PJ/a]	/Kaltschmitt et al. 2008/	/Thrän et al. 2011/
Waldrestholz	169	
Schwachholz	123	
Waldholz	132	
Gesamt	424	420

Im Folgenden wird die Bezeichnung Waldrestholz als Summenwert für die Begriffe Wald-, Waldrest- und Schwachholz verwendet. Des Weiteren wird in dieser Arbeit neben der teilmechanisierten (tm) Waldhackschnitzelproduktion, welche nach /Wittkopf 2005/ die am weitesten Verbreitete ist, auch die vollmechanisierte (vm) Ernte betrachtet.

Spezifischer Flächenertrag. Für die Berechnungen wird zugrunde gelegt, dass es sich um Waldrestholz von Fichten handelt. Der jährliche Ertrag beträgt dabei 1 t/ha bei einem Wassergehalt von 15 % /FNR 2007/. Dies entspricht 1,7 t/ha und Jahr erntefrischem Waldrestholz mit einem Wassergehalt von 50 %. Es wird angenommen, dass sich der spezifische Flächenertrag zukünftig nicht ändert.

2.1.3 Holz aus Kurzumtriebsplantagen

Bäume aus Kurzumtriebsplantagen gehören in die Gruppe der Energiepflanzen (vgl. Tabelle 2-1). Es handelt sich hierbei um schnellwachsende Baumarten mit einem hohen Holzertrag, welche gezielt zur Deckung des Brennstoffbedarfs in Dauerkulturen auf Ackerflächen angebaut werden. Die bekanntesten Arten sind Pappeln und Weiden. Weiter gehören Birken, Erlen und Robinien zu den schnellwachsenden Baumarten. Die Nutzungsdauer einer Plantage beläuft sich nach heutiger Schätzung auf 20 bis 30 Jahre. Die Ernte wird dabei in Intervallen von zwei bis zehn Jahren durchgeführt /KTBL 2008/. Um als landwirtschaftliche Fläche ein-

gestuft zu werden, darf die maximale Umtriebszeit (Aufwuchs bis Ernte) 20 Jahre nicht überschreiten /BWaldG 2010/.

Potenzial und derzeitige Nutzung in Deutschland. 2007 betrug die Ackerfläche in Deutschland ca. 12 Mio. Hektar /Thrän et al. 2011/. Nach vorläufigen Schätzungen der Fachagentur Nachwachsender Rohstoffe e. V. (FNR) beträgt die Anbaufläche für Energiepflanzen im Jahr 2012 ca. 2,13 Mio. Hektar FNR 2012b.

In Tabelle 2-5 sind die von verschiedenen Autoren prognostizierten Anbauflächen für Energiepflanzen in Deutschland in Hektar aufgeführt. Nach /Nitsch et al. 2004/ beträgt die mögliche Anbaufläche im Jahr 2020 3,4 Mio. Hektar. Diese steigt bis zum Jahr 2050 auf 6,1 Mio. Hektar an. /Thrän et al. 2011/ schätzen die jährliche Ackerfläche, auf der Energiepflanzen (inklusive Grünland) angebaut werden, im Jahr 2020 auf 3,9 Mio. Hektar und im Jahr 2030 auf 4,7 Mio. Hektar. Diese Fläche muss jedoch mit anderen Energiepflanzen wie Mais, Raps etc. geteilt werden.

Tabelle 2-5: Anbaufläche für Energiepflanzen in Deutschland (2020-2050)

[Mio. ha]	2020	2030	2040	2050
Energiepflanzen /Nitsch et al. 2004/	3,4	4,3	5,2	6,1
Energiepflanzen /Thrän et al. 2011/	3,9 ¹⁾	4,7 ¹⁾	-	-

¹⁾ Basis-Szenario: davon Grünland 0,13 Mio. ha (2020), 0,36 Mio. ha (2030)

Spezifischer Flächenertrag. Der mittlere Ertrag an Weiden im Kurzumtrieb beträgt 7 t absolute Trockenmasse (t_{atro}) je Hektar und Jahr /KTBL 2006/. Die Bandbreite reicht dabei von 4 bis 11 t_{atro}/ha und Jahr. Der mittlere jährliche Ertrag an Pappeln im Kurzumtrieb reicht von 6 bis 14 t_{atro}/ha und Jahr /KTBL 2006/. Trotz des höheren Ertrags der Pappeln werden in dieser Arbeit Weiden bilanziert. Zum einen liegt der Vorteil durch den Weidenanbau im fast 100 prozentigen Anwuchs- und Regenerationserfolg, zum anderen sind sie frostbeständiger /Bärwolff et al. 2012/. Weiter ist der Düngemiteleininsatz an Stickstoff, Phosphor und Kalium je Tonne Ertrag (t_{atro}) bei Weiden um ca. 30 % geringer als bei Pappeln /KTBL 2008/, was zu geringeren Treibhausgasemissionen führt, die dem Anbau angerechnet werden müssen.

Die jährlichen Ertragssteigerungen bei Weiden werden nach /Thrän et al. 2011/ bis zum Jahr 2030 mit 1,6 % angenommen. Für den Zeitraum 2030 bis 2040 wird eine Steigerung des Ertrags von 1,3 % und von 2040 bis 2050 von 1,0 % unterstellt. Abb. 2-3 zeigt den Weidenertrag (t_{atro}) je Hektar und Jahr in Deutschland für die Jahre 2010 bis 2050. Der jährliche Ertrag wächst dabei um ca. 70 % auf 12,1 t_{atro}/ha bis zum Jahr 2050 an.

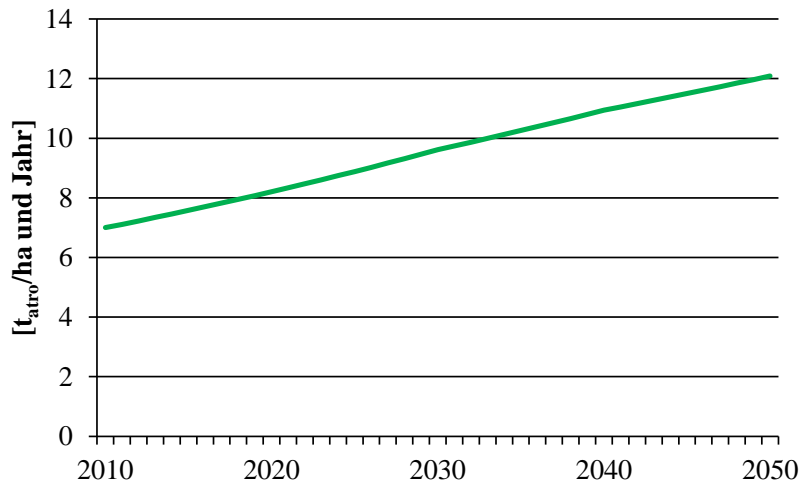


Abb. 2-3: Spezifischer jährlicher Flächenertrag von Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in Deutschland (2010-2050), (eigene Berechnungen basierend auf /Thrän et al. 2011/)

2.2 Thermochemische Konversionsverfahren

Das Hauptaugenmerk dieser Arbeit liegt auf der thermochemischen Konversion und der Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel und -Benzin, SNG sowie H₂. Im Folgenden werden die betrachteten Verfahren zur thermochemischen Konversion, d. h. Vergasung, Pyrolyse und Torrefizierung (siehe Abb. 2-4) erläutert. Eine detaillierte technische Analyse dieser Verfahren folgt in Kapitel 3.3.

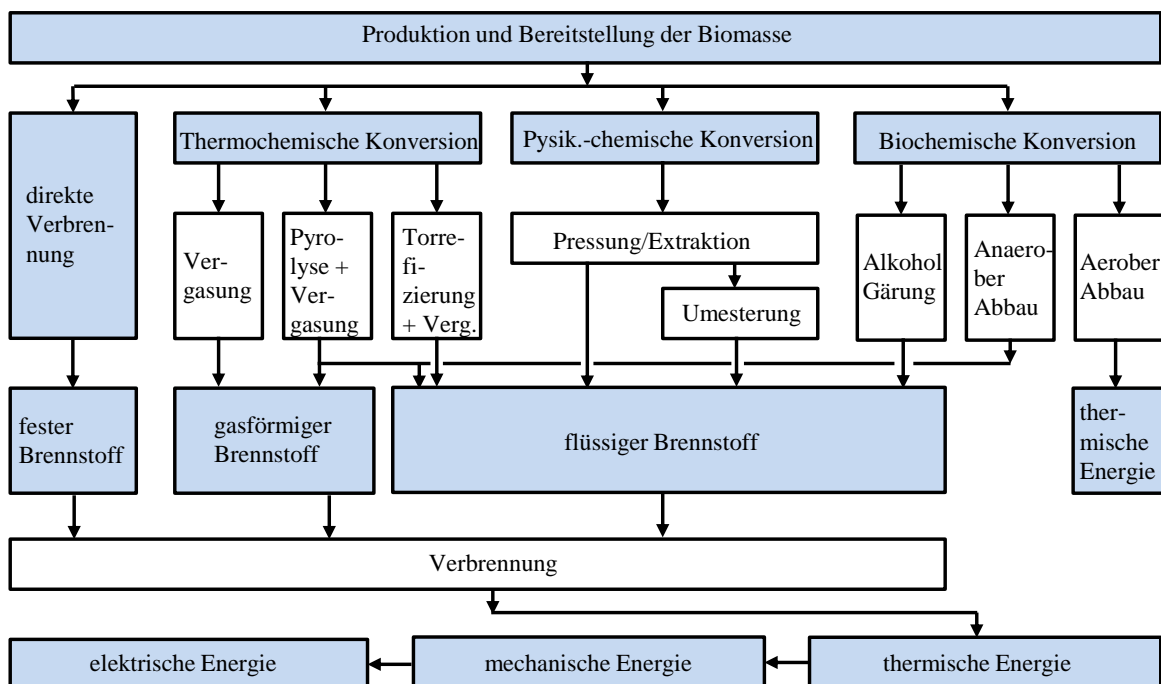


Abb. 2-4: Konversionspfade für Biomasse nach /Kaltschmitt et al. 2009/

2.2.1 Vergasung

Das Ziel der Biomassevergasung ist die Bereitstellung eines gasförmigen Sekundärenergie-trägers durch eine möglichst vollständige Umwandlung der eingesetzten Biomasse (vgl. Abb. 2-4). Der biogene Brennstoff wird dabei unterstöchiometrisch ($0 < \lambda < 1$) mit einem Vergasungsmittel wie z. B. Luft, Sauerstoff (O_2), Wasserdampf (H_2O) oder Kohlenstoffdi-oxid (CO_2) versetzt /FNR 2007/. Der erzeugte gasförmige Energieträger wird in der Literatur u. a. als Produktgas, Holzgas oder bei hohen Anteilen von Kohlenstoffmonoxid (CO) sowie H_2 auch als Synthesegas bezeichnet /Kaltschmitt et al. 2009/. Nachfolgend wird der Begriff des Synthesegases verwendet.

Bei der Vergasung handelt es sich um einen endothermen Vorgang, d. h., es muss dem Vergaser Energie in Form von Wärme zugeführt werden. Die Wärmezufuhr erfolgt entweder autotherm (direkt), durch Verbrennung eines Teils der eingesetzten Biomasse oder des erzeugten Produktgases bzw. allotherm (indirekt), durch einen Wärmeüberträger oder ein zirkulierendes Bettmaterial. Die Vergasung lässt sich dabei in die vier Phasen Trocknung, pyrolytische Zersetzung, Oxidation und Reduktion einteilen /Kaltschmitt et al. 2009/.

Bei Temperaturen bis zu $200^\circ C$ findet die Trocknung der Biomasse statt. Hierbei verdampft das im Brennstoff eingelagerte Wasser. Während der pyrolytischen Zersetzung, welche bei Temperaturen zwischen 150 und $220^\circ C$ beginnt, werden die makromolekularen Bestandteile der Biomasse irreversibel unter Luftausschluss ($\lambda = 0$) aufgespalten. Produkte der pyrolytischen Zersetzung sind neben festen (Pyrolysekoks) sowie flüssigen (Pyrolyseöl) kohlenstoffhaltigen Rückständen, gasförmige Stoffe wie z. B. Wasserdampf, CO_2 , CO und Methan (CH_4). Die Pyrolyse endet bei Temperaturen um $500^\circ C$. Anschließend kommt es zu einer Teiloxidation der festen, flüssigen und gasförmigen Produkte der Pyrolyse mit Sauerstoff. Während der Reduktion werden in Anwesenheit eines Vergasungsmittels die Rückstände aus der Pyrolyse und Teiloxidation unterstöchiometrisch in Gase wie z. B. CO_2 , CO , H_2 und CH_4 umgewandelt /Kaltschmitt et al. 2009/.

Die Vergaser lassen sich generell einteilen nach Art des Reaktortyps (Festbett-, Wirbelschicht- und Flugstromvergaser), der Wärmebereitstellung (allotherm bzw. autotherm), der Auswahl des Vergasungsmittels (z. B. Luft, O_2 , Wasserdampf, CO_2) und dem Druck (atmosphärisch oder erhöhter Druck). Am gängigsten ist jedoch die Unterteilung in Festbett-, Wirbelschicht- und Flugstromvergaser /Kaltschmitt et al. 2009/. Im Folgenden wird auf die Zweibettwirbelschicht, im Speziellen auf den AER-Vergaser sowie auf den Flugstromvergaser eingegangen, welche Teile dieser Arbeit sind. Detaillierte Informationen zu den anderen Vergasertypen findet man u. a. in /Kaltschmitt et al. 2009/.

Zweibettwirbelschichtvergaser. Bei den Wirbelschichtvergasern wird zusätzlich zum Vergasungsmittel ein inertes Bettmaterial (z. B. Quarzsand) in den Reaktor eingebracht. Dieses ruht anfangs auf dem Anströmboden. Die Wirbelschicht breitet sich aus, sobald das Vergasungsmittel in den Reaktor geblasen wird. Durch die Vermischung der zuvor fein gemahlene Biomasse mit dem aufgeheizten Bettmaterial erhält man eine schnelle Wärmeübertragung, welche zu kurzen Verweilzeiten (wenige Sekunden bis Minuten) der Biomasse im Vergaser führt /Kaltschmitt et al. 2009/.

Der AER-Vergaser wurde nach dem Prinzip des FICFB Vergasers in Güssing gebaut. Beide bestehen aus zwei gekoppelten Wirbelschichtreaktoren. Im Unterschied zum Güssing-Vergaser wird beim AER-Vergaser das inerte Bettmaterial durch ein reaktives Bettmaterial ersetzt. Hierbei handelt es sich um ein Absorptionmittel auf Basis von Calciumoxid (CaO), welches das während der Vergasung entstehende CO₂ abtrennt /Specht/.

Die Vergasung läuft dabei bei Temperaturen zwischen 600 und 700°C /Specht/ sowie unter atmosphärischem Druck ab /Marquard-Möllenstedt et al. 2009/. Als Vergasungsmittel wird Dampf eingesetzt. Das mit CO₂ beladene Bettmaterial (Calciumcarbonat (CaCO₃)) wird zusammen mit dem Biomassekoks in den zweiten Wirbelschichtreaktor ausgetragen. Hier erfolgt die Regeneration des Bettmaterials sowie die Verbrennung mit Luft bei Temperaturen zwischen 800 und 900°C /Specht/.

Als Produkte erhält man ein inertgasarmes Synthesegas mit Wasserstoffgehalten zwischen 60 und 80 % /Marquard-Möllenstedt et al. 2009/ und ein mit CO₂ angereichertes Abgas. Die empfohlene Vergasergröße liegt zwischen 5 und 50 MW_{BWL} /ZSW 2009/.

Flugstromvergaser. Im Flugstromvergaser wird der Brennstoff mit dem Vergasungsmittel (z. B. Luft, O₂, Wasserdampf) im Gleichstrom bei Temperaturen zwischen 1.200 und maximal 2.000°C in wenigen Sekunden vergast. Die Biomasse muss dabei vor der Vergasung aufbereitet werden. Sie kann entweder feinst gemahlen, pyrolysiert (vgl. Kapitel 2.2.2) oder torrefiziert (vgl. Kapitel 2.2.3) werden. Bei einer vorangegangenen Pyrolyse wird das Gemisch aus Pyrolyseöl und Koks (Slurry) eingeblasen. Wird eine Torrefizierung vorangestellt, so wird der produzierte und anschließend gemahlene Koks eingebracht. Das CHOREN Carbo-V[®]-Verfahren besteht aus einer Flugstromvergasung mit vorgeschalteter Niedertemperaturvergasung. Durch die Niedertemperaturvergasung wird die Biomasse in Biokoks und Schwelgas konvertiert /Rudloff 2004/.

Aufgrund der hohen Vergasungstemperaturen muss die Asche im flüssigen Zustand abgezogen werden. Durch die hohen Temperaturen während der Vergasung wird ein nahezu

teerfreies Synthesegas erzeugt. Eine nachträgliche Teerabscheidung ist somit nicht notwendig /Kaltschmitt et al. 2009/.

2.2.2 Pyrolyse

Unter Pyrolyse versteht man die thermische Zersetzung unter Ausschluss von O_2 ($\lambda = 0$). Die Produkte der Pyrolyse können dabei gasförmige, feste und flüssige Sekundärenergieträger sein /Lange 2008/. Zur Bereitstellung flüssiger Sekundärenergieträger eignen sich die Flash- (Schnell- /Ortwein 2011/) Pyrolyse und die Druckverflüssigung /Kaltschmitt et al. 2009/. In dieser Arbeit wird die Schnellpyrolyse mit einem Doppelschneckenreaktor nach dem bioliq[®] Verfahren des Karlsruher Institut für Technologie betrachtet. Folgende Ausführungen beziehen sich auf diesen Reaktortyp. Informationen zu weiteren Flash-Pyrolysen bzw. zur Druckverflüssigung findet man u. a. in /Kaltschmitt et al. 2009/.

Die getrocknete und zerkleinerte Biomasse wird mit aufgeheiztem Sand (500°C) in einem Doppelschneckenmischreaktor vermischt. Der Reaktor steht unter Luftabschluss und atmosphärischen Druck. Es handelt sich hierbei um einen allothermen Prozess, d. h. dem System wird über das Bettmaterial (aufgeheiztem Sand) Wärme von außen zugeführt. Die Umsetzung der Biomasse geschieht in weniger als einer Sekunde. Ziel ist es, einen möglichst hohen Anteil an flüssigen Produkten zu erhalten. Neben 40 bis 70 % Pyrolyseöl und 15 bis 40 % Pyrolysekoks erhält man als weiteres Produkt Pyrolysegas. Das Pyrolyseöl und der Pyrolysekoks werden anschließend zu einer Slurry vermischt. Diese kann in einem Flugstromvergaser (vgl. Kapitel 2.2.1) in Synthesegas umgewandelt werden. Das Pyrolysegas wird abgezogen und verbrannt. Die dabei entstehende Wärme wird für die Trocknung der Biomasse sowie die Pyrolyse genutzt /Kaltschmitt et al. 2009/.

2.2.3 Torrefizierung

Bei der Torrefizierung handelt es sich um eine Biomassekonditionierung. Die Prozesstemperaturen liegen im Bereich von 200 bis 300°C. Wie die Pyrolyse läuft die Torrefizierung unter Sauerstoffausschluss ($\lambda = 0$) ab /Verhoeff et al. 2011/. Durch die Torrefizierung wird die Biomasse getrocknet und der Heizwert (H_i) erhöht /Kaltschmitt et al. 2009/.

Die Torrefizierung ist ein endothermer Prozess, d. h., dem System muss Energie in Form von Wärme zugeführt werden. Die Wärmezufuhr kann entweder direkt oder indirekt erfolgen. Bei der direkten wird die Biomasse mit einem heißen Gasstrom versetzt. Über die Reaktorwände bzw. Einbauten im Reaktor kann die Wärme indirekt auf die Biomasse übertragen werden /Kaltschmitt et al. 2009/. Nachfolgend wird auf einen indirekt beheizten Trommelreaktor eingegangen, welcher für die Analysen in dieser Arbeit verwendet wird.

Die zerkleinerte und vorgetrocknete Biomasse wird dem Trommelreaktor zugeführt. Neben torrefizierter Biomasse entstehen im Zuge der pyrolytischen Zersetzung der Biomasse noch Gase (Röstgase). Das Röstgas wird verbrannt. Die entstehende Wärme wird der Biomasse-trocknung sowie dem Thermoölkreislauf zugeführt /Kaltschmitt et al. 2009/. Aufgrund von Umwandlungsverlusten ist der Energiegehalt der Produkte geringer als der Energiegehalt der eingesetzten Biomasse /Kaltschmitt et al. 2009/, /Uslu et al. 2008/. Anschließend kann die torrefizierte Biomasse in einem Flugstromvergaser (vgl. Kapitel 2.2.1) in Synthesegas umgewandelt werden.

2.3 Gasreinigungsverfahren

Um Schäden wie z. B. Ablagerungen oder Korrosionen in den der Vergasung nachgeschalteten Anlagen (z. B. chemischen Synthesen) zu verhindern, ist eine Gasreinigung unumgänglich. Durch eine Gasreinigung werden die Emissionen von Partikeln, Stickstoff-, Schwefelverbindungen etc. reduziert /Kaltschmitt et al. 2009/. Die Reinigung von Synthesegas aus der Vergasung von Biomasse setzt sich dabei aus mehreren Gasreinigungsprozessen zusammen /Grove, Vodegel 2012/. Nachfolgend werden die in dieser Arbeit verwendeten Gasreinigungsverfahren dargestellt.

In Tabelle 2-6 sind unterschiedliche Verunreinigungen im Synthesegas, welche bei der Vergasung von Biomasse entstehen, aufgeführt. Weiter sieht man die Qualitätsanforderungen eines Verbrennungsmotors sowie einer Fischer-Tropsch-Synthese. Bei den Werten handelt es sich um Anhaltspunkte, da zur Vergasung und Kraftstoffsynthese von Biomasse nur wenig Betriebserfahrungen vorliegen /Bandi, Specht 2004/. Aus Tabelle 2-6 ist zu erkennen, dass die Qualitätsanforderungen für eine Fischer-Tropsch-Synthese weitaus höher sind als die Anforderungen eines Verbrennungsmotors.

Tabelle 2-6: Verunreinigungen im Synthesegas aus Biomassevergasern, deren Schadwirkung sowie Reinheitsanforderungen für einen Verbrennungsmotor und eine Fischer-Tropsch-Synthese (/Bandi, Specht 2004/, /Beiermann 2010/, /Kaltschmitt et al. 2009/, /Müller-Langer 2011/)

[mg/Nm ³]	Verunreinigungen	Schadwirkung	Verbrennungsmotor	FT-Synthese
Partikel	10.000-100.000	Abrasion	< 50	0
Teere	2.000-20.000	Ablagerung	< 100	< 1
Alkalien	0,5-5	Heißgaskorrosion	< 50	< 0,01
NH ₃	200-2.000	NO _x -Emissionen	< 55	< 1
Schwefel	5-100	SO _x -Emissionen	< 1.150	< 1

FT (Fischer-Tropsch), NH₃ (Ammoniak)

In Abhängigkeit vom Temperaturniveau unterscheidet man Kalt- und Heißgasreinigungsverfahren. Die Kaltgasverfahren sind erprobte und kommerziell verfügbare Techniken. Die Ein-

bindung einer Heißgasreinigung ist im Vergleich zur Kaltgasreinigung weitaus anspruchsvoller /Müller-Langer 2011/.

Um die Reinheitsanforderungen der Kraftstoffsynthese an das Synthesegas zu erfüllen, stehen eine Reihe von Gasreinigungstechniken zur Verfügung. In Tabelle 2-7 sind die in der vorliegenden Arbeit betrachteten Gasreinigungsverfahren für die in Tabelle 2-6 aufgelisteten Schadstoffkomponenten zu sehen. Nachfolgend werden diese Gasreinigungsverfahren vorgestellt.

Tabelle 2-7: Schadstoffkomponenten und dazugehörige Gasreinigungstechniken (/Beiermann 2010/, /Kaltschmitt et al. 2009/, /Ramesohl et al. 2005/)

Schadstoffkomponente	Gasreinigungstechnik
Partikel, Staub: ($d_p > 5 \mu\text{m}$)	Zyklon
Partikel, Staub, Teer, Alkalien: ($d_p < 5 \mu\text{m}$)	Gewebefilter
Teer, Staub, Alkalien, Stickstoff- und Schwefelverbindungen	Wäscher
Schwefel, CO_2	Absorptive Verfahren (Purisol, Rectisol, Selexol etc.); Adsorptive Verfahren (ZnO-Bett, Aktivkohle etc.)

d_p (Partikeldurchmesser), ZnO (Zinkoxid)

2.3.1 Fliehkraftabscheider (Zyklon)

In einem Zyklon (Fliehkraftabscheider) werden Partikel und Staubteilchen durch die Zentrifugalbeschleunigung an die Wand des Abscheiders gedrückt und somit aus dem Gasstrom entfernt. Von dort wandern sie in spiralförmigen Bahnen in den unten angebrachten Auffangbehälter /Schmidt 2007/. Zyklone eignen sich v. a. bei Partikeln, welche größer $5 \mu\text{m}$ sind (vgl. Tabelle 2-7) /Kaltschmitt et al. 2009/. Sie können bei Temperaturen bis über 1.000°C und in einem Druckbereich von 0,01 bis 100 bar eingesetzt werden /Schmidt 2007/.

2.3.2 Filternde Abscheider (Gewebefilter)

Zu den filternden Abscheidern gehören z. B. Gewebefilter. Sie eignen sich im Vergleich zu den Zyklonen auch für Partikel mit einem Durchmesser kleiner als $5 \mu\text{m}$ (vgl. Tabelle 2-7). Der Einsatzbereich reicht dabei von $0,5$ bis $100 \mu\text{m}$ /Kaltschmitt et al. 2009/. Neben herkömmlichen Filtermaterialien wie z. B. Faserschichten (bis Temperaturen von 250°C /Kaltschmitt et al. 2009/), können auch Kunststoffpulver bzw. Sintermetalle, welche für Temperaturen über 1.000°C (Heißgasfilter) ausgelegt sind, eingesetzt werden /Schmidt 2007/. Ein Problem der Gewebefilter ist der hohe Druckverlust. Weiter können Teere, sofern sie nicht vorher abgeschieden werden bzw. deren Kondensationstemperatur unterschritten wird, zur Verklebung des Filters führen /Kaltschmitt et al. 2009/.

2.3.3 Gaswäscher

In Gaswäschern werden mit Hilfe einer Waschflüssigkeit (z. B. Wasser) u. a. Teere, Alkalien, Stickstoff- und Schwefelverbindungen (vgl. Tabelle 2-7) aus dem Gasstrom entfernt. Die Gastemperatur muss dabei unter 100°C liegen /Kaltschmitt et al. 2009/. Ein Nachteil der Nasabscheider ist, dass eine verschmutzte Waschflüssigkeit anfällt /Schmidt 2007/.

In einem Biodieselwäscher können z. B. Kohlenwasserstoffe, Ammoniak (NH₃) und saure Bestandteile entfernt werden. Dieser Wäscher wird bei Temperaturen von ca. 40°C betrieben /Beiermann 2010/, /RENEW Scientific Report/.

2.3.4 Absorptive und adsorptive Verfahren

Zu den absorptiven Verfahren gehören u. a. das Rectisol und Selexol Verfahren (vgl. Tabelle 2-7). Über diese können CO₂ und Schwefelwasserstoff (H₂S) aus dem Synthesegas entfernt werden /Ramesohl et al. 2005/. Beim Rectisol Verfahren kommen Waschmittel wie z. B. Methanol zum Einsatz /Ewert et al. 2011/. Das Rectisol Verfahren arbeitet bei Drücken von 30 bis 60 bar und bei Temperaturen von -10 bis -70°C. Im Falle des Selexol Verfahrens wird ein Waschmittelmix bestehend aus Dimethylethern des Polyethylenglykols eingesetzt. Der Druck beträgt dabei 20 bis 30 bar und der Temperaturbereich 0 bis 40°C /Ramesohl et al. 2005/.

Als adsorptives Verfahren ist z. B. das ZnO- (Zink-Oxid) Bett zu nennen /Kaltschmitt et al. 2009/. Mit diesem kann u. a. H₂S aus dem Synthesegas entfernt werden /Beiermann 2010/. Die Adsorption von H₂S läuft bei Temperaturen von 200 bis 400°C ab. Hier reagiert H₂S mit ZnO zu Wasser und ZnS (Zinksulfid) /Kerdoncuff 2008/.

2.4 Gaskonditionierung

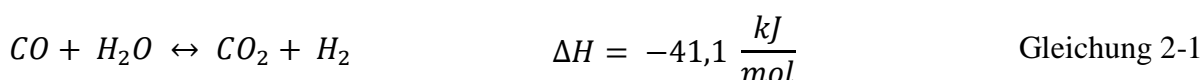
Für die Kraftstoffproduktion (Fischer-Tropsch-Synthese, Wasserstoffgewinnung, Methanisierung, vgl. Kapitel 2.5) wird ein bestimmtes H₂/CO Verhältnis des Synthesegases aus der Biomassevergasung benötigt. In Tabelle 2-8 sind typische H₂/CO Raten für die Fischer-Tropsch-Synthese und Methanisierung aufgeführt. Im Falle der Fischer-Tropsch-Synthese wird ein Teilstrom des Synthesegases über eine CO-Shift-Stufe gefahren um das H₂/CO Verhältnis von 2/1 einzustellen /Damartzis, Zabaniotou 2010/, /Leible et al. 2011/. Für die SNG-Produktion wird ein H₂/CO Verhältnis von 3/1 benötigt /Fürnsinn, Hofbauer 2007/, /Rönsch, Ortwein 2011/. Bei der Produktion von H₂ aus Synthesegas wird der komplette Gasstrom über die CO-Shift-Stufe gefahren, um eine maximale Wasserstoffausbeute zu erzielen /Tock, Maréchal 2012/.

Tabelle 2-8: H₂/CO Verhältnis für die Fischer-Tropsch-Synthese und Methanisierung

Kraftstoffproduktion	H ₂ /CO Verhältnis	Quelle
Fischer-Tropsch-Synthese	2/1	/Damartzis, Zabaniotou 2010/, /Leible et al. 2011/
Methanisierung	3/1	/Fürnsinn, Hofbauer 2007/, /Rönsch, Ortwein 2011/

Da das gewünschte H₂/CO Verhältnis des Synthesegases meist nicht vorliegt, wird mittels einer CO-Shift- (Wassergas-Shift-Reaktion) bzw. Retro CO-Shift-Stufe (Gleichung 2-1) das für die Kraftstoffproduktion notwendige H₂/CO Verhältnis eingestellt. Weiter wird vor der Fischer-Tropsch-Synthese das CO₂ (senkt H₂- und CO-Partialdrücke) aus dem Synthesegas entfernt. Die CO₂-Abtrennung kann z. B. mit dem Selexolverfahren (vgl. Kapitel 2.3) durchgeführt werden /Beiermann 2010/.

Bei der CO-Shift-Reaktion handelt es sich um eine exotherme Reaktion. Mittels Wasserdampf wird CO in H₂ und CO₂ umgewandelt. Da es eine Gleichgewichtsreaktion ist, kann über die Retro (inverse) CO-Shift-Reaktion, welche endotherm abläuft, der CO-Anteil für nachfolgende Kraftstoffsynthesen erhöht werden /Fürnsinn, Hofbauer 2007/.



Die CO-Shift kann als Niedertemperatur- (180 bis 270°C) bzw. Hochtemperaturstufe (300 bis 500°C) ausgeführt werden /Boll et al. 2002/ in /Beiermann 2010/. Für die Niedertemperaturstufe werden u. a. Kupfer- (Cu), Zink- (Zn) und Aluminium- (Al) Oxide als Katalysatoren verwendet. Bei der Hochtemperaturstufe werden oft Eisen-Chrom (Fe-Cr) und Cobalt-Chrom (Co-Cr) Katalysatoren eingesetzt /Hansen 1997/ in /Renk 2009/.

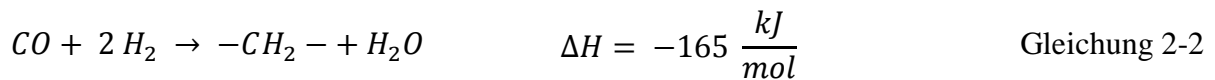
2.5 Kraftstoffproduktion

Das gereinigte und konditionierte Synthesegas kann nun einer Kraftstoffproduktion zugeführt werden. Im Rahmen der Arbeit werden die Fischer-Tropsch-Synthese, die Methanisierung sowie die H₂-Gewinnung mittels Pressure Swing Adsorption (PSA, Druckwechseladsorption) behandelt und nachfolgend näher erläutert.

2.5.1 Fischer-Tropsch-Synthese

Am Kaiser-Wilhelm-Institut für Kohleforschung in Mühlheim a. d. Ruhr wurde 1923 das Verfahren der Fischer-Tropsch-Synthese entwickelt. Es wurde genutzt, um aus Kohle flüssige Kohlenwasserstoffe zu erzeugen /Leible et al. 2011/. Das im Synthesegas vorkommende CO

und H_2 werden nach Gleichung 2-2 in langkettige Kohlenwasserstoffe umgewandelt /Damartzis, Zabaniotou 2010/.



Das Produktspektrum der Kohlenwasserstoffe reicht von C_1 bis C_{100} /Kaneko et al. 2005/ in /Beiermann 2010/. Über die Kettenwachstumswahrscheinlichkeit α wird die Länge der CH_2 -Ketten definiert /Beiermann 2010/. Um die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel zu maximieren werden hohe α Werte benötigt /Ekbohm et al. 2005/.

Bei der Fischer-Tropsch-Synthese kann zwischen Nieder- und Hochtemperaturverfahren unterschieden werden. Die Niedertemperaturverfahren arbeiten im Temperaturbereich von 210 bis 260°C /Leckel 2009/. Sie eignen sich zur Produktion von Dieselmotorkraftstoffen und Wachsen, welche wiederum zu Diesel aufbereitet werden können. Liegt der Schwerpunkt auf der Produktion von Benzinkomponenten und leichten Olefinen, so eignet sich die Hochtemperatursynthese. Sie läuft bei Temperaturen von 300 bis 350°C ab /Kaneko et al. 2005/ in /Beiermann 2010/, /Spaht, Dayton 2003/. Der Betriebsdruck der Synthese liegt zwischen 20 und 60 bar /Beiermann 2010/. In dieser Arbeit wird die Fischer-Tropsch-Synthese mit einer Kettenwachstumswahrscheinlichkeit α von 0,9 bei 200°C /Beiermann 2007/ und einem Druck von 30 bar /Lange 2008/ betrieben.

Für die Fischer-Tropsch-Synthese werden Fe-, CO-, Nickel- (Ni) und Ruthenium- (Ru) Katalysatoren verwendet. Katalysatoren aus Ru sind aufgrund der geringen Verfügbarkeit von Ru sehr teuer. Ni-Katalysatoren sind zum einen sehr aktiv, sie produzieren jedoch zu viel CH_4 /Dry 2001/. Dies führt dazu, dass sich Fe- (Hochtemperatur-Synthese) und Co-Katalysatoren (Niedertemperatur-Synthese) durchgesetzt haben /Dry 2001/, /Spaht, Dayton 2003/.

Bei der Fischer-Tropsch-Synthese kommen u. a. Slurry- und Röhrenfestbettreaktoren zum Einsatz. Im Slurryreaktor befindet sich der Katalysator im Slurry, welcher mit dem Synthesegas versetzt wird. In den Röhrenfestbettreaktoren durchströmt das Synthesegas die Röhren, in denen sich der Katalysator befindet /Hofbauer et al. 2007/, /Tijmensen 2000/.

2.5.2 Wasserstoffgewinnung mittels „Pressure Swing Adsorption“

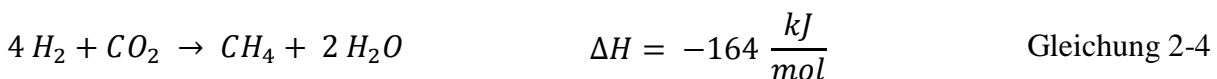
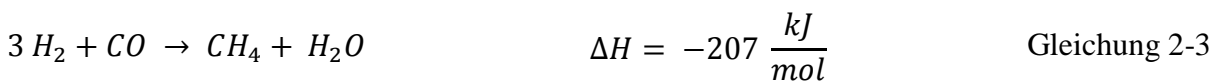
Das gereinigte und über die CO-Shift-Stufe konditionierte Synthesegas enthält noch Anteile von CO_2 . Um den H_2 zu separieren, kann z. B. über eine PSA das CO_2 entfernt werden /Leible et al. 2006/, /Tock, Maréchal 2012/.

Das auf einen Druck von größer 1 bis 40 bar komprimierte Synthesegas strömt dabei in einen Adsorber. Dieser ist als Festbettreaktor ausgeführt. Das Adsorbens (z. B. Aktivkohle, Zeolithische Molekularsiebe) befindet sich als Schüttung im Reaktor. H_2 wird dabei weniger stark an den Adsorber gebunden als das abzutrennende CO_2 und tritt als Produktgas aus dem Reaktor aus. Sobald der Adsorber vollständig beladen ist, werden die Zu- und Ablaufventile geschlossen. Durch Öffnen eines weiteren Ablaufventils entspannt sich das Gasgemisch im Adsorber und desorbiert. Durch Spülen wird der Adsorber vollständig gereinigt /Walter 2003/. Das Spülgas kann z. B. in einem Gasmotor zur Strom- und Wärmeproduktion genutzt werden /Leible et al. 2006/. Um einen kontinuierlichen Betrieb zu gewähren werden mindestens zwei Reaktoren eingesetzt /Walter 2003/.

2.5.3 Methanisierung

Bei der Methanisierung handelt es sich um eine katalysatorgestützte Synthese. Durch diese wird der Methananteil im Synthesegas erhöht /Rönsch, Ortwein 2011/. Als Katalysatoren werden u. a. Ni, Magnesium (Mg) und Ru eingesetzt /Bajohr et al. 2011/, /Fürnsinn, Hofbauer 2007/. Nickelkatalysatoren eignen sich hinsichtlich der Aktivität, der Selektivität und des Preises am besten. Weiterhin muss das Synthesegas eine hohe Reinheit bezüglich Schwefelverbindungen aufweisen /Bajohr et al. 2011/. Die Methanisierung läuft im Temperaturbereich von 250 bis 400°C ab. Der Druck beträgt dabei zwischen 2 und 10 bar /Fürnsinn, Hofbauer 2007/.

Nach Gleichung 2-3 wird H_2 mit CO in CH_4 und H_2O umgesetzt. Die direkte Methanisierung über H_2 und CO_2 (Gleichung 2-4) kann nach /Marquard-Möllenstedt et al. 2009/ nicht ausgeschlossen werden. In dieser Arbeit wird die direkte Methanisierung jedoch nicht berücksichtigt.



Für die Einspeisung von SNG in das Gasnetz sind nach der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) die Einspeiser verantwortlich, die Voraussetzungen der Arbeitsblätter G 260 und G 262 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW) einzuhalten /GasNZV 2012/. Um diese Kriterien zu erreichen ist eine weitere Gaskonditionierung in Form einer CO_2 - und Wasserabtrennung notwendig /Girod, Unger 2009/. Das CO_2 kann z. B. über eine PSA abgetrennt werden /Gassner, Maréchal 2009/.

2.6 Definition der Prozessketten zur Kraftstoffproduktion

Die in Kapitel 2.1 betrachteten Biomassen werden mit den thermochemischen Konversionsverfahren (vgl. Kapitel 2.2), der Gasreinigung (vgl. Kapitel 2.3), der Gaskonditionierung (vgl. Kapitel 2.4) und der Kraftstoffproduktion (vgl. Kapitel 2.5) zu insgesamt 88 Prozessketten verbunden. In Tabelle 2-9 sind die Prozessketten mit den jeweiligen Abkürzungen, welche im Folgenden verwendet werden, aufgeführt.

Tabelle 2-9: Definition der Prozessketten zur Kraftstoffproduktion

Abkürzung		Leistung SP/T [MW _{BWL}]	Leistung FV ¹ /C ² /AER [MW _{BWL}]	FT-D	FT-B	H ₂	SNG
S		10 x 56 (560)	500	x	x	x	x
WRHvm	SPd/FV	10 x 58 (580)	500	x	x	x	x
WRHtm		10 x 58 (580)	500	x	x	x	x
W		10 x 57 (570)	500	x	x	x	x
S		5 x 110 (550)	500	x	x	x	x
WRHvm	SPz/FV	5 x 103 (516)	500	x	x	x	x
WRHtm		5 x 103 (516)	500	x	x	x	x
W		5 x 105 (526)	500	x	x	x	x
S		10 x 54 (540)	500	x	x	x	x
WRHvm	Td/FV	10 x 52 (520)	500	x	x	x	x
WRHtm		10 x 52 (520)	500	x	x	x	x
W		10 x 52 (520)	500	x	x	x	x
S		5 x 109 (543)	500	x	x	x	x
WRHvm	Tz/FV	5 x 103 (514)	500	x	x	x	x
WRHtm		5 x 103 (514)	500	x	x	x	x
W		5 x 105 (524)	500	x	x	x	x
S		-	10 x 50 (500) NTV 3 x 161 (484) HTV	x	x	x	x
WRHvm	C	-	10 x 50 (500) NTV 3 x 161 (484) HTV	x	x	x	x
WRHtm		-	10 x 50 (500) NTV 3 x 161 (484) HTV	x	x	x	x
W		-	10 x 50 (500) NTV 3 x 161 (484) HTV	x	x	x	x
S		-	50	-	-	x	x
WRHvm	AER	-	50	-	-	x	x
WRHtm		-	50	-	-	x	x
W		-	50	-	-	x	x

BWL (Brennstoffwärmeleistung), S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz hackschnitzel), vm (vollmechanisiert), tm (teilmechanisiert), W (Weiden hackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen), SP (Schnellpyrolyse), FV (Flugstromvergaser), d (dezentral), z (zentral), T (Torrefizierung), C (CHOREN Carbo-V[®]), AER (Absorption Enhanced Reforming), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), NTV (Niedertemperaturvergasung), HTV (Hochtemperaturvergasung)

¹⁾ in Anlehnung an /Beiermann 2010/ und /Vogel et al. 2007/

²⁾ in Anlehnung an /Beiermann 2010/ und /Vogel et al. 2007/

Neben den zentralen Konzepten, d. h. Schnellpyrolyse bzw. Torrefizierung befinden sich am selben Ort wie der anschließende Vergaser, werden auch dezentrale Konzepte nach dem FZK-Konzept (Forschungszentrum Karlsruhe, bioliq[®]) untersucht. Bei den dezentralen Verfahren ist die Schnellpyrolyse bzw. Torrefizierung räumlich von der Vergasung entkoppelt. Dies hat den Vorteil, dass unabhängig von der Größe des Vergasers, die Biomasse dezentral in Schnellpyrolysen bzw. Torrefizierungsanlagen aufbereitet werden kann. Weiter ergibt sich

ein logistischer Vorteil aufgrund der höheren Energiedichte von Slurry und torrefizierter Biomasse (vgl. Kapitel 3.2.5) im Vergleich zur unbehandelten Biomasse /Leible et al. 2007/. In dieser Arbeit werden die dezentralen Konzepte mit zehn Schnellpyrolysen im Leistungsbereich von 56 bis 58 MW_{BWL} bzw. zehn Torrefizierungsanlagen im Leistungsbereich von 52 bis 54 MW_{BWL} angenommen. Die Brennstoffwärmeleistung (BWL) berechnet sich dabei aus der stündlich der Anlage zugeführten Energiemenge der Biomasse.

Die zentralen Schnellpyrolysen werden nach /Beiermann 2010/ mit fünf Anlagen zu je 110 (Winterweizenstroh), 103 (Waldrestholzhackschnitzel) bzw. 105 MW_{BWL} (Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen) ausgelegt. In Anlehnung an die Schnellpyrolysen wird die zentrale Torrefizierung ebenfalls mit fünf Anlagen zu je 109 (Winterweizenstroh), 103 (Waldrestholzhackschnitzel) bzw. 105 MW_{BWL} (Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen) modelliert. Für die Flugstromvergaser wurde in Anlehnung an /Vogel et al. 2007/ und /Beiermann 2010/ eine Brennstoffwärmeleistung (BWL) von 500 MW_{BWL} gewählt.

Die Niedertemperaturvergasung (500 MW_{BWL}) beim CHOREN Carbo-V[®]-Verfahren wird nach /Beiermann 2010/ mit zehn Vergasern zu je 50 MW_{BWL} modelliert. Die Hochtemperaturvergasung findet nach /Beiermann 2010/ in drei Vergasern mit jeweils 161 MW_{BWL} statt.

Nach /ZSW 2009/ liegt der empfohlene Leistungsbereich bei den AER-Vergasern bei 5 bis 50 MW_{BWL}. Hieraus folgend wird der AER-Vergaser mit maximal 50 MW_{BWL} modelliert.

Die Herstellung von Diesel und Benzin über die Fischer-Tropsch-Synthese wird mit den in der Literatur gängigen Anlagengrößen von 500 MW_{BWL} durchgeführt /Arnold et al. 2006/, /Carbo 2012/, /Leible et al. 2007/. Aus diesem Grund wird für den AER-Vergaser keine Fischer-Tropsch-Synthese betrachtet. Die H₂- und SNG-Produktion wird sowohl für die AER- (50 MW_{BWL}) als auch für die Flugstrom- und CHOREN Carbo-V[®]- (500 MW_{BWL}) Vergaser untersucht.

2.7 Auswahl der Referenzkraftstoffe und Motoren

Um die in Kapitel 2.6 vorgestellten Biokraftstoffe hinsichtlich der Treibhausgasemissionen (vgl. Kapitel 3) und der Herstellungskosten (vgl. Kapitel 4) einordnen zu können, werden sie mit fossilen und Bioreferenzkraftstoffen verglichen (vgl. Tabelle 2-10). Nachfolgend wird die Auswahl der fossilen und Bioreferenzkraftstoffe vorgestellt und begründet.

Der Kraftstoffverbrauch im Straßenverkehr betrug in Deutschland im Jahr 2011 ca. 52,7 Mio. t/a (vgl. Abb. 2-5). 49 Mio. t/a nahmen dabei Diesel- (30,6 Mio. t/a) und Ottokraft-

stoffe (18,4 Mio. t/a) ein. Der Biokraftstoffanteil lag bei 3,7 Mio. t/a (entspricht einem energetischen Anteil von 5,6 %), wobei Biodiesel mit 2,4 Mio. t/a gefolgt von Bioethanol (1,2 Mio. t/a) und Pflanzenöl (0,02 Mio. t/a) den größten Anteil einnahm /FNR 2012a/.

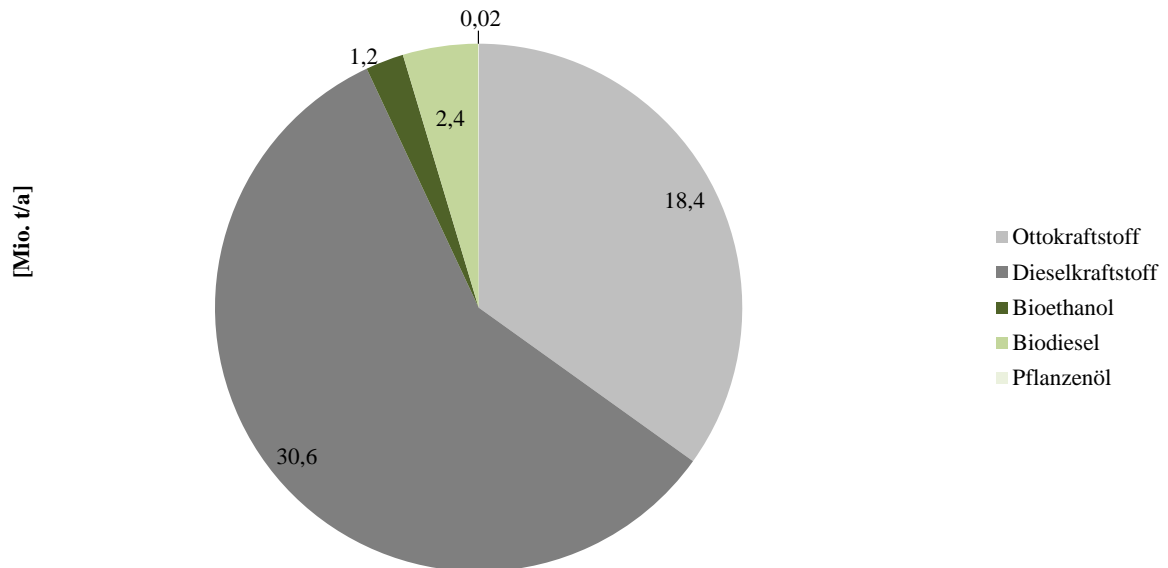


Abb. 2-5: Kraftstoffverbrauch im Straßenverkehr in Deutschland im Jahr 2011 (/FNR 2012a/)

Neben Otto- und Diesekraftstoff werden als fossile Referenzkraftstoffe noch Erdgas (Compressed Natural Gas (CNG)) sowie die H₂-Produktion aus Erdgas herangezogen. Letztere spielen derzeit zwar noch keine Rolle (vgl. Abb. 2-5), werden jedoch vollständigshalber mit aufgenommen. Als regenerative Referenzkraftstoffe werden derzeit in Deutschland genutzte Biokraftstoffe ausgewählt.

Im Jahr 2011 wurden ca. 87 % des in Deutschland hergestellten Biodiesels (Rapsmethylester (RME)) aus Raps gewonnen /VDB 2012a/. RME gewinnt man aus der Umesterung von Rapsöl mit Methanol. In Deutschland dürfen nach DIN EN 590 bis zu 7 % Biodiesel dem Diesel beigemischt werden. Der Gesamtabsatz an Biodiesel betrug im Jahr 2011 deutschlandweit 2,43 Mio. t/a (vgl. Abb. 2-5) /FNR 2012a/.

Weiter wird in Deutschland seit 2006 bis zu 5 % Bioethanol dem Benzin beigemischt. Eine solche Mischung wird als E5 bezeichnet. Die Beimischung wurde 2011 auf bis zu 10 % erhöht (E10) /BDBE 2013/. In Deutschland wird Bioethanol primär aus Getreide (2/3) und Zuckerrüben (1/3) gewonnen /VDB 2012b/. Die Bioethanolproduktion in Deutschland betrug im Jahr 2011 0,58 Mio. t/a /BDBE 2012/. Weiterhin wurden 0,65 Mio. t/a Bioethanol importiert. Für die in dieser Arbeit durchgeführten Untersuchungen wird die Bioethanolproduktion

aus Getreide betrachtet. Als letzter regenerativer Referenzkraftstoff wird die Biomethanproduktion (SNG) aus Biogas (Mais) herangezogen.

Neben den unterschiedlichen Kraftstoffen sind in Tabelle 2-10 die jeweils betrachteten Motoren aufgelistet. Die fossilen Referenzkraftstoffe Benzin, Diesel und Erdgas werden in konventionellen Verbrennungsmotoren (Otto-, Dieselmotor) genutzt. Aus Erdgas gewonnener H_2 kann sowohl in einem PKW mit Verbrennungsmotor als auch in einem PKW mit Brennstoffzelle eingesetzt werden. Daten zum Kraftstoffverbrauch sowie zu den durch die Verbrennung im PKW freigesetzten Treibhausgasemissionen werden in Kapitel 3.4 erläutert.

Tabelle 2-10: Betrachtete Kraftstoffe mit den dazugehörigen Verbrennungsmotoren

	Kraftstoff	Rohstoff	Motor
fossil	Benzin	Rohöl	Ottomotor
	Diesel	Rohöl	Dieselmotor
	Erdgas	Erdgas	Ottomotor
	H_2	Erdgas	Ottomotor/Brennstoffzelle
regenerativ	Fischer-Tropsch-Diesel		Dieselmotor
	Fischer-Tropsch-Benzin	Winterweizenstroh,	Ottomotor
	H_2	Waldrestholz, Weiden	Ottomotor/Brennstoffzelle
	SNG		Ottomotor
	RME	Raps	Dieselmotor
	Bioethanol	Getreide	Ottomotor
	Biomethan	Mais	Ottomotor

SNG (Substitute Natural Gas), RME (Rapsmethylester)

Wie oben erwähnt wird RME dem Diesel beigemischt. Sofern eine Freigabe des PKW Herstellers vorliegt, kann RME auch als Reinkraftstoff in einem Dieselmotor genutzt werden /Festel 2007/. Ohne Freigabe müssen motortechnische Anpassungen durchgeführt werden /Bruchhof 2013/. Die reine RME Nutzung nimmt jedoch ab, da die Abgasnormen EURO IV und V nicht eingehalten werden können /Festel 2007/. Aufgrund der geringeren Energiedichte von RME (37,1 MJ/kg /FNR 2012a/) im Vergleich zum fossilen Diesel (43,1 MJ/kg /FNR 2012a/) liegt der Mehrverbrauch von RME bei ca. 10 % /Festel 2007/.

Bioethanol kann in PKW mit auf Flexible-Fuel-Vehicle-Technologie (FFV) basierenden Ottomotoren beigemischt werden. Neben einer für die Bioethanol Beimischung ausgelegten Einspritzanlage /Müller-Langer 2011/ werden in FFV auch Änderungen am Antrieb, wie z. B. der Einbau korrosionsbeständiger Materialien für Kraftstoff führende Teile, verstärkte Ventile etc. vorgenommen /Erbert 2006/. Konzepte mit 100 % Bioethanol verfolgt u. a. Saab /General Motors Austria GmbH 2007/. Ohne eine Motoranpassung vertragen derzeitige Ottomotoren einen Bioethanolanteil von 10 % im Benzin /Festel 2007/.

Der Einsatz von Fischer-Tropsch-Diesel ist ohne Änderung des Dieselmotors möglich. Die Vorteile von Fischer-Tropsch-Diesel im Vergleich zu konventionellem Diesel liegen u. a. bei den geringeren Abgasemissionen, geringerem Kraftstoffverbrauch bzw. dem besse-

ren Kaltstartverhalten /Müller-Langer 2011/. Neben Diesel wird bei der Fischer-Tropsch-Synthese noch Rohnaphtha erzeugt. Dieses wird weiter zu Fischer-Tropsch-Benzin aufbereitet und kann somit in Ottomotoren als Kraftstoff genutzt werden.

SNG (Biomethan) hat dieselbe Qualität als CNG und kann somit ohne Umrüstung des Motors in Erdgasfahrzeugen eingesetzt werden /Müller-Langer 2011/, /Özdemir 2012/.

3 Technische und ökologische Analyse der Bio- und Referenzkraftstoffe

Im folgenden Kapitel werden die Systemgrenzen, Eingangsdaten und Ergebnisse der Lebenszyklusanalyse dargestellt und diskutiert. Die technische Analyse der Konversionsanlage ist primär auf den Betrieb, d. h. auf den Energiebedarf (Strom, Wärme, Dampf) sowie die Konversionsgrade der einzelnen Aggregate fokussiert. Die Daten zum Bau der Vergaser (z. B. Stahl-, Betonmenge) wurden in dieser Arbeit aus /ecoinvent data v2.2/ entnommen. Aufgrund der Tatsache, dass die hieraus resultierenden Treibhausgasemissionen weitaus weniger als 1 % der Gesamtemissionen ausmachen, spielen sie eine untergeordnete Rolle und werden nicht eigens ausgewiesen.

Kapitel 3.2 beinhaltet die technische und ökologische Analyse der Produktion und Bereitstellung von Winterweizenstrohballen, Waldrestholz- sowie Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen. Des Weiteren werden hier die Größe der Einzugsgebiete der Biomasse festgelegt und daraus ableitend die Transportstrecken zur Konversionsanlage berechnet. Anschließend wird in Kapitel 3.3 in einer technisch-ökologischen Analyse die Konversion der festen Biomasse in den in Kapitel 2.6 vorgestellten thermochemischen Verfahren frei Tankstelle (WTT) untersucht. Kapitel 3.4 befasst sich mit der WTW-Analyse der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe und der Referenzkraftstoffe in verschiedenen Verbrennungsmotoren. Abschließend werden die thermochemisch erzeugten Kraftstoffe mit den Referenzkraftstoffen verglichen.

3.1 Lebenszyklusanalyse

Die technisch-ökologische Analyse der Prozessketten wird mit Hilfe einer Lebenszyklusanalyse in Anlehnung an die /DIN EN ISO 14040/ und /DIN EN ISO 14044/ durchgeführt. In Abb. 3-1 sind die vier Phasen einer Ökobilanz Studie abgebildet. In einem ersten Schritt wird das Ziel sowie der Untersuchungsrahmen der Ökobilanz definiert. Bei der Erstellung der Sachbilanz werden die In- und Outputflüsse des betrachteten Produktsystems ermittelt. Die Wirkungsabschätzungsphase beinhaltet die Ermittlung der Umweltwirkungen des Produktsystems. Hier werden die Sachbilanzdaten mit Wirkungsindikatoren verknüpft um z. B. Treibhausgasbilanzen, Versauerungspotenziale etc. zu ermitteln. In der letzten Phase, der Auswertung, werden Ergebnisse aus der Sachbilanz und der Wirkungsabschätzung zusammen betrachtet. Mit Hilfe der Ergebnisse der Auswertung werden u. a. Schlussfolgerungen und Empfehlungen abgeleitet /DIN EN ISO 14040/.

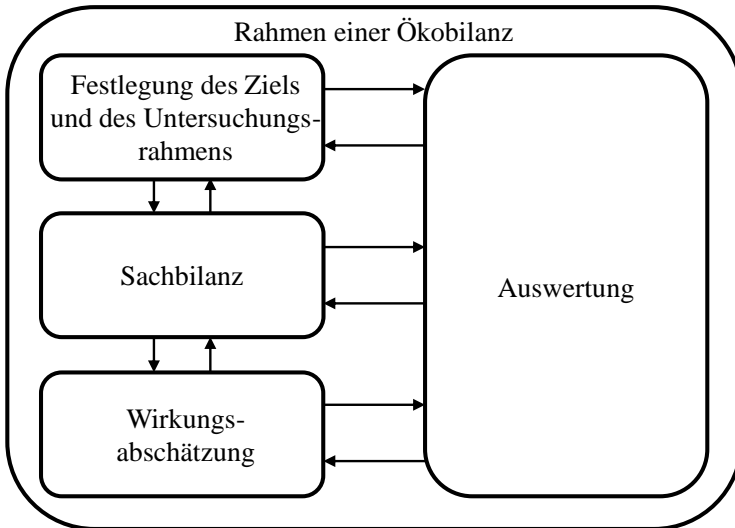


Abb. 3-1: Phasen der Ökobilanz (/DIN EN ISO 14040/)

Zur Erstellung der Lebenszyklusanalysen wurde die Software /GaBi 4/ verwendet. Als Datenbank wurde die /ecoinvent data v2.2/ benutzt. Diese beinhaltet u. a. Daten zur Produktion von landwirtschaftlichen Geräten (Traktor, Anhänger, Erntemaschine etc.), Düngemitteln, Baumaterialien (Beton, Stahl etc.) etc. Die Treibhausgasbilanzen wurden nach CML2001–Nov. 9, Treibhausgaspotenzial (GWP 100 Jahre) berechnet. Die Gewichtungsfaktoren für N_2O (Lachgas) und CH_4 betragen dabei 298 bzw. 25 /GaBi 4/.

3.2 Technische und ökologische Analyse der Produktion und Bereitstellung von Biomasse für die Kraftstofferzeugung

Abb. 3-2 zeigt die festgelegte Systemgrenze der Produktion und Bereitstellung von Winterweizenstrohballen, Waldrestholz- und Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen frei Konversionsanlage. Weiter enthält sie die betrachteten Prozessschritte der Produktion und Bereitstellung sowie die zugrunde gelegten Wassergehalte.

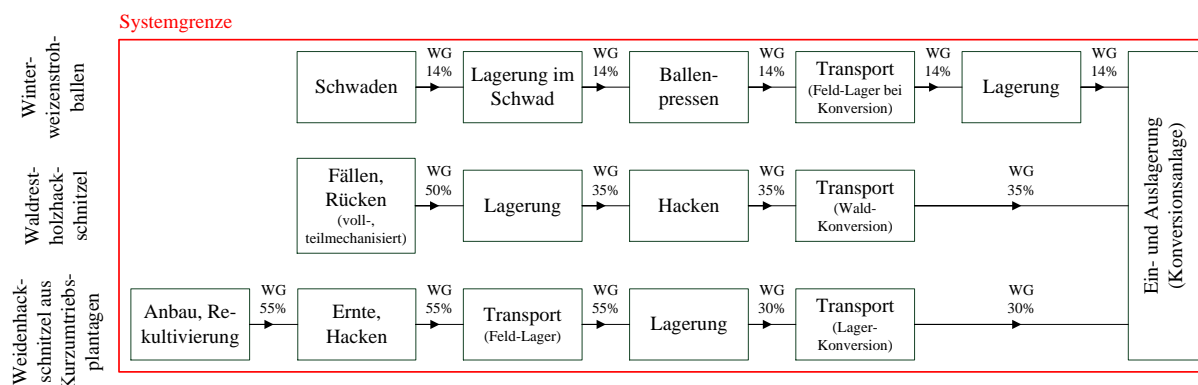


Abb. 3-2: Systemgrenze und Prozessschritte der Produktion und Bereitstellung von Winterweizenstrohballe, Waldrestholz- und Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen frei Konversionsanlage inklusive Wassergehalt (WG) der Biomasse

Im Folgenden (siehe Kapitel 3.2.1 bis 3.2.3) werden die Prozessschritte erläutert sowie die Maschinenstunden des Traktors und der Erntemaschine, die Düngemittelmenge, der Diesel- und Schmierölbedarf etc. für die Produktion und Bereitstellung von Winterweizenstrohballe, Waldrestholz- sowie Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen ermittelt. Anhand dieser werden die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen, die mit der Produktion und Bereitstellung der Biomasse verbunden sind, berechnet. Um einen Vergleich (siehe Kapitel 3.2.4) der unterschiedlichen Biomassen zu ermöglichen, werden die Ergebnisse in den Unterkapiteln 3.2.1 bis 3.2.3 ohne den Transport zur Konversionsanlage diskutiert. Dies wird gemacht, da die Transportstrecke infolge der unterschiedlichen Einzugsgebiete der Biomassen stark variiert. Die Einzugsgebiete sowie die daraus resultierenden Transportstrecken werden in Kapitel 3.2.5 erhoben.

3.2.1 Winterweizenstrohballe

Die Ernte des Getreides erfolgt mit einem Mähdrescher. Um die Produktivität des Bodens zu sichern (Humusbilanz) /LTZ 2010/, kann das Stroh mit einem an den Mähdrescher angehängten Strohäcksler zerkleinert und in einem weiteren Arbeitsschritt in den Boden eingearbeitet werden. Im Falle einer energetischen Nutzung wird das Stroh nach dem Dreschen des Getreides unzerkleinert auf dem Feld gelagert /FNR 2007/.

Da das Stroh als Nebenprodukt der Getreideproduktion angesehen wird, werden Aufwendungen, die beim Anbau und der Ernte entstehen, dem Hauptprodukt Getreide zugeordnet und hier nicht weiter betrachtet. Für die Bereitstellung des Strohs frei Konversionsanlage wird die Systemgrenze gemäß Abb. 3-2 gezogen. Sie umfasst das Schwaden des Strohs, Lagerung im Schwad, Ballenpressen, Transport zur Konversionsanlage sowie Lagerung bei der Konversionsanlage. Inbegriffen ist das Laden des Lastkraftwagen (LKW) sowie die Ein- und

Auslagerung bei der Konversionsanlage. Die energetisch nutzbare Menge an Winterweizenstroh beträgt gemäß Kapitel 2.1.1 2,96 t/ha und Jahr (Wassergehalt 14 %).

Mittels eines Traktors mit Schwader wird das gedroschene Stroh im Schwad auf dem Feld abgelegt. Die Strohverluste betragen hierbei 1 %. Die Massenverluste bedingt durch die Lagerung im Schwad betragen ebenfalls 1 % /König 2009/. Nach der Lagerung erfolgt das Ballenpressen (Rund- bzw. Quaderballen). Ein Traktor mit angehängter Presse erzeugt dabei Quaderballen mit den Maßen 220 x 120 x 70 cm /KTBL 2010/ und einer Schüttdichte von 0,13 t/m³ /Lange 2008/. Die Strohverluste betragen hierbei 3 % /König 2009/. Anschließend werden die Quaderballen mit einem Traktor auf einen LKW geladen und zur Konversionsanlage transportiert (die Strohverluste beim Transport betragen 3 % /König 2009/), wo das Stroh in einer Remise bis zur energetischen Nutzung zwischengelagert wird. Die Lagerdauer beträgt bedingt durch die nur einmal im Jahr stattfindende Getreideernte bis zu acht Monate. Die monatlichen Strohverluste bei der Lagerung belaufen sich auf 0,25 %. Eine Freilandlagerung wird aufgrund der höheren Verluste von monatlich 1 % nicht untersucht /FNR 2007/. Das Stroh hat nach der Lagerung beim Einsatz in der Konversionsanlage einen Wassergehalt von 14 %. Der Heizwert beträgt hierbei 14,05 MJ/kg /Lange 2008/.

In Tabelle 3-1 ist der Zeitbedarf des Traktors und der landwirtschaftlichen Geräte (Schwader, Ballenpresse) sowie der Diesel- und Schmierölverbrauch des Traktors für diese Prozesse aufgeführt. Die Angaben beziehen sich auf einen jährlichen Winterweizenstrohertrag frei Konversionsanlage von 2,73 t/ha. Inbegriffen sind hierbei die Strohverluste bedingt durch das Schwaden, die Lagerung im Schwad, das Ballenpressen sowie den Transport.

Tabelle 3-1: Inventar für die Bereitstellung von Winterweizenstrohballen (eigene Berechnungen basierend auf /König 2009/, /KTBL 2010/)

	Traktor [h/ha]	Diesel [l/ha]	Schmieröl [l/ha]	landwirtschaftliches Gerät [h/ha]
Schwaden	0,13	1,17	0,01	0,13
Ballenpressen	0,45	2,86	0,03	0,45
Ein-, Auslagerung	0,39	1,33	0,01	

In Abb. 3-3 sind die CO_{2eq}-Emissionen für die Bereitstellung und achtmonatige Lagerung von einem kg Winterweizenstroh (Wassergehalt 14 %) inklusive aller Verluste (Schwaden, Lagerung im Schwad, Ballenpressen, Transport und Lagerung) ohne Transport zur Konversionsanlage dargestellt. Die Emissionen betragen 20,6 g CO_{2eq}/kg Winterweizenstrohballen. Den höchsten Anteil von ca. 60 % der Gesamtemissionen verbucht dabei der Bau der Remise. Weiter entstehen ca. 5,2 g CO_{2eq}/kg Winterweizenstrohballen bei der Dieselverbrennung im Traktor. Die weiteren Emissionen in Höhe von 2,8 g CO_{2eq}/kg Winterweizenstrohballen

stammen aus der Dieselproduktion, der Bereitstellung von Schmieröl sowie der Produktion des Traktors und der landwirtschaftlichen Geräte.

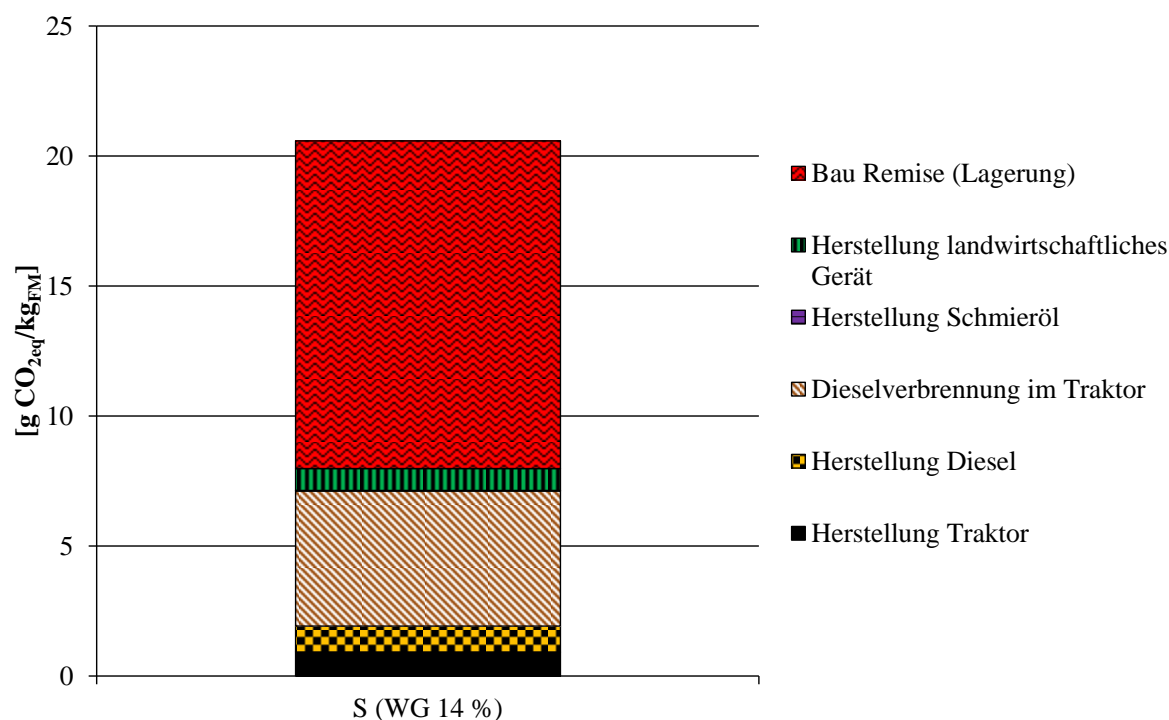


Abb. 3-3: CO_{2eq}-Emissionen bei der Bereitstellung von Winterweizenstrohbällen (inklusive Lagerung der Strohballen, ohne Transport zur Konversionsanlage) (eigene Berechnungen basierend auf /ecoinvent data v2.2/, /König 2009/, /KTBL 2010/)

Der Winterweizenstrohertrag pro Hektar und Jahr steigt bis zum Jahr 2050 auf 3,54 t (vgl. Kapitel 2.1.1). Wie /KTBL 2010/ zu entnehmen ist, nehmen die Maschinenstunden und der Dieselbedarf in etwa linear mit der zu bereitstellenden Strohmenge zu. Aus diesem Grund wird bis zum Jahr 2050 mit gleichbleibenden CO_{2eq}-Emissionen bei der Bereitstellung und Lagerung von Winterweizenstrohbällen gerechnet.

3.2.2 Waldrestholzhackschnitzel

Die Bereitstellung von Waldrestholzhackschnitzel umfasst die Prozesse Ernte (voll- bzw. teilmechanisiert), das Rücken, die Lagerung im Wald, die Hackschnitzelproduktion an der Waldstraße, der Transport zur Konversionsanlage und endet mit der Einlagerung der Hackschnitzel in der Konversionsanlage (vgl. Abb. 3-2). Der Ertrag an Waldrestholz beträgt 1,7 t/ha und Jahr mit einem Wassergehalt von 50 % (vgl. Kapitel 2.1.2).

Bei der teilmechanisierten Ernte erfolgt das Fällen der Bäume mit einer Motorsäge. Anhand eines Traktors mit Seilwinde werden das Stamm- und Waldrestholz bis zur Rückegasse vorgeliefert und anschließend zur Waldstraße transportiert /FNR 2007/. Der Wasser-

gehalt des erntefrischen Holzes beträgt dabei 50 %. Nach einer mehrmonatigen Lagerung sinkt der Wassergehalt des Holzes auf 35 % /König 2009/. Anschließend wird das Holz mittels eines mobilen Häcksler gehackt und mit einem LKW zur Konversionsanlage gebracht /FNR 2007/. Die Holzverluste bei der Lagerung betragen dabei 3 %, beim Hacken und Transport wurden je 1 % angenommen /König 2009/. Das angelieferte Holz hat einen Wassergehalt von 35 % /König 2009/ und einen Heizwert von 10,36 MJ/kg /Lange 2008/.

Bei der vollmechanisierten Ernte kommt ein Harvester (Vollernter) zum Einsatz. In einem Arbeitsschritt wird der Baum gefällt, entastet, die Baumkrone entfernt und anschließend an der Rückegasse abgelegt. Mit einem Forwarder werden nun die Äste und Kronen aufgenommen und zur Waldstraße transportiert. Hier erfolgt parallel zur teilmechanisierten Ernte die Lagerung und das Häckseln des Holzes inklusive Transport zur Konversionsanlage mit einem LKW /FNR 2007/, /Wittkopf 2005/. Für die vollmechanisierte Ernte werden dieselben Wassergehalte, Heizwerte sowie Massenverluste wie bei der teilmechanisierten Ernte angenommen.

Der Diesel- und Schmierölverbrauch sowie die Betriebsstunden des Traktors (wurde auch für den Harvester und Forwarder der vollmechanisierten Ernte verwendet) sowie der Motorsäge, welche bei der teilmechanisierten Ernte zum Einsatz kommt, sind Tabelle 3-2 zu entnehmen. Diese Daten beziehen sich auf einen jährlichen Hackschnitzelertrag von 1,24 t/ha mit einem Wassergehalt von 35 % (inklusive aller Verluste).

Tabelle 3-2: Inventar für die Bereitstellung von Waldrestholzhackschnitzeln (eigene Berechnungen basierend auf /Eltrop et al. 2006/, /König 2009/, /Wittkopf 2005/)

	Traktor [h/ha]	Diesel [l/ha]	Schmieröl [l/ha]	Motorsäge [h/ha]
Ernte (vollmechanisiert)	0,19	6,44	0,06	
Ernte (teilmechanisiert)		1,03	0,01	0,44
Vorliefern und Lagerung	0,13	1,16	0,01	
Hacken	0,12	3,09	0,03	

Die CO_{2eq}-Emissionen für die Hackschnitzelproduktion bei der vollmechanisierten Ernte belaufen sich wie Abb. 3-4 zu entnehmen ist, auf 27,6 g CO_{2eq}/kg Waldrestholzhackschnitzel (Wassergehalt 35 %, ohne Transport zur Konversionsanlage). Bei der teilmechanisierten Variante betragen die Emissionen mit 13,7 g CO_{2eq}/kg Waldrestholzhackschnitzel (Wassergehalt 35 %) in etwa die Hälfte des vollmechanisierten Verfahrens. Sowohl bei der voll- als auch bei der teilmechanisierten Variante nehmen die durch die Dieselerbrennung im Traktor entstehenden Emissionen mit ca. 80 % den größten Anteil der CO_{2eq}-Emissionen ein. Die restlichen 20 % der CO_{2eq}-Emissionen werden größtenteils durch die Diesel- und Traktorproduktion verursacht. Aufgrund der Tatsache, dass die teilmechanisierte die am weitesten verbreitete

Ernteform ist /Wittkopf 2005/, wird für die weiteren Berechnungen (vgl. Kapitel 3.3 und 4) die teilmechanisierte Produktion von Waldrestholzhackschnitzeln herangezogen.

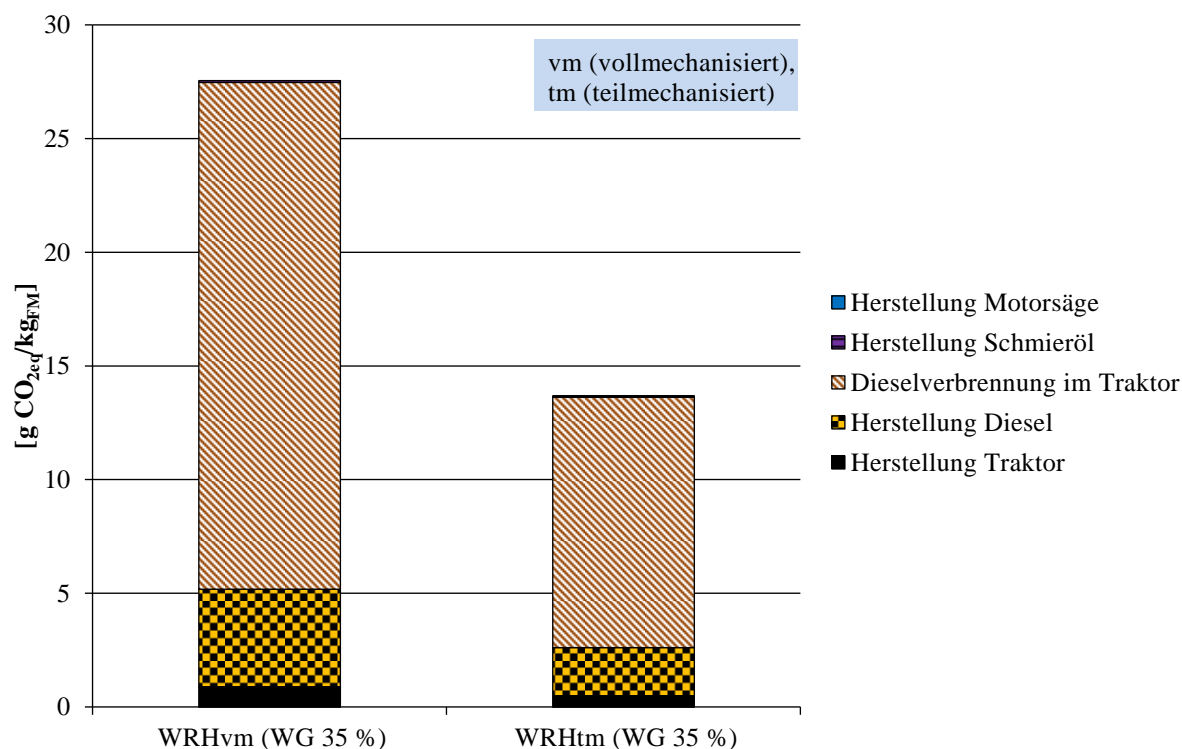


Abb. 3-4: CO_{2eq}-Emissionen bei der teil- und vollmechanisierten Bereitstellung von Waldrestholzhackschnitzeln (ohne Transport zur Konversionsanlage) (eigene Berechnungen basierend auf /ecoinvent data v2.2/, /Eltrop et al. 2006/, /König 2009/, /Wittkopf 2005/)

Bei der Hackschnitzelproduktion aus Waldrestholz wird von einem gleichbleibenden Hektarertrag von 1,7 t Waldrestholz (Wassergehalt 50 %) pro Jahr bis zum Jahr 2050 ausgegangen (vgl. Kapitel 2.1.2). Die CO_{2eq}-Emissionen für die Bereitstellung von einem kg Waldrestholzhackschnitzeln (Wassergehalt 35 %) bleiben somit bis zum Jahr 2050 dieselben.

3.2.3 Weidenhackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantagen

Die Systemgrenze der Bereitstellung von Weidenhackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantagen umfasst wie in Abb. 3-2 dargestellt, die Prozesse Anbau, Rekultivierung der ackerbaulichen Fläche nach 20 Jahren, Ernte, Hacken, Transport ins Zwischenlager, Transport zur Konversionsanlage sowie alle Ein- und Auslagerungsvorgänge.

Die Umtriebszeit der Weiden wird auf vier Jahre bei einer Nutzung der Anlage von 20 Jahren festgelegt. Die Schlaggröße beträgt 20 ha. Es wird von einem mittleren Ertrag von 7 t_{atro}/ha und Jahr und einem mittelschweren Boden ausgegangen /KTBL 2006/.

Im Anpflanzjahr fällt die Bodenvorbereitung, bestehend aus pflügen und eggen mit einem Traktor sowie die Ausbringung von Pflanzenschutzmitteln (Herbizide) an. Nach Ab-

schluss dieser Arbeiten werden die Weidenstecklinge doppelreihig gepflanzt. Der Abstand zweier Stecklinge in einer Reihe beträgt dabei 75 cm. Die Doppelreihen haben dabei einen Abstand von 150 bis 200 cm. Weiter wird im Anpflanzjahr ein zweites Mal Pflanzenschutzmittel ausgebracht und der Acker noch zweimal gehackt /KTBL 2006/.

Die erste Ernte steht nach vier Jahren an und wird mit einem Anbauhacker durchgeführt. Der Hacker trennt dabei die Weiden so ab, dass die Stöcke noch im Boden bleiben und wieder neu austreiben können. Anschließend werden sie gehackt, auf einem parallel fahrenden Traktor mit Anhänger geladen und zum Lager auf dem Hof transportiert /KTBL 2006/. In Anlehnung an das Hacken der Waldrestholz hackschnitzel werden die Massenverluste durch das Hacken mit 1 % angenommen (vgl. Kapitel 2.1.2). Die Weide hackschnitzel haben einen Wassergehalt vor der Einlagerung von 55 % /KTBL 2006/. Im Zuge der sechsmonatigen Lagerung /FNR 2007/ verringert sich dieser auf 30 %, der Heizwert beträgt dabei 12,1 MJ/kg /KTBL 2006/. Es handelt sich hierbei um ein geschlossenes Lager. Die Lagerverluste werden mit 15 % der Trockenmasse angenommen /KTBL 2008/. Nach der Lagerung werden die Hackschnitzel mit einem LKW zur Konversionsanlage transportiert. Die Transportverluste betragen 1 % /König 2009/.

Eine Phosphor-, Kalium-, Stickstoff- und Calciumdüngung wird nach der jeweiligen Ernte durchgeführt /KTBL 2006/. Am Ende der zwanzigjährigen Nutzung muss die Fläche mit einer Mulch- und einer Rodefräse rekultiviert werden /FNR 2007/.

Tabelle 3-3 enthält neben den Betriebsstunden der Erntemaschine (Anbauhacker), des Traktors, des Anhängers und des landwirtschaftlichen Gerätes (Pflug, Egge), noch den Diesel- und Schmierölverbrauch für oben genannte Prozesse. Der Weiden hackschnitzelertrag für 20 Jahre (inklusive aller Verluste) beträgt dabei 167 t/ha bei einem Wassergehalt von 30 %. Alle vier Jahre fallen somit je Ernte 33,3 t/ha an.

Tabelle 3-3: Inventar für die Produktion und Bereitstellung von Weiden hackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantagen (Betrachtungszeitraum: 20 Jahre) (eigene Berechnungen basierend auf /König 2009/, /KTBL 2006/, /KTBL 2008/, /Rödl 2008/)

	Erntemaschine/ Traktor [h/ha]	Diesel [l/ha]	Schmieröl [l/ha]	Anhänger/ landwirtschaftliches Gerät [h/ha]
Anbau	- /5,07	59,6	0,60	0,48/1,52
Ernte	17,45/34,90	323,45	3,23	34,9/ -
Ein-, Auslagerung	- /9,85	79	0,79	- / -
Rekultivierung	- / -	25	0,25	- / -

Der Düngemittelbedarf für die Bewirtschaftung von einem Hektar über 20 Jahre beträgt 640 kg Calciumammoniumnitrat (als N), 410 kg Kaliumchlorid (als Kaliumoxid (K₂O)),

275 kg Tripple-Superphosphat (als Phosphorpentoxid (P_2O_5)) und 547 kg Calcium (Ca) /KTBL 2006/.

Die CO_{2eq} -Emissionen für die Bereitstellung von einem kg Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen mit einem Wassergehalt von 30 % ohne Transport zur Konversionsanlage betragen ca. 84,1 g CO_{2eq}/kg (Abb. 3-5). Bei der Düngemittelproduktion entstehen die höchsten Emissionen. Sie betragen 51 % der Gesamtemissionen. Den höchsten Anteil macht hierbei die Stickstoffdüngerproduktion mit 40 % (34,0 g CO_{2eq}/kg Weidenhackschnitzel) der Gesamtemissionen aus.

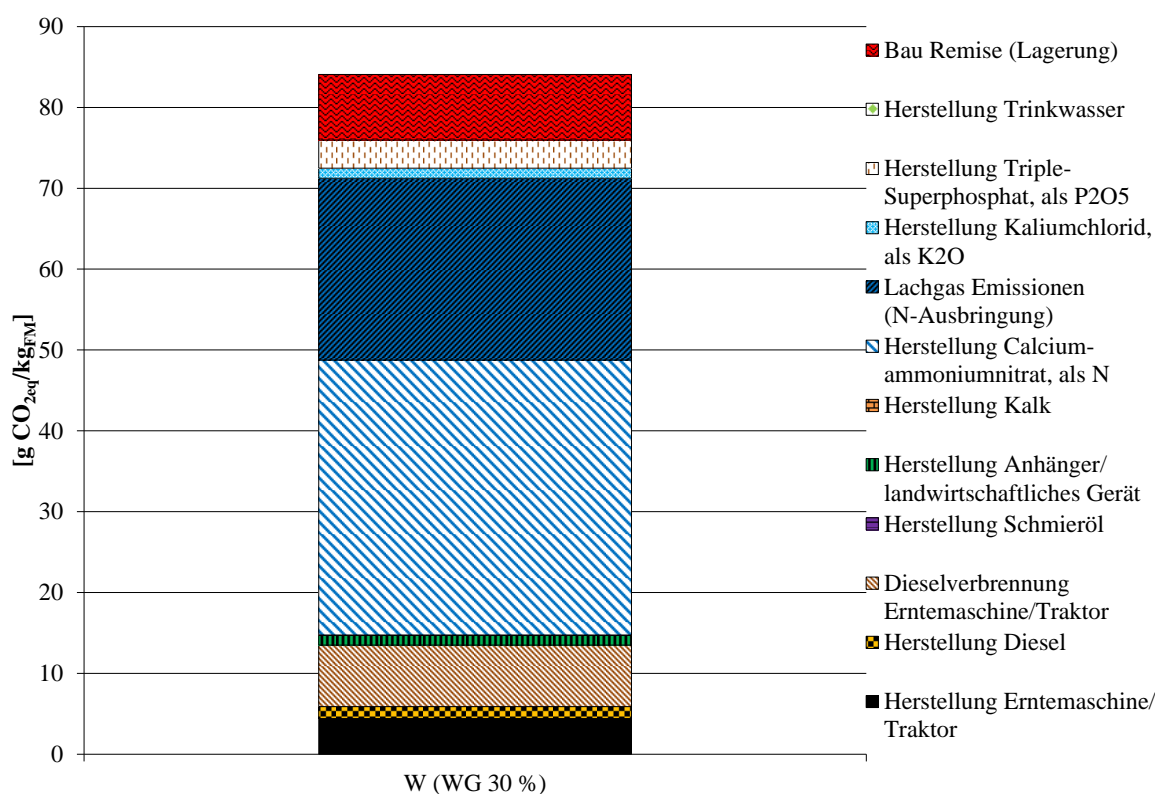


Abb. 3-5: CO_{2eq} -Emissionen bei der Produktion und Bereitstellung von Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen (inklusive Lagerung der Hackschnitzel, ohne Transport zur Konversionsanlage) (eigene Berechnungen basierend auf /ecoinvent data v2.2/, /EMEP/CORINAIR 2007/, /König 2009/, /KTBL 2006/, /KTBL 2008/, /Rödl 2008/)

An zweiter Stelle stehen die Lachgasemissionen, welche durch die Ausbringung des Stickstoffdüngers auf dem Acker verursacht werden. Sie wurden nach /EMEP/CORINAIR 2007/ ermittelt und betragen ca. 22,5 g CO_{2eq}/kg Weidenhackschnitzel (27 %). Weiter entstehen 10 % der Gesamtemissionen beim Bau des Lagers sowie 9 % bei der Dieselerbrennung. Die restlichen CO_{2eq} -Emissionen werden durch die Herstellung des Traktors, der Erntemaschine, des Anhängers, der landwirtschaftlichen Geräte sowie des für den Anbau notwendigen

Trinkwassers verursacht. Eine Humusbilanz wurde nicht berücksichtigt, da genaue Aussagen über die Humusmehrung bzw. -zehrung derzeit kaum möglich sind /Rödl 2008/.

Mit den in Kapitel 2.1.3 unterstellten Wachstumssteigerungen beträgt der Weidenertrag aus Kurzumtriebsplantagen im Jahr 2050 ca. 12,1 t_{atro} /ha und Jahr. In Anlehnung an die Bereitstellung von Winterweizenstroh (vgl. Kapitel 3.2.1) wird von einer mit dem Weidenertrag je Hektar linear steigenden Maschinenstundenzahl, Dieselbedarf und Düngemittleinsatz ausgegangen. Somit wird für das Jahr 2050 von gleichbleibenden $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen für die Bereitstellung von einem kg Weidenhackschnitzel in Höhe von 84,1 g $\text{CO}_{2\text{eq}}$ /kg (Abb. 3-5) ausgegangen.

3.2.4 Vergleich der $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen der betrachteten Biomassen

In Abb. 3-6 sind die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen bei der Bereitstellung von einem MJ Winterweizenstrohballen, Waldrestholz- (voll- und teilmechanisiert) bzw. Weidenhackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantagen ohne Transport zur Konversionsanlage dargestellt. Eine Zwischenlagerung der Winterweizenstrohballen und Weidenhackschnitzel wurde berücksichtigt.

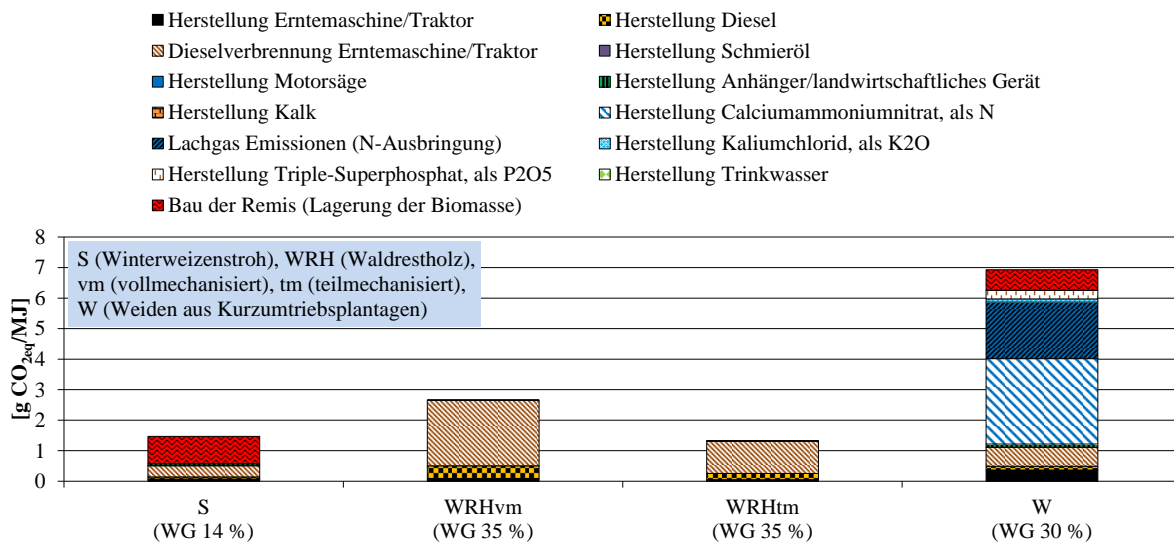


Abb. 3-6: Vergleich der $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen bei der Bereitstellung von Winterweizenstrohballen, Waldrestholz- und Weidenhackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantagen (inklusive Lagerung der Winterweizenstrohballen und Weidenhackschnitzel, ohne Transport zur Konversionsanlage)

Die höchsten $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen in Höhe von 6,9 g $\text{CO}_{2\text{eq}}$ /MJ werden bei der Bereitstellung von Weidenhackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantagen (Wassergehalt 30 %) erreicht. An zweiter Stelle steht die vollmechanisierte Bereitstellung von Waldrestholz hackschnitzel (Wassergehalt 35 %). Hierbei werden ca. 2,7 g $\text{CO}_{2\text{eq}}$ /MJ verursacht, was ca. 38 % der Emissionen der Bereitstellung von Weidenhackschnitzeln entspricht. Die geringsten $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -

Emissionen werden bei der Bereitstellung von Winterweizenstrohhallen (Wassergehalt 14 %) und von Waldrestholzhackschnitzeln als teilmechanisiertes Verfahren (Wassergehalt 35 %) erreicht. Sie belaufen sich auf 1,5 g CO_{2eq}/MJ Winterweizenstrohhallen bzw. 1,3 g CO_{2eq}/MJ Waldrestholzhackschnitzel. Somit betragen sie ca. 20 % der CO_{2eq}-Emissionen der Bereitstellung von Weidenhackschnitzeln bzw. ca. 50 % der CO_{2eq}-Emissionen der vollmechanisierten Bereitstellung von Waldrestholzhackschnitzeln.

3.2.5 Ermittlung des Einzugsgebietes der Biomasse und der Transportstrecken zur Konversionsanlage

Zuerst werden die Acker- und Waldflächenanteile in den Einzugsgebieten der Schnellpyrolysen, Torrefizierungen bzw. Vergasern ermittelt. Anhand dieser Annahmen werden die Transportstrecken für die Biomasse bzw. die vorbehandelte Biomasse (torrefizierte Biomasse, Slurry) zu den Konversionsanlagen berechnet.

Ermittlung des Acker- und Waldflächenanteils der Einzugsgebiete. Die Gesamtfläche Deutschlands beträgt 357.127 km² /Statistisches Bundesamt 2012/. Nach den aktuellsten Erhebungen waren hiervon im Jahr 2007 118.770 km² (33 %) Ackerfläche. Die Waldfläche belief sich im Jahr 2010 auf 107.664 km² (30 %) /Statistische Ämter des Bundes und der Länder 2012/. In Abb. 3-7 sind die prozentualen Anteile der Ackerflächen (Stand 2007) bezogen auf die Gesamtflächen von 395 Land- und Stadtkreisen sowie die Waldflächen (Stand 31.12.2010) bezogen auf die Gesamtflächen von 413 Land- und Stadtkreisen in Deutschland aufgetragen. Mit 69 % (554 km²) der Landkreisfläche hat der Landkreis Sömmerda (Thüringen) bundesweit prozentual den höchsten Anteil der Ackerfläche. Den prozentual höchsten Waldflächenanteil mit 65 % (212 km²) der Landkreisfläche findet man im Landkreis Siegen-Wittgenstein (Nordrhein-Westfalen). Das Minimum von 0 % Acker- bzw. von 1 % Waldfläche wird in kreisfreien Städten erreicht /Statistische Ämter des Bundes und der Länder 2012/.

In 25 % (oberes Quantil) der Land- und Stadtkreise liegt die Ackerfläche über 41 %. Die Gesamtackerfläche dieses Teils beträgt dabei 55.049 km² und somit ca. 46 % der Bundesackerfläche. Das obere Quantil der Waldflächen beginnt bei 39 %. In diesem Bereich liegen 41 % bzw. 44.597 km² der bundesweiten Waldfläche.

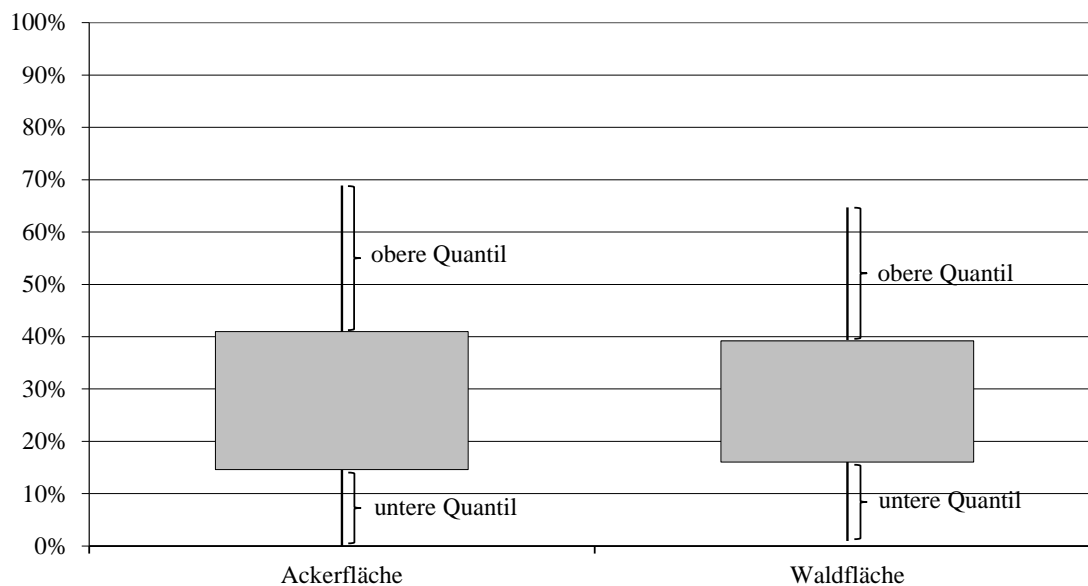


Abb. 3-7: Prozentualer Anteil der Ackerflächen an der Gesamtfläche von 395 Stadt- und Landkreisen in Deutschland (Stand 2007). Prozentualer Anteil der Waldflächen an der Gesamtfläche von 413 Stadt- und Landkreisen in Deutschland (31.12.2010) (/Statistische Ämter des Bundes und der Länder 2012/)

In dieser Arbeit wird angenommen, dass bei einer Konversionsanlage, welche Winterweizenstroh nutzt, 55 % der Fläche aus Ackerfläche besteht (Mittelwert von Maximalwert und unterer Grenze des oberen Quantils Abb. 3-7). Auf dieser wird zu 70 % Weizen angebaut (/Beiermann 2010/). Für das Einzugsgebiet von Waldrestholz wird ebenfalls der Mittelwert der unteren Grenze des oberen Quantils und des Maximalwertes (Abb. 3-7) verwendet. Hier beträgt der durchschnittliche Waldflächenanteil 52 %. (/Beiermann 2010/ unterstellte 45 %). Für den Anbau von Kurzumtriebsplantagen wird wie bei Winterweizenstroh ein Ackerflächenanteil von 55 % angenommen, wovon auf 10 % Weiden angebaut werden (/Beiermann 2010/). Weiter wird unterstellt, dass sich die Anteile der Acker- und Waldflächen für das Jahr 2050 nicht ändern werden. Aus diesen Annahmen werden nun wie nachfolgend beschrieben die Transportstrecken zu den Konversionsanlagen ermittelt.

Ermittlung der Transportstrecken zur Konversionsanlage. Es werden wie in Kapitel 2.6 beschrieben zwei verschiedene Konzepte betrachtet. Zum einen kann Winterweizenstroh, Waldrestholz bzw. Weiden aus Kurzumtriebsplantagen direkt in eine zentrale Anlage, bestehend aus Vergaser mit Schnellpyrolyse bzw. Torrefizierung transportiert werden (Abb. 3-8, links). Zum anderen kann die Biomasse in zehn (vgl. Tabelle 2-9) vom Vergaser räumlich

getrennten Schnellpyrolysen bzw. Torrefizierungen transportiert und vorbehandelt werden (Abb. 3-8, rechts). Durch die räumliche Trennung der Anlagen verkürzen sich die Transportwege für die unbehandelte Biomasse. Anschließend muss die Slurry bzw. torrefizierte Biomasse (Pellets) zum zentralen Vergaser transportiert werden.

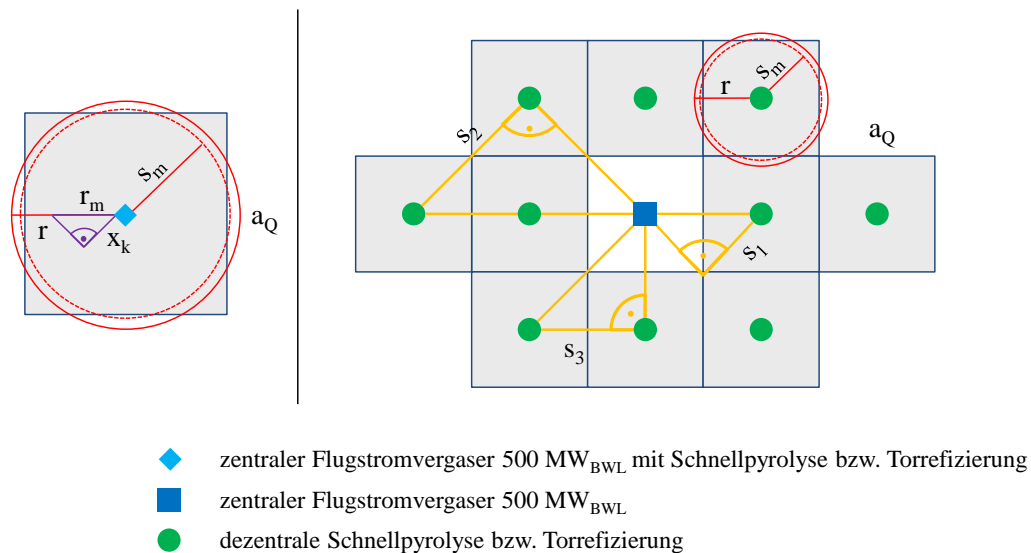


Abb. 3-8: Struktur des Einzugsgebiets nach /Kappler 2008/

Für die Ermittlung der mittleren Transportstrecke s_m (vgl. (Gleichung 3-2)) der Biomasse zur Konversionsanlage wird unterstellt, dass die Kreisfläche mit dem Radius r der Fläche eines Quadrates mit der Kantenlänge a_Q entspricht (Abb. 3-8). Die mittlere Transportstrecke berechnet sich aus dem mittleren Kreisabstand r_m sowie einem Verlängerungsfaktor. Der Verlängerungsfaktor wird benötigt, da in der Realität der Transportweg nicht entlang der Luftlinie verläuft. Dieser beträgt bei einem rechtwinklig verlaufenden Transportweg $\sqrt{2}$ /Kappler 2008/.

$$x_k = \frac{r_m}{\sqrt{2}} = \frac{2 \times r}{3 \times \sqrt{2}} \quad (\text{Gleichung 3-1})$$

$$s_m = x_k + x_k = \frac{2}{3} \times \sqrt{\frac{2}{\pi}} \times a_Q \quad (\text{Gleichung 3-2})$$

mit	x_k	Kathete [m]
	r_m	mittlere Kreisabstand [m]
	s_m	mittlere Transportstrecke [m]
	r	Radius [m]
	a_Q	Kantenlänge Quadrat [m]

Die Distanz für den Transport des Slurrys bzw. der torrefizierten Biomasse (Pellets) aus den zehn Anlagen zum zentralen Vergaser wird ebenfalls über einen rechtwinklig verlaufenden Transportweg ermittelt. Bei einem quadratischen Einzugsgebiet (vgl. Abb. 3-8) berechnet sich die Gesamttransportdistanz s (Gleichung 3-6) aus den zehn Transportdistanzen (Schnellpyrolyse bzw. Torrefizierung zum Vergaser) (Gleichung 3-3), (Gleichung 3-4) und (Gleichung 3-5).

$$s_1 = \sqrt{\frac{a_Q^2}{2}} \quad (\text{Gleichung 3-3})$$

$$s_2 = \sqrt{\frac{(2 \times a_Q)^2}{2}} \quad (\text{Gleichung 3-4})$$

$$s_3 = a_Q \quad (\text{Gleichung 3-5})$$

$$s = \frac{(4 \times (2 \times s_1) + 2 \times (2 \times s_2) + 4 \times (2 \times s_3))}{10} \quad (\text{Gleichung 3-6})$$

mit s_{1-3} halbe Transportentfernung Schnellpyrolyse/Torrefizierung zum Vergaser [m]
 s Gesamttransportdistanz [m]
 a_Q Kantenlänge Quadrat [m]

Tabelle 3-4 zeigt die Transportentfernungen für Winterweizenstrohballen, Waldrestholz- und Weidenhackschnitzeln in eine dezentrale Schnellpyrolyse bzw. in einen zentral gelegenen Flugstromvergaser mit vorgeschalteter Schnellpyrolyse sowie die Transportentfernungen für Slurry aus den dezentralen Schnellpyrolysen in den Flugstromvergaser. Der Flugstromvergaser hat eine Brennstoffwärmeleistung von $500 \text{ MW}_{\text{BWL}}$. Das Einzugsgebiet von Winterweizenstroh umfasst dabei eine Fläche von ca. 10.499 km^2 für das dezentrale und ca. 10.281 km^2 für das zentrale Konzept. Mit einem Einzugsgebiet von ca. 27.784 km^2 haben Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen welche in einer dezentralen Schnellpyrolyse konvertiert werden, das größte Einzugsgebiet. Die Einzugsgebiete für die zentralen Konzepte sind etwas kleiner als die der dezentralen. Das liegt daran, dass die dezentralen Konzepte einen höheren Biomassebedarf als die zentralen haben, da ein Teil der Prozesswärme über die Zuführung von Slurry bzw. Biomasse gedeckt wird. In den zentralen Anlagen wird diese Wärme über die Abwärme der Vergasung bereitgestellt (vgl. Kapitel 3.3.4 bis 3.3.7).

Die Transportdistanz der Biomasse in die dezentrale Schnellpyrolyse beträgt dabei 17 km für Winterweizenstroh. Aufgrund der größeren Einzugsgebiete bei Waldrestholz und für Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen, betragen hier die Entfernungen 26 bzw. 28 km . Von der Schnellpyrolyse wird der Slurry zwischen 63 (Winterweizenstroh) und

102 km (Waldrestholz) in den zentralen Vergaser transportiert. Für die zentrale Schnellpyrolyse mit Vergaser wird die Biomasse zwischen 54 (Winterweizenstroh) und 85 km (Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen) transportiert. Daten zu den restlichen Konversionstechnologien befinden sich im Anhang A.

Tabelle 3-4: Berechnung der Transportentfernungen für Winterweizenstrohballen, Hackschnitzel aus Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen sowie Slurry in eine Schnellpyrolyse bzw. einen Flugstromvergaser (500 MW_{BWL}) für die Jahre 2010 und 2050

		S-d	S-z	WRH-d	WRH-z	W-d	W-z
2010	Biomassebedarf (FM) [t/a]	1.079.397	1.057.045	1.510.160	1.344.627	1.270.867	1.170.510
	Fläche [km ²]	10.499	10.281	23.386	20.822	27.784	25.590
	Transport Biomasse [km]	17	54	26	77	28	85
	Slurry [t/a]	802.139	0	826.193	0	826.193	0
	Transport Slurry [km]	63	0	93	0	102	0
2050	Biomassebedarf (FM) [t/a]	1.079.397	1.057.045	1.510.160	1.344.627	1.270.867	1.170.510
	Fläche [km ²]	8.774	8.592	23.386	20.822	16.092	14.821
	Transport Biomasse [km]	16	49	26	77	21	65
	Slurry [t/a]	802.139	0	826.193	0	826.193	0
	Transport Slurry [km]	57	0	93	0	77	0

S (Winterweizenstroh), d (dezentral), z (zentral), WRH (Waldrestholzhackschnitzel), W (Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen), FM (Frischmasse)

Wie in Kapitel 2.1 beschrieben, lässt sich bei Winterweizenstroh und Weidenhackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantagen bis zum Jahr 2050 eine Ertragssteigerung feststellen. Dies führt zu kürzeren Transportwegen der Biomasse zu den Konversionsanlagen. Die Transportdistanz vom Wald zur Konversionsanlage im Falle von Hackschnitzeln aus Waldrestholz bleibt aufgrund gleichbleibender Erträge im Jahr 2050 dieselbe. In Tabelle 3-4 sind die Transportentfernungen der Biomasse und des Slurrys bei Anlieferung in eine Schnellpyrolyse bzw. in einen Flugstromvergaser für das Jahr 2050 aufgelistet.

3.3 Technische und ökologische Analyse thermochemisch erzeugter Kraftstoffe in einer Well-to-Tank Betrachtung

Das folgende Kapitel beinhaltet die technisch-ökologische Analyse der Produktion von thermochemisch erzeugten Kraftstoffen. Abb. 3-9 zeigt die in dieser Arbeit betrachtete Systemgrenze der Produktion von thermochemischen Kraftstoffen frei Tankstelle für ein WTT-Analyse. Nach der Produktion und Bereitstellung der Biomasse (vgl. Kapitel 3.2) kann diese entweder zentral oder dezentral thermochemisch umgewandelt und zu Kraftstoff aufbereitet werden. Abschließend erfolgt der Transport zur Tankstelle.

Die Lebensdauer der Schnellpyrolysen, Torrefizierungen sowie der Vergaser wird auf 20 Jahre festgelegt. Die jährlichen Volllaststunden betragen dabei 7.500 h.

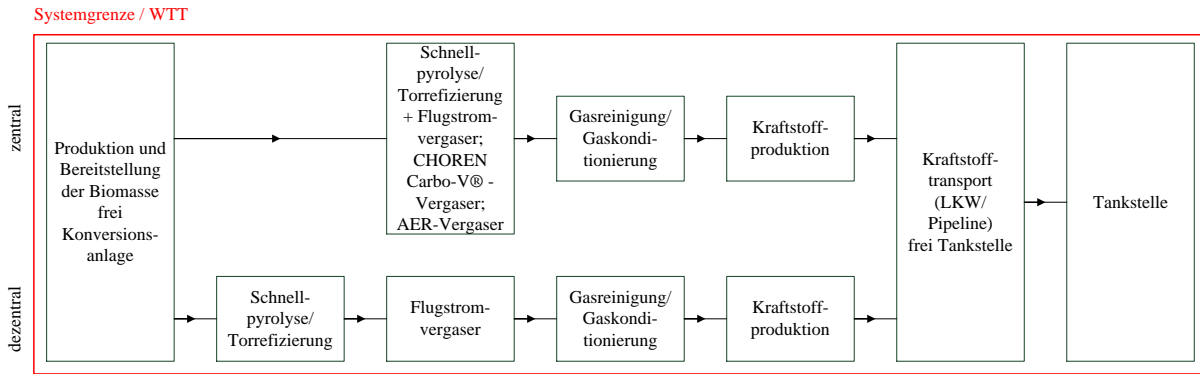


Abb. 3-9: Systemgrenze der Produktion von thermochemisch erzeugten Kraftstoffen in dezentralen und zentralen Anlagen inklusive der Produktion und Bereitstellung der Biomasse frei Konversionsanlage und des Kraftstofftransports frei Tankstelle (WTT)

Um die technisch-ökologische Analyse der betrachteten thermochemischen Verfahren durchzuführen (vgl. Kapitel 3.3.4 bis 3.3.9), werden vorab die Transportstrecken der Kraftstoffe zur Tankstelle erhoben (vgl. Kapitel 3.3.1). Weiter werden der LKW Transport aus ecoinvent für die in dieser Arbeit verwendeten Transportprozesse angepasst (vgl. Kapitel 3.3.2) sowie ein Strommix für die Jahre 2010 und 2050 modelliert (vgl. Kapitel 3.3.3).

3.3.1 Ermittlung der Transportstrecke zur Tankstelle

Die mittels der Fischer-Tropsch-Synthese gewonnenen Kraftstoffe Fischer-Tropsch-Diesel und -Benzin werden mit einem Tanklaster über 250 km zur Tankstelle transportiert /Beiermann 2010/.

H₂ wird bei der Konversionsanlage auf einen Druck von 850 bar verdichtet (Druckwasserstoff) /Leible et al. 2006/. Neben der Herstellung von Druckwasserstoff könnte der gewonnene H₂ noch verflüssigt werden. Dieser Prozess wird aufgrund des hohen Strombedarfs für die Verflüssigung, welcher ca. 30 % des Energiegehalts des H₂ entspricht (Druckwasserstoff ca. 7 bis 10 %), nicht untersucht /Höhlein et al. 2004/, /Leible et al. 2006/. Der Druckwasserstoff wird in Anlehnung an Fischer-Tropsch-Diesel mit einem LKW über 250 km in Druckflaschen zur Tankstelle transportiert. Die Verluste betragen nach /Gül 2008/ hierbei 1,1 %. Eine weitere Option ist der Transport über eine Pipeline. Hier liegen die Verluste mit 1,5 % /Gül 2008/ etwas über den des LKW Transportes. /Özdemir 2012/ unterstellte, dass der Pipelinetransport erst nach 2020 verfügbar ist. Aus diesem Grund wird der H₂-Transport über Pipelines als Alternative zum LKW Transport für die Prozessketten aus dem Jahr 2050 untersucht.

Der Transport von SNG zur Tankstelle erfolgt über das Erdgasnetz. SNG wird bei der Konversionsanlage auf den typischen Betriebsdruck von Ferngasleitungen (ca. 70 bar) ver-

ichtet und ins Erdgasnetz eingespeist /Faist-Emmenegger et al. 2007/, /Pözl, Salchenegger 2005/. An der Tankstelle erfolgt dann eine zweite Verdichtungsstufe. Hier wird das SNG auf den für Erdgasfahrzeuge benötigten Druck von 200 bar komprimiert /Ahman 2009/, /Pözl, Salchenegger 2005/.

Für die Transportprozesse mit dem LKW bzw. mit Pipelines, wurden keine Verluste bilanziert.

3.3.2 Modellierung des LKW Transportes

Wie in Kapitel 3.1 erwähnt, wurde zur Erstellung der Lebenszyklusanalyse die /ecoinvent data v2.2/ Datenbank verwendet. Die durchschnittliche Beladung des ecoinvent Prozesses „RER: Transport, Lkw >32t, EURO5“ beträgt dabei 11,68 t /Spielmann et al. 2007/. Dies entspricht jedoch nicht der Beladung der in dieser Arbeit verwendeten Güter (vgl. Tabelle 3-5).

Tabelle 3-5: Annahmen für den Transport von Biomasse, Slurry, torrefizierter Biomasse (Pellets) und Kraftstoffen mit einem LKW

	S	WRH	W	Slurry (S)	Slurry (WRH, W)	Torrefizierte BM (P)	FT-D/ FT-B	H ₂
max. LKW Zuladung [t]	24	24	24	24	24	24	24	24
max. LKW Zuladung [m ³]	108 ¹⁾	57 ¹⁾	57 ²⁾	18 ¹⁾	18 ¹⁾	57 ²⁾	40	-
Dichte [t/m ³]	0,13 ¹⁾	0,30 ¹⁾	0,30 ³⁾	1,25 ¹⁾	1,25 ¹⁾	0,75 ⁶⁾	0,78/0,76 ⁸⁾	-
H _i [MJ/kg]	14,05 ¹⁾	10,36 ¹⁾	12,14 ⁴⁾	16,83 ^{1),5)}	16,34 ¹⁾	19,03 ⁷⁾	44,0 ⁸⁾	120,54
LKW Zuladung [t]	14	17,1	17,1	22,5	22,5	24	24	0,53 ⁹⁾
LKW Zuladung [GJ]	197	177	208	379	368	457	1.056	64

S (Winterweizenstrohhallen, Wassergehalt 14 %), WRH (Waldrestholzhacksnitzel, Wassergehalt 35 %), W (Weidenhacksnitzel aus Kurzumtriebsplantagen, Wassergehalt 30 %), BM (Biomasse), P (Pelletiert), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), H_i (Heizwert)

¹⁾ /Lange 2008/

²⁾ Eigene Annahme: max. Zuladung W bzw. torrefizierte BM (P) entspricht max. Zuladung WRH (nach /Lange 2008/)

³⁾ Eigene Annahme: Dichte W entspricht Dichte WRH (nach /Lange 2008/)

⁴⁾ /KTBL 2008/

⁵⁾ Eigene Annahme: H_i Slurry aus W entspricht H_i Slurry aus WRH (nach /Lange 2008/)

⁶⁾ /Kiel et al. 2009/

⁷⁾ /Bergman et al. 2005/

⁸⁾ /Beiermann 2010/

⁹⁾ /Höhlein et al. 2004/

In Tabelle 3-5 sind die Kenndaten für den Transport der Biomasse, der vorbehandelten Biomasse (Slurry, torrefizierte Biomasse als Pellets) sowie der Kraftstoffe aufgeführt. Die Zuladung des LKW wird mit 24 t angenommen. Bedingt durch die Dichte der zu transportierenden Rohstoffe liegt die maximale Beladung des LKW im Bereich von 0,53 (H₂) und 24 t (torrefizierte Biomasse als Pellets, Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin). Die Bandbreite der transportierten Energiemenge je LKW reicht dabei von 64 GJ bei H₂ bis 1.056 GJ bei Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin. Aufgrund der unterschiedlichen Zuladung der LKW wurden die Transportprozesse wie nachfolgend beschrieben, neu modelliert.

Der Dieselbedarf sowie die Emissionen an CO₂, CO, N₂O, NH₃ und Stickoxid (NO_x) für die Leerfahrt (0 t) und die maximale Beladung (24 t) des LKW wurden für die Jahre 2010 bis 2030 aus /HBEFA 2010/ entnommen. Um den Dieselbedarf sowie die Emissionen auf die zu transportierende Menge anzupassen, wurde zwischen der Leerfahrt und der maximalen Beladung linear interpoliert. Die Emissionen für das Jahr 2050 wurden durch lineare Fortschreibung der Daten von 2010 bis 2030 ermittelt. Abb. 3-10 zeigt die Treibhausgasemissionen, welche beim Transport der un- und vorbehandelten Biomasse und Kraftstoffe bei einem Tonnenkilometer (tkm) im Jahr 2010 und 2050 entstehen. Es wird deutlich, dass die Treibhausgasemissionen beim Transport von H₂ mit 2.902 g CO_{2eq}/tkm im Jahr 2010 weit über den anderen (99 bis 144 g CO_{2eq}/tkm) liegen. Dies beruht darauf, dass ein mit H₂ beladener LKW nur 0,53 t bzw. 64 GJ (vgl. Tabelle 3-5) je Fahrt transportieren kann. Die CO_{2eq}-Emissionen im Jahr 2050 betragen ca. 96 % der CO_{2eq}-Emissionen aus dem Jahr 2010.

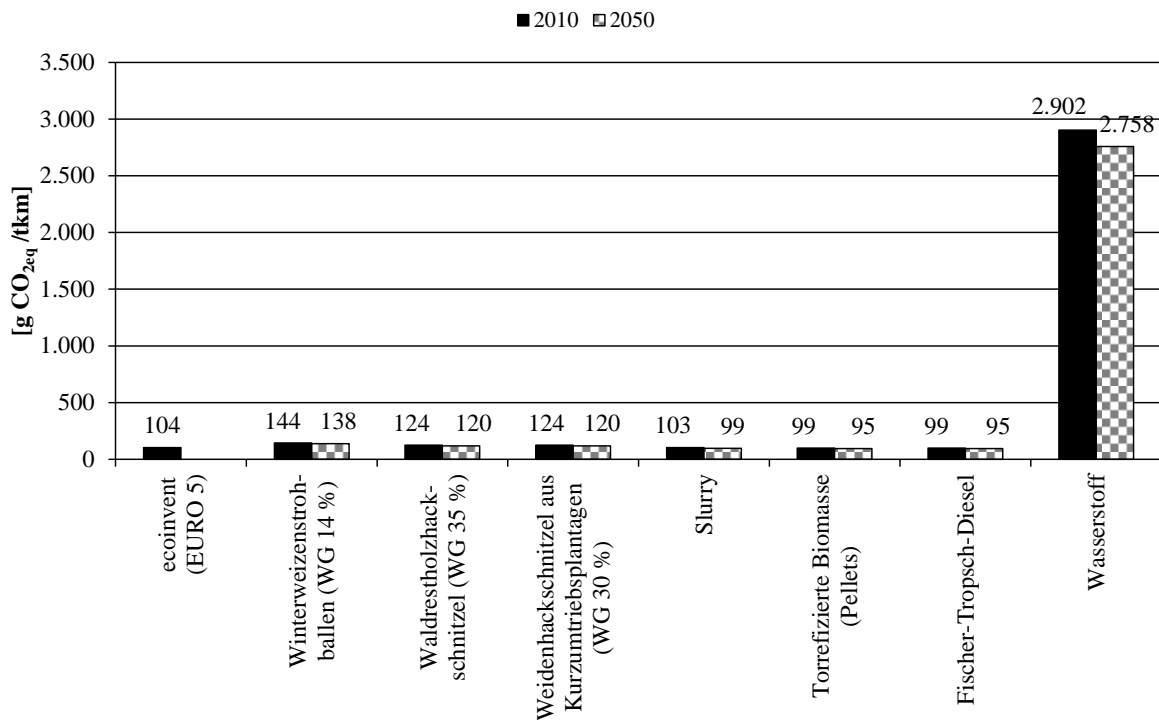


Abb. 3-10: CO_{2eq}-Emissionen beim Transport von Biomasse und Kraftstoffen für die Jahre 2010 und 2050

3.3.3 Kenndaten zur Strombereitstellung in Deutschland für die Jahre 2010 und 2050

Für das Basisjahr 2010 werden die Kennzahlen für den deutschen Strommix aus dem /Methodenhandbuch 2012/ entnommen. Die Daten für das Jahr 2050 stammen aus /Hartmann 2013/. Wie Tabelle 3-6 zu entnehmen ist, beträgt der Anteil der Erneuerbaren Energien (in-

klusive Müll) am deutschen Kraftwerkspark im Jahr 2010 ca. 17,3 %. Bis zum Jahr 2050 steigt der Anteil der Erneuerbaren auf ca. 78 % an. Die Windenergie liefert somit im Jahr 2050 mit ca. 45,6 % den größten Anteil der Stromerzeugung /Hartmann 2013/.

Tabelle 3-6: Prozentualer Anteil der Energieträger an der deutschen Strombereitstellung für die Jahre 2010 und 2050 (eigene Berechnungen basierend auf /Methodenhandbuch 2012/, /Hartmann 2013/)

Energieträger [%]	2010	2050
Steinkohle	19,0	13,7
Braunkohle	23,4	0
Erdgas inkl. sonst. Gase	16,2	8,2
Öl	1,3	0
Kernkraft	22,7	0
Wasserkraft	3,3	4,4
Windkraft	5,9	45,6
Photovoltaik	1,9	15,6
Deponie-, Klär-, Biogas, sonstige Biomasse, Müll	6,1	12,5

In Tabelle 3-7 sind die CO_{2eq}-Emissionen pro bereitgestellter kWh_{el} Strom frei Abnehmer aufgeführt. Im Jahr 2010 betragen die CO_{2eq}-Emissionen 585,6 g CO_{2eq}/kWh_{el} Strom /Methodenhandbuch 2012/. Die CO_{2eq}-Emissionen nehmen bis 2050 infolge des erhöhten Anteils der Erneuerbaren um ca. 70 % auf 170,4 g CO_{2eq}/kWh_{el} Strom ab.

Tabelle 3-7: Treibhausgasemissionen der Strombereitstellung frei Abnehmer in Deutschland für die Jahre 2010 und 2050 (eigene Berechnungen basierend auf /Methodenhandbuch 2012/, /Hartmann 2013/)

	Einheit	2010	2050
CO ₂	g CO ₂ /kWh _{el}	556,9	156,9
CH ₄	g CH ₄ /kWh _{el}	0,72	0,11
N ₂ O	g N ₂ O/kWh _{el}	0,036	0,036
CO _{2eq}	g CO _{2eq} /kWh _{el}	585,6	170,4

Für die Berechnungen in GaBi werden oben aufgeführte Strommixe mit den angegebenen Treibhausgasemissionen verwendet.

3.3.4 Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser

Nachfolgend wird die Auslegung des Dampfnetzes, welches in allen Konversionsverfahren (vgl. Kapitel 3.3.4 bis 3.3.7) verwendet wird beschrieben. Im Anschluss folgt die Konversion der Biomasse in der Schnellpyrolyse und im Flugstromvergaser sowie die Gasreinigung, Gaskonditionierung und die Kraftstoffproduktion. Abschließend werden die CO_{2eq}-Emissionen der unterschiedlichen Verfahren in einer WTT-Analyse erhoben.

Auslegung Dampfnetz. Die betrachteten Konversionsverfahren (vgl. Kapitel 3.3.4 bis 3.3.7) benötigen Energie in Form von Wärme, Dampf und Strom. Anfallende Wärme wird dabei u. a. für die Trocknung der Biomasse genutzt oder in Dampf umgewandelt. Der Dampf steht primär für die Versorgung der Prozesse mit Wärmebedarf zur Verfügung. Es wird nach /Beiermann 2010/ ein Nieder- (5 bar, 152°C) und Hochdruckdampfnetz (60 bar, 400°C) modelliert. Die Kondensationsstufe liegt bei 0,2 bar und 60°C /Beiermann 2010/. Überschüssiger Dampf wird in zwei Dampfturbinen entspannt und in Strom umgewandelt. Für die Dampfturbine werden die in Tabelle 3-8 aufgelisteten Wirkungsgrade verwendet.

Tabelle 3-8: Wirkungsgrade der Dampfturbine (/Epple 2011/)

Wirkungsgrad Dampferzeugung	90 %
Innerer Wirkungsgrad Speisewasserpumpe	75 %
Elektrischer Wirkungsgrad Motor Speisewasserpumpe	95 %
Innerer Wirkungsgrad Dampfturbine	80 %
Mechanischer Wirkungsgrad Dampfturbine	90 %
Wirkungsgrad Generator	98 %

Der elektrische Leistungsbedarf und die produzierte elektrische Leistung der betrachteten Verfahren ist im Anhang B aufgeführt. Die Dampfströme aller Prozessketten sind dem Anhang C zu entnehmen.

Schnellpyrolyse. Die Strohballen werden mit Schleppern vom LKW geladen. Hackschnitzel aus Waldrestholz und aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen werden aus dem LKW gekippt. Über Förderbänder wird die Biomasse zur Lagerung transportiert. Die Lagerkapazität wird mit vier Tagen angenommen /Lange 2008/. Das Winterweizenstroh wird mit einem Ballenauflöser und einem Schlagzerspanner zerkleinert. Die Zerkleinerung der Hackschnitzel wird mit einem Schlagzerspanner und einer Querstrommühle durchgeführt. Anschließend wird die zerkleinerte Biomasse auf einen Wassergehalt von 7 % getrocknet /Lange 2008/. Im Schnellpyrolysereaktor wird der vorgeheizte Sand mit der Biomasse vermischt. Je Tonne Winterweizenstroh (Wassergehalt 7 %) werden dabei 20,5 kg Sand hinzugegeben /Lange 2008/. Wird Waldrestholz umgesetzt, so müssen 20 kg Sand je Tonne Waldrestholz (Wassergehalt 7 %) zugeführt werden /Lange 2008/. Für Weiden aus Kurzumtriebsplantagen werden ebenfalls 20 kg Sand je Tonne Hackschnitzel (Wassergehalt 7 %) unterstellt. Als Produkte erhält man neben Pyrolysegas, welches separat abgezogen wird, Pyrolysekondensat und -koks, welche im Mischer zu einer Slurry vermischt werden /Lange 2008/.

In Tabelle 3-9 sind die Wärmeerzeugung und der Wärmeverbrauch der dezentralen und zentralen Schnellpyrolyse Verfahren aufgeführt. Um die Wärme für die Biomassetrock-

nung und die Aufheizung des Sandes bereitzustellen, wird neben dem Pyrolysegas in den dezentralen Anlagen ein Teil des Slurrys mitverbrannt. Bei den zentralen Anlagen wird keine Slurry verbrannt. Hier wird die fehlende Wärme für die Biomassetrocknung und die Schnellpyrolyse aus der Abwärme des Vergasers (Niederdruckdampfnetz) bereitgestellt.

Tabelle 3-9: Wärmeerzeugung und Wärmeverbrauch der Schnellpyrolyse Verfahren (dezentral und zentral) (eigene Berechnungen basierend auf /Lange 2008/, /Straub 2002/)

[MW]		S-SPd	S-SPz	WRH-SPd	WRH-SPz	W-SPd	W-SPz
BWL		56	550	58	516	57	526
Wärmeerzeugung	Slurrymitverbrennung	1,06	-	6,16	-	4,29	-
	Pyrolysegas	4,49	44,00	4,51	40,16	4,36	40,16
	Leistung Wärmeerzeuger¹⁾	5,55	44,00	10,67	40,16	8,65	40,16
	Abwärme aus ND	-	8,80	-	46,59	-	33,56
Wärmeverbrauch	Biomasse Trocknung	1,01	9,90	5,13	45,71	3,55	32,69
	Sandaufheizung	3,71	36,30	3,93	35,01	3,80	35,02

S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), SP (Schnellpyrolyse), d (dezentral), z (zentral), BWL (Brennstoffwärmeleistung), ND (Niederdruckdampfnetz)

¹⁾ Wirkungsgrad Wärmeerzeuger: 85 %

In Tabelle 3-10 ist die elektrische Leistung der Aggregate der dezentralen und zentralen Schnellpyrolyse Verfahren aufgelistet. Der elektrische Leistungsbedarf liegt bei den dezentralen Anlagen im Bereich von 2,13 (Winterweizenstroh) und 2,39 MW_{el} (Waldrestholz), bei den zentralen von 20,88 (Winterweizenstroh) bis 21,35 MW_{el} (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen). Somit ist der elektrische Gesamtleistungsbedarf von zehn dezentralen Schnellpyrolysen größer als der elektrische Leistungsbedarf einer zentralen Anlage.

Tabelle 3-10: Elektrischer Leistungsbedarf der Schnellpyrolyse Verfahren (dezentral und zentral) (eigene Berechnungen basierend auf /Lange 2008/, /Straub 2002/)

[MW]	S-SPd	S-SPz	WRH-SPd	WRH-SPz	W-SPd	W-SPz
BWL	56	550	58	516	57	526
Fördertechnik	0,229	2,244	0,315	2,807	0,311	2,863
Ballenauflöser	0,334	3,273	-	-	-	-
Schlagzerspanner	0,306	2,992	0,335	2,982	0,330	3,042
Querstrommühle	-	-	0,335	2,982	0,330	3,042
Trocknung	0,022	0,212	0,121	1,080	0,084	0,772
Schnellpyrolyse	0,764	7,481	0,788	7,017	0,777	7,159
Slurry Mischer	0,286	2,805	0,295	2,631	0,194	2,684
Sonstige	0,191	1,870	0,197	1,754	0,291	1,790
Gesamt	2,13 ¹⁾	20,88	2,39 ¹⁾	21,25	2,32 ¹⁾	21,35

S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), SP (Schnellpyrolyse), d (dezentral), z (zentral), BWL (Brennstoffwärmeleistung)

¹⁾ Elektrischer Leistungsbedarf einer dezentralen Schnellpyrolyse. Für den zentralen Flugstromvergaser werden zehn dezentrale Schnellpyrolysen benötigt.

Tabelle 3-11 zeigt die produzierte Slurrymenge sowie die Konversionsgrade k_{chem} der dezentralen und zentralen Schnellpyrolyse Verfahren. Der Konversionsgrad wird dabei nach (Gleichung 3-7) berechnet.

$$k_{chem} = \frac{E_S}{E_{BM}} \quad (\text{Gleichung 3-7})$$

mit k_{chem} Konversionsgrad [%]
 E_S Energie Slurry [MJ]
 E_{BM} Energie Biomasse [MJ]

Aus Tabelle 3-11 wird ersichtlich, dass die zentralen (90,9 bis 96,9 %) Konzepte einen höheren Konversionsgrad als die dezentralen (86,3 bis 89,0 %) aufweisen. Dies liegt daran, dass die Wärme für die Biomassetrocknung und die Aufheizung des Sandes bei den zentralen Anlagen mit der Abwärme des Vergasers und nicht durch Verbrennung von Slurry wie bei den dezentralen Anlagen erzeugt wird. Bei den dezentralen Schnellpyrolysen hat die Slurryproduktion aus Waldrestholzhackschnitzel mit 86,3 % den geringsten Konversionsgrad. Der Grund hierfür ist, dass die Waldrestholzhackschnitzel mit 35 % den höchsten Wassergehalt aufweisen und somit den größten Wärmeenergiebedarf für die Trocknung aller betrachteten Biomassen benötigen. Diese Wärmeenergie wird wie bereits erwähnt durch die zusätzliche Verbrennung von Slurry erzeugt.

Tabelle 3-11: Brennstoffwärmeleistung, Slurryproduktion und Konversionsgrad der Schnellpyrolyse Verfahren (dezentral und zentral) (eigene Berechnungen basierend auf /Lange 2008/)

	S-SPd	S-SPz	WRH-SPd	WRH-SPz	W-SPd	W-SPz
BWL [MW]	56,2	550	58,0	516	57,2	526
Slurryproduktion [MW]	50	500	50	500	50	500
k_{chem} [%] ¹⁾	89,0	90,9	86,3	96,9	87,5	95,0

S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), SP (Schnellpyrolyse), d (dezentral), z (zentral),
 BWL (Brennstoffwärmeleistung)

¹⁾ $k_{chem} = E_S/E_{BM}$

Flugstromvergaser. Die Slurry wird in einem ersten Schritt auf 125°C erwärmt /Beiermann 2010/ und auf 30 bar verdichtet. Anschließend erfolgt die Vergasung. Der Kaltgaswirkungsgrad des Flugstromvergasers beträgt 78 % /Biogene Gase 2011/. Die Vergasung läuft bei 1.200°C /Beiermann 2010/ und einem Druck von 30 bar /Lange 2008/ ab. Als Vergasungsmittel wird Sauerstoff (300 Nm³/kg Slurry /Lange 2008/) eingesetzt, welcher durch eine kryogene Luftzerlegung gewonnen wird. Dieser wird anschließend auf 35 bar (inklusive 5 bar Druckverlust /Beiermann 2010/) verdichtet. In Tabelle 3-12 ist der elektrische Leistungsbedarf der Slurry und Sauerstoff Kompression sowie der kryogenen Luftzerlegung für die Vergasung von Slurry aus Winterweizenstroh, Waldrestholz sowie Weiden aus Kurzumtriebsplantagen dargestellt.

Tabelle 3-12: Elektrischer Leistungsbedarf des Flugstromvergaser (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Druckluft effizient 2003/, /Gitzhofer 2007/, /Lange 2008/)

[MW]	S-FV	WRH-FV	W-FV
BWL	500	500	500
Slurry Kompression	0,15	0,15	0,15
Kryogene Luftzerlegung	13,48	13,88	13,88
Sauerstoff Kompression	3,06	3,15	3,15
Gesamt	16,69	17,18	17,18

S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), FV (Flugstromvergaser), BWL (Brennstoffwärmeleistung)

Die Zusammensetzung des Synthesegases aus dem Flugstromvergaser ist Tabelle 3-13 zu entnehmen. Diese Synthesegaszusammensetzung wird sowohl für die Vergasung von Slurry aus Winterweizenstroh als auch für die Vergasung von Slurry aus Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen verwendet. Die Abwärme des Vergasers wird zur Erzeugung von Hochdruckdampf genutzt. Die Wärmeverluste werden dabei mit ca. 6 % angenommen /Raffelt 2008/.

Tabelle 3-13: Synthesegaszusammensetzung bei der Vergasung von Slurry in einem Flugstromvergaser (/Beiermann 2010/)

	[% mol/mol]
H ₂	31,7
CO	36,7
CO ₂	9,3
H ₂ O	20,3
CH ₄	0,1
Rest	1,9

Gasreinigung und Gaskonditionierung. Die Gasreinigung besteht aus einem Heißgaszyklon, einem Gewebefilter und einem Druckwasserwäscher. Der Ascheanteil beträgt nach eigenen Berechnungen basierend auf /Leible et al. 2007/ bei Slurry aus Winterweizenstroh 4,06 % der eingesetzten Slurrymenge. Bei der Vergasung von Slurry aus Waldrestholz- bzw. Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen wurde ein Ascheanteil nach /Leible et al. 2007/ von 1,83 % der eingesetzten Slurrymenge ermittelt. Das Speisewasser für den Druckwasserwäscher wird zuvor entsalzt /Beiermann 2010/.

Über die CO-Shift-Stufe wird das für die jeweilige Synthese notwendige H₂/CO Verhältnis eingestellt (vgl. Kapitel 2.4). Im Falle der Fischer-Tropsch-Synthese werden 42,4 % des Synthesegases über die CO-Shift-Stufe gefahren. Wird SNG produziert, werden 58,7 % des Synthesegasstroms über die CO-Shift geleitet. Bei der H₂-Produktion wird das gesamte Synthesegas über die CO-Shift gefahren, um einen möglichst hohen Anteil an H₂ zu erzielen. Der bei der CO-Shift-Reaktion benötigte Dampf wird über das Hochdruckdampfnetz bereit-

gestellt. Die Abwärme der CO-Shift-Reaktion wird zur Erzeugung von Niederdruckdampf genutzt.

Weiterhin wird das Synthesegas bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin über eine Selexolwäsche und ein ZnO-Bett gefahren. In Tabelle 3-14 ist der elektrische Leistungsbedarf der Gasreinigungsaggregate für die unterschiedlichen Biomassen und Kraftstoffsynthesen aufgeführt.

Tabelle 3-14: Elektrischer Leistungsbedarf der Gasreinigungsaggregate

[MW _{el}]	FV-FT-D+B	FV-H ₂	FV-SNG
Heißgaszyklon ¹⁾	0,08	0,08	0,08
Gewebefilter ²⁾	0,23	0,23	0,23
Druckwasserwäscher ³⁾	1,02	1,02	1,02
Speisewasserentsalzung ⁴⁾	0,07	0,08	0,07
Selexolwäscher ⁵⁾	4,36	-	-
Gesamt	5,75	1,41	1,40

FV (Flugstromvergaser), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas)

¹⁾ Energiebedarf 0,3-0,65 kWh_{el}/1000 Nm³ (/Kaltschmitt et al. 2009/), 0,475 kWh_{el}/1000 Nm³ gewählt

²⁾ Energiebedarf 0,75-1,90 kWh_{el}/1000 Nm³ (/Kaltschmitt et al. 2009/), 1,325 kWh_{el}/1000 Nm³ gewählt

³⁾ Energiebedarf 6 Wh/m³ Gas (/Hirschberg 1999/ in /Beiermann 2010/)

⁴⁾ Energiebedarf 1 kWh_{el}/m³ (/WAT/ in /Beiermann 2010/)

⁵⁾ Energiebedarf 0,06-0,11 kWh_{el}/kg CO₂ (/Göttlicher 1999/ in /Moritz 2004/), 0,06 kWh_{el}/kg CO₂ gewählt

Fischer-Tropsch-Synthese. Das gereinigte Synthesegas wird nun der Fischer-Tropsch-Synthese zugeführt. Die Synthese wird mit einer Kettenwachstumswahrscheinlichkeit α von 0,9 bei 200°C /Beiermann 2007/ und einem Druck von 30 bar /Lange 2008/ betrieben. In der anschließenden Heavy Paraffinic Conversion (HPC) erfolgt die Aufbereitung der Kohlenwasserstoffe in höherwertige Produkte wie z. B. Rohnaphtha und Fischer-Tropsch-Diesel. Um das bei der Fischer-Tropsch-Synthese entstandene Wachs zu konvertieren, wird H₂ benötigt. Dieser wird aus einem Teilgasstrom nach der CO-Shift-Stufe über eine PSA gewonnen /Beiermann 2010/. Die H₂-Abtrennungsrate aus dem Synthesegas wird mit 90 % beanschlagt /Tock, Maréchal 2012/. Nach der HPC erfolgt eine Destillation. Die Endprodukte sind leichte Kohlenwasserstoffe (5 %), Rohnaphtha (25 %) und Fischer-Tropsch-Diesel (70 %) /Beiermann 2007/. Tabelle 3-15 zeigt die unterschiedlichen Fischer-Tropsch-Produkte sowie deren Anteile nach der Synthese, HPC und der Destillation.

Tabelle 3-15: Anteile der Fischer-Tropsch-Produkte nach Synthese, HPC und Destillation (/Beiermann 2007/)

[%]		nach Fischer-Tropsch-Synthese	nach HPC	nach Destillation
Leichte Kohlenwasserstoffe	C ₁ -C ₄	-	4	5
Rohnaphtha	C ₅ -C ₈	20	20	25
Fischer-Tropsch-Diesel	C ₉ -C ₂₀	40	58	70
Wachs	C ₂₁ +	40	18	-

HPC (Heavy Paraffinic Conversion)

Die leichten Kohlenwasserstoffe werden zusammen mit dem Spülgas der PSA in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) in Strom und Wärme umgewandelt. Die Abwärme des BHKW sowie der Fischer-Tropsch-Synthese wird genutzt um Niederdruckdampf zu erzeugen. Der elektrische Leistungsbedarf der PSA beträgt $0,47 \text{ MW}_{\text{el}}$ nach eigenen Berechnungen basierend auf /Günther 2006/. Für die HPC wurde eine elektrische Leistung von $0,96 \text{ MW}_{\text{el}}$ errechnet (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2007/).

Rohnaphtha wird in einem weiteren Schritt in Fischer-Tropsch-Benzin umgewandelt. Die Umsetzungsrate von Rohnaphtha zu Benzin beträgt dabei 97 % /concawe 2011b/. Der elektrische Energiebedarf wird mit $0,000225 \text{ MJ/MJ}_{\text{KS}}$ angenommen /concawe 2011b/, /GEMIS 4.7/. Anschließend erfolgt der Transport von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin zur Tankstelle. Die Transportstrecke beträgt 250 km (vgl. Kapitel 3.3.1).

H₂-Produktion. Nach der Kondensationsstufe wird das Synthesegas der PSA zugeführt /Schindler 2008/. Hier erfolgt die Abtrennung des H₂. Die elektrische Leistung der PSA beträgt dabei $8,18 \text{ MW}_{\text{el}}$ (eigene Berechnungen basierend auf /Günther 2006/). Das Spülgas der PSA wird in einem BHKW verbrannt. Die Abwärme wird genutzt um Niederdruckdampf zu produzieren. Abschließend wird der H₂ auf 850 bar verdichtet und mit einem LKW über 250 km zur Tankstelle transportiert (vgl. Kapitel 3.3.1). Der elektrische Energiebedarf für die Kompression des H₂ beträgt $0,07 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{kWh}_{\text{H}_2}$ /Leible et al. 2006/. Somit beträgt die elektrische Leistung der Kompression $21,88 \text{ MW}_{\text{el}}$.

SNG-Produktion. Das Synthesegas mit einem H₂/CO Verhältnis von 3/1 wird dem Methanisierungsreaktor zugeführt. Aus der Abwärme der Methanisierung wird wiederum Niederdruckdampf erzeugt. Analog zur H₂-Produktion wird das Synthesegas anschließend über eine Kondensationsstufe und eine PSA (elektrische Leistungsbedarf $3,35 \text{ MW}_{\text{el}}$ /Günther 2006/ und eigene Annahmen) geleitet. In einer ersten Stufe wird das Methan auf 70 bar verdichtet und ins Erdgasnetz eingespeist. An der Tankstelle erfolgt die weitere Verdichtung auf 200 bar (vgl. Kapitel 3.3.1). Der elektrische Energiebedarf für die Verdichtung auf 200 bar wird mit 3 % des Energiegehalts von Methan angenommen /Pölz, Salchenegger 2005/. Die hierfür notwendige elektrische Leistung ermittelt sich zu $8,41 \text{ MW}_{\text{el}}$.

Elektrischer Gesamtleistungsbedarf. In Tabelle 3-16 ist am Beispiel der Fischer-Tropsch-Diesel und -Benzin Produktion der elektrische Gesamtleistungsbedarf aufgetragen. Der elektrische Gesamtleistungsbedarf der dezentralen Konzepte liegt dabei über dem elektrischen

Gesamtleistungsbedarf der zentralen Konzepte. Dies beruht auf dem höheren elektrischen Leistungsbedarf in den zehn dezentral verteilten Schnellpyrolysen.

Tabelle 3-16: Elektrischer Gesamtleistungsbedarf bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin in zehn dezentralen bzw. einer zentralen Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser

[MW _e]	S- SPd/FV- FT-D+B	S- SPz/FV- FT-D+B	WRH- SPd/FV- FT-D+B	WRH- SPz/FV- FT-D+B	W- SPd/FV- FT-D+B	W- SPz/FV- FT-D+B
Elektrischer Gesamtleistungsbedarf	45,2	44,8	48,3	45,6	47,6	45,7

S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), SP (Schnellpyrolyse), FV (Flugstromvergaser), d (dezentral), z (zentral), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin)

Dampfnetz und Stromerzeugung. Im Folgenden werden die Nieder- und Hochdruckdampfmengen der Prozesse sowie die Stromproduktion im BHKW und in der Nieder- und Hochdruck Dampfturbine gezeigt. Tabelle 3-17 enthält am Beispiel der Fischer-Tropsch-Diesel und -Benzin Produktion aus Winterweizenstroh in einer dezentralen Schnellpyrolyse mit zentralem Flugstromvergaser die stündlichen Nieder- und Hochdruckdampfmengen. Die Tabelle ist in Prozesse, welche Dampf liefern, und Prozesse, welche Dampf benötigen, unterteilt. Die Dampfmengen der anderen Prozessketten befinden sich im Anhang C.

Tabelle 3-17: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin Produktion aus Winterweizenstroh in dezentralen Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser

[MJ/h]		Dampferzeugung	Dampfverbrauch
	Abwärme Vergaser ¹⁾	372.240	
HD	CO-Shift		26.939
	Dampf in HD Dampfturbine		345.301
	Restwärme aus HD Dampfturbine	264.634	
	Abwärme CO-Shift ²⁾	46.233	
	Abwärme FT-Synthese ²⁾	258.118	
ND	Abwärme BHKW	48.131	
	Slurry Aufwärmung		49.198
	H ₂ -Aufwärmung für FT-Synthese		1.141
	Synthesegasaufwärmung für FT-Synthese		24.227
	Dampf in ND Dampfturbine		542.550

¹⁾ inklusive 6 % Wärmeverluste /Raffelt 2008/

²⁾ inklusive 5 % Wärmeverluste

HD (Hochdruckdampf), ND (Niederdruckdampf), FT (Fischer-Tropsch)

Mit der Abwärme des Vergasers von 372.240 MJ/h wird der Dampf für die CO-Shift-Stufe (26.939 MJ/h) bereitgestellt. Mit der restlichen Abwärme (345.301 MJ/h) wird Hochdruckdampf mit 400°C und 60 bar erzeugt. Dieser wird in einer ersten Dampfturbine auf 60°C und 5 bar entspannt. Aus der Restwärme der Hochdruckturbine (264.634 MJ/h) wird wieder Dampf mit 152°C und 5 bar erzeugt.

Mittels der Abwärme aus der CO-Shift-Stufe, der Fischer-Tropsch-Synthese und dem BHKW wird die Aufwärmung des Slurry, des H₂ und des Synthesegases gedeckt. Aus der restlichen Wärme von 277.903 MJ/h wird Niederdruckdampf produziert. Zusammen mit dem Dampf aus der Restwärme der Hochdruckturbine (264.634 MJ/h) wird in einer zweiten Turbine der Dampf auf die Kondensationsstufe von 60°C und 0,2 bar entspannt. Die Abwärme aus der Niederdruckturbine wird nicht weiter bilanziert. Somit werden in den zwei Turbinen 32,1 MW_{el} Strom produziert (Tabelle 3-18). Hinzu kommt die Stromproduktion von 7,78 MW_{el} im BHKW. Der elektrische Wirkungsgrad des BHKW beträgt dabei 32 %, der thermische 55 % /Beiermann 2007/.

Tabelle 3-18: Erzeugte elektrische Leistung in der Hoch- und Niederdruckdampfturbine sowie im BHKW

[MW _{el}]	S-SPd/FV-FT-D+B
Hochdruck Dampfturbine	11,83
Niederdruck Dampfturbine	20,25
BHKW	7,78
Gesamt	39,85

S (Winterweizenstroh), SP (Schnellpyrolyse), FV (Flugstromvergaser), d (dezentral), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin)

Die erzeugte elektrische Leistung von 39,85 MW_{el} reicht somit nicht aus, um den elektrischen Leistungsbedarf der Anlage (45,2 MW_{el}, vgl. Tabelle 3-16) zu decken (vgl. Anhang B).

CO_{2eq}-Emissionen. Abb. 3-11 enthält die Treibhausgasemissionen in g CO_{2eq}/MJ_{KS} der WTT-Analyse bei der Kraftstoffproduktion in einer Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010. Für die Berechnung der Treibhausgasemissionen der Fischer-Tropsch-Diesel und -Benzin Produktion wurde eine energetische Allokation durchgeführt. Die entstandenen Emissionen werden anteilmäßig auf die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel und Rohnaphtha aufgeteilt. Je MJ Fischer-Tropsch-Diesel entstehen 0,36 MJ Rohnaphtha. Die Emissionen für ein MJ Fischer-Tropsch-Benzin liegen dabei etwas über den Emissionen für die Bereitstellung eines MJ Fischer-Tropsch-Diesels. Der Grund sind die Umwandlungsverluste die bei der Aufbereitung von Rohnaphtha zu Fischer-Tropsch-Benzin entstehen sowie der dafür benötigte elektrische Energiebedarf.

Wie aus Abb. 3-11 zu entnehmen ist, fallen bei der Fischer-Tropsch-Diesel und -Benzin Produktion (bezogen auf dieselbe Biomasse) die geringsten Emissionen aller Biokraftstoffe je MJ an (8,9 bis 24,8 g CO_{2eq}/MJ_{KS}). Die höheren Emissionen bei der SNG- (14,4 bis 27,9 g CO_{2eq}/MJ_{KS}) und der H₂-Produktion (25,4 bis 37,6 g CO_{2eq}/MJ_{KS}) resultieren

v. a. aus dem hohen elektrischen Energiebedarf für die Verdichtung der gasförmigen Kraftstoffe sowie durch den Transport des H₂ mit einem LKW.

Die geringsten Treibhausgasemissionen entstehen bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel aus Winterweizenstroh mit dezentralen Schnellpyrolyseanlagen und einem zentralen Flugstromvergaser (8,9 g CO_{2eq}/MJ_{KS}). Die höchsten Emissionen werden bei der H₂-Produktion aus Weiden in einer zentralen Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser produziert (37,6 g CO_{2eq}/MJ_{KS}).

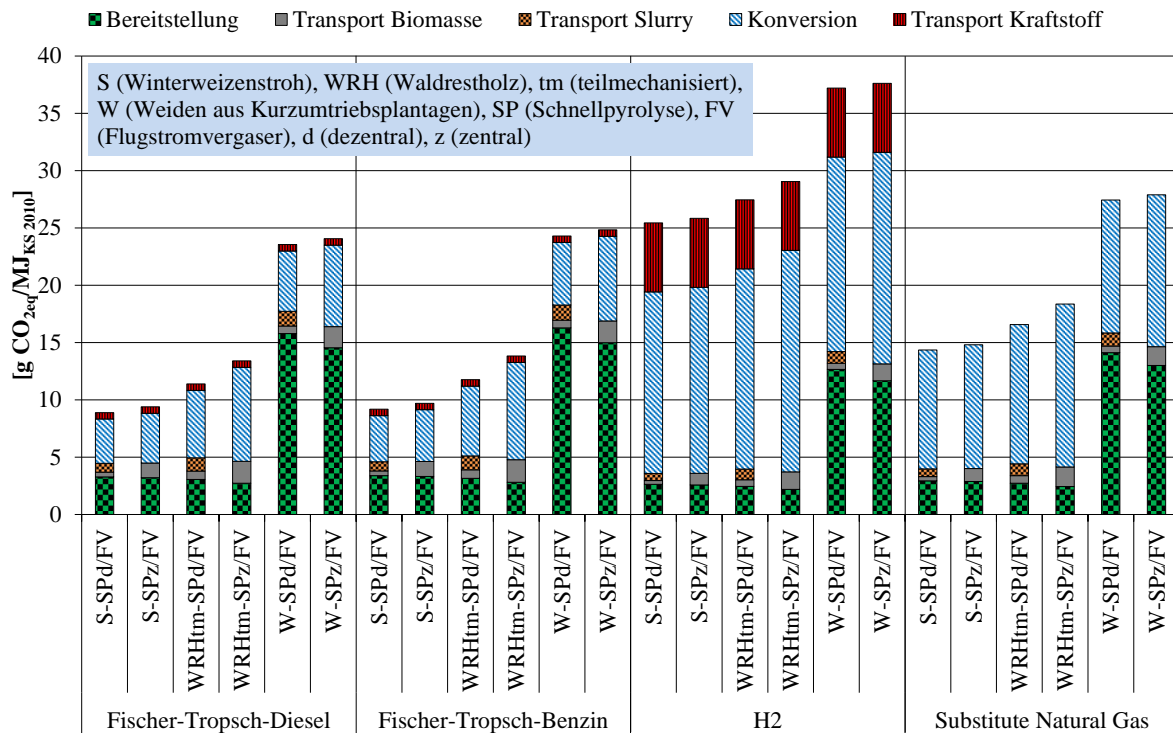


Abb. 3-11: CO_{2eq}-Emissionen bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG in einer Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTT)

Die Auswahl der Biomasse hat ebenfalls einen starken Einfluss auf die CO_{2eq}-Emissionen. Die Bereitstellung von Weiden aus Kurzumtriebsplantagen verursacht die fünffachen Emissionen wie die Bereitstellung von Winterweizenstroh bzw. die teilmechanisierte Bereitstellung von Waldrestholz.

Weiter ist festzuhalten, dass die Emissionen in den zentralen Konzepten etwas über den der dezentralen Konzepte liegen. Dies liegt daran, dass bei der zentralen Schnellpyrolyse, Niederdruckdampf für die Wärmebereitstellung der Biomassetrocknung eingesetzt wird. Bei den dezentralen Anlagen wird die Wärme über Verbrennung von Slurry gedeckt. Somit steht bei der zentralen Anlage weniger Niederdruckdampf für die Verstromung in der Dampfturbine zur Verfügung. Die durch den Transport von Biomasse und Slurry (dezentrales Konzept)

verursachten Emissionen entsprechen in etwa den Emissionen, die durch den Transport der Biomasse in eine zentrale Anlage entstehen.

Bezüglich der CO_{2eq}-Emissionen, ist die Kraftstoffproduktion in dezentralen Anlagen der Produktion in zentralen Anlagen vorzuziehen. Weiterhin sollte bevorzugt Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin aus Reststoffen wie Winterweizenstroh und Waldrestholz produziert werden.

3.3.5 Torrefizierung mit Flugstromvergaser

Analog zur Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser (vgl. Kapitel 3.3.4) wird im Folgenden die Konversion der Biomasse in der Torrefizierung und im Flugstromvergaser sowie die Gasreinigung, Gaskonditionierung und die Kraftstoffproduktion erläutert. Anhand dieser Ergebnisse werden die CO_{2eq}-Emissionen der unterschiedlichen Verfahren in einer WTT-Analyse berechnet.

Torrefizierung. Die Biomassebereitstellung sowie die Zerkleinerung und Trocknung auf einen Wassergehalt von 15 % erfolgt bei der Torrefizierung analog zur Schnellpyrolyse /Bergman et al. 2005/, /Wannapeera, Worasuwannarak 2012/ (vgl. Kapitel 3.3.4).

Die Torrefizierung findet in einem indirekt beheizten Trommelreaktor (vgl. Kapitel 2.2.3) bei 280°C statt. Die Verweilzeit im Reaktor beträgt dabei 17,5 min /Bergman et al. 2005/. Die energetische Umsetzungsrate der Torrefizierung wird nach /Uslu et al. 2008/ mit 99 % gewählt. Die Produkte sind Gas (10 % des Energiegehalts der Produkte) und torrefizierte Biomasse (90 % des Energiegehalts der Produkte) /Bergman et al. 2005/. Der Wärmebedarf für den Trommelreaktor beträgt dabei 0,036 MJ je MJ torrefizierte Biomasse /Uslu et al. 2008/.

Tabelle 3-19 enthält die Wärmeerzeugung und den Wärmeverbrauch der dezentralen und zentralen Torrefizierungen. Werden Winterweizenstroh und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in einer dezentralen Anlage torrefiziert, so reicht die Wärme in Höhe von 5,56 MW_{th}, welche durch die Verbrennung des bei der Torrefizierung entstehenden Gases erzeugt wird aus, um die Wärmeenergie für die Trocknung (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen: 2,11 MW_{th}) sowie die Beheizung des Reaktors (Winterweizenstroh und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen: 1,82 MW_{th}) zu decken. Es können zusätzlich noch 2,90 MW_{th} Wärme bei Winterweizenstroh bzw. 0,79 MW_{th} Wärme bei Weiden aus Kurzumtriebsplantagen über ein Organic Rankine Cycle (ORC) Modul verstromt werden. Wird Waldrestholz in einer dezentralen Anlage torrefiziert, muss zusätzliches Waldrestholz in einer Feuerung verbrannt werden (0,39 MW_{th}), um den Wärmebedarf der Anlage (5,05 MW_{th}) zu decken.

In einer zentralen Anlage wird bei Winterweizenstroh und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen die überschüssige Wärme (28,99 MW_{th}) in das Niederdruckdampfnetz der Vergasung geleitet. Bei Waldrestholz wird der Bedarf an Wärmeenergie (3,31 MW_{th}) durch das Niederdruckdampfnetz der Anlage gedeckt.

Tabelle 3-19: Wärmeerzeugung und Wärmeverbrauch bei der Torrefizierung (dezentral und zentral) (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Bergman et al. 2005/, /Briem et al. 2004/, /Lange 2008/, /Uslu et al. 2008/, /Straub 2002/)

[MW]		S-Td	S-Tz	WRH-Td	WRH-Tz	W-Td	W-Tz
BWL		54	543	52	514	52	524
	Verbrennung WRH	-	-	0,39	-	-	-
	Gas aus Torrefizierung	5,56	55,56	5,56	55,56	5,56	55,56
Wärmeerzeugung	Leistung Wärmeerzeuger¹⁾	5,56	55,56	5,95	55,56	5,56	55,56
	Abwärme aus ND	-	-	-	3,31	-	-
Wärmeverbrauch	Biomasse Trocknung	-	-	3,23	32,30	2,11	21,07
	Torrefizierung	1,82	18,23	1,82	18,23	1,82	18,23
Restwärme aus	Abwärme in ORC	2,90	-	-	-	0,79	-
Wärmeerzeuger	Abwärme in ND	-	28,99	-	-	-	7,92

S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), T (Torrefizierung), d (dezentral), z (zentral), BWL (Brennstoffwärmeleistung, ND (Niederdruckdampfnetz)

¹⁾ Wirkungsgrad Wärmeerzeuger: 85 %

Die elektrische Leistung der ORC Anlagen in der dezentralen Torrefizierung beträgt 435 kW_{el} bei Winterweizenstroh und 119 kW_{el} bei Weidenhackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantagen. Der elektrische Wirkungsgrad der Anlage beläuft sich auf 15 % /Oberberger et al./ Die abgeführte thermische Energie wird dabei nicht weiter bilanziert.

Nach der Torrefizierung wird in der zentralen Anlage die torrefizierte Biomasse gekühlt und zwischengelagert. In den dezentralen Konzepten wird die torrefizierte Biomasse zuerst gemahlen, anschließend pelletiert und gekühlt. Der elektrische Leistungsbedarf der dezentralen und zentralen Anlagen ist in Tabelle 3-20 aufgeführt. Aufgrund der Zerkleinerung und anschließenden Pelletierung der torrefizierten Biomasse liegt der elektrische Leistungsbedarf der dezentralen Anlagen über dem der zentralen Anlagen (vgl. Tabelle 3-20).

Tabelle 3-20: Elektrischer Leistungsbedarf bei der Torrefizierung (dezentral und zentral) (eigene Berechnungen basierend auf /Bergman et al. 2005/, /Briem et al. 2004/, /Lange 2008/, /van der Stelt et al. 2011/, /Uslu et al. 2008/, /Straub 2002/)

[MW]	S-Td	S-Tz	WRH-Td	WRH-Tz	W-Td	W-Tz
BWL	54,3	543	51,8	514	52,4	524
Lagerung	0,22	2,22	0,28	2,80	0,29	2,85
Ballenauflöser	0,32	3,23	-	-	-	-
Schlagzerspanner	0,30	2,95	0,30	2,97	0,26	2,59
Querstrommühle	-	-	0,30	2,97	0,28	2,78
Trocknung	-	-	0,08	0,84	0,05	0,55
Torrefizierung	0,40	4,00	0,40	4,00	0,40	4,00
Mühle	0,75	-	0,75	-	0,75	-
Pelletierung	0,24	-	0,24	-	0,24	-
Kühlung	0,11	1,13	0,11	1,13	0,11	1,13
ORC ¹⁾	0,05	-	-	-	0,01	-
Gesamt	2,39	13,53	2,46	14,72	2,39	13,90

S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), T (Torrefizierung), d (dezentral), z (zentral), BWL (Brennstoffwärmeleistung), ORC (Organic Rankine Cycle)

¹⁾ Stromaufnahme 12 % /Briem et al. 2004/, elektrische Leistung ORC Modul 435 kW_{el} (Winterweizenstroh) bzw. 119 kW_{el} (Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen)

Die produzierte Menge an torrefizierter Biomasse sowie der Konversionsgrad k_{chem} können Tabelle 3-21 entnommen werden. Der Konversionsgrad wird dabei nach (Gleichung 3-8) berechnet.

$$k_{chem} = \frac{E_T}{E_{BM}} \quad (\text{Gleichung 3-8})$$

mit k_{chem} Konversionsgrad [%]
 E_T Energie torrefizierte Biomasse [MJ]
 E_{BM} Energie Biomasse [MJ]

Wie aus Tabelle 3-21 ersichtlich wird, hat die dezentrale und zentrale Torrefizierung von Winterweizenstroh mit je 92,1 % und die Torrefizierung von Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen mit je 95,4 % denselben Konversionsgrad. Dies liegt daran, dass sowohl in der dezentralen als auch in der zentralen Anlage die benötigte Wärme für die Biomassetrocknung und die Torrefizierung intern ohne zusätzliche Biomasseverbrennung bereitgestellt werden kann. Bei der Torrefizierung von Waldrestholzhackschnitzel werden bei der dezentralen Anlage zusätzlich Waldrestholzhackschnitzel verbrannt, um die benötigte Wärme für die Biomassetrocknung und die Torrefizierung zu decken. Somit liegt der Konversionsgrad der dezentralen Anlage mit 96,5 % etwas unter der zentralen Anlage mit 97,2 %, in der die Prozesswärme über die Abwärme des Vergasers gedeckt wird. Die höheren Konversionsgrade bei Waldrestholz- und Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen im Vergleich zu Winterweizenstroh resultieren daher, dass die Hackschnitzel aus Waldrestholz und Weiden

noch auf einen Wassergehalt von 15 % getrocknet werden. Dies hat zur Folge, dass der Energieinhalt der Biomasse erhöht wird. Der Konversionsgrad bezieht sich jedoch auf den geringeren Energieinhalt der eingesetzten Biomasse und somit errechnet sich für die Torrefizierung von Waldrestholz- und Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen ein höherer Konversionsgrad.

Tabelle 3-21: Brennstoffwärmeleistung, produzierte Menge an torrefizierter Biomasse und Konversionsgrad der Torrefizierung

[MW]	S-Td	S-Tz	WRH-Td	WRH-Tz	W-Td	W-Tz
BWL	54,3	543	51,8	514	52,4	524
Produktion torrefizierte Biomasse	50	500	50	500	50	500
$k_{\text{chem}}[\%]$ ¹⁾	92,1	92,1	96,5	97,2	95,4	95,4

S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), T (Torrefizierung), d (dezentral), z (zentral), BWL (Brennstoffwärmeleistung)

¹⁾ $k_{\text{chem}} = E_T/E_{\text{BM}}$

Flugstromvergaser, Gasreinigung, Gaskonditionierung und Kraftstoffproduktion. Die torrefizierte Biomasse bzw. die Pellets werden vor der Vergasung gemahlen. Anschließend verläuft die Prozesskette analog zur Vergasung und Kraftstoffproduktion aus Slurry (vgl. Kapitel 3.3.4) ab. Die Ergebnisse der technischen Analyse befinden sich im Anhang B und Anhang C. Die zu entsorgende Aschemenge beträgt in Anlehnung an die Vergasung von Slurry 4,06 % der zu vergasenden torrefizierten Biomasse aus Winterweizenstroh bzw. 1,83 % bei torrefizierte Biomasse aus Waldrestholz- bzw. Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen.

CO_{2eq}-Emissionen. Die Ergebnisse der WTT-Analyse sind in Abb. 3-12 zu sehen. Analog zur Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser (vgl. Kapitel 3.3.4) fallen bezogen auf dieselbe Biomasse die geringsten Emissionen aller Biokraftstoffe bei der Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin Produktion an (3,6 bis 24,5 g CO_{2eq}/MJ_{KS}). An zweiter Stelle kommt die SNG-Produktion (9,6 bis 27,6 g CO_{2eq}/MJ_{KS}) gefolgt von der H₂-Produktion (21,2 bis 37,3 g CO_{2eq}/MJ_{KS}). Die höheren Emissionen bei der SNG- und H₂-Produktion im Vergleich zur Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin Produktion resultieren ebenfalls wieder aus dem elektrischen Energiebedarf für die Verdichtung der gasförmigen Kraftstoffe sowie dem H₂-Transport mit dem LKW.

Mit 3,6 bzw. 3,7 g CO_{2eq}/MJ_{KS}, werden bei der Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin Produktion aus Winterweizenstroh in einer zentralen Anlage die geringsten Treibhausgasemissionen freigesetzt. Diese Anlagen können in Bezug auf die elektrische Energie stromautark betrieben werden. Es werden 2,72 MW_{el} mehr Strom erzeugt, wie die Anlage benötigt

(vgl. Anhang B). Hieraus resultieren die negativen Emissionen (Gutschrift) in Höhe von 1,4 g CO_{2eq}/MJ_{KS} in Abb. 3-12. Die H₂-Produktion aus Weiden in dezentralen Torrefizierungen mit zentraler Vergasung verursacht mit 37,3 g CO_{2eq}/MJ_{KS} die höchsten Emissionen.

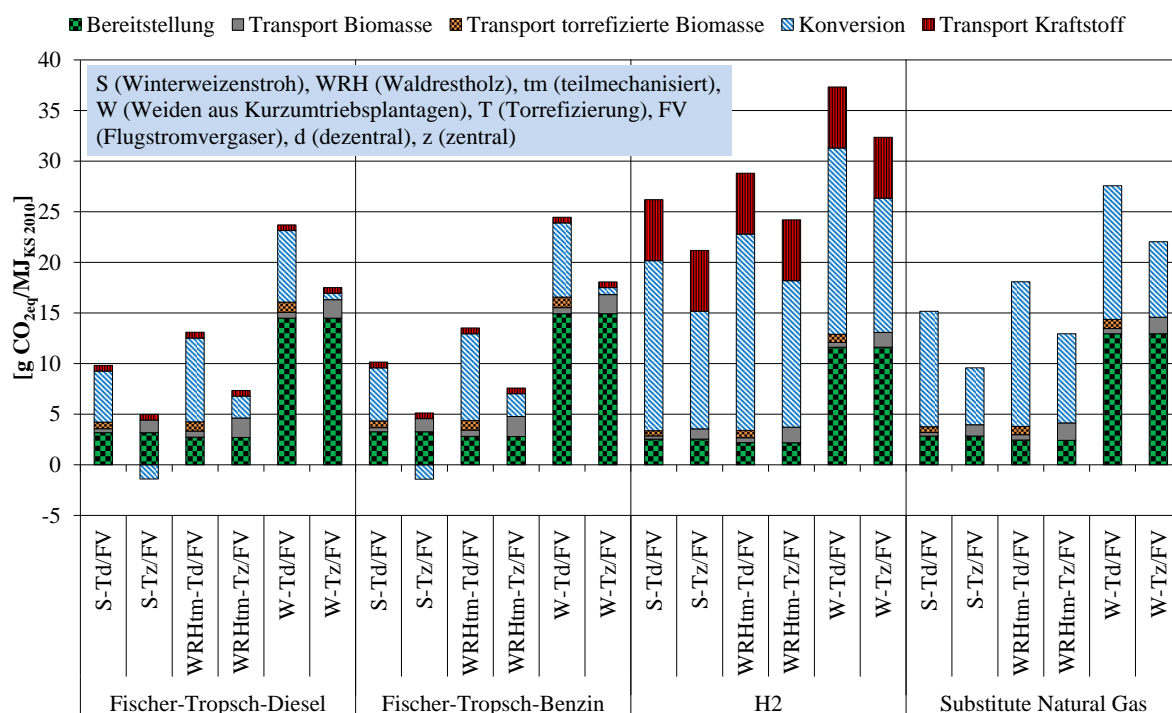


Abb. 3-12: CO_{2eq}-Emissionen bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG in einer Torrefizierung mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTT)

Betrachtet man die Emissionen bei der Bereitstellung der Biomasse, so stellt man fest, dass Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in etwa die fünffachen Emissionen wie Winterweizenstroh bzw. Waldrestholz (teilmechanisiert) verursacht.

Die Emissionen, die durch den Transport der Biomasse in die dezentrale Torrefizierung sowie der Pellets in den zentralen Vergaser entstehen, betragen ca. 80 % der Emissionen, welche durch den Transport der Biomasse in die zentrale Anlage verursacht werden. Trotzdem schneiden die zentralen Anlagen aufgrund der Zerkleinerung sowie der Pelletierung der torrefizierten Biomasse in den dezentralen Anlagen und dem damit verbundenen höheren Strombedarf in der Gesamtbilanz besser ab.

Schlussfolgernd kann festgehalten werden, dass die Kraftstoffproduktion in den zentralen Anlagen gegenüber der Kraftstoffproduktion in den dezentralen Anlagen bezüglich der CO_{2eq}-Emissionen günstiger ist. Weiter sollte vorwiegend Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin aus Winterweizenstroh und Waldrestholz anstelle von H₂ und SNG produziert werden.

3.3.6 CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser

Wie in den vorherigen Verfahren wird nachfolgend zuerst die Konversion der Biomasse im CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser beschrieben. Anschließend wird die Gasreinigung, Gaskonditionierung sowie die Kraftstoffproduktion erläutert und darauf aufbauend die CO_{2eq}-Emissionen der unterschiedlichen Verfahren in einer WTT-Analyse berechnet.

CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser. Bei der Vergasung von Waldrestholz- und Weidenhackschnittel aus Kurzumtriebsplantagen wird die Biomasse in einem ersten Schritt in einem Schlagzerspanner zerkleinert. Anschließend erfolgt die Trocknung auf einen Wassergehalt von 15 % /CHOREN 2005/ (Wärme aus dem Niederdampfdrucknetz) sowie die weitere Zerkleinerung in einer Querstrommühle. Der Wärmebedarf für die Trocknung der Biomasse beträgt 0,768 kWh_{th}/kg Wasser /Beiermann 2010/. Wird Winterweizenstroh eingesetzt, so entfällt die Trocknung, da Stroh mit einem Wassergehalt von 14 % angeliefert wird (vgl. Kapitel 2.1.1). Die Strohballen werden mit einem Ballenauflöser sowie einem Schlagzerspanner zerkleinert.

Der Brennstoff wird nun dem Niedertemperaturvergaser zugeführt. Hier wird die Biomasse bei einem Druck von 5 bar /Beiermann 2010/, /Werther, Heinrich 2010/ und 500°C in Biokoks und Schwelgas konvertiert. Der Wirkungsgrad der Niedertemperaturvergasung beträgt nach /CHOREN 2005/ 96,9 %. In der Brennkammer des Hochtemperaturvergasers wird das Schwelgas mit Sauerstoff partiell oxidiert. Wärme, die während der Oxidation freigesetzt wird, erhitzt dabei das Schwelgas auf über 1.400°C. In einer Kohlemühle wird der Biokoks gemahlen und in die Brennkammer eingeblasen. Hierbei kommt es zu einer endothermen Reaktion des Biokoks mit dem Brennkammerngas, wobei die Temperatur auf ca. 900°C abfällt /Bilas, Kiener/. Der Kaltgaswirkungsgrad des Hochtemperaturvergasers beträgt 80 % /Bandi, Specht 2004/.

Für die Nieder- und Hochtemperaturvergasung werden 0,386 kg Sauerstoff je kg Biomasse) benötigt /Wolf 2001/ in /Beiermann 2010/. Es werden dabei 20 % des Sauerstoffs dem Niedertemperaturvergaser zugeführt /Beiermann 2010/. Neben Sauerstoff werden noch CO₂ und Wasserdampf als Vergasungsmittel der Niedertemperaturvergasung /Kiener 2008/ in /Beiermann 2010/ im Verhältnis von 1:1:1 eingesetzt /Beiermann 2010/. In Tabelle 3-22 ist der elektrische Leistungsbedarf der Biomassekonditionierung sowie des Vergasers zu sehen. Dieser beläuft sich bei der Vergasung von Weiden auf 19,84 MW_{el}, wobei die kryogene Luftzerlegung mit 13,27 MW_{el} den größten Anteil ausmacht. Bei der Vergasung von Winterweizenstroh ist der elektrische Leistungsbedarf mit 21,93 MW_{el} am höchsten.

Tabelle 3-22: Elektrischer Leistungsbedarf der Biomassekonditionierung und des CHOREN Carbo-V[®]-Vergasers (eigene Berechnungen basierend auf /Bandi, Specht 2004/, /Beiermann 2010/, /CHOREN 2005/, /Druckluft effizient 2003/, /Gitzhofer 2007/, /Lange 2008/)

[MW]	S-C	WRH-C	W-C
BWL NTV	500	500	500
BWL HTV	484	484	484
Ballenauflöser	2,98	-	-
Schlagzerspanner	2,72	2,74	2,38
Trocknung	-	0,77	0,51
Querstrommühle	-	2,09	1,96
Kohlemühle	0,61	0,61	0,61
Kryogene Luftzerlegung	14,53	14,28	13,37
Sauerstoff Kompression	1,09	1,07	1,01
Gesamt	21,93	21,57	19,84

BWL (Brennstoffwärmeleistung), NTV (Niedertemperaturvergasung), HTV (Hochtemperaturvergasung), S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrösthholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), C (CHOREN Carbo-V[®])

Das Synthesegas aus der CHOREN Carbo-V[®]-Vergasung besteht hauptsächlich aus CO, H₂, CO₂ und Wasserdampf /Bilas, Kiener/. Die genaue Zusammensetzung ist Tabelle 3-23 zu entnehmen /Beiermann 2010/.

Tabelle 3-23: Synthesegaszusammensetzung der CHOREN Carbo-V[®]-Vergasung (/Beiermann 2010/)

	[% mol/mol]
H ₂	32,1
CO	29,7
CO ₂	18,2
H ₂ O	18,9
CH ₄	0,7
Rest	0,4

Gasreinigung, Gaskonditionierung und Kraftstoffsynthese. Beim CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser wurde ein Aschegehalt wie bei der Vergasung von Slurry und torrefizierte Biomasse in einem Flugstromvergasen (vgl. Kapitel 3.3.1 und 3.3.5) angenommen.

Der Unterschied zur Konversion von Slurry bzw. torrefizierter Biomasse in einem Flugstromvergasen (vgl. Kapitel 3.3.4 und 3.3.5) besteht darin, dass die Vergasung, wie oben beschrieben bei 5 bar anstatt bei 30 bar abläuft. Vor der Fischer-Tropsch-Synthese muss das Synthesegas somit noch auf 35 bar /Lange 2008/ (inklusive 5 bar Druckverlust /Beiermann 2010/) bzw. bei der H₂- und SNG-Produktion auf 12 bar (inklusive 2 bar Druckverlust) verdichtet werden. Der Synthesegasstrom, welcher über die CO-Shift-Stufe gefahren wird, beträgt bei der Fischer-Tropsch-Synthese 34,2 %, bei der Methanisierung 52,7 % und bei der H₂-Produktion 100 %. Die Gasreinigung, Konditionierung sowie Kraftstoffsynthese laufen

analog zur Vergasung von Slurry bzw. torrefizierter Biomasse ab. Die gesamten Ergebnisse der technischen Analyse finden sich im Anhang B und Anhang C.

CO_{2eq}-Emissionen. Abb. 3-13 zeigt die berechneten Treibhausgasemissionen der WTT-Analyse in g CO_{2eq}/MJ_{KS} der CHOREN Carbo-V[®] Prozessketten. Es ist festzuhalten, dass die SNG-Produktion mit 10,3 bis 20,3 g CO_{2eq}/MJ_{KS} am besten abschneidet. Hierauf folgt die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin Produktion mit 11,5 bis 23,4 g CO_{2eq}/MJ_{KS}. An letzter Stelle bezüglich der Emissionen liegt die H₂-Produktion (19,1 bis 28,4 g CO_{2eq}/MJ_{KS}). Die geringeren Emissionen bei der SNG-Produktion im Vergleich zur Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin Produktion resultieren daher, dass die Vergasung beim CHOREN Carbo-V[®]-Verfahren bei 5 bar abläuft. Für die Fischer-Tropsch-Synthese wird das Synthesegas nachträglich auf 35 bar verdichtet. Bei der Methanisierung wird es lediglich auf 12 bar komprimiert. Somit wird für die Methanisierung weniger elektrische Energie für die Verdichtung des Synthesegases eingesetzt. Die hohen Emissionen bei der H₂-Produktion kommen infolge der Verdichtung auf 850 bar sowie dem LKW Transport zustande.

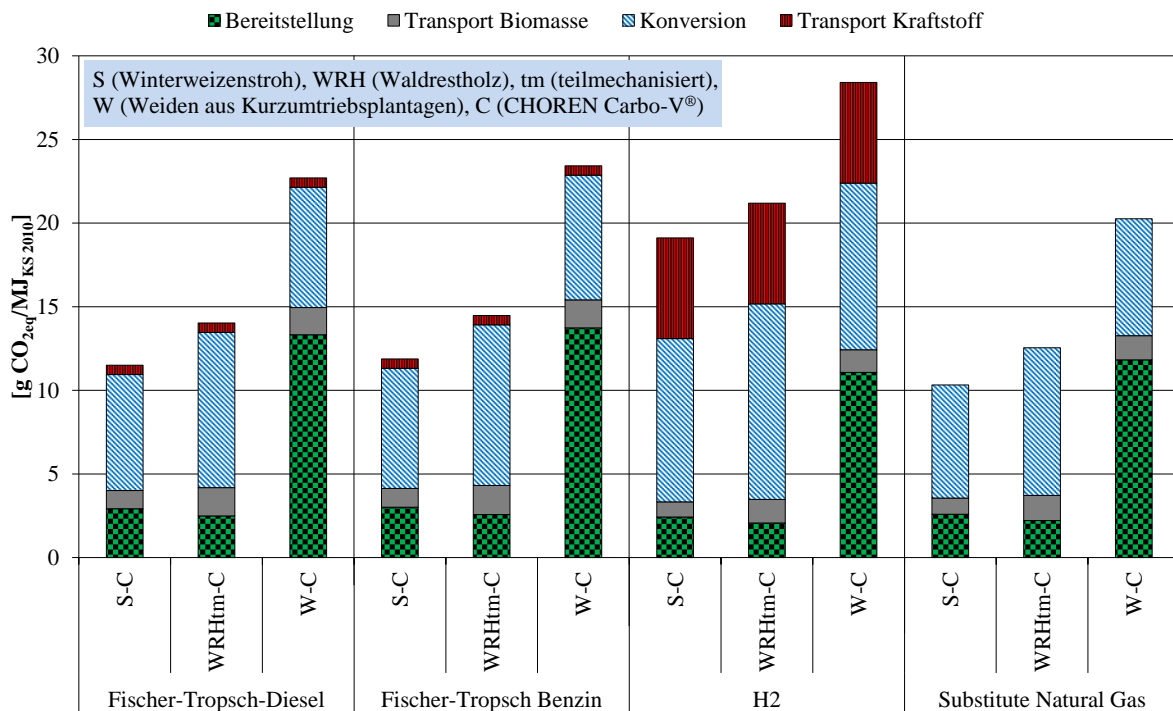


Abb. 3-13: CO_{2eq}-Emissionen bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG mit dem CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser für das Jahr 2010 (WTT)

Die geringsten Emissionen in Höhe von 10,3 g CO_{2eq}/MJ_{KS} werden bei der SNG-Produktion aus Winterweizenstroh erreicht. Mit 28,4 g CO_{2eq}/MJ_{KS} werden bei H₂ aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen die höchsten Emissionen produziert.

Abschließend kann festgehalten werden, dass die SNG- und Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin Produktion bezüglich der Emissionen in etwa gleich abschneiden und primär anstelle von H₂ produziert werden sollen. Weiterhin sollen bevorzugt Reststoffe wie Winterweizenstroh bzw. Waldrestholz im Gegensatz zu Weiden aus Kurzumtriebsplantagen eingesetzt werden.

3.3.7 AER-Vergaser

Im Folgenden wird die Biomasse Konversion im AER-Vergaser sowie die Gasreinigung, Gaskonditionierung und Kraftstoffproduktion beschrieben. Abgeschlossen wird dieses Unterkapitel mit der Erhebung der CO_{2eq}-Emissionen der Kraftstoffproduktion in einer WTT-Analyse.

AER-Vergaser. Die Trocknung von Waldrestholz- und Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen auf einen Wassergehalt von 15 % sowie die Zerkleinerung läuft identisch zur Biomassekonditionierung des CHOREN Carbo-V[®]-Verfahren ab. Winterweizenstroh muss aus verfahrenstechnischen Gründen jedoch vor der Vergasung noch pelletiert werden /Biogene Gase 2011/.

Der Kaltgaswirkungsgrad des Vergasers beträgt 70 % /ZSW 2009/. Die Vergasungstemperatur beläuft sich zwischen 600 und 700°C (vgl. Kapitel 2.2.1). Die höchste H₂-Konzentration wird bei einer Vergasungstemperatur von ca. 650°C erreicht /Poboß et al. 2013/. Für die optimale SNG-Produktion liegt die Vergasungstemperatur bei ca. 700°C /Poboß 2012/. Als Bettmaterial wird CaO eingesetzt. Der Verlust an Bettmaterial beträgt pro Tonne Biomasse weniger als 100 kg /Specht et al. 2010/. Für die Berechnung wird ein CaO Verlust von 80 kg je Tonne Biomasse angenommen /Marquard-Möllenstedt et al. 2004/. Als Vergasungsmittel werden dem Reaktor zwischen 0,7 bis 1,4 kg Wasserdampf je kg Biomasse (atro) zugeführt /Specht et al. 2010/. Für die Modellierung wird ein Wasserdampfbedarf von 1 kg je kg Biomasse (atro) unterstellt. Die Verbrennung und Regeneration des Bettmaterials findet im zweiten Reaktor statt. Hierzu werden 130 kg vorgewärmte Luft (ca. 600°C) je kg Biomasse (atro) in den Reaktor geblasen /Poboß 2012/. Eine Kompression des Vergasungsmittels ist nicht notwendig, da die Vergasung unter atmosphärischem Druck bei 1 bar abläuft /Specht et al. 2010/.

Tabelle 3-24 zeigt den elektrischen Leistungsbedarf der Biomassekonditionierung. Bei der Vergasung von Winterweizenstroh ist dieser aufgrund der zusätzlichen Pelletierung mit 0,89 MW_{el} am höchsten. Der geringste elektrische Leistungsbedarf wird mit 0,48 MW_{el} bei der Vergasung von Weiden aus Kurzumtriebsplantagen erreicht.

Tabelle 3-24: Elektrischer Leistungsbedarf der Biomassekonditionierung (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Lange 2008/, /Uslu et al. 2008/)

[MW]	S-AER	WRH-AER	W-AER
BWL	50	50	50
Ballenauflöser	0,30	-	-
Schlagzerspanner	0,27	0,27	0,24
Trocknung	-	0,08	0,05
Querstrommühle	-	0,21	0,20
Pelletierung	0,32	-	-
Gesamt	0,89	0,56	0,48

S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), AER (Absorption Enhanced Reforming), BWL (Brennstoffwärmeleistung)

Tabelle 3-25 enthält die Synthesegaszusammensetzung der AER-Vergasung bei 650°C und 700°C. Wie oben beschrieben kann bei 650°C die H₂-Produktion maximiert werden. Für die Berechnungen wird von einer H₂-Konzentration im Synthesegas von 79,2 % mol/mol ausgegangen /Poboß et al. 2013/. Wird SNG produziert, beträgt die Vergasungstemperatur 700°C. Hier erhält man einen geringeren H₂-Anteil von 66,5 % mol/mol. Der CO und CH₄ Anteil steigt jedoch um ca. 5 % Punkte auf 8,5 bzw. 12 % mol/mol im Vergleich zur Vergasung bei 650°C an /Marquard-Möllenstedt et al. 2009/.

Tabelle 3-25: Synthesegaszusammensetzung der AER-Vergasung bei 650°C (/Poboß et al. 2013/) und 700°C (/Marquard-Möllenstedt et al. 2009/)

	H ₂ -Produktion 650°C [% mol/mol]	SNG-Produktion 700°C [% mol/mol]
H ₂	79,2	66,5
CO	3,8	8,5
CO ₂	7,8	13,0
CH ₄	7,0	12,0
Rest	2,2	-

Gasreinigung, Gaskonditionierung und Kraftstoffsynthese. Wie bei den bisher betrachteten Verfahren, wird das Synthesegas in einem ersten Schritt über einen Heißgaszyklon sowie einen Gewebefilter gereinigt. Der Aschegehalt beträgt dabei in Anlehnung an die zuvor betrachteten Verfahren (vgl. Kapitel 3.3.4, 3.3.5 und 3.3.6) 4,06 % bei Winterweizenstroh und 1,83 % bei Waldrestholz- bzw. Weidenhackschnitzel.

Darauf folgt die Entfernung von u. a. Teer in einem Biodieselmischer. Der Bedarf an Biodiesel beträgt dabei 5 bis 10 l/h bei einer Vergasungsleistung von 10 MW_{BWL} /Specht 2009/. Für die Berechnungen wird ein Biodieserverbrauch von 37,5 l/h (50 MW_{BWL}) angesetzt.

Um den notwendigen Druck der PSA von 10 bar bereitzustellen, wird das Synthesegas auf 12 bar (inklusive 2 bar Druckverlust) verdichtet. Im anschließenden ZnO-Bett werden Schwefelverbindungen aus dem Synthesegas entfernt /Müller-Langer et al. 2009/.

Für die H₂-Produktion wird wieder der gesamte Synthesegasstrom über die CO-Shift-Stufe gefahren. Bei der SNG-Produktion wird ein H₂/CO Verhältnis von 3/1 benötigt (vgl. Kapitel 2.4). Das vorliegende Synthesegas weist ein Verhältnis von 7,8/1 auf. Um die gewünschte Relation einzustellen, werden 76,4 % des Synthesegases über eine Retro CO-Shift-Stufe gefahren. Die hierfür notwendige Wärme wird über das Niederdrucknetz bereitgestellt. Die nachfolgende Kraftstoffproduktion läuft wieder analog zu den vorher beschriebenen Verfahren ab (vgl. Kapitel 3.3.1). Der elektrische Leistungsbedarf der Aggregate sowie die Dampfströme sind im Anhang B und Anhang C zu finden.

Bedingt durch den geringen nutzbaren Abwärmestrom aus dem Hochdrucknetz bei der SNG-Produktion (vgl. Anhang C), wird für diesen Fall nur eine Niederdruck Dampfturbine betrieben.

CO_{2eq}-Emissionen. Abb. 3-14 enthält die Treibhausgasemissionen der WTT-Analyse der H₂- und SNG-Produktion mit dem AER-Vergaser in g CO_{2eq}/MJ_{KS}. Trotz des höheren elektrischen Energiebedarfs für die Kompression des H₂ auf 850 bar im Gegensatz zu SNG auf 200 bar (vgl. Kapitel 3.3.1) schneidet die H₂-Produktion bezüglich der Emissionen besser ab. Sie liegt im Bereich von 11,7 und 20,3 g CO_{2eq}/MJ_{KS}. Die SNG-Produktion verursacht Emissionen in Höhe von 16,3 bis 24,0 g CO_{2eq}/MJ_{KS}. Dies liegt zum einen daran, dass bei der H₂-Produktion mehr Dampf aus dem System entnommen und somit mehr Strom produziert werden kann (vgl. Anhang C). Zum anderen wird bei der H₂-Produktion mehr Spülgas aus der PSA im BHKW verstromt. Somit ist der externe Strombedarf dieser Anlagen um den Faktor zehn geringer als die der SNG-Produktion (vgl. Anhang B).

Wie schon bei der Torrefizierung mit Flugstromvergaser (vgl. Kapitel 3.3.5) gibt es auch hier eine stromautarke Anlage. Es handelt sich hierbei um die H₂-Produktion aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen. In dieser Anlage können zusätzlich 180 kW_{el} ins Netz eingespeist werden (vgl. Anhang B). Hieraus resultieren die negativen Emissionen (Gutschrift) in Höhe von 0,2 g CO_{2eq}/MJ_{KS} in Abb. 3-14.

Die geringsten Emissionen werden bei der Herstellung von H₂ aus Waldrestholz (teilmechanisiert) erreicht. Sie betragen 11,7 g CO_{2eq}/MJ_{KS}. Die höheren CO_{2eq}-Emissionen bei Winterweizenstroh im Gegensatz zu Waldrestholz resultieren aus dem Bedarf an elektrischer Energie für die Pelletierung des Winterweizenstrohs. Wird SNG aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen produziert, so entstehen mit 24,0 g CO_{2eq}/MJ_{KS} die höchsten Emissionen.

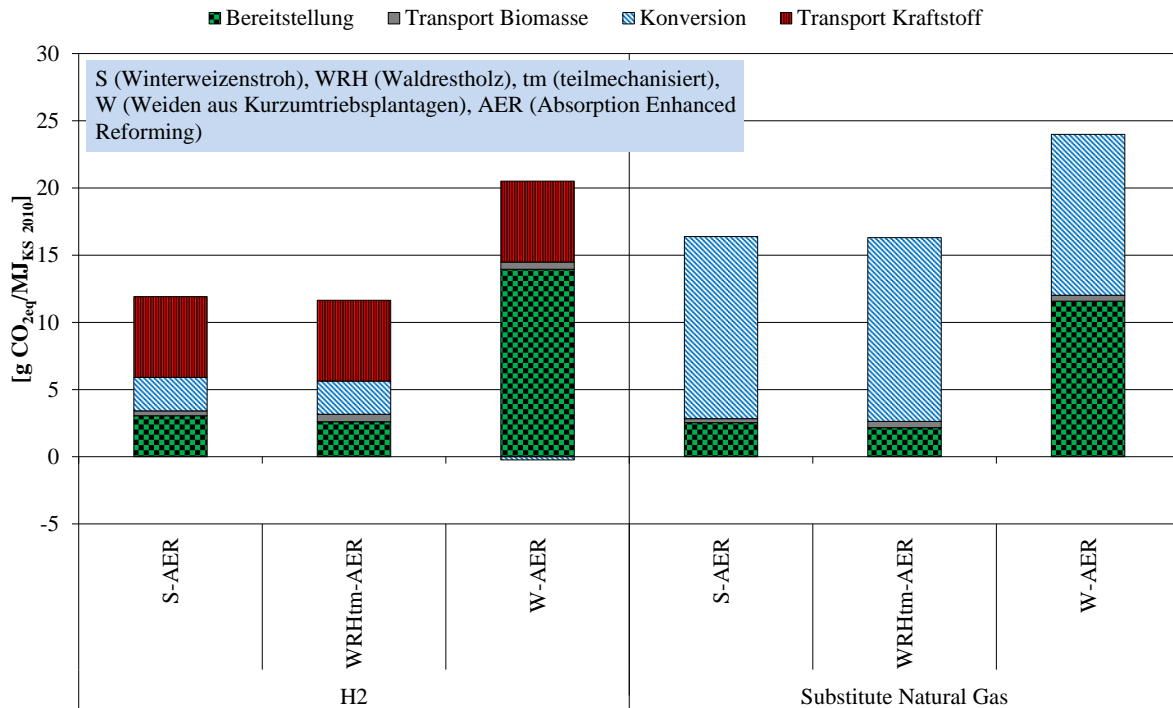


Abb. 3-14: CO_{2eq}-Emissionen bei der Produktion von H₂ und SNG mit dem AER-Vergaser für das Jahr 2010 (WTT)

Bezüglich der CO_{2eq}-Emissionen ist die H₂-Produktion der SNG-Produktion sowie der Einsatz von Waldrestholz bzw. Winterweizenstroh dem Einsatz von Weiden aus Kurzumtriebsplantagen vorzuziehen.

3.3.8 Sensitivitätsanalyse der CO_{2eq}-Emissionen

Für die H₂-Produktion aus Winterweizenstroh in einer zentralen Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Tabelle 3-26 enthält die untersuchten Parameter sowie die gewählten Bandbreiten. Für den oberen und unteren Grenzwert wurden aus der Literatur Daten erhoben. Diese Werte wurden somit nicht um einen bestimmten Prozentsatz vom Ausgangswert variiert. Neben der Transportentfernung (Feld-Konversionsanlage) werden die energetische Ausbeute an Slurry, der Kaltgaswirkungsgrad des Flugstromvergasers, der elektrische Energiebedarf der Gesamtanlage, die H₂-Abtrennung der PSA sowie der Dampferzeugungswirkungsgrad variiert.

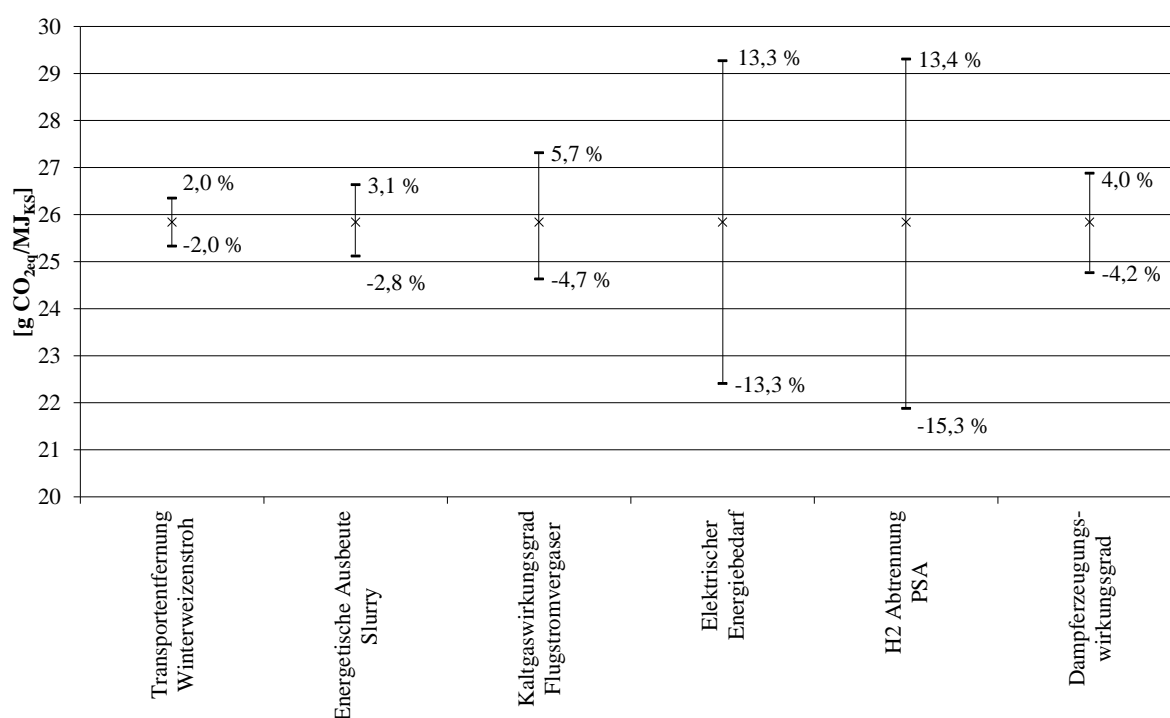
Tabelle 3-26: Ausgewählte Parameter der Sensitivitätsanalyse

Parameter	Untere Grenze	Ausgangswert	Obere Grenze
Transportentfernung Winterweizenstroh	27 km ¹⁾	54 km	81 km ¹⁾
Energetische Ausbeute Slurry	86,4 % ¹⁾	90,9 % ²⁾	95,4 % ¹⁾
Kaltgaswirkungsgrad Flugstromvergaser	75 % ³⁾	78 % ⁴⁾	82 % ⁵⁾
Elektrischer Energiebedarf	0,19 MJ _{el} /MJ _{KS} ¹⁾	0,21 MJ _{el} /MJ _{KS}	0,23 MJ _{el} /MJ _{KS} ¹⁾
H ₂ -Abtrennung PSA	84 % ⁶⁾	90 % ⁷⁾	96 % ¹⁾
Dampferzeugungswirkungsgrad	85 % ¹⁾	90 % ⁸⁾	95 % ⁹⁾

PSA (Pressure Swing Adsorption),

¹⁾ Eigene Annahme²⁾ /Lange 2008/³⁾ /Kienberger 2012/⁴⁾ /Biogene Gase 2011/⁵⁾ /Althapp 2003/⁶⁾ /Hamelinck 2004/⁷⁾ /Tock, Maréchal 2012/⁸⁾ /Epple 2011/⁹⁾ /Wego 2009/

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse sind in Abb. 3-15 aufgeführt. Der Basiswert für die Produktion von 1 MJ H₂ aus Winterweizenstroh in einer zentralen Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser beträgt 25,8 g CO_{2eq}/MJ_{KS}.

**Abb. 3-15:** Sensitivitätsanalyse der CO_{2eq}-Emissionen bei der H₂-Produktion aus Winterweizenstroh in einer zentralen Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTT)

Die Sensitivitätsanalyse verdeutlicht, dass unter den getroffenen Annahmen der größte Einfluss auf die CO_{2eq}-Emissionen durch die H₂-Abtrennungsrate der PSA entsteht. Nimmt die H₂-Abtrennung bei der PSA von 90 auf 84 % ab, so verringern sich die Emissionen auf

21,9 g CO_{2eq}/MJ_{KS}. Diese Reduktion beruht darauf, dass sich mehr H₂ im Spülgasstrom der PSA befindet und somit mehr elektrische und thermische Energie über das BHKW erzeugt werden können. An zweiter Stelle folgt der elektrische Energiebedarf der Anlage. Eine Reduktion des elektrischen Energiebedarfs der Anlage um 10 % reduziert die Emissionen um 13,3 % auf 22,4 g CO_{2eq}/MJ_{KS}.

Weiter bleibt festzuhalten, dass bei den gewählten Bandbreiten die Änderung des Kaltgaswirkungsgrads einen stärkeren Einfluss auf die CO_{2eq}-Emissionen als die Änderung des Dampferzeugungswirkungsgrads bzw. die energetische Ausbeute an Slurry hat. Wird der Kaltgaswirkungsgrad von 78 auf 82 % erhöht, so steigen die Emissionen um 5,7 % auf 27,3 g CO_{2eq}/MJ_{KS} an. Dies liegt daran, dass durch die Erhöhung des Wirkungsgrads weniger Abwärme aus der Vergasung zur Dampf- und Stromproduktion zur Verfügung stehen. Eine Verringerung des Kaltgaswirkungsgrades auf 75 % führt somit zu einer Senkung der Emissionen um 4,7 % auf 24,6 g CO_{2eq}/MJ_{KS}. Die Erhöhung des Dampferzeugungswirkungsgrades von 90 auf 95 % reduziert die Emissionen um 4,2 % auf 24,8 g CO_{2eq}/MJ_{KS}. Die energetische Ausbeute an Slurry beträgt in der zentralen Anlage 90,9 % (produzierte Slurry zu eingesetzte Biomasse) /Lange 2008/. Variiert man diesen Wert um 5 %, so steigen die Emissionen um 3,1 % auf 26,6 g CO_{2eq}/MJ_{KS} bzw. fallen um 2,8 % auf 25,1 g CO_{2eq}/MJ_{KS}.

Die geringste Auswirkung auf die Gesamtemissionen hat die Änderung der Transportentfernung. Wird diese um 50 % erhöht bzw. verkürzt, nehmen die CO_{2eq}-Emissionen um 2,0 % zu bzw. ab.

Wird Fischer-Tropsch-Diesel und -Benzin bzw. SNG anstelle von H₂ in einer zentralen Anlage produziert, so erhält man ähnlich Ergebnisse. Gleiches gilt sofern Waldrestholz bzw. Weiden aus Kurzumtriebsplantagen anstatt Winterweizenstroh eingesetzt werden.

Die Sensitivitätsanalysen der weiteren betrachteten Verfahren führen zu vergleichbaren Ergebnissen. Eine Variation der Transportentfernung reduziert bzw. erhöht bei allen Verfahren die Gesamtemissionen nur geringfügig. Verändert man den Kaltgas- bzw. den Dampferzeugungswirkungsgrad sowie die energetische Ausbeute an Slurry bzw. an torrefizierter Biomasse, so führt es ebenfalls zu geringen Auswirkungen auf die Gesamtemissionen. Wie aus Abb. 3-15 ersichtlich wird, stellen der elektrische Energiebedarf der Anlagen sowie die Abtrennungsrate an H₂ bzw. SNG bei der PSA die Haupteinflussfaktoren auf die CO_{2eq}-Emissionen aller betrachteten Verfahren dar.

3.3.9 Technologielernten – Fortschreibung der LCA Daten bis 2050

Bei den betrachteten Verfahren handelt es sich größtenteils um neue Verfahren. Es kann somit zukünftig mit einem technologischen Fortschritt gerechnet werden. Der Ansatz des Tech-

nologielerlernens unterscheidet sich grundsätzlich vom Ansatz der Lernkurven, welcher typischerweise bei ökonomischen Betrachtungen angewendet wird. Lernkurven verfolgen den Ansatz, dass je Verdopplung der produzierten Menge eines Gutes die Kosten um einen bestimmten Faktor (Lernfaktor) sinken /Schebek et al. 2013/. Diese Theorie ist nicht unmittelbar auf Anbauprozesse oder technische Parameter wie z. B. einen Wirkungsgrad übertragbar. Aus diesem Grund werden beim Technologielerlernen einzelne Prozesse betrachtet, inwieweit zukünftig mit einem technologischen Fortschritt, hier konkret einer Reduktion der CO_{2eq}-Emissionen, zu rechnen ist.

Im Folgenden werden die getroffenen Annahmen sowie die Ergebnisse für die Fortschreibung der Datensätze für das Jahr 2050 erläutert.

Annahmen. Für die Produktion und Bereitstellung der Biomasse ohne Transport zum Lager bzw. zur Konversionsanlage wird unterstellt, dass zukünftig dieselben Treibhausgasemissionen entstehen (vgl. Kapitel 3.2).

Aufgrund des erhöhten Biomassertrags je Hektar bei Winterweizenstroh und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen verringert sich der Transportweg im Jahr 2050. Bei Waldrestholz bleibt dieser infolge des gleichbleibenden spezifischen Flächenertrags unverändert (vgl. Kapitel 3.2.5).

Weiter wurden für das Jahr 2050 neue Prozesse mit geringeren Treibhausgasemissionen im Vergleich zu 2010 für den LKW Transport (vgl. Kapitel 3.3.2) und für den Strommix (vgl. Kapitel 3.3.3) erstellt.

Eine Erhöhung des Kaltgaswirkungsgrades der Vergaser führt zu einer höheren Kraftstoffausbeute. Jedoch stehen mit einem höheren Kaltgaswirkungsgrad geringere Abwärmeströme zur Verfügung, welche intern zur Deckung des Wärmebedarfs und zur Stromproduktion über Dampfturbinen genutzt werden. Dies führt wie in Kapitel 3.3.8 geschildert zu höheren Treibhausgasemissionen (vgl. Abb. 3-15). Die Modellierung der Datensätze für das Jahr 2050 wird mit einem gleichbleibenden Kaltgaswirkungsgrad durchgeführt.

Weiterhin kann die Vergasung hinsichtlich der Synthesegaszusammensetzung modifiziert werden. Durch eine Änderung der Vergasungstemperatur, der Zufuhr des Vergasungsmittels etc. könnte das H₂/CO Verhältnis angepasst und somit die Menge an Synthesegas, welche über die CO-Shift-Stufe gefahren werden muss, reduziert werden. Dies würde zu einer höheren Kraftstoffausbeute führen. Da diesbezüglich noch keine Daten vorliegen, wird eine gleichbleibende Synthesegaszusammensetzung für das Jahr 2050 angenommen.

Mit einer Effizienzsteigerung bei der Synthese von Methan bzw. Fischer-Tropsch-Diesel und -Benzin ist nicht zu rechnen. Die hier auftretenden Verluste in Form von freige-

setzter Reaktionswärme (Reaktionsenthalpie, vgl. Kapitel 2.5), werden intern zur Dampf- und Stromproduktion verwendet. Es ist allenfalls bei der Gasreinigung, durch eine Erhöhung der H₂- bzw. SNG-Abtrennung bei der PSA, mit einer Zunahme der Kraftstoffausbeute zu rechnen. Wie im vorherigen Kapitel 3.3.8 gezeigt, steigen jedoch die Treibhausgasemissionen an, sofern die H₂- bzw. SNG-Abtrennung der PSA erhöht wird. Für das Jahr 2050 werden die Kraftstoffsynthese sowie die Gasreinigung nicht verändert.

Für das Jahr 2050 wird angenommen, dass alle in Kapitel 3.3.4 bis 3.3.7 beschriebenen Aggregate (Förderbänder, Zerkleinerer, Trockner, Pumpen etc.) einen um 10 % geringeren Strombedarf im Vergleich zum Basisjahr 2010 aufweisen.

Wie in Kapitel 3.3.1 erläutert, wird für das Jahr 2050 zusätzlich zum H₂-Transport mit dem LKW, der Transport via Pipeline untersucht. Da die Kompression auf 850 bar bereits modelliert und bilanziert wurde, wird in Anlehnung an den SNG-Transport über das Erdgasnetz mit keinen weiteren CO_{2eq}-Emissionen gerechnet.

Ergebnisse. Mit den getroffenen Annahmen für das Jahr 2050 werden nun die Prozessketten neu berechnet. Abb. 3-16 enthält die CO_{2eq}-Emissionen der WTT-Analyse bei der Kraftstoffproduktion in einer Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser für das Jahr 2050. Die Treibhausgasbilanzen für die weiteren Verfahren befinden sich im Anhang D.

Die geringsten Emissionen werden wiederum bei der Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin Produktion erreicht. Sie belaufen sich bei Fischer-Tropsch-Diesel zwischen 5,4 und 18,7 g CO_{2eq}/MJ_{KS}, bei Fischer-Tropsch-Benzin zwischen 5,6 und 19,2 g CO_{2eq}/MJ_{KS}. An zweiter Stelle folgt die SNG-Produktion mit Emissionen von 6,3 bis 18,1 g CO_{2eq}/MJ_{KS}. Die höchsten Emissionen werden bei der Produktion von H₂ verursacht. Sie liegen im Bereich von 13,0 bis 23,6 g CO_{2eq}/MJ_{KS}.

Die geringsten Emissionen in Höhe von 5,4 g CO_{2eq}/MJ_{KS} entstehen bei der Fischer-Tropsch-Diesel Produktion aus Winterweizenstroh in dezentralen Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser. Wird H₂ aus Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen in dezentralen Schnellpyrolysen mit einem zentralen Flugstromvergaser hergestellt und mit einem LKW zur Tankstelle transportiert, so werden mit 23,6 g CO_{2eq}/MJ_{KS} die höchsten Emissionen erreicht. Beim H₂-Transport mit der Pipeline reduzieren sich die CO_{2eq}-Emissionen um 5,7 g CO_{2eq}/MJ_{KS}.

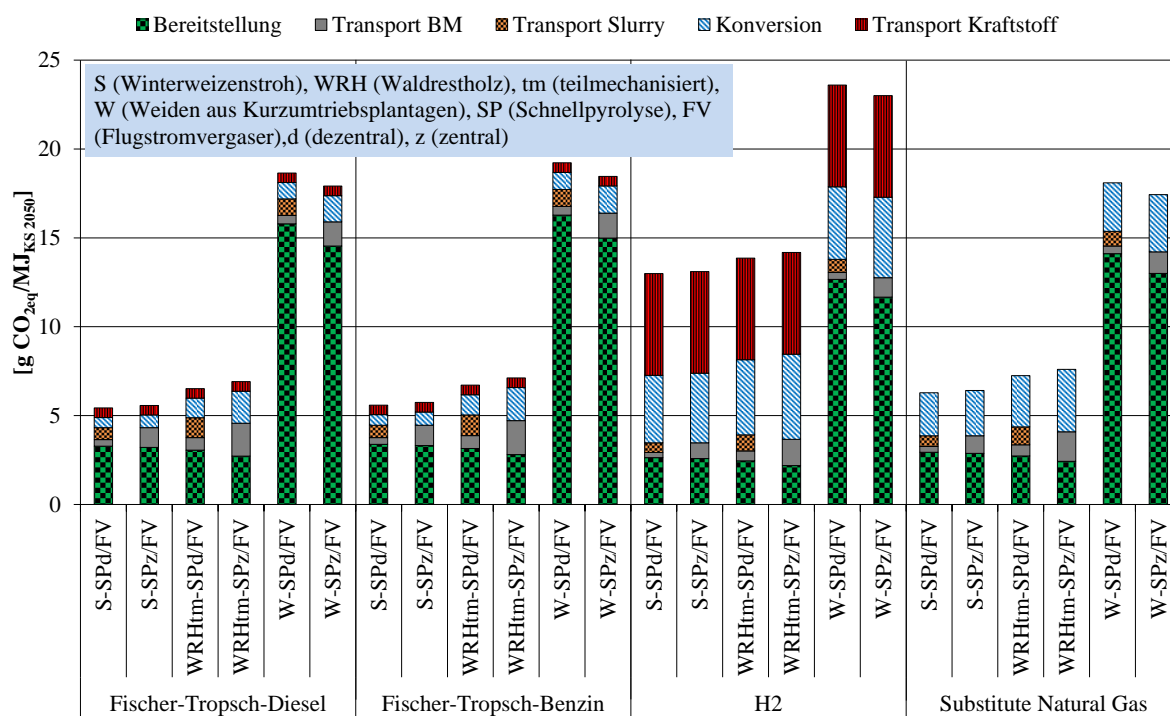


Abb. 3-16: CO_{2eq}-Emissionen bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG in einer Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser für das Jahr 2050 (WTT)

Bis zum Jahr 2050 ist im Vergleich zu 2010 (Abb. 3-11) mit einer Reduktion der CO_{2eq}-Emissionen von 21 (Fischer-Tropsch-Diesel Produktion aus Weidenhackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantagen in dezentralen Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser) bis 59 % (SNG-Produktion aus Waldrestholz hackschnitzeln teilmechanisiert in einer zentralen Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser) zu rechnen. Diese Reduktion wird größtenteils durch den höheren Anteil an erneuerbaren Energien im Strommix 2050 verursacht.

Weiter stellt man fest, dass im Vergleich zu 2010 das dezentrale Konzept nicht immer die bessere Treibhausgasbilanz aufweist. Insbesondere bei der Kraftstoffproduktion aus Weidenhackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantagen ist zu sehen, dass die zentralen Anlagen im Jahr 2050 bezüglich der CO_{2eq}-Emissionen besser abschneiden.

Aufgrund des geringeren Strombedarfs der Anlagen von 10 % im Jahr 2050 gegenüber den Anlagen aus dem Jahr 2010, können insgesamt sechs Anlagen stromautark betrieben werden (siehe Anhang D). Es handelt sich hierbei um die Fischer-Tropsch-Diesel und -Benzin Produktion aus Winterweizenstroh, Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser und der H₂-Produktion aus Winterweizenstroh, Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen im AER-Vergaser. Die geringste ins Netz eingespeiste elektrische Leistung beträgt dabei 0,23 MW_{el} bei der H₂-Produktion aus Waldrestholz in einem 50 MW_{BWL} AER-Vergaser. Mit

7,0 MW_{el} wird bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel und -Benzin aus Winterweizenstroh in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser die höchste Einspeisung ins Netz erreicht.

Es konnte gezeigt werden, dass durch einen technologischen Fortschritt der Verfahren die CO_{2eq}-Emissionen um bis zu 59 % im Jahr 2050 reduziert werden können.

3.3.10 Vergleich der thermochemischen Verfahren hinsichtlich technischer und ökologischer Parameter

Nachfolgend werden die Verfahren anhand des Konversionsgrades, elektrischen Leistungsbedarfs und erzeugten elektrischen Leistung, des hieraus abgeleiteten energetischen Nutzungsgrades sowie der CO_{2eq}-Emissionen miteinander verglichen.

Konversionsgrad. Tabelle 3-27 enthält den Biomassebedarf E_{BM} und die Kraftstoffausbeute E_{KS} in GJ/h sowie den Konversionsgrad k_{chem} der betrachteten Verfahren. Die Ergebnisse sind aufgrund des Einsatzes der gleichen Biomasse sowie der unveränderten Wirkungsgrade der Konversionsanlagen identisch für die Jahre 2010 und 2050. Der Konversionsgrad berechnet sich nach (Gleichung 3-9).

$$k_{chem} = \frac{E_{KS}}{E_{BM}} \quad \text{(Gleichung 3-9)}$$

mit k_{chem} Konversionsgrad [%]
 E_{KS} Energie Kraftstoff [MJ_{KS}]
 E_{BM} Energie Biomasse [MJ]

Wie aus Tabelle 3-27 zu entnehmen ist, werden die geringsten Konversionsgrade bei der Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin Produktion erzielt. Sie belaufen sich zwischen 42,9 (Waldrestholz in dezentrale Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser) und 52,6 % (Waldrestholz in CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser). An zweiter Stelle folgt die SNG-Produktion. Die Bandbreite beläuft sich hier auf 48,4 (Waldrestholz in dezentrale Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser) bis 61,0 % (AER-Vergaser mit Waldrestholz). Mit 48,0 (Waldrestholz in dezentrale Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser) bis 63,8 % (Waldrestholz in CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser) werden die höchsten Konversionsgrade bei der H₂-Produktion erzielt.

Tabelle 3-27: Biomassebedarf, Kraftstoffausbeute und Konversionsgrad der thermochemischen Verfahren zur Kraftstoffproduktion für die Jahre 2010 und 2050

	E_{BM} [GJ/h]	E_{KS} [GJ/h]				k_{chem} [%] ¹⁾				
		FT-D	FT-B	H ₂	SNG	FT-D	FT-B	FT-D+B	H ₂	SNG
S-SPd/FV	2.022	665	230	1.125	1.010	32,9	11,4	44,3	55,6	49,9
WRH-SPd/FV	2.086	665	230	1.125	1.010	31,9	11,0	42,9	53,9	48,4
W-SPd/FV	2.057	665	230	1.125	1.010	32,3	11,2	43,5	54,7	49,1
S-SPz/FV	1.980	665	230	1.125	1.010	33,6	11,6	45,2	56,8	51,0
WRH-SPz/FV	1.857	665	230	1.125	1.010	35,8	12,4	48,2	60,6	54,4
W-SPz/FV	1.895	665	230	1.125	1.010	35,1	12,2	47,3	59,4	53,3
S-Td/FV	1.955	665	230	1.125	1.010	34,0	11,8	45,8	57,6	51,7
WRH-Td/FV	1.866	665	230	1.125	1.010	35,6	12,3	48,0	60,3	54,1
W-Td/FV	1.888	665	230	1.125	1.010	35,2	12,2	47,4	59,6	53,5
S-Tz/FV	1.955	665	230	1.125	1.010	34,0	11,8	45,8	57,6	51,7
WRH-Tz/FV	1.852	665	230	1.125	1.010	35,9	12,4	48,3	60,8	54,5
W-Tz/FV	1.888	665	230	1.125	1.010	35,2	12,2	47,4	59,6	53,5
S-C	1.800	666	231	1.088	1.018	37,0	12,8	49,8	60,4	56,6
WRH-C	1.705	666	231	1.088	1.018	39,1	13,5	52,6	63,8	59,7
W-C	1.738	666	231	1.088	1.018	38,3	13,3	51,6	62,6	58,6
S-AER	180	-	-	86	104	-	-	-	48,0	57,8
WRH-AER	171	-	-	86	104	-	-	-	50,6	61,0
W-AER	174	-	-	86	104	-	-	-	49,7	59,8

S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), SP (Schnellpyrolyse), FV (Flugstromvergaser), d (dezentral), z (zentral), T (Torrefizierung), C (CHOREN Carbo-V[®]), AER (Absorption Enhanced Reforming), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas)

¹⁾ $k_{chem} = E_{Kraftstoff} / E_{Biomasse}$

Der Konversionsgrad in den dezentralen Schnellpyrolysen mit Flugstromvergaser ist infolge des höheren Biomassebedarfs geringer als bei den zentralen Anlagen. Gleiches gilt für die dezentrale Torrefizierung von Waldrestholz.

Um die größtmögliche Kraftstoffproduktion in Bezug zur eingesetzten Biomasse zu erreichen, sollte Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin und H₂ mit dem CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser sowie SNG mit dem AER-Vergaser hergestellt werden.

Elektrische Leistungsbedarf und erzeugte elektrische Leistung. In Tabelle 3-28 ist der elektrische Leistungsbedarf P_i , die erzeugte P_e sowie netto zu- bzw. abgeführte P_n elektrische Leistung in MW_{el} für das Jahr 2010 aufgetragen. Die Netto zu- bzw. abgeführte Leistung berechnet sich dabei nach (Gleichung 3-10). Ist P_n kleiner Null, so wird zusätzlich Strom ins Netz eingespeist (stromautarke Anlage). Ist P_n größer Null, so reicht die in der Anlage erzeugte elektrische Energie nicht aus, um den Eigenstrombedarf zu decken. In diesem Fall wird zusätzlich Strom vom Netz bezogen.

$$P_n = P_i - P_e \quad (\text{Gleichung 3-10})$$

mit	$P_n > 0$	netto zugeführte elektrische Leistung [MW_{el}]
	$P_n < 0$	netto abgeführte elektrische Leistung [MW_{el}]
	P_i	elektrischer Leistungsbedarf [MW_{el}]
	P_e	erzeugte elektrische Leistung [MW_{el}]

Es kann festgehalten werden, dass der elektrische Leistungsbedarf bei der H_2 -Produktion am höchsten ist. Dies liegt u. a. an der Verdichtung des Kraftstoffs auf 850 bar (vgl. Kapitel 3.3.1). Bei den Verfahren Schnellpyrolyse und Torrefizierung mit Flugstromvergaser folgt an zweiter Stelle bezogen auf den elektrischen Leistungsbedarf die SNG vor der Fischer-Tropsch-Diesel und -Benzin Produktion. Der Grund hierfür liegt ebenfalls bei der energieintensiven Verdichtung des SNG auf 200 bar (vgl. Kapitel 3.3.1).

Im Gegensatz hierzu ist bei den CHOREN Carbo-V[®]-Vergasern der elektrische Leistungsbedarf bei der Fischer-Tropsch-Diesel und -Benzin Produktion höher als bei SNG. Dies liegt am höheren Energiebedarf der Verdichtung des Synthesegases auf 35 bar für die Fischer-Tropsch-Synthese. Dieser ist etwas höher als die Verdichtung des Synthesegases auf 12 bar (vgl. Kapitel 3.3.6) und anschließender Verdichtung des SNG auf 200 bar bei der Methanisierung (vgl. Anhang B).

Es ist zu erkennen, dass der elektrische Leistungsbedarf bei den dezentralen höher ist, als bei den zentralen Verfahren (vgl. Anhang B). Dies liegt bei der Schnellpyrolyse daran, dass die Brennstoffwärmeleistung der zehn dezentralen Anlagen in der Summe größer ist, und somit mehr Biomasse benötigt wird als bei den zentralen Anlagen (vgl. Tabelle 3-27), wodurch der Strombedarf und der elektrische Leistungsbedarf ansteigt. Bei der Torrefizierung wird der größere elektrische Leistungsbedarf in den dezentralen Anlagen v. a. durch den elektrischen Energiebedarf der Zerkleinerung und der Pelletierung begründet.

Weiterhin ist festzuhalten, dass bei allen Anlagen, außer bei der Fischer-Tropsch-Diesel und -Benzin Produktion aus Winterweizenstroh in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser und bei der H_2 -Produktion aus Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen im AER-Vergaser, elektrische Energie zugeführt werden muss. Im Falle der zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser kann mit einer elektrischen Leistung von 2,7 MW_{el} , bei der AER-Vergasung mit 0,18 MW_{el} , ins Netz eingespeist werden.

Tabelle 3-28: Elektrischer Leistungsbedarf, erzeugte sowie netto zu- und abgeführte elektrische Leistung der thermochemischen Verfahren zur Kraftstoffproduktion für das Jahr 2010

[MW _{el}]	FT-D + B			H ₂			SNG		
	P _i	P _e	P _n	P _i	P _e	P _n	P _i	P _e	P _n
S-SPd/FV	45,2	39,9	5,3	69,5	39,6	29,9	51,2	33,9	17,3
WRH-SPd/FV	48,3	39,8	8,5	72,5	39,5	33,0	54,2	33,8	20,4
W-SPd/FV	47,6	39,8	7,8	71,8	39,5	32,3	53,5	33,8	19,7
S-SPz/FV	44,8	38,7	6,1	69,0	38,4	30,6	50,7	32,7	18,0
WRH-SPz/FV	45,6	33,5	12,1	69,9	33,3	36,6	51,6	27,6	24,0
W-SPz/FV	45,7	35,3	10,4	70,0	35,0	35,0	51,7	29,3	22,4
S-Td/FV	53,2	46,0	7,2	77,5	45,8	31,7	59,2	40,1	19,1
WRH-Td/FV	53,9	41,7	12,2	78,2	41,4	36,8	59,9	35,7	24,2
W-Td/FV	53,2	42,9	10,4	77,5	42,6	34,9	59,2	36,9	22,3
S-Tz/FV	42,9	45,6	-2,7	67,1	45,3	21,8	48,8	39,6	9,2
WRH-Tz/FV	44,0	41,2	2,8	68,3	41,0	27,3	50,0	35,3	14,7
W-Tz/FV	43,2	42,7	0,5	67,5	42,5	25,0	49,2	36,8	12,4
S-C	48,7	38,3	10,4	60,3	42,5	17,8	42,9	31,5	11,4
WRH-C	48,3	34,3	14,0	59,3	38,5	20,8	42,6	27,6	15,0
W-C	46,6	35,8	10,8	57,7	40,0	17,7	40,8	29,0	11,8
S-AER	-	-	-	4,77	4,54	0,23	3,52	1,24	2,28
WRH-AER	-	-	-	4,44	4,23	0,21	3,20	0,89	2,31
W-AER	-	-	-	4,37	4,55	-0,18	3,12	1,14	1,98

S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), SP (Schnellpyrolyse), FV (Flugstromvergaser), d (dezentral), z (zentral), T (Torrefizierung), C (CHOREN Carbo-V[®]), AER (Absorption Enhanced Reforming), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), P_i (elektrischer Leistungsbedarf), P_e (erzeugte elektrische Leistung), P_n > 0 (Netto zugeführte elektrische Leistung), P_n < 0 (Netto abgeführte elektrische Leistung)

Der elektrische Leistungsbedarf, die erzeugte sowie netto zu- bzw. abgeführte elektrische Leistung der thermochemischen Verfahren für das Jahr 2050 sind in Anhang D. Aufgrund des geringeren Strombedarfs der Anlagen von 10 %, können im Jahr 2050 wie bereits in Kapitel 3.3.9 beschrieben, sechs Anlagen stromautark betrieben werden.

Energetischer Nutzungsgrad. Aus den in Tabelle 3-27 und Tabelle 3-28 ermittelten Daten wird der energetische Nutzungsgrad η_E der Verfahren gemäß (Gleichung 3-11) abgeleitet. Die betrachteten Verfahren sind alle wärmeautark (vgl. Anhang C). Aus diesem Grund wird für die Berechnung des energetischen Nutzungsgrades nur die netto zu- bzw. abgeführte E_n elektrische Energie sowie die zugeführte Energie in Form von Biomasse E_{BM} und die Energie des produzierten Kraftstoffs E_{KS} bilanziert.

$$\eta_E = \frac{E_{KS} - E_n}{E_{BM}} \quad (\text{Gleichung 3-11})$$

mit	η_E	energetischer Nutzungsgrad [%]
	E_{KS}	Energie Kraftstoff [MJ _{KS}]
	E_n	netto zu- bzw. abgeführte elektrische Energie [MJ]
	E_{BM}	Energie Biomasse [MJ]

In Tabelle 3-29 ist der energetische Nutzungsgrad der thermochemischen Verfahren aufgeführt. Analog zu den Konversionsgraden (vgl. Tabelle 3-27) ist der energetische Nutzungsgrad bei der Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin Produktion am geringsten. Er beläuft sich zwischen 41,5 (Waldrestholz in dezentralen Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser) und 49,7 % (Waldrestholz in CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser).

Tabelle 3-29: Energetischer Nutzungsgrad der thermochemischen Verfahren zur Kraftstoffproduktion für das Jahr 2010

η_E [%] ¹⁾	FT-D	FT-B	FT-D+B	H ₂	SNG
S-SPd/FV	32,2	11,1	43,3	50,3	46,9
WRH-SPd/FV	30,8	10,7	41,5	48,3	44,9
W-SPd/FV	31,3	10,9	42,2	49,0	45,6
S-SPz/FV	32,8	11,3	44,1	51,3	47,7
WRH-SPz/FV	34,1	11,8	45,9	53,5	49,7
W-SPz/FV	33,6	11,7	45,3	52,7	49,0
S-Td/FV	33,0	11,5	44,5	51,7	48,1
WRH-Td/FV	33,9	11,7	45,6	53,2	49,5
W-Td/FV	33,8	11,7	45,5	53,0	49,2
S-Tz/FV	34,4	11,9	46,3	53,6	50,0
WRH-Tz/FV	35,5	12,3	47,8	55,4	51,7
W-Tz/FV	35,1	12,2	47,3	54,8	51,1
S-C	35,5	12,3	47,8	56,9	54,3
WRH-C	36,9	12,8	49,7	59,4	56,5
W-C	36,6	12,7	49,3	58,9	56,1
S-AER	-	-	-	47,5	53,2
WRH-AER	-	-	-	50,2	56,1
W-AER	-	-	-	50,0	55,7

S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), SP (Schnellpyrolyse), FV (Flugstromvergaser), d (dezentral), z (zentral), T (Torrefizierung), C (CHOREN Carbo-V[®]), AER (Absorption Enhanced Reforming), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas)

¹⁾ $\eta_E = (E_{KS} - E_n)/E_{BM}$

Darauf folgt die SNG-Produktion mit 44,9 (Waldrestholz in dezentralen Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser) bis 56,1 % (Waldrestholz in AER-Vergaser). Der höchste energetische Nutzungsgrad wird bei der H₂-Produktion erreicht. Die Bandbreite beträgt dabei 48,3 (Waldrestholz in dezentralen Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser) bis 59,4 % (Waldrestholz in CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser).

Der energetische Nutzungsgrad der Verfahren für das Jahr 2050 ist Anhang D zu entnehmen. Insgesamt verbessert er sich im Vergleich zum Jahr 2010 aufgrund des geringeren Strombedarfs der Anlagen.

CO_{2eq}-Emissionen. In Abb. 3-17 ist die Bandbreite (niedrigste und höchste Werte) der CO_{2eq}-Emissionen für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ sowie SNG im Jahr 2010 abgebildet. Damit wird gezeigt, welche Verfahren, Prozessketten jeweils mit den niedrigsten bzw. höchsten CO_{2eq}-Emissionen verbunden sind.

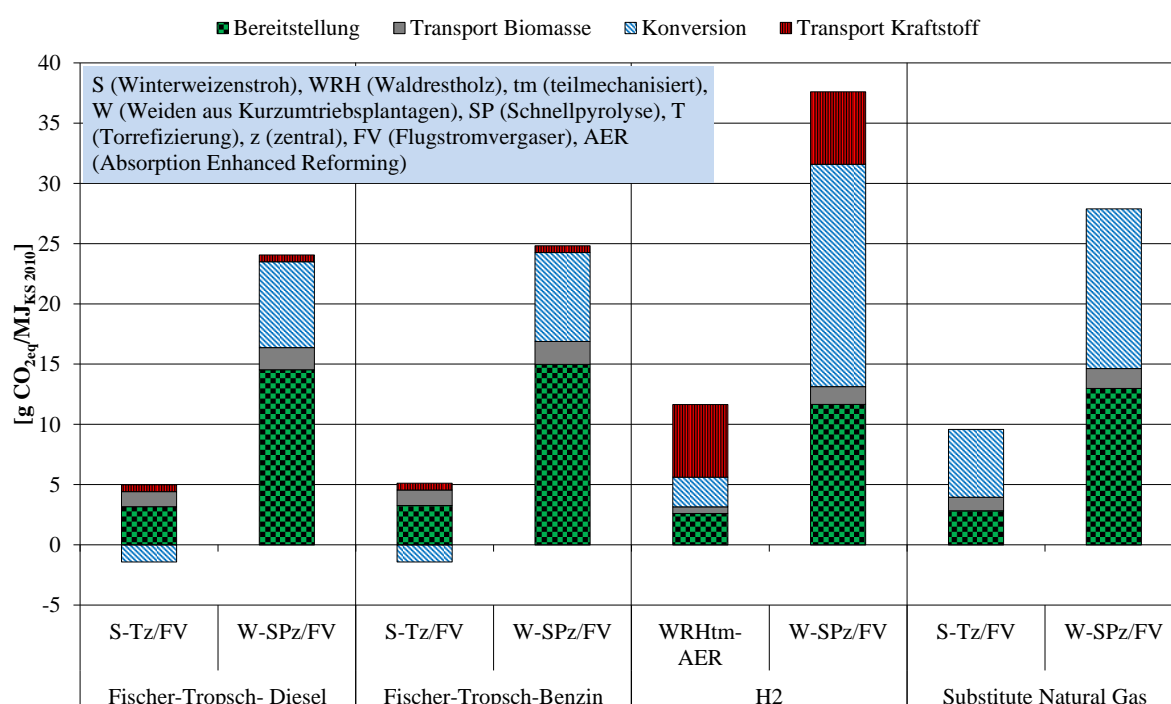


Abb. 3-17: CO_{2eq}-Emissionen (niedrigste und höchste Werte) bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG für das Jahr 2010 (WTT)

Vergleicht man die thermochemisch erzeugten Kraftstoffe miteinander, so stellt man fest, dass die niedrigsten Emissionen bei der Fischer-Tropsch-Diesel (3,6 bis 24,1 g CO_{2eq}/MJ_{KS}) bzw. -Benzin Produktion (3,7 bis 24,8 g CO_{2eq}/MJ_{KS}) erreicht werden. Darauf folgt die SNG-Produktion mit 9,6 bis 27,9 g CO_{2eq}/MJ_{KS}. Die höchsten Emissionen werden bei der H₂-Produktion freigesetzt. Sie belaufen sich zwischen 11,7 und 37,6 g CO_{2eq}/MJ_{KS}. Der Grund hierfür liegt zum einen an dem hohen Strombedarf (vgl. Tabelle 3-28) dieser Anlagen und in den CO_{2eq}-Emissionen bedingt durch den LKW Transport des H₂ zur Tankstelle.

Wie aus Abb. 3-17 zu entnehmen ist, schneidet bei der Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin sowie bei der SNG-Produktion die zentrale Torrefizierung mit anschließendem Flugstromvergaser von allen betrachteten Verfahren am besten ab. Bei der H₂-Produktion

liegt der AER-Vergaser an erster Stelle. Dies liegt daran, dass der externe Strombedarf in diesen Anlagen im Vergleich zu den anderen geringer ist (vgl. Tabelle 3-28).

Aufgrund der u. a. niedrigeren Konversionsgrade (vgl. Tabelle 3-27) sowie dem höheren Strombedarf (vgl. Tabelle 3-28) werden die höchsten Emissionen bei allen Kraftstoffen in der zentralen Schnellpyrolyse mit zentralem Flugstromvergaser verursacht.

Weiter kann festgehalten werden, dass der Einsatz von Winterweizenstroh dem Einsatz von Weiden aus Kurzumtriebsplantagen vorzuziehen ist. Die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen bedingt durch die Produktion und Bereitstellung von Weiden aus Kurzumtriebsplantagen verursachen in etwa die fünffachen $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen wie die Bereitstellung von Winterweizenstroh.

Die Bandbreite (niedrigste und höchste Werte) der $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen für die thermochemische Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, die H_2 - sowie die SNG-Produktion für das Jahr 2050 ist Abb. 3-18 zu entnehmen.

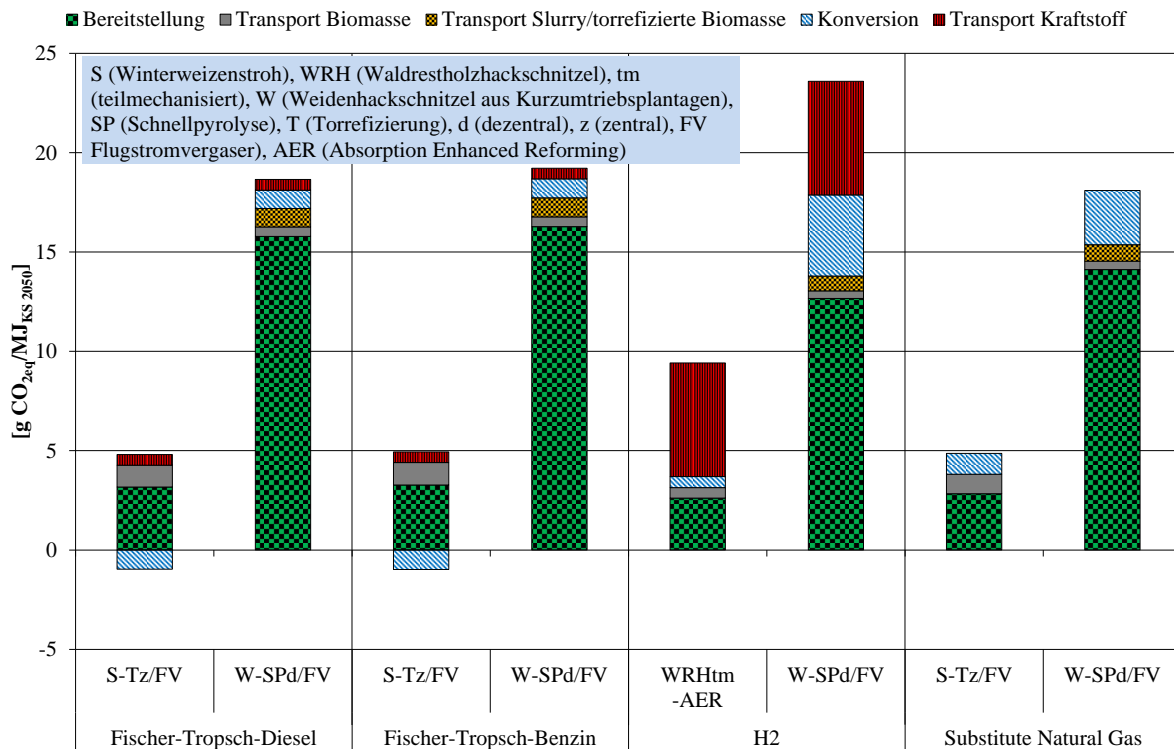


Abb. 3-18: $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen (niedrigste und höchste Werte) bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H_2 und SNG für das Jahr 2050 (WTT)

Wird H_2 im Jahr 2050 über eine Pipeline zur Tankstelle transportiert, so entstehen hier mit 3,7 bis 17,9 $\text{g CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{KS}}$ die niedrigsten Emissionen. Diese erhöhen sich, sofern der Transport mit einem LKW durchgeführt wird auf 9,4 bis 23,6 $\text{g CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{KS}}$. Nachfolgend kommen die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel (3,9 bis 18,7 $\text{g CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{KS}}$), Fischer-Tropsch-Benzin (4,0 bis 19,2 $\text{g CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{KS}}$) und SNG (4,9 bis 18,1 $\text{g CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{KS}}$).

Wie im Jahr 2010 schneiden auch im Jahr 2050 die zentrale Torrefizierung mit anschließendem Flugstromvergaser bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin sowie SNG und der AER-Vergaser bei der Produktion von H₂ am besten ab. Der Grund hierfür liegt am geringeren Strombedarf dieser Anlagen im Vergleich zu den anderen (vgl. Anhang D).

Die höchsten Emissionen werden im Jahr 2050 bei allen Kraftstoffen mit der dezentralen Schnellpyrolyse mit anschließendem Flugstromvergaser erreicht.

Insgesamt zeigt der Vergleich, dass die Verfahren mit den höchsten Konversionsgraden bzw. energetischen Nutzungsgraden nicht die Verfahren mit den niedrigsten CO_{2eq}-Emissionen sind. Soll die größtmögliche Kraftstoffproduktion in Bezug zur eingesetzten Biomasse erzielt werden, so eignen sich für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin und H₂ der CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser, bei der Produktion von SNG der AER-Vergaser. Stehen die CO_{2eq}-Emissionen im Vordergrund, so ist die zentrale Torrefizierung mit anschließendem Flugstromvergaser bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin und SNG sowie der AER-Vergaser bei der Produktion von H₂ den anderen Verfahren vorzuziehen.

3.4 Ökologische Analyse der Referenz- und der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe in einer Well-to-Wheel Betrachtung

Für die in Kapitel 2.7 vorgestellten Referenzkraftstoffe (Diesel und Benzin aus Rohöl, CNG, H₂ aus Erdgas, Bioethanol aus Getreide, RME und Biomethan aus Mais) sowie für die thermochemisch erzeugten Kraftstoffe (vgl. Kapitel 3.3) werden nun die CO_{2eq}-Emissionen in einer WTW-Analyse berechnet (siehe Abb. 3-19). Dabei werden zuerst die WTT-CO_{2eq}-Emissionen (vgl. Kapitel 3.4.1) für die Referenzkraftstoffe ermittelt. Anschließend werden die TTW- (vgl. Kapitel 3.4.2) und WTW-CO_{2eq}-Emissionen (vgl. Kapitel 3.4.3) für alle Kraftstoffe erhoben. In Kapitel 3.4.4 erfolgt ein Vergleich der Kraftstoffe.

Bei den folgenden Berechnungen wird die PKW Produktion nicht eigens analysiert. Es wird unterstellt, dass die unterschiedlichen PKW (Diesel-, Ottomotor und Brennstoffzelle) bei der Herstellung, Verwertung und Entsorgung dieselben CO_{2eq}-Emissionen haben.

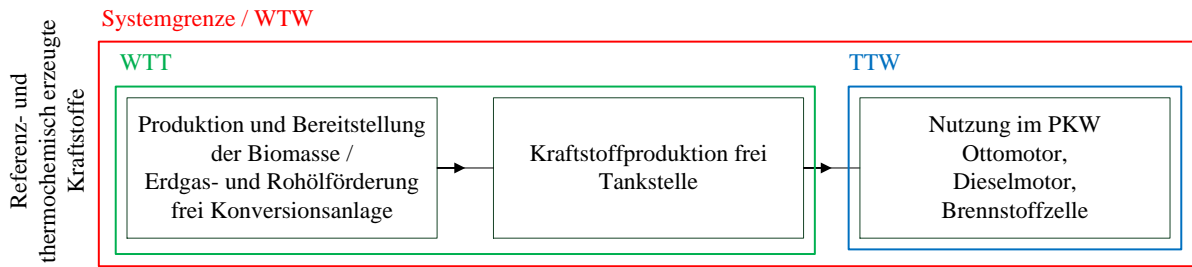


Abb. 3-19: Systemgrenze der Produktion und Bereitstellung von Biomasse bzw. der Erdgas- und Rohölförderung inklusive Kraftstoffproduktion frei Tankstelle mit anschließender Nutzung in einem PKW (WTW)

3.4.1 Well-to-Tank CO_{2eq}-Emissionen der Referenzkraftstoffe

In Abb. 3-20 sind die WTT-CO_{2eq}-Emissionen der Referenzkraftstoffe für die Jahre 2010 und 2050 abgebildet. Die geringsten Emissionen werden bei der Produktion von fossilen Kraftstoffen verursacht. Sie liegen für Benzin bei 14,1 g CO_{2eq}/MJ_{KS} (2010 und 2050) (eigene Berechnungen basierend auf /concawe 2011b/ und /Özdemir 2012/), für Erdgas bei 14,5 (2010) /concawe 2011b/ und 12,7 g CO_{2eq}/MJ_{KS} (2050) (eigene Berechnungen basierend auf /concawe 2011b/ und /Özdemir 2012/) sowie für Diesel bei 15,8 g CO_{2eq}/MJ_{KS} (2010 und 2050) (eigene Berechnungen basierend auf /concawe 2011b/, /Özdemir 2012/).

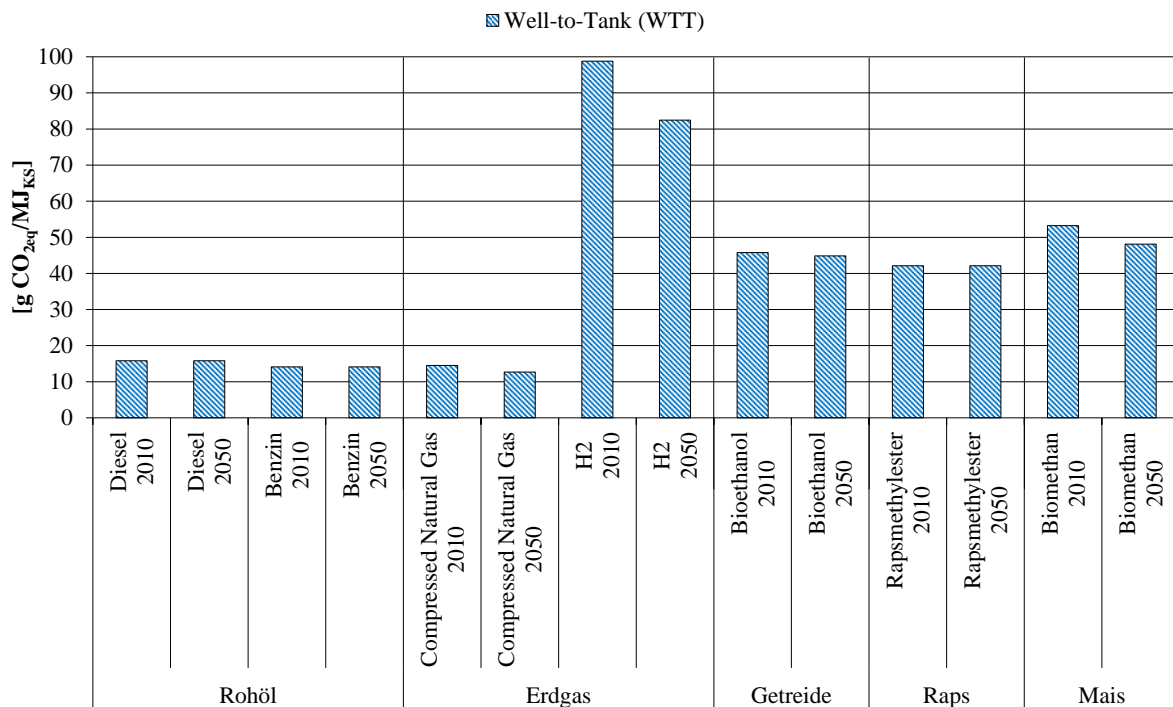


Abb. 3-20: CO_{2eq}-Emissionen bei der Produktion der Referenzkraftstoffe für die Jahre 2010 und 2050 (eigene Berechnungen basierend auf /concawe 2011b/, /Özdemir 2012/) (WTT)

Mit 42,1 g CO_{2eq}/MJ_{KS} (2010 und 2050) (eigene Berechnungen basierend auf /concawe 2011b/ und /Özdemir 2012/) liegen die Emissionen bei der RME Produktion weit über den fossilen Kraftstoffen. Bei der Produktion von Bioethanol entstehen CO_{2eq}-Emissionen in Höhe von 45,8 (2010) /concawe 2011b/ und 44,8 g CO_{2eq}/MJ_{KS} (2050) (eigene Berechnungen basierend auf /concawe 2011b/ und /Özdemir 2012/). Durch die Produktion von Biomethan werden 53,2 (2010) /Özdemir 2012/ und 48,1 g CO_{2eq}/MJ_{KS} (2050) (eigene Berechnungen basierend auf /Özdemir 2012/) freigesetzt.

Die höchsten Emissionen werden bei der Produktion von H₂ aus Erdgas in Höhe von 98,8 (2010) /concawe 2011b/ und 82,5 g CO_{2eq}/MJ_{KS} (2050) (eigene Berechnungen basierend auf /concawe 2011b/ und /Özdemir 2012/) verursacht.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass die Emissionen bei der Produktion von fossilen Kraftstoffen mit Ausnahme der Produktion von H₂ um den Faktor drei unter den Bioreferenzkraftstoffen liegen.

3.4.2 Tank-to-Wheel CO_{2eq}-Emissionen der betrachteten Kraftstoffe

Für die im Folgenden erhobenen Daten wird die Motorleistung der PKW nach /Eichlseder et al. 2009/ und /HBEFA 2010/ auf 75 kW festgelegt.

In Tabelle 3-30 sind der Kraftstoffverbrauch (Benzin, Diesel, CNG und H₂) in GJ/100 vkm (Fahrzeugkilometer (vkm)) sowie die Treibhausgasemissionen in g/vkm eines PKW für die Jahre 2010 und 2050 aufgetragen. Die Daten beziehen sich dabei auf eine TTW-Analyse. Für die Jahre 2010 bis 2030 wurden die deutschen Flottendurchschnittswerte für Benzin und Diesel (EURO 0 bis EURO 6) aus dem /HBEFA 2010/ entnommen. Für das Jahr 2050 wurde eine EURO Dummy 7 Norm erstellt.

Tabelle 3-30: Kraftstoffverbrauch und Treibhausgasemissionen von Benzin, Diesel, CNG und H₂ in einem PKW für die Jahre 2010 und 2050 (eigene Berechnungen basierend auf /concawe 2011a/, /ecoinvent data v2.2/, /FNR 2011/, /HBEFA 2010/, /Krüger 2002/) (TTW)

	Kraftstoff/Motor	Rohstoff	KV [GJ/100 vkm]	[g CO ₂ /vkm]	[g CH ₄ /vkm]	[g N ₂ O/vkm]
2010	Benzin/OM	Rohöl	0,250	178,8	0,00288	0,00178
	Diesel/DM		0,213	157,0	0,00035	0,00472
	CNG/OM	Erdgas	0,250	163,6	0,00545	0,00029
	H ₂ /BZ, OM		0,124/0,221	0	0	0
2050	Benzin/OM	Rohöl	0,175	125,1	0,00032	0,00035
	Diesel/DM		0,165	121,4	0,00015	0,00373
	CNG/OM	Erdgas	0,175	114,4	0,00060	0,00006
	H ₂ /BZ, OM		0,087/0,155	0	0	0

KV (Kraftstoffverbrauch), OM (Ottomotor), CNG (Compressed Natural Gas), DM (Dieselmotor), BZ (Brennstoffzelle)

Der Kraftstoffverbrauch in GJ/vkm von CNG entspricht dem von Benzin /Bruchof 2013/, /Özdemir 2012/. Die Emissionen bei der Verbrennung von CNG wurden mit Daten aus /ecoinvent data v2.2/ sowie den Daten für Benzin aus /HBEFA 2010/ angepasst. Wird H₂ in einer Brennstoffzelle bzw. in einem Ottomotor verbrannt, entstehen dabei keine Treibhausgasemissionen /concaawe 2011a/.

Wie aus Tabelle 3-30 zu entnehmen ist, sinkt der Kraftstoffverbrauch je 100 vkm in PKW mit Benzin und CNG Verbrennungsmotoren bis zum Jahr 2050 um ca. 30 % im Vergleich zum Jahr 2010. Gleiches gilt bei der Nutzung von H₂ in Brennstoffzellen bzw. in einem Verbrennungsmotor. Bei den Dieselfahrzeugen sinkt der Verbrauch um ca. 23 %. Ebenfalls stellt man eine Reduktion der Treibhausgasemissionen bei allen drei Kraftstoffen für das Jahr 2050 fest.

Ausgehend von diesen Annahmen werden nun für die weiteren Bioreferenzkraftstoffe als auch für die thermochemisch erzeugten Kraftstoffe der Kraftstoffverbrauch und die Treibhausgasemissionen ermittelt (vgl. Tabelle 3-31). Die CO₂-Emissionen, die während der Verbrennung von Biokraftstoffen im PKW entstehen, werden mit 0 g CO₂/vkm bilanziert, da die eingesetzte Biomasse während des Wachstums genauso viel CO₂ aufgenommen hat, wie während der Verbrennung im PKW wieder freigesetzt wird /Krüger 2002/, /Özdemir 2012/. Die Treibhausgasemissionen bei der Nutzung von H₂ in einer Brennstoffzelle bzw. in einem Ottomotor betragen 0 g CO_{2eq}/vkm /Krüger 2002/.

Tabelle 3-31: Kraftstoffverbrauch und Umrechnungsfaktoren für die Treibhausgasemissionen der betrachteten Biokraftstoffe im Vergleich zu konventionellem Benzin und Diesel in einem PKW (eigene Berechnungen basierend auf /Andorf 2008/, /concaawe 2011a/, /Krüger 2002/, /Özdemir 2012/, /Reinhardt et al. 2006/) (TTW)

Biokraftstoff/Motor	Rohstoff	KV ¹⁾	CO ₂	CH ₄ ²⁾	N ₂ O ²⁾
FT-Benzin/OM	S/WRH/W	1	0	1	1
Bioethanol/OM	Getreide	1	0	1	1
Biomethan, SNG/OM	Mais/S/WRH/W	1	0	26,5	0,2
H ₂ /BZ	S/WRH/W	0,49	0	0	0
H ₂ /OM	S/WRH/W	0,88	0	0	0
FT-Diesel/DM	S/WRH/W	1	0	0,23	1
RME/DM	Raps	1	0	0,78	0,87

KV (Kraftstoffverbrauch), FT (Fischer-Tropsch), OM (Ottomotor), SNG (Substitute Natural Gas), BZ (Brennstoffzelle), DM (Dieselmotor), RME (Rapsmethylester), S (Winterweizenstroh), WRH (Waldretholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen)

¹⁾ Verhältnis Kraftstoffverbrauch Biokraftstoffe zu Benzin bzw. Diesel (konventionell) bezogen auf [MJ/vkm]

²⁾ Verhältnis Emissionen Biokraftstoffe zu Benzin bzw. Diesel (konventionell) bezogen auf [g/MJ]

Im Falle von Bioethanol sind sowohl der Kraftstoffverbrauch in MJ/vkm /concaawe 2011a/ als auch die CH₄- und N₂O-Emissionen in g/MJ /Krüger 2002/ identisch zu Benzin. Für Fischer-Tropsch-Benzin wurde dasselbe unterstellt. Werden Biomethan bzw. SNG in einem Ottomotor verbrannt, so ist der Kraftstoffverbrauch in MJ/vkm derselbe wie bei Benzin /concaawe 2011a/. Die CH₄-Emissionen bezogen auf g/MJ betragen jedoch das 26,5-fache im Vergleich

zu Benzin /Krüger 2002/. Der Kraftstoffverbrauch in MJ/vkm von H₂ in einer Brennstoffzelle beträgt 49 % im Vergleich zu Benzin. Wird H₂ in einem Ottomotor verbrannt, reduziert sich der Verbrauch um 12 % gegenüber Benzin /concawe 2011a/. Der Kraftstoffverbrauch von Fischer-Tropsch-Diesel und RME entspricht dem Verbrauch eines konventionellen Diesel PKW /concawe 2011a/.

Tabelle 3-32 enthält die CO_{2eq}-Emissionen eines PKW für die untersuchten Biokraftstoffe in einer TTW-Analyse für die Jahre 2010 und 2050. Wird SNG in einem Ottomotor verbrannt, entstehen 3,3 g CO_{2eq}/vkm (2010). Bei der Verbrennung von Fischer-Tropsch-Diesel werden 1,4 g CO_{2eq}/vkm und bei Fischer-Tropsch-Benzin 0,6 g CO_{2eq}/vkm freigesetzt. Bei der Nutzung von H₂ entstehen keine Treibhausgasemissionen.

Im Jahr 2050 verringern sich die Emissionen infolge des geringeren Kraftstoffverbrauchs (vgl. Tabelle 3-30 und Tabelle 3-31) bei der Nutzung von Fischer-Tropsch-Diesel um ca. 21 % auf 1,1 g CO_{2eq}/vkm. Wird Fischer-Tropsch-Benzin in einem Ottomotor verbrannt, betragen die Emissionen noch 0,1 g CO_{2eq}/vkm. Bei der Nutzung von SNG stellt man die größte Reduktion der Emissionen von ca. 90 % fest. Im Jahr 2050 werden noch 0,4 g CO_{2eq}/vkm freigesetzt.

Tabelle 3-32: CO_{2eq}-Emissionen der betrachteten thermochemisch erzeugten Kraftstoffe in einem PKW für die Jahre 2010 und 2050 (eigene Berechnungen basierend auf /Andorf 2008/, /concawe 2011a/, /concawe 2011b/, /ecoinvent data v2.2/, /FNR 2011/, /HBEFA 2010/, /Krüger 2002/, /Özdemir 2012/, /Reinhardt et al. 2006/) (TTW)

	Kraftstoff, Motor	Rohstoff	[g CO_{2eq}/vkm]
2010	Fischer-Tropsch-Diesel, DM		1,4
	Fischer-Tropsch-Benzin, OM	S/WRH/W	0,6
	H ₂ , BZ/OM		0/0
	SNG, OM		3,3
2050	Fischer-Tropsch-Diesel, DM		1,1
	Fischer-Tropsch-Benzin, OM	S/WRH/W	0,1
	H ₂ , BZ/OM		0/0
	SNG, OM		0,4

OM: Ottomotor, DM: Dieselmotor, BZ: Brennstoffzelle, S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen)

3.4.3 Well-to-Wheel CO_{2eq}-Emissionen der betrachteten Kraftstoffe

In Abb. 3-21 sind die CO_{2eq}-Emissionen eines PKW je MJ in einer WTW-Analyse für die Referenzkraftstoffe in den Jahren 2010 und 2050 abgebildet. Dabei wurden die WTT- und TTW-Emissionen getrennt dargestellt.

Es ist zu sehen, dass die geringsten CO_{2eq}-Emissionen bei den Bioreferenzkraftstoffen entstehen. Bei RME werden 42,7 g CO_{2eq}/MJ_{KS} (2010 und 2050), bei Bioethanol 46,0 (2010)

und 44,9 g CO_{2eq}/MJ_{KS} (2050) sowie bei Biomethan 54,6 (2010) und 48,3 g CO_{2eq}/MJ_{KS} (2050) freigesetzt.

Werden fossile Kraftstoffe genutzt, so entstehen bei CNG 79,9 (2010) und 78,1 g CO_{2eq}/MJ_{KS} (2050). Die Emissionen bei fossilem Benzin bzw. Diesel betragen 85,8 bzw. 90,2 g CO_{2eq}/MJ_{KS} (2010 und 2050). Mit 98,8 (2010) bzw. 82,5 g CO_{2eq}/MJ_{KS} (2050) werden bei H₂ aus Erdgas die höchsten Emissionen produziert.

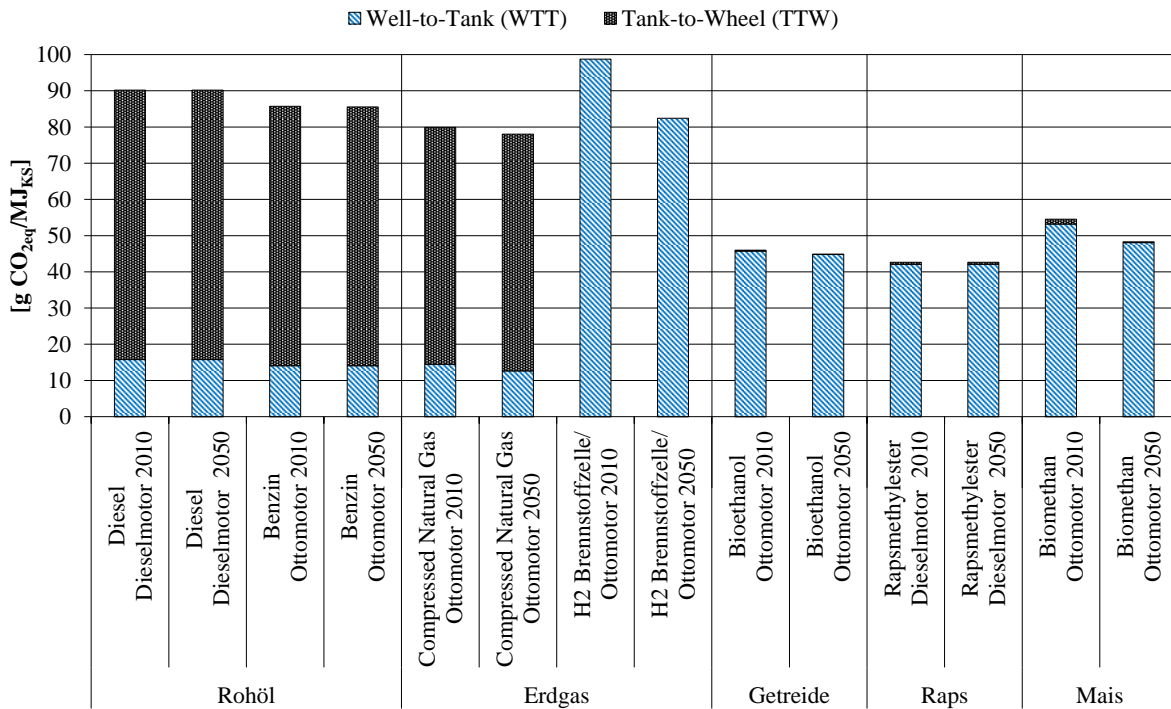


Abb. 3-21: CO_{2eq}-Emissionen der Referenzkraftstoffe für die Jahre 2010 und 2050 (eigene Berechnungen basierend auf /Andorf 2008/, /concawe 2011a/, /concawe 2011b/, /ecoinvent data v2.2./, /FNR 2011/, /HBEFA 2010/, /Krüger 2002/, /Özdemir 2012/, /Reinhardt et al. 2006/) (WTW)

Die WTT-Emissionen von Benzin, Diesel und CNG betragen ca. 15 g CO_{2eq}/MJ_{KS} und somit ca. 17 % der TTW-Emissionen. Bei H₂ aus Erdgas als auch bei den Biokraftstoffen dominieren die CO_{2eq}-Emissionen aus der Bereitstellung der Kraftstoffe frei Tankstelle (WTT). Die TTW-Emissionen bei den Biokraftstoffen betragen weniger als 3 % der WTT-Emissionen.

Werden nun die CO_{2eq}-Emissionen auf die Fahrzeugkilometer in einer WTW-Analyse für die Jahre 2010 und 2050 bezogen (vgl. Abb. 3-22), so macht sich der geringere Kraftstoffverbrauch von H₂ und Diesel im Vergleich zu Benzin (vgl. Tabelle 3-30 und Tabelle 3-31) bemerkbar.

Die geringsten CO_{2eq}-Emissionen entstehen bei der Nutzung der Bioreferenzkraftstoffe. Sie betragen bei RME 90,8 (2010) bzw. 70,3 g CO_{2eq}/vkm (2050), bei Bioethanol 115,1 bzw. 78,6 g CO_{2eq}/vkm (2050) sowie bei Biomethan 136,6 bzw. 84,6 g CO_{2eq}/vkm (2050).

Die fossilen Referenzkraftstoffe liegen 2010 im Bereich von 122,3 (H₂ in Brennstoffzelle) und 218,7 g CO_{2eq}/vkm (H₂ in Ottomotor). Im Jahr 2050 belaufen sie sich zwischen 71,5 (H₂ in Brennstoffzelle) und 149,9 g CO_{2eq}/vkm (Benzin).

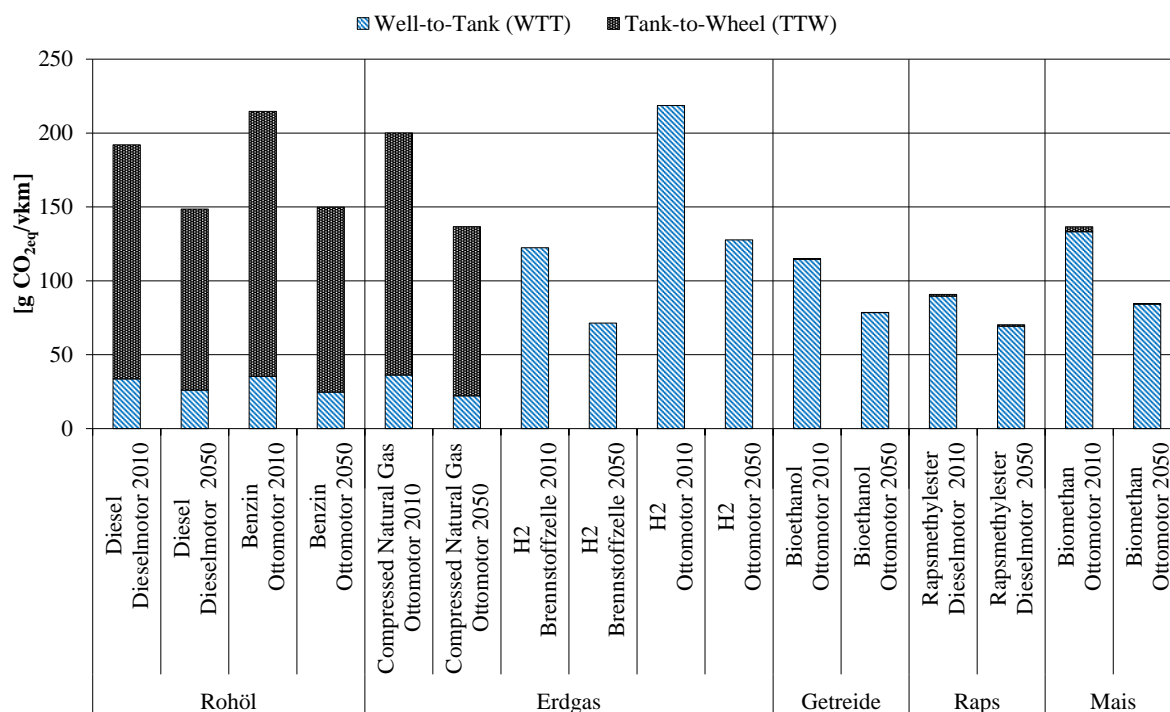


Abb. 3-22: CO_{2eq}-Emissionen der Referenzkraftstoffe für die Jahre 2010 und 2050 (eigene Berechnungen basierend auf /Andorf 2008/, /concaWE 2011a/, /concaWE 2011b/, /ecoinvent data v2.2/, /FNR 2011/, /HBEFA 2010/, /Krüger 2002/, /Özdemir 2012/, /Reinhardt et al. 2006/) (WTW)

Mit Ausnahme von H₂ dominieren bei den fossilen Referenzkraftstoffen die TTW-Emissionen. Sie betragen mehr als 80 % der WTW-Emissionen. Bei den Bioreferenzkraftstoffen sowie bei H₂ aus Erdgas sind die WTT-Emissionen mit über 97 % der WTW-Emissionen ausschlaggebend.

In Abb. 3-23 sind die CO_{2eq}-Emissionen je Fahrzeugkilometer am Beispiel der Kraftstoffproduktion in einer Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser in einer WTW-Analyse für das Jahr 2010 dargestellt.

Wie aus Abb. 3-23 zu erkennen ist, werden die geringsten Emissionen bei der Nutzung von Fischer-Tropsch-Diesel verursacht. Sie belaufen sich zwischen 20,3 und 52,6 g CO_{2eq}/vkm. Wird Fischer-Tropsch-Benzin eingesetzt, so liegen die Emissionen aufgrund des höheren Kraftstoffverbrauchs (vgl. Tabelle 3-30 und Tabelle 3-31) etwas über denen von Fischer-Tropsch-Diesel. Die Bandbreite beträgt hierbei 23,6 bis 62,7 g CO_{2eq}/vkm. An dritter Stelle folgt die Nutzung von H₂ in einer Brennstoffzelle (31,5 bis 46,6 g CO_{2eq}/vkm). Bei SNG belaufen sich die Emissionen im Bereich von 39,3 bis

73,2 g CO_{2eq}/vkm. Die höchsten Emissionen werden bei der H₂ Nutzung in einem Ottomotor verursacht. Sie betragen 56,3 bis 83,2 g CO_{2eq}/vkm. Die Ergebnisse der weiteren thermochemisch erzeugten Kraftstoffe befinden sich im Anhang E.

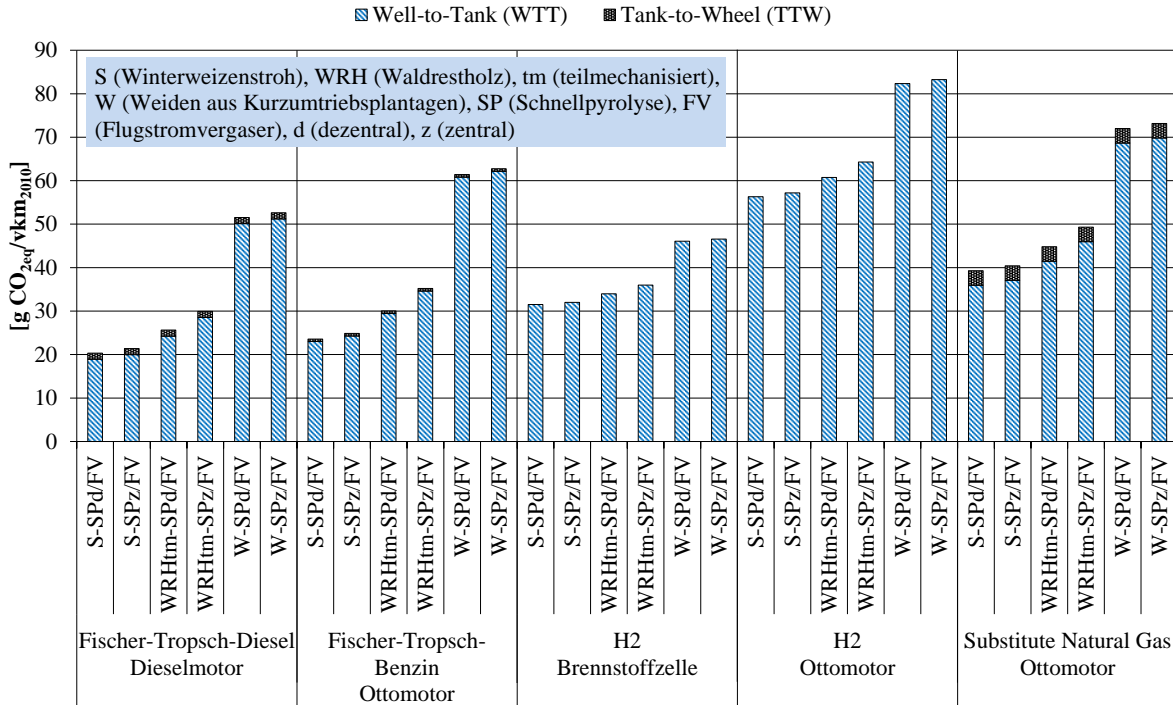


Abb. 3-23: CO_{2eq}-Emissionen von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG (Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser) für das Jahr 2010 (WTT)

Anhand den in Kapitel 3.3.9 getroffenen Annahmen sowie dem geringeren Kraftstoffverbrauch und den geringeren Emissionen bei der Verbrennung (vgl. Tabelle 3-30 und Tabelle 3-31) werden nun die CO_{2eq}-Emissionen je Fahrzeugkilometer für das Jahr 2050 ermittelt. In Abb. 3-24 sind die Treibhausgasemissionen einer WTW-Analyse für die Kraftstoffproduktion in einer Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser aufgezeigt.

Unterstellt man für das Jahr 2050 einen Transport des H₂ mit einer Pipeline von der Konversionsanlage zur Tankstelle, so werden die geringsten Emissionen bei der Nutzung von H₂ in einer Brennstoffzelle freigesetzt. Sie betragen 6,3 bis 15,5 g CO_{2eq}/vkm. Darauf folgen die Nutzung von Fischer-Tropsch-Benzin (9,9 bis 33,8 g CO_{2eq}/vkm) und Fischer-Tropsch-Diesel (10,0 bis 31,8 g CO_{2eq}/vkm). Wird H₂ (Pipelinetransport) in einem Ottomotor verbrannt, so entstehen Emissionen in Höhe von 11,3 bis 27,7 g CO_{2eq}/vkm. Die höchsten Emissionen im Bereich von 11,4 bis 32,1 g CO_{2eq}/vkm werden 2050 bei der SNG-Nutzung produziert.

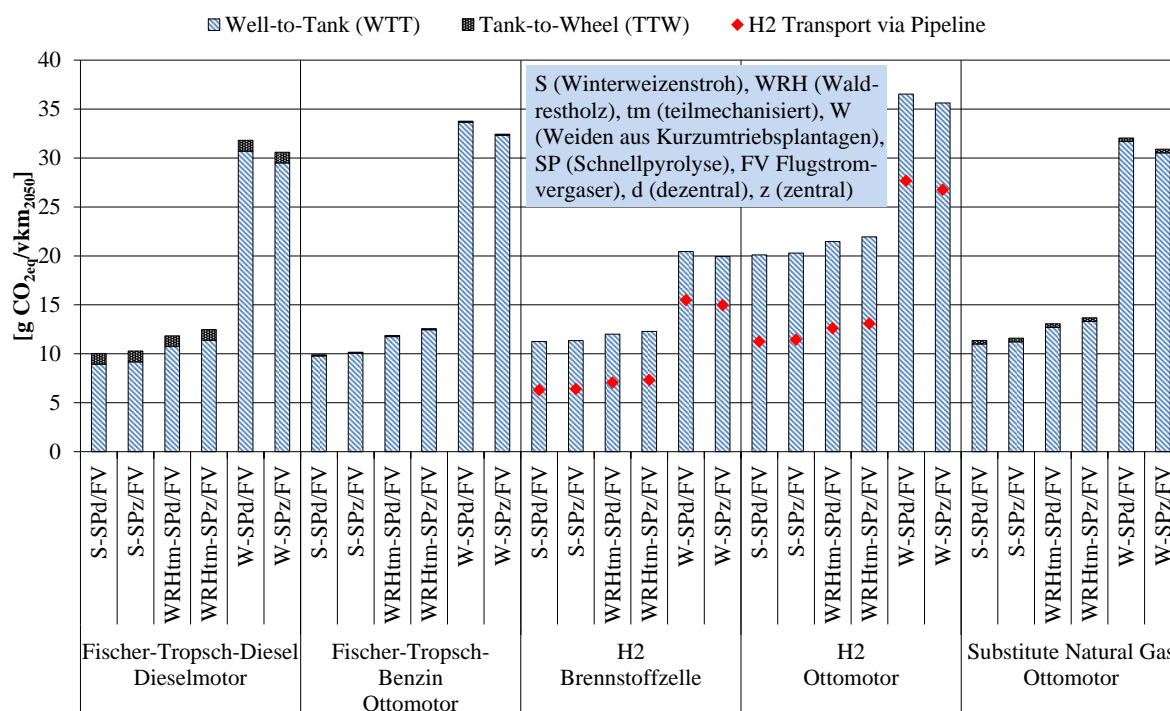


Abb. 3-24: CO_{2eq}-Emissionen von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG (Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser) für das Jahr 2050 (WTT)

Aus Abb. 3-24 wird ebenfalls ersichtlich, dass im Jahr 2050 bezogen auf dieselbe Biomasse bei allen Kraftstoffen (H₂ mit LKW Transport) in etwa dieselben CO_{2eq}-Emissionen je Fahrzeugkilometer freigesetzt werden.

Vergleicht man die Daten mit denen aus dem Jahr 2010, so stellt man eine deutliche Reduktion der CO_{2eq}-Emissionen fest. Im Jahr 2050 werden bezogen auf 2010 noch 20,0 (Brennstoffzelle mit H₂ aus Winterweizenstroh, dezentrale Anlage) bis 61,7 % (Fischer-Tropsch-Diesel aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen, dezentrale Anlage) der CO_{2eq}-Emissionen freigesetzt. Die Ergebnisse der anderen Verfahren befinden sich in Anhang E.

3.4.4 Vergleich der Well-to-Wheel CO_{2eq}-Emissionen der betrachteten Kraftstoffe

Anhand der in den Kapiteln 3.3 und 3.4.1 bis 3.4.3 erhobenen Daten werden nun die CO_{2eq}-Emissionen der Referenz und der thermochemisch erzeugten Kraftstoffen miteinander verglichen. Abb. 3-25 enthält die CO_{2eq}-Emissionen je Fahrzeugkilometer in einer WTW-Analyse für unterschiedliche Kraftstoffe im Jahr 2010. Neben den Referenzkraftstoffen sind jeweils die thermochemischen Verfahren mit den geringsten und den höchsten CO_{2eq}-Emissionen je Fahrzeugkilometer für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ sowie SNG abgebildet.

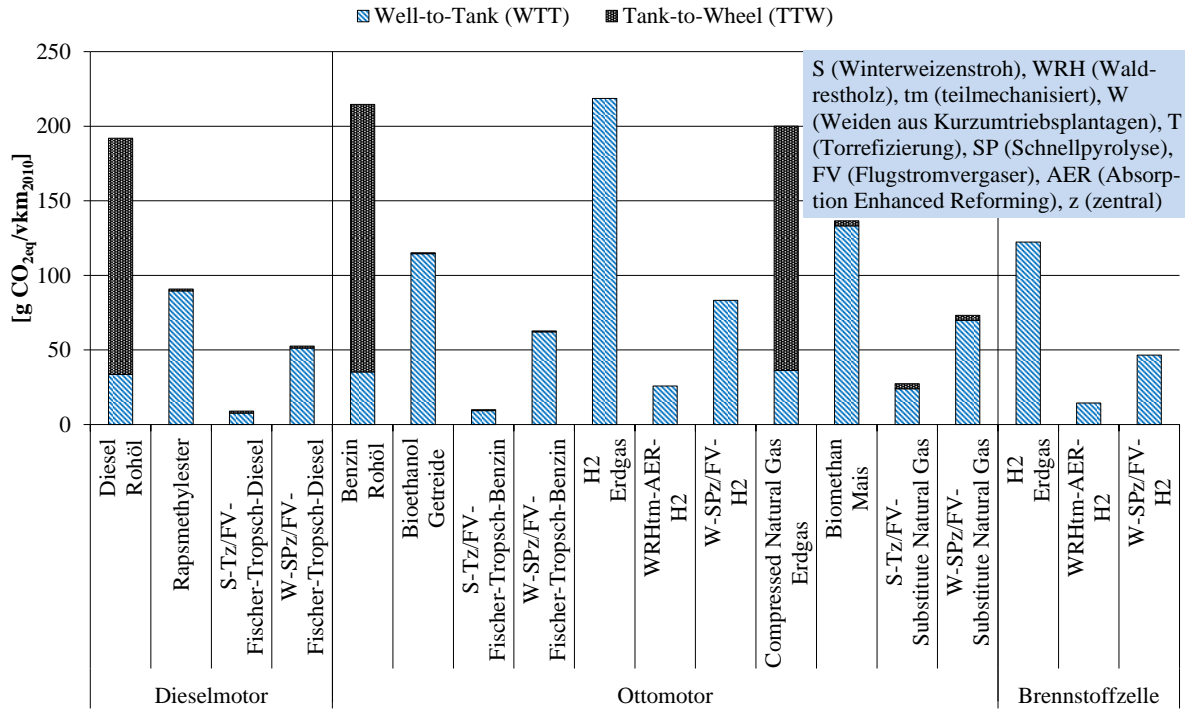


Abb. 3-25: CO_{2eq}-Emissionen der Referenz- und der thermochemisch erzeugten Kraftstoffen für das Jahr 2010 (WTW)

Die geringsten Emissionen werden durch die thermochemisch erzeugten Kraftstoffe produziert. Sie betragen bei Fischer-Tropsch-Diesel 9,0 bis 52,6 g CO_{2eq}/vkm. An zweiter Stelle folgt Fischer-Tropsch-Benzin mit 9,9 bis 62,7 g CO_{2eq}/vkm. Anschließend kommt die Nutzung von H₂ in einer Brennstoffzelle mit 14,4 bis 46,6 g CO_{2eq}/vkm bzw. H₂ in einem Ottomotor mit 25,8 bis 83,2 g CO_{2eq}/vkm. Die höchsten Emissionen werden bei der Nutzung von SNG freigesetzt. Sie belaufen sich auf 27,3 bis 73,2 g CO_{2eq}/vkm.

Anschließend folgen die Bioreferenzkraftstoffe RME mit 90,8 g CO_{2eq}/vkm und Bioethanol mit 115,1 g CO_{2eq}/vkm. Wird H₂ aus Erdgas in einer Brennstoffzelle genutzt, so schneidet er mit Emissionen in Höhe von 122,3 g CO_{2eq}/vkm besser ab als Biomethan mit 136,6 g CO_{2eq}/vkm. Die höchsten Emissionen werden bei den fossilen Referenzkraftstoffen Diesel (192,0 g CO_{2eq}/vkm), Benzin (214,6 g CO_{2eq}/vkm), H₂ aus Erdgas in einem Ottomotor (218,7 g CO_{2eq}/vkm) und CNG (200,1 g CO_{2eq}/vkm) freigesetzt.

Bei den Dieselmotoren können somit bei der Nutzung von RME ca. 53 % und bei der Nutzung thermochemisch erzeugter Kraftstoffe bis zu 95 % der Emissionen im Vergleich zu fossilem Diesel eingespart werden. Bei den Ottomotoren beträgt die Bandbreite der eingesparten Emissionen der Biokraftstoffe im Vergleich zum Benzin 36 (Biomethan) bis 95 % (Fischer-Tropsch-Benzin). Die Einsparungen bei thermochemisch erzeugtem H₂ im Vergleich zu H₂ aus Erdgas in einer Brennstoffzelle betragen ca. 88 %.

Die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen je Fahrzeugkilometer für das Jahr 2050 sind in Abb. 3-26 dargestellt. Im Jahr 2050 werden durch die Nutzung von thermochemisch erzeugtem H_2 in einer Brennstoffzelle, sofern er mit einer Pipeline bereitgestellt wird, die geringsten Emissionen in Höhe von $3,2 \text{ g CO}_{2\text{eq}}/\text{vkm}$ produziert. Ansonsten verhalten sich die Kraftstoffe wie im Jahr 2010.

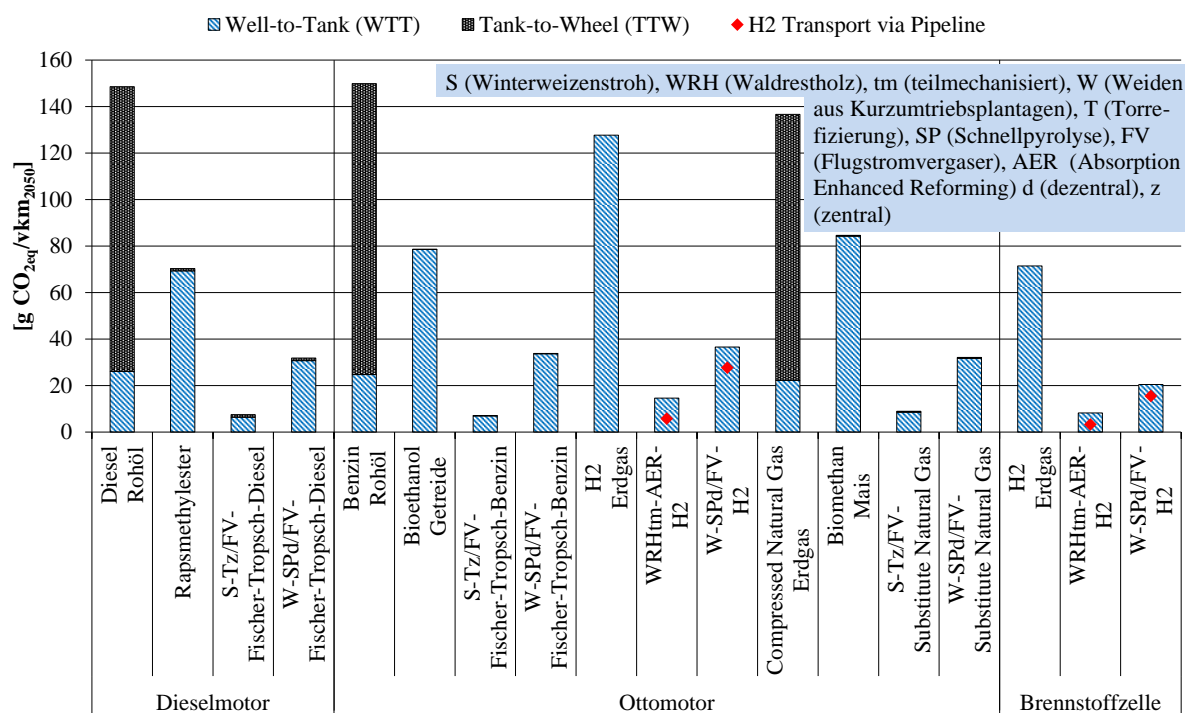


Abb. 3-26: $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen der Referenz- und der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe für das Jahr 2050 (WTT)

Insgesamt reduzieren sich die Emissionen aller Kraftstoffe je Fahrzeugkilometer im Vergleich zu 2010 um maximal 78 % bei der Nutzung von H_2 aus Waldrestholz (teilmechanisiert, Pipelinetransport, AER-Vergaser). Die geringste Einsparung von 18 % wird bei der Nutzung von Fischer-Tropsch-Diesel aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen (zentrale Torrefizierung mit Flugstromvergaser) erzielt. Im Anhang E befinden sich die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen aller untersuchten Kraftstoffe je MJ für die Jahre 2010 und 2050.

Es konnte gezeigt werden, dass sowohl im Jahr 2010 als auch im Jahr 2050 die thermochemisch erzeugten Kraftstoffe hinsichtlich der $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen besser als die betrachteten Referenzkraftstoffe abschneiden. Im Jahr 2010 ist Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin (Winterweizenstroh in zentraler Torrefizierung mit Flugstromvergaser) mit WTT-Emissionen in Höhe von $9,0$ bzw. $9,9 \text{ g CO}_{2\text{eq}}/\text{vkm}$ die beste Variante. Im Jahr 2050 werden mit $3,2 \text{ g CO}_{2\text{eq}}/\text{vkm}$ die niedrigsten WTT-Emissionen bei der Nutzung von H_2 (Waldrestholz in AER-Vergaser, Pipelinetransport) in einer Brennstoffzelle verursacht. Wird der H_2 mit einem LKW zur Tankstelle transportiert, so erhöhen sich die WTT-Emissionen auf

8,2 g CO_{2eq}/vkm. In diesem Fall wäre dann die Nutzung von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin (Winterweizenstroh in zentraler Torrefizierung mit Flugstromvergaser) mit 7,4 bzw. 7,0 g CO_{2eq}/vkm am günstigsten.

4 Kosten der Bio- und Referenzkraftstoffe

In Kapitel 4 werden zunächst die Kosten für die Produktion und die Bereitstellung von Winterweizenstrohballen, Waldrestholz- sowie Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen frei Konversionsanlage (vgl. Kapitel 4.1), gemäß der in Kapitel 3.2 definierten Verfahrensschritte ermittelt. Anschließend werden die Transportkosten für Slurry bzw. torrefizierte Biomasse (Pellets) und für die betrachteten Kraftstoffe (Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG) erhoben (vgl. Kapitel 4.2 und 4.3). In Kapitel 4.4 und 4.5 erfolgt die Kostenberechnung der Referenz- sowie der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe in einer WTW-Analyse. Ein Vergleich der Referenz- mit den thermochemisch erzeugten Kraftstoffen wird in Kapitel 4.5.4 hergestellt.

Bei den in dieser Arbeit ermittelten Kosten wurden Steuern nicht berücksichtigt. Die Kosten werden alle auf das Jahr 2010 bezogen und in €₂₀₁₀ angegeben. Es wurden dabei die in Anhang F aufgelisteten Korrekturfaktoren für die Inflationsbereinigung verwendet. Wurden Kosten in US \$, z. B. aus dem Jahr 2001 der Literatur entnommen, so wurden sie zuerst mit dem in Anhang F aufgeführten Wechselkurs in €₂₀₀₁ umgerechnet. Anschließend erfolgte mit den Korrekturfaktoren die Inflationsbereinigung auf das Jahr 2010.

4.1 Kosten der Produktion und der Bereitstellung der Biomasse frei Konversionsanlage

Die Produktions- und Bereitstellungskosten von Winterweizenstrohballen, Waldrestholz- und Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen sind auf Basis der Vollkostenrechnung erhoben worden. Tabelle 4-1 enthält die Kosten in €₂₀₁₀/t in Abhängigkeit des Wassergehaltes für die in Kapitel 3.2 definierten Prozessschritte der Produktion und Bereitstellung der Biomasse. Die Transportstrecke zur Konversionsanlage via LKW beträgt für alle Brennstoffe 20 km.

Für die Bereitstellung von einer Tonne Winterweizenstroh mit einem Wassergehalt von 14 % frei Anlage entstehen Kosten in Höhe von 59,2 €₂₀₁₀/t. Den höchsten Anteil nimmt dabei der Transport inklusive des Ladens der Ballen mit 25,3 €₂₀₁₀/t (nach /Lange 2008/) gefolgt vom Pressen mit 13,4 €₂₀₁₀/t (nach /KTBL 2010/) und der Lagerung mit 11,8 €₂₀₁₀/t (nach /FNR 2014/) ein. Die Kosten für das Schwaden wurden in Anlehnung an das Schwaden von Gras mit 6,2 €₂₀₁₀/t nach /Hölzle 2012/ ermittelt. Für das Einlagern der Ballen bei der Konversionsanlage entstehen Kosten von 2,4 €₂₀₁₀/t /FNR 2014/.

Tabelle 4-1: Kosten des Anbaus und der Bereitstellung von Winterweizenstrohbällen, Waldrestholz- und Weidenhackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantagen, inklusive Transport zur Konversionsanlage mit einem LKW über 20 km

[€ ₂₀₁₀ /t]	Winterweizen- strohbällen (WG 14 %)	Waldrestholz- hackschnitzel vm (WG 35 %)	Waldrestholz- hackschnitzel tm (WG 35 %)	Weidenhack- schnittel (WG 30 %)
Anbau, Ernte, Rekultivierung	-	-	-	35,4 ¹⁾
Schwaden ²⁾	6,2	-	-	-
Pressen ³⁾	13,4	-	-	-
Ernte (BHD 15) ⁴⁾	-	51,6	45,0	-
Transport ⁵⁾	-	-	-	3,4
Laden, Transport ⁶⁾	25,3	7,3	7,3	8,0
Entladen Zwischenlager ⁷⁾	-	-	-	3,4
Entladen Konversionsanlage ⁷⁾	2,4	2,9	2,9	3,4
Lagerung ⁸⁾	11,8	-	-	16,2
Gesamt	59,2	61,8	55,2	69,8

FM (Frischmasse), TM (Trockenmasse), WRH (Waldrestholz), WG (Wassergehalt), BHD (Brusthöhendurchmesser), vm (vollmechanisiert), tm (teilmechanisiert)

¹⁾ /KTBL 2006/

²⁾ nach /Hölzle 2012/: Gras schwaden 19,0 €/ha. Eigene Annahme: Gras schwaden entspricht dem Schwaden von Stroh. Je ha werden 2,96 t FM Winterweizenstroh geschwadet (vgl. Kapitel 3.2.1)

³⁾ nach /KTBL 2010/: je ha werden 2,90 t FM Winterweizenstroh gepresst (220 cm * 120 cm * 70 cm) (vgl. Kapitel 3.2.1)

⁴⁾ nach /FNR 2014/: Harvester vm 82,6 €/t TM (BHD 15), Seilschlepper tm 71,9 €/t TM (BHD 15)

⁵⁾ nach /FNR 2014/: Transport Feld zum Lager 5,0 €/t TM (Traktor, 3 km)

⁶⁾ Laden und LKW Transport nach /Lange 2008/ in Anlehnung an /Leible et al. 2007/ und eigene Annahmen

⁷⁾ Entladen nach /FNR 2014/: 12,9 €/ha bei einem Strohertrag von 5,2 t FM/ha (WG 15 %); 4,6 €/t TM bei WRH Hackschnitzel; 5,1 €/t TM bei Weidenhackschnitzel

⁸⁾ nach /FNR 2014/: Winterweizenstroh (Leichtbauhalle ohne Bodenplatte) 14,3 €/t TM, Weidenhackschnitzel (Schüttgutlager mit Bodenplatte) 24,1 €/t TM

Die Bereitstellung von Waldrestholz (Wassergehalt 35 %) setzt sich aus der Ernte, dem Laden, dem Transport sowie der Einlagerung bei der Konversionsanlage zusammen. Bei der teilmechanisierten Variante entstehen dabei Kosten in Höhe von 55,2 €₂₀₁₀/t FM. Erfolgt die Bereitstellung vollmechanisiert, so steigen die Kosten um 12 % auf 61,8 €₂₀₁₀/t FM an, bedingt durch die höheren Kosten bei der Ernte (vgl. Tabelle 4-1).

Die Produktion und Bereitstellung von einer Tonne Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen mit einem Wassergehalt von 30 % kostet 69,8 €₂₀₁₀/t FM. Hier nehmen der Anbau, die Ernte sowie die Rekultivierung mit 35,4 €₂₀₁₀/t FM /KTBL 2006/ ca. 50 % der Kosten ein.

Aufgrund der unterschiedlichen Wassergehalte, Heizwerte und Schüttdichten von Winterweizenstrohbällen, Waldrestholz- sowie Weidenhackschnitzel (vgl. Tabelle 3-5) werden die in Tabelle 4-1 aufgeführten Kosten in €₂₀₁₀/GJ umgewandelt, um sie vergleichend gegenüberzustellen. In Abb. 4-1 sind die Kosten frei Konversionsanlage in €₂₀₁₀/GJ in Abhängigkeit der Transportentfernung aufgetragen. Die Kosten setzen sich aus einem gleichbleibenden (Anbau, Ernte, Schwaden, Pressen, Laden, Entladen und Lagerung) und einem von der Entfernung abhängigen Anteil (Transport zur Konversionsanlage) zusammen. In den Kosten sind bereits die Verluste durch das Lagern, Pressen, Häckseln etc. (vgl. Kapitel 3.2) enthalten.

Betrachtet man die Kosten ohne Transport, so stellt man fest, dass die Bereitstellung von Winterweizenstrohhallen mit 4,2 €₂₀₁₀/GJ am günstigsten ist. Die Bereitstellung von Waldrestholz hackschnitzel kostet zwischen 5,2 (teilmechanisierte Ernte) und 5,9 €₂₀₁₀/GJ (vollmechanisierte Ernte). Mit 6,4 €₂₀₁₀/GJ ist die Produktion und Bereitstellung von Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen am teuersten (vgl. Tabelle 4-1).

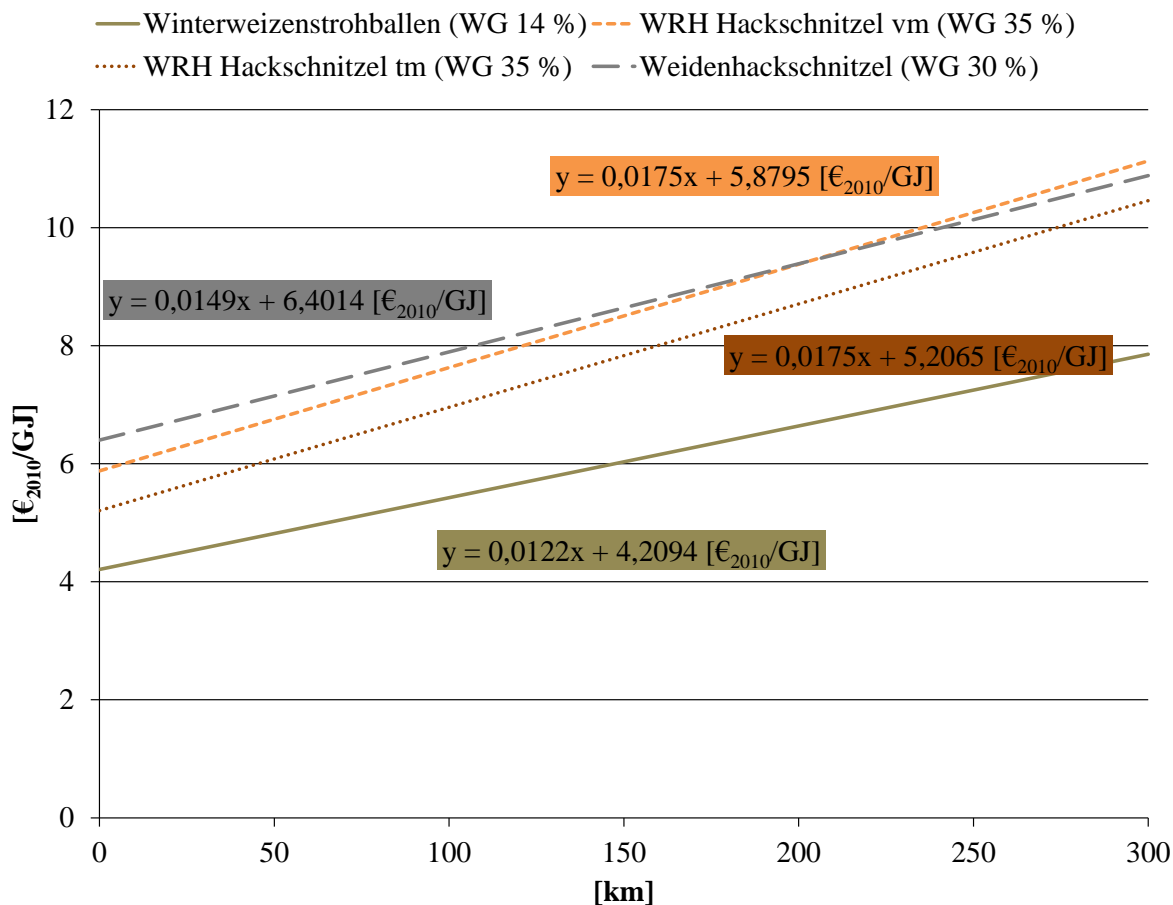


Abb. 4-1: Kosten der Produktion und Bereitstellung von Winterweizenstrohhallen, Waldrestholz- und Weidenhackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantagen in Abhängigkeit der Transportentfernung zur Konversionsanlage mit einem LKW (inklusive aller Verluste, siehe Kapitel 3.2) (eigene Berechnungen basierend auf /FNR 2014/, /Hölzle 2012/, /KTBL 2010/, /Lange 2008/, /Leible et al. 2007/)

Der Entfernung abhängige Kostenanteil, welcher nach /Lange 2008/ und /Leible et al. 2007/ abgeleitet wurde, ist ebenfalls bei Winterweizenstroh mit 0,0122 €₂₀₁₀/GJ je Kilometer am günstigsten. Beim Transport von Weidenhackschnitzel betragen die Kosten 0,0149 €₂₀₁₀/GJ und Kilometer. Werden Waldrestholz hackschnitzel über einen Kilometer transportiert, so sind die Kosten mit 0,0175 €₂₀₁₀/GJ am höchsten.

Wie bereits in der technisch-ökologischen Analyse der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe (vgl. Kapitel 3.3) wird im Folgenden neben Winterweizenstroh und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen nur die teilmechanisierte Ernte des Waldrestholzes betrachtet.

4.2 Kosten des Transports von Slurry bzw. Pellets aus torrefizierter Biomasse frei Konversionsanlage

In Anlehnung an /Lange 2008/ und /Leible et al. 2007/ wurden die Transportkosten mit einem LKW für Slurry aus Winterweizenstroh, Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen sowie für Pellets aus torrefizierter Biomasse berechnet.

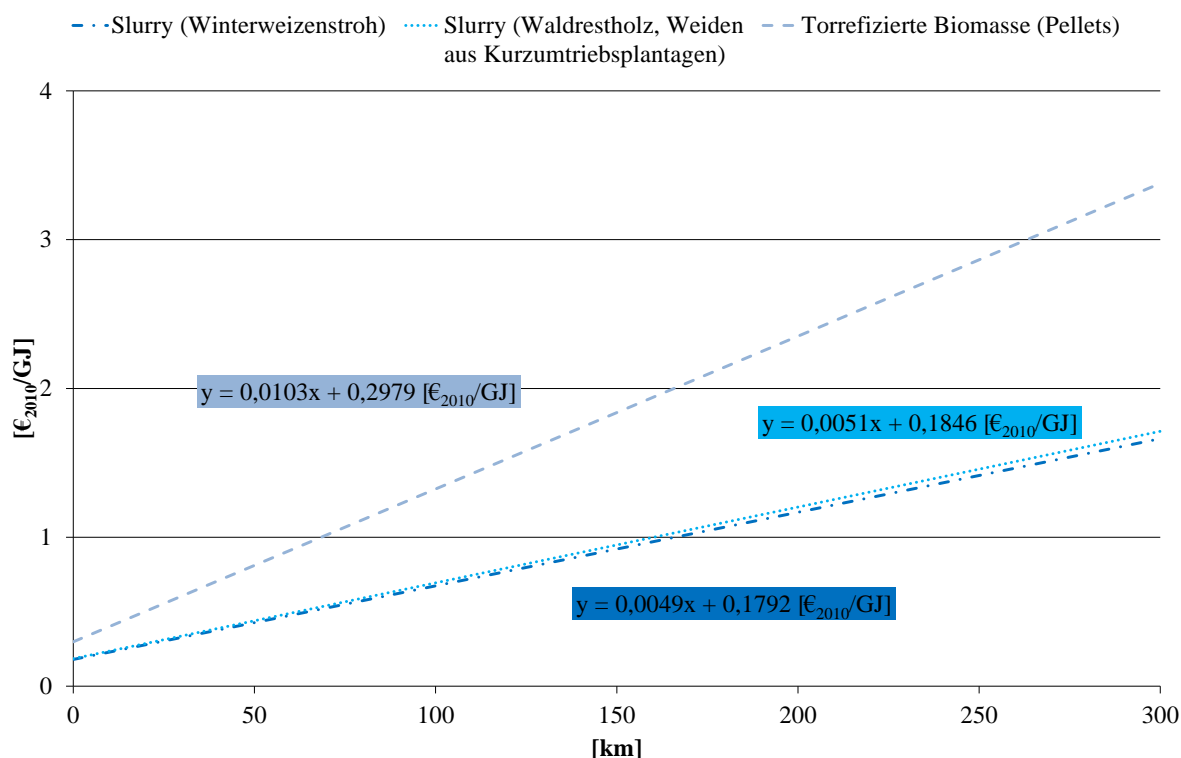


Abb. 4-2: Transportkosten von Slurry sowie torrefizierter Biomasse (Pellets) aus Winterweizenstroh, Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in Abhängigkeit der Transportentfernung zur Konversionsanlage mit einem LKW (eigene Berechnungen basierend auf /FNR 2014/, /Lange 2008/, /Leible et al. 2007/)

Abb. 4-2 enthält die Transportkosten frei Anlage für Slurry und Pellets aus torrefizierter Biomasse in $\text{€}_{2010}/\text{GJ}$ in Abhängigkeit der Transportentfernung. Die Transportkosten von Slurry aus Winterweizenstroh liegen aufgrund des höheren Heizwertes (vgl. Tabelle 3-5) unter den Transportkosten für Slurry aus Waldrestholz bzw. Weiden aus Kurzumtriebsplantagen. Bedingt durch die höheren spezifischen Transport- sowie Be- und Entladekosten, liegen die Transportkosten von Pellets aus torrefizierter Biomasse über denen für Slurry. Sie betra-

gen bei einer Transportentfernung von 100 km ca. 1,3 €₂₀₁₀/GJ und somit ca. 90 % mehr als die Kosten für den Transport von Slurry.

4.3 Kosten der Verteilung von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin sowie H₂ und SNG frei Tankstelle

Unter Verteilungskosten werden die Kosten, welche durch den Transport von Kraftstoff entstehen, verstanden. Die Verteilungskosten enthalten die Kosten für die Infrastruktur, d. h. für die Tankstelle inkl. Lagerung. Nicht enthalten sind die Kosten für die Kompression des H₂ auf 850 bar bzw. SNG auf 200 bar (vgl. Kapitel 3.3.1). Diese Kosten werden bei der Kraftstoffproduktion berücksichtigt (vgl. Kapitel 4.4).

Zuerst werden die Verteilungskosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin sowie H₂ von der Konversionsanlage zur Tankstelle mit einem LKW diskutiert. In Abb. 4-3 sind die Kosten in €₂₀₁₀/GJ_{KS} in Abhängigkeit der Transportentfernung dargestellt. Auf der linken Ordinate sind die Kosten von H₂, auf der rechten Ordinate die Kosten für Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin abgebildet.

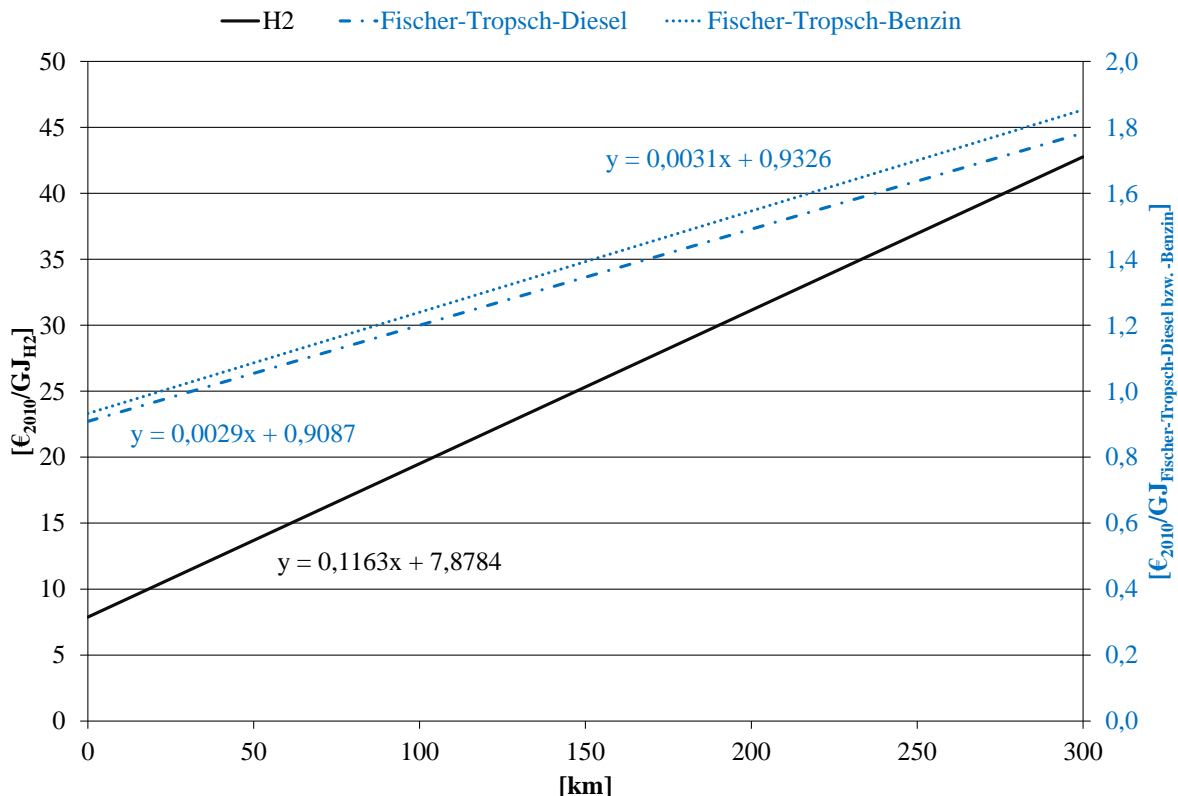


Abb. 4-3: Verteilungskosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin sowie H₂ in Abhängigkeit der Transportentfernung zur Tankstelle mit einem LKW (eigene Berechnungen basierend auf /Ekbom et al. 2003/, /Gül 2008/, /Lange 2008/, /Leible et al. 2007/)

Nach /Ekbohm et al. 2003/ entstehen bei der Verteilung von Benzin Kosten in Höhe von $0,0081 \text{ €}_{2010}/\text{l}_{\text{KS}}$ für die Lagerung und $0,0231 \text{ €}_{2010}/\text{l}_{\text{KS}}$ für die Tankstelle. Mit Hilfe des Heizwerts (vgl. Tabelle 3-5) wurden hieraus die Kosten für Fischer-Tropsch-Diesel von $0,91 \text{ €}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ bzw. für Fischer-Tropsch-Benzin von $0,93 \text{ €}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ berechnet. In Anlehnung an den Slurrytransport nach /Lange 2008/ und /Leible et al. 2007/ wurde für Fischer-Tropsch-Diesel eine Steigung von $0,0029 \text{ €}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ und Kilometer sowie bei Fischer-Tropsch-Benzin von $0,0031 \text{ €}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ und Kilometer berechnet. Die Verteilungskosten für die Bereitstellung von 1 GJ Fischer-Tropsch-Diesel frei Tankstelle über 250 km (vgl. Kapitel 3.3.1) betragen somit $1,64 \text{ €}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$. Die Kosten bei der Bereitstellung von 1 GJ Fischer-Tropsch-Benzin über 250 km (vgl. Kapitel 3.3.1) belaufen sich auf $1,70 \text{ €}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$.

Die Kosten bei der Bereitstellung von H_2 betragen $7,88 \text{ €}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ (Tankstelle mit einem Tagesumsatz von 1.500 kg) /Gül 2008/. Nach /Gül 2008/ betragen die Kosten für den LKW Transport über 160 km $18,61 \text{ €}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$. Mit der Annahme, dass keine Transportkosten bei einem Transport über 0 km entstehen, wurde die Steigung von $0,1163 \text{ €}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ und Kilometer ermittelt. Die Verteilungskosten für H_2 frei Tankstelle bei einer Entfernung von 250 km (vgl. Kapitel 3.3.1) belaufen sich somit auf $36,95 \text{ €}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$.

Weiter kann der H_2 -Transport über ein Gasnetz erfolgen. Nach /Özdemir 2012/ ist der Transport über das Netz jedoch erst ab 2020 möglich. Die Kosten für das Gasnetz mit einer Länge von 80 km und einem täglichen Durchsatz von 250 t pro Tag betragen $3,01 \text{ €}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ /Gül 2008/. Zusätzlich entstehen wie beim LKW Transport Kosten für die Infrastruktur der Tankstelle in Höhe von $7,88 \text{ €}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ /Gül 2008/. Insgesamt entstehen somit Kosten in Höhe von $10,89 \text{ €}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ für den Transport von H_2 via Gasnetz.

Die Verteilung von SNG geschieht über das Erdgasnetz. Hierbei entstehen Kosten in Höhe von $5,35 \text{ €}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ /Özdemir 2012/. Diese setzen sich aus der Hochdruckleitung ($0,36 \text{ €}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ /Krüger 2002/), der Verteilung ($0,21 \text{ €}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ /Krüger 2002/) und der Tankstelle ($4,77 \text{ €}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ /Özdemir 2012/) zusammen.

4.4 Kosten der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe in einer Well-to-Tank Betrachtung

In Kapitel 4.4.1 bis 4.4.3 werden anhand von Literaturrecherchen die Investitions-, Betriebs- sowie die Verbrauchskosten für eine Schnellpyrolyse, Torrefizierung, Flugstrom-, CHOREN Carbo-V[®]- sowie einen AER-Vergaser ermittelt. Aufbauend auf der technischen Analyse und der beschriebenen technischen Komponenten (vgl. Kapitel 3.3) sowie den in Kapitel 4.4.1 bis 4.4.3 erhobenen Kosten werden anschließend (vgl. Kapitel 4.4.4 bis 4.4.7) die Investitions-, Betriebs- sowie die Verbrauchskosten für die thermochemisch erzeugten Kraftstoffe in einer

WTT-Analyse (vgl. Abb. 3-9) erhoben. Abschließend wird eine Sensitivitätsanalyse (vgl. Kapitel 4.4.8) und ein Vergleich der Produktionskosten der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe (vgl. Kapitel 4.4.9) durchgeführt.

4.4.1 Investitionskosten

Für die Berechnung der Investitionskosten wird davon ausgegangen, dass sämtliche Anlagen neu errichtet werden. Die Investitionskosten der neuen Anlage I werden nach (Gleichung 4-1) ermittelt /Chauvel et al. 1976/ in /Kerdoncuff 2008/. Die Gleichung wurde dabei um den Installationsfaktor f_{IN} erweitert. Der Installationsfaktor berücksichtigt u. a. Kosten, die durch Messungen, Kontrollen, Projektierung, Elektroinstallationen etc. entstehen /Vogel et al. 2007/.

$$I = I_0 \times \left(\frac{C}{C_0}\right)^n \times f_{IN} \quad \text{(Gleichung 4-1)}$$

mit	I	Investitionskosten der neuen Anlage
	I_0	Investitionskosten der Referenzanlage
	C	Kapazität der neuen Anlage
	C_0	Kapazität der Referenzanlage
	n	Größendegressionsexponent
	f_{IN}	Installationsfaktor

Anhand einer Literaturrecherche werden dabei die Investitionskosten I_0 , die Kapazität C_0 (Brennstoffwärmeleistung, Durchsatz etc.), der Größendegressionsexponent n sowie der Installationsfaktor einer Referenzanlage erhoben. Der Größendegressionsexponent beinhaltet dabei den Einfluss der Kapazität auf die Kosten der betrachteten neuen Anlage. Bei einer Vergrößerung der Kapazität der neuen Anlage im Vergleich zur Referenzanlage nehmen i. d. R. die Investitionskosten der neuen Anlage unterproportional zu /Kerdoncuff 2008/.

Die Investitionskosten werden durch Multiplikation mit dem Annuitätenfaktor a (siehe (Gleichung 4-2)) auf jährlich anfallende Investitionskosten umgerechnet. Der kalkulatorische Zinssatz i wurde in Anlehnung an /Lange 2008/ mit 7 % gewählt. Die kalkulatorische Betrachtungsdauer T wurde auf 20 Jahre festgelegt /Lange 2008/.

$$a = \frac{i \times (1 + i)^T}{(1 + i)^T - 1} \quad (\text{Gleichung 4-2})$$

mit a Annuitätenfaktor [-]
 i kalkulatorische Zinssatz [-]
 T kalkulatorische Betrachtungsdauer [a]

Nachfolgend werden nun Investitionskosten für verschiedene Anlagenteile der Schnellpyrolyse, Torrefizierung sowie des Flugstrom-, CHOREN Carbo-V[®]- und des AER-Vergasers dargestellt.

Schnellpyrolyse. Tabelle 4-2 enthält die Investitionskosten, die Kapazitäten sowie die Größendegressionsexponenten für unterschiedliche Anlagenteile der Schnellpyrolyse für Winterweizenstroh, Waldrestholz- sowie Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen. Die Investitionskosten wurden mit Ausnahme des Wärmeerzeugers aus der Arbeit von /Lange 2008/ entnommen. Hier wurden die Installationsfaktoren nicht separat aufgeführt. Aus diesem Grund wird in dieser Arbeit der Installationsfaktor für die Schnellpyrolyse (vgl. Tabelle 4-2), welcher in die Berechnung der Investitionskosten eingeht, auf eins gesetzt. Der Vollständigkeit halber enthält Tabelle 4-2 die Instandhaltungsfaktoren f_{IH} . Die Instandhaltungskosten gehören zu den Betriebskosten. Um sie zu ermitteln, wird der Instandhaltungsfaktor mit den Investitionskosten multipliziert.

Die Investitionskosten der Referenzanlage I_0 in Tabelle 4-2 beziehen sich bis auf den Wärmeerzeuger, auf eine Kapazität C_0 von 50 MW_{BWL}. Die Kapazität des Wärmeerzeugers beträgt 12 MW_{BWL}.

Die Anlagenteile (vgl. Tabelle 4-2) der dezentralen Schnellpyrolyse werden alle mit Ausnahme des Wärmeerzeugers auf die Kapazität C der neuen dezentralen Anlage (56 bis 58 MW_{BWL}, vgl. Tabelle 2-9) mit Hilfe der (Gleichung 4-1) hochskaliert. Bei der zentralen Schnellpyrolyse werden alle Anlagenteile mit Ausnahme der Pyrolyseeinheit und des Wärmeerzeugers auf die Kapazität der neuen zentralen Anlage (516 bis 550 MW_{BWL}, vgl. Tabelle 2-9) hochskaliert. Für die zentrale Pyrolyseeinheit wird gemäß Tabelle 2-9 ein modularer Aufbau berücksichtigt. Die Kapazitäten der fünf Pyrolyseeinheiten betragen 103 bis 110 MW_{BWL}. Für die Berechnung der Investitionskosten des Wärmeerzeugers in der dezentralen und zentralen Anlage werden die in Tabelle 3-9 ermittelten Kapazitäten (5,55 bis 44,00 MW_{BWL}) verwendet.

Tabelle 4-2: Investitionskosten, Kapazitäten, Größendegressionsexponenten und Instandhaltungsfaktoren der Referenzanlagen für eine Schnellpyrolyse für Winterweizenstroh, Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen

Anlagenteil	Investitionskosten Referenzanlage		Kapazität Referenzanlage	n	f _{IH}
	I ₀ -S [€ ₂₀₁₀]	I ₀ -WRH/W [€ ₂₀₁₀]	C ₀		
Pyrolyseeinheit	20.800.000 ¹⁾	20.800.000 ¹⁾	50 MW _{BWL} ¹⁾	0,70 ¹⁾	0,04 ¹⁾
Kräne	416.000 ¹⁾	-	50 MW _{BWL} ¹⁾	0,60 ¹⁾	0,04 ¹⁾
Förderbänder	104.000 ¹⁾	114.400 ¹⁾	50 MW _{BWL} ¹⁾	0,80 ¹⁾	0,04 ¹⁾
Pneumatische Förderung	239.200 ¹⁾	343.200 ¹⁾	50 MW _{BWL} ¹⁾	0,70 ¹⁾	0,04 ¹⁾
Ballenauflöser	52.000 ¹⁾	-	50 MW _{BWL} ¹⁾	0,60 ¹⁾	0,15 ¹⁾
Schlagzerspanner	218.400 ¹⁾	228.000 ¹⁾	50 MW _{BWL} ¹⁾	0,60 ¹⁾	0,15 ¹⁾
Querstrommühle	-	156.000 ¹⁾	50 MW _{BWL} ¹⁾	0,60 ¹⁾	0,15 ¹⁾
Fasertrockner	1.560.000 ¹⁾	-	50 MW _{BWL} ¹⁾	0,60 ¹⁾	0,02 ¹⁾
Trommeltrockner	-	2.558.400 ¹⁾	50 MW _{BWL} ¹⁾	0,60 ¹⁾	0,02 ¹⁾
Mischer	312.000 ¹⁾	312.000 ¹⁾	50 MW _{BWL} ¹⁾	0,60 ¹⁾	0,04 ¹⁾
Hilfsbetriebsanlagen	2.844.192 ²⁾	2.941.536 ³⁾	50 MW _{BWL} ¹⁾	0,70 ¹⁾	0,04 ¹⁾
Lagerhalle Stroh	3.120.000 ¹⁾	-	50 MW _{BWL} ¹⁾	0,65 ¹⁾	0,01 ¹⁾
Lagerhalle WRH/W	-	759.200 ¹⁾	50 MW _{BWL} ¹⁾	0,65 ¹⁾	0,01 ¹⁾
Silo Strohpartikel	166.400 ¹⁾	-	50 MW _{BWL} ¹⁾	0,65 ¹⁾	0,01 ¹⁾
Silo Holzpartikel	-	83.2000 ¹⁾	50 MW _{BWL} ¹⁾	0,65 ¹⁾	0,01 ¹⁾
Lagerhalle Sand	10.400 ¹⁾	10.400 ¹⁾	50 MW _{BWL} ¹⁾	0,65 ¹⁾	0,01 ¹⁾
Wärmeerzeuger	14.012.500 ⁴⁾	14.012.500 ⁴⁾	12 MW _{BWL} ⁴⁾	0,70 ⁴⁾	0,04 ⁵⁾
Nebenanlagen	655.200 ¹⁾	655.200 ¹⁾	50 MW _{BWL} ¹⁾	0,65 ¹⁾	0,01 ¹⁾
Geländeerschließung	624.000 ¹⁾	530.400 ¹⁾	50 MW _{BWL} ¹⁾	1,00 ¹⁾	0,01 ¹⁾

I₀ (Investition der Referenzanlage), C₀ (Kapazität der Referenzanlage), n (Größendegressionsexponent), f_{IH} (Instandhaltungsfaktor), S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen)

¹⁾ /Lange 2008/

²⁾ 12 % der Kosten der Pyrolyseeinheit, Kräne, Förderbänder, Pneumatische Förderung, Ballenauflöser, Schlagzerspanner, Fasertrockner, Mischer (/Lange 2008/)

³⁾ 12 % der Kosten der Pyrolyseeinheit, Förderbänder, Pneumatische Förderung, Schlagzerspanner, Querstrommühle, Trommeltrockner, Mischer (/Lange 2008/)

⁴⁾ /Kerdoncuff 2008/

⁵⁾ Eigene Annahmen in Anlehnung an /Lange 2008/

Des Weiteren wurde für die Schnellpyrolyse von Weiden aus Kurzumtriebsplantagen unterstellt, dass bei gleicher Anlagengröße (MW_{BWL}), dieselben Kosten wie bei der Anlage mit Waldrestholz entstehen.

Mit diesen Annahmen können nun die Investitionskosten für die in dieser Arbeit verwendeten dezentralen und zentralen Schnellpyrolysen mit Hilfe der (Gleichung 4-1) berechnet werden (vgl. Kapitel 4.4.4).

Torrefizierung. Aufbauend auf den Daten für die Schnellpyrolyse (vgl. Tabelle 4-2) wurden die Investitionskosten, Kapazitäten, Größendegressionsexponenten sowie die Instandhaltungsfaktoren der Referenzanlagen für eine Torrefizierung für Winterweizenstroh, Waldrestholz- und Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen abgeleitet und erhoben (Tabelle 4-3). Im Vergleich zur Schnellpyrolyse (vgl. Tabelle 4-2) entfallen die Pyrolyseeinheit, der Fasertrockner, der Slurrymischer und die Lagerhalle für den Sand. Neue Anlagenteile sind die Torrefizierung, Mühle, Pelletierung, Kühlung sowie das ORC Modul. Die Installations-

faktoren werden analog zur Schnellpyrolyse auf eins gesetzt. Ausgenommen ist hiervon die Torrefizierung. Hier werden die Investitionskosten mit einem Installationsfaktor von 1,54 multipliziert /Vogel et al. 2007/.

Tabelle 4-3: Investitionskosten der Referenzanlage, Größendegressionsexponent und Instandhaltungsfaktoren für eine Torrefizierung für Winterweizenstroh, Waldrestholz- und Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen

Anlagenteil	Investitionskosten Referenzanlage		Kapazität Referenzanlage	n	f _{IH}
	I ₀ -S [€ ₂₀₁₀]	I ₀ -WRH/W [€ ₂₀₁₀]	C ₀		
Torrefizierung	8.216.000 ¹⁾	8.216.000 ¹⁾	112.000 t/a ¹⁾	0,70 ¹⁾	0,04 ²⁾
Kräne	416.000 ²⁾	-	50 MW _{BWL} ²⁾	0,60 ²⁾	0,04 ²⁾
Förderbänder	104.000 ²⁾	114.400 ²⁾	50 MW _{BWL} ²⁾	0,80 ²⁾	0,04 ²⁾
Pneumatische Förderung	239.200 ²⁾	343.200 ²⁾	50 MW _{BWL} ²⁾	0,70 ²⁾	0,04 ²⁾
Ballenauflöser	52.000 ²⁾	-	50 MW _{BWL} ²⁾	0,60 ²⁾	0,15 ²⁾
Schlagzerspanner	218.400 ²⁾	228.000 ²⁾	50 MW _{BWL} ²⁾	0,60 ²⁾	0,15 ²⁾
Querstrommühle	-	156.000 ²⁾	50 MW _{BWL} ²⁾	0,60 ²⁾	0,15 ²⁾
Trommeltrockner	-	2.558.400 ²⁾	50 MW _{BWL} ²⁾	0,60 ²⁾	0,02 ²⁾
Hilfsbetriebsanlagen	1.109.472 ³⁾	1.392.768 ⁴⁾	50 MW _{BWL} ²⁾	0,70 ²⁾	0,04 ²⁾
Lagerhalle Stroh	3.120.000 ²⁾	-	50 MW _{BWL} ²⁾	0,65 ²⁾	0,01 ²⁾
Lagerhalle WRH/W	-	759.200 ²⁾	50 MW _{BWL} ²⁾	0,65 ²⁾	0,01 ²⁾
Silo Strohpartikel	166.400 ²⁾	-	50 MW _{BWL} ²⁾	0,65 ²⁾	0,01 ²⁾
Silo Holzpartikel	-	83.2000 ²⁾	50 MW _{BWL} ²⁾	0,65 ²⁾	0,01 ²⁾
Mühle, Pelletierung, Kühlung	3.554.275 ⁵⁾	3.554.275 ⁵⁾	88.200 t/a ⁷⁾	0,80 ⁶⁾	0,15 ⁶⁾
Kühlung	1.184.758 ⁷⁾	1.184.758 ⁷⁾	88.200 t/a ⁷⁾	0,80 ⁶⁾	0,15 ⁶⁾
ORC	1.034.880 ¹⁾	1.034.880 ¹⁾	0,5 MW _{el} ¹⁾	0,70 ¹⁾	0,04 ⁶⁾
Wärmeerzeuger	14.012.500 ⁸⁾	14.012.500 ⁸⁾	12 MW _{BWL} ⁸⁾	0,70 ⁸⁾	0,04 ⁶⁾
Nebenanlagen	655.200 ²⁾	655.200 ²⁾	50 MW _{BWL} ²⁾	0,65 ²⁾	0,01 ²⁾
Geländerschließung	624.000 ²⁾	530.400 ²⁾	50 MW _{BWL} ²⁾	1,00 ²⁾	0,01 ²⁾

I₀ (Investition der Referenzanlage), C₀ (Kapazität der Referenzanlage), n (Größendegressionsexponent), f_{IH} (Instandhaltungsfaktor), S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), ORC (Organic Rankine Cycle)

¹⁾ /Vogel et al. 2007/

²⁾ /Lange 2008/

³⁾ Eigene Annahmen in Anlehnung an /Lange 2008/: 12 % der Kosten der Torrefizierung, Kräne, Förderbänder, Pneumatische Förderung, Ballenauflöser, Schlagzerspanner

⁴⁾ Eigene Annahmen in Anlehnung an /Lange 2008/: 12 % der Kosten der Torrefizierung, Förderbänder, Pneumatische Förderung, Schlagzerspanner, Querstrommühle, Trommeltrockner

⁵⁾ /Biogene Gase 2013/

⁶⁾ Eigene Annahmen in Anlehnung an /Lange 2008/

⁷⁾ Eigene Annahmen in Anlehnung an /Biogene Gase 2013/: Für die Kühlung wurde 1/3 der Kosten für Mühle, Pelletierung und Kühlung angesetzt

⁸⁾ /Kerdoncuff 2008/

Die erhobenen Investitionskosten der Referenzanlage in Tabelle 4-3 beziehen sich mit Ausnahme der Torrefizierung, der Mühle, Pelletierung und Kühlung, des ORC Modul sowie des Wärmeerzeugers, auf eine Kapazität von 50 MW_{BWL}. Die Kapazität der Torrefizierung beträgt 112.000 t/a an torrefizierter Biomasse pro Jahr. Bei der Mühle, Pelletierung und Kühlung sind es 88.200 t/a an torrefizierter Biomasse pro Jahr. Die Kapazität des ORC Moduls beträgt 500 kW_{el}, die des Wärmeerzeugers 12 MW_{BWL}.

Für die dezentralen Torrefizierungen werden alle Anlagenteile mit Ausnahme der Torrefizierung, der Mühle, der Pelletierung und Kühlung, des ORC Moduls sowie der Wärmeerzeuger auf die Kapazität der neuen dezentralen Anlage (52 bis 54 MW_{BWL}, vgl. Tabelle

2-9) mit Hilfe der (Gleichung 4-1) hochskaliert. Die Berechnung der Investitionskosten der dezentralen Torrefizierung werden mit der in einer 52 bis 54 MW_{BWL} Anlage jährlich produzierten Menge an torrefizierter Biomasse (vgl. Tabelle 3-21) skaliert. Die Investitionskosten für die Mühle, Pelletierung und Kühlung werden auf dieselbe Weise erhoben. Für die Berechnung der Investitionskosten des ORC Moduls werden die in Kapitel 3.3.5 berechneten Leistungen von 435 (Winterweizenstroh) bzw. 119 kW_{el} (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen) verwendet. In diesem Fall werden die Kosten runterskaliert. Die Investitionskosten des Wärmeerzeugers für die dezentrale Anlage werden anhand der berechneten Kapazitäten von 5,56 bzw. 5,95 MW_{BWL} (vgl. Tabelle 3-19) ermittelt.

Im Falle der zentralen Torrefizierung werden alle Anlagenteile bis auf die Torrefizierung, die Kühlung und der Wärmeerzeuger auf die Kapazität der neuen zentralen Anlage (514 bis 543 MW_{BWL}, vgl. Tabelle 2-9) hochskaliert. Bei der Torrefizierung wird gemäß Tabelle 2-9 ein modularer Aufbau (5 x 103 bis 5 x 110 MW_{BWL}) berücksichtigt. Es werden somit die jährlich in einer Anlage mit 103 bis 110 MW_{BWL} produzierte Menge an torrefizierter Biomasse (vgl. Tabelle 3-21) als Kapazität für die Berechnung der Investitionskosten verwendet. Für die Berechnung der Investitionskosten der Kühlung wird die jährlich produzierte Menge an torrefizierter Biomasse in einer 514 bis 543 MW_{BWL} (vgl. Tabelle 3-21) verwendet. Anhand der berechneten Kapazität von 55,56 MW_{BWL} (vgl. Tabelle 3-19) werden die Investitionskosten für die Wärmeerzeuger erhoben.

Flugstrom-, CHOREN Carbo-V[®]- und AER-Vergaser. Tabelle 4-4 gibt die Investitionskosten, Kapazitäten, Größendegressionsexponenten, Instandhaltungs- sowie die Installationsfaktoren der Referenzanlagen für die betrachteten Vergaser, Gasreinigung, Gaskonditionierung sowie die Kraftstoff- und Stromproduktion an. Anhand dieser Daten werden nun die Investitionskosten der unterschiedlichen Anlagenkonzepte für das Jahr 2010 (vgl. Kapitel 4.4.4 bis 4.4.7) erhoben.

Wie aus Tabelle 4-4 hervorgeht sind die Investitionskosten der Anlagenteile in Abhängigkeit unterschiedlicher Kapazitäten wie z. B. der Brennstoffwärmeleistung, Sauerstoffmenge, Dampfmenge etc. angegeben.

Der Flugstromvergaser wird mit einer Kapazität der neuen Anlage von 500 MW_{BWL} (vgl. Tabelle 2-9) hochskaliert. Die NTV sowie die HTV des CHOREN Carbo-V[®]-Vergasers werden gemäß Tabelle 2-9 modular aufgebaut. Die Kapazität einer NTV beträgt dabei 50 MW_{BWL}, die einer HTV 161 MW_{BWL}. Von der NTV werden zehn, von der HTV drei Anlagen benötigt. Die AER-Vergaser werden auf 50 MW_{BWL} hochskaliert.

Tabelle 4-4: Investitionskosten, Größendegressionsexponent, Instandhaltungs- und Installationsfaktoren für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG mit einem Flugstrom-, CHOREN Carbo-V[®]- und AER-Vergaser

Anlagenteil	Investitionskosten	Kapazität	n	f _{IH}	f _{IN}
	Referenzanlage I ₀ [€ ₂₀₁₀]	Referenzanlage C ₀			
Vergaser					
Slurry Bunker	1.300.360 ¹⁾	33,5 t FM/h ^{1), 2)}	0,65 ¹⁾	0,01 ³⁾	2,00 ¹⁾
Slurry Kompressor	40.560 ⁴⁾	500 MW _{BWL} ⁴⁾	1,00	0,04 ³⁾	1,00
Mühle torrefizierte Pellets	218.400 ³⁾	340 kW _{el} ³⁾	0,60 ³⁾	0,15 ³⁾	1,00
Flugstromvergaser	48.906.600 ⁵⁾	432 MW _{BWL} ⁵⁾	0,70 ⁵⁾	0,04 ³⁾	1,00 ⁵⁾
NTV Vergaser (CHOREN Carbo-V [®])	20.800.000 ³⁾	50 MW _{BWL} ³⁾	0,70 ³⁾	0,04 ³⁾	1,00
HTV Vergaser (CHOREN Carbo-V [®])	28.305.000 ⁵⁾	250 MW _{BWL} ⁵⁾	0,70 ⁵⁾	0,04 ³⁾	1,00 ⁵⁾
AER-Vergaser	5.390.000 ⁶⁾	16,6 MW _{BWL} ⁶⁾	0,70 ⁶⁾	0,04 ³⁾	1,00 ⁶⁾
Kryogene Luftzerlegung	51.229.700 ⁵⁾	76,6 O ₂ /h ⁵⁾	0,50 ⁵⁾	0,04 ³⁾	1,00 ⁵⁾
Sauerstoff Kompressor	20.290.100 ⁶⁾	13,2 MW _{el} ⁷⁾	0,85 ⁷⁾	0,04 ³⁾	1,86 ⁷⁾
Mühle Biokoks	10.400.000 ⁴⁾	500 MW _{BWL} ⁴⁾	0,70 ⁴⁾	0,15 ³⁾	1,00
Wärmetauscher	9.080.100 ¹⁾	39,2 kg Dampf/s ¹⁾	0,60 ¹⁾	0,04 ³⁾	1,84 ¹⁾
Dampferzeuger	3.542.534 ⁸⁾	47,5 t Dampf/h ⁸⁾	0,80 ⁸⁾	0,04 ³⁾	1,54 ⁵⁾
Synthesegas Kompressor	14.460.900 ⁷⁾	13,2 MW _{el} ⁷⁾	0,85 ⁷⁾	0,04 ³⁾	1,86 ⁷⁾
Synthesegasreinigung und -konditionierung					
Wärmetauscher	9.080.100 ¹⁾	39,2 kg Dampf/s ¹⁾	0,60 ¹⁾	0,04 ³⁾	1,84 ¹⁾
Heißgaszyklon	3.363.000 ¹⁾	34,2 m ³ Gas/s ¹⁾	0,70 ¹⁾	0,04 ³⁾	2,00 ¹⁾
Gewebefilter	2.129.900 ¹⁾	12,1 m ³ Gas/s ¹⁾	0,65 ¹⁾	0,04 ³⁾	2,00 ¹⁾
Druckwasserwäscher	3.363.000 ¹⁾	12,1 m ³ Gas/s ¹⁾	0,70 ⁵⁾	0,04 ³⁾	2,00 ¹⁾
CO-Shift-Reaktor	13.676.200 ¹⁾	8.819 kmol (CO+H ₂)/h ¹⁾	0,65 ¹⁾	0,04 ³⁾	1,81 ¹⁾
Selexolwäscher	70.623.000 ¹⁾	9.909 kmol CO ₂ /h ¹⁾	0,70 ¹⁾	0,04 ³⁾	1,00 ¹⁾
ZnO-Bett	26.904 ¹⁾	8 m ³ Gas/s ¹⁾	1,00 ¹⁾	0,04 ³⁾	3,00 ¹⁾
Fischer-Tropsch-Synthese					
FT-Reaktor 30 bar	20.284.762 ¹⁾	131 MW _{FT} ¹⁾	0,72 ⁵⁾	0,04 ³⁾	1,00 ¹⁾
HPC Reaktor	261.193.000 ¹⁾	286 m ³ FT/h ¹⁾	0,70 ¹⁾	0,04 ³⁾	1,00 ¹⁾
Destillation	3.721.380 ⁴⁾	15.314 kg FT-D/h ⁴⁾	0,60 ⁴⁾	0,04 ³⁾	1,00 ⁴⁾
PSA	36.544.600 ¹⁾	9.600 kmol/h ¹⁾	0,70 ¹⁾	0,04 ³⁾	1,69 ¹⁾
H₂ Produktion					
Kondensation	3.363.000 ¹⁾	12,1 m ³ Gas/s ¹⁾	0,70 ¹⁾	0,04 ³⁾	2,00 ¹⁾
PSA	36.544.600 ¹⁾	9.600 kmol/h ¹⁾	0,70 ¹⁾	0,04 ³⁾	1,69 ¹⁾
H ₂ -Kompressor	14.460.900 ^{7), 9)}	13,2 MW _{el} ⁷⁾	0,85 ⁷⁾	0,04 ³⁾	1,86 ⁷⁾
SNG-Produktion					
Methanisierungsreaktor	13.676.200 ^{1), 10)}	8.819 kmol (3 H ₂ +CO)/h ¹⁰⁾	0,65 ¹⁾	0,04 ³⁾	1,81 ¹⁾
Kondensation	3.363.000 ⁵⁾	12,1 m ³ Gas/s ⁵⁾	0,70 ⁵⁾	0,04 ³⁾	2,00 ⁵⁾
PSA	36.544.600 ¹⁾	9.600 kmol/h ¹⁾	0,70 ¹⁾	0,04 ³⁾	1,69 ¹⁾
SNG-Kompressor	14.460.900 ^{7), 9)}	13,2 MW _{el} ⁷⁾	0,85 ⁷⁾	0,04 ³⁾	1,86 ⁷⁾
Stromproduktion					
BHKW	mit /BHKW-Kenndaten 2011/ ermittelt ¹¹⁾		-	0,04 ³⁾	1,00
Dampferzeuger	3.542.534 ⁸⁾	47,5 t Dampf/h ⁸⁾	0,80 ⁸⁾	0,04 ³⁾	1,54 ⁵⁾
ND und HD Dampfturbine	9.572.640 ⁵⁾	36,3 MW _{el} ⁵⁾	0,70 ⁵⁾	0,04 ³⁾	1,00 ⁵⁾
Abwasserbehandlung	266.134 ⁷⁾	75 MW _{BWL} ⁷⁾	1,00 ⁵⁾	0,04 ³⁾	1,00 ⁵⁾
Geländeerschließung	655.200 ³⁾	50 MW _{BWL} ³⁾	1,00 ³⁾	0,01 ³⁾	1,00 ³⁾

I₀ (Investition der Referenzanlage), C₀ (Kapazität der Referenzanlage), n (Größendegressionsexponent), f_{IH} (Instandhaltungsfaktor), f_{IN} (Installationsfaktor), BWL (Brennstoffwärmeleistung), NTV (Niedertemperaturvergasung), HTV (Hochtemperaturvergasung), ND (Niederdruck), HD (Hochdruck), AER (Absorption Enhanced Reforming), FT (Fischer-Tropsch), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), ZnO (Zinkoxid), HPC (Heavy Paraffinic Conversion), PSA (Pressure Swing Adsorption), SNG (Substitute Natural Gas)

¹⁾ /Hamelinck et al. 2004/

²⁾ Eigene Berechnung basierend auf /Hamelinck et al. 2004/: 139,58 t Slurry/h

³⁾ Eigene Annahmen in Anlehnung an /Lange 2008/

⁴⁾ /Beiermann 2010/

⁵⁾ /Vogel et al. 2007/

⁶⁾ Eigene Annahme in Anlehnung an /Vogel et al. 2007/: Kosten von FICFB Vergaser zugrunde gelegt

⁷⁾ /Hamelinck 2004/

⁸⁾ /Tijmens et al. 2002/

⁹⁾ Eigene Annahmen: Synthesegas Kompressor für H₂ und SNG Kompressor verwendet

¹⁰⁾ Eigene Annahmen: Kosten von CO-Shift-Reaktor herangezogen; 8.890 kmol (3 H₂+CO)/h (/Hamelinck et al. 2004/)

¹¹⁾ Eigene Annahme: maximale elektrische Leistung des BHKW wurde mit 2,5 MW_{el} angenommen

Die Skalierung der restlichen Anlagenteile erfolgt mit einer Kapazität der neuen Anlage von 500 MW_{BWL} bei den Flugstromvergasern, 484 MW_{BWL} bei den CHOREN Carbo-V[®]-Vergasern sowie 50 MW_{BWL} bei den AER-Vergasern (vgl. Tabelle 2-9). Am Beispiel der kryogenen Luftzerlegung in einem Flugstromvergaser wird somit die Luftmenge, welche in einer Stunde in einem 500 MW_{BWL} Flugstromvergaser benötigt wird, als Kapazität für die neue Anlage herangezogen. Zur Bestimmung der Kapazitäten werden die in den Kapiteln 3.3.4 bis 3.3.7 erhobenen technischen Daten verwendet.

4.4.2 Betriebskosten

Bei den Betriebskosten unterscheidet man fixe (arbeitsunabhängige) und variable (arbeitsabhängige) Kosten. In dieser Arbeit werden die in Tabelle 4-5 aufgeführten Betriebskosten berücksichtigt. Neben fixen Kosten für Personal, Instandhaltung sowie Versicherungen, werden Hilfs- und Betriebsstoffe berücksichtigt, welche zu den variable Kosten gehören.

Die Instandhaltungskosten betragen je nach Anlagenteil zwischen 1 % und 15 % der Investitionskosten. Da sich der Instandhaltungsfaktor auf einzelne Anlagenteile bezieht, wurde er schon in Kapitel 4.4.1 aufgeführt. Der jeweilige Instandhaltungsfaktor ist aus Tabelle 4-2, Tabelle 4-3 sowie Tabelle 4-4 zu entnehmen. Für Versicherungen und Sonstiges werden 1 % der Investitionskosten /Vogel et al. 2007/, /Lange 2008/ angesetzt. Unter die Hilfs- und Betriebsstoffe fallen u. a. Kosten für Schmierstoffe, Reinigungsmittel etc. Diese werden mit 15 % der Instandhaltungskosten angesetzt /Beiermann 2010/.

Tabelle 4-5: Betriebskosten

Art der Kosten	Anteil	Quelle
Personalkosten	(siehe Tabelle 4-6)	
Instandhaltungskosten ¹⁾	zwischen 1 % und 15 % der Investitionskosten	(siehe Tabelle 4-2 bis Tabelle 4-4)
Versicherungen	1 % der Investitionskosten	/Vogel et al. 2007/
Hilfs- und Betriebsstoffe	15 % der Instandhaltungskosten	/Beiermann 2010/
Sonstiges	1 % der Investitionskosten	/Lange 2008/

¹⁾ je nach Aggregat fallen unterschiedliche Kosten für die Instandhaltung an. Der Instandhaltungsfaktor ist bei den Investitionskosten der Aggregate aufgeführt.

Zur Berechnung der Personalkosten wurde die Anzahl des Personals für den Betrieb einer Schnellpyrolyse aus /Lange 2008/ entnommen. Das Personal für eine Schnellpyrolyse setzt sich dabei aus Produktionsleitung, Überwachung, Arbeiter, Werkstätten und Verwaltung zusammen. In Tabelle 4-6 ist der Personalbedarf für eine Schnellpyrolyse mit 50 MW_{BWL} für Winterweizenstroh, Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen aufgelistet. Es wurde unterstellt, dass eine Anlage mit Weiden aus Kurzumtriebsplantagen dieselbe Anzahl an Personal erfordert wie eine Anlage mit Waldrestholz. Für die 50 MW_{BWL} Anlage mit Win-

terweizenstroh werden nach /Lange 2008/ 33 Personen für den Betrieb benötigt. Bei Waldrestholz- bzw. Weidenhackschnitzel beträgt die Anzahl des Personals 30 Personen je Anlage.

Tabelle 4-6: Anzahl Personal sowie Größendegressionsexponent für eine Schnellpyrolyse mit 50 MW_{BWL} für Winterweizenstroh, Waldrestholz- und Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen

	Anzahl Personal Referenzanlage		Kapazität Referenzanlage	n
	I ₀ -S	I ₀ -WRH/W ²⁾	C ₀	
Produktionsleitung	2 ¹⁾	2 ¹⁾	50 MW _{BWL} ¹⁾	0,3 ¹⁾
Überwachung	15 ¹⁾	15 ¹⁾	50 MW _{BWL} ¹⁾	0,3 ¹⁾
Arbeiter	9 ¹⁾	6 ¹⁾	50 MW _{BWL} ¹⁾	0,5 ¹⁾
Werkstätten	6 ¹⁾	6 ¹⁾	50 MW _{BWL} ¹⁾	0,3 ¹⁾
Verwaltung	1 ¹⁾	1 ¹⁾	50 MW _{BWL} ¹⁾	0,3 ¹⁾
Gesamt	33¹⁾	30¹⁾		

I₀ (Anzahl Personal der Referenzanlage), S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), C₀ (Kapazität der Referenzanlage), n (Größendegressionsexponent)

¹⁾ /Lange 2008/

²⁾ Annahme: gleicher Personalbedarf bei Schnellpyrolyse mit Weiden aus Kurzumtriebsplantagen wie bei Schnellpyrolyse mit Waldrestholz

Der Personalbedarf der dezentralen Schnellpyrolysen wurde mit den in Tabelle 2-9 ermittelten Kapazitäten (56 bis 58 MW_{BWL}) sowie (Gleichung 4-1) erhoben. Für die zentrale Schnellpyrolyse wurde der Personalbedarf anhand einer Anlage mit 550 MW_{BWL} (Winterweizenstroh), 516 (Waldrestholz) bzw. 526 MW_{BWL} (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen) ermittelt.

Die Berechnung des Personalbedarfs der dezentralen und zentralen Torrefizierung wurde analog zur dezentralen und zentralen Schnellpyrolyse durchgeführt. Es wurde dabei der Personalbedarf der Schnellpyrolyse unterstellt.

Zur Berechnung des Personalbedarfs des Flugstromvergasers wurde der Personalbedarf einer Schnellpyrolyse mit Winterweizenstroh verwendet. Das Personal des Flugstromvergasers wurde mit den Größendegressionsexponenten (vgl. Tabelle 4-6) und der Kapazität von 500 MW_{BWL} hochskaliert.

Die Niedertemperaturvergasung der CHOREN Carbo-V[®]-Anlage besteht aus zehn Vergasern zu je 50 MW_{BWL} (vgl. Tabelle 2-9). Der Personalbedarf wurde in Anlehnung an die zentrale Schnellpyrolyse bestimmt und für einen Niedertemperaturvergaser mit 500 MW_{BWL} skaliert. Gleiches gilt für den Hochtemperaturvergaser (CHOREN Carbo-V[®]). Hier wurde der Personalbedarf für eine Anlage mit 484 MW_{BWL} berechnet.

Um den AER-Vergaser zu betreiben, wurde angenommen, dass der Personalbedarf einer 50 MW_{BWL} Anlage dem Personalbedarf einer Schnellpyrolyse mit Winterweizenstroh mit ebenfalls 50 MW_{BWL} entspricht.

Die Kosten je Arbeiter wurden ebenfalls aus /Lange 2008/ entnommen. Sie sind in Tabelle 4-7 aufgeführt.

Tabelle 4-7: Personalkosten /Lange 2008/

	[€ _{2010/a}]
Produktionsleitung	93.600
Überwachung	62.400
Arbeiter	41.600
Werkstätten	62.400
Verwaltung	41.600

4.4.3 Verbrauchskosten und Gutschriften für Stromproduktion

Unter Verbrauchskosten versteht man die jährlich anfallenden Kosten, welche an die Kraftstoffproduktion der Anlage gekoppelt sind. Wird kein Kraftstoff produziert, entstehen keine verbrauchsgebundenen Kosten. Tabelle 4-8 enthält die in dieser Arbeit berücksichtigten Verbrauchskosten sowie die Gutschrift für den produzierten Strom. Beim Verkauf des produzierten Stroms wurde unterstellt, dass dieser für denselben Preis verkauft, wie der bezogene Strom eingekauft wird. In einer nachfolgenden Sensitivitätsanalyse wird der Einfluss dieser Annahme geprüft (vgl. Kapitel 4.4.8).

Tabelle 4-8: Verbrauchskosten bzw. Gutschrift für Stromproduktion

Art der Kosten		Quelle
Biomasse Bereitstellungskosten	vgl. Kapitel 4.1	
Transportkosten für Slurry bzw. torrefizierte Biomasse (Pellets)	vgl. Kapitel 4.2	
Stromkosten ¹⁾	76,43 € ₂₀₁₀ /MWh	/Frontier Economics Ltd 2010/
Sandkosten	52,00 € ₂₀₁₀ /t	/Lange 2008/
CaO (Bettmaterial AER-Vergaser)	85,94 € ₂₀₁₀ /t	/Specht 2009/
Frischwasserkosten	1,65 € ₂₀₁₀ /m ³	/Statistisches Bundesamt 2013b/
Abwasserkosten	2,36 € ₂₀₁₀ /m ³	/Statistisches Bundesamt 2013c/
ZnO Flugstromvergaser	192.660 € ₂₀₁₀ /8.000 h	/Beiermann 2010/
ZnO CHOREN Carbo-V [®] -Vergaser	40.560 € ₂₀₁₀ /8.000 h	/Beiermann 2010/
RME (Biodieselwäscher)	1,01 € ₂₀₁₀ /l	/Specht 2009/
Katalysatoren Fischer-Tropsch-Synthese ²⁾	121,68 € ₂₀₁₀ /kg Katalysator	/Beiermann 2010/
Entsorgung Asche, Schlacke Flugstrom-, CHOREN Carbo-V [®] -Vergaser	81,12 € ₂₀₁₀ /t	/Beiermann 2010/
Entsorgung Asche AER-Vergaser ³⁾	0 € ₂₀₁₀ /t	/Specht 2009/
Transportkosten Fischer-Tropsch-Diesel bzw. Benzin, H ₂ , SNG	vgl. Kapitel 4.3	
Gutschrift Stromproduktion	76,43 € ₂₀₁₀ /MWh	/Frontier Economics Ltd 2010/

CaO (Calciumoxid), ZnO (Zinkoxid), RME (Rapsmethylester), AER (Absorption Enhanced Reforming), SNG (Substitute Natural Gas)

¹⁾ große Industriekunden

²⁾ 4 g Katalysator für 4 l Synthesegas in der Stunde, Lebensdauer 4 Jahre (/Beiermann 2010/)

³⁾ die Kosten der Ascheentsorgung werden mit 0 €₂₀₁₀/t angenommen, da die Asche als Düngemittel eingesetzt werden kann /Specht 2009/

4.4.4 Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser

Anhand der in Kapitel 4.4.1 bis 4.4.3 erhobenen Daten und getroffenen Annahmen, werden nun im Folgenden die Kraftstoffproduktionskosten in einer WTT-Analyse für eine Schnellpyrolyse (dezentral und zentral) mit Flugstromvergaser ermittelt.

Schnellpyrolyse. Mit Tabelle 4-2 und der (Gleichung 4-1) werden die Investitionskosten der betrachteten Konzepte für die dezentralen und zentralen Schnellpyrolysen in Tabelle 4-9 berechnet.

Tabelle 4-9: Investitionskosten für die dezentralen und zentralen Schnellpyrolysen für Winterweizenstroh, Waldrestholz- und Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen (eigene Berechnungen basierend auf /Lange 2008/, /Kerdoncuff 2008/)

[€ ₂₀₁₀]	S-SPd	S-SPz	WRH-SPd	WRH-SPz	W-SPd	W-SPz
BWL [MW]	10 x 56	5 x 110	10 x 58	5 x 103	10 x 57	5 x 105
Pyrolyseeinheit	22.564.726	180.617.413	23.062.038	172.700.545	22.839.749	175.135.784
Kräne	446.075	1.753.699	-	-	-	-
Förderbänder	114.144	708.243	128.726	740.164	127.309	752.104
Pneumatische Förderung	259.494	1.281.641	380.524	1.758.274	376.856	1.783.068
Ballenauflöser	55.759	219.212	-	-	-	-
Schlagzerspanner	234.189	920.692	249.969	928.181	247.902	939.388
Querstrommühle	-	-	170.433	632.851	169.024	640.492
Fasertrockner	1.672.780	6.576.370	-	-	-	-
Trommeltrockner	-	-	2.795.103	10.378.750	2.771.995	10.504.067
Mischer	334.556	1.315.274	340.866	1.265.701	338.048	1.280.984
Hilfsbetriebsanlagen	3.085.501 ²⁾	15.239.271 ²⁾	3.261.433 ³⁾	15.070.010 ³⁾	3.229.997 ³⁾	15.282.511 ³⁾
Lagerhalle S	3.365.078	14.828.188	-	-	-	-
Lagerhalle WRH/W	-	-	835.580	3.461.100	828.099	3.506.396
Silo Strohpartikel	179.471	790.837	-	-	-	-
Silo Holzpartikel	-	-	91.570	379.299	90.751	384.263
Lagerhalle Sand	11.217	49.427	11.446	47.412	11.344	48.033
Wärmeerzeuger	8.168.395	34.796.537	12.903.246	32.642.282	11.140.894	32.642.282
Nebenanlagen	706.666	3.113.919	721.117	2.986.977	714.661	3.026.068
Geländeerschließung	700.985	6.864.686	614.685	5.473.072	606.238	5.583.655
Summe	41.899.036¹⁾	269.075.411	45.566.737¹⁾	248.464.619	43.492.866¹⁾	251.509.095
Projektierungskosten ⁴⁾	1.256.971	8.072.262	1.367.002	7.453.939	1.304.786	7.545.273
Unvorhergesehenes ⁵⁾	2.094.952	13.453.771	2.278.337	12.423.231	2.174.643	12.575.455
Investitionskosten						
zentral		290.601.443		268.341.788		271.629.823
dezentral 1 Anlage	45.250.959¹⁾		49.212.076¹⁾		46.972.295¹⁾	
dezentral 10 Anlagen	452.509.588		492.120.759		469.722.954	

BWL (Brennstoffwärmeleistung), S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), SP (Schnellpyrolyse), d (dezentral), z (zentral)

¹⁾ Kosten für eine dezentrale Schnellpyrolyse. Für den zentralen Flugstromvergaser werden zehn Anlagen benötigt.

²⁾ 12 % der Kosten der Pyrolyseeinheit, Kräne, Förderbänder, Pneumatische Förderung, Ballenauflöser, Schlagzerspanner, Fasertrockner, Mischer (/Lange 2008/)

³⁾ 12 % der Kosten der Pyrolyseeinheit, Förderbänder, Pneumatische Förderung, Schlagzerspanner, Querstrommühle, Trommeltrockner, Mischer (/Lange 2008/)

⁴⁾ 3 % der Investitionskosten (/Lange 2008/)

⁵⁾ 5 % der Investitionskosten (/Lange 2008/)

Die Investitionskosten reichen bei den dezentralen Anlagen von ca. 45 (Winterweizenstroh) bis 49 Mio. €₂₀₁₀ (Waldrestholz) für eine Anlage. Insgesamt werden für den zentralen Flug-

stromvergaser (500 MW_{BWL}) zehn dezentrale Anlagen benötigt. Somit ergeben sich Investitionskosten von 453 bis 492 Mio. €₂₀₁₀.

Bei den zentralen Anlagen belaufen sich die Investitionskosten zwischen 268 (Waldrestholz) und 291 Mio. €₂₀₁₀ (Winterweizenstroh). Sie liegen somit ca. 40 % unter den Investitionskosten von zehn dezentralen Schnellpyrolysen.

Die höchsten Kosten nehmen dabei die Pyrolyseeinheit und der Wärmeerzeuger ein. Bei den dezentralen Konzepten beträgt der Anteil der Pyrolyseeinheit ca. 50 %, bei den zentralen ca. 65 %.

Mittels der Annahmen aus Tabelle 4-6, Tabelle 4-7 und der (Gleichung 4-1) erhält man den Personalbedarf für die dezentrale und zentrale Schnellpyrolyse (siehe Tabelle 4-10). Für den Betrieb der dezentralen Schnellpyrolyse mit Winterweizenstroh werden somit 35 Personen benötigt. Aufgrund der Größendegression kommt die zentrale Anlage mit Winterweizenstroh trotz der fast zehnfachen Brennstoffwärmeleistung mit nur 79 Personen aus.

Tabelle 4-10: Anzahl Personal für die dezentrale und zentrale Schnellpyrolyse mit Winterweizenstroh, Waldrestholz- und Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen (eigene Berechnungen basierend auf /Lange 2008/)

[-]	S-SPd ¹⁾	S-SPz	WRH-SPd ¹⁾	WRH-SPz	W-SPd ¹⁾	W-SPz
BWL [MW]	10 x 56	550	10 x 58	516	10 x 57	526
Produktionsleitung	2	4	2	4	2	4
Überwachung	16	31	16	30	16	30
Arbeiter	10	30	6	19	6	19
Werkstätten	6	12	6	12	6	12
Verwaltung	1	2	1	2	1	2
Gesamt	35	79	31	67	31	67

BWL (Brennstoffwärmeleistung), S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), SP (Schnellpyrolyse), d (dezentral), z (zentral)

¹⁾ Anzahl Personal für eine dezentrale Schnellpyrolyse. Für den zentralen Flugstromvergaser werden zehn Anlagen benötigt.

In Abb. 4-4 sind die Produktionskosten (Investitions-, Betriebs- und Verbrauchskosten) von Slurry frei Vergaser in dezentralen und zentralen Schnellpyrolysen aus Winterweizenstroh, Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in €₂₀₁₀/GJ_{Slurry} dargestellt. Es wurden dabei die in Kapitel 3.2.5 erhobenen Transportstrecken verwendet.

Die Produktionskosten betragen dabei in den zentralen Anlagen 10,0 (Winterweizenstroh) bis 12,5 €₂₀₁₀/GJ_{Slurry} (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen). In den dezentralen Anlagen liegen sie mit 13,1 (Winterweizenstroh) bis 16,3 €₂₀₁₀/GJ_{Slurry} (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen) ca. 30 bis 37 % über den Produktionskosten der zentralen Anlagen. Dies beruht v. a. auf den höheren spezifischen Kapital- und Personalkosten der dezentralen Anlagen.

Bei den dezentralen Anlagen nehmen mit 38 (Winterweizenstroh) bis 48 % (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen) und bei den zentralen Anlagen mit 54 (Winterweizenstroh) bis

65 % (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen) die Bereitstellungskosten der Biomasse den größten Anteil der Produktionskosten von Slurry ein. Die Biomasse Bereitstellungskosten der zentralen Anlagen entsprechen in etwa den Bereitstellungskosten inklusive der Transportkosten des Slurrys in den dezentralen Anlagen. Die höheren Transportkosten werden in den zentralen Anlagen somit durch den geringeren Biomassebedarf und den Wegfall des Slurrytransports gedeckt.

Am günstigsten kann Slurry somit in zentralen Schnellpyrolysen mit Reststoffen wie Winterweizenstroh bzw. Waldrestholz produziert werden.

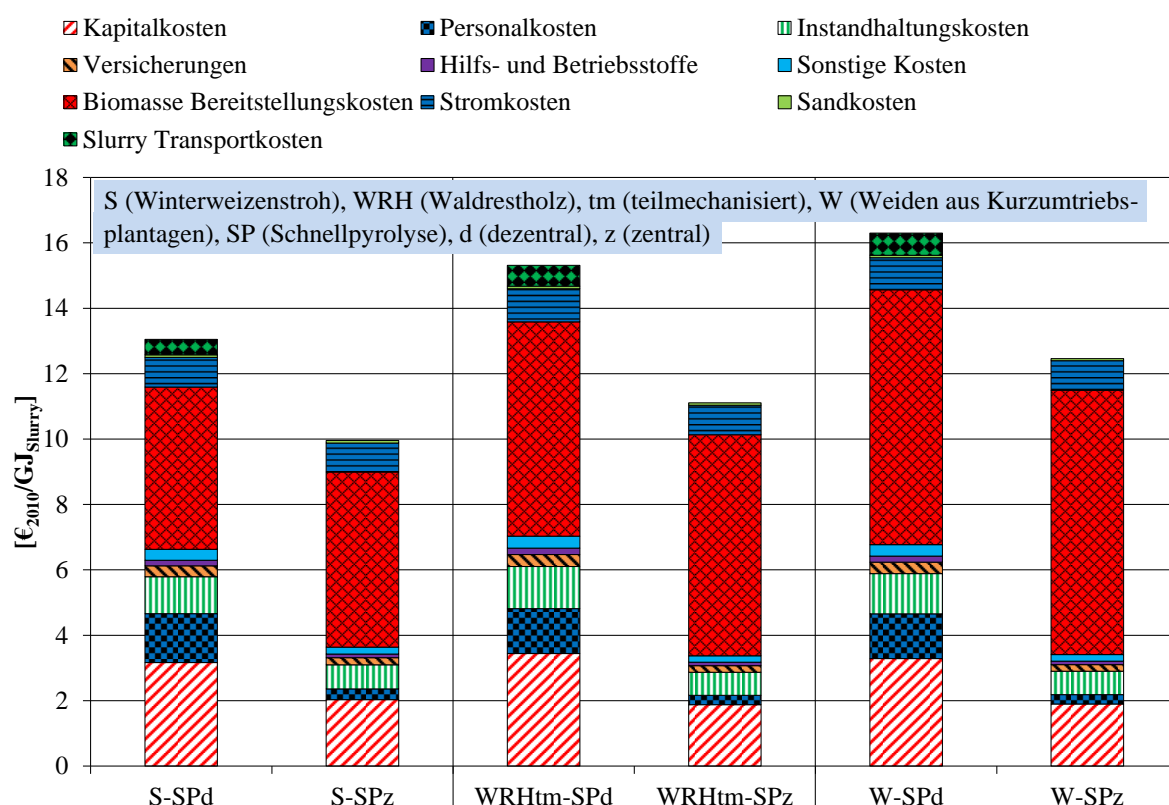


Abb. 4-4: Produktionskosten von Slurry frei Vergaser aus Winterweizenstroh, Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in dezentralen und zentralen Schnellpyrolysen

Flugstromvergaser, Gasreinigung, Gaskonditionierung und Kraftstoffproduktion. Tabelle 4-11 enthält die Investitionskosten in €₂₀₁₀ für die Kraftstoffproduktion in Flugstromvergäsern welche mit Slurry aus Winterweizenstroh betrieben werden. Die Investitionskosten enthalten dabei die Kosten aller Anlagenteile des Flugstromvergägers, Gasreinigung, Gaskonditionierung sowie der Kraftstoff- und Stromproduktion. Weiter werden die Kosten der Abwasserbehandlungsanlage, der Geländeerschließung, der Projektierung und für Unvorhergesehenes ermittelt.

Tabelle 4-11: Investitionskosten für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG mit einem Flugstromvergaser mit Slurry aus Winterweizenstroh (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/, /Hamelinck et al. 2004/, /Lange 2008/, /Tijmensens et al. 2002/, /Vogel et al. 2007/)

[€ ₂₀₁₀]	S-SPd/FV- FT-D+B	S-SPz/FV- FT-D+B	S-SPd/FV- H ₂	S-SPz/FV- H ₂	S-SPd/FV- SNG	S-SPz/FV- SNG
BWL [MW]	500	500	500	500	500	500
Flugstromvergaser						
Slurry Bunker	1.951.276	1.951.276	1.951.276	1.951.276	1.951.276	1.951.276
Slurry Kompressor	40.560	40.560	40.560	40.560	40.560	40.560
Flugstromvergaser	54.176.114	54.176.114	54.176.114	54.176.114	54.176.114	54.176.114
Kryogene Luftzerlegung	39.634.261	39.634.261	39.634.261	39.634.261	39.634.261	39.634.261
Sauerstoff Kompressor	10.892.122	10.892.122	10.892.122	10.892.122	10.892.122	10.892.122
Teilsumme	106.694.333	106.694.333	106.694.333	106.694.333	106.694.333	106.694.333
Synthesegasreinigung und -konditionierung						
Wärmetauscher	26.369.979	25.766.867	22.660.179	21.988.879	24.681.845	24.045.777
Heißgaszyklon	8.425.605	8.425.605	8.425.605	8.425.605	8.425.605	8.425.605
Gewebefilter	10.316.944	10.316.944	10.316.944	10.316.944	10.316.944	10.316.944
Druckwasserwäscher	17.436.914	17.436.914	17.436.914	17.436.914	17.436.914	17.436.914
CO-Shift-Reaktor	6.469.398	6.469.398	15.894.777	15.894.777	10.475.460	10.475.460
Selexolwäscher	20.133.053	20.133.053	-	-	-	-
ZnO-Bett	365.741	365.741	-	-	-	-
Teilsumme	89.517.635	88.914.522	74.731.932	74.063.120	71.336.768	70.709.700
Fischer-Tropsch-Synthese						
Fischer-Tropsch-Reaktor	32.184.914	32.184.914	-	-	-	-
HPC Reaktor	49.100.827	49.100.827	-	-	-	-
Destillation	3.692.174	3.692.174	-	-	-	-
PSA	7.798.291	7.798.291	-	-	-	-
Teilsumme	92.776.206	92.776.206	-	-	-	-
H₂ Produktion						
Kondensation	-	-	19.182.503	19.182.503	-	-
PSA	-	-	23.498.742	23.498.742	-	-
H ₂ -Kompressor	-	-	41.329.267	41.329.267	-	-
Teilsumme	-	-	84.010.512	84.010.512	-	-
SNG-Produktion						
Methanisierungsreaktor	-	-	-	-	14.646.986	14.646.986
Kondensation	-	-	-	-	14.064.814	14.064.814
PSA	-	-	-	-	30.854.181	30.854.181
SNG-Kompressor	-	-	-	-	18.344.434	18.344.434
Teilsumme	-	-	-	-	77.910.415	77.910.415
Stromproduktion						
BHKW	1.762.824	1.762.824	3.421.733	3.421.733	1.179.221	1.179.221
Dampferzeuger	23.956.271	23.228.526	19.568.628	18.802.270	21.933.587	21.193.757
ND Dampfturbine	6.361.040	6.098.678	5.017.843	4.726.326	6.123.574	5.857.118
HD Dampfturbine	4.366.126	4.366.126	4.037.399	4.037.399	3.739.268	3.739.268
Teilsumme	36.446.261	35.456.153	32.045.603	30.987.727	32.975.999	31.969.363
Abwasserbehandlung	1.774.230	1.774.230	1.774.230	1.774.230	1.774.230	1.774.230
Geländeerschließung	6.240.000	6.240.000	6.240.000	6.240.000	6.240.000	6.240.000
Teilsumme	8.014.230	8.014.230	8.014.230	8.014.230	8.014.230	8.014.230
Zwischensumme	333.448.665	331.855.445	305.496.610	303.769.922	296.931.744	295.298.040
Projektierungskosten ¹⁾	10.003.460	9.955.663	9.164.898	9.113.098	8.907.952	8.858.941
Unvorhergesehenes ²⁾	16.672.433	16.592.772	15.274.830	15.188.496	14.846.587	14.764.902
Investitionskosten	360.124.558	358.403.880	329.936.338	328.071.516	320.686.284	318.921.884

BWL (Brennstoffwärmeleistung), S (Winterweizenstroh), SP (Schnellpyrolyse), d (dezentral), z (zentral), FV (Flugstromvergaser), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), ZnO (Zinkoxid), HPC (Heavy Paraffinic Conversion), PSA (Pressure Swing Adsorption), ND (Niederdruck), HD (Hochdruck)

¹⁾ 3 % der Investitionskosten (/Lange 2008/)

²⁾ 5 % der Investitionskosten (/Lange 2008/)

Die höchsten Investitionskosten in Höhe von ca. 360 Mio. €₂₀₁₀ entstehen bei der Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin Produktion, gefolgt von der H₂-Produktion mit ca. 330 Mio. €₂₀₁₀. Mit 320 Mio. €₂₀₁₀ entstehen bei der SNG-Produktion die geringsten Investitionskosten.

Die Investitionskosten der Flugstromvergaser, in denen Slurry aus dezentralen Schnellpyrolysen vergast wird, liegen mit ca. 1 % minimal über den Investitionskosten der zentralen Konzepte. Die Mehrkosten kommen zustande, da in den zentralen Anlagen weniger Abwärme zur Verstromung zur Verfügung steht und somit die Wärmetauscher, Dampferzeuger und Niederdruckturbine kleiner ausfallen.

Die Investitionskosten für die Kraftstoffproduktion von Slurry aus Waldrestholz- und Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen befindet sich in Anhang G.

Der Personalbedarf für einen Flugstromvergaser mit 500 MW_{BWL} lässt sich mit Tabelle 4-6 und der (Gleichung 4-1) bestimmen. Er beträgt 76 Personen und setzt sich gemäß Tabelle 4-12 zusammen.

Tabelle 4-12: Anzahl Personal für einen Flugstromvergaser mit 500 MW_{BWL} (eigene Berechnungen basierend auf /Lange 2008/)

[-]	Flugstromvergaser
Produktionsleitung	4
Überwachung	30
Arbeiter	28
Werkstätten	12
Verwaltung	2
Gesamt	76

BWL (Brennstoffwärmeleistung)

Die Produktionskosten in €₂₀₁₀/GJ_{KS} von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG frei Tankstelle (WTT) in dezentralen und zentralen Schnellpyrolysen mit Flugstromvergaser sind in Abb. 4-5 aufgeführt.

Die geringsten Kosten entstehen bei der Produktion von SNG. Sie belaufen sich zwischen 30,6 (Winterweizenstroh, zentral) und 41,8 €₂₀₁₀/GJ_{KS} (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen, dezentral). Nahezu die gleichen Kosten entstehen bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel. Hier beträgt die Bandbreite 30,7 (Winterweizenstroh, zentral) bis 43,2 €₂₀₁₀/GJ_{KS} (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen, dezentral). Aufgrund des zusätzlichen Strombedarfs bei der Aufbereitung von Rohnaphtha zu Fischer-Tropsch-Benzin sowie den dabei entstehenden Umwandlungsverlusten (vgl. Kapitel 3.3.4) liegen die Produktionskosten bei Fischer-Tropsch-Benzin minimal über den Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Diesel. Die höchsten Kosten in Höhe von 60,7 (Winterweizenstroh, zentral) und 70,7 €₂₀₁₀/GJ_{KS} (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen, dezentral) hat die Produktion von H₂.

Die Kosten bei der H₂-Produktion könnten jedoch um 37 bis 43 % reduziert werden, sofern der H₂ über eine Pipeline und nicht via LKW zur Tankstelle transportiert wird (siehe Abb. 4-5, rote Karos).

Weiterhin stellt man fest, dass die Produktionskosten in den zentralen Anlagen um 8 (H₂-Produktion aus Winterweizenstroh) bis 20 % (Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin Produktion aus Waldrestholzhackschnitzel) unter den Produktionskosten in den dezentralen Anlagen liegen. Dies liegt an den geringeren Investitions- und Personalkosten der zentralen Schnellpyrolysen im Vergleich zu den dezentralen Anlagen (vgl. Abb. 4-4).

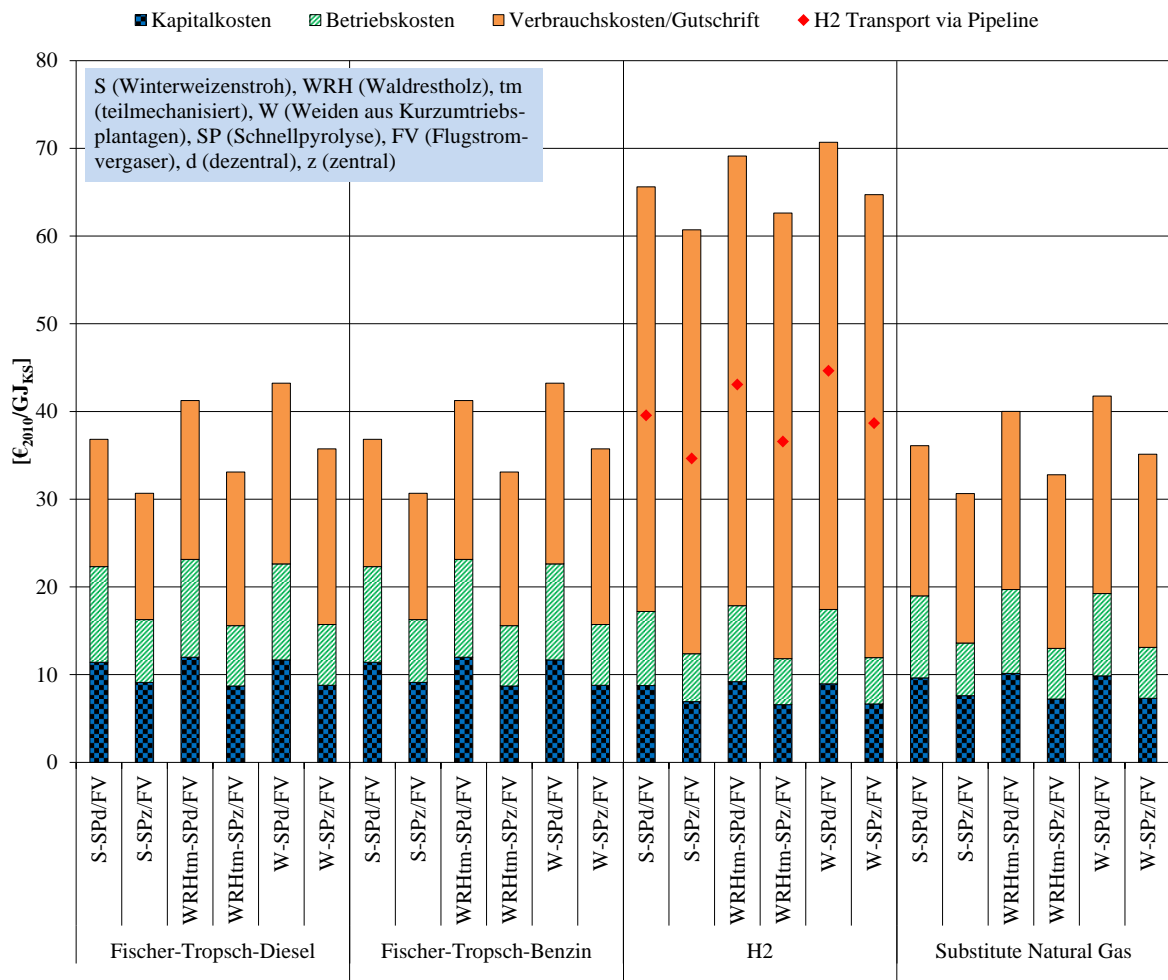


Abb. 4-5: Produktionskosten frei Tankstelle von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG in einer Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTT)

Es konnte gezeigt werden, dass die Produktionskosten der betrachteten Kraftstoffe in zentralen Anlagen geringer als in dezentralen sind. Des Weiteren ist die Kraftstoffproduktion aus Reststoffen wie Winterweizenstroh bzw. Waldrestholz günstiger als aus Anbaubiomasse.

Eine genaue Aufschlüsselung der Kapital-, Betriebs und Verbrauchskosten sowie der Gutschriften befindet sich im Anhang G. Weiter enthält Anhang G die Produktionskosten in $\text{€}_{2010}/\text{I}_{\text{KS}}$ für Fischer-Tropsch-Diesel und –Benzin.

4.4.5 Torrefizierung mit Flugstromvergaser

Nachfolgend werden anhand der Investitions-, Betriebs- und Verbrauchskosten (vgl. Kapitel 4.4.1 bis 4.4.3) die Kraftstoffproduktionskosten in einer WTT-Analyse für ein Torrefizierung (dezentral und zentral) mit Flugstromvergaser berechnet.

Torrefizierung. Die Investitionskosten der dezentralen und zentralen Torrefizierungen wurden mit (Gleichung 4-1) und Tabelle 4-3 berechnet. Die Ergebnisse sind in Tabelle 4-13 aufgelistet.

Die Investitionskosten einer dezentralen Torrefizierung belaufen sich auf ca. 30 Mio. €_{2010} . Bei dem dezentralen Konzept werden zehn Anlagen benötigt. Somit ergeben sich Investitionskosten in Höhe von 296 (Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen) bis 303 Mio. €_{2010} (Winterweizenstroh).

Für eine zentrale Anlage entstehen Investitionskosten in Höhe von ca. 165 (Waldrestholz) bis 168 Mio. €_{2010} (Winterweizenstroh). Sie sind somit ca. 45 % günstiger als zehn dezentralen Torrefizierungen.

Den höchsten Anteil der Investitionskosten nimmt die Torrefizierung ein. Bei den dezentralen Konzepten beträgt der Anteil ca. 30 % der Investitionskosten. Bei den zentralen Konzepten sogar 43 %.

Tabelle 4-13: Investitionskosten für die dezentrale und zentrale Torrefizierung für Winterweizenstroh, Waldrestholz- und Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen (eigene Berechnungen basierend auf /Biogene Gase 2011/, /Lange 2008/, /Kerdoncuff 2008/, /Vogel et al. 2007/)

[€ ₂₀₁₀]	S-Td ¹⁾	S-Tz	WRH-Td ¹⁾	WRH-Tz	W-Td ¹⁾	W-Tz
BWL [MW]	10 x 54	5 x 109	10 x 52	5 x 103	10 x 52	5 x 105
Torrefiziereinheit	8.837.070	71.779.316	8.837.070	71.779.316	8.837.070	71.779.316
Kräne	437.079	1.740.041	-	-	-	-
Förderbänder	111.085	700.898	117.742	738.428	118.834	749.790
Pneumatische Förderung	253.399	1.270.004	351.957	1.754.666	354.811	1.778.266
Ballenauflöser	54.635	217.505	-	-	-	-
Schlagzerspanner	229.466	913.522	233.795	926.548	235.419	937.219
Querstrommühle	-	-	159.406	631.737	160.513	639.013
Trommeltrockner	-	-	2.614.253	10.360.488	2.632.410	10.479.815
Hilfsbetriebsanlagen	1.175.331 ²⁾	5.890.609 ²⁾	1.428.305 ³⁾	7.120.752 ³⁾	1.439.886 ³⁾	7.216.525 ³⁾
Lagerhalle S	3.291.619	14.703.124	-	-	-	-
Lagerhalle WRH/W	-	-	777.172	3.454.503	783.021	3.497.627
Silo Strohpartikel	175.553	784.167	-	-	-	-
Silo Holzpartikel	-	-	85.169	378.576	85.811	383.302
Mühle, Pelletierung, Kühlung	2.985.911	-	2.985.911	-	2.985.911	-
Kühlung	-	6.279.941	-	6.279.941	-	6.279.941
Wärmerezeuger	8.173.311	40.963.589	8.570.693	40.963.589	8.173.311	40.963.589
ORC	938.506	-	-	-	378.374	-
Nebenanlagen	691.240	3.087.656	670.710	2.981.284	675.758	3.018.500
Geländeerschließung	677.582	6.775.815	549.839	5.457.032	556.219	5.562.185
Zwischensumme	28.031.786¹⁾	155.106.186	27.382.021¹⁾	152.826.859	27.417.346¹⁾	153.285.086
Projektierungskosten ⁴⁾	840.954	4.653.186	821.461	4.584.806	822.520	4.598.553
Unvorhergesehenes ⁵⁾	1.401.589	7.755.309	1.369.101	7.641.343	1.370.867	7.664.254
Investitionskosten						
zentral		167.514.681		165.053.008		165.547.893
dezentral 1 Anlage	30.274.329¹⁾		29.572.583¹⁾		29.610.734¹⁾	
dezentral 10 Anlagen	302.743.290		295.725,827		296.107.342	

BWL (Brennstoffwärmeleistung), S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), T (Torrefizierung), d (dezentral), z (zentral), ORC (Organic Rankine Cycle)

¹⁾ Kosten für eine dezentrale Torrefizierung. Für den zentralen Flugstromvergaser werden zehn Anlagen benötigt.

²⁾ Eigene Annahmen in Anlehnung an /Lange 2008/: 12 % der Kosten der Torrefizierung, Kräne, Förderbänder, Pneumatische Förderung, Ballenauflöser, Schlagzerspanner

³⁾ Eigene Annahmen in Anlehnung an /Lange 2008/: 12 % der Kosten der Torrefizierung, Förderbänder, Pneumatische Förderung, Schlagzerspanner, Querstrommühle, Trommeltrockner

⁴⁾ 3 % der Investitionskosten (/Lange 2008/)

⁵⁾ 5 % der Investitionskosten (/Lange 2008/)

Analog zur Schnellpyrolyse (vgl. Tabelle 4-10) wurde der Personalbedarf für die dezentralen und zentralen Torrefizierungen ermittelt. Die Ergebnisse befinden sich in Anhang G.

Mit den Investitions- (vgl. Tabelle 4-13), Betriebs- (vgl. Kapitel 4.4.2) und Verbrauchskosten (vgl. Kapitel 4.4.3) wurden die Produktionskosten in Abb. 4-6 für Pellets aus torrefizierter Biomasse in €₂₀₁₀/GJ_T berechnet. Die Transportentfernungen wurden dabei aus Kapitel 3.2.5 entnommen.

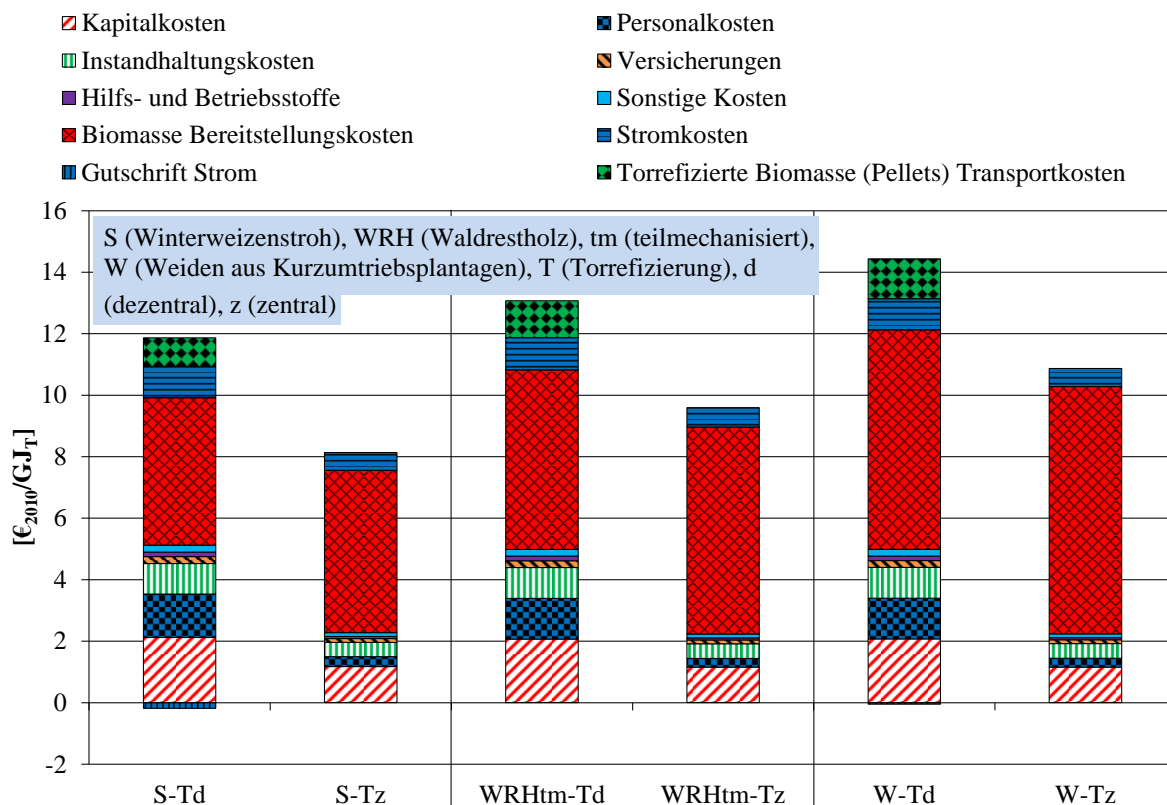


Abb. 4-6: Produktionskosten von torrefizierter Biomasse (Pellets) frei Vergaser aus Winterweizenstroh, Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in dezentralen und zentralen Torrefizierungen

Die Produktionskosten für Pellets aus torrefizierter Biomasse belaufen sich bei den zentralen Anlagen im Bereich von 8,1 (Winterweizenstroh) bis 10,9 €₂₀₁₀/GJ_T (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen). Werden Pellets aus torrefizierter Biomasse in dezentralen Anlagen hergestellt, so erhält man Produktionskosten in Höhe von 11,7 (Winterweizenstroh) bis 14,4 €₂₀₁₀/GJ_T (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen). Sie liegen somit ca. 32 bis 44 % über den Produktionskosten in den zentralen Torrefizierungen.

Mit 41 (Winterweizenstroh) bis 50 % (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen) bei den dezentralen bzw. 65 (Winterweizenstroh) bis 74 % (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen) bei den zentralen Anlagen, nimmt die Bereitstellung der Biomasse den größten Anteil der Produktionskosten ein.

Weiter stellt man fest, dass die Biomasse Bereitstellungskosten der zentralen Anlagen etwas günstiger als die Bereitstellungs- plus Transportkosten der torrefizierten Biomasse der dezentralen Anlagen sind. Der teurere Biomassetransport (vgl. Abb. 4-1) im Vergleich zum günstigeren Transport von torrefizierter Biomasse (vgl. Abb. 4-2) wird somit bei den zentralen Anlagen durch den geringeren Biomassebedarf ausgeglichen.

Es kann festgehalten werden, dass die Produktion von Pellets aus torrefizierter Biomasse in zentralen Anlagen günstiger ist als in dezentralen Anlagen. Weiterhin sollte primär Winterweizenstroh anstelle von Weiden aus Kurzumtriebsplantagen verwendet werden.

Flugstromvergaser, Gasreinigung, Gaskonditionierung und Kraftstoffproduktion. Die Investitionskosten in €₂₀₁₀ für den Flugstromvergaser, Gasreinigung, Gaskonditionierung und die Kraftstoffproduktion aus torrefizierter Biomasse (Pellets) sind in Anhang G aufgeführt. Der Personalbedarf des Flugstromvergasers kann Tabelle 4-12 entnommen werden.

In Abb. 4-7 sind die Kraftstoffproduktionskosten in €₂₀₁₀/GJ_{KS} in dezentralen und zentralen Torrefizierungen mit Flugstromvergasern frei Tankstelle (WTT) dargestellt.

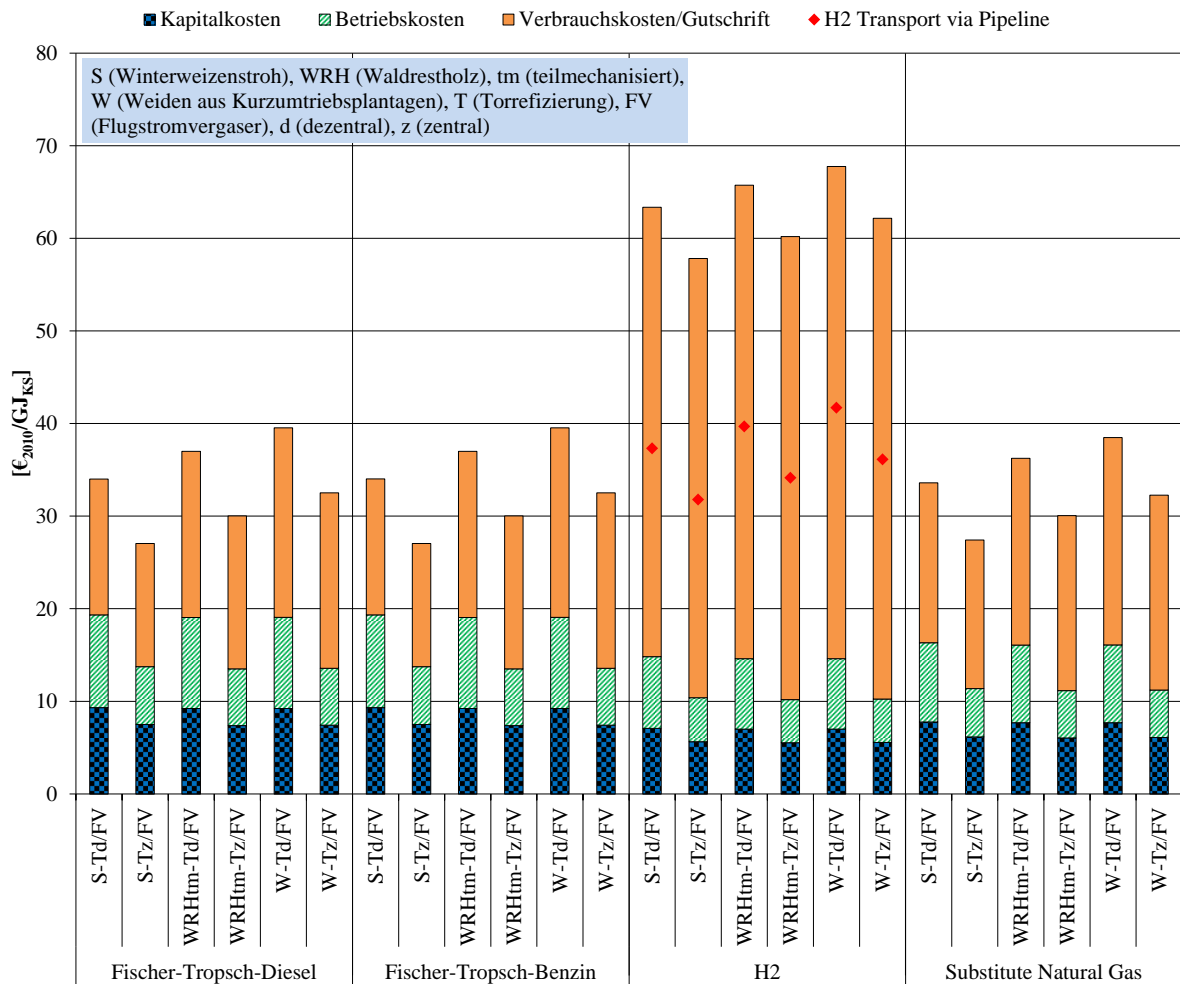


Abb. 4-7: Produktionskosten frei Tankstelle von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG in einer Torrefizierung mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTT)

Bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel entstehen mit 27,1 (Winterweizenstroh, zentral) bis 39,6 €₂₀₁₀/GJ_{KS} (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen, dezentral) die geringsten Kosten. Durch den zusätzlichen Strombedarf bei der Aufbereitung von Rohnaphtha sowie den

dabei entstehenden Umwandlungsverlusten (vgl. Kapitel 3.3.4) liegen die Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Benzin leicht über denen von Fischer-Tropsch-Diesel. Mit nahezu den gleichen Produktionskosten wie Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin folgt an dritter Stelle SNG. Die Bandbreite beträgt hier 27,4 (Winterweizenstroh, zentral) bis 38,5 €₂₀₁₀/GJ_{KS} (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen, dezentral). Am teuersten ist die Produktion von H₂. Hier entstehen Produktionskosten in Höhe von 57,8 (Winterweizenstroh, zentral) bis 67,8 €₂₀₁₀/GJ_{KS} (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen, dezentral). Wird der H₂ nicht mit einem LKW sondern über eine Pipeline zur Tankstelle transportiert, so belaufen sich die Produktionskosten auf 31,8 (Winterweizenstroh, zentral) bis 41,7 €₂₀₁₀/GJ_{KS} (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen, dezentral) (siehe Abb. 4-7, rote Karos). Dies entspricht einer Reduktion der Produktionskosten von 39 bis 45 %.

Insgesamt liegen die Kraftstoffproduktionskosten in den zentralen Anlagen aufgrund der geringeren Investitions- und Personalkosten (vgl. Abb. 4-6) zwischen 8 % und 21 % unter den Kraftstoffproduktionskosten in den dezentralen Anlagen.

Die geringsten Produktionskosten erhält man bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin und SNG aus Reststoffen (Winterweizenstroh bzw. Waldrestholz) in zentralen Anlagen.

Die Aufschlüsselung der Produktionskosten sowie die Angaben in €₂₀₁₀/l_{KS} (für Fischer-Tropsch-Diesel und -Benzin) kann Anhang G entnommen werden.

4.4.6 CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser

Mit den Investitions-, Betriebs- und Verbrauchskosten (vgl. Kapitel 4.4.1 bis 4.4.3) werden die Kraftstoffproduktionskosten in einer WTT-Analyse für den CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser ermittelt.

CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser, Gasreinigung, Gaskonditionierung und Kraftstoffproduktion. Die Investitionskosten für den CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser und die Kraftstoffproduktion können Anhang G entnommen werden.

Der Personalbedarf für die Nieder- und Hochtemperaturvergasung beträgt mit den getroffenen Annahmen (vgl. Kapitel 4.4.2) sowie Tabelle 4-6 und (Gleichung 4-1) 153 Personen für eine Anlage, welche mit Winterweizenstroh betrieben wird. Bei der Vergasung von Waldrestholz bzw. Weiden aus Kurzumtriebsplantagen verringert sich der Personalbedarf auf 143 Personen (siehe Tabelle 4-14).

Tabelle 4-14: Anzahl Personal für die Nieder- und Hochtemperaturvergasung von Winterweizenstroh, Waldrestholz- und Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen in einem CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser (eigene Berechnungen basierend auf /Lange 2008/)

[-]	S-C		WRH-C		W-C	
	NTV	HTV	NTV	HTV	NTV	HTV
BWL [MW]	500	484	500	484	500	484
Produktionsleitung	4	4	4	4	4	4
Überwachung	30	30	30	30	30	30
Arbeiter	29	28	19	28	19	28
Werkstätten	12	12	12	12	12	12
Verwaltung	2	2	2	2	2	2
Gesamt	153		143		143	

S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), C (CHOREN Carbo-V[®]), BWL (Brennstoffwärmeleistung), NTV (Niedertemperaturvergaser), HTV (Hochtemperaturvergaser)

Abb. 4-8 enthält die Kraftstoffproduktionskosten frei Tankstelle (WTT) in €₂₀₁₀/GJ_{KS} mit dem CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser.

Am günstigsten kann SNG hergestellt werden. Die Produktionskosten belaufen sich hierbei zwischen 29,2 (Winterweizenstroh) und 33,3 €₂₀₁₀/GJ_{KS} (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen). An zweiter Stelle folgt die Fischer-Tropsch-Diesel Produktion. Hier belaufen sich die Produktionskosten auf 30,9 (Winterweizenstroh) bis 35,6 €₂₀₁₀/GJ_{KS} (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen). Die Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Benzin liegen leicht über denen von Fischer-Tropsch-Diesel. Der Grund hierfür sind der Strombedarf bei der Aufbereitung von Rohnaphtha zu Fischer-Tropsch-Benzin sowie die dabei entstehenden Umwandlungsverluste (vgl. Kapitel 3.3.4). An letzter Stelle und somit am teuersten ist die Produktion von H₂. Hier beträgt die Bandbreite 60,0 (Winterweizenstroh) bis 63,8 €₂₀₁₀/GJ_{KS} (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen). Die Kosten frei Tankstelle für H₂ können um 41 bis 43 % reduziert werden, sofern der H₂ mit der Pipeline und nicht mit einem LKW zur Tankstelle transportiert wird (siehe Abb. 4-8, rote Karos).

Es wird deutlich, dass die Produktionskosten der betrachteten Kraftstoffe (H₂-Transport mit Pipeline) sehr nah beieinander liegen. Am günstigsten ist jedoch die SNG-Produktion aus Winterweizenstroh.

In Anhang G befindet sich neben einer detaillierten Aufteilung der Kraftstoffproduktionskosten frei Tankstelle (Kapital-, Betriebs und Verbrauchskosten sowie Gutschriften) noch die Angaben in €₂₀₁₀/I_{KS} (für Fischer-Tropsch-Diesel und. –Benzin).

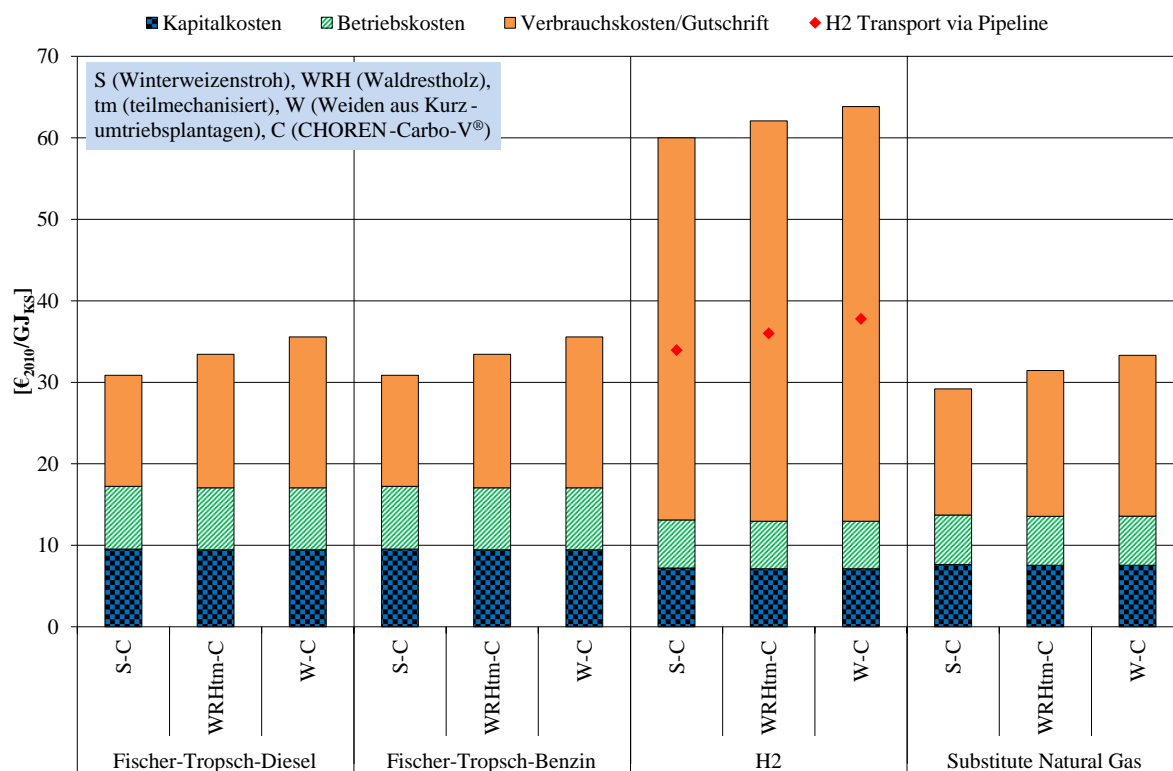


Abb. 4-8: Produktionskosten frei Tankstelle von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG mit dem CHOREN Carbo-V®-Vergaser für das Jahr 2010 (WTT)

4.4.7 AER-Vergaser

Wie bei den bisher betrachteten Verfahren werden auch hier anhand der Investitions-, Betriebs- und Verbrauchskosten (vgl. Kapitel 4.4.1 bis 4.4.3) die Kraftstoffproduktionskosten in einer WTT-Analyse für den AER-Vergaser abgeleitet.

AER-Vergaser, Gasreinigung, Gaskonditionierung und Kraftstoffproduktion. Die Investitionskosten für den AER-Vergaser und die Kraftstoffproduktion können Anhang G entnommen werden.

Mit den getroffenen Annahmen aus Kapitel 4.4.2 wird der Personalbedarf des AER-Vergasers ermittelt. Für den Betrieb eines Vergasers mit 50 MW_{BWL} werden 33 Personen benötigt (siehe Anhang G).

Die H₂- und SNG-Produktionskosten frei Tankstelle in €/2010/GJ_{KS} sind in Abb. 4-9 dargestellt.

Mit dem AER-Vergaser kann am günstigsten SNG produziert werden. Die Produktionskosten belaufen sich dabei zwischen 30,8 (Waldrestholz, teilmechanisiert) und 32,7 €/2010/GJ_{KS} (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen). Die Produktionskosten von H₂ liegen im Bereich von 66,7 (Winterweizenstroh) und 68,5 €/2010/GJ_{KS} (Weiden aus Kurzumtriebs-

plantagen). Sie sind somit weit über doppelt so teuer wie die Produktionskosten von SNG. Auch hier können die Produktionskosten um knapp 40 % reduziert werden, sofern der H₂-Transport mit der Pipeline und nicht mit dem LKW durchgeführt wird.

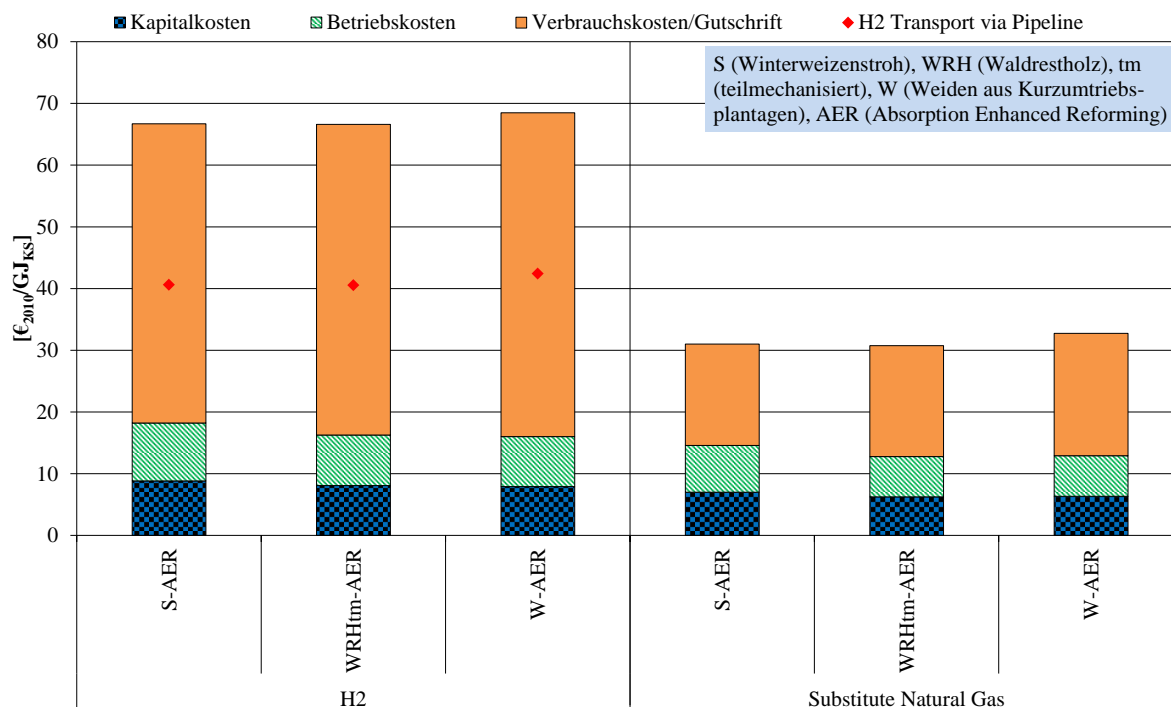


Abb. 4-9: Produktionskosten frei Tankstelle von H₂ und SNG mit dem AER-Vergaser für das Jahr 2010 (WTT)

Mit dem AER-Vergaser sollte aus Kostengründen die Produktion von SNG der Produktion von H₂ vorgezogen werden. Am kostengünstigsten schneidet die Produktion von SNG aus Reststoffen wie Waldrestholz bzw. Winterweizenstroh ab. Wie aus Abb. 4-9 jedoch zu entnehmen ist, liegen die Produktionskosten von SNG aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen nur ca. 6 % über der Produktion von SNG aus Waldrestholz.

Eine detaillierte Aufschlüsselung der Kapital-, Betriebs und Verbrauchskosten sowie der Gutschriften, befinden sich in Anhang G.

4.4.8 Sensitivitätsanalyse der Kraftstoffproduktionskosten

Für die Sensitivitätsanalyse werden die in Tabelle 4-15 aufgeführten Parameter variiert und damit deren Einfluss auf die Höhe der Kraftstoffproduktionskosten frei Tankstelle ermittelt. Neben den Kosten für den Anbau bzw. die Ernte der Biomasse werden verschiedene Transportentfernungen, die Investitionskosten, der Zinssatz, die Volllaststunden, die Personal- als auch die Stromkosten bzw. die Gutschrift durch die Stromproduktion verändert. Mit Ausnahme der Volllaststunden werden alle Parameter um plus bzw. minus 50 % variiert.

Tabelle 4-15: Ausgewählte Parameter der Sensitivitätsanalyse

Parameter	Untere Grenze	Istzustand	Obere Grenze
Kosten Biomasse Anbau/Ernte	- 50 %	100 %	+ 50 %
Transportentfernung Biomasse	- 50 %	100 %	+ 50 %
Transportentfernung Slurry	- 50 %	100 %	+ 50 %
Investitionskosten	- 50 %	100 %	+ 50 %
Zinssatz	-50 %	100 % ¹⁾	+ 50 %
Volllaststunden [h/a]	7.000	7.500	8.000
Personalkosten	- 50 %	100 %	+ 50 %
Stromkosten/Gutschrift Stromproduktion [€ ₂₀₁₀ /MWh]	- 50 %	76,43 ²⁾	+ 50 %
Transportentfernung Kraftstoff frei Tankstelle [km]	- 50 %	250 ³⁾	+ 50 %

¹⁾ 100 % entsprechen einem Zinssatz von 7 % (nach /Lange 2008/)

²⁾ /Frontier Economics Ltd 2010/

³⁾ /Beiermann 2010/

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse am Beispiel der Fischer-Tropsch-Diesel Produktion aus Winterweizenstroh in dezentralen Schnellpyrolysen mit einem zentralen Flugstromvergaser sind in Abb. 4-10 dargestellt. Der Basiswert beträgt dabei 36,8 €₂₀₁₀/GJ_{KS}.

Den größten Einfluss auf die Höhe der Kraftstoffproduktionskosten frei Tankstelle haben Änderungen der Investitionskosten. Eine Halbierung dieser führt zu Kraftstoffproduktionskosten von 31,1 €₂₀₁₀/GJ_{KS}. Werden die Investitionskosten um 50 % erhöht, so steigen die Kraftstoffproduktionskosten auf 42,6 €₂₀₁₀/GJ_{KS} an.

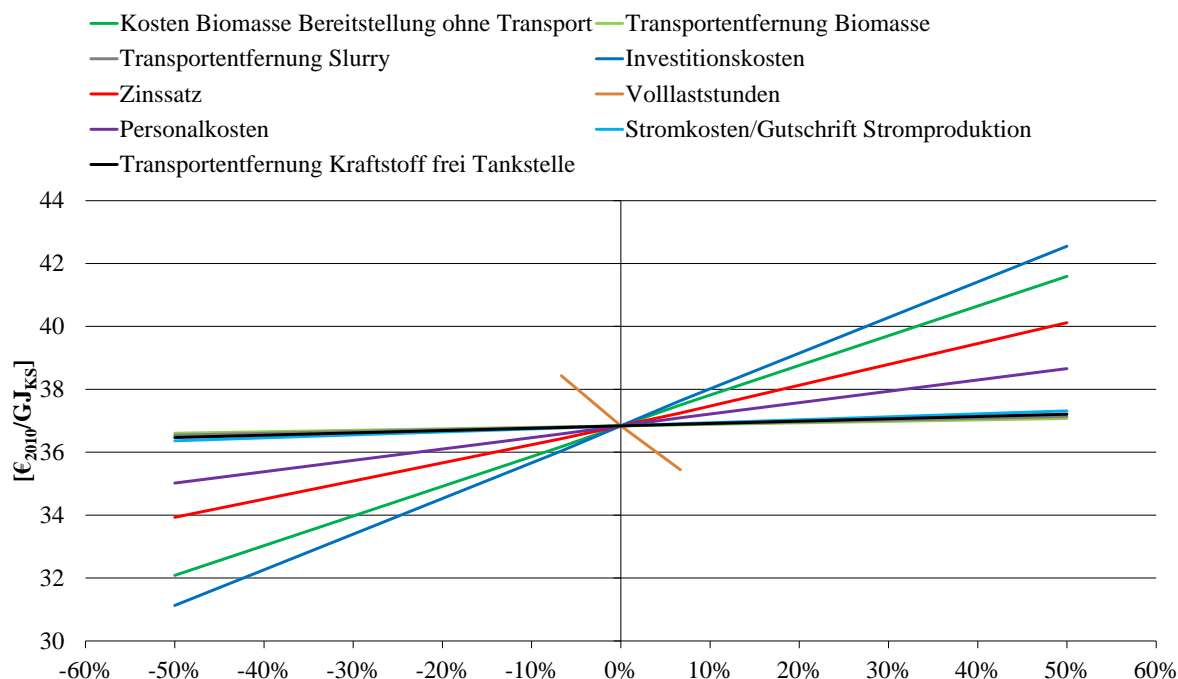


Abb. 4-10: Sensitivitätsanalyse der Kraftstoffproduktionskosten bei der Fischer-Tropsch-Diesel Produktion aus Winterweizenstroh in dezentralen Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTT)

Weiter wird verdeutlicht, dass die Kosten für die Biomassebereitstellung (Anbau, Ernte, Lagerung) ohne Transport (32,1 bis 41,6 €₂₀₁₀/GJ_{KS}) sowie der Zinssatz (33,9 bis 40,1 €₂₀₁₀/GJ_{KS}) einen erheblichen Einfluss auf die Kraftstoffproduktionskosten haben.

Werden die Volllaststunden zwischen 7.000 und 8.000 h/a variiert, so ändern sich die Kraftstoffproduktionskosten im Bereich von 38,4 und 35,4 €₂₀₁₀/GJ_{KS}.

Eine Variation der Personalkosten führt zu Änderungen der Kraftstoffproduktionskosten von 35,0 bis 38,7 €₂₀₁₀/GJ_{KS}.

Die geringsten Auswirkungen auf die Kraftstoffproduktionskosten haben Änderungen der Transportentfernung der Biomasse (36,6 bis 37,1 €₂₀₁₀/GJ_{KS}), des Slurrys (36,5 bis 37,1 €₂₀₁₀/GJ_{KS}), des Kraftstoffs frei Tankstelle (36,5 bis 37,2 €₂₀₁₀/GJ_{KS}) sowie der Stromkosten (36,4 bis 37,3 €₂₀₁₀/GJ_{KS}).

Betrachtet man die SNG-Produktion aus Winterweizenstroh in dezentralen Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser so erhält man vergleichbare Ergebnisse. Bei der Produktion von H₂ spielt die Transportentfernung bei der Bereitstellung des Kraftstoffs frei Tankstelle mit einem LKW aufgrund der hohen Kosten (vgl. Kapitel 4.3) eine große Rolle.

Wird Waldrestholz bzw. Weiden aus Kurzumtriebsplantagen anstelle von Winterweizenstroh eingesetzt, so fallen die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse ähnlich aus.

Ersetzt man die dezentralen Schnellpyrolysen durch eine zentrale Anlage mit Flugstromvergaser, so fallen die Auswirkungen der Investitionskosten, des Zinssatzes, der Volllaststunden sowie der Personalkosten geringer als beim dezentralen Konzept aus. Der Grund hierfür liegt bei den geringeren Investitions- bzw. Personalkosten einer solchen Anlage (vgl. Kapitel 4.4.4).

Die Sensitivitätsanalyse der Torrefizierung mit Flugstromvergaser sowie des CHO-REN Carbo-V[®]- und AER-Vergasers befinden sich in Anhang H. Die Ergebnisse sind dabei mit den diskutierten Ergebnissen der Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser vergleichbar.

4.4.9 Vergleich der Kraftstoffproduktionskosten der thermochemischen Verfahren

Im Folgenden werden die Kraftstoffproduktionskosten frei Tankstelle der thermochemischen Verfahren miteinander verglichen. Tabelle 4-16 enthält dabei die in den Kapiteln 4.4.4 bis 4.4.7 ermittelten Kraftstoffproduktionskosten frei Tankstelle in €₂₀₁₀/GJ_{KS}.

Tabelle 4-16: Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG mit unterschiedlichen Verfahren für das Jahr 2010 (WTT)

[€ ₂₀₁₀ /GJ _{KS}]	FT-D	FT-B	H ₂ LKW	H ₂ Pipeline	SNG
S-SPd/FV	36,8	36,8	65,6	39,6	36,1
WRHvm-SPd/FV	42,8	42,8	70,4	44,3	41,4
WRHtm-SPd/FV	41,3	41,3	69,1	43,1	40,0
W-SPd/FV	43,2	43,2	70,7	44,6	41,8
S-SPz/FV	30,7	30,7	60,7	34,7	30,6
WRHvm-SPz/FV	34,5	34,5	63,7	37,7	34,0
WRHtm-SPz/FV	33,1	33,1	62,6	36,6	32,8
W-SPz/FV	35,7	35,7	64,7	38,7	35,1
S-Td/FV	34,0	34,0	63,4	37,3	33,6
WRHvm-Td/FV	38,4	38,4	66,9	40,8	37,5
WRHtm-Td/FV	37,0	37,0	65,8	39,7	36,3
W-Td/FV	39,6	39,6	67,8	41,7	38,5
S-Tz/FV	27,1	27,0	57,8	31,8	27,4
WRHvm-Tz/FV	31,4	31,4	61,3	35,4	31,3
WRHtm-Tz/FV	30,0	30,0	60,2	34,1	30,1
W-Tz/FV	32,5	32,5	62,2	36,1	32,3
S-C	30,9	30,9	60,0	33,9	29,2
WRHvm-C	34,7	34,7	63,1	37,1	32,6
WRHtm-C	33,4	33,4	62,1	36,0	31,5
W-C	35,6	35,6	63,8	37,8	33,3
S-AER	-	-	66,7	40,6	31,0
WRHvm-AER	-	-	67,9	41,9	31,9
WRHtm-AER	-	-	66,6	40,5	30,8
W-AER	-	-	68,5	42,4	32,7

S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), vm (vollmechanisiert), tm (teilmmechanisiert), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), SP (Schnellpyrolyse), FV (Flugstromvergaser), d (dezentral), z (zentral), T (Torrefizierung), C (CHOREN Carbo-V[®]), AER (Absorption Enhanced Reforming), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas)

Es wird deutlich, dass die Kraftstoffproduktion in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser im Vergleich zu den anderen Verfahren am günstigsten ist. Anschließend folgen je nach eingesetzter Biomasse und produziertem Kraftstoff die zentrale Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser, der CHOREN Carbo-V[®]- bzw. AER-Vergaser. Am teuersten sind die dezentralen Konzepte sowie die H₂-Produktion im AER-Vergaser. Die Kraftstoffproduktionskosten der dezentralen Torrefizierungen liegen dabei unter den der dezentralen Schnellpyrolysen.

Um die Bandbreite der Kraftstoffproduktionskosten zu repräsentieren, sind in Abb. 4-11 die Verfahren mit den geringsten bzw. höchsten Produktionskosten frei Tankstelle dargestellt.

Der Vergleich in Abb. 4-11 zeigt, dass die geringsten Kraftstoffproduktionskosten mit 27,1 bis 43,2 €₂₀₁₀/GJ_{KS} bei der Fischer-Tropsch-Diesel und -Benzin Produktion entstehen. Mit einer Bandbreite von 27,4 bis 41,8 €₂₀₁₀/GJ_{KS} liegen die Produktionskosten von SNG nur geringfügig darüber. Die höchsten Produktionskosten entstehen bei H₂. Wird der H₂ mit einem LKW zur Tankstelle transportiert, so belaufen sich die Kosten auf 57,8 bis

70,7 €₂₀₁₀/GJ_{KS}. Wird der LKW Transport durch eine Pipeline ersetzt, so reduzieren sich die Kosten auf 31,8 bis 44,6 €₂₀₁₀/GJ_{KS}.

Wie aus Abb. 4-11 zu entnehmen ist, schneidet bei allen Kraftstoffen die zentrale Torrefizierung mit Flugstromvergaser am besten ab. Am teuersten ist die Produktion in dezentralen Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser. Dies liegt v. a. an den höheren Investitions- und Personalkosten der dezentralen Schnellpyrolysen im Vergleich zur zentralen Torrefizierung (vgl. Kapitel 4.4.4 und 4.4.5).

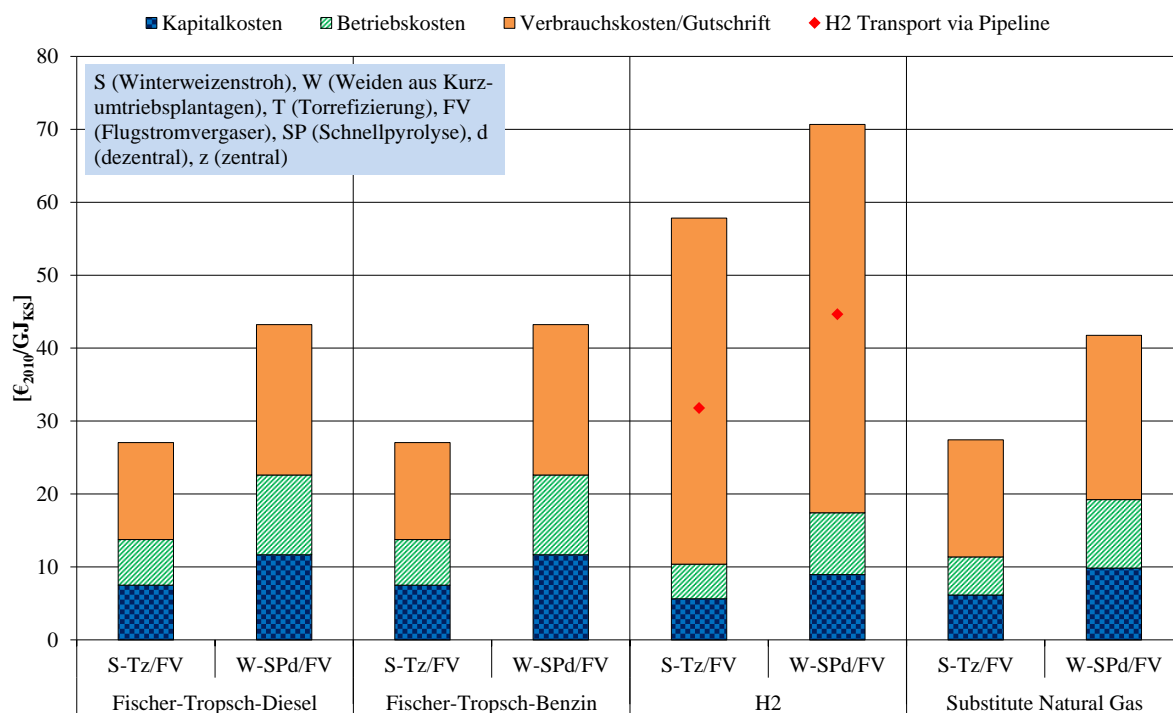


Abb. 4-11: Produktionskosten (niedrigste und höchste Werte) von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG mit unterschiedlichen Verfahren für das Jahr 2010 (WTT)

Weiter stellt man fest, dass die Kraftstoffproduktion aus Winterweizenstroh günstiger ist als die Kraftstoffproduktion aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen.

Schlussfolgernd kann festgehalten werden, dass die zentrale Torrefizierung mit Flugstromvergaser bei den Kraftstoffproduktionskosten am günstigsten abschneidet. Betrachtet man die Biomasse, so ist der Einsatz von Reststoffen wie Winterweizenstroh bzw. Waldrestholz im Vergleich zur Anbaubiomasse wie Weiden aus Kurzumtriebsplantagen die kostengünstigere Variante. Durch den Bau einer Pipeline für den H₂-Transport könnten die Produktionskosten von H₂ deutlich gesenkt werden.

4.5 Kosten der Referenz- und der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe in einer Well-to-Wheel Betrachtung

Im Folgenden werden zuerst die Produktionskosten der Referenzkraftstoffe frei Tankstelle in einer WTT-Analyse für das Jahr 2010 erhoben (vgl. Kapitel 4.5.1). Anschließend werden in Kapitel 4.5.2 die Investitions- und jährlichen Unterhaltskosten der betrachteten PKW in einer TTW-Analyse bestimmt. In Kapitel 4.5.3 werden die Ergebnisse der WTT- und TTW-Analyse zusammengeführt. Anschließend erfolgt in Kapitel 4.5.4 ein Kostenvergleich der Referenzkraftstoffe mit den thermochemisch erzeugten Kraftstoffen.

4.5.1 Well-to-Tank Kosten der Referenzkraftstoffe

Als Basis für die Berechnung der Produktionskosten von Diesel und Benzin wurde der Durchschnittswert von Rohöl im Jahr 2010 herangezogen. Dieser betrug $77,45 \text{ \$}_{2010}/\text{bbl} / \text{OPEC 2013/}$. Mittels diesem Wert wurden nach /Özdemir 2012/ die Kosten frei Tankstelle in Höhe von $12,5 \text{ €}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ für Diesel und $12,6 \text{ €}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ für Benzin ermittelt (vgl. Abb. 4-12).

Zur Berechnung der H_2 - und SNG-Produktionskosten wurde der Einfuhrpreis von Erdgas nach Deutschland aus dem Jahr 2010 verwendet. Dieser betrug $5,725 \text{ €}_{2010}/\text{GJ} / \text{BMW i 2013b/}$. Anhand diesem Wert, den getroffenen Annahmen für die Bereitstellung von H_2 und SNG frei Tankstelle aus Kapitel 4.3 sowie den Daten aus /Özdemir 2012/ wurden die Produktionskosten ermittelt. Mit $45,5 \text{ €}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ hat die H_2 -Produktion aus Erdgas die höchsten Kosten frei Tankstelle aller Referenzkraftstoffe. Der LKW Transport verursacht dabei mit $37,0 \text{ €}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ den größten Teil der Kosten (vgl. Kapitel 4.3). Mit $11,6 \text{ €}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ kann CNG aus Erdgas frei Tankstelle am günstigsten hergestellt werden.

Die Kosten frei Tankstelle der Bioreferenzkraftstoffe liegen weit über den Kosten für fossilen Diesel bzw. Benzin. Die RME Produktion ist mit $22,7 \text{ €}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ /Özdemir 2012/ der günstigste Bioreferenzkraftstoff. Bei der Herstellung von Bioethanol aus Getreide belaufen sich die Produktionskosten auf $26,9 \text{ €}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ /Özdemir 2012/. Wird Mais vergärt, anschließend zu Biomethan aufbereitet und ins Erdgasnetz eingespeist, betragen die Kosten $33,7 \text{ €}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ /Özdemir 2012/. Ein Vergleich der Referenzkraftstoffe mit /Bruchhof 2013/ zeigt ähnliche Kosten frei Tankstelle.

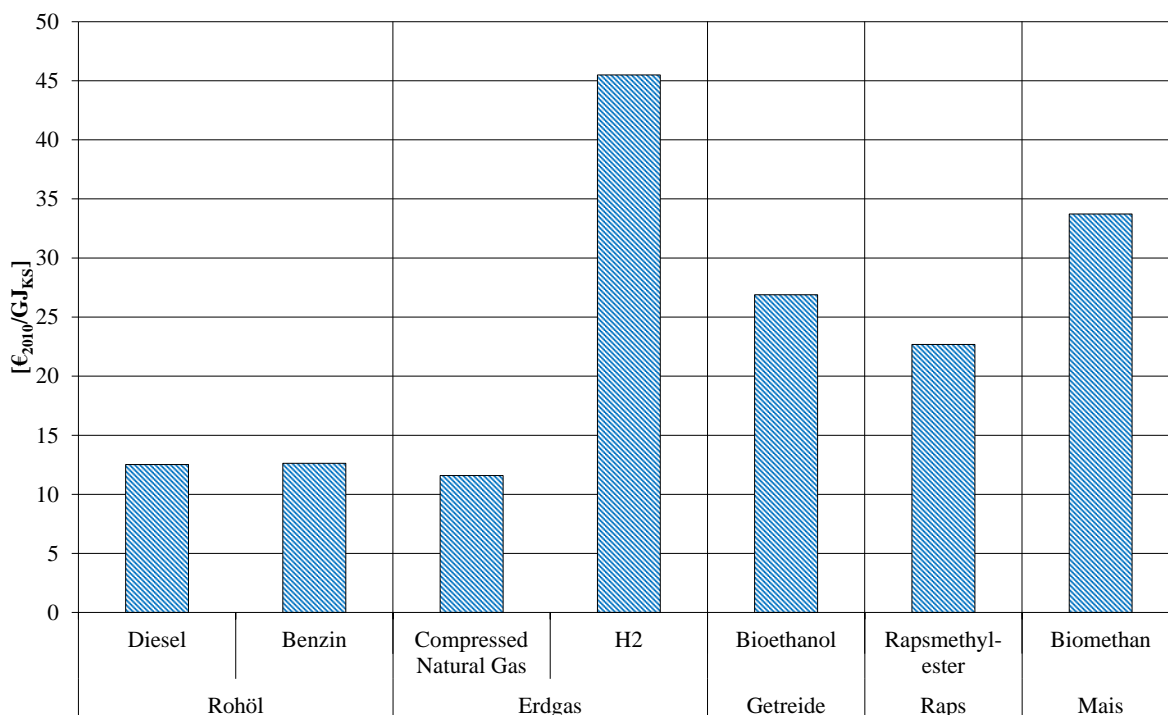


Abb. 4-12: Produktionskosten der Referenzkraftstoffe frei Tankstelle für das Jahr 2010 (/OPEC 2013/, /Özdemir 2012/) (WTT)

4.5.2 Tank-to-Wheel Kosten der betrachteten Kraftstoffe

In Tabelle 4-17 sind die Investitions- sowie jährlichen Unterhaltskosten für einen PKW mit Otto- bzw. Dieselmotor sowie einer Brennstoffzelle dargestellt. Die Motorleistung beträgt dabei 75 kW. Für die PKW wurde eine jährliche Fahrleistung von 12.626 km sowie eine Lebensdauer von zwölf Jahren unterstellt /Özdemir 2012/.

Die Investitionskosten belaufen sich zwischen 19.560 €₂₀₁₀ /conca 2011c/ für einen PKW mit Ottomotor, welcher mit Benzin bzw. Fischer-Tropsch-Benzin läuft und 31.193 €₂₀₁₀ /conca 2011c/ für einen PKW mit Brennstoffzelle. Für die jährlich anfallenden Unterhaltskosten wurde pauschal 2 % der Investitionskosten angenommen /Özdemir 2012/. Die hier betrachteten Kraftstoffproduktions-, Pkw Investitions- und Unterhaltskosten sind steuerfrei.

Tabelle 4-17: Fahrleistung, Lebensdauer, Investitions- und Unterhaltskosten für unterschiedliche PKW mit 75 kW

Antrieb 75 kW	Kraftstoff	Rohstoff	Investitions- kosten [€ ₂₀₁₀]	Unterhalts- kosten ⁵⁾ [€ ₂₀₁₀ /a]	Fahr- leistung ⁶⁾ [vkm/a]	Lebens- dauer ⁶⁾ [a]
Ottomotor	Benzin	Rohöl	19.560 ¹⁾	391	12.626	12
	CNG	Erdgas	21.513 ¹⁾	430		
	H ₂		24.310 ¹⁾	486		
	Bioethanol	Getreide	19.864 ²⁾	397		
	Biomethan	Mais	21.513 ³⁾	430		
	FT-Benzin	S/WRH/W	19.560 ³⁾	391		
	H ₂		24.310 ¹⁾	486		
	SNG		21.513 ³⁾	430		
Dieselmotor	Diesel	Rohöl	21.560 ¹⁾	431	12.626	12
	RME	Raps	23.234 ⁴⁾	465		
	FT-Diesel	S/WRH/W	21.560 ³⁾	431		
Brennstoffzelle	H ₂	Erdgas	31.193 ¹⁾	624	12.626	12
	H ₂	S/WRH/W	31.193 ¹⁾	624		

CNG (Compressed Natural Gas), FT (Fischer-Tropsch), S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), SNG (Substitute Natural Gas), RME (Rapsmethylester)

¹⁾ /concawe 2011c/

²⁾ eigene Berechnungen basierend auf /concawe 2011c/ und /Bruchof 2013/

³⁾ eigene Annahmen basierend auf /concawe 2011c/

⁴⁾ eigene Berechnungen basierend auf /concawe 2011c/ und /Özdemir 2012/

⁵⁾ 2 % der Investitionskosten /Özdemir 2012/

⁶⁾ /Özdemir 2012/

4.5.3 Well-to-Wheel Kosten der betrachteten Kraftstoffe

Mit den Kraftstoffverbräuchen aus Kapitel 3.4.2 sowie den ermittelten WTT- (vgl. Kapitel 4.5.1) und TTW-Kosten (vgl. Kapitel 4.5.2) ergeben sich für die Referenzkraftstoffe folgende in Abb. 4-13 dargestellten Kosten in €ct₂₀₁₀/vkm für das Jahr 2010.

Die geringsten Gesamtkosten in Höhe von 19,2 €ct₂₀₁₀/vkm erreicht man bei der Nutzung von Benzin. Wird ein PKW mit Diesel bzw. CNG betrieben, so entstehen Kosten von 20,3 bzw. 20,5 €ct₂₀₁₀/vkm. Etwas höher liegen die Kosten bei der Nutzung der Bioreferenzkraftstoffe. Bei Bioethanol entstehen 23,0 €ct₂₀₁₀/vkm, bei Rapsmethylester 23,8 €ct₂₀₁₀/vkm sowie bei Biomethan 26,1 €ct₂₀₁₀/vkm. Am höchsten sind die Gesamtkosten bei der Nutzung von H₂ in einem Ottomotor (30,0 €ct₂₀₁₀/vkm) bzw. in einer Brennstoffzelle (31,2 €ct₂₀₁₀/vkm).

Wie aus Abb. 4-13 zu entnehmen ist, nehmen in allen Fällen die Investitionskosten der PKW mit 54 % (H₂ in Ottomotor) bis 70 % (Diesel) den größten Anteil ein.

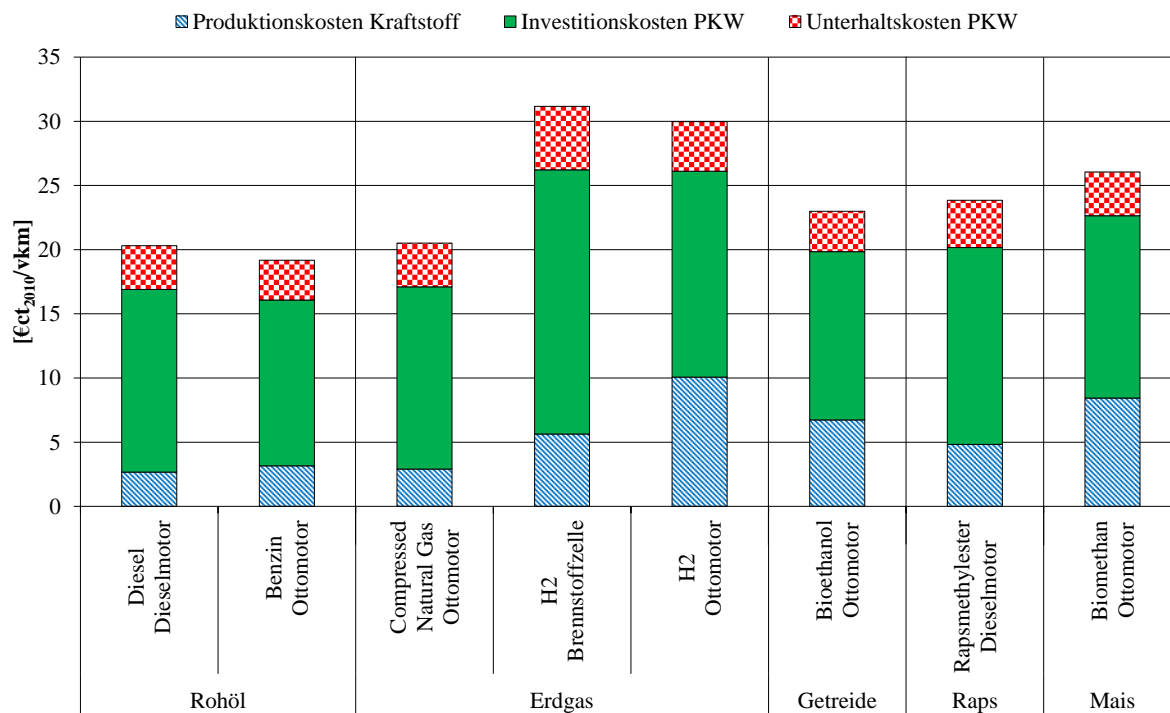


Abb. 4-13: Gesamtkosten der Referenzkraftstoffe für unterschiedliche PKW mit 75 kW für das Jahr 2010 (WTW)

Gleiches wird nun für die thermochemisch erzeugten Kraftstoffe gemacht. Anhand der ermittelten Kraftstoffverbräuche aus Kapitel 3.4.2 sowie den WTT- (vgl. Kapitel 4.4.4 bis 4.4.7) und TTW-Kosten (vgl. Kapitel 4.5.2) werden die Gesamtkosten je Fahrzeugkilometer berechnet. Abb. 4-14 enthält die Kraftstoffproduktionskosten frei Tankstelle (Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser) sowie die Investitions- und Unterhaltskosten verschiedener PKW in €ct₂₀₁₀/vkm.

Mit Gesamtkosten in Höhe von 23,7 (Winterweizenstroh, zentral) bis 26,8 €ct₂₀₁₀/vkm (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen, dezentral) entstehen bei der Nutzung von Fischer-Tropsch-Benzin die geringsten Kosten. Bei der Nutzung von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. SNG sind die Gesamtkosten um bis zu 4,4 €ct₂₀₁₀/vkm höher. Die Gesamtkosten liegen hier im Bereich von 24,2 (Winterweizenstroh, zentral) bis 26,8 €ct₂₀₁₀/vkm (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen, dezentral) bei Fischer-Tropsch-Diesel, bzw. 25,3 (Winterweizenstroh, zentral) bis 28,1 €ct₂₀₁₀/vkm (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen, dezentral) bei SNG. Wird H₂ in einer Brennstoffzelle bzw. in einem Ottomotor genutzt, so entstehen mit 33,1 (Winterweizenstroh, zentral) bis 34,3 €ct₂₀₁₀/vkm (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen, dezentral) bzw. 33,3 (Winterweizenstroh, zentral) bis 35,5 €ct₂₀₁₀/vkm (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen, dezentral) die höchsten Gesamtkosten.

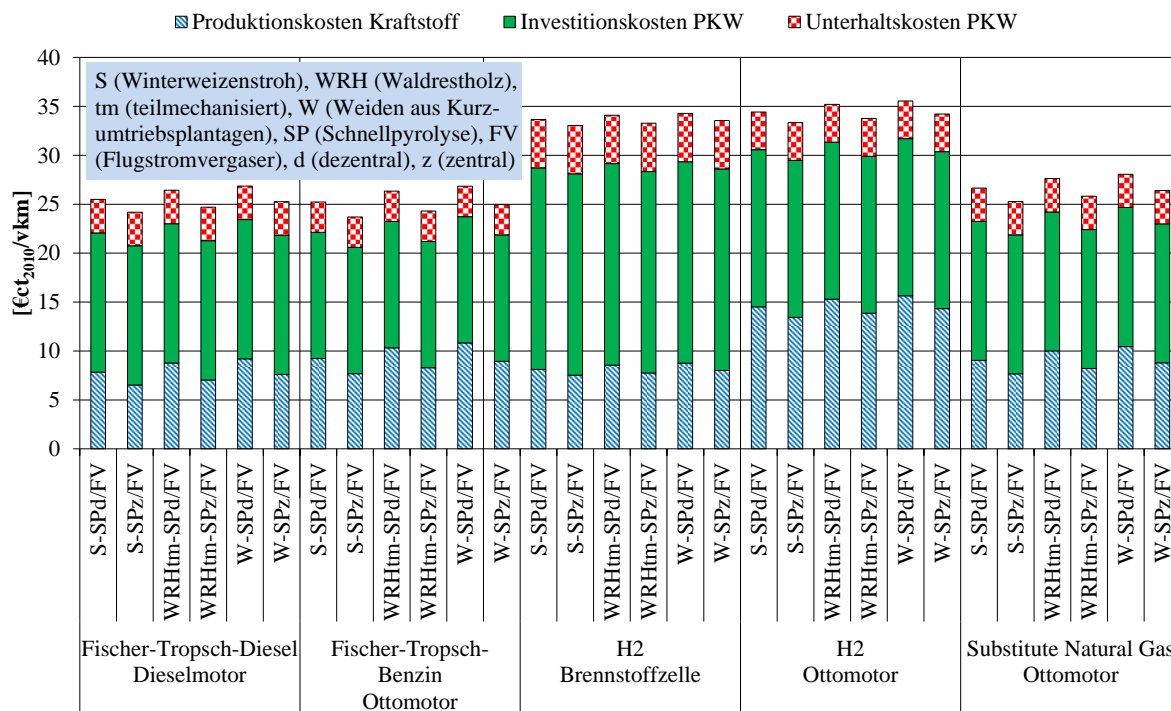


Abb. 4-14: Gesamtkosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG in einer Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser für unterschiedliche PKW mit 75 kW für das Jahr 2010 (WTW)

Weiterhin kann festgehalten werden, dass die zentralen Konzepte um 0,6 (H₂ aus Winterweizenstroh, Brennstoffzelle) bis 2,0 €ct₂₀₁₀/vkm (Fischer-Tropsch-Benzin aus Waldrestholz teilmechanisiert, Ottomotor) unter den dezentralen Konzepten liegen.

Wie schon bei den Referenzkraftstoffen festgestellt wurde, haben auch hier die Investitionskosten für den PKW mit 45 (H₂ aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in einer zentralen Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser, Ottomotor) bis 62 % (H₂ aus Winterweizenstroh in einer zentralen Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser, Brennstoffzelle) den größten Anteil an den Gesamtkosten.

Es wird auch ersichtlich, dass die Kostendifferenz zwischen der Nutzung von Kraftstoffen aus Winterweizenstroh und der Nutzung von Kraftstoffen aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen sehr gering ist. Sie beträgt maximal 1,6 €ct₂₀₁₀/vkm (Fischer-Tropsch-Benzin aus dezentralen Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser) und minimal 0,5 €ct₂₀₁₀/vkm (H₂ aus zentraler Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser, Brennstoffzelle).

Die Gesamtkosten der Torrefizierung mit Flugstromvergaser sowie des CHOREN Carbo-V[®]- und AER-Vergasers befinden sich in Anhang I. Die günstigste Variante ist hier ebenfalls die Nutzung von Fischer-Tropsch-Benzin, gefolgt von Fischer-Tropsch-Diesel, SNG und H₂.

4.5.4 Vergleich der Well-to-Wheel Kosten der betrachteten Kraftstoffe

Um die untersuchten Kraftstoffe hinsichtlich der Kosten einzuordnen, wird nun ein Vergleich zwischen den thermochemisch erzeugten Kraftstoffen (vgl. Kapitel 4.4, 4.5.2 und 4.5.3) und den Referenzkraftstoffen (vgl. Kapitel 4.5.1 bis 4.5.3) erstellt. In Abb. 4-15 sind jeweils die Produktions-, Investitions- und Unterhaltskosten in $\text{€ct}_{2010}/\text{vkm}$ unterschiedlicher Kraftstoffe und PKW mit 75 kW dargestellt. Neben den Referenzkraftstoffen, sind die thermochemischen Verfahren mit den geringsten und den höchsten Gesamtkosten je Fahrzeugkilometer für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H_2 sowie SNG abgebildet (vgl. Abb. 4-11).

Die geringsten Gesamtkosten entstehen bei der Nutzung von Benzin (19,2 $\text{€ct}_{2010}/\text{vkm}$), Diesel (20,3 $\text{€ct}_{2010}/\text{vkm}$) sowie CNG (20,5 $\text{€ct}_{2010}/\text{vkm}$). Anschließend folgen Fischer-Tropsch-Benzin (22,8 bis 26,8 $\text{€ct}_{2010}/\text{vkm}$) sowie Bioethanol mit 23,0 $\text{€ct}_{2010}/\text{vkm}$. Etwas teurer ist die Nutzung von Fischer-Tropsch-Diesel (23,4 bis 26,8 $\text{€ct}_{2010}/\text{vkm}$), RME (23,8 $\text{€ct}_{2010}/\text{vkm}$), SNG (24,5 bis 28,1 $\text{€ct}_{2010}/\text{vkm}$) und Biomethan (26,1 $\text{€ct}_{2010}/\text{vkm}$). Am teuersten ist die Nutzung von H_2 . Wird dieser aus Erdgas gewonnen so betragen die Kosten in einem Ottomotor 30,0 $\text{€ct}_{2010}/\text{vkm}$ bzw. 31,2 $\text{€ct}_{2010}/\text{vkm}$ in einer Brennstoffzelle. Die Nutzung von thermochemisch erzeugten H_2 ist mit Kosten von 32,7 bis 34,3 $\text{€ct}_{2010}/\text{vkm}$ (Brennstoffzelle) bzw. 32,7 bis 35,5 $\text{€ct}_{2010}/\text{vkm}$ (Ottomotor) geringfügig teurer.

Bei den Dieselmotoren liegen somit die Gesamtkosten bei der Nutzung von Fischer-Tropsch-Diesel um 15 bis 32 % und bei der Nutzung von RME um 17 % über den Kosten von fossilem Diesel. Die Mehrkosten der Biokraftstoffe im Vergleich zu Benzin beim Ottomotor belaufen sich im Bereich von 19 (Fischer-Tropsch-Benzin) und 85 % (thermochemisch erzeugter H_2). Die Gesamtkosten bei der Nutzung von thermochemisch erzeugtem H_2 in einer Brennstoffzelle liegen zwischen 5 und 10 % über den Kosten von H_2 aus Erdgas.

Vergleicht man die thermochemisch erzeugten Kraftstoffe mit den regenerativen Referenzkraftstoffen, so stellt man fest, dass die Gesamtkosten von Fischer-Tropsch-Diesel aus Winterweizenstroh in zentralen Torrefizierungen mit Flugstromvergaser im Gegensatz zu RME trotz der um 0,9 $\text{€ct}_{2010}/\text{vkm}$ höheren Produktionskosten, insgesamt um 0,4 $\text{€ct}_{2010}/\text{vkm}$ günstiger abschneidet. Dies liegt an den geringeren Investitions- und Unterhaltskosten für den PKW, welcher mit Fischer-Tropsch-Diesel betrieben wird.

Ein ähnliches Ergebnis liefert der Vergleich der Gesamtkosten von Bioethanol mit Fischer-Tropsch-Benzin (Winterweizen in zentralen Torrefizierungen mit Flugstromverga-

ser). Die Einsparung bei der Nutzung von Fischer-Tropsch-Benzin betragen dabei 0,2 €ct₂₀₁₀/vkm.

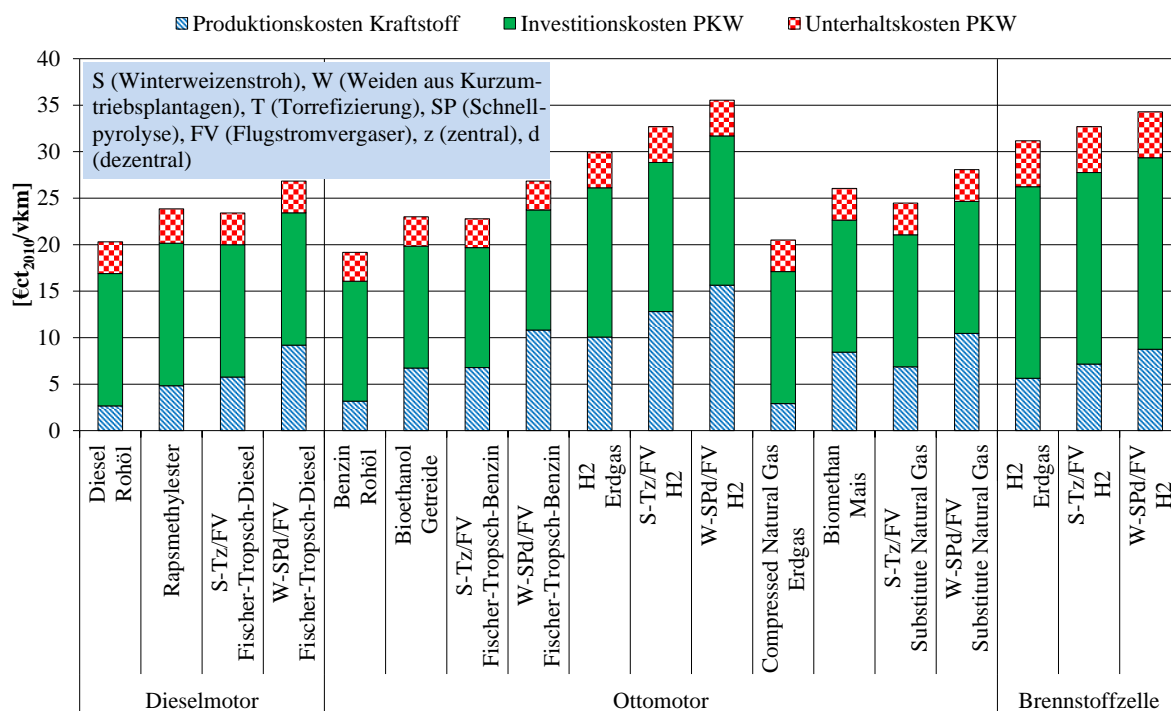


Abb. 4-15: Gesamtkosten unterschiedlicher Kraftstoffe und PKW mit 75 kW für das Jahr 2010 (WTW)

Vergleicht man die Gesamtkosten von Biomethan mit den Gesamtkosten von SNG aus Winterweizenstroh in zentralen Torrefizierungen mit Flugstromvergaser, so muss je Fahrzeugkilometer bei Biomethan aufgrund der höheren Produktionskosten des Kraftstoffs, mit Mehrkosten von 1,6 €ct₂₀₁₀/vkm gerechnet werden.

Weiterhin wird aus Abb. 4-15 ersichtlich, dass die Investitionskosten der PKW bei allen Kraftstoffen den größten Einfluss haben und somit die höheren Produktionskosten der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe im Vergleich zu den fossilen Kraftstoffen nicht so sehr ins Gewicht fallen.

Schlussfolgernd kann festgehalten werden, dass die Nutzung der fossilen Kraftstoffe Benzin, Diesel und CNG nach wie vor die günstigste Option darstellen. Werden Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin und SNG aus Winterweizenstroh gewonnen, so liegen die Gesamtkosten etwas unter den Bioreferenzkraftstoffen RME, Bioethanol und Biomethan. Die Nutzung von fossilem bzw. thermochemisch erzeugtem H₂ in einem Ottomotor bzw. in einer Brennstoffzelle ist nach wie vor im Vergleich zu den anderen Kraftstoffen keine kostengünstige Option. Dies könnte sich ändern, indem der H₂ zukünftig über eine Pipeline transportiert wird und somit die Produktionskosten gesenkt werden können.

5 Perspektiven thermochemisch erzeugter Kraftstoffe in Deutschland

Aufbauend auf der technischen, ökologischen (vgl. Kapitel 3) und ökonomischen Analyse (vgl. Kapitel 4) werden in diesem Kapitel zunächst die politischen Rahmenbedingungen sowie die Besteuerung von Kraftstoffen analysiert (vgl. Kapitel 5.1). In Kapitel 5.2 wird die CO_{2eq}-Einsparung der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe sowie der Bioreferenzkraftstoffe gegenüber dem fossilen Kraftstoff erhoben. Anschließend erfolgt eine Bewertung der Biokraftstoffe mittels den CO_{2eq}-Vermeidungskosten (vgl. Kapitel 5.3). Weiterhin werden die anlegbaren Produktionskosten der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe für das Jahr 2050 unter der Voraussetzung, dass sie wettbewerbsfähig im Vergleich zu den fossilen Kraftstoffen sind, berechnet. Diese werden anhand der CO_{2eq}-Emissionen des Biokraftstoffs und des fossilen Referenzkraftstoffs im Jahr 2050, des CO_{2eq}-Preises sowie der Produktionskosten der fossilen Kraftstoffe erhoben (vgl. Kapitel 5.4). In Kapitel 5.5 werden die Ergebnisse zusammengefasst und die Perspektiven bewertet.

5.1 Politische Rahmenbedingungen und Besteuerung von Kraftstoffen

Das Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umweltwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz - BImSchG) in der Fassung vom 26.09.2002 regelt die Beimischquoten für Biokraftstoffe. In Tabelle 5-1 sind die Quoten für Diesel- und Ottokraftstoffe sowie die Gesamtquote aufgeführt. Im Jahr 2014 müssen demnach 4,4 % des Dieselkraftstoffs und 2,8 % des Ottokraftstoffs durch Biokraftstoffe ersetzt werden. Insgesamt müssen mindestens 6,25 % an Biokraftstoffen eingesetzt werden /BImSchG/.

Tabelle 5-1: Gesetzliche Vorgaben und Ziele für Biokraftstoffe durch Beimischquote und Dekarbonisierung (/BImSchG/, nach /FNR 2012a/)

Jahr	Quote Dieselkraftstoff	Quote Ottokraftstoff	Gesamtquote
2007	4,4 %	1,2 %	-
2008	4,4 %	2,0 %	-
2009	4,4 %	2,8 %	5,25 %
2010	4,4 %	2,8 %	6,25 %
2011	4,4 %	2,8 %	6,25 %
2012	4,4 %	2,8 %	6,25 %
2013	4,4 %	2,8 %	6,25 %
2014	4,4 %	2,8 %	6,25 %
2015		Dekarbonisierung 3,0 %	
2017		Dekarbonisierung 4,5 %	
2020		Dekarbonisierung 7,0 %	

Die Beimischung wird im Jahr 2015 durch die Dekarbonisierung (Treibhausgasminderungsquote) ersetzt (siehe Tabelle 5-1). Sie bezweckt, dass eine Nettoeinsparung an Treibhausga-

sen erreicht werden muss. Die Dekarbonisierung wird stufenweise von 3,0 % im Jahr 2015 auf 4,5 % im Jahr 2017 und auf 7,0 % im Jahr 2020 erhöht /BImSchG/. Sie bezieht sich auf alle im Verkehr befindlichen Otto-, Diesel- und Biokraftstoffe. Als Referenzwert werden für Biokraftstoffe, die einen fossilen Otto- bzw. Dieseldieselkraftstoff ersetzen, die Treibhausgasemissionen ($\text{kg CO}_{2\text{eq}}/\text{GJ}_{\text{KS}}$) des fossilen Otto- bzw. Dieseldieselkraftstoffs zugrunde gelegt /BImSchG/. Wird nun ein Biokraftstoff mit einer schlechten Treibhausgasbilanz im Vergleich zum fossilen Kraftstoff eingesetzt, so muss der Anteil der Biokraftstoffe am Gesamtkraftstoffanteil erhöht werden, um den geforderten Dekarbonisierungsanteil zu erreichen.

Weiter müssen Biokraftstoffe ab 2011 eine $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Einsparung gegenüber dem fossilen Vergleichskraftstoff von mindestens 35 % aufweisen. Diese erhöht sich auf 50 % im Jahr 2017 bzw. 60 % im Jahr 2018, sofern Biokraftstoffe in einer neuen Anlage, welche nach dem 31.12.2016 in Betrieb geht, produziert werden /Biokraft-NachV/.

Die Einsparungen an $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen des Biokraftstoffs im Vergleich zum fossilen Kraftstoff wird gemäß (Gleichung 5-1) berechnet /Richtlinie 98/70/EG/. Die Gesamtemissionen des fossilen Vergleichskraftstoffs e_0 sowie des Biokraftstoffs e beziehen sich auf eine WTW-Analyse. Für den fossilen Vergleichskraftstoff werden $83,8 \text{ g CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{KS}}$ angenommen /Richtlinie 98/70/EG/.

$$\text{Einsparung} = \frac{e_0 - e}{e_0} \quad (\text{Gleichung 5-1})$$

mit e_0 $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen des fossilen Referenzkraftstoffs (WTW) [$\text{g CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{KS}}$]
 e $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen des Biokraftstoffs (WTW) [$\text{g CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{KS}}$]

Derzeit beträgt die Mineralöl- inklusive Ökosteuer in Deutschland $65,45 \text{ ct/l}$ für Ottokraftstoffe sowie $47,04 \text{ ct/l}$ für Dieseldieselkraftstoffe. Bis zum 31.12.2018 wird Erdgas mit $1,39 \text{ ct/kWh}$ besteuert. Werden Biokraftstoffe beigemischt, um die Mindestquoten nach dem /BImSchG/ zu erfüllen, werden sie voll besteuert. Aktuell erhalten Fettsäuremethylester sowie reines Pflanzenöl eine Steuerentlastung in Höhe von $2,14 \text{ ct/l}$. Steuerfrei bis 2015 sind besonders förderwürdige Kraftstoffe. Zu diesen zählen u. a. thermochemisch erzeugte Kraftstoffe, zu Biomethan aufbereitetes Biogas und Kraftstoffmischungen mit einem Ethanolanteil von mindestens 70 % /EnergieStG/.

5.2 CO_{2eq}-Einsparung der Bioreferenzkraftstoffe und der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe in Deutschland in einer Well-to-Wheel Betrachtung

Wie in Kapitel 5.1 erläutert, müssen Biokraftstoffe gemäß der /Biokraft-NachV/, die in Anlagen produziert werden, welche nach dem 31.12.2016 in Betrieb gehen, ab 2018 eine CO_{2eq}-Einsparung von 60 % gegenüber dem fossilen Vergleichskraftstoff aufweisen. Im Rahmen der vorherigen Arbeiten wurden die CO_{2eq}-Emissionen der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe in einer WTW-Analyse umfassend erhoben (vgl. Kapitel 3.3.4 bis 3.3.7). Anhand dieser Ergebnisse wurden mit (Gleichung 5-1) die CO_{2eq}-Einsparung der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe im Vergleich zum fossilen Vergleichskraftstoff in Tabelle 5-2 für die Jahre 2010 und 2050 berechnet.

Tabelle 5-2: Relative CO_{2eq}-Einsparung der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe im Vergleich zum fossilen Vergleichskraftstoff in Prozent für die Jahre 2010 und 2050 (WTW)

[%] ¹⁾	2010				2050			
	FT-D	FT-B	H ₂	SNG	FT-D	FT-B	H ₂	SNG
S-SPd/FV	89	89	70	81	93	93	85	92
WRHtm-SPd/FV	86	86	67	79	91	92	83	91
W-SPd/FV	71	71	56	66	77	77	72	78
S-SPz/FV	88	88	69	81	93	93	84	92
WRHtm-SPz/FV	83	83	65	76	91	91	83	91
W-SPz/FV	70	70	55	65	78	78	73	79
S-Td/FV	87	88	69	80	93	93	85	92
WRHtm-Td/FV	84	84	66	77	92	92	84	91
W-Td/FV	71	71	55	66	78	78	73	79
S-Tz/FV	95	95	75	87	95	95	86	94
WRH-Tz/FV	90	91	71	83	93	94	85	93
W-Tz/FV	78	78	61	74	80	80	74	81
S-C	85	86	77	86	92	93	87	94
WRHtm-C	82	82	75	83	91	92	86	93
W-C	72	72	66	74	80	80	76	83
S-AER	-	-	86	79	-	-	89	92
WRHtm-AER	-	-	86	79	-	-	89	92
W-AER	-	-	76	70	-	-	76	81

S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), tm (teilmechanisiert), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), SP (Schnellpyrolyse), FV (Flugstromvergaser), d (dezentral), z (zentral), T (Torrefizierung), C (CHOREN Carbo-V[®]), AER (Absorption Enhanced Reforming), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas)

¹⁾ fossiler Vergleichskraftstoff: 83,8 g CO_{2eq}/MJ_{KS} /Richtlinie 98/70/EG/

Es wird deutlich, dass fast alle thermochemisch erzeugten Kraftstoffe im Jahr 2010 die gesetzlich geforderte Einsparung von 60 % nach der /Biokraft-NachV/ erfüllen. Einzig H₂ aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in dezentralen (56 %) bzw. zentralen (55 %) Schnellpyrolysen sowie H₂ aus dezentralen Torrefizierungen mit anschließendem Flugstromvergaser (55 %) halten die gesetzlich geforderte Einsparung von 60 % /Biokraft-NachV/ nicht ein. Die höchste CO_{2eq}-Einsparung beträgt 95 %. Sie wird bei Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin aus Winterweizenstroh in zentralen Torrefizierungen mit Flugstromvergaser erzielt.

Im Jahr 2050 wird die 60 % Grenze von allen Kraftstoffen erreicht. Die höchste $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Einsparung wird wiederum mit 95 % bei Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin aus Winterweizenstroh in zentralen Torrefizierungen mit Flugstromvergaser erzielt. Die geringste $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Einsparung gegenüber dem fossilen Vergleichskraftstoff wird im Jahr 2050 bei H_2 aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in dezentralen Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser erreicht. Sie beträgt 72 %. Die dabei entstehenden $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen in Höhe von $23,6 \text{ g CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{KS}}$, liegen noch $9,9 \text{ g CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{KS}}$ unter der geforderten Einsparung von 60 % für das Jahr 2018.

In Abb. 5-1 sind die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen sowie die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Einsparung der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe nochmals grafisch für die Jahre 2010 und 2050 dargestellt. Um die Bandbreite aufzuzeigen, wurde für jeden thermochemisch erzeugten Kraftstoff die Prozesskette mit den jeweils höchsten und den niedrigsten $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen abgebildet (vgl. Tabelle 5-2). Weiter enthält Abb. 5-1 die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen der Bioreferenzkraftstoffe sowie die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Einsparziele von 35, 50 und 60 % nach der /Biokraft-NachV/.

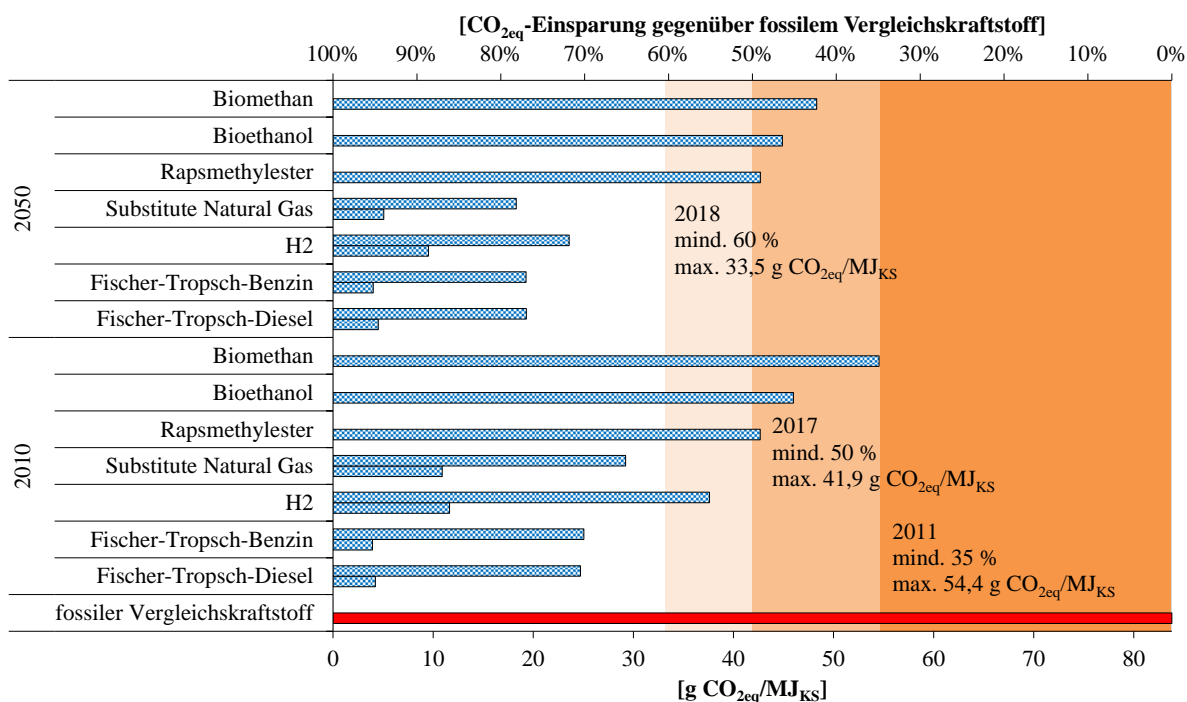


Abb. 5-1: $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen und $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Einsparung der Bioreferenzkraftstoffe und der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe für die Jahre 2010 und 2050 (inklusive $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Einsparziele nach /Biokraft-NachV/) (WTW)

Im Vergleich zu den thermochemisch erzeugten Kraftstoffen haben die in dieser Arbeit analysierten Bioreferenzkraftstoffe eine geringere $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Einsparung. Biomethan aus Mais verursacht im Jahr 2010 mit $54,6 \text{ g CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{KS}}$ mehr $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen als im Jahr 2011 nach der

/Biokraft-NachV/ zulässig sind. Bei Biomethan können die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen im Jahr 2050 auf 48,3 g $\text{CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{KS}}$ reduziert werden. Dies entspricht einer $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Einsparung von 42 %. Somit werden die geforderten Ziele mit der hier untersuchten Anlage nicht erreicht.

Die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen von Bioethanol aus Getreide belaufen sich zwischen 46,0 (2010) und 44,9 g $\text{CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{KS}}$ (2050). Die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Einsparung von 35 % wird somit erfüllt. Die geforderte $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Einsparung von 50 % im Jahr 2017 kann bei der in dieser Arbeit angenommenen Bioethanol Produktion in einer Neuanlage, welche nach dem 31.12.2016 in Betrieb geht, nicht eingehalten werden.

Bei RME werden mit 42,7 g $\text{CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{KS}}$ (2010 und 2050) die geringsten Emissionen aller Bioreferenzkraftstoffe freigesetzt. Wie bei den anderen Bioreferenzkraftstoffen wird aber auch hier die geforderte Einsparung von 50 % ab 2017 nicht erreicht.

Es kann festgehalten werden, dass die thermochemisch erzeugten Kraftstoffe die geforderte $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Einsparung von bis zu 60 % nach der /Biokraft-NachV/ größtenteils einhalten und sogar weit unterschreiten. Die hier betrachteten Produktionsverfahren für Bioreferenzkraftstoffe hingegen halten ohne Verbesserung der Anbausysteme und Konversionsverfahren die 50 % Vorgabe für Neuanlagen ab 2017 schon nicht mehr ein.

5.3 $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Vermeidungskosten in einer Well-to-Wheel Betrachtung

Die Nutzung von thermochemisch erzeugten Kraftstoffen ist durch niedrigere $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen (vgl. Kapitel 3.3 und 3.4) sowie höhere Gesamtkosten (vgl. Kapitel 4.4 und 4.5) als die Nutzung von fossilen Kraftstoffen gekennzeichnet. Als Kriterium zur Bewertung der Biokraftstoffe werden nachfolgend die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Vermeidungskosten der Biokraftstoffe K_V gemäß (Gleichung 5-2) ermittelt. Die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Vermeidungskosten ergeben sich aus der Differenz der Gesamtkosten des Biokraftstoffs K zu den Gesamtkosten des fossilen Referenzkraftstoffs K_0 bezogen auf die Differenz der $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen des fossilen Referenzkraftstoffs e_0 zu den $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen des Biokraftstoffs e .

$$K_V = \frac{K - K_0}{e_0 - e} \quad (\text{Gleichung 5-2})$$

mit	K_V	$\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Vermeidungskosten des Biokraftstoffs (WTW) [$\text{€}_{2010}/\text{t CO}_{2\text{eq}}$]
	K	Gesamtkosten des Biokraftstoffs (WTW) [$\text{€}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$]
	K_0	Gesamtkosten des fossilen Referenzkraftstoffs (WTW) [$\text{€}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$]
	e	$\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen des Biokraftstoffs (WTW) [$\text{t CO}_{2\text{eq}}/\text{GJ}_{\text{KS}}$]
	e_0	$\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen des fossilen Referenzkraftstoffs (WTW) [$\text{t CO}_{2\text{eq}}/\text{GJ}_{\text{KS}}$]

Anhand der in Kapitel 3.3 und 3.4 ermittelten $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen sowie der in Kapitel 4.4 und 4.5 erhobenen Gesamtkosten werden die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Vermeidungskosten für die Bioreferenzkraftstoffe und die thermochemisch erzeugten Kraftstoffe erhoben. Als fossile Referenzkraftstoffe wurden Diesel und Benzin aus Rohöl sowie H_2 und CNG aus Erdgas verwendet. In Abb. 5-2 sind die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Vermeidungskosten in $\text{€}_{2010}/\text{t CO}_{2\text{eq}}$ für RME, Bioethanol aus Getreide und Biomethan aus Mais aufgetragen. Weiter sind jeweils die thermochemisch erzeugten Kraftstoffe mit den geringsten und den höchsten $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Vermeidungskosten für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H_2 sowie SNG aufgetragen.

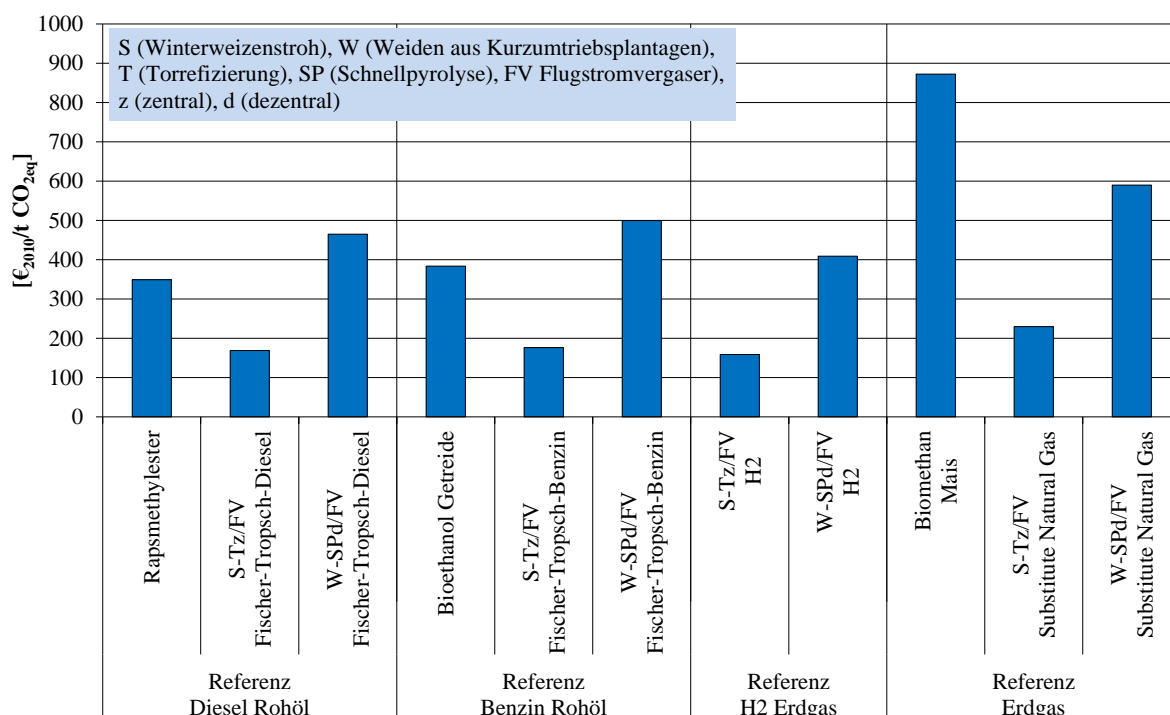


Abb. 5-2: $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Vermeidungskosten der Bioreferenzkraftstoffe und der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe für das Jahr 2010 (WTW)

Insgesamt erstrecken sich die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Vermeidungskosten von 159 (H_2 aus Winterweizenstroh in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser) bis 872 $\text{€}_{2010}/\text{t CO}_{2\text{eq}}$ (Biomethan aus Mais).

Es kann festgehalten werden, dass thermochemisch erzeugter Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H_2 und SNG aus Winterweizenstroh geringere $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Vermeidungskosten aufweisen als RME, Bioethanol bzw. Biomethan. Die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Vermeidungskosten von Fischer-Tropsch-Diesel liegen 52 % unter denen von RME. Der Unterschied von Fischer-Tropsch-Benzin zu Bioethanol beträgt 54 %, der von SNG zu Biomethan sogar 74 %.

Die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Vermeidungskosten aller betrachteten thermochemischen Verfahren befindet sich in Anhang J.

Der Vergleich der $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Vermeidungskosten mit den CO_2 -Zertifikatspreisen des Europäischen Emissionshandels zeigt, dass die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Vermeidungskosten der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe um ein Vielfaches über den CO_2 -Zertifikatspreisen liegen. Diese lagen Ende 2012 bei ca. 6 bis 7 €/t CO_2 /EEX 2014/.

Wird ein CO_2 -Zertifikatspreis von 7 €/t CO_2 angenommen, müssten die Einfuhrpreise für fossile Kraftstoffe mehr als verdoppelt werden, um thermochemisch erzeugte Kraftstoffe wirtschaftlich auf dem Markt anzubieten. Am Beispiel von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin ist eine Erhöhung des Rohölpreises von 77,45 (2010) /OPEC 2013/ auf 178 (Winterweizenstroh in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser) bis 297 \$₂₀₁₀/bbl (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in dezentralen Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser) notwendig. Bei der thermochemischen Produktion von H_2 würde es bedeuten, dass der Erdgaspreis von 5,725 /BMWi 2013b/ (2010) auf 14 (Winterweizenstroh in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser) bis 24 €₂₀₁₀/GJ (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in dezentralen Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser) ansteigen müsste. Für die Produktion von SNG sind Erdgaspreise von 21 (Winterweizenstroh in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser) bis 36 €₂₀₁₀/GJ (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in dezentralen Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser) erforderlich.

5.4 Berechnung der anlegbaren Produktionskosten frei Tankstelle von thermochemisch erzeugten Kraftstoffen für das Jahr 2050

Nachfolgend werden die anlegbaren Produktionskosten K_P der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe für das Jahr 2050 ermittelt (vgl. (Gleichung 5-3)). Voraussetzung ist, dass die thermochemisch erzeugten Kraftstoffe im Vergleich zu den fossilen Kraftstoffen unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten wettbewerbsfähig angeboten werden können. Als Rahmen hierfür dienen der $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Preis P_{CO_2} , die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen des Biokraftstoffs e und des fossilen Referenzkraftstoffs e_0 im Jahr 2050 sowie der Rohöl- bzw. Erdgaseinfuhrpreis, mit denen die Produktionskosten der fossilen Referenzkraftstoffe $K_{P,0}$ berechnet werden. Der $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Preis wird dabei im Bereich von 10 bis 250 €₂₀₁₀/t $\text{CO}_{2\text{eq}}$ variiert. Der Rohölpreis zwischen 100 und 250 \$₂₀₁₀/bbl sowie der Erdgaspreis von 6 bis 20 €₂₀₁₀/GJ.

Mit der Annahme, dass die Investitions- und Unterhaltskosten des mit thermochemisch erzeugtem Kraftstoff betriebenen PKW auch im Jahr 2050 den Kosten des mit fossilem Kraftstoff betriebenen PKW entsprechen (vgl. Kapitel 4.5.2), können die Gesamtkosten aus (Gleichung 5-2) in Produktionskosten (Gleichung 5-3) geändert werden. Hieraus lassen sich dann die anlegbaren Produktionskosten der Biokraftstoffe ermitteln.

$$K_P + P_{CO_2} \times e = K_{P,0} + P_{CO_2} \times e_0$$

$$K_P = K_{P,0} + P_{CO_2} \times (e_0 - e) \quad (\text{Gleichung 5-3})$$

mit	P_{CO_2}	CO _{2eq} -Preis (WTW) [€ ₂₀₁₀ /t CO _{2eq}]
	K_P	anlegbare Produktionskosten des Biokraftstoffs (WTT) [€ ₂₀₁₀ /GJ _{KS}]
	$K_{P,0}$	Produktionskosten des fossilen Referenzkraftstoffs (WTT) [€ ₂₀₁₀ /GJ _{KS}]
	e	CO _{2eq} -Emissionen des Biokraftstoffs (WTW) [t CO _{2eq} /GJ _{KS}]
	e_0	CO _{2eq} -Emissionen des fossilen Referenzkraftstoffs (WTW) [t CO _{2eq} /GJ _{KS}]

In Tabelle 5-3 wurden die anlegbaren Kraftstoffproduktionskosten für Fischer-Tropsch-Diesel mit den oben angegebenen Bandbreiten für das Jahr 2050 in €₂₀₁₀/GJ_{KS} ermittelt. Die Berechnung der Produktionskosten wurde für die Fischer-Tropsch-Diesel Produktion im Jahr 2050 mit den geringsten CO_{2eq}-Emissionen (4,5 g CO_{2eq}/MJ_{KS}, Winterweizenstroh in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser) und mit den höchsten (19,3 g CO_{2eq}/MJ_{KS}, Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in dezentralen Schnellpyrolysen mit einem zentralen Flugstromvergaser) durchgeführt (siehe Anhang E).

Tabelle 5-3: Anlegbare Produktionskosten für Fischer-Tropsch-Diesel in Abhängigkeit des CO_{2eq}-Preises sowie des Rohölpreises für das Jahr 2050 (WTT)

Rohölpreis [\$ ₂₀₁₀ /bbl]		100	150	200	250	
		Fischer-Tropsch-Diesel Produktionskosten (S-Tz/FV) [€₂₀₁₀/GJ_{KS}]¹⁾				
CO _{2eq} -Preis [€ ₂₀₁₀ /t CO _{2eq}]	10	16,5	23,4	30,3	37,2	
	50	19,9	26,8	33,7	40,6	
	100	24,2	31,1	38,0	44,9	
	150	28,5	35,4	42,3	49,2	
	200	32,8	39,7	46,6	53,4	
	250	37,1	44,0	50,8	57,7	
			Fischer-Tropsch-Diesel Produktionskosten (W-SPd/FV) [€₂₀₁₀/GJ_{KS}]²⁾			
	10	16,3	23,2	30,1	37,0	
	50	19,2	26,1	33,0	39,8	
	100	22,7	29,6	36,5	43,4	
	150	26,3	33,2	40,1	46,9	
	200	29,8	36,7	43,6	50,5	
	250	33,4	40,3	47,1	54,0	

¹⁾ 4,5 g CO_{2eq}/MJ_{KS} (WTW-Analyse) (siehe Anhang E, Abb. E-8)

²⁾ 19,3 g CO_{2eq}/MJ_{KS} (WTW-Analyse) (siehe Anhang E, Abb. E-8)

S (Winterweizenstroh), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), T (Torrefizierung), SP (Schnellpyrolyse), d (dezentral), z (zentral), FV (Flugstromvergaser)

Die anlegbaren Produktionskosten sind nochmals grafisch in Abb. 5-3 dargestellt. Die niedrigsten anlegbaren Produktionskosten für Fischer-Tropsch-Diesel aus Winterweizenstroh in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser betragen 16,5 €₂₀₁₀/GJ_{KS} bei einem Rohölpreis von 100 \$₂₀₁₀/bbl sowie einem CO_{2eq}-Preis von 10 €₂₀₁₀/t CO_{2eq}. Erhöht man den

Rohöl- und $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Preis auf 250 $\text{\$}_{2010}/\text{bbl}$ bzw. 250 $\text{\text{€}}_{2010}/\text{t CO}_{2\text{eq}}$, so erhält man anlagbare Produktionskosten in Höhe von 57,7 $\text{\text{€}}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$. Wird Fischer-Tropsch-Diesel aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in dezentralen Schnellpyrolysen mit einem zentralen Flugstromvergaser erzeugt, müssen die anlegbaren Produktionskosten mit den getroffenen Annahmen aufgrund der höheren $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen günstiger sein. Sie liegen zwischen 16,34 (Rohölpreis 100 $\text{\$}_{2010}/\text{bbl}$, $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Preis 10 $\text{\text{€}}_{2010}/\text{t CO}_{2\text{eq}}$) und 54,0 $\text{\text{€}}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ (Rohölpreis 250 $\text{\$}_{2010}/\text{bbl}$, $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Preis 250 $\text{\text{€}}_{2010}/\text{t CO}_{2\text{eq}}$).

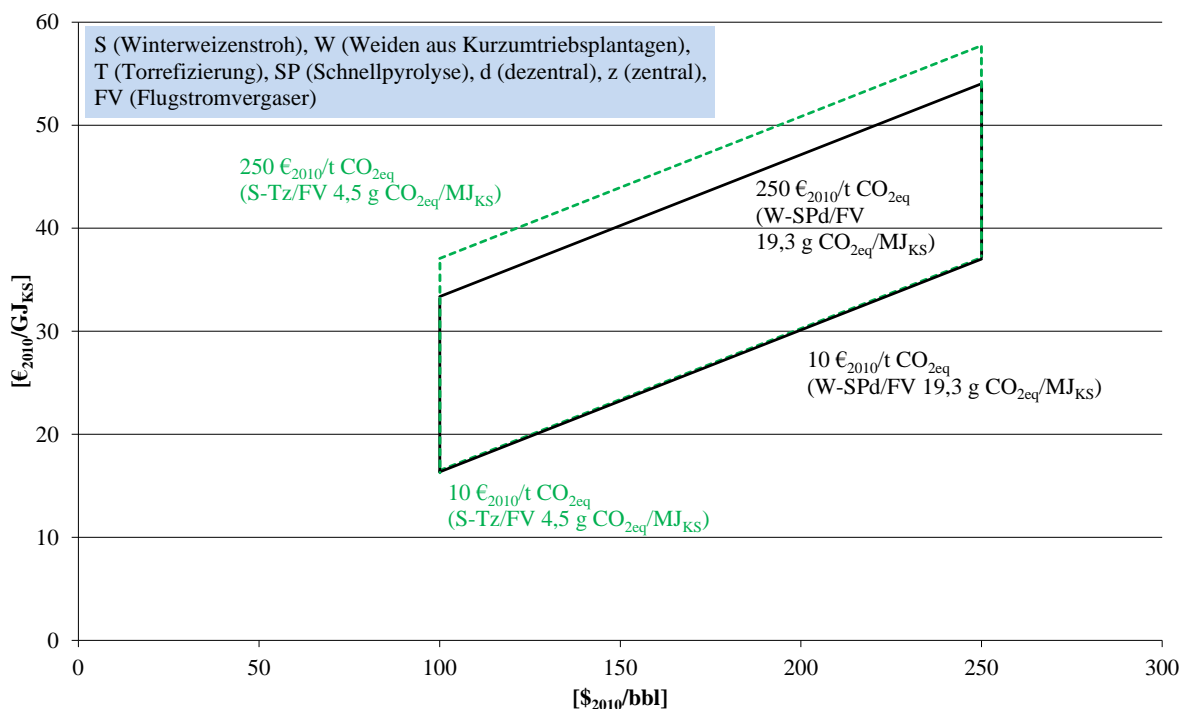


Abb. 5-3: Anlegbare Produktionskosten für Fischer-Tropsch-Diesel in Abhängigkeit des $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Preises sowie des Rohölpreises für das Jahr 2050 (WTT)

Die anlegbaren Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Benzin aus Winterweizenstroh in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser (siehe Anhang K) betragen 16,6 $\text{\text{€}}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ (Rohölpreis 100 $\text{\$}_{2010}/\text{bbl}$, $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Preis 10 $\text{\text{€}}_{2010}/\text{t CO}_{2\text{eq}}$). Werden der Rohöl- bzw. $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Preis auf 250 $\text{\$}_{2010}/\text{bbl}$ bzw. 250 $\text{\text{€}}_{2010}/\text{t CO}_{2\text{eq}}$ erhöht, erhält man anlegbare Produktionskosten von 56,8 $\text{\text{€}}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$. Bei der Fischer-Tropsch-Benzin Produktion aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in dezentralen Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser liegen sie zwischen 16,4 (Rohölpreis 100 $\text{\$}_{2010}/\text{bbl}$, $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Preis 10 $\text{\text{€}}_{2010}/\text{t CO}_{2\text{eq}}$) und 53,0 $\text{\text{€}}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ (Rohölpreis 250 $\text{\$}_{2010}/\text{bbl}$, $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Preis 250 $\text{\text{€}}_{2010}/\text{t CO}_{2\text{eq}}$).

Für die Berechnung der anlegbaren Produktionskosten für thermochemisch erzeugten H_2 aus Biomasse (siehe Anhang K) wurde die Bereitstellung des H_2 frei Tankstelle mit einer Pipeline betrachtet. Die niedrigsten anlegbaren Produktionskosten betragen dabei

19,6 €₂₀₁₀/GJ_{KS} (Erdgaspreis 6 €₂₀₁₀/GJ, CO_{2eq}-Preis 10 €₂₀₁₀/t CO_{2eq}). Die höchsten anlegbaren Produktionskosten belaufen sich auf 55,6 €₂₀₁₀/GJ_{KS} (Erdgaspreis 20 €₂₀₁₀/GJ, CO_{2eq}-Preis 250 €₂₀₁₀/t CO_{2eq}).

Bei SNG aus Biomasse (siehe Anhang K) liegen die anlegbaren Produktionskosten zwischen 12,8 (Erdgaspreis 6 €₂₀₁₀/GJ, CO_{2eq}-Preis 10 €₂₀₁₀/t CO_{2eq}) und 44,5 €₂₀₁₀/GJ_{KS} (Erdgaspreis 20 €₂₀₁₀/GJ, CO_{2eq}-Preis 250 €₂₀₁₀/t CO_{2eq}).

Unterstellt man für das Jahr 2050 einen Rohölpreis von 130 \$₂₀₁₀/bbl bzw. einen Erdgaspreis von 8 €₂₀₁₀/GJ sowie einen CO_{2eq}-Preis von 100 €₂₀₁₀/t CO_{2eq}, so ergeben sich die in Tabelle 5-4 aufgeführten anlegbaren Produktionskosten. Um wettbewerbsfähig mit den fossilen Kraftstoffen zu sein, darf die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel aus Winterweizenstroh in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser 28,3 €₂₀₁₀/GJ_{KS} kosten. Für Fischer-Tropsch-Benzin, H₂ (Pipelinetransport) und SNG ergeben sich anlegbare Produktionskosten in Höhe von 28,0, 29,1 bzw. 21,5 €₂₀₁₀/GJ_{KS}. Werden thermochemisch erzeugte Kraftstoffe aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in dezentralen Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser erzeugt, müssen die anlegbaren Produktionskosten aufgrund der höheren CO_{2eq}-Emissionen unter den Produktionskosten für Kraftstoffe aus Winterweizenstroh liegen. Sie betragen bei Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin 26,9 bzw. 26,5 €₂₀₁₀/GJ_{KS}. Wird H₂ (Pipelinetransport) hergestellt, belaufen sie sich auf 27,9 €₂₀₁₀/GJ_{KS}. Bei SNG ergeben sich anlegbare Produktionskosten in Höhe von 20,2 €₂₀₁₀/GJ_{KS}.

Tabelle 5-4: Vergleich der berechneten Produktionskosten (2010) mit den anlegbaren Produktionskosten (2050) für Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ (Pipelinetransport) und SNG (WTT)

[€ ₂₀₁₀ /GJ _{KS}]	2010 ¹⁾		2050 ²⁾	
	S-Tz/FV	W-SPd/FV	S-Tz/FV	W-SPd/FV
Fischer-Tropsch-Diesel	27,1	43,2	28,3	26,9
Fischer-Tropsch-Benzin	27,1	43,2	28,0	26,5
H ₂ (Pipelinetransport)	31,8	44,6	29,1	27,9
SNG	27,4	41,8	21,5	20,2

S (Winterweizenstroh), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), T (Torrefizierung), SP (Schnellpyrolyse), d (dezentral), z (zentral), FV (Flugstromvergaser)

¹⁾ berechnete Produktionskosten

²⁾ anlegbare Produktionskosten (Rohöl- (130 \$₂₀₁₀/bbl), Erdgas- (8 €₂₀₁₀/GJ), CO_{2eq}-Preis (100 €₂₀₁₀/t CO_{2eq}))

Aus Tabelle 5-4 wird ersichtlich, dass bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel und -Benzin aus Winterweizenstroh in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser die anlegbaren Produktionskosten in etwa gleich auf mit den berechneten Kosten aus dem Jahr 2010 liegen. Wird H₂ (Pipelinetransport) bzw. SNG aus Winterweizenstroh in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser produziert, so müssten die derzeitigen Produktionskosten um 2,7 bzw. 5,9 €₂₀₁₀/GJ_{KS} gesenkt werden. Mit den getroffenen Annahmen ist

somit eine zukünftige Produktion dieser Kraftstoffe durchaus wirtschaftlich gegenüber den fossilen Kraftstoffen.

Schwieriger sieht es bei der Kraftstoffproduktion aus Weiden aus Kurzumtriebsanlagen in dezentralen Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser aus. Um einen wettbewerbsfähigen Biokraftstoff herzustellen, müssten die derzeitigen Produktionskosten deutlich reduziert werden. Der Grund liegt hier v. a. bei den höheren Kraftstoffproduktionskosten, welche zum einen aus den dezentralen Anlagen und zum anderen aus der Bereitstellung von Weiden aus Kurzumtriebsanlagen resultieren. Bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel müssten zukünftig $16,4 \text{ €}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$ im Vergleich zu den heutigen Kraftstoffproduktionskosten eingespart werden. Wird SNG hergestellt, so muss die höchste Einsparung gegenüber den heutigen Produktionskosten erzielt werden. Sie beläuft sich auf $21,6 \text{ €}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$. Für die zukünftige Kraftstoffproduktion aus Weiden aus Kurzumtriebsanlagen in dezentralen Anlagen müssten somit die Rohöl-, Erdgas- und $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Preise noch deutlicher ansteigen bzw. die derzeitigen Produktionskosten erheblich gesenkt werden.

5.5 Zusammenfassung und Bewertung der Perspektiven

Es konnte gezeigt werden, dass mit heutigem Stand der Technik fast alle thermochemisch erzeugten Kraftstoffe die gesetzlich geforderte $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Einsparung von 60 % für das Jahr 2018 /Biokraft-NachV/ einhalten. Bei der Produktion von H_2 aus Weiden aus Kurzumtriebsanlagen in dezentralen bzw. zentralen Schnellpyrolysen sowie in dezentralen Torrefizierungen mit anschließendem Flugstromvergaser wird dieses Ziel nicht erreicht. Für das Jahr 2050 wird die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Einsparung von allen thermochemisch erzeugten Kraftstoffen unterboten.

Die in dieser Arbeit analysierten Bioreferenzkraftstoffe Bioethanol aus Getreide, Biomethan aus Mais und RME halten die geforderte $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Einsparung von 50 % im Jahr 2017 in einer Neuanlage nicht ein.

Derzeit liegen die Produktionskosten der Bioreferenzkraftstoffe als auch der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe über denen der fossilen Kraftstoffe. Zukünftig ist mit einem Anstieg der $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Preise sowie der Rohöl- und Erdgaspreise zu rechnen. Unter diesen Annahmen konnte gezeigt werden, dass die thermochemisch erzeugten Kraftstoffe durchaus wirtschaftlich wettbewerbsfähige Produktionskosten im Vergleich zu den fossilen Kraftstoffen aufweisen können. Am vielversprechendsten ist dabei die Kraftstoffproduktion aus Winterweizenstroh in zentralen Torrefizierungen mit Flugstromvergaser. Aufgrund der hohen Kosten bei der Produktion von thermochemischen Kraftstoffen aus Weiden aus Kurzumtriebsanlagen in dezentralen Anlagen, stellt sich hier eine wirtschaftliche Produktion im Vergleich zu den fossilen Kraftstoffen als schwieriger heraus.

Schlussfolgernd konnte gezeigt werden, dass für eine wirtschaftlich wettbewerbsfähige Produktion von thermochemischen Kraftstoffen, v. a. steigende CO_{2eq}-, Rohöl- sowie Erdgaspreise notwendig sind. Des Weiteren würde eine Verlängerung der bisher vorgesehenen Steuerbefreiung (bis 2015) für besonders förderwürdige Kraftstoffe die Einführung thermochemisch erzeugter Kraftstoffe erleichtern.

6 Zusammenfassung

In dieser Arbeit wurde die thermochemische Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und Substitute Natural Gas (SNG) aus Winterweizenstroh, Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen hinsichtlich technischer, ökologischer und ökonomischer Gesichtspunkte in einer Well-to-Wheel (WTW) Analyse untersucht. Neben technischen Parametern wie dem Strombedarf, Stromproduktion, energetischen Nutzungsgrad etc. wurden ökologische und ökonomische Größen zusammengestellt. Zu diesen gehören u. a. die CO_{2eq}-Emissionen, Kraftstoffproduktionskosten, CO_{2eq}-Einsparung, CO_{2eq}-Vermeidungskosten etc. Insgesamt wurden vier verschiedene Verfahren (Schnellpyrolyse bzw. Torrefizierung mit Flugstromvergaser, CHOREN Carbo-V[®]- und Absorption Enhanced Reforming (AER)-Vergaser) betrachtet. Neben den zentralen Konzepten, d. h. Schnellpyrolyse bzw. Torrefizierung befinden sich am selben Ort wie der anschließende Flugstromvergaser, wurden auch dezentrale Konzepte analysiert. Bei den dezentralen Verfahren ist die Schnellpyrolyse bzw. Torrefizierung räumlich von der Vergasung entkoppelt.

Ergebnisse der technischen Analyse. Die Ermittlung der energetischen Nutzungsgrade im Zuge der technischen Analyse ergab, dass heute (2010) der geringste energetische Nutzungsgrad mit 41,5 % bei der Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin Produktion (Waldrestholz in dezentralen Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser) erzielt wird. Der energetische Nutzungsgrad der Anlage berechnet sich aus dem Energiegehalt des produzierten Kraftstoffs abzüglich der netto zu- bzw. abgeführten elektrischen Energie (Strombedarf bzw. Stromproduktion der Anlage) bezogen auf die zugeführte Energie in Form von Biomasse. Die H₂-Produktion (Waldrestholz in CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser) erreicht mit 59,4 % den höchsten energetischen Nutzungsgrad.

Die ermittelten energetischen Nutzungsgrade stimmen dabei sehr gut mit den Werten von /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/ und /Müller-Langer et al. 2009/ überein.

Im Jahr 2050 wird unterstellt, dass sich der Wirkungsgrad der Aggregate (Förderbänder, Zerkleinerer, Trockner, Pumpen etc.) verbessert und sie somit einen um 10 % geringeren Strombedarf als im Jahr 2010 aufweisen. Infolgedessen erhöhen sich die energetischen Nutzungsgrade der Anlagen im Jahr 2050.

Alle in dieser Arbeit analysierten Verfahren sind bezüglich der benötigten Wärme und Dampfes autark. Jedoch können nach gegenwertigem Stand der Technik (2010) nur zwei Anlagen (Fischer-Tropsch-Diesel und -Benzin Produktion aus Winterweizenstroh in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser und H₂-Produktion aus Weiden aus Kurzum-

triebsplantagen im AER-Vergaser) stromautark betrieben werden. In diesen Anlagen wird mehr Strom produziert (BHKW, Dampfturbine) als sie benötigen. Im Jahr 2050 erhöht sich die Anzahl der stromautarken Anlagen infolge des geringeren Strombedarfs (Wirkungsgraderhöhung der Aggregate) auf sechs.

Der elektrische Leistungsbedarf bei jährlich 7.500 Volllaststunden ist bei allen betrachteten Verfahren bei der H₂-Produktion aufgrund der Verdichtung des Kraftstoffs auf 850 bar am höchsten. Weiterhin kann festgehalten werden, dass der elektrische Leistungsbedarf bei den dezentralen Konzepten höher ist als bei den zentralen Konzepten. In den dezentralen Schnellpyrolysen erhöht sich der Biomassebedarf im Gegensatz zu den zentralen Anlagen. Dadurch steigt der elektrische Leistungsbedarf der Zerkleinerer, Trocknung, Schnellpyrolyse etc. an. Der Grund für den höheren Biomassedurchsatz besteht darin, dass die Abwärme der dezentralen Schnellpyrolyse für die Trocknung der Biomasse und Aufheizung des Sandes nicht ausreicht. Um den Wärmebedarf zu decken, wird in den dezentralen Anlagen ein Teil des Slurrys verbrannt. In den zentralen Anlagen wird hierfür die Abwärme aus der anschließenden Vergasung genutzt. Bei der Torrefizierung wird der größere elektrische Leistungsbedarf in den dezentralen Anlagen v. a. durch den elektrischen Energiebedarf der Zerkleinerung und der Pelletierung der torrefizierten Biomasse begründet, welcher in einer zentralen Anlage entfällt.

Ergebnisse der ökologischen Analyse. Aufbauend auf den Ergebnissen der technischen Analyse wurde eine ökologische Analyse durchgeführt. Die betrachteten Prozessketten wurden dabei mit der Life Cycle Assessment (LCA) Software GaBi in einer Well-to-Tank (WTT) Analyse bilanziert. Bei der WTT-Analyse wurden die CO_{2eq}-Emissionen des Anbaus und der Bereitstellung der Biomasse frei Konversionsanlage, die Kraftstoffproduktion sowie der Kraftstofftransport zur Tankstelle berechnet. Die geringsten spezifischen CO_{2eq}-Emissionen entstehen bei der Kraftstoffproduktion aus Winterweizenstroh in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser. Sie betragen derzeit (2010) bei Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin 3,6 bzw. 3,7 g CO_{2eq}/MJ_{KS}. Wird SNG in dieser Anlage hergestellt, belaufen sie sich auf 9,6 g CO_{2eq}/MJ_{KS}. Die höchsten CO_{2eq}-Emissionen mit 37,6 g CO_{2eq}/MJ_{KS} resultieren aus der H₂-Produktion aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in einer zentralen Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser. Die Sensitivitätsanalyse hat gezeigt, dass u. a. der elektrische Energiebedarf der Anlagen einen großen Einfluss auf die CO_{2eq}-Emissionen hat.

Ein Vergleich der CO_{2eq}-Emissionen mit /Beiermann 2010/ und /Müller-Langer 2011/ zeigt ähnliche Ergebnisse.

Für das Jahr 2050 wurden u. a. ein Strommix mit geringeren $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen, ein geringerer elektrischer Energiebedarf der Anlagen sowie ein Pipelinetransport des H_2 , welcher im Vergleich zum LKW Transport geringere $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen aufweist, angenommen. Die geringeren $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen des Strommixes führen dazu, dass die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen bei der Fischer-Tropsch-Diesel Produktion in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser von derzeit 3,6 auf 3,9 g $\text{CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{KS}}$ ansteigen. Bei dieser Anlage handelt es sich um eine stromautarke Anlage, welche zusätzlich elektrische Energie ins Netz einspeist. Aufgrund der geringeren $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Gutschrift für die eingespeiste elektrische Strommenge erhöhen sich die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen. Die niedrigsten $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen werden zukünftig mit 3,7 g $\text{CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{KS}}$ bei der H_2 -Produktion (Pipelinetransport) aus Waldrestholz in einem AER-Vergaser erreicht. Mit 19,2 g $\text{CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{KS}}$ entstehen die höchsten $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Benzin aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in dezentralen Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser.

Erweitert man die WTT-Analyse um die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen, welche während der Verbrennung des Kraftstoffs im PKW entstehen (Tank-to-Wheel (TTW)), so erhält man die WTW- $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen. Die TTW- $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen werden durch den Kraftstoffbedarf des PKW (Ottomotor, Diesel, Brennstoffzelle) und die Art des Kraftstoffs (Biokraftstoff oder fossiler Kraftstoff) beeinflusst. Die WTW- $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen werden dabei auf einen Fahrzeugkilometer (vkm) bezogen. Ein Vergleich der spezifischen WTW- $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen zeigt, dass die thermochemisch erzeugten Kraftstoffe deutlich unter den betrachteten Referenzkraftstoffen liegen. Die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe reichen von 9,0 (Fischer-Tropsch-Diesel aus Winterweizenstroh in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser) bis 83,2 g $\text{CO}_{2\text{eq}}/\text{vkm}$ (Ottomotor, H_2 aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in einer zentralen Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser).

Die geringsten $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen entstehen bei den Referenzkraftstoffen mit 90,8 g $\text{CO}_{2\text{eq}}/\text{vkm}$ bei Rapsmethylester (RME). Wird H_2 aus Erdgas erzeugt und in einem Ottomotor genutzt, so entstehen mit 218,7 g $\text{CO}_{2\text{eq}}/\text{vkm}$ die höchsten $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen.

Zukünftig (2050) reduzieren sich die WTW- $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen im Vergleich zu 2010 um bis zu 78 % bei H_2 (Waldrestholz in einem AER-Vergaser, Pipelinetransport). Diese Reduktion beruht v. a. auf den geringeren $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen bei der Herstellung der Kraftstoffe sowie dem geringeren Kraftstoffverbrauch der PKW im Jahr 2050.

Biokraftstoffe müssen in Deutschland ab 2011 nach der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung eine $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Einsparung gegenüber dem fossilen Vergleichskraftstoff von mindestens 35 % aufweisen. Werden Biokraftstoffe in einer Anlage, welche nach

dem 31.12.2016 in Betrieb geht, produziert, erhöht sich die CO_{2eq}-Einsparung im Jahr 2017 auf 50 % und im Jahr 2018 auf 60 % /Biokraft-NachV/. Die Gesamtemissionen des fossilen Vergleichskraftstoffs sowie des Biokraftstoffs beziehen sich auf eine WTW-Analyse. Für den fossilen Vergleichskraftstoff werden 83,8 g CO_{2eq}/MJ_{KS} angenommen /Richtlinie 98/70/EG/.

Die CO_{2eq}-Einsparung von 60 % wird zum jetzigen Zeitpunkt von fast allen in dieser Arbeit untersuchten thermochemisch erzeugten Kraftstoffen erreicht. Ausgenommen sind H₂ aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in dezentralen (56 %) bzw. zentralen (55 %) Schnellpyrolysen sowie H₂ aus dezentralen Torrefizierungen mit anschließendem Flugstromvergaser (55 %). Mit einer CO_{2eq}-Einsparung von 95 % wird bei Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin aus Winterweizenstroh in zentralen Torrefizierungen mit Flugstromvergaser der höchste Wert erzielt.

Betrachtet man die für 2050 berechneten CO_{2eq}-Emissionen der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe, so kann festgehalten werden, dass alle Kraftstoffe die 60 % Grenze einhalten. Die geringste CO_{2eq}-Einsparung beträgt 72 % bei H₂ aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in dezentralen Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser. Mit 95 % wird bei Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin aus Winterweizenstroh in zentralen Torrefizierungen mit Flugstromvergaser die höchste CO_{2eq}-Einsparung erreicht.

Die in dieser Arbeit analysierten Verfahren zur Produktion von Bioethanol aus Getreide, Biomethan aus Mais und RME halten die geforderte CO_{2eq}-Einsparung von 50 % in einer Neuanlage, welche 2017 in Betrieb geht, nicht ein.

Ergebnisse der ökonomischen Analyse. In Anlehnung an die technische Analyse wurden die spezifischen Kraftstoffproduktionskosten frei Tankstelle in einer WTT-Analyse ermittelt. Sie variieren zwischen 27,1 (Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin aus Winterweizenstroh in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser) und 70,7 €₂₀₁₀/GJ_{KS} (H₂ aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in dezentralen Schnellpyrolysen mit Flugstromvergaser) ohne Mehrwert-, Mineralöl- und Ökosteuer. Wird anstelle des LKW Transports eine Pipeline gewählt, so reduzieren sich die Produktionskosten von H₂ auf 44,6 €₂₀₁₀/GJ_{KS} (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in einer zentralen Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser). Die Produktionskosten von SNG aus Winterweizenstroh in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser sind mit 27,4 €₂₀₁₀/GJ_{KS} etwas höher als die Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin. Den größten Einfluss auf die Kraftstoffproduktionskosten haben die Investitionskosten der Umwandlungsanlagen sowie die Biomassebereitstellungskosten frei Feld (Anbau, Ernte und Lagerung).

Die hier ermittelten Produktionskosten liegen zum Teil über den Produktionskosten anderer Studien (z. B. /Hamelinck 2004/ oder /Müller-Langer 2011/). Der Grund hierfür liegt bei den unterschiedlich getroffenen Annahmen. /Müller-Langer 2011/ erhob beispielsweise die Kosten bei 8.000 Volllaststunden, was im Vergleich zu den hier gewählten 7.500 h zu einer Senkung der Betriebskosten führt. Die günstigeren Produktionskosten in /Hamelinck 2004/ beruhen u. a. darauf, dass keine Kompressions- (850 bar) sowie Transportkosten des H₂ zur Tankstelle berücksichtigt wurden.

Weiter wurden die derzeitigen (2010) WTW-Gesamtkosten berechnet. Sie beinhalten neben den WTT-Kosten noch die Investitions- sowie die jährlichen Unterhaltskosten des PKW. Die geringsten spezifischen WTW-Gesamtkosten entstehen bei der Nutzung von Benzin (19,2 €_{ct2010}/vkm), Diesel (20,3 €_{ct2010}/vkm) sowie Compressed Natural Gas (CNG) (20,5 €_{ct2010}/vkm). Wird ein PKW mit H₂ aus Erdgas in einem Ottomotor bzw. in einer Brennstoffzelle betrieben, so betragen die Gesamtkosten 30,0 bzw. 31,2 €_{ct2010}/vkm.

Im Vergleich dazu liegt der günstigste thermochemisch erzeugte Kraftstoff bei 22,8 €_{ct2010}/vkm (Fischer-Tropsch-Benzin aus Winterweizenstroh in zentrale Torrefizierung mit Flugstromvergaser). Mit 35,5 €_{ct2010}/vkm entstehen die höchsten Gesamtkosten bei H₂ aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in dezentralen Schnellpyrolysen mit Flugstromvergaser (Ottomotor). Sie liegen somit 5,6 €_{ct2010}/vkm über H₂ aus Erdgas (Ottomotor).

Betrachtet man die Gesamtkosten der Bioreferenzkraftstoffe, so liegen sie bei Bioethanol (23,0 €_{ct2010}/vkm) bzw. RME (23,8 €_{ct2010}/vkm) etwas über den Gesamtkosten von Fischer-Tropsch-Benzin aus Winterweizenstroh in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser. Die Gesamtkosten von Biomethan belaufen sich auf 26,1 €_{ct2010}/vkm.

Vergleicht man die WTW-Gesamtkosten mit den ermittelten Kosten von /Müller-Langer 2011/, so kann festgehalten werden, dass diese bei Fischer-Tropsch-Diesel ca. 13 ct₂₀₁₀/vkm und bei SNG ca. 20 ct₂₀₁₀/vkm über den in dieser Arbeit berechneten WTW-Kosten liegen. Als Grund können hier die hohen variablen Kosten von ca. 17 ct₂₀₁₀/vkm /Müller-Langer 2011/ genannt werden.

Weiterhin wurden für die Biokraftstoffe die derzeitigen WTW-CO_{2eq}-Vermeidungskosten berechnet. Die niedrigsten CO_{2eq}-Vermeidungskosten mit 159 €₂₀₁₀/t CO_{2eq} ergeben sich bei der Nutzung von H₂ aus Winterweizenstroh in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser. Verwendet man SNG (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in dezentralen Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser) so entstehen die höchsten CO_{2eq}-Vermeidungskosten der betrachteten thermochemisch erzeugten Kraftstoffe. Sie betragen 590 €₂₀₁₀/t CO_{2eq}.

Aufgrund der höheren CO_{2eq}-Emissionen (WTW) liegen die CO_{2eq}-Vermeidungskosten der Bioreferenzkraftstoffe über denen der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe. Bei RME betragen sie 349 €₂₀₁₀/t CO_{2eq}, bei Bioethanol 384 €₂₀₁₀/t CO_{2eq} sowie bei Biomethan 872 €₂₀₁₀/t CO_{2eq}.

Es hat sich gezeigt, dass zukünftig die thermochemisch erzeugten Kraftstoffe bei steigende Rohöl-, Erdgas und CO_{2eq}-Preisen durchaus unter wirtschaftlichen Bedingungen wettbewerbsfähig im Vergleich zum fossilen Kraftstoff angeboten werden können. Wird im Jahr 2050 ein Rohölpreis von 130 \$₂₀₁₀/bbl bzw. eine Erdgaspreis von 8 €₂₀₁₀/GJ sowie ein CO_{2eq}-Preis von 100 €₂₀₁₀/t CO_{2eq} unterstellt, so kann Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin aus Winterweizenstroh in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser mit derzeitigen Produktionskosten wirtschaftlich im Vergleich zum fossilen Kraftstoff angeboten werden. Bei H₂ (Pipelinetransport) bzw. SNG aus Winterweizenstroh in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser müssten die derzeitigen Produktionskosten von 27,9 bzw. 20,2 €₂₀₁₀/GJ_{KS} um 2,7 bzw. 5,9 €₂₀₁₀/GJ_{KS} gesenkt werden.

Kernaussagen. Bei den hier betrachteten Verfahren schneiden die thermochemisch erzeugten Kraftstoffe bezüglich der CO_{2eq}-Emissionen deutlich besser als die fossilen und Bioreferenzkraftstoffe ab. Die gesetzlich geforderte CO_{2eq}-Einsparung von 60 % in Neuanlagen im Jahr 2018 /Biokraft-NachV/ wird mit derzeitigem Stand der Technik von fast allen thermochemisch erzeugten Kraftstoffen erreicht. Die in dieser Arbeit analysierten Verfahren zur Produktion von Bioethanol, Biomethan und RME halten die CO_{2eq}-Einsparung von 50 % in einer Neuanlage für 2017 nicht ein.

Aus der Betrachtung der Gesamtkosten wurde ersichtlich, dass derzeit die fossilen Referenzkraftstoffe günstiger als die thermochemisch erzeugten Kraftstoffe bzw. die Bioreferenzkraftstoffe sind. Um die thermochemisch erzeugten Kraftstoffe zukünftig wirtschaftlich im Vergleich zu den fossilen Referenzkraftstoffen anzubieten, müssten die Rohöl-, Erdgas- und CO_{2eq}-Preise ansteigen. Des Weiteren würde eine Verlängerung der bis 2015 vorgesehenen Steuerbefreiung für besonders förderwürdige Kraftstoffe die Einführung erleichtern.

Nach wie vor ist es wichtig, thermochemische Kraftstoffe aus Biomasse und in Anlagen zu produzieren, welche aus technischer, ökologischer und ökonomischer Sicht am geeignetsten sind. Aus den erlangten Ergebnissen können somit folgende Kernaussagen getroffen werden.

- Es hat sich gezeigt, dass die Produktion und Bereitstellung von Reststoffen wie Winterweizenstroh bzw. Waldrestholz im Vergleich zur Anbaubiomasse (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen) geringere CO_{2eq}-Emissionen und Kosten aufweist.
- Die zukünftige Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin sowie SNG sollte in zentralen Torrefizierungen mit Flugstromvergaser erfolgen. Diese sind im Vergleich zu den dezentralen Konzepten und den weiteren betrachteten Verfahren aus wirtschaftlicher Sicht günstiger. Weiterhin entstehen in diesen Anlagen die geringsten CO_{2eq}-Emissionen.
- Die Produktion von H₂ sollte unter Berücksichtigung ökologischer und ökonomischer Gesichtspunkte zukünftig in Verbindung mit einem Pipelinetransport durchgeführt werden. Die Transportkosten als auch die CO_{2eq}-Emissionen sind beim LKW deutlich höher als bei der Pipeline. Am wirtschaftlichsten ist dabei die H₂-Produktion in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser.
- Weiterhin konnte gezeigt werden, dass die Produktion von H₂ im CHOREN CarboV[®]-Vergaser bzw. SNG im AER-Vergaser hinsichtlich der Ressourcenschonung der Biomasse am besten geeignet sind. Bei diesen Verfahren werden im Vergleich zur Herstellung von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin höhere energetische Nutzungsgrade erreicht.

Weiterer Untersuchungsbedarf. Aufbauend auf den Ergebnissen dieser Studie können folgende Punkte hinsichtlich der technischen, ökologischen und ökonomischen Bewertung thermochemisch erzeugter Kraftstoffe weiterführend untersucht werden.

Der Fokus dieser Arbeit liegt u. a. bei der Erhebung der CO_{2eq}-Emissionen in einer WTW-Analyse. Weitere Emissionen wie z. B. NO_x, SO_x, Partikel etc. wurden dabei nicht betrachtet. Um Aussagen bezüglich der Eutrophierung, Versauerung etc. zu erhalten, müssten die in dieser Arbeit erstellten Prozesse (Biomasseanbau, Schnellpyrolyse, Torrefizierung, Vergasung, Kraftstoffverbrennung im PKW etc.) um weitere Schadstoffe ergänzt und bilanziert werden.

Derzeit nicht eindeutig geklärte Fragen sind u. a. die Einbeziehung der Humusbilanz in die LCA sowie der jährliche Bedarf an Stickstoffdünger bei der Produktion von Weiden aus Kurzumtriebsplantagen. Diese können erhebliche Auswirkungen auf die Gesamtemissionen haben.

Die Ausbeute an Kraftstoff bezogen auf die eingesetzte Biomasse kann durch Einbringung von H₂, welcher z. B. aus Photovoltaik- bzw. Windstrom über eine Elektrolyse er-

zeugt wird, erhöht werden. In dieser Arbeit wird der für die Kraftstoffsynthese notwendige H_2 mit einer Druckwechseladsorption (PSA) gewonnen. Dabei wird ein Teilstrom des Synthesegases über die PSA geleitet und der H_2 abgetrennt. Analog zu dieser Untersuchung könnte die Kraftstoffproduktion unter Einbeziehung von Elektrolyse H_2 hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit und der Emissionen untersucht werden.

Des Weiteren wurde die Abwärme aus dem Niederdruckdampfnetz und der Organic Rankine Cycle (ORC) Anlage hier nicht weiter bilanziert. Eine Nutzung dieser Wärmeströme, z. B. in einem Nahwärmenetz, könnte sowohl die Treibhausgasbilanz als auch die Kraftstoffproduktionskosten senken.

Literatur

/AGEB 2013a/

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (AGEB). Bilanz 2011. Stand: 23.04.2013.
<http://www.ag-energiebilanzen.de>. Eingesehen am 26.09.2013

/AGEB 2013b/

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (AGEB). Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2012 – Berechnungen auf Basis des Wirkungsgradansatzes – Stand: Juli 2013

/Ahman 2009/

Ahman, M. Biomethane in the transport sector – An appraisal of the forgotten option. *Energy Policy* 38 (2010) 208-217. doi:10.1016/j.enpol.2009.09.007 . Elsevier Ltd., 2009

/Althapp 2003/

Althapp, A. Kraftstoffe aus Biomasse mit dem Carbo-V[®]-Vergasungsverfahren. FVS Fachtagung, Session IV, 2003

/Andorf 2008/

Andorf, R. Modern Drive Concepts and BTL. 3rd BTL Congress Berlin, 16.10.2008

/Aretz et al. 2007/

Aretz, A.; Hirschl, B.; Kempa, D. Biomassepotenziale in Deutschland – Übersicht maßgeblicher Studienergebnisse und Gegenüberstellung der Methoden. Dendrom-Diskussionspapier Nr. 1, März 2007

/Arnold et al. 2006/

Arnold, K.; Ramesohl, S.; Grube, T.; Menzer, R.; Peteres, R. Strategische Bewertung der Perspektiven synthetischer Kraftstoffe auf Basis fester Biomasse in NRW. Endbericht. Wuppertal, Jülich, Mai 2006

/Bajohr et al. 2011/

Bajohr, S.; Götz, M.; Graf, F.; Ortloff, F. Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur – Rohrnetz, Speicherung, ISNG, chemische Energieträger, Erdgasinfrastruktur. *gwf-Gas, Erdgas*. April, 2011

/Bandi, Specht 2004/

Bandi, A.; Specht, M. Gewinnung von Methanol aus Biomasse – Expertise im Auftrag der Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e. V., UFOP. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Baden-Württemberg (ZSW). August 2004

/Bärwolff et al. 2012/

Bärwolff, M.; Hansen, H.; Hofmann, M.; Setzer, F. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR): Energieholz aus der Landwirtschaft, 5. Vollständig überarbeitete Auflage, 2012

/BDDBE 2012/

Bundesverband der deutschen Bioethanolwirtschaft e. V. (BDDBE). Marktdaten Bioethanol-Report 2011/2012. Stand: Juni 2012

/BDDBE 2013/

Bundesverband der deutschen Bioethanolwirtschaft e. V. (BDDBE). http://www.bdbe.de/bioethanol/beimischung/e5_und_e10/. Eingesehen am 21.02.2013

/Biogene Gase 2011/

Cluster I: Systemanalyse Erzeugung und Nutzung biogener Gase in Baden-Württemberg. 3. Zwischenbericht Januar – Dezember 2010 an das Ministerium für Ernährung und Ländlicher Raum. Mitwirkende Institutionen: Universität Hohenheim, Institut für Agrartechnik; Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung; Universität Stuttgart, Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik; Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Stuttgart; DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut der Universität Karlsruhe (TH) Gastechnologie; Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse ITAS. April 2011

/Biogene Gase 2013/

Erzeugung und Nutzung biogener Gase in Baden-Württemberg. Schlussbericht Langfassung / Materialband. Projekt Cluster I „Systemanalyse“ an das Ministerium für Ernährung und Ländlicher Raum.. Mitwirkende Institutionen: Universität Hohenheim, Institut für Agrartechnik; Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung; Universität Stuttgart, Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik; Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Stuttgart; DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut der Universität Karlsruhe (TH) Gastechnologie; Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse ITAS. April 2013

/Biokraft-NachV/

Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung – Biokraft-NachV). Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung vom 30. September 2009 (BGBl. I S. 3182), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 26. November 2012 (BGBl. I S. 2363) geändert worden ist.

/Beiermann 2007/

Beiermann, D. From Fischer Raw Products to Fischer Tropsch Fuels: Development of an Upgrading Model and Application to XtL Processes. Volkswagen AG, Wolfsburg, Germany. Opportunities and Challenges at the Interface between Petrochemistry and Refinery. DGMK/SCI-Conference October 10-12, 2007, Hamburg, Germany.

/Beiermann 2010/

Beiermann, D. Analyse von thermochemischen Konversionsverfahren zur Herstellung von BtL-Kraftstoffen. Dissertation der Universität Stuttgart. Tag der mündlichen Prüfung: 11.10.2010

/Bergman et al. 2005/

Bergman, P. C. A.; Boersma, A. R.; Zwart, R. W. R.; Kiel, J. H. A. Torrefaction for biomass co-firing in existing coal-fired power stations. ECN-C-05-013. July, 2005

/BHKW-Kenndaten 2011/

Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE); Stadt Frankfurt am Main – Der Magistrat – Energiereferat Energiekonzepte Versorgungstechniken; Arbeitskreise „Brennstoffzellen“ und „Blockheizkraftwerke“. BHKW-Kenndaten 2011 – Module, Anbieter, Kosten. Stand: Juli 2011

/Bilas, Kiener/

Bilas, I; Kiener, C. Biomass to Liquids. Die Herstellung von synthetischem Biokraftstoff unter Einsatz des Carbo-V[®]-Verfahrens. CHOREN Industries GmbH Freiberg.

/BImSchG/

Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz – BImSchG). Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. September 2002 (BGBl. I S. 3830), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 27. Juni 2012 (BGBl. I S. 1421) geändert worden ist

/BMWi, BMU 2010/

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Stand: 28. September 2010

/BMWi 2013a/

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Energie in Deutschland – Trends und Hintergründe zur Energieversorgung. Aktualisierte Ausgabe Februar 2013

/BMWi 2013b/

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Referat III C3. Zahlen und Fakten – Energiedaten – National und Internationale Entwicklung. Letzte Aktualisierung: 21.05.2013

/Boll et al. 2002/

Boll, W.; Supp, E.; Hochgesand, G.; Higman, C.; Kalteier, P.; Müller, W.-D.; Kriebel, M.; Schlichting, H.; Tanz, H. Gas Production. Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry. Wiley-VCH Verlag. 2002

/Briem et al. 2004/

Briem, S.; Blesl, M.; Fahl, U.; Ohl, M.; Moerschner, J.; Eltrop, L.; Voß, A.; Viebahn, P.; Krewitt, W.; Gürzenich, D.; Tryfonidou, R.; Wagner, H.-J.; Corradini, R.; Richter, S. Lebenszyklusanalysen ausgewählter zukünftiger Stromerzeugungstechniken. Ein Forschungsvorhaben mit finanzieller Unterstützung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Förderkennzeichen 0327281. 2004

/Bruchof 2013/

Bruchof, D. Energiewirtschaftliche Verkehrsstrategie – Möglichkeiten und Grenzen alternativer Kraftstoffe und Antriebe in Deutschland und der EU-27. Band 109. ISSN 0938-1228. Dissertation der Universität Stuttgart. Tag der mündlichen Prüfung: 30.11.2012. Publikationsdatum: 11.03.2013

/BWaldG 2010/

Gesetz zur Erhaltung des Waldes und zur Förderung der Forstwirtschaft (Bundeswaldgesetz, BWaldG (2010). Bundeswaldgesetz vom 2. Mai 1975 (BGBl. I S. 1037), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 31. Juli 2010 (BGBl. I S. 1050) geändert worden ist.

/Carbo 2012/

Carbo, M. Policy and Technology Challenges for Bio-CCS. Presented during the EU Sustainable Energy Week, 19 June 2012, Brussels, Belgium. ECN-L-12-041. July 2012

/Chauvel et al. 1976/

Chauvel, A.; Fournier, G.; Raimbault, C. Publications de l'Institut français du pétrole – Manuel d'évaluation économique des procédés. Paris: Technip. 1976

/CHOREN 2005/

CHOREN Industries GmbH. Nutzung von Biomasse über die Carbo-V[®]-Vergasung. SunDiesel made by CHOREN – Chancen für die Land- und Forstwirtschaft in NRW. Juni 2005

/concaawe 2011a/

Edwards, R.; Larivé, J.-F.; Beziat, J.-C. Well-to-wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context. WTW APPENDIX 1, Summary of WTW Energy and GHG balances. European Commission Joint Research Centre Institute for Energy and Transport. JRC 65998. ISBN 978-9279-21395-3. European Union, 2011

/concaawe 2011b/

Edwards, R.; Larivé, J.-F.; Beziat, J.-C. Well-to-wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context. WTT APPENDIX 2, Description and detailed energy and GHG balance of individual pathways. European Commission Joint Research Centre Institute for Energy and Transport. JRC 65998. ISBN 978-9279-21395-3. European Union, 2011

/concaawe 2011c/

Edwards, R.; Larivé, J.-F.; Beziat, J.-C. Well-to-wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context. TTW APPENDIX 1, Vehicle retail price estimation. European Commission Joint Research Centre Institute for Energy and Transport. JRC 65998. ISBN 978-9279-21395-3. European Union, 2011

/Damartzis, Zabaniotou 2010/

Damartzis, T.; Zabaniotou, A. Thermochemical conversion of biomass to second generation biofuels through integrated process design - A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011) 366–378. doi:10.1016/j.rser.2010.08.003. Elsevier Ltd., 2010

/DIN EN ISO 14040/

Umweltmanagement – Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO 14040:2006); Deutsche und Englische Fassung EN ISO 14040:2006. Stand 2009-03

/DIN EN ISO 14044/

Umweltmanagement – Ökobilanz – Anforderungen und Anleitungen (ISO 14044:2006); Deutsche und Englische Fassung EN ISO 14044:2006. Stand 2006-10

/Druckluft effizient 2003/

Deutsche Energieagentur (dena), Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI), VDMA Drucklufttechnik. Druckluft effizient. Fraunhofer ISI, Karlsruhe, August 2003

/Dry 2001/

Dry, M. E. High quality diesel via the Fischer–Tropsch process – a review. Journal of Chemical Technology and Biotechnology 77:43-50. Society of Chemical Industry, 28.08.2001

/ecoinvent data v2.2/

Database ecoinvent data v2.2. Swiss Centre for Life Cycle Inventories.

/EEX 2014/

European Energy Exchange AG. <http://www.eex.com>. Eingesehen am 25.01.2014

/Eichlseder et al. 2009/

Eichlseder, H.; Hausberger, S.; Rexeis, M.; Zallinger, M.; Luz, R. Emission Factors from the Model PHEM for the HBEFA Version 3. Report Nr. I-20/2009 Haus-Em 33/08/679. 07.12.2009

/Ekbohm et al. 2003/

Ekbohm, T.; Lindblom, M.; Berglin, N.; Ahlvik, P. Technical and Commercial Feasibility Study of Black Liquor Gasification with Methanol/DME Production as Motor Fuels for Automotive Uses – BLGMF. Contract No. 4.1030/Z/01-087/2001. December 2003.

/Ekboom et al. 2005/

Ekboom, T.; Berglin, N.; Lögdberg, S. Black Liquor Gasification with Motor Fuel Production – BLGMF II – A techno-economic feasibility study on catalytic Fischer-Tropsch synthesis for synthetic diesel production in comparison with methanol and DME as transport fuels. P21384-1. December 2005

/Eltrop et al. 2006/

Eltrop, L.; Moerschner, J.; Härdtlein, M.; König, A. Bilanz und Perspektiven der Holzenergienutzung in Baden-Württemberg. Forschungsbericht Band 98. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart. ISSN 0938-1228. Mai 2006

/EMEP/CORINAIR 2007/

EMEP/CORINAIR Emission Inventory Guidebook – 2007. Group 10: CULTURES WITH FERTILIZERS. Activities 100101 – 100105. Februar, 2003

/EnergieStG/

Energiesteuergesetz (EnergieStG). Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 5. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2436, 2725; 2013 I 488) geändert worden ist.

/Epple 2011/

Epple, B. Übung Energie und Klimaschutz Sommersemester 2011. (Vereinfachter) Dampfkraftprozess – Dampfturbine. Technische Universität Darmstadt. Fachgebiet für Energiesysteme und Energietechnik. 2011

/Erbert 2006/

Erbert, P. R. Alternative Fahrzeugtechnik – E85 / FFV. Bio-Ethanol-Initiative Straubing. Straubing, 22.03.2006

/EU 2011/

Europäische Kommission (EU). Weissbuch – Fahrplan zu einem einheitlichen europäischen Verkehrsraum – Hin zu einem wettbewerbsorientierten und ressourcenschonenden Verkehrssystem. KOM(2011) 144 endgültig. Brüssel, 28.03.2011

/EU 2013/

Europäische Kommission (EU). Grünbuch – Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030. COM(2013) 169 final. Brüssel, 27.03.2013

/Eurostat 2013/

Eurostat – europäische Statistik. <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/>. Eingesehen am 30.07.2013

/Ewert et al. 2011/

Ewert, G.; Kemper, J.; Algayer, Y.; Meshkova, A. Degradations- und Energieverhalten reaktiver Amin-Lösungen bei der CO₂-Absorption/Desorption. Chemie Ingenieur Technik 2011, 83, No. 12, 2121-2130. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 12.09.2011

/Faist-Emmenegger et al. 2007/

Faist-Emmenegger, M.; Heck, T.; Jungbluth N.; Tuchschnid, M. Teil V Erdgas. Data v.2.0 (2007). ecoinvent report No. 6-V. Villingen, Dezember 2007

/Festel 2007/

Festel, G. Biokraftstoffe in Deutschland – Produktionskosten und Marktchancen. Chemie Ingenieur Technik 2007, 79, No. 5. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 09.01.2007

/FNR 2007/

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR): Leitfaden Bioenergie. Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen. FKZ 22007303. ISBN 3-00-015389-6. 3. Auflage 2007

/FNR 2011/

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR): Basisdaten Bioenergie Deutschland. Festbrennstoffe, Biokraftstoffe, Biogas. September 2011

/FNR 2012a/

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR): Basisdaten Bioenergie Deutschland. Festbrennstoffe, Biokraftstoffe, Biogas. August 2012

/FNR 2012b/

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR): Anbaufläche für nachwachsende Rohstoffe 2012. <http://mediathek.fnr.de/grafiken/daten-und-fakten/anbau/anbauflaeche-fur-nachwachsende-rohstoffe-2012-grafik.html>. Eingesehen am 21.09.2012

/FNR 2014/

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR): Leitfaden feste Biobrennstoffe. ISBN 9783000153891. 4., vollständig überarbeitete Auflage, Mai 2014

/Fritsche et al. 2004/

Fritsche, U. R.; Dehoust, G.; Jenseit, W.; Hünecke, K.; Rausch, L., Schüler, D.; Wiegmann, K.; Heinz, A.; Hiebel, M.; Ising, M.; Kabasci, S., Unger, C.; Thrän, D.; Fröhlich, N.; Scholwin, F.; Reinhardt, G., Gärtner, S., Patyk, A.; Baur, F., Bemann, U.; Groß, B.; Heib, M.; Ziegler, C.; Flake, M.; Schmehl, M.; Simon, S. Endbericht – Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse. Verbundprojekt gefördert vom BMU im Rahmen des ZIP, Projektträger: FZ Jülich. Darmstadt, Berlin, Oberhausen, Leipzig, Heidelberg, Saarbrücken, Braunschweig, München. Mai 2004

/Frontier Economics Ltd 2010/

Frontier Economics Ltd, London. Energiekosten in Deutschland – Entwicklungen, Ursachen und internationaler Vergleich (Projekt 43/09). Endbericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. August 2010

/Fürnsinn, Hofbauer 2007/

Fürnsinn, S.; Hofbauer, H. Synthetische Kraftstoffe aus Biomasse: Technik, Entwicklungen, Perspektiven. Chemie Ingenieur Technik 2007, 79, No. 5. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 05.03.2007

/GaBi 4/

GaBi 4 Software. PE International.

/GasNZV 2012/

Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV). Gasnetzzugangsverordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), die durch Artikel 4 der Verordnung vom 30. April 2012 (BGBl. I S. 1002) geändert worden ist.

/Gassner, Maréchal 2009/

Gassner, M.; Maréchal, F. Thermo-economic process model for thermochemical production of Synthetic Natural Gas (SNG) from lignocellulosic biomass. Laboratory for Industrial Energy Systems, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, Switzerland. Biomass and Bioenergy (2009), in press, doi:10.1016/j.biombioe.2009.08.004. 2009

/GEMIS 4.7/

GEMIS 4.7 – Globales Emissions-Modell integrierter Systeme.

/General Motors Austria GmbH 2007/

General Motors Austria GmbH. Weltpremiere für Saab BioPower 100 Concept. Media Information. 06.03.2007

/Girod, Unger 2009/

Girod, K.; Unger, C. Abschlussbericht für das BMBF-Verbundprojekt „Biogaseinspeisung“. Beseitigung technischer, rechtlicher und ökonomischer Hemmnisse bei der Einspeisung biogener Gase in das Erdgasnetz zur Reduzierung klimarelevanter Emissionen durch Aufbau und Anwendungen einer georeferenzierten Datenbank. Band 3: Synthesemethanisierung. Verfahrenstechnische und ökonomische Analyse thermochemischer Gaserzeugung- und Aufbereitungsverfahren. Oberhausen, Leipzig, Wuppertal, Bochum, Essen, Magdeburg, Trier, Juni 2009

/Gitzhofer 2007/

Gitzhofer, K. BVT-Festlegung in ausgewählten industriellen Bereichen als Beitrag zur Erfüllung der Klimaschutzziele und weiterer Immissionsschutzrechtlicher Anforderungen - Teilvorhaben 02: Erarbeitung eines deutschen Beitrages zur Revision des BVT Merkblattes für die Glas- und Mineralfaserindustrie. Forschungsprojekt im Auftrag des Umweltbundesamtes: FuE-Vorhaben 205 44 324/02. Februar 2007

/Göttlicher 1999/

Göttlicher, G. Energetik der Kohlendioxidrückhaltung in Kraftwerken. Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 6, Nr. 421. VDI Verlag, Düsseldorf 1999

/Grove, Vodegel 2012/

Grove, A. K.; Vodegel, S. Heißgasfiltration im Synthesegas aus Biomasse. Forschungsarbeit. Chemie Ingenieur Technik 2012, 84, No. 9, 1545-1550. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 31.05.2012

/Gül 2008/

Gül, T. An energy-economic scenario analysis of alternative fuels for transport. A dissertation submitted to ETH Zürich. Zürich 2008

/Günther 2006/

Günther, L. Biomethanreinigung mit der drucklosen Wäsche zur Herstellung von Biomethan und Kohlendioxid – mit Variantenvergleich und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für eine Biogasmenge von 250 Nm³/h. Fachtagung „INNOGAS“ – Herstellung von Biomethan aus Biogas. Lutherstadt Wittenberg, 27.10.2006.

/Hamelinck 2004/

Hamelinck, C. N. Outlook for advanced biofuels. 07.06.2004

/Hamelinck et al. 2004/

Hamelinck, C. N.; Faaij, A. P. C.; den Uil, H.; Boerrigter, H. Production of FT transportation fuels from biomass; technical options, process analysis and optimisation, and development potential. *Energy* 29 (2004) 1743–1771. doi:10.1016/j.energy.2004.01.002. Elsevier Ltd., 2004

/Hansen 1997/

Hansen, J. B. Handbook of Heterogeneous Catalysis. Ertl, G.; Knösinger, H.; Weitkamp, J. Vol. 4 Part B, S. 1856-1876. Wiley-VCH Verlag, Weinheim, 1997

/Hartmann 2013/

Hartmann, N. Rolle und Bedeutung der Stromspeicher bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in Deutschland – Speichersimulation und Betriebsoptimierung. Dissertation der Universität Stuttgart. Tag der mündlichen Prüfung: 13.06.2013. Publikationsdatum: 08.08.2013

/HBEFA 2010/

Handbuch Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs (HBEFA). Version 3.1, Modell entwickelt durch INFRAS CH. 30.01.2010

/Hirschberg 1999/

Hirschberg, H. G. Handbuch Verfahrenstechnik und Anlagenbau; Chemie, Technik, Wirtschaftlichkeit. Springer Verlag, 1999

/Hofbauer et al. 2007/

Hofbauer, H.; Fürnsinn, S.; Bauer, G.; Heilig, C.; Aichering, C. Technische, ökonomische und ökologische Bewertung verschiedener Wege der energetischen und stofflichen Verwertung von Synthesegas aus der Biomassevergasung. Bericht aus Energie- und Umweltforschung 43/2009. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. Wien, März 2007

/Höhlein et al. 2004/

Höhlein, B.; Grube, T.; Reijerkerk, J.; Aicher, T.; Jörissen, L. Wasserstofflogistik – verteilen, speichern und betanken. FVS Themen, 2004

/Hölzle 2012/

Hölzle, J. Preisliste 2012. Nature green.

/Kaltschmitt et al. 2008/

Kaltschmitt, M.; Lenz, V.; Thrän, D. Zur energetischen Nutzung von Biomasse in Deutschland - Potenziale, Stand und Perspektiven. ISSN 1864-6972. LIFIS Online, 25.04.2008

/Kaltschmitt et al. 2009/

Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H. Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren. 2. Neu bearbeitete und erweiterte Auflage. ISBN 978-3-540-85094-6. Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2001, 2009

/Kaneko et al. 2005/

Kaneko, T.; Derbyshire, F.; Makino, E.; Gray, D.; Tamura, M. Coal Liquefaction. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 2005

/Kappler 2008/

Kappler, G. O. Systemanalytische Untersuchung zum Aufkommen und zur Bereitstellung von energetisch nutzbarem Reststroh und Waldrestholz in Baden-Württemberg – Eine auf das Karlsruher bioliq[®]-Konzept ausgerichtete Standortanalyse. Forschungszentrum Karlsruhe in der Helmholtz-Gemeinschaft. Wissenschaftliche Berichte FZKA 7416. ISSN 0947-8620. Karlsruhe, 2008

/Kerdoncuff 2008/

Kerdoncuff, P. Modellierung und Bewertung von Prozessketten zur Herstellung von Biokraftstoffen der zweiten Generation. Dissertation der Universität Karlsruhe (TH), Fakultät für Wirtschaftswissenschaften. ISBN: 978-3-86644-289-4. Tag der mündlichen Prüfung: 17.07.2008. Universitätsverlag Karlsruhe 2008

/Kiel et al. 2009/

Kiel, J. H. A.; Verhoeff, F.; Gerhauser, H.; van Daalen, W.; Meuleman, B. BO₂-technology for biomass upgrading into solid fuel – an enabling technology for IGCC and gasification-based BtL. ECN-M-09-058. Presented at 4th International Conference on Clean Coal Technologies in conjunction with the 3rd International Freiberg Conference on IGCC & XtL Technologies, Dresden, 18-21.05.2009. April 2009

/Kienberger 2012/

Kienberger, T. Bio-SNG: Aktueller Stand der Technik. Perspektive des Agnion-Verfahrens. agnion Technologies GmbH, 2012

/Kiener 2008/

Kiener, C. BTL-Herstellung bei CHOREN Industries. Erdöl, Erdgas, Kohle; Heft 2. Februar 2008

/König 2009/

König, A. Ganzheitliche Analyse und Bewertung konkurrierender energetischer Nutzungspfade für Biomasse im Energiesystem Deutschland bis zum Jahr 2030. Band 104. ISSN 0938-1228. Dissertation der Universität Stuttgart. Tag der mündlichen Prüfung: 28.07.2009. Publikationsdatum 03.09.2009

/KTBL 2006/

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL): Energiepflanzen. Daten für die Planung des Energiepflanzenanbaus. ISBN 13: 978-3-939371-21-2 (ab 01.01.2007). Darmstadt, 2006

/KTBL 2008/

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL): Produktion von Pappeln und Weiden auf landwirtschaftlichen Flächen. KTBL-Heft 79. Darmstadt, 2008

/KTBL 2010/

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL): Betriebsplanung Landwirtschaft 2010/11. Daten für die Betriebsplanung in der Landwirtschaft,. ISBN 978-3-941583-38-2. 22. Auflage, 2010

/Krüger 2002/

Krüger, R. Systemanalytischer Vergleich alternativer Kraftstoff- und Antriebskonzepte in der Bundesrepublik Deutschland. Fortschritt-Bericht VDI, Reihe 12 Verkehrstechnik/Fahrzeugtechnik, Nr. 499. ISBN 3-18-349912-6. Dissertation der Universität Stuttgart. Tag der mündlichen Prüfung: 15.02.2002. VDI Verlag GmbH Düsseldorf 2002

/Lange 2008/

Lange, S. Systemanalytische Untersuchung zur Schnellpyrolyse als Prozessschritt bei der Produktion von Synthesekraftstoffen aus Stroh und Waldrestholz. Dissertation der Universität Karlsruhe (TH) Fakultät für Chemieingenieurwesen und Verfahrenstechnik. ISBN: 978-3-86644-262-7. Tag der mündlichen Prüfung: 14.12.2007. Universitätsverlag Karlsruhe 2008

/Leckel 2009/

Leckel, D. Diesel Production from Fischer-Tropsch: The Past, the Present, and New Concepts. *Energy & Fuels* 2009, 23, 2342–2358. American Chemical Society, 16.04.2009

/Leible et al. 2006/

Leible, L.; Kälber, S.; Nieke, E.; Fürniß, B. Biogene Kraftstoffe – Kraftstoffe der Zukunft? Themenschwerpunkt Heft 1/2006 der Zeitschrift „Technikfolgenabschätzung – Theorie und Praxis“. Forschungszentrum Karlsruhe in der Helmholtz-Gemeinschaft, Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS). April 2006

/Leible et al. 2007/

Leible, L.; Kälber, S.; Kappler, G.; Lange, S.; Nieke, E.; Proplesch, P.; Wintzer, D.; Fürniß, B. Kraftstoff, Strom und Wärme aus Stroh und Waldrestholz – Eine systemanalytische Untersuchung. Wissenschaftliche Berichte FZKA 7170. Forschungszentrum Karlsruhe in der Helmholtz-Gemeinschaft, Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse. ISSN 0947-8620. Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, Karlsruhe 2007

/Leible et al. 2011/

Leible, L.; Kälber, S.; Kappler, G. Systemanalyse zur Gaserzeugung aus Biomasse. Untersuchung ausgewählter Aspekte: Biomasseaufkommen und –bereitstellung, Biomasseeinspeisung in einen Druckvergaser, Verfahrensvergleich der FT- und Methanolproduktion. Karlsruher Institut für Technologie (KIT). KIT-SR 7580. ISBN 978-3-86644-656-4. 2011

/LTZ 2010/

Schmid, W.; Deller, B.; Mastel, K.; Rather, K. Landwirtschaftliches Technologiezentrum Augustenberg: Merkblätter für die Umweltgerechte Landbewirtschaftung, Mai 2010

/Marquard-Möllenstedt et al. 2004/

Marquard-Möllenstedt, T., Sichler, P.; Specht, M.; Michel, M.; Berger, R.; Hein, K. R. G.; Höftberger, E.; Rauch, R.; Hofbauer, H. Wasserstoffherstellung durch absorptionsunterstützte Wasserdampf-Vergasung von Biomasse. 2004

/Marquard-Möllenstedt et al. 2009/

Marquard-Möllenstedt, T., Stürmer, B.; Zuberbühler, U.; Specht, M. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Baden-Württemberg (ZSW). Absorption Enhanced Reforming. Elsevier B.V., 2009

/Methodenhandbuch 2012/

Thrän, D.; Adler, P.; Brosowski, A.; Ciroth, A.; Fischer, E.; Fritsche, U.; Gödeke, K.; Hennenberg, K.; Herrmann, A.; Majer, S.; Oehmichen, K.; Pfeiffer, D.; Schmersahl, R.; Schröder, T.; Stecher, K.; Stinner, W.; Zeller, V.; Zeymer, M.; Zschunke, T. Methodenhandbuch – Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte. Methoden zur Bestimmung von Technologiekenwerten, Gestehungskosten und Klimagaseffekten von Vorhaben im Rahmen des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomasse-nutzung“. Version 3 (Oktober 2012). DBFZ, Leipzig 2012

/Moritz 2004/

Moritz, K. Verfahren zum Entzug von CO₂ aus Rauchgasen und der Atmosphäre. Studienarbeit. GRIN Verlag. ISBN 978-3-638-90280-9. 1. Auflage 2004

/Müller-Langer et al. 2009/

Müller-Langer, F.; Rönsch, S.; Weithäuser, M.; Oehmichen, K.; Seiffert, M.; Majer, S.; Scholwin, F.; Thrän, D. Erdgassubstitute aus Biomasse für die mobile Anwendung im zukünftigen Energiesystem. Endbericht zum Forschungsvorhaben FZK 22031005 Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. April 2009

/Müller-Langer 2011/

Müller-Langer, F. DBFZ Report Nr. 9. Analyse und Bewertung ausgewählter zukünftiger Biokraftstoffoptionen auf der Basis fester Biomasse. Dissertation der Technischen Universität Hamburg-Harburg. Tag der mündlichen Prüfung: 13.12.2011. Leipzig 2011

/Nitsch et al. 2004/

Nitsch, J.; Krewitt, W.; Nast, M.; Viebahn, P.; Gärtner, S.; Pehnt, M.; Reinhardt, G.; Schmidt, R.; Uihlein, A.; Scheurlen, K.; Barthel, C.; Fishedick, M.; Merten, F. Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. FZK 901 41 803. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal, März 2004

/Oberberger et al./

Oberberger, I.; Biedermann, F.; Thonhofer, P.; Gaia, M.; Bini, R. Neue Klein-ORC-Technologie (200 kW_{el}) für dezentrale Biomasse-KWK-Anlagen.

/OPEC 2013/

Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC). <http://www.opec.org/>. Eingesehen am 02.09.2013

/Ortwein 2011/

Ortwein, A. Thermo-chemische Konversion von Biomasse – Technologien und Einsatzmöglichkeiten. Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ). 1. Fachgespräch Feste Biomasse. Leipzig, 27.01.2011

/Özdemir 2012/

Özdemir, E. D. The Future Role of Alternative Powertrains and Fuels in the German Transport Sector – A model based scenario analysis with respect to technical, economic and environmental aspects with a focus on road transport. Band 108. ISSN 0938-1228. Dissertation der Universität Stuttgart. Tag der mündlichen Prüfung: 05.10.2011. Publikationsdatum: 31.01.2012

/Pözl, Salchenegger 2005/

Pözl, W.; Salchenegger, S. Biogas im Verkehrssektor – Technische Möglichkeiten, Potential und Klimarelevanz. ISBN 3-85457-799-0. Umweltbundesamt GmbH, Wien, 2005

/Poboß 2012/

Telefonat mit Poboß, N. Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK), Universität Stuttgart. 26.05.2012

/Poboß et al. 2013/

Poboß, N.; Zieba, M.; Scheffknecht, G. Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK), Universität Stuttgart. FuE-Plattform „BtG“ Energetische Nutzung biogener Reststoffe mit AER-Technologie zur Poly-Generation von Strom, Wasserstoff, Erdgassubstitut und Wärme. Teilbericht zum Forschungsvorhaben 03KB011C, gefördert vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Februar 2013

/Raffelt 2008/

Raffelt, K. BTL-Produktion – Auf der Basis von Stroh. Forschungszentrum Karlsruhe Institut für Technische Chemie. 1. Internationale Fachtagung – Strohenergie 2008. 3. und 4. April in Jena.

/Ramesohl et al. 2005/

Ramesohl, S.; Arnold, K.; Kaltschmitt, M.; Scholwin, F.; Hofmann, F.; Plättner, A.; Kalies, M.; Lulies, S.; Schröder, G.; Althaus, W.; Urban, W.; Burmeister, F. Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse – Untersuchung im Auftrag von BGW und DVGW. Band 3: Biomassevergasung, Technologien und Kosten der Gasaufbereitung und Potenziale der Biogaseinspeisung in Deutschland (Fraunhofer Institut Umsicht). Endbericht. Wuppertal, Leipzig, Oberhausen, Essen, August 2005

/Reinhardt et al. 2006/

Reinhardt, G.; Gärtner, S.; Patyk, A.; Rettenmaier, N. Ökobilanzen zu BTL: Eine ökologische Einschätzung. Gefördert durch das Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV). Projektträger: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. FZK: 2207104. Heidelberg, 08.05.2006

/RENEW 2008/

RENEW – Renewable fuels for advanced powertrains – final report. Contract N°: 502705. SYNCOM Forschungs- und Entwicklungsberatung GmbH, Ganderkesee, 2008

/RENEW Scientific Report/

Scientific Report Subproject 2 – Process optimisation of BtL production. Report prepared under the framework of project: RENEW – Renewable fuels for advanced powertrains. Contract nr.: FP6 SES6-CT-2003-502705. Subproject 2 WP2

/Renk 2009/

Renk, C. P. Die einstufige Dimethylether-Synthese aus Synthesegas – Experimentelle und theoretische Beobachtungen zur einstufigen DME-Synthese mit Synthesegas aus der Flugstrom-Druckvergasung von Biomasse. Dissertation der Universität Friderici-ana Karlsruhe (TH). Forschungszentrum Karlsruhe in der Helmholtz-Gemeinschaft, Wissenschaftliche Berichte FZKA 7501. ISSN 0947-8620. Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, Karlsruhe 2009

/Richtlinie 98/70/EG/

Richtlinie 98/70/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 1998 über die Qualität von Otto- und Dieselkraftstoffen und zur Änderung der Richtlinie 93/12/EWG des Rates.

/Rödl 2008/

Rödl, A. Ökobilanzierung der Holzproduktion im Kurzumtrieb. Arbeitsbericht Nr. 03/2008, Institut für Ökonomie der Forst- und Holzwirtschaft, Universität Hamburg. Hamburg, August 2008

/Rönsch, Ortwein 2011/

Rönsch, S.; Ortwein, A. Methanisierung von Synthesegasen – Grundlagen und Verfahrensentwicklungen. Chemie Ingenieur Technik 2011, 83, No. 8, 1200-1208. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 2011

/Rudloff 2004/

Rudloff, M. SunDiesel - made by CHOREN – Erfahrungen und Neueste Entwicklungen. Vortrag zum Kongress „Synthetische Biokraftstoffe – Techniken, Potenziale, Perspektiven“. Wolfsburg, 3. und 4. November 2004

/Schebek et al. 2013/

Schebek, L.; Cikovani, Y.; Biemann, K.; Bulach, W.; Poganietz, W.-R.; Döpmeier, C.; Kusche, O.; Simon, S.; Ciroth, A.; Srocka, M.; Röwer, V.; Salomo, B.; Zschunke, T.; Lohmann, J.; Rosner, V.; Wagner, H.-J.; Eltrop, L.; Henßler, M.; Arnold, K.; Targiel, T. Schlussbericht Vorhaben BioEnergieDat – Bereitstellung einer aktuellen und harmonisierten Datenbasis als Beitrag zur Weiterentwicklung einer nachhaltigen Bioenergiestrategie (zum Aktenzeichen 0203V0134A, B, C, D, E, F, G des Projektträgers Jülich). 2013

/Schindler 2008/

Schindler, J. Wasserstoff aus Biomasse. Neue Biokraftstoffe, Symposium, Berlin, 6. und 7. Mai. 2008.

/Schmidt 2007/

Schmidt, E. Gasreinigung. Chemie Ingenieur Technik 2007, 79, No. 11. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 10.08.2007

/Spaht, Dayton 2003/

Spaht, P. L.; Dayton, D. C. Preliminary Screening – Technical and Economic Assessment of Synthesis Gas to Fuels and Chemicals with Emphasis on the Potential for Biomass-Derived Syngas. NREL/TP-510-34929. December 2003

/Specht/

Specht, M. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Baden-Württemberg (ZSW). Der AER-Prozess. Innovatives Verfahren zur effizienten Strom-, Wärme- und Kraftstoffgewinnung aus Biomasse.

/Specht 2009/

Specht, M. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Baden-Württemberg (ZSW). AER-Gas II – Biomass Fluidised Bed Gasification with in-situ Hot Gas Cleaning. Publishable Final Activity Report. No. 518309 (SES6) STREP. Priority 6.1 – Sustainable Energy Systems. 06.11.2009

/Specht et al. 2010/

Specht, M.; Löffler, M.; Zuberbühler, U.; Brellocks, J.; Möllenstedt, T., Steiert, S. Einführung in den AER-Prozess – Stoffströme und Nutzungsmöglichkeiten. ZSW/DBFZ-Workshop: „Ascheverwertung bei der energetischen Biomassennutzung zur Schließung von Stoffkreisläufen“. Stuttgart, 23.06.2010

/Spielmann et al. 2007/

Spielmann, M.; Bauer, C.; Dones, R.; Tuchschnid, M. Transport Services. Data v.2.0 (2007). ecoinvent report No. 14. Villingen and Uster, December 2007

/Statistische Ämter des Bundes und der Länder 2012/

Statistische Ämter des Bundes und der Länder. Regionaldatenbank Deutschland. <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online;jsessionid=36072B71C951F4353E584975F0C0E770?operation=previous&levelindex=1&levelid=1348755435524&step=1>. Eingesehen am 26.09.2012

/Statistisches Bundesamt 2012/

Statistisches Bundesamt. GENESIS-Online Datenbank. Flächennutzung - Bodenfläche nach Nutzungsarten. <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>. Eingesehen am 26.09.2012

/Statistisches Bundesamt 2013a/

Statistisches Bundesamt. GENESIS-Online Datenbank. Verbraucherpreisindex für Deutschland. <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>. Eingesehen am 30.07.2013

/Statistisches Bundesamt 2013b/

Statistisches Bundesamt. GENESIS-Online Datenbank. Wasserwirtschaft. Entgelt für die Trinkwasserversorgung privater Haushalte. <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>. Eingesehen am 22.03.2013

/Statistisches Bundesamt 2013c/

Statistisches Bundesamt. GENESIS-Online Datenbank. Wasserwirtschaft. Entgelt für die Entsorgung von Abwasser aus privaten Haushalten. <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>. Eingesehen am 22.03.2013

/Straub 2002/

Straub, F. J. Nutzung von Abwärme aus einem Dampf-Heizkraftwerk zur energetischen Trocknung von Grüngut. Dissertation der technischen Universität München, Lehrstuhl für Thermische Kraftanlagen mit Heizkraftwerk. Eingereicht am 16.02.2002, angenommen am 22.04.2002

/Thrän et al. 2011/

Thrän, D.; Edel, M.; Pfeifer, J.; Ponitka, J.; Rode, M.; Knispel, S. Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ) Report Nr. 4. Identifizierung strategischer Hemmnisse und Entwicklung von Lösungsansätzen zur Reduzierung der Nutzungskonkurrenz beim weiteren Ausbau der Biomassenutzung. Zuwendungsgeber BMU. 31.07.2011

/Tijmensen 2000/

Tijmensen, M. J. A. The production of Fischer Tropsch liquids and power through biomass gasification. NWS-E-2000-29. ISBN 90-73958-62-8. Universiteit Utrecht, November 2000

/Tijmensen et al. 2002/

Tijmensen, M. J. A.; Faaij, A. P. C.; Hamelinck, C. N.; van Hardeveld, M. R. M. Exploration of the possibilities for production of Fischer Tropsch liquids and power via biomass gasification. *Biomass and Bioenergy* 23 (2002) 129 – 152. Elsevier Science Ltd., 2002

/Tock, Maréchal 2012/

Tock, L.; Maréchal, F. Co-production of hydrogen and electricity from lignocellulosic biomass: Process design and thermo-economic optimization. *Energy* (2012), doi:10.1016/j.energy.2012.01.056. Elsevier Ltd., 2012

/Uslu et al. 2008/

Uslu, A.; Faaij, A. P. C.; Bergman, P. C. A. Pre-treatment technologies, and their effect on international bioenergy supply chain logistics. Techno-economic evaluation of torrefaction, fast pyrolysis and pelletisation. *Energy* 33 (2008) 1206– 1223. doi:10.1016/j.energy.2008.03.007. Elsevier Ltd., 2008

/van der Stelt et al. 2011/

van der Stelt, M. J. C.; Gerhauser, H.; Kiel, J. H. A.; Ptasinski, K. J. Biomass upgrading by torrefaction for the production of biofuels: A review. *Biomass and Bioenergy* 35 (2011) 3748-3762. doi:10.1016/j.biombioe.2011.06.023. Elsevier Ltd., 2011

/VDB 2012a/

Verband der Deutschen Biokraftstoffindustrie e. V. (VDB). Informationen: Biokraftstoffe in Deutschland. Januar 2012

/VDB 2012b/

Verband der Deutschen Biokraftstoffindustrie e. V. (VDB). Fakten zu Bioethanol. Januar 2012

/VDLUFA 2004/

Verband Deutscher Landwirtschaftlicher Untersuchungs- und Forschungsanstalten (VDLUFA). Körschens, M.; Rogasik, J.; Schulz, E.; Böning, H.; Eich, D.; Ellerbrock, R.; Franko, U.; Hülsbergen, K.-J.; Köppen, D.; Kolbe, H.; Leithold, G.; Merbach, I.; Pescke, H.; Prystav, W.; Reinhold, J.; Zimmer, J.; Ebertseder, Th.; Gutser, R.; Heyn, J.; Sauerbeck, D. Humusbilanzierung. Methode zur Beurteilung und Bemessung der Humusversorgung von Ackerland. Bonn, 30.04.2004

/Verhoeff et al. 2011/

Verhoeff, F.; Adell i Arnelos, A.; Boersma, A. R.; Pels, J. R.; Lensselink, J.; Kiel, J. H. A.; Schukken, H. TorTech – Torrefaction Technology for the production of solid bioenergy carriers from biomass and waste. ECN-E-11-039. Mai 2011

/Vogel et al. 2007/

Vogel, A.; Brauer, S.; Müller-Langer, F.; Thrän, D. Institute for Energy and Environment. Project: RENEW – Renewable Fuels for Advanced Powertrains – Draft version – Deliverable D 5.3.7 “Conversion Costs Calculation”. SES6-CT-2003-502705. Leipzig, November 2007.

/Walter 2003/

Walter, M. Druckwechseladsorption als Wasserstoffreinigungsverfahren für Brennstoffzellen-Systeme im kleinen Leistungsbereich. Dissertation der Universität Duisburg-Essen. Tag der mündlichen Prüfung: 20.10.2003

/Wannapeera, Worasuwannarak 2012/

Wannapeera, J.; Worasuwannarak, N. Upgrading of woody biomass by torrefaction under pressure. Journal of Analytical and Applied Pyrolysis 96 (2012) 173–180. Elsevier B.V., 2012

/WAT/

Homepage der Gesellschaft für Wasseraufbereitung, Abwasser- und Chemietechnik mbH. Internet: www.wat-nord.de. 2008

/Wego 2009/

Wego, S. Clayton Deutschland GmbH, Düsseldorf. Turbinen unter Dampf. Schneller Dampf über Auxiliary Boiler in Kraftwerken. CITplus 1, 2009

/Weiser et al. 2011/

Weiser, C.; Reinicke, F.; Zeller, V.; Vetter, A.; Thrän, D.; Wagner, B. Bestimmung des deutschlandweiten Getreidestrohpotenzials auf Landkreisebene unter Anwendung verschiedener Humusbilanzmethoden. Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL). Jena, März 2011

/Werther, Heinrich 2010/

Werther, J.; Heinrich, S. Vergasung fester Biomasse – Nichts Neues? Technische Universität Hamburg-Harburg. Institut für Feststoffverfahrenstechnik und Partikeltechnologie. IBC Leipzig, International Biomass Conference, 4. und 5. Mai 2010

/Wittkopf 2005/

Wittkopf, S. Bereitstellung von Hackgut zur thermischen Verwertung durch Forstbetriebe in Bayern. Dissertation der Technischen Universität München. Eingereicht am 29.12.2004, angenommen am 20.04.2005

/Wolf 2001/

Wolf, B. Bio-Methanol als Treibstoff aus regionalen Quellen. Der Landwirt als Energie- und Rohstoffwirt, Eurosolar. 2001

/ZSW 2009/

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Baden-Württemberg (ZSW). Thermochemische Biomassekonversion: Technische Daten zum AER-Prozess. Stand August 2009

Anhang A

Transportentfernungen

Tabelle A-1: Berechnung der Transportentfernungen für Winterweizenstrohhallen, Hackschnitzel aus Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen sowie torrefizierter Biomasse in eine Torrefizierung bzw. einen Flugstromvergaser (500 MW_{BWL}) für das Jahr 2010

		S-d	S-z	WRH-d	WRH-z	W-d	W-z
Biomasse in (FM)	[t/a]	1.043.361	1.043.361	1.350.846	1.340.686	1.166.009	1.166.009
Fläche	[km ²]	10.148	10.148	20.918	20.761	25.492	25.492
Transport Biomasse	[km]	17	54	24	77	27	85
Torrefizierte Biomasse	[t/a]	709.375	0	665.026	0	665.026	0
Transport torrefizierte Biomasse	[km]	62	0	88	0	98	0

S (Winterweizenstroh), d (dezentral), z (zentral), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), FM (Frischmasse)

Tabelle A-2: Berechnung der Transportentfernungen für Winterweizenstrohhallen, Hackschnitzel aus Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen sowie torrefizierter Biomasse in eine Torrefizierung bzw. einen Flugstromvergaser (500 MW_{BWL}) für das Jahr 2050

		S-d	S-z	WRH-d	WRH-z	W-d	W-z
Biomasse in (FM)	[t/a]	1.043.361	1.043.361	1.350.846	1.340.686	1.166.009	1.166.009
Fläche	[km ²]	8.481	8.481	20.918	20.761	14.764	14.764
Transport Biomasse	[km]	15	49	24	77	20	65
Torrefizierte Biomasse	[t/a]	709.375	0	709.375	0	709.375	0
Transport torrefizierte Biomasse	[km]	56	0	88	0	74	0

S (Winterweizenstroh), d (dezentral), z (zentral), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), FM (Frischmasse)

Tabelle A-3: Berechnung der Transportentfernungen für Winterweizenstrohhallen, Hackschnitzel aus Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in einen CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser (500 MW_{BWL}) für das Jahr 2010

		S	WRH	W
Biomasse in (FM)	[t/a]	960.854	1.234.668	1.073.804
Fläche	[km ²]	9.346	19.119	23.476
Transport Biomasse	[km]	51	74	82

S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), FM (Frischmasse)

Tabelle A-4: Berechnung der Transportentfernungen für Winterweizenstrohhallen, Hackschnitzel aus Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in einen CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser (500 MW_{BWL}) für das Jahr 2050

		S	WRH	W
Biomasse in (FM)	[t/a]	960.854	1.234.668	1.073.804
Fläche	[km ²]	7.810	19.119	13.597
Transport Biomasse	[km]	47	74	62

S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), FM (Frischmasse)

Tabelle A-5: Berechnung der Transportentfernungen für Winterweizenstrohballen, Hackschnitzel aus Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in einen AER-Vergaser (50 MW_{BWL}) für das Jahr 2010

		S	WRH	W
Biomasse in (FM)	[t/a]	96.085	123.467	107.380
Fläche	[km ²]	935	1.912	2.348
Transport Biomasse	[km]	16	23	26

S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), FM (Frischmasse)

Tabelle A-6: Berechnung der Transportentfernungen für Winterweizenstrohballen, Hackschnitzel aus Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in einen AER-Vergaser (50 MW_{BWL}) für das Jahr 2050

		S	WRH	W
Biomasse in (FM)	[t/a]	96.085	123.467	107.380
Fläche	[km ²]	781	1.912	1.360
Transport Biomasse	[km]	15	23	20

S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), FM (Frischmasse)

Anhang B

Elektrischer Leistungsbedarf und Erzeugung der thermochemischen Verfahren

Tabelle B-1: Elektrischer Leistungsbedarf und Erzeugung bei der Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin Produktion mit Schnellpyrolyse und Flugstromvergaser (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2007/, /Beiermann 2010/, /concawe 2011b/, /Druckluft effizient 2003/, /GEMIS 4.7/, /Gitzhofer 2007/, /Göttlicher 1999/ in /Moritz 2004/, /Günther 2006/, /Hirschberg 1999/ in /Beiermann 2010/, /Kaltschmitt et al. 2009/, /Lange 2008/, /Straub 2002/, /WAT/ in /Beiermann 2010/)

[MW]	S- SPd/FV- FT-D+B	S- SPz/FV- FT-D+B	WRH- SPd/FV- FT-D+B	WRH- SPz/FV- FT-D+B	W- SPd/FV- FT-D+B	W- SPz/FV- FT-D+B
Schnellpyrolyse						
Brennstoffwärmeleistung	56,17	515,94	57,95	515,94	57,15	526,36
Lagerung	0,23 ¹⁾	2,24	0,32 ¹⁾	2,81	0,31 ¹⁾	2,86
Ballenauflöser	0,33 ¹⁾	3,27	-	-	-	-
Schlagzerspanner	0,31 ¹⁾	2,99	0,33 ¹⁾	2,98	0,33 ¹⁾	3,04
Querstrommühle	-	-	0,33 ¹⁾	2,98	0,33 ¹⁾	3,04
Trocknung	0,02 ¹⁾	0,21	0,12 ¹⁾	1,08	0,08 ¹⁾	0,77
Schnellpyrolyse	0,76 ¹⁾	7,48	0,79 ¹⁾	7,02	0,78 ¹⁾	7,16
Slurry Mischer	0,29 ¹⁾	2,81	0,30 ¹⁾	2,63	0,29 ¹⁾	2,68
Sonstige	0,19 ¹⁾	1,87	0,20 ¹⁾	1,75	0,19 ¹⁾	1,79
Gesamt	2,13¹⁾	20,88	2,39¹⁾	21,25	2,32¹⁾	21,35
Flugstromvergaser						
Brennstoffwärmeleistung	500	500	500	500	500	500
Slurry Kompression	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Kryogene Luftzerlegung	13,48	13,48	13,88	13,88	13,88	13,88
Sauerstoffkompression	3,06	3,06	3,15	3,15	3,15	3,15
Gesamt	16,69	16,69	17,18	17,18	17,18	17,18
Synthesegasreinigung und -konditionierung						
Heißgaszyklon	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Gewebefilter	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Druckwasserwäscher	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Speisewasserentsalzung	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Selexolwäscher	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36
Gesamt	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75
Fischer-Tropsch-Synthese						
PSA	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
Heavy Paraffinic Conversion	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Aufbereitung Rohnaphtha	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Gesamt	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45
Elektrischer Leistungsbedarf	45,21²⁾	44,77	48,25²⁾	45,64	47,57²⁾	45,74
Stromerzeugung						
BHKW	7,78	7,78	7,78	7,78	7,78	7,78
ND-Turbine	20,25	19,06	20,19	13,93	20,19	15,68
HD-Turbine	11,83	11,83	11,83	11,83	11,83	11,83
Gesamt	39,85	38,67	39,80	33,54	39,80	34,49
Externer Strombedarf	5,36	6,10	8,46	12,10	7,77	10,45

¹⁾ Elektrischer Leistungsbedarf von einer dezentralen Schnellpyrolyse

²⁾ Der elektrische Leistungsbedarf beinhaltet den elektrischen Leistungsbedarf von zehn Schnellpyrolysen.

S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), SP (Schnellpyrolyse), FV (Flugstromvergaser), d (dezentral), z (zentral), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), PSA (Pressure Swing Adsorption), ND (Niederdruck), HD (Hochdruck)

Tabelle B-2: Elektrischer Leistungsbedarf und Erzeugung bei der H₂-Produktion mit Schnellpyrolyse und Flugstromvergaser (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Druckluft effizient 2003/, /Gitzhofer 2007/, /Günther 2006/, /Hirschberg 1999/ in /Beiermann 2010/, /Kaltschmitt et al. 2009/, /Lange 2008/, /Leible et al. 2006/, /Pölz, Salchenegger 2005/, /Straub 2002/, /WAT/ in /Beiermann 2010/)

[MW]	S- SPd/FV- H ₂	S- SPz/FV- H ₂	WRH- SPd/FV- H ₂	WRH- SPz/FV- H ₂	W- SPd/FV- H ₂	W- SPz/FV- H ₂
Schnellpyrolyse						
Brennstoffwärmeleistung	56,17	515,94	57,95	515,94	57,15	526,36
Lagerung	0,23 ¹⁾	2,24	0,32 ¹⁾	2,81	0,31 ¹⁾	2,86
Ballenauflöser	0,33 ¹⁾	3,27	-	-	-	-
Schlagzerspanner	0,31 ¹⁾	2,99	0,33 ¹⁾	2,98	0,33 ¹⁾	3,04
Querstrommühle	-	-	0,33 ¹⁾	2,98	0,33 ¹⁾	3,04
Trocknung	0,02 ¹⁾	0,21	0,12 ¹⁾	1,08	0,08 ¹⁾	0,77
Schnellpyrolyse	0,76 ¹⁾	7,48	0,79 ¹⁾	7,02	0,78 ¹⁾	7,16
Slurry Mischer	0,29 ¹⁾	2,81	0,30 ¹⁾	2,63	0,29 ¹⁾	2,68
Sonstige	0,19 ¹⁾	1,87	0,20 ¹⁾	1,75	0,19 ¹⁾	1,79
Gesamt	2,13¹⁾	20,88	2,39¹⁾	21,25	2,32¹⁾	21,35
Flugstromvergaser						
Brennstoffwärmeleistung	500	500	500	500	500	500
Slurry Kompression	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Kryogene Luftzerlegung	13,48	13,48	13,88	13,88	13,88	13,88
Sauerstoffkompression	3,06	3,06	3,15	3,15	3,15	3,15
Gesamt	16,69	16,69	17,18	17,18	17,18	17,18
Synthesegasreinigung und -konditionierung						
Heißgaszyklon	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Gewebefilter	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Druckwasserwäscher	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Speisewasserentsalzung	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Gesamt	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41
H₂-Produktion						
PSA	8,18	8,18	8,18	8,18	8,18	8,18
Kompression	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88
Gesamt	30,06	30,06	30,06	30,06	30,06	30,06
Elektrischer Leistungsbedarf	69,47²⁾	69,03	72,51²⁾	69,90	71,83²⁾	70,00
Stromerzeugung						
BHKW	14,59	14,59	14,59	14,59	14,59	14,59
ND-Turbine	14,43	13,24	14,37	8,11	14,37	9,86
HD-Turbine	10,58	10,58	10,58	10,58	10,58	10,58
Gesamt	39,59	38,41	39,53	33,27	39,53	34,23
Externer Strombedarf	29,88	30,62	32,98	36,62	32,30	34,97

¹⁾ Elektrischer Leistungsbedarf von einer dezentralen Schnellpyrolyse

²⁾ Der elektrische Leistungsbedarf beinhaltet den elektrischen Leistungsbedarf von zehn Schnellpyrolysen.

S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), SP (Schnellpyrolyse), FV (Flugstromvergaser), d (dezentral), z (zentral), PSA (Pressure Swing Adsorption), ND (Niederdruck), HD (Hochdruck)

Tabelle B-3: Elektrischer Leistungsbedarf und Erzeugung bei der SNG-Produktion mit Schnellpyrolyse und Flugstromvergaser (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Druckluft effizient 2003/, /Gitzhofer 2007/, /Günther 2006/, /Hirschberg 1999/ in /Beiermann 2010/, /Kaltschmitt et al. 2009/, /Lange 2008/, /Pölz, Salchenegger 2005/, /Pölz, Salchenegger 2005/, /Straub 2002/, /WAT/ in /Beiermann 2010/)

[MW]	S- SPd/FV- SNG	S- SPz/FV- SNG	WRH- SPd/FV- SNG	WRH- SPz/FV- SNG	W- SPd/FV- SNG	W- SPz/FV- SNG
Schnellpyrolyse						
Brennstoffwärmeleistung	56,17	515,94	57,95	515,94	57,15	526,36
Lagerung	0,23 ¹⁾	2,24	0,32 ¹⁾	2,81	0,31 ¹⁾	2,86
Ballenauflöser	0,33 ¹⁾	3,27	-	-	-	-
Schlagzerspanner	0,31 ¹⁾	2,99	0,33 ¹⁾	2,98	0,33 ¹⁾	3,04
Querstrommühle	-	-	0,33 ¹⁾	2,98	0,33 ¹⁾	3,04
Trocknung	0,02 ¹⁾	0,21	0,12 ¹⁾	1,08	0,08 ¹⁾	0,77
Schnellpyrolyse	0,76 ¹⁾	7,48	0,79 ¹⁾	7,02	0,78 ¹⁾	7,16
Slurry Mischer	0,29 ¹⁾	2,81	0,30 ¹⁾	2,63	0,29 ¹⁾	2,68
Sonstige	0,19 ¹⁾	1,87	0,20 ¹⁾	1,75	0,19 ¹⁾	1,79
Gesamt	2,13¹⁾	20,88	2,39¹⁾	21,25	2,32¹⁾	21,35
Flugstromvergaser						
Brennstoffwärmeleistung	500	500	500	500	500	500
Slurry Kompression	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Kryogene Luftzerlegung	13,48	13,48	13,88	13,88	13,88	13,88
Sauerstoffkompression	3,06	3,06	3,15	3,15	3,15	3,15
Gesamt	16,69	16,69	17,18	17,18	17,18	17,18
Synthesegasreinigung und -konditionierung						
Heißgaszyklon	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Gewebefilter	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Druckwasserwäscher	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Speisewasserentsalzung	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Gesamt	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40
SNG-Produktion						
PSA	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35
Kompression	8,41	8,41	8,41	8,41	8,41	8,41
Gesamt	11,76	11,77	11,77	11,77	11,77	11,77
Elektrischer Leistungsbedarf	51,16²⁾	50,73	54,21²⁾	51,60	53,53²⁾	51,70
Stromerzeugung						
BHKW	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22
ND-Turbine	19,17	17,99	19,12	12,86	19,12	14,61
HD-Turbine	9,48	9,48	9,48	9,48	9,48	9,48
Gesamt	33,87	32,70	33,82	27,56	33,82	28,52
Externer Strombedarf	17,29	18,03	20,39	24,03	19,71	22,38

¹⁾ Elektrischer Leistungsbedarf von einer dezentralen Schnellpyrolyse

²⁾ Der elektrische Leistungsbedarf beinhaltet den elektrischen Leistungsbedarf von zehn Schnellpyrolysen.

S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), SP (Schnellpyrolyse), FV (Flugstromvergaser), d (dezentral), z (zentral), SNG (Substitute Natural Gas), PSA (Pressure Swing Adsorption), ND (Niederdruck), HD (Hochdruck)

Tabelle B-4: Elektrischer Leistungsbedarf und Erzeugung bei der Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin Produktion mit Torrefizierung und Flugstromvergaser (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2007/, /Beiermann 2010/, /Bergman et al. 2005/, /Briem et al. 2004/, /concawe 2011b/, /Druckluft effizient 2003/, /GEMIS 4.7/, /Gitzhofer 2007/, /Göttlicher 1999/ in /Moritz 2004/, /Günther 2006/, /Hirschberg 1999/ in /Beiermann 2010/, /Kaltschmitt et al. 2009/, /Lange 2008/, /Oberberger et al./, /van der Stelt et al. 2011/, /Uslu et al. 2008/, /Straub 2002/, /WAT/ in /Beiermann 2010/)

[MW]	S- Td/FV- FT-D+B	S- Tz/FV- FT-D+B	WRH- Td/FV- FT-D+B	WRH- Tz/FV- FT-D+B	W- Td/FV- FT-D+B	W- Tz/FV- FT-D+B
Torrefizierung						
Brennstoffwärmeleistung	54,29	542,93	51,83	514,43	52,43	524,34
Lagerung	0,22 ¹⁾	2,22	0,28 ¹⁾	2,80	0,29 ¹⁾	2,85
Ballenauflöser	0,32 ¹⁾	3,23	-	-	-	-
Schlagzerspanner	0,30 ¹⁾	2,95	0,30 ¹⁾	2,97	0,26 ¹⁾	2,59
Querstrommühle	-	-	0,30 ¹⁾	2,97	0,28 ¹⁾	2,78
Trocknung	-	-	0,08 ¹⁾	0,84	0,05 ¹⁾	0,55
Torrefizierung	0,40 ¹⁾	4,00	0,40 ¹⁾	4,00	0,40 ¹⁾	4,00
Mühle	0,75 ¹⁾	-	0,75 ¹⁾	-	0,75 ¹⁾	-
Pelletierung	0,24 ¹⁾	-	0,24 ¹⁾	-	0,24 ¹⁾	-
Kühlung	0,11 ¹⁾	1,13	0,11 ¹⁾	1,13	0,11 ¹⁾	1,13
ORC	0,05 ¹⁾	-	-	-	0,01 ¹⁾	-
Gesamt	2,39¹⁾	13,53	2,46¹⁾	14,72	2,39¹⁾	13,90
Flugstromvergaser						
Brennstoffwärmeleistung	500	500	500	500	500	500
Mühle	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50
Kryogene Luftzerlegung	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92
Sauerstoffkompression	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71
Gesamt	22,12	22,12	22,12	22,12	22,12	22,12
Synthesegasreinigung und -konditionierung						
Heißgaszyklon	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Gewebefilter	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Druckwasserwäscher	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Speisewasserentsalzung	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Selexolwäscher	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36
Gesamt	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75
Fischer-Tropsch-Synthese						
PSA	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
Heavy Paraffinic Conversion	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Aufbereitung Rohnaphtha	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Gesamt	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45
Elektrischer Leistungsbedarf	53,25²⁾	42,86	53,93²⁾	44,05	53,24²⁾	43,23
Stromerzeugung						
ORC	0,43	-	-	-	0,12	-
BHKW	7,78	7,78	7,78	7,78	7,78	7,78
ND-Turbine	22,08	25,98	22,08	21,64	22,08	23,15
HD-Turbine	11,83	11,83	11,83	11,83	11,83	11,83
Gesamt	46,03	45,58	41,69	41,24	42,87	42,75
Externer Strombedarf	7,21	-2,72	12,25	2,80	10,36	0,48

¹⁾ Elektrischer Leistungsbedarf von einer dezentralen Torrefizierung

²⁾ Der elektrische Leistungsbedarf beinhaltet den elektrischen Leistungsbedarf von zehn Torrefizierungen.

S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), FV (Flugstromvergaser), d (dezentral), z (zentral), T (Torrefizierung), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), PSA (Pressure Swing Adsorption), ND (Niederdruck), HD (Hochdruck)

Tabelle B-5: Elektrischer Leistungsbedarf und Erzeugung bei der H₂-Produktion mit Torrefizierung und Flugstromvergaser (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Bergman et al. 2005/, /Briem et al. 2004/, /Druckluft effizient 2003/, /Gitzhofer 2007/, /Günther 2006/, /Hirschberg 1999/ in /Beiermann 2010/, /Kaltschmitt et al. 2009/, /Lange 2008/, /Leible et al. 2006/, /Obernberger et al./, /van der Stelt et al. 2011/, /Uslu et al. 2008/, /Straub 2002/, /WAT/ in /Beiermann 2010/)

[MW]	S- Td/FV- H ₂	S- Tz/FV- H ₂	WRH- Td/FV- H ₂	WRH- Tz/FV- H ₂	W- Td/FV- H ₂	W- Tz/FV- H ₂
Torrefizierung						
Brennstoffwärmeleistung	54,29	542,93	51,83	514,43	52,43	524,34
Lagerung	0,22 ¹⁾	2,22	0,28 ¹⁾	2,80	0,29 ¹⁾	2,85
Ballenauflöser	0,32 ¹⁾	3,23	-	-	-	-
Schlagzerspanner	0,30 ¹⁾	2,95	0,30 ¹⁾	2,97	0,26 ¹⁾	2,59
Querstrommühle	-	-	0,30 ¹⁾	2,97	0,28 ¹⁾	2,78
Trocknung	-	-	0,08 ¹⁾	0,84	0,05 ¹⁾	0,55
Torrefizierung	0,40 ¹⁾	4,00	0,40 ¹⁾	4,00	0,40 ¹⁾	4,00
Mühle	0,75 ¹⁾	-	0,75 ¹⁾	-	0,75 ¹⁾	-
Pelletierung	0,24 ¹⁾	-	0,24 ¹⁾	-	0,24 ¹⁾	-
Kühlung	0,11 ¹⁾	1,13	0,11 ¹⁾	1,13	0,11 ¹⁾	1,13
ORC	0,05 ¹⁾	-	-	-	0,01 ¹⁾	-
Gesamt	2,39¹⁾	13,53	2,46¹⁾	14,72	2,39¹⁾	13,90
Flugstromvergaser						
Brennstoffwärmeleistung	500	500	500	500	500	500
Mühle	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50
Kryogene Luftzerlegung	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92
Sauerstoffkompression	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71
Gesamt	22,12	22,12	22,12	22,12	22,12	22,12
Synthesegasreinigung und -konditionierung						
Heißgaszyklon	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Gewebefilter	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Druckwasserwäscher	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Speisewasserentsalzung	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Gesamt	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41
H₂-Produktion						
PSA	8,18	8,18	8,18	8,18	8,18	8,18
Kompression	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88	21,88
Gesamt	30,06	30,06	30,06	30,06	30,06	30,06
Elektrischer Leistungsbedarf	77,51²⁾	67,12	78,19²⁾	68,30	77,50²⁾	67,49
Stromerzeugung						
ORC	0,43	-	-	-	0,12	-
BHKW	14,59	14,59	14,59	14,59	14,59	14,59
ND-Turbine	16,26	20,16	16,26	15,82	16,26	17,33
HD-Turbine	10,58	10,58	10,58	10,58	10,58	10,58
Gesamt	45,77	45,32	41,42	40,98	42,61	42,49
Externer Strombedarf	31,73	21,80	36,77	27,33	34,89	25,00

¹⁾ Elektrischer Leistungsbedarf von einer dezentralen Torrefizierung

²⁾ Der elektrische Leistungsbedarf beinhaltet den elektrischen Leistungsbedarf von zehn Torrefizierungen.

S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), FV (Flugstromvergaser), d (dezentral), z (zentral), T (Torrefizierung), PSA (Pressure Swing Adsorption), ND (Niederdruck), HD (Hochdruck)

Tabelle B-6: Elektrischer Leistungsbedarf und Erzeugung bei der SNG-Produktion mit Torrefizierung und Flugstromvergaser (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Bergman et al. 2005/, /Briem et al. 2004/, /Druckluft effizient 2003/, /Gitzhofer 2007/, /Günther 2006/, /Hirschberg 1999/ in /Beiermann 2010/, /Kaltschmitt et al. 2009/, /Lange 2008/, /Oberberger et al./, /Pölz, Salchenegger 2005/, /Straub 2002/, /Uslu et al. 2008/, /van der Stelt et al. 2011/, /WAT/ in /Beiermann 2010/)

[MW]	S- Td/FV- SNG	S- Tz/FV- SNG	WRH- Td/FV- SNG	WRH- Tz/FV- SNG	W- Td/FV- SNG	W- Tz/FV- SNG
Torrefizierung						
Brennstoffwärmeleistung	54,29	542,93	51,83	514,43	52,43	524,34
Lagerung	0,22 ¹⁾	2,22	0,28 ¹⁾	2,80	0,29 ¹⁾	2,85
Ballenauflöser	0,32 ¹⁾	3,23	-	-	-	-
Schlagzerspanner	0,30 ¹⁾	2,95	0,30 ¹⁾	2,97	0,26 ¹⁾	2,59
Querstrommühle	-	-	0,30 ¹⁾	2,97	0,28 ¹⁾	2,78
Trocknung	-	-	0,08 ¹⁾	0,84	0,05 ¹⁾	0,55
Torrefizierung	0,40 ¹⁾	4,00	0,40 ¹⁾	4,00	0,40 ¹⁾	4,00
Mühle	0,75 ¹⁾	-	0,75 ¹⁾	-	0,75 ¹⁾	-
Pelletierung	0,24 ¹⁾	-	0,24 ¹⁾	-	0,24 ¹⁾	-
Kühlung	0,11 ¹⁾	1,13	0,11 ¹⁾	1,13	0,11 ¹⁾	1,13
ORC	0,05 ¹⁾	-	-	-	0,01 ¹⁾	-
Gesamt	2,39¹⁾	13,53	2,46¹⁾	14,72	2,39¹⁾	13,90
Flugstromvergaser						
Brennstoffwärmeleistung	500	500	500	500	500	500
Mühle	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50
Kryogene Luftzerlegung	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92
Sauerstoffkompression	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71	2,71
Gesamt	22,12	22,12	22,12	22,12	22,12	22,12
Synthesegasreinigung und -konditionierung						
Heißgaszyklon	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Gewebefilter	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Druckwasserwäscher	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Speisewasserentsalzung	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Gesamt	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40
SNG-Produktion						
PSA	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35
Kompression	8,41	8,41	8,41	8,41	8,41	8,41
Gesamt	11,77	11,77	11,77	11,77	11,77	11,77
Elektrischer Leistungsbedarf	59,21²⁾	48,82	59,89²⁾	50,01	59,20²⁾	49,19
Stromerzeugung						
ORC	0,43	-	-	-	0,12	-
BHKW	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22
ND-Turbine	21,01	24,91	21,01	20,57	21,01	22,08
HD-Turbine	9,48	9,48	9,48	9,48	9,48	9,48
Gesamt	40,06	39,61	35,71	35,27	36,90	36,78
Externer Strombedarf	19,14	9,21	24,18	14,74	22,30	12,41

¹⁾ Elektrischer Leistungsbedarf von einer dezentralen Torrefizierung

²⁾ Der elektrische Leistungsbedarf beinhaltet den elektrischen Leistungsbedarf von zehn Torrefizierungen.

S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), FV (Flugstromvergaser), d (dezentral), z (zentral), T (Torrefizierung), SNG (Substitute Natural Gas), PSA (Pressure Swing Adsorption), ND (Niederdruck), HD (Hochdruck)

Tabelle B-7: Elektrischer Leistungsbedarf und Erzeugung bei der Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂- und SNG-Produktion mit dem CHOREN Carbo-V[®]-Verfahren (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2007/, /Beiermann 2010/, /Druckluft effizient 2003/, /Gitzhofer 2007/, /Günther 2006/, /Kaltschmitt et al. 2009/, /Lange 2008/, /Leible et al. 2006/, /Moritz 2004/, /Pözl, Salchenegger 2005/, /Straub 2002/)

[MW]	S- C- FT- D+B	WRH- C- FT- D+B	W- C- FT- D+B	S- C- H ₂	WRH- C- H ₂	W- C- H ₂	S- C- SNG	WRH- C- SNG	W- C- SNG
CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser									
Brennstoffwärmeleistung	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Ballenauflöser	2,98	0,00	0,00	2,98	0,00	0,00	2,98	0,00	0,00
Schlagzerspanner	2,72	2,74	2,38	2,72	2,09	1,96	2,72	2,74	2,38
Trocknung	0,00	0,77	0,51	0,00	0,77	0,51	0,00	0,77	0,51
Querstrommühle	0,00	2,09	1,96	0,00	2,09	1,96	0,00	2,09	1,96
Kohlemühle	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
Kryogene Luftzerlegung	14,53	14,28	13,37	14,53	14,28	13,37	14,53	14,28	13,37
Sauerstoffkompression	1,09	1,07	1,01	1,09	1,07	1,01	1,09	1,07	1,01
Gesamt	21,93	21,57	19,84	21,93	20,92	19,42	21,93	21,57	19,84
Synthesegasreinigung und -konditionierung									
Heißgaszyklon	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Gewebefilter	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Druckwasserwäscher	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
Speisewasserentsalzung	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07
Kompression	18,13	18,13	18,13	7,15	7,15	7,15	7,15	7,15	7,15
Selexolwäscher	5,56	5,56	5,56	-	-	-	-	-	-
Gesamt	25,25	25,25	25,25	8,72	8,72	8,72	8,71	8,71	8,71
Fischer-Tropsch-Synthese									
PSA	0,52	0,52	0,52	-	-	-	-	-	-
Heavy Paraffinic Conversion	0,97	0,97	0,97	-	-	-	-	-	-
Aufbereitung Rohnaphtha	0,01	0,01	0,01	-	-	-	-	-	-
Gesamt	1,50	1,50	1,50	-	-	-	-	-	-
H₂-Produktion									
PSA	-	-	-	8,45	8,45	8,45	-	-	-
Kompression	-	-	-	21,15	21,15	21,15	-	-	-
Gesamt	-	-	-	29,61	29,61	29,61	-	-	-
SNG-Produktion									
PSA	-	-	-	-	-	-	3,79	3,79	3,79
Kompression	-	-	-	-	-	-	8,49	8,49	8,49
Gesamt	-	-	-	-	-	-	12,28	12,28	12,28
Elektrischer Leistungsbedarf	48,67	48,31	46,58	60,26	59,25	57,74	42,93	42,56	40,83
Stromerzeugung									
BHKW	7,96	7,96	7,96	18,01	18,01	18,01	5,27	5,27	5,27
ND-Turbine	19,67	15,68	17,14	14,87	10,89	12,34	18,19	14,21	15,66
HD-Turbine	10,68	10,68	10,68	9,62	9,62	9,62	8,08	8,08	8,08
Gesamt	38,30	34,32	35,77	42,49	38,51	39,96	31,54	27,56	29,01
Externer Strombedarf	10,37	13,99	10,81	17,77	20,74	17,78	11,39	15,00	11,82

S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), C (CHOREN Carbo-V[®]), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), PSA (Pressure Swing Adsorption), ND (Niederdruck), HD (Hochdruck)

Tabelle B-8: Elektrischer Leistungsbedarf und Erzeugung bei der H₂- und SNG-Produktion mit dem AER-Vergaser (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2007/, /Beiermann 2010/, /Druckluft effizient 2003/, /Günther 2006/, /Kaltschmitt et al. 2009/, /Lange 2008/, /Leible et al. 2006/, /Marquard-Möllenstedt et al. 2009/, /Poboß 2012/, /Poboß et al. 2013/, /Pözl, Salchenegger 2005/, /Straub 2002/, /Uslu et al. 2008/)

[MW]	S- AER- H ₂	WRH- AER- H ₂	W- AER- H ₂	S- AER- SNG	WRH- AER- SNG	W- AER- SNG
AER-Vergaser						
Brennstoffwärmeleistung	50	50	50	50	50	50
Ballenauflöser	0,30	-	-	0,30	-	-
Schlagzerspanner	0,27	0,27	0,24	0,27	0,27	0,24
Trocknung	-	0,08	0,05	-	0,08	0,05
Querstrommühle	-	0,21	0,20	-	0,21	0,20
Pelletierung	0,32	-	-	0,32	-	-
Gesamt	0,89	0,56	0,48	0,89	0,56	0,48
Synthesegasreinigung und -konditionierung						
Heißgaszyklon	0,01	0,01	0,01	0,005	0,005	0,005
Gewebefilter	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Biodieselmwäscher	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Kompression	1,66	1,66	1,66	1,55	1,55	1,55
Gesamt	1,75	1,75	1,75	1,63	1,63	1,63
H₂-Produktion						
PSA	0,46	0,46	0,46	-	-	-
Kompression	1,68	1,68	1,68	-	-	-
Gesamt	2,13	2,13	2,13	-	-	-
SNG-Produktion						
PSA	-	-	-	0,14	0,14	0,14
Kompression	-	-	-	0,87	0,87	0,87
Gesamt	-	-	-	1,01	1,01	1,01
Elektrischer Leistungsbedarf	4,77	4,44	4,37	3,52	3,20	3,12
Stromerzeugung						
BHKW	3,46	3,46	3,46	0,54	0,54	0,54
ND-Turbine	0,94	0,58	0,80	0,71	0,36	0,60
HD-Turbine	0,14	0,19	0,28	-	-	-
Gesamt	4,54	4,23	4,54	1,24	0,89	1,14
Externer Strombedarf	0,23	0,22	-0,18	2,28	2,30	1,98

S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), AER (Absorption Enhanced Reforming), SNG (Substitute Natural Gas), PSA (Pressure Swing Adsorption), ND (Niederdruck), HD (Hochdruck)

Anhang C

Hoch- und Niederdruckdampfmengen der thermochemischen Verfahren

Tabelle C-1: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂- und SNG-Produktion aus Winterweizenstroh in dezentralen Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser

[MJ/h]		S-SPd/FV-FT-D+B		S-SPd/FV-H ₂		S-SPd/FV-SNG	
		Dampfer- zeugung	Dampf- bedarf	Dampfer- zeugung	Dampf- bedarf	Dampfer- zeugung	Dampf- bedarf
HD	Abwärme Vergaser ¹⁾	372.240		372.240		372.240	
	Synthesegas Aufwärmung						58.279
	CO-Shift		26.939		63.471		37.240
	Dampf in HD Dampfturbine	345.301		308.769		276.720	
ND	Restwärme aus HD Dampf- turbine	264.634		236.637		212.075	
	Abwärme CO-Shift ²⁾	46.233		108.929		63.912	
	Abwärme FT-Synthese ²⁾	258.118					
	Abwärme Methanisierung ²⁾					254.778	
	Abwärme BHKW	48.131		90.249		32.323	
	Slurry Aufwärmung		49.198		49.198		49.198
	H ₂ -Aufwärmung für FT- Synthese		1.141				
	Synthesegasaufwärmung für FT-Synthese		24.227				
	Dampf in ND Dampfturbine	542.550		386.618		513.891	

¹⁾ inklusive 6 % Wärmeverluste /Raffelt 2008/

²⁾ inklusive 5 % Wärmeverluste

S (Winterweizenstroh), SP (Schnellpyrolyse), FV (Flugstromvergaser), d (dezentral), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), HD (Hochdruckdampf), ND (Niederdruckdampf)

Tabelle C-2: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂- und SNG-Produktion aus Waldrestholzhackschnitzel in dezentralen Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser

[MJ/h]	WRH-SPd/FV-FT-D+B		WRH-SPd/FV-H ₂		WRH-SPd/FV-SNG	
	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf
HD	Abwärme Vergaser ¹⁾	372.240	372.240		372.240	
	Synthesegas Aufwärmung					58.279
	CO-Shift		26.939	63.471		37.240
	Dampf in HD Dampfturbine	345.301	308.769		276.720	
	Restwärme aus HD Dampfturbine	264.634	236.637		212.075	
	Abwärme CO-Shift ²⁾	46.233	108.929		63.912	
	Abwärme FT-Synthese ²⁾	258.118				
	Abwärme Methanisierung ²⁾				254.778	
ND	Abwärme BHKW	48.131	90.249		32.323	
	Slurry Aufwärmung		50.673	50.673		50.673
	H ₂ -Aufwärmung für FT-Synthese		1.141			
	Synthesegasaufwärmung für FT-Synthese		24.227			
	Dampf in ND Dampfturbine	541.075	385.142		512.415	

¹⁾ inklusive 6 % Wärmeverluste /Raffelt 2008/

²⁾ inklusive 5 % Wärmeverluste

WRH (Waldrestholz), SP (Schnellpyrolyse), FV (Flugstromvergaser), d (dezentral), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), HD (Hochdruckdampf), ND (Niederdruckdampf)

Tabelle C-3: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂- und SNG-Produktion aus Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen in dezentralen Schnellpyrolysen mit zentralem Flugstromvergaser

[MJ/h]	W-SPd/FV-FT-D+B		W-SPd/FV-H ₂		W-SPd/FV-SNG	
	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf
HD	Abwärme Vergaser ¹⁾	372.240	372.240		372.240	
	Synthesegas Aufwärmung					58.279
	CO-Shift		26.939	63.471		37.240
	Dampf in HD Dampfturbine	345.301	308.769		276.720	
	Restwärme aus HD Dampfturbine	264.634	236.637		212.075	
	Abwärme CO-Shift ²⁾	46.233	108.929		63.912	
	Abwärme FT-Synthese ²⁾	258.118				
	Abwärme Methanisierung ²⁾				254.778	
ND	Abwärme BHKW	48.131	90.249		32.323	
	Slurry Aufwärmung		50.673	50.673		50.673
	H ₂ -Aufwärmung für FT-Synthese		1.141			
	Synthesegasaufwärmung für FT-Synthese		24.227			
	Dampf in ND Dampfturbine	541.075	385.142		512.415	

¹⁾ inklusive 6 % Wärmeverluste /Raffelt 2008/

²⁾ inklusive 5 % Wärmeverluste

W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), SP (Schnellpyrolyse), FV (Flugstromvergaser), d (dezentral), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), HD (Hochdruckdampf), ND (Niederdruckdampf)

Tabelle C-4: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂- und SNG-Produktion aus Winterweizenstroh in einer zentralen Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser

[MJ/h]	S-SPz/FV-FT-D+B		S-SPz/FV-H ₂		S-SPz/FV-SNG	
	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf
HD	Abwärme Vergaser ¹⁾	372.240	372.240		372.240	
	Synthesegas Aufwärmung					58.279
	CO-Shift		26.939	63.471		37.240
	Dampf in HD Dampfturbine	345.301	308.769		276.720	
	Restwärme aus HD Dampfturbine	264.634	236.637		212.075	
	Abwärme CO-Shift ²⁾	46.233	108.929		63.912	
	Abwärme FT-Synthese ²⁾	258.118				
	Abwärme Methanisierung ²⁾				254.778	
	Abwärme BHKW	48.131	90.249		32.323	
ND	Wärmebedarf Pyrolyse		31.683	31.683		31.683
	Slurry Aufwärmung		49.198	49.198		49.198
	H ₂ -Aufwärmung für FT-Synthese		1.141			
	Synthesegasaufwärmung für FT-Synthese		24.227			
	Dampf in ND Dampfturbine	510.876	354.934		482.207	

¹⁾ inklusive 6 % Wärmeverluste /Raffelt 2008/

²⁾ inklusive 5 % Wärmeverluste

S (Winterweizenstroh), SP (Schnellpyrolyse), FV (Flugstromvergaser), z (zentral), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), HD (Hochdruckdampf), ND (Niederdruckdampf)

Tabelle C-5: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂- und SNG-Produktion aus Waldrestholz hackschnitzel in einer zentralen Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser

[MJ/h]	WRH-SPz/FV-FT-D+B		WRH-SPz/FV-H ₂		WRH-SPz/FV-SNG	
	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf
HD	Abwärme Vergaser ¹⁾	372.240	372.240		372.240	
	Synthesegas Aufwärmung					58.279
	CO-Shift		26.939	63.471		37.240
	Dampf in HD Dampfturbine	345.301	308.769		276.720	
	Restwärme aus HD Dampfturbine	264.634	236.637		212.075	
	Abwärme CO-Shift ²⁾	46.233	108.929		63.912	
	Abwärme FT-Synthese ²⁾	258.118				
	Abwärme Methanisierung ²⁾				254.778	
	Abwärme BHKW	48.131	90.249		32.323	
ND	Wärmebedarf Pyrolyse		167.709	167.709		167.709
	Slurry Aufwärmung		50.673	50.673		50.673
	H ₂ -Aufwärmung für FT-Synthese		1.141			
	Synthesegasaufwärmung für FT-Synthese		24.227			
	Dampf in ND Dampfturbine	373.366	217.433		344.707	

¹⁾ inklusive 6 % Wärmeverluste /Raffelt 2008/

²⁾ inklusive 5 % Wärmeverluste

WRH (Waldrestholz), SP (Schnellpyrolyse), FV (Flugstromvergaser), z (zentral), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), HD (Hochdruckdampf), ND (Niederdruckdampf)

Tabelle C-6: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂- und SNG-Produktion aus Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen in einer zentralen Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser

[MJ/h]	W-SPz/FV-FT-D+B		W-SPz/FV-H ₂		W-SPz/FV-SNG	
	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf
Abwärme Vergaser ¹⁾	372.240		372.240		372.240	
HD Synthesegas Aufwärmung						58.279
CO-Shift		26.939		63.471		37.240
Dampf in HD Dampfturbine	345.301		308.769		276.720	
Restwärme aus HD Dampfturbine	264.634		236.637		212.075	
Abwärme CO-Shift ²⁾	46.233		108.929		63.912	
Abwärme FT-Synthese ²⁾	258.118					
Abwärme Methanisierung ²⁾					254.778	
Abwärme BHKW	48.131		90.249		32.323	
ND Wärmebedarf Pyrolyse		120.820		120.820		120.820
Slurry Aufwärmung		50.673		50.673		50.673
H ₂ -Aufwärmung für FT-Synthese		1.141				
Synthesegasaufwärmung für FT-Synthese		24.227				
Dampf in ND Dampfturbine	420.255		264.332		391.595	

¹⁾ inklusive 6 % Wärmeverluste /Raffelt 2008/

²⁾ inklusive 5 % Wärmeverluste

W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), SP (Schnellpyrolyse), FV (Flugstromvergaser), z (zentral), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), HD (Hochdruckdampf), ND (Niederdruckdampf)

Tabelle C-7: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂- und SNG-Produktion aus Winterweizenstroh in dezentralen Torrefizierungen mit zentralem Flugstromvergaser

[MJ/h]	S-Td/FV-FT-D+B		S-Td/FV-H ₂		S-Td/FV-SNG	
	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf
Abwärme Vergaser ¹⁾	372.240		372.240		372.240	
HD Synthesegas Aufwärmung						58.279
CO-Shift		26.939		63.471		37.240
Dampf in HD Dampfturbine	345.301		308.769		276.720	
Restwärme aus HD Dampfturbine	264.634		236.693		212.075	
Abwärme CO-Shift ²⁾	46.233		108.929		63.912	
Abwärme FT-Synthese ²⁾	258.118					
Abwärme Methanisierung ²⁾					254.778	
ND Abwärme BHKW	48.131		90.249		32.323	
H ₂ - Aufwärmung für FT-Synthese		1.141				
Synthesegasaufwärmung für FT-Synthese		24.240				
Dampf in ND Dampfturbine	591.735		435.815		563.088	

¹⁾ inklusive 6 % Wärmeverluste /Raffelt 2008/

²⁾ inklusive 5 % Wärmeverluste

S (Winterweizenstroh), T (Torrefizierung), FV (Flugstromvergaser), d (dezentral), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), HD (Hochdruckdampf), ND (Niederdruckdampf)

Tabelle C-8: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂- und SNG-Produktion aus Waldrestholz hackschnitzel in dezentralen Torrefizierungen mit zentralem Flugstromvergaser

[MJ/h]	WRH-Td/FV-FT-D+B		WRH-Td/FV-H ₂		WRH-Td/FV-SNG	
	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf
Abwärme Vergaser ¹⁾	372.240		372.240		372.240	
HD Synthesegas Aufwärmung						58.279
CO-Shift		26.939		63.471		37.240
Dampf in HD Dampfturbine	345.301		308.769		276.720	
Restwärme aus HD Dampfturbine	264.634		236.693		212.075	
Abwärme CO-Shift ²⁾	46.233		108.929		63.912	
Abwärme FT-Synthese ²⁾	258.118					
Abwärme Methanisierung ²⁾					254.778	
ND Abwärme BHKW	48.131		90.249		32.323	
H ₂ -Aufwärmung für FT-Synthese		1.141				
Synthesegasaufwärmung für FT-Synthese		24.227				
Dampf in ND Dampfturbine	591.748		435.815		563.088	

¹⁾ inklusive 6 % Wärmeverluste /Raffelt 2008/

²⁾ inklusive 5 % Wärmeverluste

WRH (Waldrestholz), T (Torrefizierung), FV (Flugstromvergaser), d (dezentral), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), HD (Hochdruckdampf), ND (Niederdruckdampf)

Tabelle C-9: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂- und SNG-Produktion aus Weiden hackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen in dezentralen Torrefizierungen mit zentralem Flugstromvergaser

[MJ/h]	W-Td/FV-FT-D+B		W-Td/FV-H ₂		W-Td/FV-SNG	
	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf
Abwärme Vergaser ¹⁾	372.240		372.240		372.240	
HD Synthesegas Aufwärmung						58.279
CO-Shift		26.939		63.471		37.240
Dampf in HD Dampfturbine	345.301		308.769		276.720	
Restwärme aus HD Dampfturbine	264.634		236.693		212.075	
Abwärme CO-Shift ²⁾	46.233		108.929		63.912	
Abwärme FT-Synthese ²⁾	258.118					
Abwärme Methanisierung ²⁾					254.778	
ND Abwärme BHKW	48.131		90.249		32.323	
H ₂ -Aufwärmung für FT-Synthese		1.141				
Synthesegasaufwärmung für FT-Synthese		24.227				
Dampf in ND Dampfturbine	591.748		435.815		563.088	

¹⁾ inklusive 6 % Wärmeverluste /Raffelt 2008/

²⁾ inklusive 5 % Wärmeverluste

W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), T (Torrefizierung), FV (Flugstromvergaser), d (dezentral), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), HD (Hochdruckdampf), ND (Niederdruckdampf)

Tabelle C-10: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂- und SNG-Produktion aus Winterweizenstroh in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser

[MJ/h]	S-Tz/FV-FT-D+B		S-Tz/FV-H ₂		S-Tz/FV-SNG	
	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf
HD	Abwärme Vergaser ¹⁾	372.240	372.240		372.240	
	Synthesegas Aufwärmung					58.279
	CO-Shift		26.939	63.471		37.240
	Dampf in HD Dampfturbine	345.301	308.769		276.720	
ND	Restwärme aus HD Dampfturbine	264.634	236.693		212.075	
	Abwärme Torrefizierung	104.360	104.360		104.360	
	Abwärme CO-Shift ²⁾	46.233	108.929		63.912	
	Abwärme FT-Synthese ²⁾	258.118				
	Abwärme Methanisierung ²⁾				254.778	
	Abwärme BHKW	48.131	90.249		32.323	
	H ₂ -Aufwärmung für FT-Synthese		1.141			
	Synthesegasaufwärmung für FT-Synthese		24.240			
	Dampf in ND Dampfturbine	696.095	540.175		667.448	

¹⁾ inklusive 6 % Wärmeverluste /Raffelt 2008/

²⁾ inklusive 5 % Wärmeverluste

S (Winterweizenstroh), T (Torrefizierung), FV (Flugstromvergaser), z (zentral), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), HD (Hochdruckdampf), ND (Niederdruckdampf)

Tabelle C-11: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂- und SNG-Produktion aus Waldrestholzhackschnitzel in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser

[MJ/h]	WRH-Tz/FV-FT-D+B		WRH-Tz/FV-H ₂		WRH-Tz/FV-SNG	
	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf
HD	Abwärme Vergaser ¹⁾	372.240	372.240		372.240	
	Synthesegas Aufwärmung					58.279
	CO-Shift		26.939	63.471		37.240
	Dampf in HD Dampfturbine	345.301	308.769		276.720	
ND	Restwärme aus HD Dampfturbine	264.634	236.693		212.075	
	Wärmebedarf Torrefizierung		11.930	11.930		11.930
	Abwärme CO-Shift ²⁾	46.233	108.929		63.912	
	Abwärme FT-Synthese ²⁾	258.118				
	Abwärme Methanisierung ²⁾				254.778	
	Abwärme BHKW	48.131	90.249		32.323	
	H ₂ -Aufwärmung für FT-Synthese		1.141			
	Synthesegasaufwärmung für FT-Synthese		24.240			
	Dampf in ND Dampfturbine	579.819	423.886		551.159	

¹⁾ inklusive 6 % Wärmeverluste /Raffelt 2008/

²⁾ inklusive 5 % Wärmeverluste

WRH (Waldrestholz), T (Torrefizierung), FV (Flugstromvergaser), z (zentral), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), HD (Hochdruckdampf), ND (Niederdruckdampf)

Tabelle C-12: Hoch- und Niederdruckdampfmenngen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂- und SNG-Produktion aus Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser

[MJ/h]	W-Tz/FV-FT-D+B		W-Tz/FV-H ₂		W-Tz/FV-SNG	
	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf
Abwärme Vergaser ¹⁾	372.240		372.240		372.240	
HD Synthesegas Aufwärmung						58.279
CO-Shift		26.939		63.471		37.240
Dampf in HD Dampfturbine	345.301		308.769		276.720	
Restwärme aus HD Dampfturbine	264.634		236.693		212.075	
Abwärme Torrefizierung	28.506		28.506		28.506	
Abwärme CO-Shift ²⁾	46.233		108.929		63.912	
Abwärme FT-Synthese ²⁾	258.118					
ND Abwärme Methanisierung ²⁾					254.778	
Abwärme BHKW	48.131		90.249		32.323	
H ₂ -Aufwärmung für FT-Synthese		1.141				
Synthesegasaufwärmung für FT-Synthese		24.240				
Dampf in ND Dampfturbine	620.254		464.321		591.595	

¹⁾ inklusive 6 % Wärmeverluste /Raffelt 2008/

²⁾ inklusive 5 % Wärmeverluste

W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), T (Torrefizierung), FV (Flugstromvergaser), z (zentral), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), HD (Hochdruckdampf), ND (Niederdruckdampf)

Tabelle C-13: Hoch- und Niederdruckdampfmenngen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂- und SNG-Produktion aus Winterweizenstroh mit dem CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser

[MJ/h]	S-C-FT-D+B		S-C-H ₂		S-C-SNG	
	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf
Abwärme Vergaser ¹⁾	372.825		372.825		372.825	
HD Synthesegas Aufwärmung						67.100
CO-Shift		16.084		47.085		24.795
Dampf in HD Dampfturbine	311.741		280.740		235.930	
Restwärme aus HD Dampfturbine	238.914		215.156		180.814	
Dampf Niedertemperaturvergasung		27.428		27.428		27.428
Abwärme CO-Shift ²⁾	39.922		99.303		52.294	
Abwärme FT-Synthese ²⁾	258.509					
ND Abwärme Methanisierung ²⁾					249.168	
Abwärme BHKW	49.249		111.414		32.600	
H ₂ -Aufwärmung für FT-Synthese		1.143				
Synthesegasaufwärmung für FT-Synthese		24.912				
Dampf in ND Dampfturbine	527.112		398.445		487.447	

¹⁾ inklusive 6 % Wärmeverluste /Raffelt 2008/

²⁾ inklusive 5 % Wärmeverluste

S (Winterweizenstroh), C (CHOREN Carbo-V[®]), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), HD (Hochdruckdampf), ND (Niederdruckdampf)

Tabelle C-14: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂- und SNG-Produktion aus Waldrestholzhackschnitzel mit dem CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser

[MJ/h]	WRH-C-FT-D+B		WRH-C-H ₂		WRH-C-SNG	
	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf
HD	Abwärme Vergaser ¹⁾	372.825	372.825		372.825	
	Synthesegas Aufwärmung					67.100
	CO-Shift		16.084	47.085		24.795
	Dampf in HD Dampfturbine	311.741	280.740		235.930	
	Restwärme aus HD Dampfturbine	238.914	215.156		180.814	
	Dampf Biomassetrocknung		107.094	107.094		107.094
	Dampf Niedertemperaturvergasung		26.951	26.951		26.951
ND	Abwärme CO-Shift ²⁾	39.922	99.303		52.294	
	Abwärme FT-Synthese ²⁾	258.509			249.168	
	Abwärme Methanisierung ²⁾				32.600	
	Abwärme BHKW	49.249	111.414			
	H ₂ -Aufwärmung für FT-Synthese		1.143			
	Synthesegasaufwärmung für FT-Synthese		24.912			
	Dampf in ND Dampfturbine	420.495	291.828		380.830	

¹⁾ inklusive 6 % Wärmeverluste /Raffelt 2008/

²⁾ inklusive 5 % Wärmeverluste

WRH (Waldrestholz), C (CHOREN Carbo-V[®]), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), HD (Hochdruckdampf), ND (Niederdruckdampf)

Tabelle C-15: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂- und SNG-Produktion aus Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen mit dem CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser

[MJ/h]	W-C-FT-D+B		W-C-H ₂		W-C-SNG	
	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf
HD	Abwärme Vergaser ¹⁾	372.825	372.825		372.825	
	Synthesegas Aufwärmung					67.100
	CO-Shift		16.084	47.085		24.795
	Dampf in HD Dampfturbine	311.741	280.740		235.930	
	Restwärme aus HD Dampfturbine	238.914	215.156		180.814	
	Dampf Biomassetrocknung		69.855	69.855		69.855
	Dampf Niedertemperaturvergasung		25.243	25.243		25.243
ND	Abwärme CO-Shift ²⁾	39.922	99.303		52.294	
	Abwärme FT-Synthese ²⁾	258.509			249.168	
	Abwärme Methanisierung ²⁾				32.600	
	Abwärme BHKW	49.249	111.414			
	H ₂ -Aufwärmung für FT-Synthese		1.143			
	Synthesegasaufwärmung für FT-Synthese		24.912			
	Dampf in ND Dampfturbine	459.442	330.775		419.777	

¹⁾ inklusive 6 % Wärmeverluste /Raffelt 2008/

²⁾ inklusive 5 % Wärmeverluste

W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), C (CHOREN Carbo-V[®]), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), HD (Hochdruckdampf), ND (Niederdruckdampf)

Tabelle C-16: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die H₂- und SNG-Produktion aus Winterweizenstroh mit dem AER-Vergaser

[MJ/h]	S-AER-H ₂		S-AER-SNG	
	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf
Abwärme Vergaser ¹⁾	50.760		50.760	
Dampf Vergasung		38.337		38.337
HD Luftvorwärmung Vergasung		8.364		8.364
Synthesegas Aufwärmung				3.478
Dampf in HD Dampfturbine	4.059		581³⁾	
Restwärme aus HD Dampfturbine	3.111		581 ³⁾	
Abwärme CO-Shift ²⁾	706			
Dampf Retro CO-Shift ²⁾				1.279
ND Abwärme Methanisierung ²⁾			16.288	
Abwärme BHKW	21.408		3.300	
Dampf in ND Dampfturbine	25.225		18.919	

¹⁾ inklusive 6 % Wärmeverluste /Raffelt 2008/

²⁾ inklusive 5 % Wärmeverluste

³⁾ Rest aus HD direkt in ND-Dampfturbine

S (Winterweizenstroh), AER (Absorption Enhanced Reforming), SNG (Substitute Natural Gas), HD (Hochdruckdampf), ND (Niederdruckdampf)

Tabelle C-17: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die H₂- und SNG-Produktion aus Waldrestholzhackschnitzel mit dem AER-Vergaser

[MJ/h]	WRH-AER-H ₂		WRH-AER-SNG	
	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf
Abwärme Vergaser ¹⁾	50.760		50.760	
Dampf Vergasung		37.233		37.233
HD Luftvorwärmung Vergasung		8.123		8.123
Synthesegas Aufwärmung				3.478
Dampf in HD Dampfturbine	5.404		1.926³⁾	
Restwärme aus HD Dampfturbine	4.142		1.926 ³⁾	
Dampf Biomassetrocknung		10.709		10.709
Abwärme CO-Shift ²⁾	706			
ND Dampf Retro CO-Shift ²⁾				1.279
Abwärme Methanisierung ²⁾			16.288	
Abwärme BHKW	21.408		3.300	
Dampf in ND Dampfturbine	15.546		9.555	

¹⁾ inklusive 6 % Wärmeverluste /Raffelt 2008/

²⁾ inklusive 5 % Wärmeverluste

³⁾ Rest aus HD direkt in ND-Dampfturbine

WRH (Waldrestholz), AER (Absorption Enhanced Reforming), SNG (Substitute Natural Gas), HD (Hochdruckdampf), ND (Niederdruckdampf)

Tabelle C-18: Hoch- und Niederdruckdampfmengen für die H₂- und SNG-Produktion aus Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen mit dem AER-Vergaser

[MJ/h]	W-AER-H ₂		W-AER-SNG	
	Dampferzeugung	Dampfbedarf	Dampferzeugung	Dampfbedarf
Abwärme Vergaser ¹⁾	50.760		50.760	
HD Dampf Vergasung		34.873		34.873
Luftvorwärmung Vergasung		7.608		7.608
Synthesegas Aufwärmung				3.478
Dampf in HD Dampfturbine		8.279		4.801³⁾
Restwärme aus HD Dampfturbine	6.345		4.801 ³⁾	
Dampf Biomassetrocknung		6.986		6.986
Abwärme CO-Shift ²⁾	706			
ND Dampf Retro CO-Shift ²⁾				1.279
Abwärme Methanisierung ²⁾			16.288	
Abwärme BHKW	21.408		3.300	
Dampf in ND Dampfturbine		21.474		16.154

¹⁾ inklusive 6 % Wärmeverluste /Raffelt 2008/

²⁾ inklusive 5 % Wärmeverluste

³⁾ Rest aus HD direkt in ND-Dampfturbine

W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), AER (Absorption Enhanced Reforming), SNG (Substitute Natural Gas), HD (Hochdruckdampf), ND (Niederdruckdampf)

Anhang D

Ergebnisse der technischen und ökologischen Analyse für das Jahr 2050 (WTT)

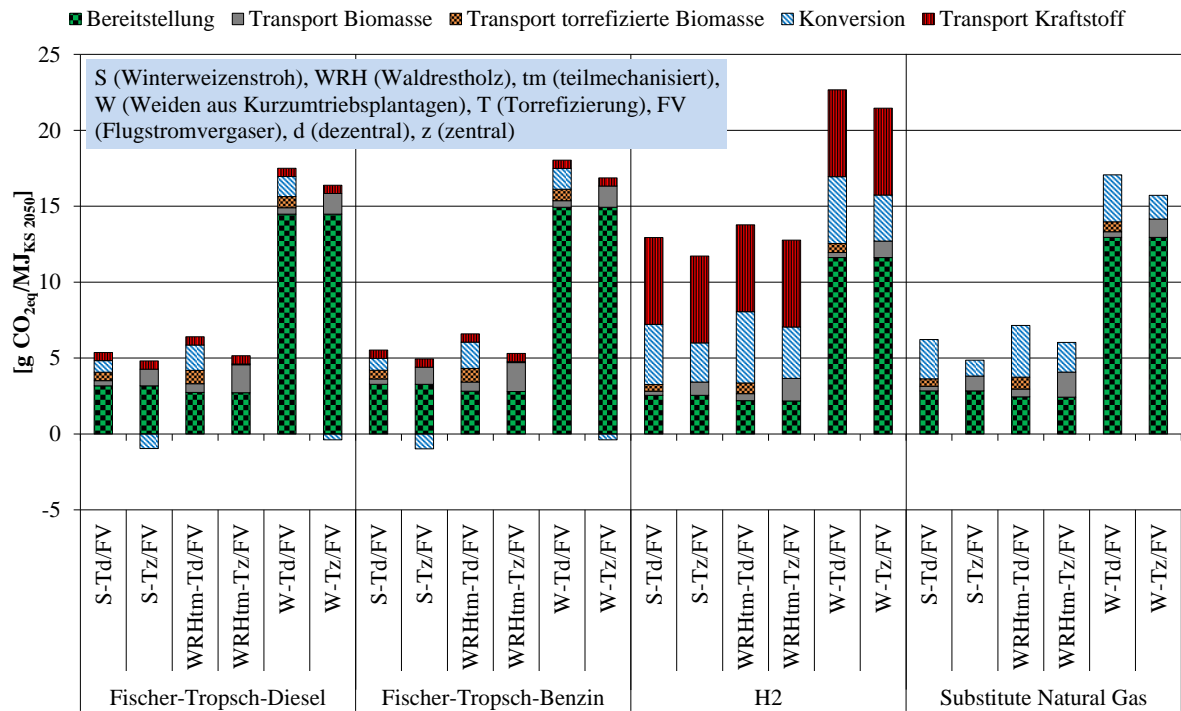


Abb. D-1: CO_{2eq}-Emissionen bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG in einer Torrefizierung mit Flugstromvergaser für das Jahr 2050 (WTT)

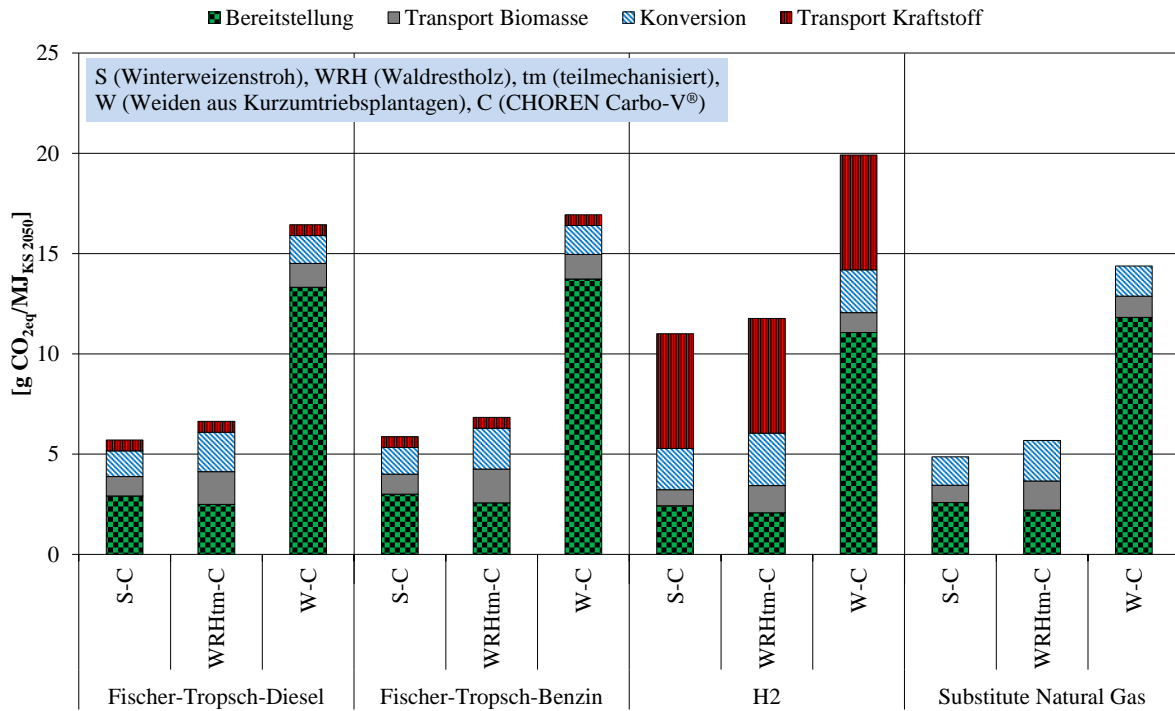


Abb. D-2: CO_{2eq}-Emissionen bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG mit dem CHOREN Carbo-V®-Vergaser für das Jahr 2050 (WTT)

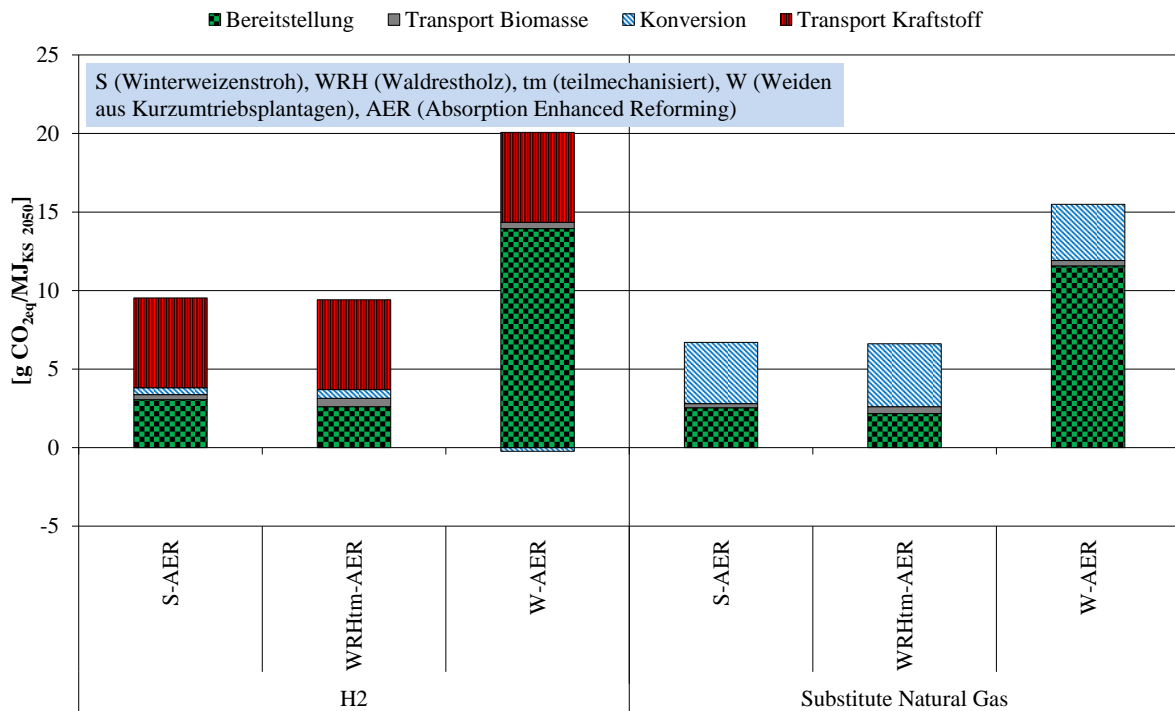


Abb. D-3: CO_{2eq}-Emissionen bei der Produktion von H₂ und SNG mit dem AER-Vergaser für das Jahr 2050 (WTT)

Tabelle D-1: Elektrischer Leistungsbedarf, erzeugte sowie netto zu- und abgeführte elektrische Leistung der thermochemischen Verfahren zur Kraftstoffproduktion für das Jahr 2050

[MW _{el}]	FT-D+B			H ₂			SNG		
	P _i	P _e	P _n	P _i	P _e	P _n	P _i	P _e	P _n
S-SPd/FV	40,7	39,9	0,8	62,5	39,6	22,9	46,1	33,9	12,2
WRH-SPd/FV	43,4	39,8	3,6	65,3	39,5	25,8	48,8	33,8	15,0
W-SPd/FV	42,8	39,8	3,0	64,6	39,5	25,1	48,2	33,8	14,4
S-SPz/FV	40,3	38,7	1,6	62,1	38,4	23,7	45,7	32,7	13,0
WRH-SPz/FV	41,1	33,5	7,6	62,9	33,3	29,6	46,4	27,6	18,8
W-SPz/FV	41,2	35,3	5,9	63,0	35,0	28,0	46,5	29,3	17,2
S-Td/FV	47,9	46,0	1,9	69,8	45,8	24,0	53,3	40,1	13,2
WRH-Td/FV	48,5	41,7	6,8	70,4	41,4	29,0	53,9	35,7	18,2
W-Td/FV	47,9	42,9	5,0	69,7	42,6	27,1	53,3	36,9	16,4
S-Tz/FV	38,6	45,6	-7,0	60,4	45,3	15,1	43,9	39,6	4,3
WRH-Tz/FV	39,6	41,2	-1,6	61,5	41,0	20,5	45,0	35,3	9,7
W-Tz/FV	39,9	42,7	-3,9	60,7	42,5	18,2	44,3	36,8	7,5
S-C	43,8	38,3	5,5	54,2	42,5	11,7	38,6	31,5	7,1
WRH-C	43,4	34,3	9,1	53,3	38,5	14,8	38,3	27,6	10,7
W-C	41,9	35,8	6,2	52,0	40,0	12,0	36,7	29,0	7,7
S-AER	-	-	-	4,29	4,54	-0,25	3,17	1,24	1,93
WRH-AER	-	-	-	4,00	4,23	-0,23	2,88	0,89	1,99
W-AER	-	-	-	3,93	4,55	-0,62	2,81	1,14	1,67

S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), SP (Schnellpyrolyse), FV (Flugstromvergaser), d (dezentral), z (zentral), T (Torrefizierung), C (CHOREN Carbo-V[®]), AER (Absorption Enhanced Reforming), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), P_i (elektrischer Leistungsbedarf), P_e (erzeugte elektrische Leistung), P_n > 0 (Netto zugeführte elektrische Leistung), P_n < 0 (Netto abgeführte elektrische Leistung)

Tabelle D-2: Energetischer Nutzungsgrad der thermochemischen Verfahren zur Kraftstoffproduktion für das Jahr 2050

η _E [%] ¹⁾	FT-D	FT-B	FT-D+B	H ₂	SNG
S-SPd/FV	32,8	11,4	44,2	51,6	47,8
WRH-SPd/FV	31,4	10,9	42,3	49,5	45,8
W-SPd/FV	31,9	11,1	43,0	50,3	46,6
S-SPz/FV	33,4	11,6	45,0	52,5	48,6
WRH-SPz/FV	34,7	12,0	46,7	54,8	50,7
W-SPz/FV	34,3	11,9	46,2	54,1	50,0
S-Td/FV	33,8	11,7	45,5	53,2	49,2
WRH-Td/FV	34,7	12,0	46,7	54,7	50,6
W-Td/FV	34,5	12,0	46,5	54,4	50,4
S-Tz/FV	35,0	12,1	47,1	54,8	50,9
WRH-Tz/FV	36,1	12,5	48,6	56,8	52,6
W-Tz/FV	35,8	12,4	48,2	56,1	52,1
S-C	36,2	12,5	48,7	58,1	55,2
WRH-C	37,6	13,0	50,6	60,7	57,4
W-C	37,4	12,9	50,3	60,1	57,0
S-AER	-	-	-	48,5	53,9
WRH-AER	-	-	-	51,1	58,8
W-AER	-	-	-	50,9	56,4

S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), SP (Schnellpyrolyse), FV (Flugstromvergaser), d (dezentral), z (zentral), T (Torrefizierung), C (CHOREN Carbo-V[®]), AER (Absorption Enhanced Reforming), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas)

¹⁾ η_E = (E_{KS} - E_n)/E_{BM}

Anhang E

CO_{2eq}-Emissionen der Referenz- und der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe für die Jahre 2010 und 2050 (WTW)

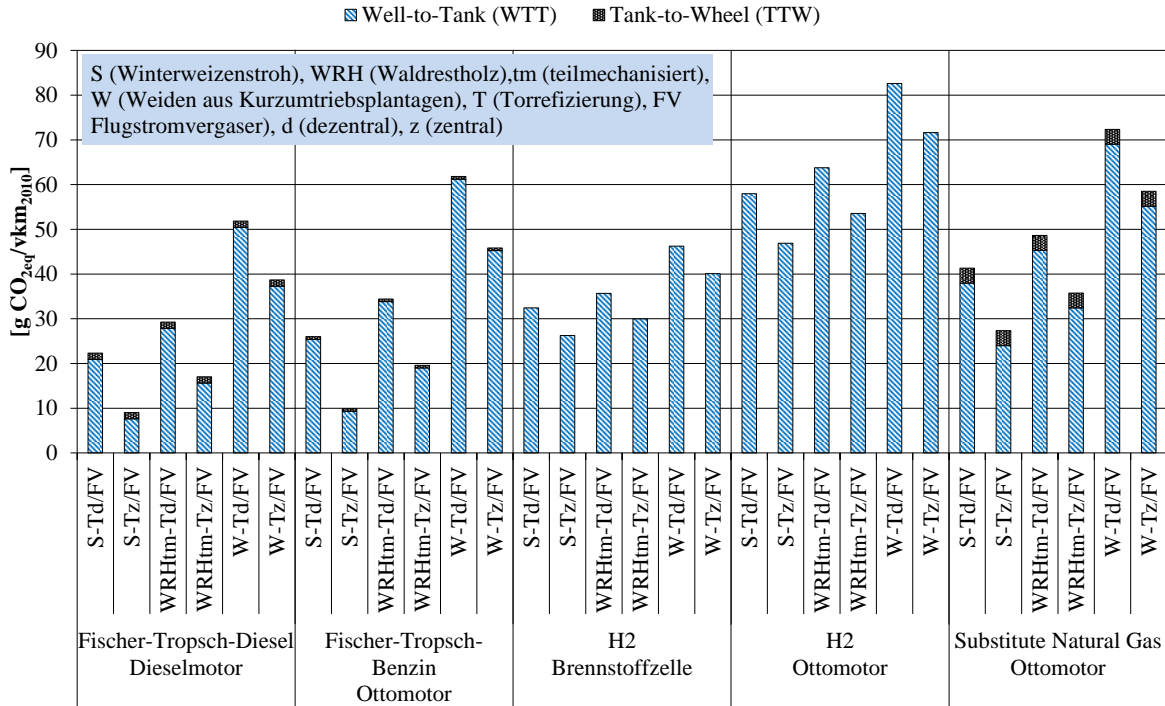


Abb. E-1: CO_{2eq}-Emissionen von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG (Torrefizierung mit Flugstromvergaser) für das Jahr 2010 (WTW)

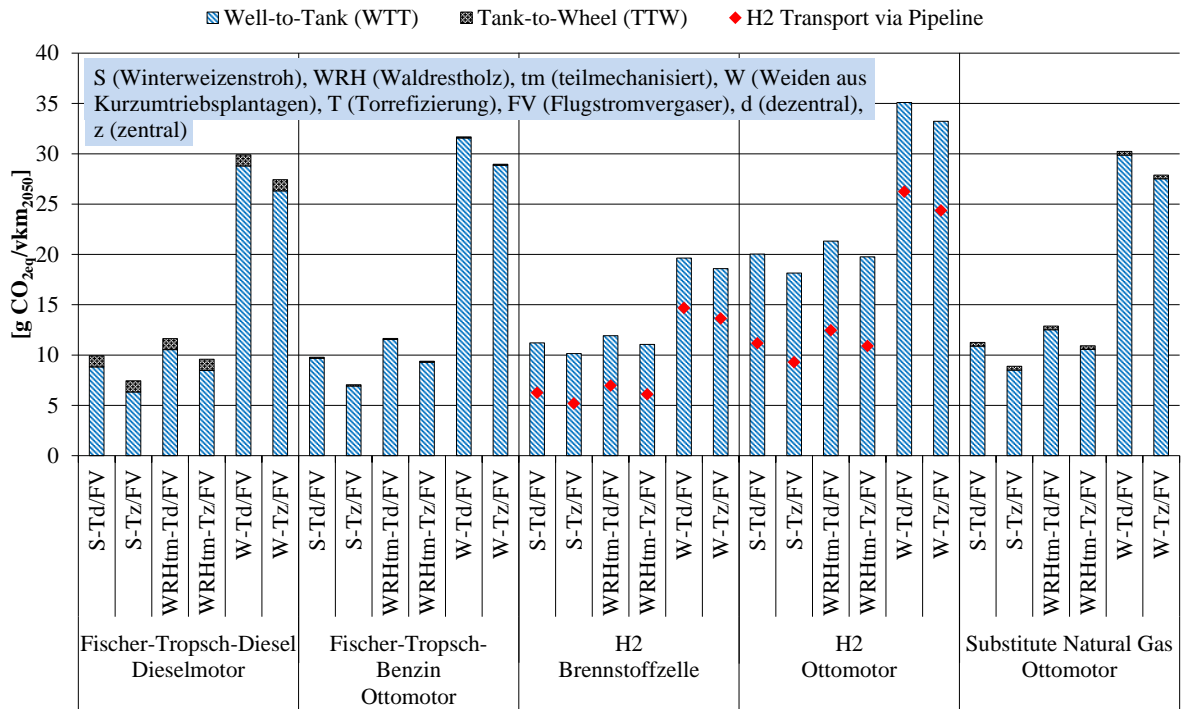


Abb. E-2: CO_{2eq}-Emissionen von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG (Torrefizierung mit Flugstromvergaser) für das Jahr 2050 (WTT)

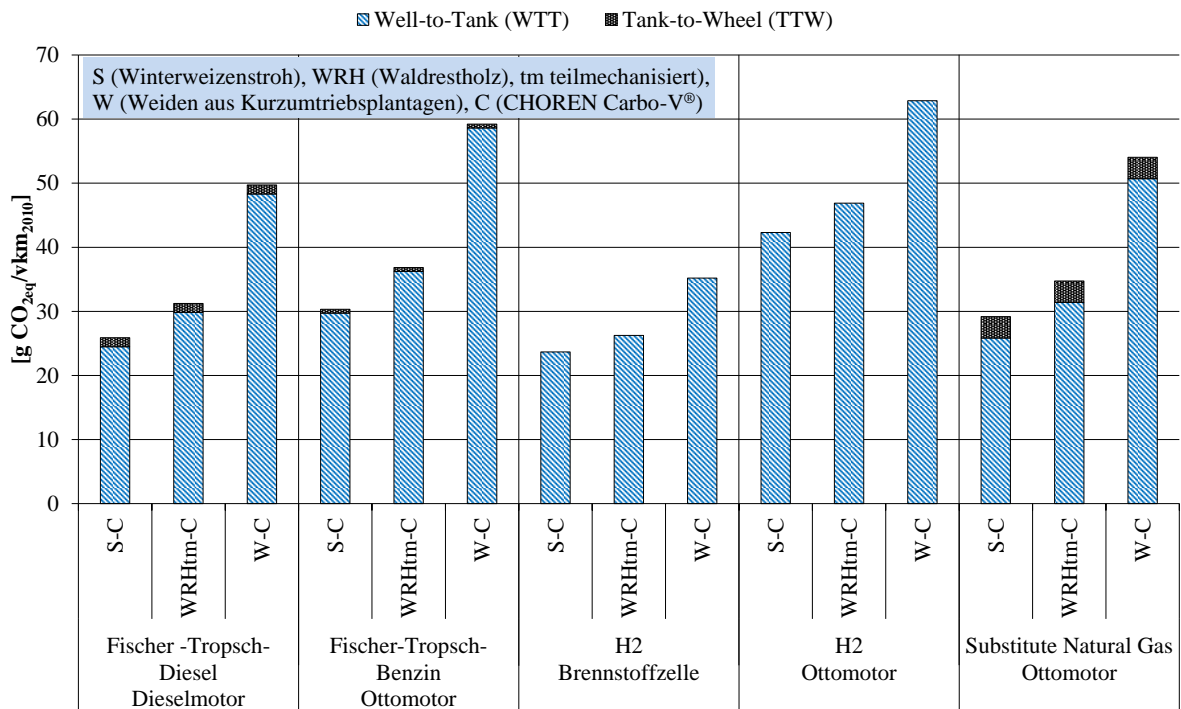


Abb. E-3: CO_{2eq}-Emissionen von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG (CHOREN Carbo-V®-Vergaser) für das Jahr 2010 (WTT)

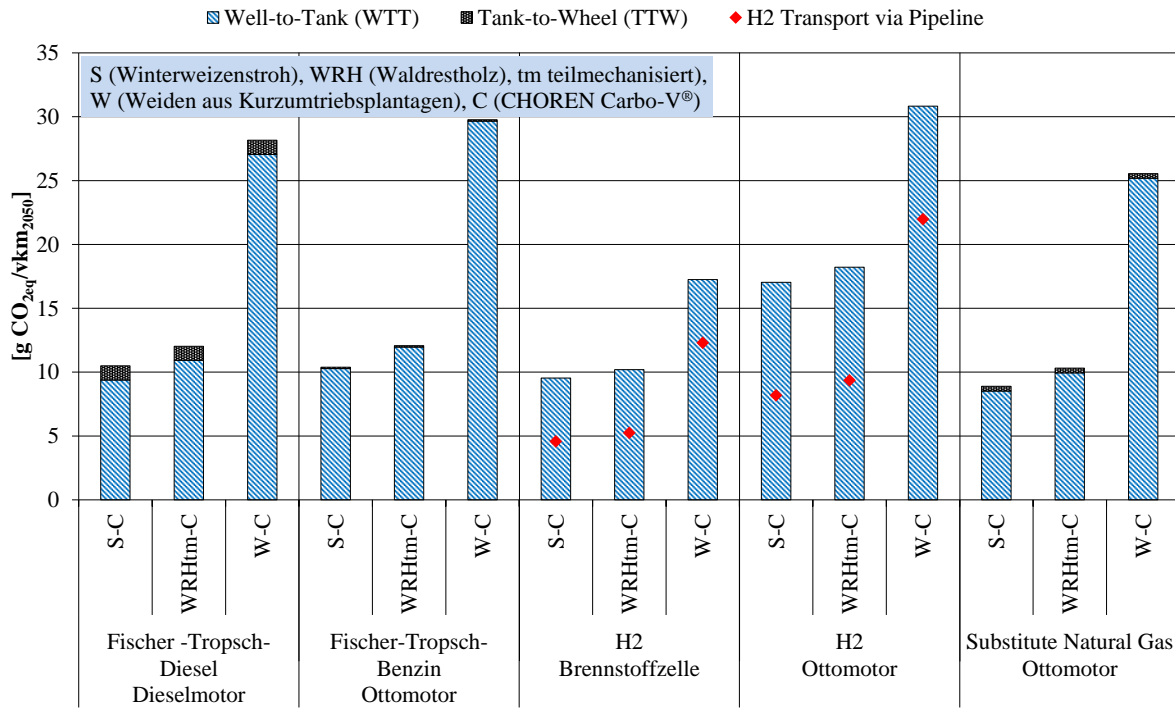


Abb. E-4: CO_{2eq}-Emissionen von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG (CHOREN Carbo-V®-Vergaser) für das Jahr 2050 (WTT)

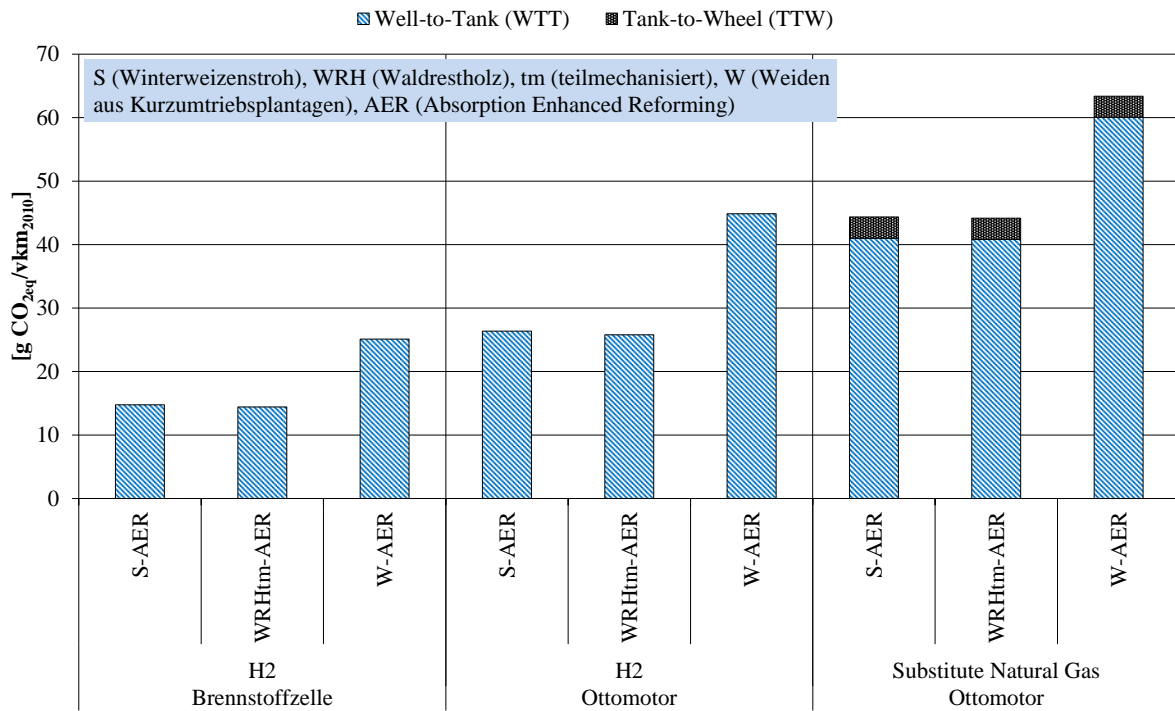


Abb. E-5: CO_{2eq}-Emissionen von H₂ und SNG (AER-Vergaser) für das Jahr 2010 (WTT)

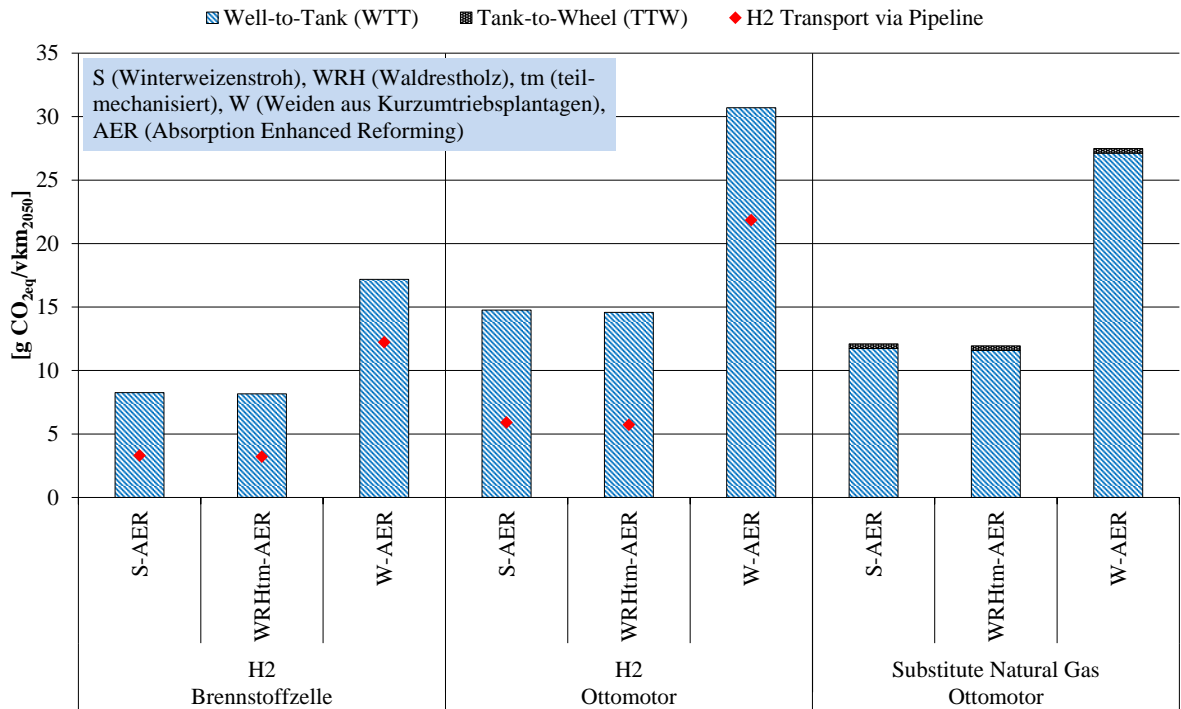


Abb. E-6: CO_{2eq}-Emissionen von H₂ und SNG (AER-Vergaser) für das Jahr 2050 (WTW)

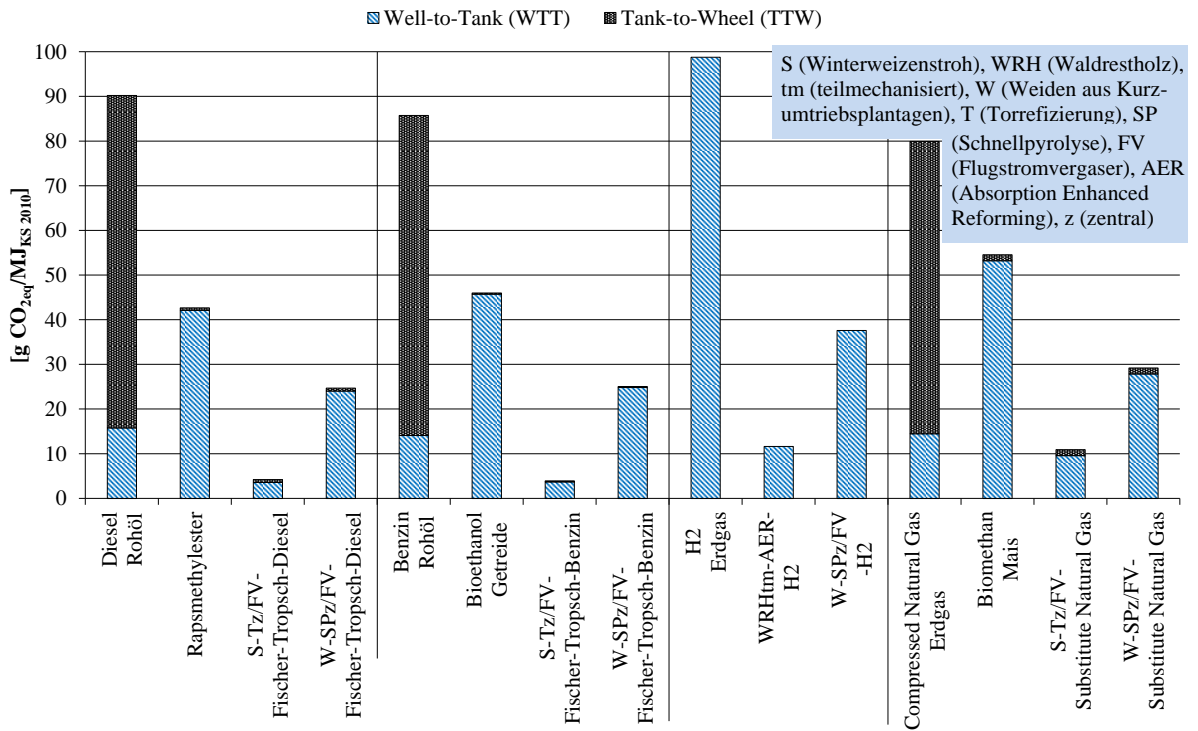


Abb. E-7: CO_{2eq}-Emissionen der Referenz- und der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe für das Jahr 2010 (WTW)

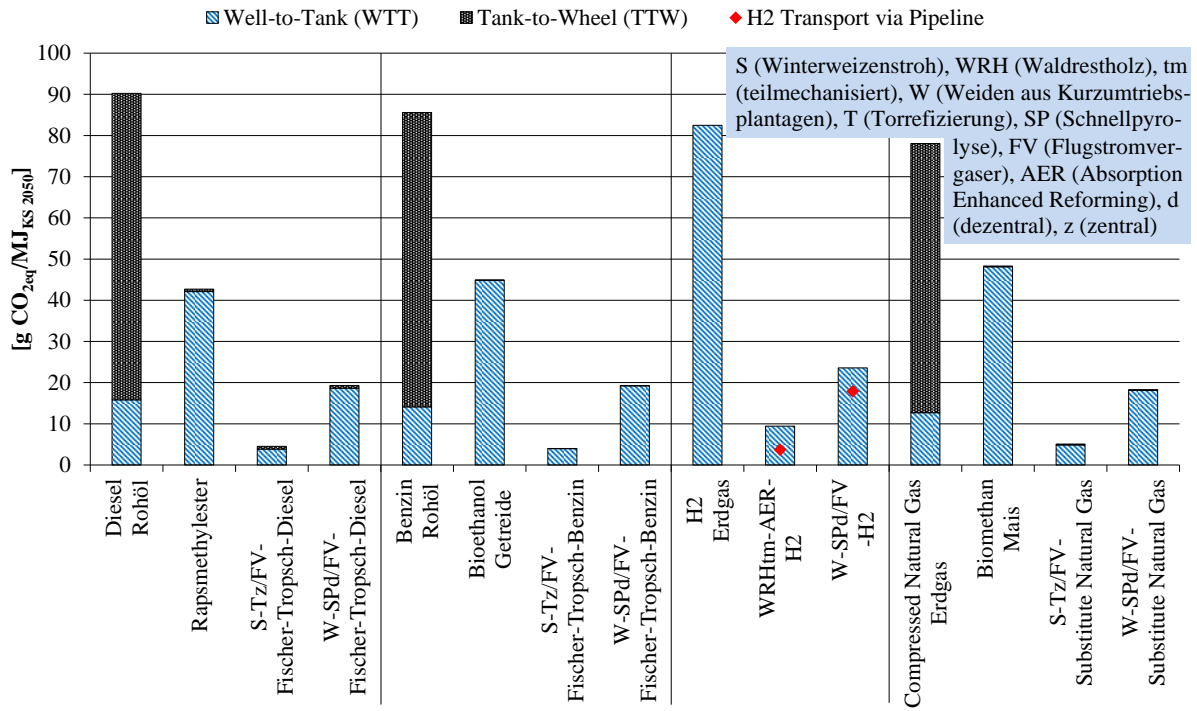


Abb. E-8: CO_{2eq}-Emissionen der Referenz- und der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe für das Jahr 2050 (WTT)

Anhang F

Inflationsrate Deutschland und Wechselkurs € in US-\$

Tabelle F-1: Korrektur Inflationsrate Deutschland (1992 bis 2012) (/Statistisches Bundesamt 2013a/)

1992	5,1 %
1993	4,5 %
1994	2,6 %
1995	1,8 %
1996	1,4 %
1997	2,0 %
1998	1,0 %
1999	0,6 %
2000	1,4 %
2001	2,0 %
2002	1,4 %
2003	1,0 %
2004	1,6 %
2005	1,6 %
2006	1,5 %
2007	2,3 %
2008	2,6 %
2009	0,3%
2010	1,1 %
2011	2,1 %
2012	2,0 %

Tabelle F-2: Umrechnung € in US-\$ (1990 bis 2012) (/Eurostat 2013/)

	[€]	[US-\$]
1990	1	1,27343
1991	1	1,23916
1992	1	1,2981
1993	1	1,171
1994	1	1,18952
1995	1	1,30801
1996	1	1,26975
1997	1	1,13404
1998	1	1,12109
1999	1	1,0658
2000	1	0,9236
2001	1	0,8956
2002	1	0,9456
2003	1	1,1312
2004	1	1,2439
2005	1	1,2441
2006	1	1,2556
2007	1	1,3705
2008	1	1,4708
2009	1	1,3948
2010	1	1,3257
2011	1	1,392
2012	1	1,2848

Anhang G

Kosten der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe für das Jahr 2010 (WTT)

Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser

Tabelle G-1: Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG aus Winterweizenstroh in einer Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTT)

[€ ₂₀₁₀ /GJ _{KS}]	S- SPd/FV- FT-D	S- SPd/FV- FT-B	S- SPz/FV- FT-D	S- SPz/FV- FT-B	S- SPd/FV- H ₂	S- SPz/FV- H ₂	S- SPd/FV- SNG	S- SPz/FV- SNG
Schnellpyrolyse								
Kapitalkosten	6,36	6,36	4,08	4,08	5,06	3,25	5,64	3,62
Personalkosten	3,00	3,00	0,65	0,65	2,39	0,52	2,66	0,58
Instandhaltungskosten	2,27	2,27	1,49	1,49	1,81	1,18	2,01	1,32
Versicherungen	0,67	0,67	0,43	0,43	0,54	0,34	0,60	0,38
Hilfs- und Betriebsstoffe	0,34	0,34	0,22	0,22	0,27	0,18	0,30	0,20
Sonstige Kosten	0,67	0,67	0,43	0,43	0,54	0,34	0,60	0,38
Biomasse	9,98	9,98	10,76	10,76	7,94	8,56	8,85	9,54
Bereitstellungskosten								
Stromkosten	1,82	1,82	1,78	1,78	1,45	1,42	1,61	1,58
Sandkosten	0,16	0,16	0,16	0,16	0,13	0,12	0,14	0,14
Slurry Transportkosten	0,94	0,94	-	-	0,75	-	0,84	-
Flugstromvergaser								
Kapitalkosten	5,06	5,06	5,04	5,04	3,69	3,67	4,00	3,98
Personalkosten	0,63	0,63	0,63	0,63	0,50	0,50	0,56	0,56
Instandhaltungskosten	1,94	1,94	1,93	1,93	1,41	1,40	1,53	1,52
Versicherungen	0,54	0,54	0,53	0,53	0,39	0,39	0,42	0,42
Hilfs- und Betriebsstoffe	0,29	0,29	0,29	0,29	0,21	0,21	0,23	0,23
Sonstige Kosten	0,54	0,54	0,53	0,53	0,39	0,39	0,42	0,42
Stromkosten	2,04	2,04	2,04	2,04	3,27	3,27	2,26	2,26
Frischwasserkosten	0,13	0,13	0,13	0,13	0,12	0,12	0,12	0,12
Abwasserkosten	0,18	0,18	0,18	0,18	0,17	0,17	0,17	0,17
Kosten ZnO	0,03	0,03	0,03	0,03	-	-	-	-
Katalysatorkosten Fi- scher-Tropsch	0,59	0,59	0,59	0,59	-	-	-	-
Entsorgungskosten Asche, Schlacke	0,39	0,39	0,39	0,39	0,31	0,31	0,35	0,35
Kraftstofftransportkosten frei Tankstelle	1,65	1,65	1,65	1,65	36,95 ¹⁾ 10,89 ²⁾	36,95 ¹⁾ 10,89 ²⁾	5,35	5,35
Gutschrift	-3,40	-3,40	-3,30	-3,30	-2,69	-2,61	-2,56	-2,47
Stromproduktion								
Gesamt	36,84	36,84	30,68	30,68	65,61¹⁾ 39,55²⁾	60,71¹⁾ 34,65²⁾	36,10	30,64

S (Winterweizenstroh), SP (Schnellpyrolyse), d (dezentral), z (zentral), FV (Flugstromvergaser), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), ZnO (Zinkoxid)

¹⁾ LKW Transport

²⁾ Pipelinetransport

Tabelle G-2: Investitionskosten für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG mit einem Flugstromvergaser mit Slurry aus Waldrestholzhackschnitzel (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/, /Hamelinck et al. 2004/, /Lange 2008/, /Tijmensen et al. 2002/, /Vogel et al. 2007/)

[€ ₂₀₁₀]	WRH- SPd/FV- FT-D+B	WRH- SPz/FV- FT-D+B	WRH- SPd/FV-H ₂	WRH- SPz/FV-H ₂	WRH- SPd/FV- SNG	WRH- SPz/FV- SNG
BWL [MW]	500	500	500	500	500	500
Flugstromvergaser						
Slurry Bunker	1.989.113	1.989.113	1.989.113	1.989.113	1.989.113	1.989.113
Slurry Kompressor	40.560	40.560	40.560	40.560	40.560	40.560
Flugstromvergaser	54.176.114	54.176.114	54.176.114	54.176.114	54.176.114	54.176.114
Kryogene Luftzerlegung	40.224.143	40.224.143	40.224.143	40.224.143	40.224.143	40.224.143
Sauerstoff Kompressor	11.169.141	11.169.141	11.169.141	11.169.141	11.169.141	11.169.141
Teilsomme	107.599.071	107.599.071	107.599.071	107.599.071	107.599.071	107.599.071
Synthesegasreinigung und -konditionierung						
Wärmetauscher	26.342.100	23.031.061	22.625.841	18.911.046	24.656.458	21.176.899
Heißgaszyklon	8.425.605	8.425.605	8.425.605	8.425.605	8.425.605	8.425.605
Gewebefilter	10.316.944	10.316.944	10.316.944	10.316.944	10.316.944	10.316.944
Druckwasserwäscher	17.436.914	17.436.914	17.436.914	17.436.914	17.436.914	17.436.914
CO-Shift-Reaktor	6.469.398	6.469.398	15.894.777	15.894.777	10.475.460	10.475.460
Selexolwäscher	20.133.053	20.133.053	-	-	-	-
ZnO-Bett	365.741	365.741	-	-	-	-
Teilsomme	89.489.755	86.178.716	74.701.082	70.985.286	71.311.382	67.831.822
Fischer-Tropsch-Synthese						
Fischer-Tropsch-Reaktor	32.184.914	32.184.914	-	-	-	-
HPC Reaktor	49.100.827	49.100.827	-	-	-	-
Destillation	3.692.174	3.692.174	-	-	-	-
PSA	7.798.291	7.798.291	-	-	-	-
Teilsomme	92.776.206	92.776.206	-	-	-	-
H₂-Produktion						
Kondensation	-	-	19.182.503	19.182.503	-	-
PSA	-	-	23.498.742	23.498.742	-	-
H ₂ -Kompressor	-	-	41.329.267	41.329.267	-	-
Teilsomme	-	-	84.010.512	84.010.512	-	-
SNG-Produktion						
Methanisierungsreaktor	-	-	-	-	14.646.986	14.646.986
Kondensation	-	-	-	-	14.064.814	14.064.814
PSA	-	-	-	-	30.854.181	30.854.181
SNG-Kompressor	-	-	-	-	18.344.434	18.344.434
Teilsomme	-	-	-	-	77.910.415	77.910.415
Stromproduktion						
BHKW	1.762.824	1.762.824	3.421.733	3.421.733	1.179.221	1.179.221
Dampferzeuger	23.922.507	19.999.759	19.533.111	15.377.777	21.903.512	17.882.271
ND Dampfturbine	6.348.927	4.896.828	5.004.432	3.533.889	6.111.610	4.620.577
HD Dampfturbine	4.366.126	4.366.126	4.037.399	4.037.399	3.739.268	3.739.268
Teilsomme	36.400.384	31.025.536	31.996.674	26.190.797	32.933.612	27.431.336
Abwasserbehandlung	1.774.230	1.774.230	1.774.230	1.774.230	1.774.230	1.774.230
Geländeerschließung	6.240.000	6.240.000	6.240.000	6.240.000	6.240.000	6.240.000
Teilsomme	8.014.230	8.014.230	8.014.230	8.014.230	8.014.230	8.014.230
Zwischensomme	334.279.646	325.593.759	306.321.569	296.799.896	297.768.708	288.786.873
Projektierungskosten ¹⁾	10.028.389	9.767.813	9.189.647	8.903.997	8.933.061	8.663.606
Unvorhergesehenes ²⁾	16.713.982	16.279.688	15.316.078	14.839.995	14.888.435	14.439.344
Investitionskosten	361.022.018	351.641.259	330.827.294	320.543.887	321.590.205	311.889.823

BWL (Brennstoffwärmeleistung), WRH (Waldrestholz), SP (Schnellpyrolyse), d (dezentral), z (zentral), FV (Flugstromvergaser), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), ZnO (Zinkoxid), HPC (Heavy Paraffinic Conversion), PSA (Pressure Swing Adsorption), ND (Niederdruck), HD (Hochdruck)

¹⁾ 3 % der Investitionskosten (/Lange 2008/)

²⁾ 5 % der Investitionskosten (/Lange 2008/)

Tabelle G-3: Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG aus Waldrestholz hackschnitzel in einer Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTT)

[€ ₂₀₁₀ /GJ _{KS}]	WRH- SPd/FV- FT-D	WRH- SPd/FV- FT-B	WRH- SPz/FV- FT-D	WRH- SPz/FV- FT-B	WRH- SPd/FV- H ₂	WRH- SPz/FV- H ₂	WRH- SPd/FV- SNG	WRH- SPz/FV- SNG
Schnellpyrolyse								
Kapitalkosten	6,92	6,92	3,77	3,77	5,50	3,00	6,13	3,34
Personalkosten	2,76	2,76	0,58	0,58	2,19	0,46	2,44	0,51
Instandhaltungskosten	2,60	2,60	1,42	1,42	2,07	1,13	2,30	1,26
Versicherungen	0,73	0,73	0,40	0,40	0,58	0,32	0,65	0,35
Hilfs- und Betriebsstoffe	0,39	0,39	0,21	0,21	0,31	0,17	0,35	0,19
Sonstige Kosten	0,73	0,73	0,40	0,40	0,58	0,32	0,65	0,35
Biomasse	14,75 ¹⁾	14,75 ¹⁾	14,98 ¹⁾	14,98 ¹⁾	11,73 ¹⁾	11,92 ¹⁾	13,08 ¹⁾	13,29 ¹⁾
Bereitstellungskosten	13,18 ²⁾	13,18 ²⁾	13,59 ²⁾	13,59 ²⁾	10,49 ²⁾	10,81 ²⁾	11,69 ²⁾	12,05 ²⁾
Stromkosten	2,04	2,04	1,81	1,81	1,62	1,44	1,81	1,61
Sandkosten	0,16	0,16	0,15	0,15	0,13	0,12	0,14	0,13
Slurry Transportkosten	1,28	1,28	-	-	1,02	-	1,13	-
Flugstromvergaser								
Kapitalkosten	5,07	5,07	4,94	4,94	3,70	3,59	4,01	3,89
Personalkosten	0,63	0,63	0,63	0,63	0,50	0,50	0,56	0,56
Instandhaltungskosten	1,95	1,95	1,89	1,89	1,42	1,37	1,53	1,49
Versicherungen	0,54	0,54	0,52	0,52	0,39	0,38	0,42	0,41
Hilfs- und Betriebsstoffe	0,29	0,29	0,28	0,28	0,21	0,21	0,23	0,22
Sonstige Kosten	0,54	0,54	0,52	0,52	0,39	0,38	0,42	0,41
Stromkosten	2,08	2,08	2,08	2,08	3,30	3,30	2,30	2,30
Frischwasserkosten	0,13	0,13	0,13	0,13	0,12	0,12	0,12	0,12
Abwasserkosten	0,18	0,18	0,18	0,18	0,17	0,17	0,17	0,17
Kosten ZnO	0,03	0,03	0,03	0,03	-	-	-	-
Katalysatorkosten Fischer-Tropsch	0,59	0,59	0,59	0,59	-	-	-	-
Entsorgungskosten Asche, Schlacke	0,18	0,18	0,18	0,18	0,15	0,15	0,16	0,16
Kraftstofftransportkosten frei Tankstelle	1,65	1,65	1,65	1,65	36,95 ³⁾ 10,89 ⁴⁾	36,95 ³⁾ 10,89 ⁴⁾	5,35	5,35
Gutschrift Stromproduktion	-3,40	-3,40	-2,86	-2,86	-2,69	-2,26	-2,56	-2,09
Gesamt	42,82¹⁾ 41,25²⁾	42,82¹⁾ 41,25²⁾	34,51¹⁾ 33,11²⁾	34,51¹⁾ 33,11²⁾	70,37^{1),3)} 44,31^{1),4)} 69,12^{2),3)} 43,06^{2),4)}	63,74^{1),3)} 37,68^{1),4)} 62,63^{2),3)} 36,57^{2),4)}	41,41¹⁾ 40,01²⁾	34,03¹⁾ 32,79²⁾

WRH (Waldrestholz), SP (Schnellpyrolyse), d (dezentral), z (zentral), FV (Flugstromvergaser), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), ZnO (Zinkoxid)

¹⁾ vollmechanisiert

²⁾ teilmechanisiert

³⁾ LKW Transport

⁴⁾ Pipelinetransport

Tabelle G-4: Investitionskosten für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG mit einem Flugstromvergaser mit Slurry aus Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/, /Hamelinck et al. 2004/, /Lange 2008/, /Tijmensen et al. 2002/, /Vogel et al. 2007/)

[€ ₂₀₁₀]	W-SPd/FV- FT-D+B	W-SPz/FV- FT-D+B	W-SPd/FV- H ₂	W-SPz/FV- H ₂	W-SPd/FV- SNG	W-SPz/FV- SNG
BWL [MW]	500	500	500	500	500	500
Flugstromvergaser						
Slurry Bunker	1.989.113	1.989.113	1.989.113	1.989.113	1.989.113	1.989.113
Slurry Kompressor	40.560	40.560	40.560	40.560	40.560	40.560
Flugstromvergaser	54.176.114	54.176.114	54.176.114	54.176.114	54.176.114	54.176.114
Kryogene Luftzerlegung	40.224.143	40.224.143	40.224.143	40.224.143	40.224.143	40.224.143
Sauerstoff Kompressor	11.169.141	11.169.141	11.169.141	11.169.141	11.169.141	11.169.141
Teilsomme	107.599.071	107.599.071	107.599.071	107.599.071	107.599.071	107.599.071
Synthesegasreinigung und -konditionierung						
Wärmetauscher	26.342.100	23.555.683	22.625.841	19.507.617	24.656.458	22.186.139
Heißgaszyklon	8.425.605	8.425.605	8.425.605	8.425.605	8.425.605	8.425.605
Gewebefilter	10.316.944	10.316.944	10.316.944	10.316.944	10.316.944	10.316.944
Druckwasserwäscher	17.436.914	17.436.914	17.436.914	17.436.914	17.436.914	17.436.914
CO-Shift-Reaktor	6.469.398	6.469.398	15.894.777	15.894.777	10.475.460	10.475.460
Selexolwäscher	20.133.053	20.133.053	-	-	-	-
ZnO-Bett	365.741	365.741	-	-	-	-
Teilsomme	89.489.755	86.703.339	74.701.082	71.581.858	71.311.382	68.841.063
Fischer-Tropsch-Synthese						
Fischer-Tropsch-Reaktor	32.184.914	32.184.914	-	-	-	-
HPC Reaktor	49.100.827	49.100.827	-	-	-	-
Destillation	3.692.174	3.692.174	-	-	-	-
PSA	7.798.291	7.798.291	-	-	-	-
Teilsomme	92.776.206	92.776.206	-	-	-	-
H₂-Produktion						
Kondensation	-	-	19.182.503	19.182.503	-	-
PSA	-	-	23.498.742	23.498.742	-	-
H ₂ -Kompressor	-	-	41.329.267	41.329.267	-	-
Teilsomme	-	-	84.010.512	84.010.512	-	-
SNG-Produktion						
Methanisierungsreaktor	-	-	-	-	14.646.986	14.646.986
Kondensation	-	-	-	-	14.064.814	14.064.814
PSA	-	-	-	-	30.854.181	30.854.181
SNG-Kompressor	-	-	-	-	18.344.434	18.344.434
Teilsomme	-	-	-	-	77.910.415	77.910.415
Stromproduktion						
BHKW	1.762.824	1.762.824	3.421.733	3.421.733	1.179.221	1.179.221
Dampferzeuger	23.922.507	20.609.484	19.533.111	16.565.161	21.903.512	19.027.504
ND Dampfturbine	6.348.927	5.319.604	5.004.432	3.845.154	6.111.610	5.062.984
HD Dampfturbine	4.366.126	4.366.126	4.037.399	4.037.399	3.739.268	3.739.268
Teilsomme	36.400.384	32.058.037	31.996.674	27.869.446	32.933.612	29.008.977
Abwasserbehandlung	1.774.230	1.774.230	1.774.230	1.774.230	1.774.230	1.774.230
Geländeerschließung	6.240.000	6.240.000	6.240.000	6.240.000	6.240.000	6.240.000
Teilsomme	8.014.230	8.014.230	8.014.230	8.014.230	8.014.230	8.014.230
Zwischensumme	334.279.646	327.150.882	306.321.569	299.563.453	297.768.708	291.373.754
Projektkosten ¹⁾	10.028.389	9.814.526	9.189.647	8.986.904	8.933.061	8.741.213
Unvorhergesehenes ²⁾	16.713.982	16.357.544	15.316.078	14.978.173	14.888.435	14.568.688
Investitionskosten	361.022.018	353.322.953	330.827.294	323.528.529	321.590.205	314.683.655

BWL (Brennstoffwärmeleistung), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), SP (Schnellpyrolyse), d (dezentral), z (zentral), FV (Flugstromvergaser), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), ZnO (Zinkoxid), HPC (Heavy Paraffinic Conversion), PSA (Pressure Swing Adsorption), ND (Niederdruck), HD (Hochdruck)

¹⁾ 3 % der Investitionskosten (/Lange 2008/)

²⁾ 5 % der Investitionskosten (/Lange 2008/)

Tabelle G-5: Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG aus Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen in einer Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTT)

[€ ₂₀₁₀ /GJ _{KS}]	W- SPd/FV- FT-D	W- SPd/FV- FT-B	W- SPz/FV- FT-D	W- SPz/FV- FT-B	W- SPd/FV- H ₂	W- SPz/FV- H ₂	W- SPd/FV- SNG	W- SPz/FV- SNG
Schnellpyrolyse								
Kapitalkosten	6,60	6,60	3,82	3,82	5,25	3,04	5,85	3,39
Personalkosten	2,76	2,76	0,58	0,58	2,19	0,46	2,44	0,51
Instandhaltungskosten	2,48	2,48	1,44	1,44	1,97	1,14	2,20	1,27
Versicherungen	0,70	0,70	0,40	0,40	0,56	0,32	0,62	0,36
Hilfs- und Betriebsstoffe	0,37	0,37	0,22	0,22	0,30	0,17	0,33	0,19
Sonstige Kosten	0,70	0,70	0,40	0,40	0,56	0,32	0,62	0,36
Biomasse								
Bereitstellungskosten	15,67	15,67	16,24	16,24	12,47	12,92	13,90	14,40
Stromkosten	1,98	1,98	1,82	1,82	1,57	1,45	1,75	1,62
Sandkosten	0,15	0,15	0,14	0,14	0,12	0,11	0,13	0,12
Slurry Transportkosten	1,36	1,36	-	-	1,08	-	1,20	-
Flugstromvergaser								
Kapitalkosten	5,07	5,07	4,97	4,97	3,70	3,62	4,01	3,92
Personalkosten	0,63	0,63	0,63	0,63	0,50	0,50	0,56	0,56
Instandhaltungskosten	1,95	1,95	1,90	1,90	1,42	1,38	1,53	1,50
Versicherungen	0,54	0,54	0,53	0,53	0,39	0,38	0,42	0,42
Hilfs- und Betriebsstoffe	0,29	0,29	0,29	0,29	0,21	0,21	0,23	0,22
Sonstige Kosten	0,54	0,54	0,53	0,53	0,39	0,38	0,42	0,42
Stromkosten	2,08	2,08	2,08	2,08	3,30	3,30	2,30	2,30
Frischwasserkosten	0,13	0,13	0,13	0,13	0,12	0,12	0,12	0,12
Abwasserkosten	0,18	0,18	0,18	0,18	0,17	0,17	0,17	0,17
Kosten ZnO	0,03	0,03	0,03	0,03	-	-	-	-
Katalysatorkosten Fischer-Tropsch	0,59	0,59	0,59	0,59	-	-	-	-
Entsorgungskosten Asche, Schlacke	0,18	0,18	0,18	0,18	0,15	0,15	0,16	0,16
Kraftstofftransportkosten frei Tankstelle	1,65	1,65	1,65	1,65	36,95 ¹⁾ 10,89 ²⁾	36,95 ¹⁾ 10,89 ²⁾	5,35	5,35
Gutschrift	-3,40	-3,40	-3,01	-3,01	-2,69	-2,38	-2,56	-2,22
Stromproduktion								
Gesamt	43,23	43,23	35,73	35,73	70,70¹⁾ 44,64²⁾	64,73¹⁾ 38,67²⁾	41,77	35,13

W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), SP (Schnellpyrolyse), d (dezentral), z (zentral), FV (Flugstromvergaser), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), ZnO (Zinkoxid)

¹⁾ LKW Transport

²⁾ Pipelinetransport

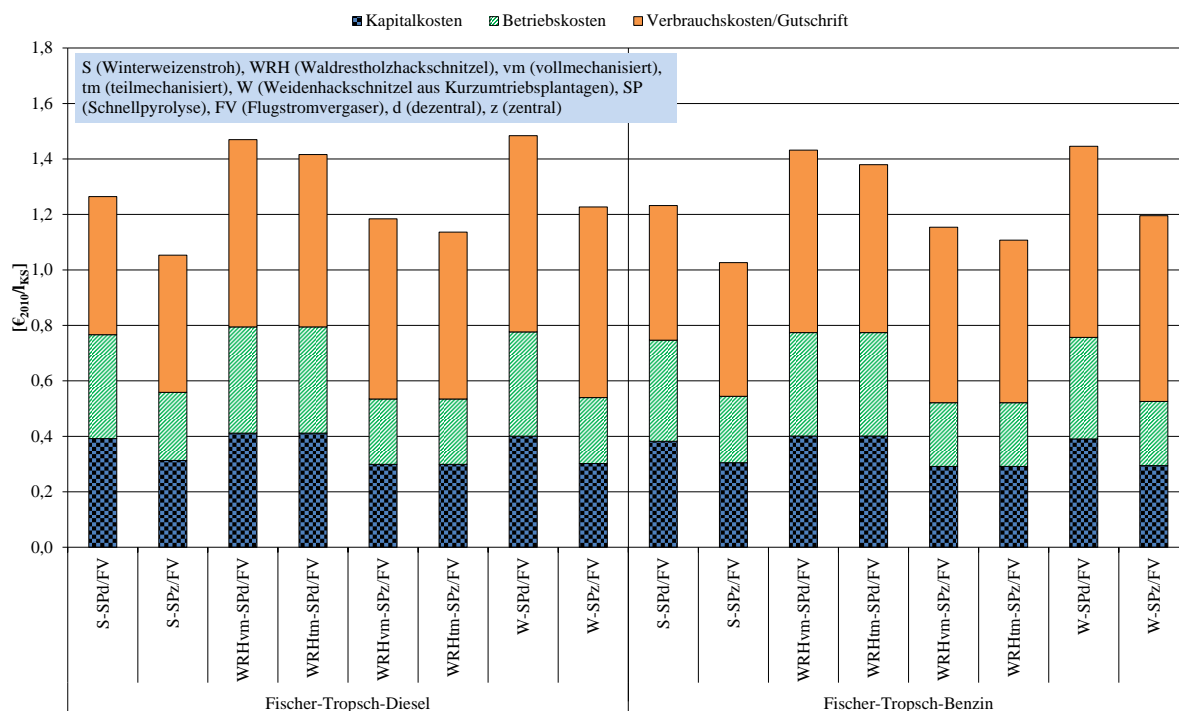


Abb. G-1: Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Diesel und -Benzin in einer Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTT)

Torrefizierung mit Flugstromvergaser

Tabelle G-6: Anzahl Personal für die dezentrale und zentrale Torrefizierung mit Winterweizenstroh, Waldrestholz- und Weiden hackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen (eigene Berechnungen basierend auf /Lange 2008/)

[-]	S-Td ¹⁾	S-Tz	WRH-Td ¹⁾	WRH-Tz	W-Td ¹⁾	W-Tz
BWL [MW]	10 x 56	550	10 x 58	516	10 x 57	526
Produktionsleitung	2	4	2	4	2	4
Überwachung	15	31	15	30	15	30
Arbeiter	9	30	6	19	6	19
Werkstätten	6	12	6	12	6	12
Verwaltung	1	2	1	2	1	2
Gesamt	33	79	30	67	30	67

BWL (Brennstoffwärmeleistung), S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), T (Torrefizierung), d (dezentral), z (zentral)

¹⁾ Anzahl Personal für eine dezentrale & Torrefizierung. Für den zentralen Flugstromvergaser werden zehn Anlagen benötigt.

Tabelle G-7: Investitionskosten für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG mit einem Flugstromvergaser mit torrefizierter Biomasse aus Winterweizenstroh (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/, /Hamelinck et al. 2004/, /Lange 2008/, /Tijmensen et al. 2002/, /Vogel et al. 2007/)

[€ ₂₀₁₀]	S-Td/FV- FT-D+B	S-Tz/FV- FT-D+B	S-Td/FV- H ₂	S-Tz/FV- H ₂	S-Td/FV- SNG	S-Tz/FV- SNG
BWL [MW]	500	500	500	500	500	500
Flugstromvergaser						
Torref. Biomasse Bunker	2.814.706	2.814.706	2.814.706	2.814.706	2.814.706	2.814.706
Mühle	1.343.905	1.343.905	1.343.905	1.343.905	1.343.905	1.343.905
Flugstromvergaser	54.176.114	54.176.114	54.176.114	54.176.114	54.176.114	54.176.114
Kryogene Luftzerlegung	37.272.101	37.272.101	37.272.101	37.272.101	37.272.101	37.272.101
Sauerstoff Kompressor	9.811.713	9.811.713	9.811.713	9.811.713	9.811.713	9.811.713
Teilsumme	105.418.539	105.418.539	105.418.539	105.418.539	105.418.539	105.418.539
Synthesegasreinigung und -konditionierung						
Wärmetauscher	27.288.710	29.172.571	23.670.945	25.730.314	25.644.401	27.603.332
Heißgaszyklon	8.425.605	8.425.605	8.425.605	8.425.605	8.425.605	8.425.605
Gewebefilter	10.316.944	10.316.944	10.316.944	10.316.944	10.316.944	10.316.944
Druckwasserwäscher	17.436.914	17.436.914	17.436.914	17.436.914	17.436.914	17.436.914
CO-Shift-Reaktor	6.469.398	6.469.398	15.894.777	15.894.777	10.475.460	10.475.460
Selexolwäscher	20.133.053	20.133.053	-	-	-	-
ZnO-Bett	365.741	365.741	-	-	-	-
Teilsumme	90.436.365	92.320.227	75.745.186	77.804.555	72.299.324	74.258.255
Fischer-Tropsch-Synthese						
Fischer-Tropsch-Reaktor	32.184.914	32.184.914	-	-	-	-
HPC Reaktor	49.100.827	49.100.827	-	-	-	-
Destillation	3.692.174	3.692.174	-	-	-	-
PSA	7.798.291	7.798.291	-	-	-	-
Teilsumme	92.776.207	92.776.207	-	-	-	-
H₂-Produktion						
Kondensation	-	-	19.182.503	19.182.503	-	-
PSA	-	-	23.498.742	23.498.742	-	-
H ₂ -Kompressor	-	-	41.329.267	41.329.267	-	-
Teilsumme	-	-	84.010.512	84.010.512	-	-
SNG-Produktion						
Methanisierungsreaktor	-	-	-	-	14.646.986	14.646.986
Kondensation	-	-	-	-	14.064.814	14.064.814
PSA	-	-	-	-	30.854.181	30.854.181
SNG-Kompressor	-	-	-	-	18.344.434	18.344.434
Teilsumme	-	-	-	-	77.910.415	77.910.415
Stromproduktion						
BHKW	1.762.824	1.762.824	3.421.733	3.421.733	1.179.221	1.179.221
Dampferzeuger	25.075.533	27.409.795	20.744.054	23.184.601	23.081.441	25.461.746
ND Dampfturbine	6.759.522	7.573.452	5.456.722	6.341.536	6.528.657	7.353.814
HD Dampfturbine	4.366.126	4.366.126	4.037.399	4.037.399	3.739.268	3.739.268
Teilsumme	37.964.006	41.112.196	33.659.908	36.985.268	34.528.587	37.734.049
Abwasserbehandlung	1.774.230	1.774.230	1.774.230	1.774.230	1.774.230	1.774.230
Geländerschließung	6.240.000	6.240.000	6.240.000	6.240.000	6.240.000	6.240.000
Teilsumme	8.014.230	8.014.230	8.014.230	8.014.230	8.014.230	8.014.230
Zwischensumme	334.609.346	339.641.398	306.848.375	312.233.103	298.171.094	303.335.487
Projektierungskosten ¹⁾	10.038.280	10.189.242	9.205.451	9.366.993	8.945.133	9.100.065
Unvorhergesehenes ²⁾	16.730.467	16.982.070	15.342.419	15.611.655	14.908.555	15.166.774
Investitionskosten	361.378.093	366.812.710	331.396.245	337.211.751	322.024.781	327.602.326

BWL (Brennstoffwärmeleistung), S (Winterweizenstroh), T (Torrefizierung), d (dezentral), z (zentral), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), ZnO (Zinkoxid), HPC (Heavy Paraffinic Conversion), PSA (Pressure Swing Adsorption), ND (Niederdruck), HD (Hochdruck)

¹⁾ 3 % der Investitionskosten (/Lange 2008/)

²⁾ 5 % der Investitionskosten (/Lange 2008/)

Tabelle G-8: Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG aus Winterweizenstroh in einer Torrefizierung mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTT)

[€ ₂₀₁₀ /G _{J_{KS}}]	S- Td/FV- FT-D	S- Td/FV- FT-B	S- Tz/FV- FT-D	S- Tz/FV- FT-B	S- Td/FV- H ₂	S- Tz/FV- H ₂	S- Td/FV- SNG	S- Tz/FV- SNG
Torrefizierung								
Kapitalkosten	4,26	4,26	2,35	2,35	3,39	1,87	3,77	2,09
Personalkosten	2,85	2,85	0,65	0,65	2,27	0,52	2,53	0,58
Instandhaltungskosten	1,99	1,99	0,93	0,93	1,58	0,74	1,76	0,83
Versicherungen	0,45	0,45	0,25	0,25	0,36	0,20	0,40	0,22
Hilfs- und Betriebsstoffe	0,30	0,30	0,14	0,14	0,24	0,11	0,26	0,12
Sonstige Kosten	0,45	0,45	0,25	0,25	0,36	0,20	0,40	0,22
Biomasse								
Bereitstellungskosten	9,64	9,64	10,61	10,61	7,67	8,44	8,55	9,41
Stromkosten	2,04	2,04	1,16	1,16	1,62	0,92	1,81	1,02
Gutschrift								
Stromproduktion	-0,37	-0,37	-	-	-0,30	-	-0,33	-
Torrefizierte Biomasse								
(Pellets) Transportkosten	1,87	1,87	-	-	1,49	-	1,66	-
Flugstromvergaser								
Kapitalkosten	5,08	5,08	5,16	5,16	3,71	3,77	4,01	4,08
Personalkosten	0,63	0,63	0,63	0,63	0,50	0,50	0,56	0,56
Instandhaltungskosten	1,97	1,97	2,00	2,00	1,43	1,46	1,55	1,58
Versicherungen	0,54	0,54	0,55	0,55	0,39	0,40	0,43	0,43
Hilfs- und Betriebsstoffe	0,30	0,30	0,30	0,30	0,22	0,22	0,23	0,24
Sonstige Kosten	0,54	0,54	0,55	0,55	0,39	0,40	0,43	0,43
Stromkosten	2,50	2,50	2,50	2,50	3,64	3,64	2,67	2,67
Frischwasserkosten	0,13	0,13	0,13	0,13	0,12	0,12	0,12	0,12
Abwasserkosten	0,18	0,18	0,18	0,18	0,17	0,17	0,17	0,17
Kosten ZnO	0,03	0,03	0,03	0,03	-	-	-	-
Katalysatorkosten Fischer-Tropsch	0,59	0,59	0,59	0,59	-	-	-	-
Entsorgungskosten Asche, Schlacke	0,35	0,35	0,35	0,35	0,28	0,28	0,31	0,31
Kraftstofftransportkosten frei Tankstelle	1,65	1,65	1,65	1,65	36,95 ¹⁾ 10,89 ²⁾	36,95 ¹⁾ 10,89 ²⁾	5,35	5,35
Gutschrift								
Stromproduktion	-3,93	-3,93	-3,89	-3,89	-3,11	-3,08	-3,03	-3,00
Gesamt	34,02	34,02	27,06	27,06	63,37¹⁾ 37,31²⁾	57,84¹⁾ 31,78²⁾	33,61	27,44

S (Winterweizenstroh), T (Torrefizierung), d (dezentral), z (zentral), FV (Flugstromvergaser), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), ZnO (Zinkoxid)

¹⁾ LKW Transport

²⁾ Pipelinetransport

Tabelle G-9: Investitionskosten für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG mit einem Flugstromvergaser mit torrefizierter Biomasse aus Waldrestholz (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/, /Hamelinck et al. 2004/, /Lange 2008/, /Tijmensen et al. 2002/, /Vogel et al. 2007/)

[€ ₂₀₁₀]	WRH- Td/FV-FT- D+B	WRH- Tz/FV-FT- D+B	WRH- Td/FV-H ₂	WRH- Tz/FV-H ₂	WRH- Td/FV- SNG	WRH- Tz/FV- SNG
BWL [MW]	500	500	500	500	500	500
Flugstromvergaser						
Torref. Biomasse Bunker	2.814.706	2.814.706	2.814.706	2.814.706	2.814.706	2.814.706
Mühle	1.343.905	1.343.905	1.343.905	1.343.905	1.343.905	1.343.905
Flugstromvergaser	54.176.114	54.176.114	54.176.114	54.176.114	54.176.114	54.176.114
Kryogene Luftzerlegung	37.272.101	37.272.101	37.272.101	37.272.101	37.272.101	37.272.101
Sauerstoff Kompressor	9.811.713	9.811.713	9.811.713	9.811.713	9.811.713	9.811.713
Teilsumme	105.418.539	105.418.539	105.418.539	105.418.539	105.418.539	105.418.539
Synthesegasreinigung und -konditionierung						
Wärmetauscher	27.288.710	27.067.849	23.670.945	23.427.942	25.644.401	25.414.129
Heißgaszyklon	8.425.605	8.425.605	8.425.605	8.425.605	8.425.605	8.425.605
Gewebefilter	10.316.944	10.316.944	10.316.944	10.316.944	10.316.944	10.316.944
Druckwasserwäscher	17.436.914	17.436.914	17.436.914	17.436.914	17.436.914	17.436.914
CO-Shift-Reaktor	6.469.398	6.469.398	15.894.777	15.894.777	10.475.460	25.414.129
Selexolwäscher	20.133.053	20.133.053	-	-	-	-
ZnO-Bett	365.741	365.741	-	-	-	-
Teilsumme	90.436.365	90.215.505	75.754.186	75.502.182	72.299.324	72.069.052
Fischer-Tropsch-Synthese						
Fischer-Tropsch-Reaktor	32.184.914	32.184.914	-	-	-	-
HPC Reaktor	49.100.827	49.100.827	-	-	-	-
Destillation	3.692.174	3.692.174	-	-	-	-
PSA	7.798.291	7.798.291	-	-	-	-
Teilsumme	92.776.207	92.776.207	-	-	-	-
H₂-Produktion						
Kondensation	-	-	19.182.503	19.182.503	-	-
PSA	-	-	23.498.742	23.498.742	-	-
H ₂ -Kompressor	-	-	41.329.267	41.329.267	-	-
Teilsumme	-	-	84.010.512	84.010.512	-	-
SNG-Produktion						
Methanisierungsreaktor	-	-	-	-	14.646.986	14.646.986
Kondensation	-	-	-	-	14.064.814	14.064.814
PSA	-	-	-	-	30.854.181	30.854.181
SNG-Kompressor	-	-	-	-	18.344.434	18.344.434
Teilsumme	-	-	-	-	77.910.415	77.910.415
Stromproduktion						
BHKW	1.762.824	1.762.824	3.421.733	3.421.733	1.179.221	1.179.221
Dampfzeuger	25.075.533	24.805.301	20.744.054	20.460.599	23.081.441	22.805.511
ND Dampfturbine	6.759.522	6.663.842	5.456.722	5.351.731	6.528.657	6.431.526
HD Dampfturbine	4.366.126	4.366.126	4.037.399	4.037.399	3.739.268	3.739.268
Teilsumme	37.964.006	37.598.092	33.659.908	33.271.462	34.528.587	34.155.526
Abwasserbehandlung	1.774.230	1.774.230	1.774.230	1.774.230	1.774.230	1.774.230
Geländeerschließung	6.240.000	6.240.000	6.240.000	6.240.000	6.240.000	6.240.000
Teilsumme	8.014.230	8.014.230	8.014.230	8.014.230	8.014.230	8.014.230
Zwischensumme	334.609.346	334.022.572	306.848.375	306.216.925	298.171.094	297.567.761
Projektierungskosten ¹⁾	10.038.280	10.020.677	9.205.451	9.186.508	8.945.133	8.927.033
Unvorhergesehenes ²⁾	16.730.467	16.701.129	15.342.419	15.310.846	14.908.555	14.878.388
Investitionskosten	361.378.093	360.744.378	331.396.245	330.714.279	322.024.781	321.373.182

BWL (Brennstoffwärmeleistung), WRH (Waldrestholz), T (Torrefizierung), d (dezentral), z (zentral), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), ZnO (Zinkoxid), HPC (Heavy Paraffinic Conversion), PSA (Pressure Swing Adsorption), ND (Niederdruck), HD (Hochdruck)

¹⁾ 3 % der Investitionskosten (/Lange 2008/)

²⁾ 5 % der Investitionskosten (/Lange 2008/)

Tabelle G-10: Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG aus Waldrestholz in einer Torrefizierung mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTT)

[\u20ac ₂₀₁₀ /G _{J_{KS}}]	WRH- Td/FV- FT-D	WRH- Td/FV- FT-B	WRH- Tz/FV- FT-D	WRH- Tz/FV- FT-B	WRH- Td/FV- H ₂	WRH- Tz/FV- H ₂	WRH- Td/FV- SNG	WRH- Tz/FV- SNG
Torrefizierung								
Kapitalkosten	4,16	4,16	2,32	2,32	3,31	1,85	3,69	2,06
Personalkosten	2,66	2,66	0,58	0,58	2,12	0,46	2,36	0,51
Instandhaltungskosten	2,01	2,01	0,95	0,95	1,60	0,76	1,79	0,85
Versicherungen	0,44	0,44	0,25	0,25	0,35	0,20	0,39	0,22
Hilfs- und Betriebsstoffe	0,30	0,30	0,14	0,14	0,24	0,11	0,27	0,13
Sonstige Kosten	0,44	0,44	0,25	0,25	0,35	0,20	0,39	0,22
Biomasse	13,14 ¹⁾	13,14 ¹⁾	14,94 ¹⁾	14,94 ¹⁾	10,46 ¹⁾	11,88 ¹⁾	11,65 ¹⁾	13,24 ¹⁾
Bereitstellungskosten	11,74 ²⁾	11,74 ²⁾	13,54 ²⁾	13,54 ²⁾	9,34 ²⁾	10,78 ²⁾	10,41 ²⁾	12,01 ²⁾
Stromkosten	2,10	2,10	1,26	1,26	1,67	1,00	1,86	1,11
Torrefizierte Biomasse (Pellets) Transportkosten	2,42	2,42	-	-	1,93	-	2,15	-
Flugstromvergaser								
Kapitalkosten	2,42	2,42	5,07	5,07	3,71	3,70	2,15	4,01
Personalkosten	5,08	5,08	0,63	0,63	0,50	0,50	4,01	0,56
Instandhaltungskosten	0,63	0,63	1,96	1,96	1,43	1,43	0,56	1,55
Versicherungen	1,97	1,97	0,54	0,54	0,39	0,39	1,55	0,42
Hilfs- und Betriebsstoffe	0,54	0,54	0,29	0,29	0,22	0,21	0,43	0,23
Sonstige Kosten	0,30	0,30	0,54	0,54	0,39	0,39	0,23	0,42
Stromkosten	0,54	0,54	2,50	2,50	3,64	3,64	0,43	2,67
Frischwasserkosten	2,50	2,50	0,13	0,13	0,12	0,12	2,67	0,12
Abwasserkosten	0,13	0,13	0,18	0,18	0,17	0,17	0,12	0,17
Kosten ZnO	0,18	0,18	0,03	0,03	-	-	-	-
Katalysatorkosten Fi- scher-Tropsch	0,03	0,03	0,59	0,59	-	-	-	-
Entsorgungskosten Asche, Schlacke	0,59	0,59	0,16	0,16	0,13	0,13	0,14	0,14
Kraftstofftransportkosten frei Tankstelle	0,16	0,16	1,65	1,65	36,95 ³⁾ 10,89 ⁴⁾	36,95 ³⁾ 10,89 ⁴⁾	5,35	5,35
Gutschrift Stromproduktion	-3,56	-3,56	-3,52	-3,52	-2,81	-2,78	-2,70	-2,67
Gesamt	38,41¹⁾ 37,01²⁾	38,41¹⁾ 37,01²⁾	31,43¹⁾ 30,04²⁾	31,43¹⁾ 30,04²⁾	66,87^{1),3)} 40,81^{1),4)} 65,75^{2),3)} 39,69^{2),4)}	61,31^{1),3)} 35,25^{1),4)} 60,20^{2),3)} 34,14^{2),4)}	37,50¹⁾ 36,25²⁾	31,31¹⁾ 30,07²⁾

WRH (Waldrestholz), T (Torrefizierung), d (dezentral), z (zentral), FV (Flugstromvergaser), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), ZnO (Zinkoxid)

¹⁾ vollmechanisiert

²⁾ teilmechanisiert

³⁾ LKW Transport

⁴⁾ Pipelinetransport

Tabelle G-11: Investitionskosten für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG mit einem Flugstromvergaser mit torrefizierter Biomasse aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/, /Hamelinck et al. 2004/, /Lange 2008/, /Tijmensen et al. 2002/, /Vogel et al. 2007/)

[€ ₂₀₁₀]	W-Td/FV- FT-D+B	W-Tz/FV- FT-D+B	W-Td/FV- H ₂	W-Tz/FV- H ₂	W-Td/FV- SNG	W-Tz/FV- SNG
BWL [MW]	500	500	500	500	500	500
Flugstromvergaser						
Torref. Biomasse Bunker	2.814.706	2.814.706	2.814.706	2.814.706	2.814.706	2.814.706
Mühle	1.343.905	1.343.905	1.343.905	1.343.905	1.343.905	1.343.905
Flugstromvergaser	54.176.114	54.176.114	54.176.114	54.176.114	54.176.114	54.176.114
Kryogene Luftzerlegung	37.272.101	37.272.101	37.272.101	37.272.101	37.272.101	37.272.101
Sauerstoff Kompressor	9.811.713	9.811.713	9.811.713	9.811.713	9.811.713	9.811.713
Teilsumme	105.418.539	105.418.539	105.418.539	105.418.539	105.418.539	105.418.539
Synthesegasreinigung und -konditionierung						
Wärmetauscher	27.288.710	27.811.712	23.670.945	24.245.001	25.644.401	26.189.154
Heißgaszyklon	8.425.605	8.425.605	8.425.605	8.425.605	8.425.605	8.425.605
Gewebefilter	10.316.944	10.316.944	10.316.944	10.316.944	10.316.944	10.316.944
Druckwasserwäscher	17.436.914	17.436.914	17.436.914	17.436.914	17.436.914	17.436.914
CO-Shift-Reaktor	6.469.398	6.469.398	15.894.777	15.894.777	10.475.460	10.475.460
Selexolwäscher	20.133.053	20.133.053	-	-	-	-
ZnO-Bett	365.741	365.741	-	-	-	-
Teilsumme	90.436.365	90.959.367	75.454.186	76.319.241	72.299.324	72.844.077
Fischer-Tropsch-Synthese						
Fischer-Tropsch-Reaktor	32.184.914	32.184.914	-	-	-	-
HPC Reaktor	49.100.827	49.100.827	-	-	-	-
Destillation	3.692.174	3.692.174	-	-	-	-
PSA	7.798.291	7.798.291	-	-	-	-
Teilsumme	92.776.207	92.776.207	-	-	-	-
H₂-Produktion						
Kondensation	-	-	19.182.503	19.182.503	-	-
PSA	-	-	23.498.742	23.498.742	-	-
H ₂ -Kompressor	-	-	41.329.267	41.329.267	-	-
Teilsumme	-	-	84.010.512	84.010.512	-	-
SNG-Produktion						
Methanisierungsreaktor	-	-	-	-	14.646.986	14.646.986
Kondensation	-	-	-	-	14.064.814	14.064.814
PSA	-	-	-	-	30.854.181	30.854.181
SNG-Kompressor	-	-	-	-	18.344.434	18.344.434
Teilsumme	-	-	-	-	77.910.415	77.910.415
Stromproduktion						
BHKW	1.762.824	1.762.824	3.421.733	3.421.733	1.179.221	1.179.221
Dampferzeuger	25.075.533	25.718.351	20.744.054	21.417.516	23.081.441	23.737.489
ND Dampfturbine	6.759.522	6.985.847	5.456.722	5.704.182	6.528.657	6.758.297
HD Dampfturbine	4.366.126	4.366.126	4.037.399	4.037.399	3.739.268	3.739.268
Teilsumme	37.964.006	38.833.148	33.659.908	34.580.829	34.528.587	35.414.275
Abwasserbehandlung	1.774.230	1.774.230	1.774.230	1.774.230	1.774.230	1.774.230
Geländeerschließung	6.240.000	6.240.000	6.240.000	6.240.000	6.240.000	6.240.000
Teilsumme	8.014.230	8.014.230	8.014.230	8.014.230	8.014.230	8.014.230
Zwischensumme	334.609.346	336.001.491	306.848.375	308.343.352	298.171.094	303.335.487
Projektierungskosten ¹⁾	10.038.280	10.080.045	9.205.451	9.250.301	8.945.133	8.988.046
Unvorhergesehenes ²⁾	16.730.467	16.800.075	15.342.419	15.417.168	14.908.555	14.980.077
Investitionskosten	361.378.093	362.881.610	331.396.245	333.010.820	322.024.781	323.569.658

BWL (Brennstoffwärmeleistung), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), T (Torrefizierung), d (dezentral), z (zentral), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), ZnO (Zinkoxid), HPC (Heavy Paraffinic Conversion), PSA (Pressure Swing Adsorption), ND (Niederdruck), HD (Hochdruck)

¹⁾ 3 % der Investitionskosten (/Lange 2008/)

²⁾ 5 % der Investitionskosten (/Lange 2008/)

Tabelle G-12: Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in einer Torrefizierung mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTT)

[€ ₂₀₁₀ /GJ _{KS}]	W- Td/FV- FT-D	W- Td/FV- FT-B	W- Tz/FV- FT-D	W- Tz/FV- FT-B	W- Td/FV- H ₂	W- Tz/FV- H ₂	W- Td/FV- SNG	W- Tz/FV- SNG
Torrefizierung								
Kapitalkosten	4,16	4,16	0,58	0,58	3,31	1,85	3,69	2,06
Personalkosten	2,66	2,66	0,95	0,95	2,12	0,46	2,36	0,51
Instandhaltungskosten	2,01	2,01	0,25	0,25	1,60	0,76	1,79	0,85
Versicherungen	0,44	0,44	0,14	0,14	0,35	0,20	0,39	0,22
Hilfs- und Betriebsstoffe	0,30	0,30	0,25	0,25	0,24	0,11	0,27	0,13
Sonstige Kosten	0,44	0,44	16,17	16,17	0,35	0,20	0,39	0,22
Biomasse								
Bereitstellungskosten	14,34	14,34	1,19	1,19	11,41	12,87	12,72	14,34
Stromkosten	2,04	2,04	0,58	0,58	1,62	0,94	1,81	1,05
Gutschrift								
Stromproduktion	-0,10	-0,10	-	-	-0,08	-	-0,09	-
Torrefizierte Biomasse								
(Pellets) Transportkosten	2,61	2,61	-	-	2,08	-	2,32	-
Flugstromvergaser								
Kapitalkosten	5,08	5,08	5,10	5,10	3,71	3,72	4,01	4,03
Personalkosten	0,63	0,63	0,63	0,63	0,50	0,50	0,56	0,56
Instandhaltungskosten	1,97	1,97	1,97	1,97	1,43	1,44	1,55	1,56
Versicherungen	0,54	0,54	0,54	0,54	0,39	0,39	0,43	0,43
Hilfs- und Betriebsstoffe	0,30	0,30	0,30	0,30	0,22	0,22	0,23	0,23
Sonstige Kosten	0,54	0,54	0,54	0,54	0,39	0,39	0,43	0,43
Stromkosten	2,50	2,50	2,50	2,50	3,64	3,64	2,67	2,67
Frischwasserkosten	0,13	0,13	0,13	0,13	0,12	0,12	0,12	0,12
Abwasserkosten	0,18	0,18	0,18	0,18	0,17	0,17	0,17	0,17
Kosten ZnO	0,03	0,03	0,03	0,03	-	-	-	-
Katalysatorkosten Fi- scher-Tropsch	0,59	0,59	0,59	0,59	-	-	-	-
Entsorgungskosten Asche, Schlacke	0,16	0,16	0,16	0,16	0,13	0,13	0,14	0,14
Kraftstofftransportkosten frei Tankstelle	1,65	1,65	1,65	1,65	36,95 ¹⁾ 10,89 ²⁾	36,95 ¹⁾ 10,89 ²⁾	5,35	5,35
Gutschrift								
Stromproduktion	-3,66	-3,66	-3,65	-3,65	-2,89	-2,89	-2,79	-2,78
Gesamt	39,55	39,55	32,53	32,53	67,77¹⁾ 41,71²⁾	62,19¹⁾ 36,13²⁾	38,51	32,28

W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), T (Torrefizierung), d (dezentral), z (zentral), FV (Flugstromvergaser), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), ZnO (Zinkoxid)

¹⁾ LKW Transport

²⁾ Pipelinetransport

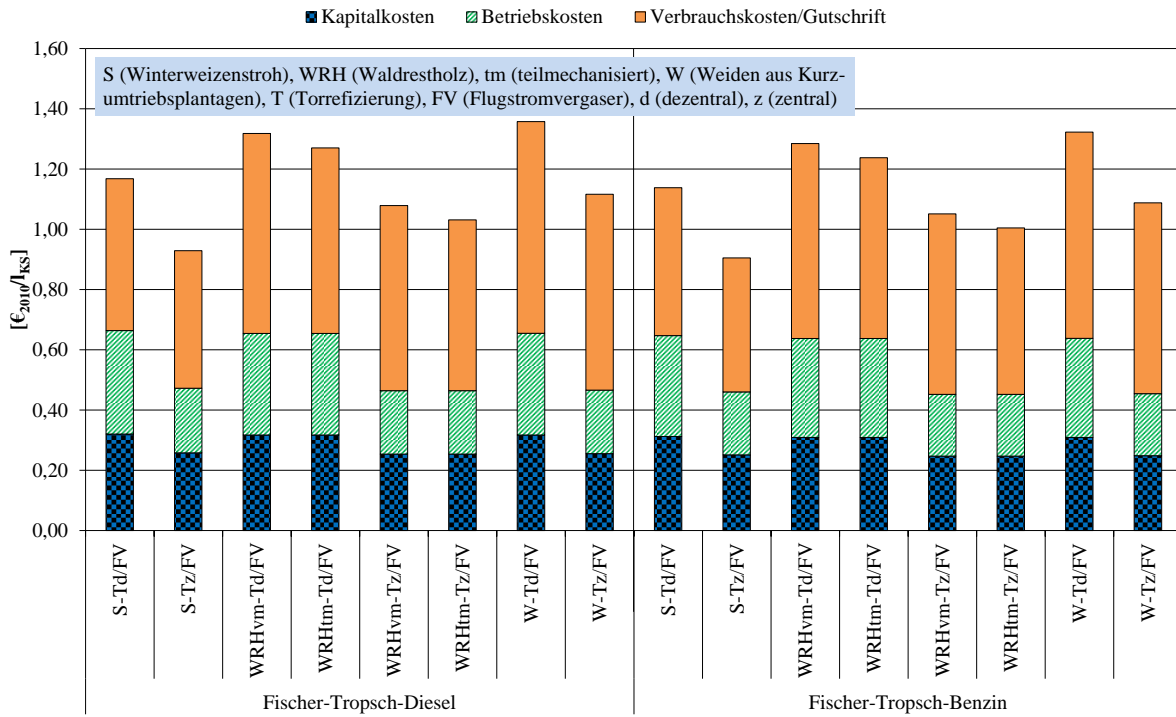


Abb. G-2: Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Diesel und -Benzin in einer Torrefizierung mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTT)

CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser**Tabelle G-13:** Investitionskosten für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG mit einem CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser aus Winterweizenstroh (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/, /Hamelinck et al. 2004/, /Lange 2008/, /Tijmensen et al. 2002/, /Vogel et al. 2007/)

[€ ₂₀₁₀]	S-C-FT-D+B	S-C-H ₂	S-C-SNG
BWL [MW]	500	500	500
CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser			
Kräne	1.656.126	1.656.126	1.656.126
Förderbänder	656.196	656.196	656.196
Pneumatische Förderung	1.198.840	1.198.840	1.198.840
Ballenauflöser	207.016	207.016	207.016
Schlagzerspanner	869.466	869.466	869.466
Hilfsbetriebsanlagen	13.128.860	13.128.860	13.128.860
Lagerhalle S	13.936.528	13.936.528	13.936.528
Silo Strohpartikel	743.281	743.281	743.281
NTV Vergaser	208.000.000	208.000.000	208.000.000
Mühle Biokoks	10.400.000	10.400.000	10.400.000
Kryogene Luftzerlegung	41.156.924	41.156.924	41.156.924
Sauerstoff Kompressor	4.542.124	4.542.124	4.542.124
Wärmetauscher	2.962.190	2.962.190	2.962.190
Dampferzeuger	1.298.444	1.298.444	1.298.444
HTV Vergaser	62.527.164	62.527.164	62.527.164
Teilsumme	363.283.160	363.283.160	363.283.160
Synthesegasreinigung und -konditionierung			
Wärmetauscher	25.527.919	22.403.416	23.455.069
Heißgaszyklon	9.158.194	9.158.194	9.158.194
Gewebefilter	11.147.396	11.147.396	11.147.396
Druckwasserwäscher	18.953.016	18.953.016	18.953.016
Synthesegas Kompressor	35.222.993	15.978.631	15.978.631
CO-Shift-Reaktor	5.317.450	14.703.547	9.284.401
Selexolwäscher	23.879.942	-	-
ZnO-Bett	365.838	-	-
Teilsumme	129.572.748	92.344.201	87.976.708
Fischer-Tropsch-Synthese			
Fischer-Tropsch-Reaktor	32.220.087	-	-
HPC Reaktor	49.152.996	-	-
Destillation	3.695.537	-	-
PSA	8.303.058	-	-
Teilsumme	93.371.677	-	-
H₂-Produktion			
Kondensation	-	19.632.890	-
PSA	-	20.688.937	-
H ₂ -Kompressor	-	40.160.300	-
Teilsumme	-	80.482.127	-
SNG-Produktion			
Methanisierungsreaktor	-	-	14.493.875
Kondensation	-	-	14.958.726
PSA	-	-	33.659.372
SNG-Kompressor	-	-	18.477.663
Teilsumme	-	-	81.589.637

BWL (Brennstoffwärmeleistung), S (Winterweizenstroh), C (CHOREN Carbo-V[®] Vergaser), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), ZnO (Zinkoxid), HPC (Heavy Paraffinic Conversion), PSA (Pressure Swing Adsorption), NTV (Niedertemperaturvergasung), HTV (Hochtemperaturvergasung)

Tabelle G-14: Investitionskosten für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG mit einem CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser aus Winterweizenstroh (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/, /Hamelinck et al. 2004/, /Lange 2008/, /Tijmensen et al. 2002/, /Vogel et al. 2007/)

[€ ₂₀₁₀]	S-C-FT-D+B	S-C-H ₂	S-C-SNG
Stromproduktion			
BHKW	1.781.714	4.098.097	1.183.887
Dampferzeuger	22.941.760	19.276.366	20.492.194
ND Dampfturbine	6.233.075	5.124.814	5.901.594
HD Dampfturbine	4.064.557	3.777.210	3.344.307
Teilsumme	35.021.105	32.276.486	30.921.983
Abwasserbehandlung	1.774.230	1.774.230	1.774.230
Geländeerschließung	6.240.000	6.240.000	6.240.000
Teilsumme	8.041.230	8.041.230	8.041.230
Zwischensumme¹⁾	629.262.920	576.400.205	571.785.718
Projektierungskosten ²⁾	18.877.888	17.292.006	17.153.572
Unvorhergesehenes ³⁾	31.463.146	28.820.010	28.589.286
Investitionskosten	679.603.953	622.512.221	617.528.575

S (Winterweizenstroh), C (CHOREN Carbo-V[®]), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), ND (Niederdruck), HD (Hochdruck)

¹⁾ Summe Tabelle G-13 und Tabelle G-14

²⁾ 3 % der Investitionskosten (/Lange 2008/)

³⁾ 5 % der Investitionskosten (/Lange 2008/)

Tabelle G-15: Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG aus Winterweizenstroh in einem CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser für das Jahr 2010 (WTT)

[€ ₂₀₁₀ /GJ _{KS}]	S-C-FT-D	S-C-FT-B	S-C-H ₂	S-C-SNG
Kapitalkosten	9,54	9,54	7,20	7,63
Personalkosten	1,27	1,27	1,05	1,12
Instandhaltungskosten	3,83	3,83	2,90	2,92
Versicherungen	1,01	1,01	0,76	0,81
Hilfs- und Betriebsstoffe	0,57	0,57	0,43	0,44
Sonstige Kosten	1,01	1,01	0,76	0,81
Biomasse Bereitstellungskosten	9,70	9,70	8,00	8,54
Stromkosten	4,15	4,15	4,23	3,22
Frischwasserkosten	0,14	0,14	0,13	0,12
Abwasserkosten	0,19	0,19	0,18	0,18
Kosten ZnO	0,01	0,01	-	-
Katalysatorkosten Fischer-Tropsch	0,59	0,59	-	-
Entsorgungskosten Asche, Schlacke	0,47	0,47	0,39	0,41
Kraftstofftransportkosten frei Tankstelle	1,65	1,65	36,95 ¹⁾ 10,89 ²⁾	5,35
Gutschrift Stromproduktion	-3,26	-3,26	-2,99	-2,37
Gesamt	30,86	30,87	60,00¹⁾ 33,94²⁾	29,18

S (Winterweizenstroh), C (CHOREN Carbo-V[®]), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), ZnO (Zinkoxid)

¹⁾ LKW Transport

²⁾ Pipelinetransport

Tabelle G-16: Investitionskosten für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG mit einem CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser aus Waldrestholz (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/, /Hamelinck et al. 2004/, /Lange 2008/, /Tijmensen et al. 2002/, /Vogel et al. 2007/)

[€ ₂₀₁₀]	WRH-C-FT-D+B	WRH-C-H ₂	WRH-C-SNG
BWL [MW]	500	500	500
CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser			
Förderbänder	721.815	721.815	721.815
Pneumatische Förderung	1.720.075	1.720.075	1.720.075
Schlagzerspanner	910.869	910.869	910.869
Querstrommühle	621.047	621.047	621.047
Trommeltrockner	10.185.174	10.185.174	10.185.174
Hilfsbetriebsanlagen	14.554.958	14.554.958	14.554.958
Lagerhalle WRH	3.391.222	3.391.222	3.391.222
Silo Holzpartikel	371.641	371.641	371.641
NTV Vergaser	208.000.000	208.000.000	208.000.000
Mühle Biokoks	10.400.000	10.400.000	10.400.000
Kryogene Luftzerlegung	40.797.769	40.797.769	40.797.769
Sauerstoff Kompressor	4.474.948	4.474.948	4.474.948
Wärmetauscher	2.931.198	2.931.198	2.931.198
Dampferzeuger	1.280.363	1.280.363	1.280.363
HTV Vergaser	62.527.164	62.527.164	62.527.164
Teilsumme	362.888.242	362.888.242	362.888.242
Synthesegasreinigung und -konditionierung			
Wärmetauscher	23.410.765	20.076.672	21.204.700
Heißgaszyklon	9.158.194	9.158.194	9.158.194
Gewebefilter	11.147.396	11.147.396	11.147.396
Druckwasserwäscher	18.953.016	18.953.016	18.953.016
Synthesegas Kompressor	35.222.993	15.978.631	15.978.631
CO-Shift-Reaktor	5.317.450	14.703.547	9.284.401
Selexolwäscher	23.879.942	-	-
ZnO-Bett	365.838	-	-
Teilsumme	127.455.594	90.017.458	85.726.339
Fischer-Tropsch-Synthese			
Fischer-Tropsch-Reaktor	32.220.087	-	-
HPC Reaktor	49.152.996	-	-
Destillation	3.695.537	-	-
PSA	8.303.058	-	-
Teilsumme	93.371.677	-	-
H₂-Produktion			
Kondensation	-	19.632.890	-
PSA	-	20.688.937	-
H ₂ -Kompressor	-	40.160.300	-
Teilsumme	-	80.482.127	-
SNG-Produktion			
Methanisierungsreaktor	-	-	14.493.875
Kondensation	-	-	14.958.726
PSA	-	-	33.659.372
SNG-Kompressor	-	-	18.477.663
Teilsumme	-	-	81.589.637

BWL (Brennstoffwärmeleistung), WRH (Waldrestholz), C (CHOREN Carbo-V[®]), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), ZnO (Zinkoxid), HPC (Heavy Paraffinic Conversion), PSA (Pressure Swing Adsorption), NTV (Niedertemperaturvergasung), HTV (Hochtemperaturvergasung)

Tabelle G-17: Investitionskosten für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG mit einem CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser aus Waldrestholz (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/, /Hamelinck et al. 2004/, /Lange 2008/, /Tijmensen et al. 2002/, /Vogel et al. 2007/)

[€ ₂₀₁₀]	WRH-C-FT-D+B	WRH-C-H ₂	WRH-C-SNG
Stromproduktion			
BHKW	1.781.714	4.098.097	1.183.887
Dampferzeuger	20.440.600	16.654.380	17.913.578
ND Dampfturbine	5.319.226	4.121.062	4.965.145
HD Dampfturbine	4.064.557	3.777.210	3.344.307
Teilsumme	31.606.097	28.650.749	27.406.918
Abwasserbehandlung	1.774.230	1.774.230	1.774.230
Geländeerschließung	6.240.000	6.240.000	6.240.000
Teilsumme	8.014.230	8.014.230	8.014.230
Zwischensumme¹⁾	623.335.840	570.052.805	565.625.367
Projektierungskosten ²⁾	18.700.075	17.101.584	16.968.761
Unvorhergesehenes ³⁾	31.166.792	28.502.640	28.281.268
Investitionskosten	673.202.707	615.657.030	610.875.396

WRH (Waldrestholz), C (CHOREN Carbo-V[®]), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), ND (Niederdruck), HD (Hochdruck)

¹⁾ Summe Tabelle G-16 und Tabelle G-17

²⁾ 3 % der Investitionskosten (/Lange 2008/)

³⁾ 5 % der Investitionskosten (/Lange 2008/)

Tabelle G-18: Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG aus Waldrestholz in einem CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser für das Jahr 2010 (WTT)

[€ ₂₀₁₀ /GJ _{KS}]	WRH-C-FT-D	WRH-C-FT-B	WRH-C-H ₂	WRH-C-SNG
Kapitalkosten	9,45	9,45	7,12	7,55
Personalkosten	1,21	1,21	0,99	1,06
Instandhaltungskosten	3,82	3,82	2,89	2,91
Versicherungen	1,00	1,00	0,75	0,80
Hilfs- und Betriebsstoffe	0,57	0,57	0,43	0,44
Sonstige Kosten	1,00	1,00	0,75	0,80
Biomasse Bereitstellungskosten	13,63 ¹⁾	13,63 ¹⁾	11,24 ¹⁾	12,00
	12,35 ²⁾	12,35 ²⁾	10,18 ²⁾	
Stromkosten	4,12	4,12	4,16	3,19
Frischwasserkosten	0,14	0,14	0,13	0,12
Abwasserkosten	0,19	0,19	0,18	0,18
Kosten ZnO	0,01	0,01	-	-
Katalysatorkosten Fischer-Tropsch	0,59	0,59	-	-
Entsorgungskosten Asche, Schlacke	0,27	0,27	0,23	0,24
Kraftstofftransportkosten frei Tankstelle	1,65	1,65	36,95 ³⁾	5,35
			10,89 ⁴⁾	
Gutschrift Stromproduktion	-2,92	-2,92	-2,71	-2,07
Gesamt	34,72¹⁾	34,72¹⁾	63,13^{1),3)}	32,57¹⁾
	33,44²⁾	33,44²⁾	37,07^{1),4)}	31,45²⁾
			62,07^{2),3)}	
			36,01^{2),4)}	

WRH (Waldrestholz), C (CHOREN Carbo-V[®]), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), ZnO (Zinkoxid)

¹⁾ vollmechanisiert

²⁾ teilmechanisiert

³⁾ LKW Transport

⁴⁾ Pipelinetransport

Tabelle G-19: Investitionskosten für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG mit einem CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser aus Weiden aus Kurzumtriebs-plantagen (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/, /Hamelinck et al. 2004/, /Lange 2008/, /Tijmensen et al. 2002/, /Vogel et al. 2007/)

[€ ₂₀₁₀]	W-C-FT-D+B	W-C-H ₂	W-C-SNG
BWL [MW]	500	500	500
CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser			
Förderbänder	721.815	721.815	721.815
Pneumatische Förderung	1.720.075	1.720.075	1.720.075
Schlagzerspanner	910.869	910.869	910.869
Querstrommühle	621.047	621.047	621.047
Trommeltrockner	10.185.174	10.185.174	10.185.174
Hilfsbetriebsanlagen	14.554.958	14.554.958	14.554.958
Lagerhalle W	3.391.222	3.391.222	3.391.222
Silo Holzpartikel	371.641	371.641	371.641
NTV Vergaser	208.000.000	208.000.000	208.000.000
Mühle Biokoks	10.400.000	10.400.000	10.400.000
Kryogene Luftzerlegung	39.483.555	39.483.555	39.483.555
Sauerstoff Kompressor	4.232.663	4.232.663	4.232.663
Wärmetauscher	2.818.259	2.818.259	2.818.259
Dampferzeuger	1.215.012	1.215.012	1.215.012
HTV Vergaser	62.527.164	62.527.164	62.527.164
Teilsumme	361.153.455	361.153.455	361.153.455
Synthesegasreinigung und -konditionierung			
Wärmetauscher	24.198.435	20.946.543	22.044.460
Heißgaszyklon	9.158.194	9.158.194	9.158.194
Gewebefilter	11.147.396	11.147.396	11.147.396
Druckwasserwäscher	18.953.016	18.953.016	18.953.016
Synthesegas Kompressor	35.222.993	15.978.631	15.978.631
CO-Shift-Reaktor	5.317.450	14.703.547	9.284.401
Selexolwäscher	23.879.942	-	-
ZnO-Bett	365.838	-	-
Teilsumme	128.243.264	90.887.328	86.566.099
Fischer-Tropsch-Synthese			
Fischer-Tropsch-Reaktor	32.220.087	-	-
HPC Reaktor	49.152.996	-	-
Destillation	3.695.537	-	-
PSA	8.303.058	-	-
Teilsumme	93.371.677	-	-
H₂-Produktion			
Kondensation	-	19.632.890	-
PSA	-	20.688.937	-
H ₂ -Kompressor	-	40.160.300	-
Teilsumme	-	80.482.127	-
SNG-Produktion			
Methanisierungsreaktor	-	-	14.493.875
Kondensation	-	-	14.958.726
PSA	-	-	33.659.372
SNG-Kompressor	-	-	18.477.663
Teilsumme	-	-	81.589.637

BWL (Brennstoffwärmeleistung), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), C (CHOREN Carbo-V[®]), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), ZnO (Zinkoxid), HPC (Heavy Paraffinic Conversion), PSA (Pressure Swing Adsorption), NTV (Niedertemperaturvergasung), HTV (Hochtemperaturvergasung)

Tabelle G-20: Investitionskosten für die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG mit einem CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/, /Hamelinck et al. 2004/, /Lange 2008/, /Tijmensen et al. 2002/, /Vogel et al. 2007/)

[€ ₂₀₁₀]	W-C-FT-D+B	W-C-H ₂	W-C-SNG
Stromproduktion			
BHKW	1.781.714	4.098.097	1.183.887
Dampferzeuger	21.362.687	17.623.384	18.865.665
ND Dampfturbine	5.660.331	4.498.760	5.315.363
HD Dampfturbine	4.064.557	3.777.210	3.344.307
Teilsumme	32.869.289	29.997.450	28.709.222
Abwasserbehandlung	1.774.230	1.774.230	1.774.230
Geländeerschließung	6.240.000	6.240.000	6.240.000
Teilsumme	8.014.230	8.014.230	8.014.230
Zwischensumme¹⁾	623.651.9115	570.534.591	566.032.643
Projektierungskosten ²⁾	18.709.557	17.116.038	16.980.979
Unvorhergesehenes ³⁾	31.182.596	28.526.730	28.301.632
Investitionskosten	673.544.068	616.177.358	611.315.254

W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), C (CHOREN Carbo-V[®]), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), ND (Niederdruck), HD (Hochdruck)

¹⁾ Summe Tabelle G-19 und Tabelle G-20

²⁾ 3 % der Investitionskosten (/Lange 2008/)

³⁾ 5 % der Investitionskosten (/Lange 2008/)

Tabelle G-21: Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in einem CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser für das Jahr 2010 (WTT)

[€ ₂₀₁₀ /GJKS]	W-C-FT-D	W-C-FT-B	W-C-H ₂	W-C-SNG
Kapitalkosten	9,45	9,45	7,13	7,55
Personalkosten	1,21	1,21	0,99	1,06
Instandhaltungskosten	3,82	3,82	2,89	2,91
Versicherungen	1,00	1,00	0,76	0,80
Hilfs- und Betriebsstoffe	0,57	0,57	0,43	0,44
Sonstige Kosten	1,00	1,00	0,76	0,80
Biomasse Bereitstellungskosten	14,77	14,77	12,17	13,01
Stromkosten	3,97	3,97	4,06	3,06
Frischwasserkosten	0,13	0,13	0,13	0,12
Abwasserkosten	0,19	0,19	0,18	0,18
Kosten ZnO	0,01	0,01	-	-
Katalysatorkosten Fischer-Tropsch	0,59	0,59	-	-
Entsorgungskosten Asche, Schlacke	0,24	0,24	0,20	0,21
Kraftstofftransportkosten frei Tankstelle	1,65	1,65	36,95 ¹⁾ 10,89 ²⁾	5,35
Gutschrift Stromproduktion	-3,05	-3,05	-2,81	-2,18
Gesamt	35,56	35,56	63,84¹⁾ 37,78²⁾	33,31

W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), C (CHOREN Carbo-V[®]), FT-D (Fischer-Tropsch-Diesel), FT-B (Fischer-Tropsch-Benzin), SNG (Substitute Natural Gas), ZnO (Zinkoxid)

¹⁾ LKW Transport

²⁾ Pipelinetransport

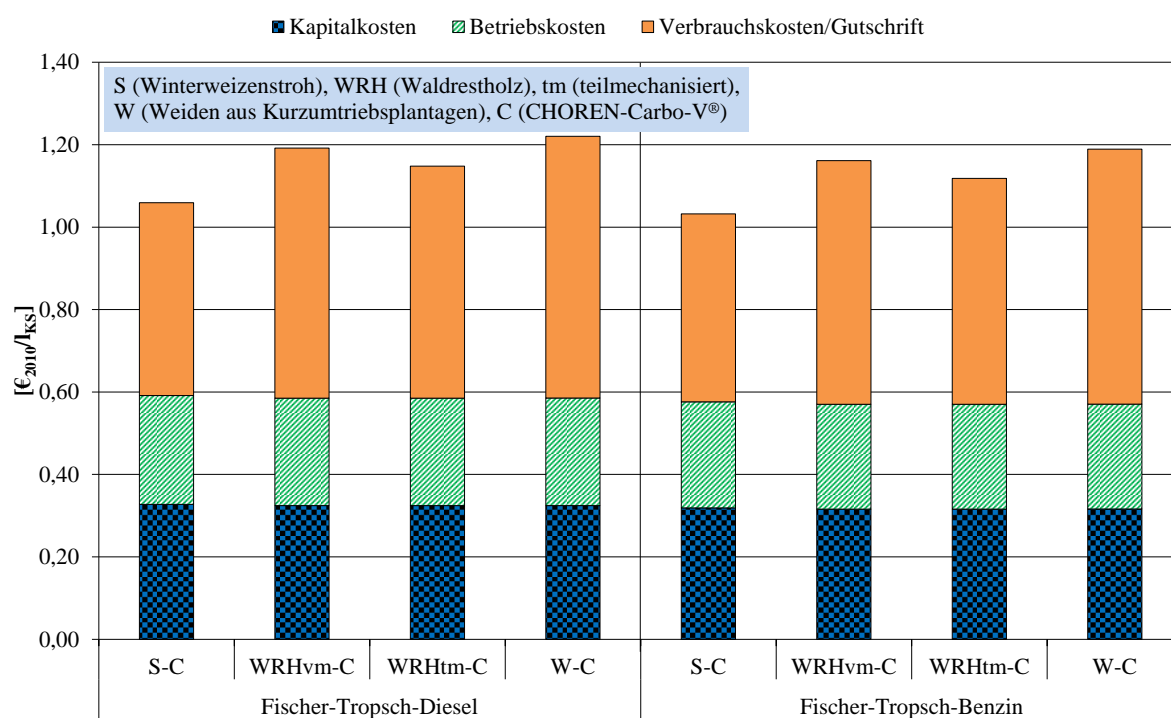


Abb. G-3: Produktionskosten von Fischer-Tropsch-Diesel und -Benzin in einem CHOREN Carbo-V®-Vergaser für das Jahr 2010 (WTT)

AER-Vergaser

Tabelle G-22: Anzahl Personal für den AER-Vergaser (eigene Berechnungen basierend auf /Lange 2008/)

[-]	AER
BWL [MW]	50
Produktionsleitung	2
Überwachung	15
Arbeiter	9
Werkstätten	6
Verwaltung	1
Gesamt	33

AER (Absorption Enhanced Reforming), BWL (Brennstoffwärmeleistung)

Tabelle G-23: Investitionskosten für die Produktion von H₂ und SNG mit einem AER-Vergaser aus Winterweizenstroh (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/, /Hamelinck et al. 2004/, /Lange 2008/, /Tijmensen et al. 2002/, /Vogel et al. 2007/)

[€ ₂₀₁₀]	S-AER-H ₂	S-C-SNG
BWL [MW]	50	50
AER-Vergaser		
Kräne	416.000	416.000
Förderbänder	104.000	104.000
Pneumatische Förderung	239.200	239.200
Ballenauflöser	52.000	52.000
Schlagzerspanner	218.400	218.400
Hilfsbetriebsanlagen	123.552	123.552
Lagerhalle S	3.120.000	3.120.000
Silo Strohpartikel	80.000	80.000
Mühle, Pelletierung, Kühlung	3.806.292	3.806.292
Vergaser	11.662.512	11.662.512
Wärmetauscher	3.617.530	3.617.530
Dampferzeuger	1.694.945	1.694.945
Luftvorwärmer	1.451.067	1.451.067
Teilsumme	26.585.497	26.585.497
Synthesegasreinigung und -konditionierung		
Wärmetauscher	3.483.061	2.755.402
Heißgaszyklon	1.211.221	1.160.011
Gewebefilter	1.703.505	1.636.523
Biodieselmäscher	685.148	656.181
Druckwasserwäscher	2.506.641	2.400.660
Synthesegas Kompressor	4.624.673	4.354.943
CO-Shift-Reaktor	542.782	834.060
ZnO-Bett	29.803	28.019
Teilsumme	14.786.835	13.825.799
H₂-Produktion		
Kondensation	2.543.862	-
PSA	3.102.309	-
H ₂ -Kompressor	4.660.674	-
Teilsumme	10.306.846	-
SNG-Produktion		
Methanisierungsreaktor	-	2.581.072
Kondensation	-	1.114.566
PSA	-	3.347.010
SNG-Kompressor	-	2.657.432
Teilsumme	-	9.700.080
Stromproduktion		
BHKW	974.056	974.056
Dampferzeuger	1.611.465	1.179.015
ND Dampfturbine	742.506	529.127
HD Dampfturbine	194.655	-
Teilsumme	3.522.682	2.682.198
Abwasserbehandlung	177.423	177.423
Geländeerschließung	624.000	624.000
Teilsumme	801.423	801.423
Zwischensumme	56.003.283	53.594.998
Projektierungskosten ¹⁾	1.680.098	1.607.850
Unvorhergesehenes ²⁾	2.800.164	2.679.750
Investitionskosten	60.483.546	57.882.597

BWL (Brennstoffwärmeleistung), S (Winterweizenstroh), AER (Absorption Enhanced Reforming), SNG (Substitute Natural Gas), ZnO (Zinkoxid), PSA (Pressure Swing Adsorption), ND (Niederdruck), HD (Hochdruck)

¹⁾ 3 % der Investitionskosten (/Lange 2008/)

²⁾ 5 % der Investitionskosten (/Lange 2008/)

Tabelle G-24: Investitionskosten für die Produktion von H₂ und SNG mit einem AER-Vergaser aus Waldrestholz (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/, /Hamelinck et al. 2004/, /Lange 2008/, /Tijmensen et al. 2002/, /Vogel et al. 2007/)

[€ ₂₀₁₀]	WRH-AER-H ₂	WRH-C-SNG
BWL [MW]	50	50
AER-Vergaser		
Förderbänder	114.400	114.400
Pneumatische Förderung	343.200	343.200
Schlagzerspanner	228.800	228.800
Querstrommühle	156.000	156.000
Trommeltrockner	2.558.400	2.558.400
Hilfsbetriebsanlagen	408.096	408.096
Lagerhalle WRH	759.200	759.200
Silo Holzpartikel	80.000	80.000
Vergaser	11.662.512	11.662.512
Wärmetauscher	3.554.648	3.554.648
Dampferzeuger	1.655.776	1.655.776
Luftvorwärmer	1.425.843	1.425.843
Teilsumme	22.946.875	22.946.875
Synthesegasreinigung und -konditionierung		
Wärmetauscher	2.818.633	1.800.676
Heißgaszyklon	1.211.221	1.160.011
Gewebefilter	1.703.505	1.636.523
Biodieselwäscher	685.148	656.181
Druckwasserwäscher	2.506.641	2.400.660
Synthesegas Kompressor	4.624.673	4.354.943
CO-Shift-Reaktor	542.782	834.060
ZnO-Bett	29.803	28.019
Teilsumme	14.122.406	12.871.074
H₂-Produktion		
Kondensation	2.543.862	-
PSA	3.102.309	-
H ₂ -Kompressor	4.660.674	-
Teilsumme	10.306.846	-
SNG-Produktion		
Methanisierungsreaktor	-	2.581.072
Kondensation	-	1.114.566
PSA	-	3.347.010
SNG-Kompressor	-	2.657.432
Teilsumme	-	9.700.080
Stromproduktion		
BHKW	974.056	283.331
Dampferzeuger	1.215.227	668.632
ND Dampfturbine	663.365	607.091
HD Dampfturbine	237.835	-
Teilsumme	3.090.483	1.559.053
Abwasserbehandlung	177.423	177.423
Geländeerschließung	624.000	624.000
Teilsumme	801.423	801.423
Zwischensumme	51.268.034	47.878.506
Projektierungskosten ¹⁾	1.538.041	1.436.355
Unvorhergesehenes ²⁾	2.563.402	2.393.925
Investitionskosten	55.369.477	51.708.786

BWL (Brennstoffwärmeleistung), WRH (Waldrestholz), AER (Absorption Enhanced Reforming), SNG (Substitute Natural Gas), ZnO (Zinkoxid), PSA (Pressure Swing Adsorption), ND (Niederdruck), HD (Hochdruck)

¹⁾ 3 % der Investitionskosten (/Lange 2008/)

²⁾ 5 % der Investitionskosten (/Lange 2008/)

Tabelle G-25: Investitionskosten für die Produktion von H₂ und SNG mit einem AER-Vergaser aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen (eigene Berechnungen basierend auf /Beiermann 2010/, /Hamelinck 2004/, /Hamelinck et al. 2004/, /Lange 2008/, /Tijmensen et al. 2002/, /Vogel et al. 2007/)

[€ ₂₀₁₀]	W-AER-H ₂	W-C-SNG
BWL [MW]	50	50
AER-Vergaser		
Förderbänder	114.400	114.400
Pneumatische Förderung	343.200	343.200
Schlagzerspanner	228.800	228.800
Querstrommühle	156.000	156.000
Trommeltrockner	2.558.400	2.558.400
Hilfsbetriebsanlagen	408.096	408.096
Lagerhalle W	759.200	759.200
Silo Holzpartikel	80.000	80.000
Vergaser	11.662.512	11.662.512
Wärmetauscher	3.417.688	3.417.688
Dampferzeuger	1.571.265	1.571.265
Luftvorwärmer	1.370.906	1.370.906
Teilsumme	22.670.466	22.670.466
Synthesegasreinigung und -konditionierung		
Wärmetauscher	2.927.102	2.467.527
Heißgaszyklon	1.211.221	1.160.011
Gewebefilter	1.703.505	1.636.523
Biodieselmäscher	685.148	656.181
Druckwasserwäscher	2.506.641	2.400.660
Synthesegas Kompressor	4.624.673	4.354.943
CO-Shift-Reaktor	542.782	834.060
ZnO-Bett	29.803	28.019
Teilsumme	14.230.875	13.537.925
H₂-Produktion		
Kondensation	2.543.862	-
PSA	3.102.309	-
H ₂ -Kompressor	4.660.674	-
Teilsumme	10.306.846	-
SNG-Produktion		
Methanisierungsreaktor	-	2.581.072
Kondensation	-	1.114.566
PSA	-	3.347.010
SNG-Kompressor	-	2.657.432
Teilsumme	-	9.700.080
Stromproduktion		
BHKW	283.331	283.331
Dampferzeuger	1.277.978	1.017.706
ND Dampfturbine	376.343	543.518
HD Dampfturbine	320.593	-
Teilsumme	2.258.243	1.844.554
Abwasserbehandlung	177.423	177.423
Geländeerschließung	624.000	624.000
Teilsumme	801.423	801.423
Zwischensumme	50.267.854	48.554.449
Projektierungskosten ¹⁾	1.508.036	1.456.633
Unvorhergesehenes ²⁾	2.513.393	2.427.722
Investitionskosten	54.289.282	52.438.805

BWL (Brennstoffwärmeleistung), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), AER (Absorption Enhanced Reforming), SNG (Substitute Natural Gas), ZnO (Zinkoxid), PSA (Pressure Swing Adsorption), ND (Niederdruck), HD (Hochdruck)

¹⁾ 3 % der Investitionskosten (/Lange 2008/)

²⁾ 5 % der Investitionskosten (/Lange 2008/)

Tabelle G-26: Produktionskosten von H₂ und SNG aus Winterweizenstroh, Waldrestholz und Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in einem AER-Vergaser für das Jahr 2010 (WTT)

[€ ₂₀₁₀ /GJ _{KS}]	S-AER-H ₂	S-AER-SNG	WRH-AER-H ₂	WRH-AER-SNG	W-AER-H ₂	W-AER-SNG
Kapitalkosten	8,82	7,00	8,07	6,26	7,91	6,34
Personalkosten	2,96	2,45	2,96	2,45	2,96	2,45
Instandhaltungskosten	3,97	3,17	3,08	2,38	3,02	2,42
Versicherungen	0,93	0,74	0,86	0,66	0,84	0,67
Hilfs- und Betriebsstoffe	0,60	0,48	0,46	0,36	0,45	0,36
Sonstige Kosten	0,93	0,74	0,86	0,66	0,84	0,67
Biomasse Bereitstellungskosten	9,19	7,63	12,42 ¹⁾ 11,09 ²⁾	10,31 ¹⁾ 9,20 ²⁾	13,66	11,34
Stromkosten	4,22	2,59	3,93	2,35	3,87	2,29
Frischwasserkosten	0,33	0,27	0,32	0,26	0,31	0,25
Abwasserkosten	0,47	0,39	0,46	0,38	0,44	0,36
Kosten RME	0,44	0,36	0,44	0,36	0,44	0,36
Kosten CaO	0,88	0,73	0,85	0,71	0,80	0,66
Kosten ZnO	0,03	0,02	0,03	0,02	0,03	0,02
Kraftstofftransportkosten frei Tankstelle	36,95 ³⁾ 10,89 ⁴⁾	5,35	36,95 ³⁾ 10,89 ⁴⁾	5,35	36,95 ³⁾ 10,89 ⁴⁾	5,35
Gutschrift Stromproduktion	-4,02	-0,91	-3,74	-0,66	-4,02	-0,84
Gesamt	66,68¹⁾ 40,62²⁾	31,01	67,94^{1),3)} 41,87^{1),4)} 66,61^{2),3)} 40,54^{2),4)}	31,86¹⁾ 30,75²⁾	68,48³⁾ 42,42⁴⁾	32,73

S (Winterweizenstroh), WRH (Waldrestholz), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), AER (Absorption Enhanced Reforming), SNG (Substitute Natural Gas), RME (Rapsmethylester), CaO (Calciumoxid), ZnO (Zinkoxid)

¹⁾ vollmechanisiert

²⁾ teilmechanisiert

³⁾ LKW Transport

⁴⁾ Pipelinetransport

Anhang H

Sensitivitätsanalyse der Kraftstoffproduktionskosten für das Jahr 2010 (WTT)

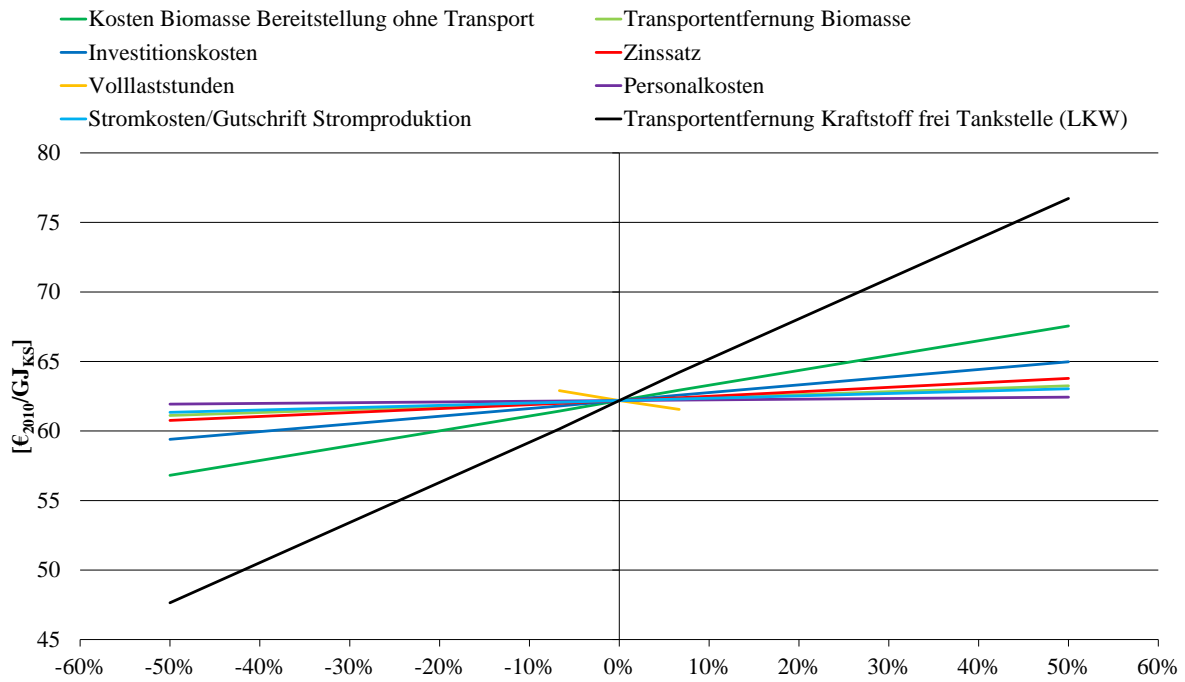


Abb. H-1: Sensitivitätsanalyse der Kraftstoffproduktionskosten bei der H₂-Produktion (LKW Transport) aus Weiden aus Kurzumtriebsplantagen in einer zentralen Torrefizierung mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTT)

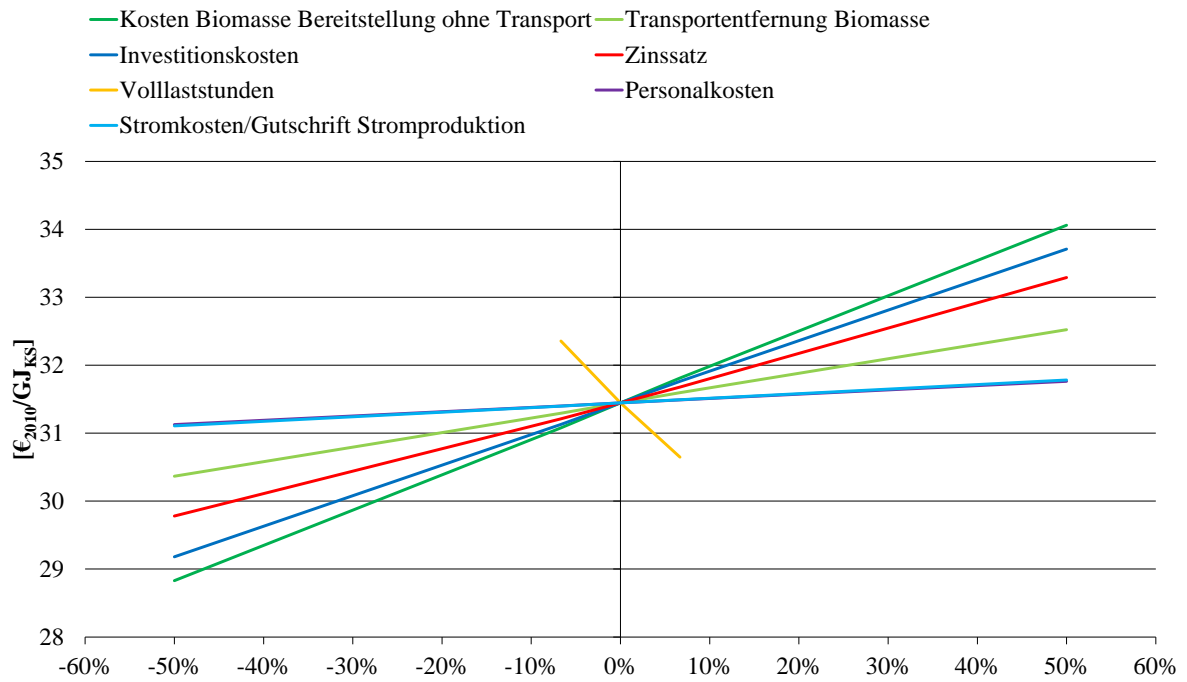


Abb. H-2: Sensitivitätsanalyse der Kraftstoffproduktionskosten bei der SNG-Produktion aus Waldrestholz (teilmechanisiert) mit einem CHOREN Carbo-V[®]-Vergaser für das Jahr 2010 (WTT)

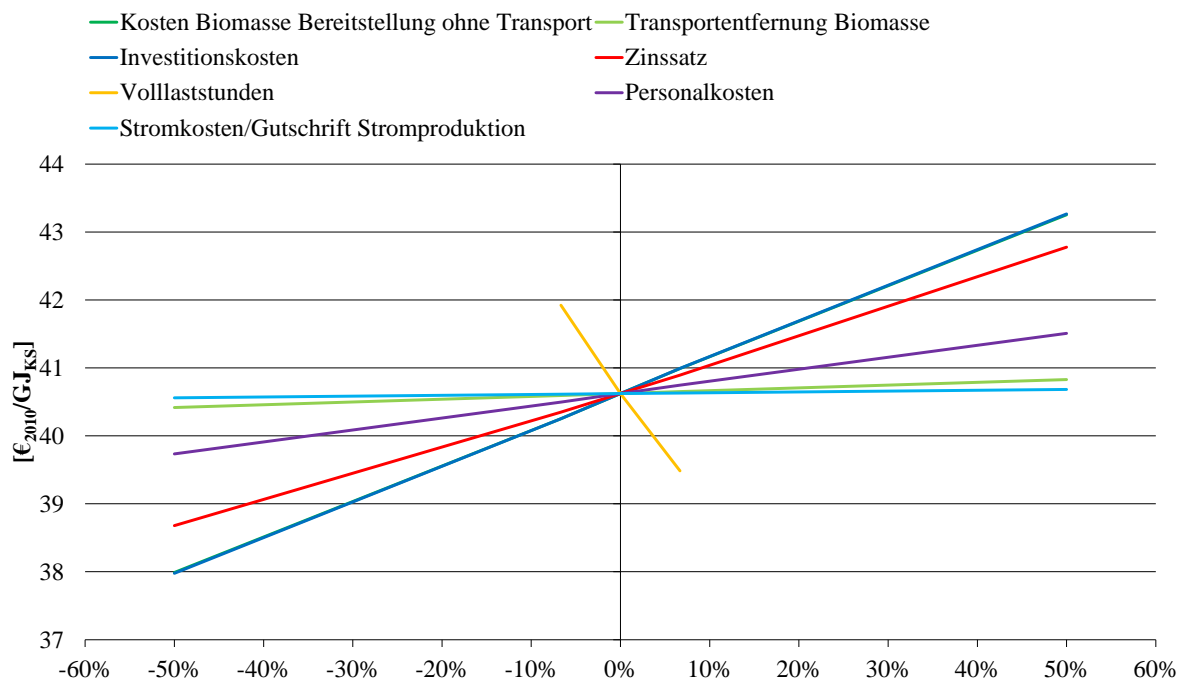


Abb. H-3: Sensitivitätsanalyse der Kraftstoffproduktionskosten bei der H₂- (Pipelinetransport) Produktion aus Winterweizenstroh mit einem AER-Vergaser für das Jahr 2010 (WTT)

Anhang I

Gesamtkosten der Referenz- und der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe für das Jahr 2010 (WTW)

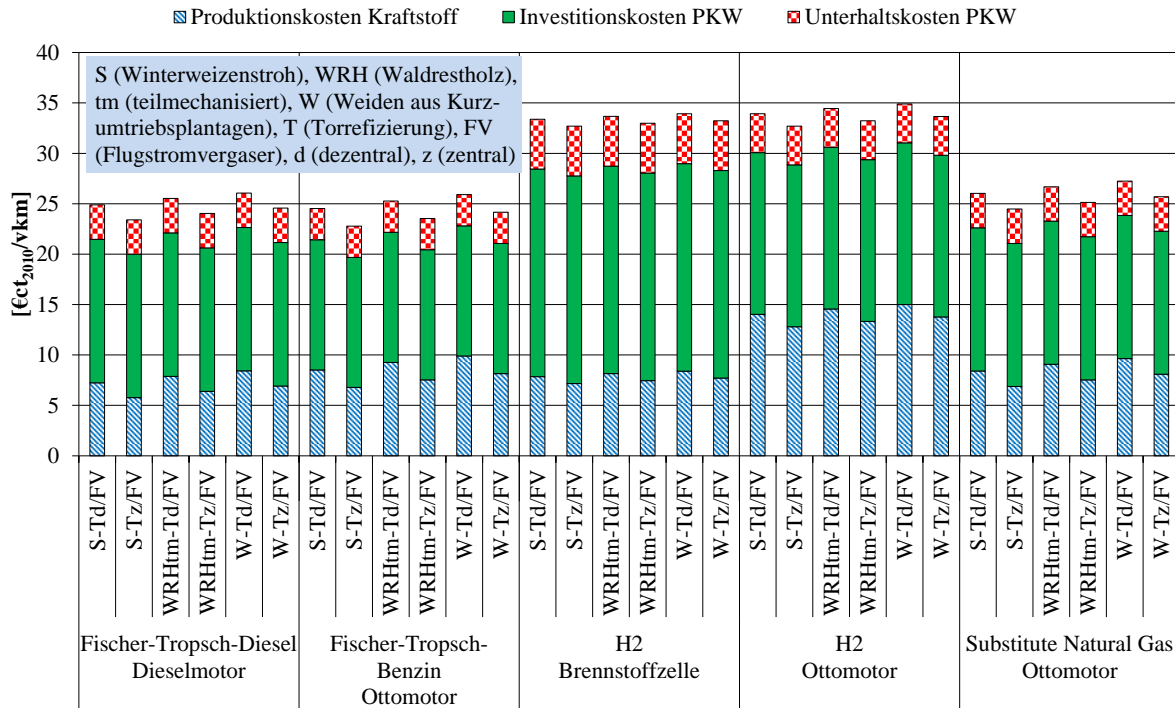


Abb. I-1: Gesamtkosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG in einer Torrefizierung mit Flugstromvergaser für unterschiedliche PKW mit 75 kW für das Jahr 2010 (WTW)

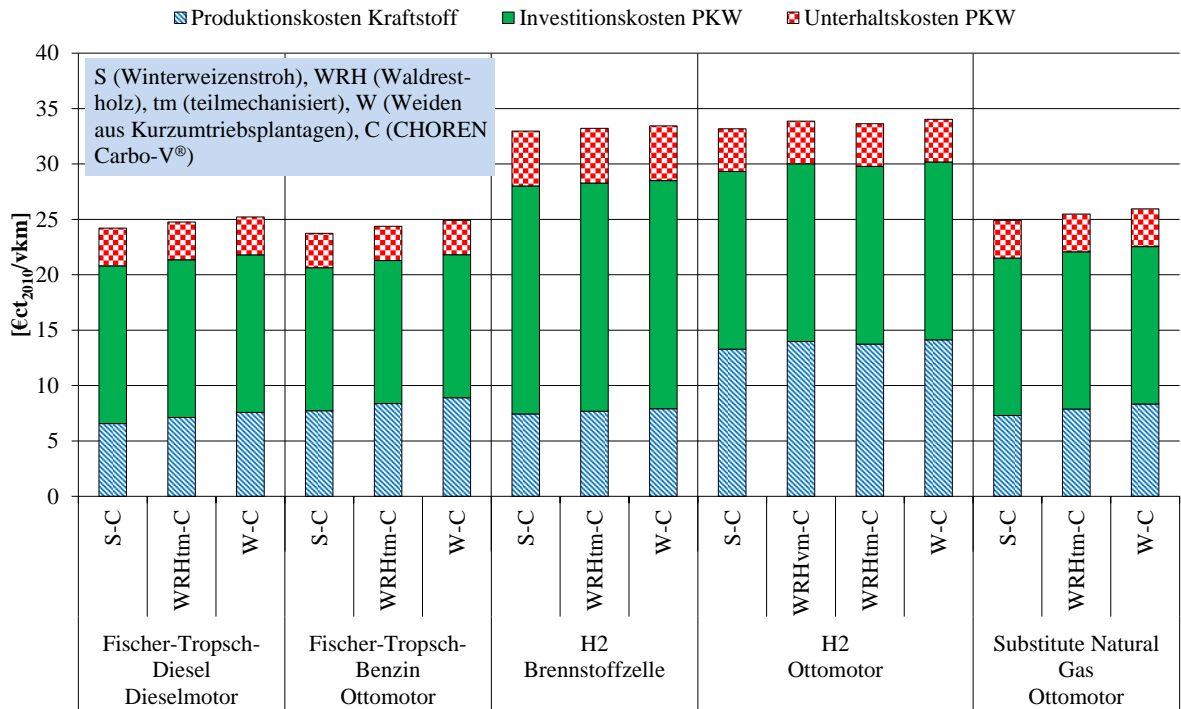


Abb. I-2: Gesamtkosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG in einem CHOREN Carbo-V®-Vergaser für unterschiedliche PKW mit 75 kW für das Jahr 2010 (WTW)

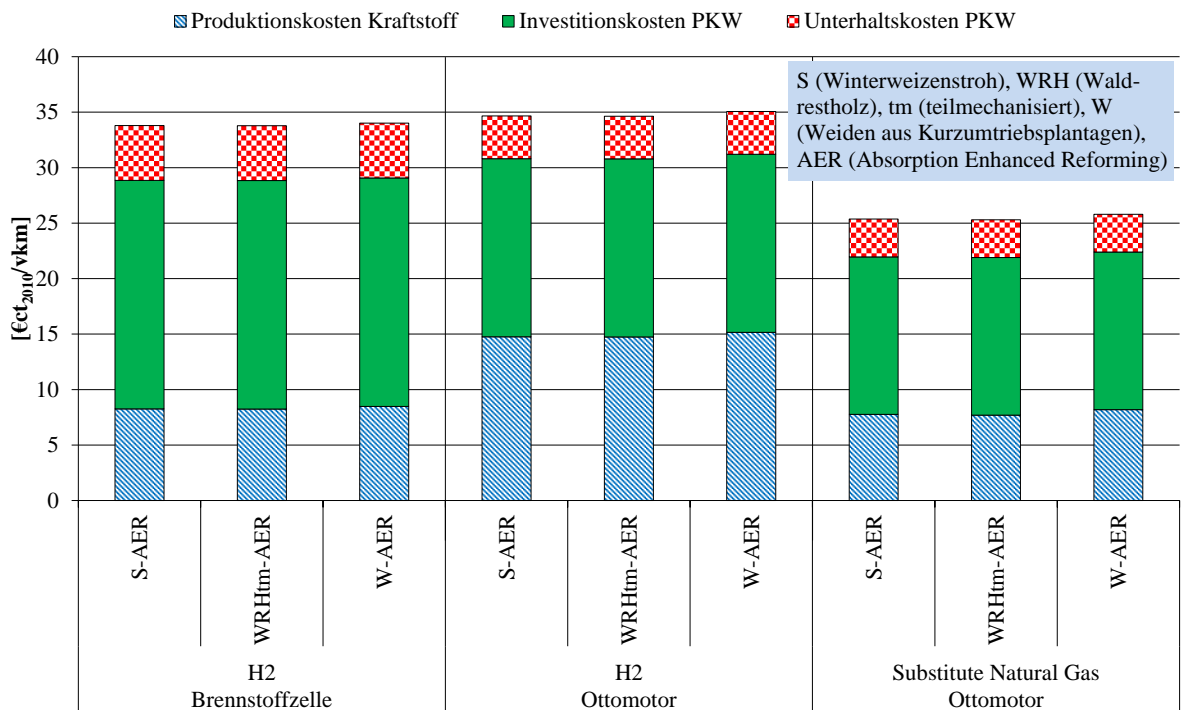
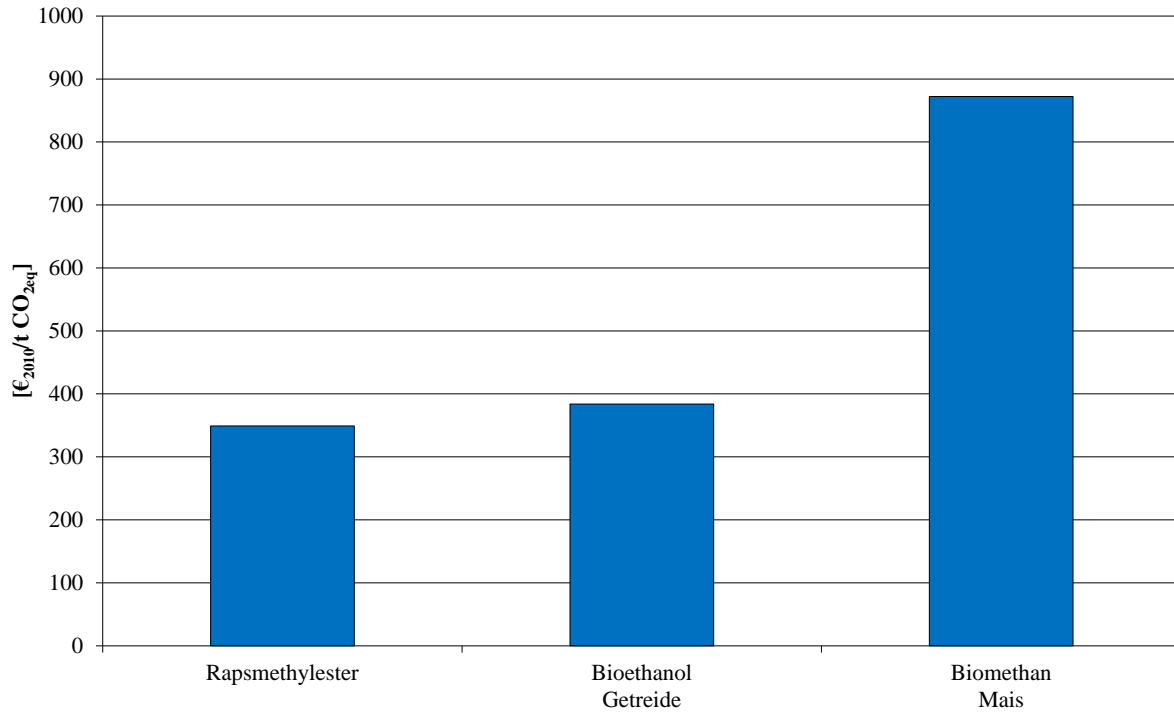


Abb. I-3: Gesamtkosten von H₂ und SNG in einem AER-Vergaser für unterschiedliche PKW mit 75 kW für das Jahr 2010 (WTW)

Anhang J**CO_{2eq}-Vermeidungskosten der Bioreferenzkraftstoffe und der thermochemisch erzeugten Kraftstoffe für das Jahr 2010 (WTW)****Abb. J-1:** CO_{2eq}-Vermeidungskosten der Bioreferenzkraftstoffe für das Jahr 2010 (WTW)

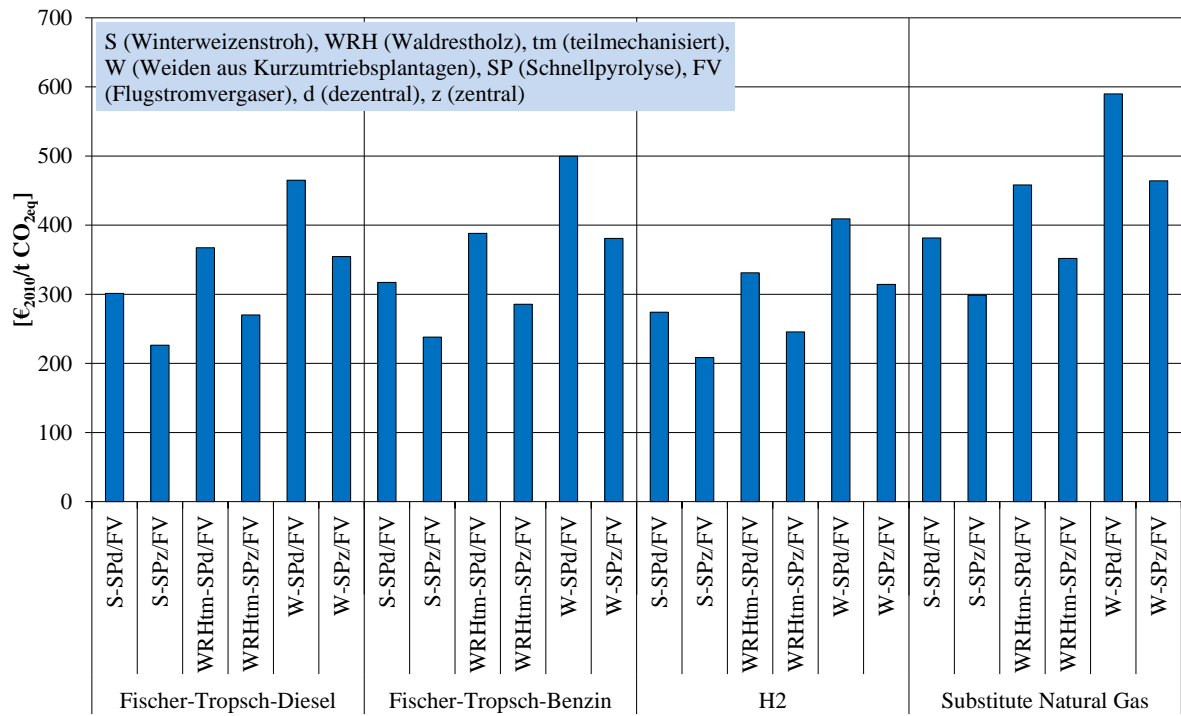


Abb. J-2: CO_{2eq}-Vermeidungskosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG in einer Schnellpyrolyse mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTW)

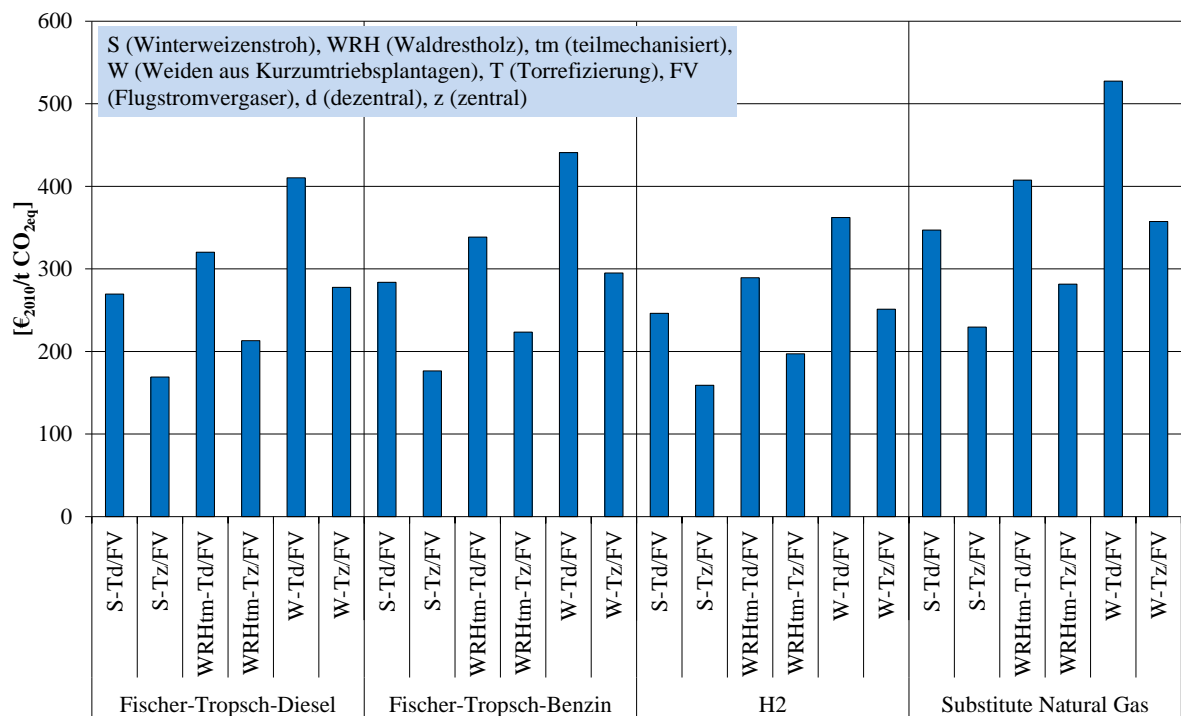


Abb. J-3: CO_{2eq}-Vermeidungskosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG in einer Torrefizierung mit Flugstromvergaser für das Jahr 2010 (WTW)

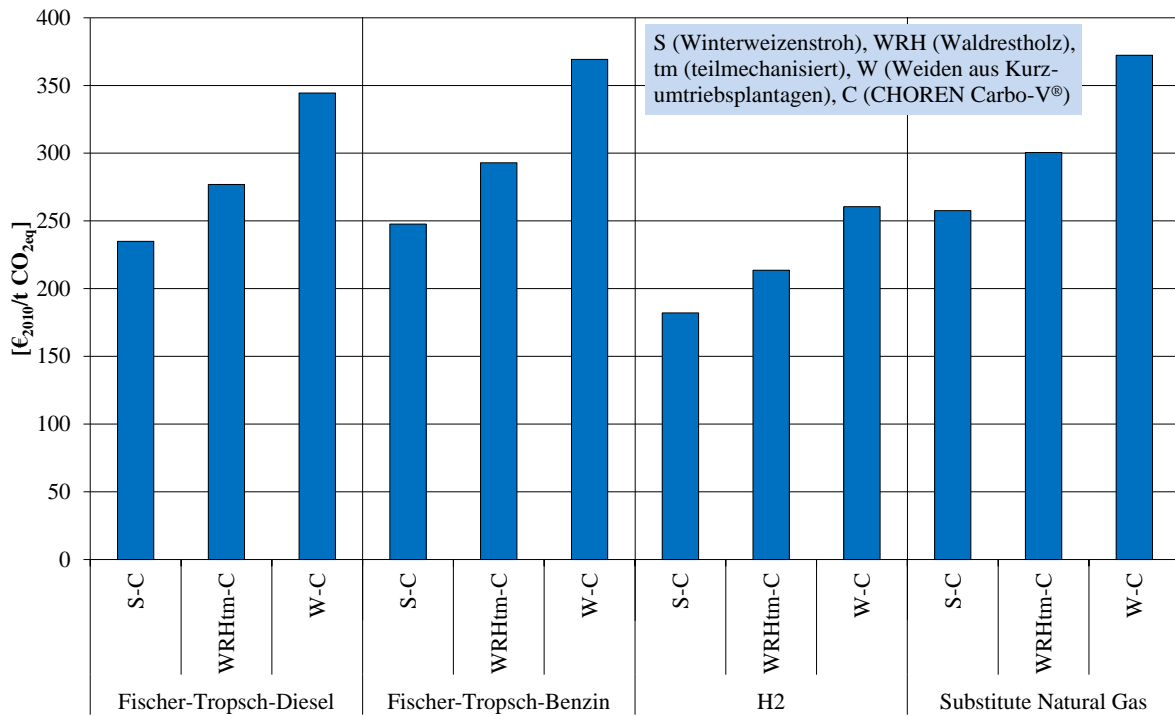


Abb. J-4: CO_{2eq}-Vermeidungskosten von Fischer-Tropsch-Diesel bzw. -Benzin, H₂ und SNG in einem CHOREN Carbo-V®-Vergaser für das Jahr 2010 (WTW)

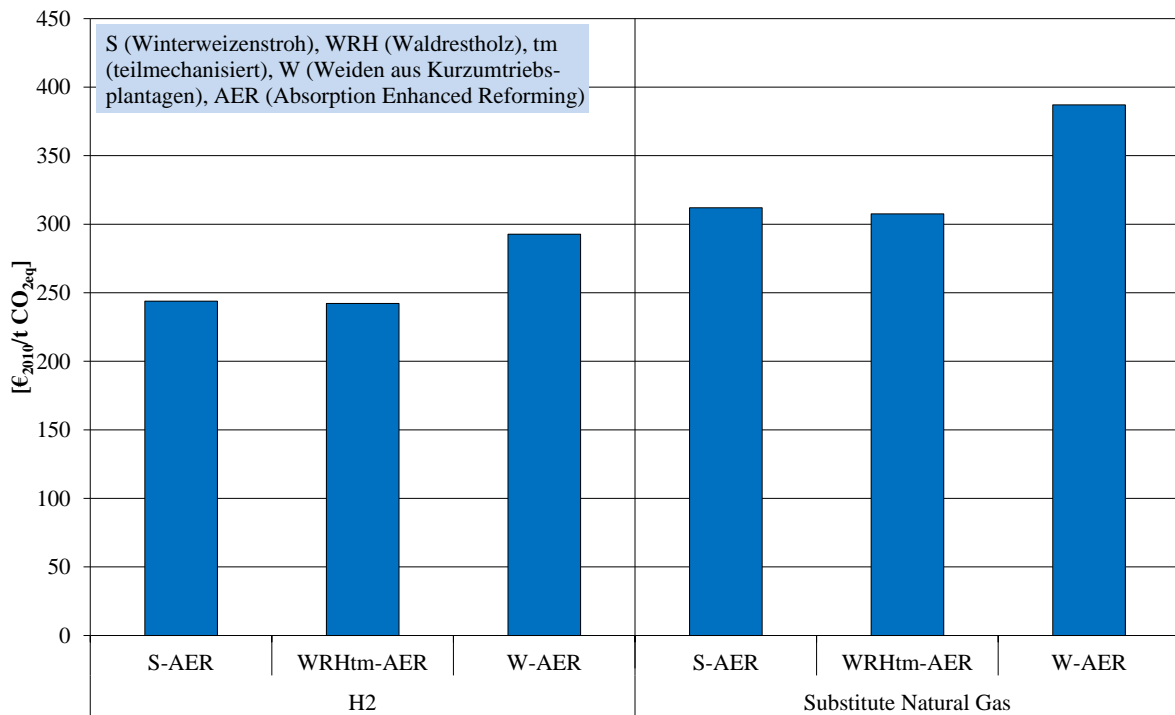


Abb. J-5: CO_{2eq}-Vermeidungskosten von H₂ und SNG in einem AER-Vergaser für das Jahr 2010 (WTW)

Anhang K

Anlegbare Produktionskosten frei Tankstelle von thermochemisch erzeugten Kraftstoffen für das Jahr 2050

Tabelle K-1: Anlegbare Produktionskosten für Fischer-Tropsch-Benzin in Abhängigkeit des CO_{2eq}-Preises sowie des Rohölpreises für das Jahr 2050 (WTT)

Rohölpreis [$\$/_{2010}/\text{bbl}$]		100	150	200	250	
		Fischer-Tropsch-Benzin Produktionskosten (S-Tz/FV) [$\text{€}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$]¹⁾				
CO _{2eq} -Preis [$\text{€}_{2010}/\text{t CO}_{2\text{eq}}$]	10	16,6	23,4	30,3	37,2	
	50	19,8	26,7	33,6	40,5	
	100	23,9	30,8	37,7	44,6	
	150	30,0	34,9	41,8	48,6	
	200	32,1	38,9	45,8	52,7	
	250	36,1	43,0	49,9	56,8	
			Fischer-Tropsch-Benzin Produktionskosten (W-SPd/FV) [$\text{€}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$]²⁾			
	10	16,4	23,3	30,2	37,1	
	50	19,1	25,9	32,8	39,7	
	100	22,4	29,3	36,1	43,0	
	150	25,7	32,6	39,5	46,3	
	200	29,0	35,9	42,8	49,7	
	250	32,3	39,2	46,1	53,0	

¹⁾ 4,0 g CO_{2eq}/MJ_{KS} (WTW-Analyse) (siehe Anhang E, Abb. E-8)

²⁾ 19,3 g CO_{2eq}/MJ_{KS} (WTW-Analyse) (siehe Anhang E, Abb. E-8)

S (Winterweizenstroh), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), T (Torrefizierung), SP (Schnellpyrolyse), d (dezentral), z (zentral), FV (Flugstromvergaser)

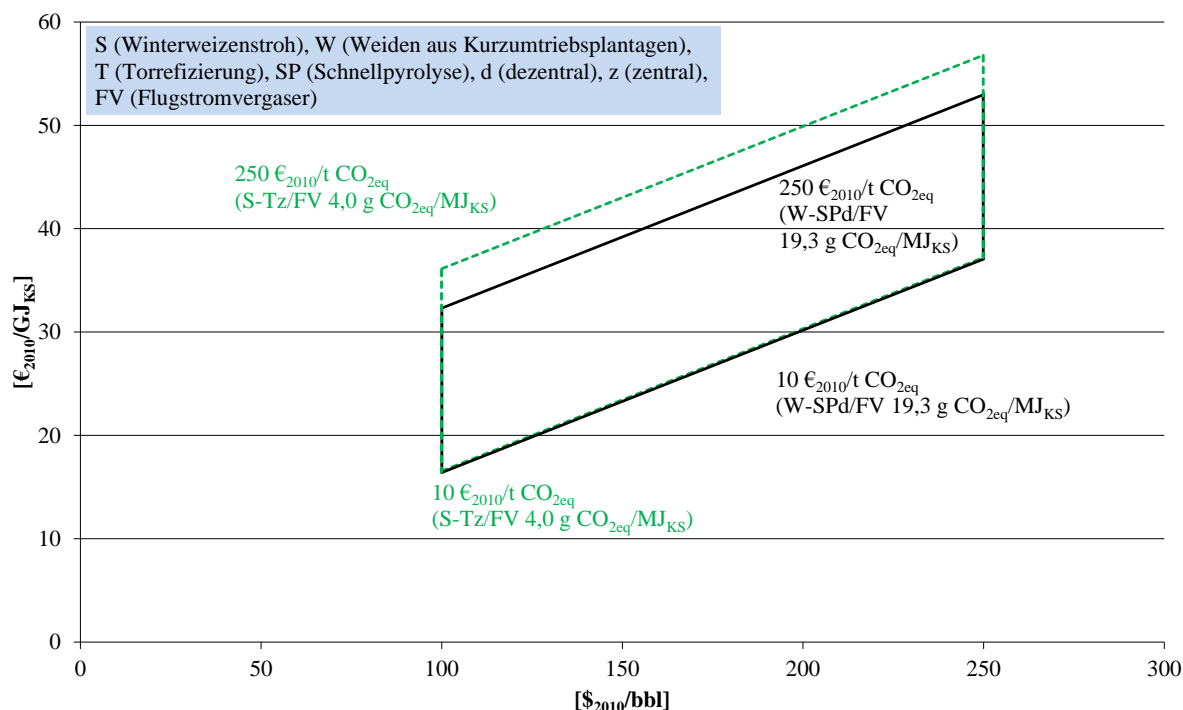


Abb. K-1: Anlegbare Produktionskosten für Fischer-Tropsch-Benzin in Abhängigkeit des CO_{2eq}-Preises sowie des Rohölpreises für das Jahr 2050 (WTT)

Tabelle K-2: Anlegbare Produktionskosten für H₂ (Pipelinetransport) in Abhängigkeit des CO_{2eq}-Preises sowie des Einfuhrpreises von Erdgas für das Jahr 2050 (WTT)

Erdgaspreis [€ ₂₀₁₀ /GJ _{Erdgas}]		6	8	10	15	20
CO _{2eq} -Preis [€ ₂₀₁₀ /t CO _{2eq}]	H₂-Produktionskosten (S-Tz/FV) [€₂₀₁₀/GJ_{KS}]¹⁾					
	10	19,7	22,2	24,7	31,0	37,2
	50	22,8	25,3	27,8	34,0	40,3
	100	26,6	29,1	31,6	37,8	44,1
	150	30,4	32,9	35,4	41,7	47,9
	200	34,2	36,7	39,2	45,5	51,7
	250	38,1	40,6	43,1	49,3	55,6
	H₂-Produktionskosten (W-SPd/FV) [€₂₀₁₀/GJ_{KS}]²⁾					
	10	19,6	22,1	24,6	30,8	37,1
	50	22,2	24,7	27,2	33,4	39,7
	100	25,4	27,9	30,4	36,7	42,9
	150	28,6	31,1	33,6	39,9	46,1
200	31,9	34,4	36,9	43,1	49,4	
250	35,1	37,6	40,1	46,3	52,6	

¹⁾ 6,0 g CO_{2eq}/MJ_{KS} (WTW-Analyse) (siehe Anhang E, Abb. E-2)

²⁾ 17,9 g CO_{2eq}/MJ_{KS} (WTW-Analyse) (siehe Anhang E, Abb. E-8)

S (Winterweizenstroh), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), T (Torrefizierung), SP (Schnellpyrolyse), d (dezentral), z (zentral), FV (Flugstromvergaser)

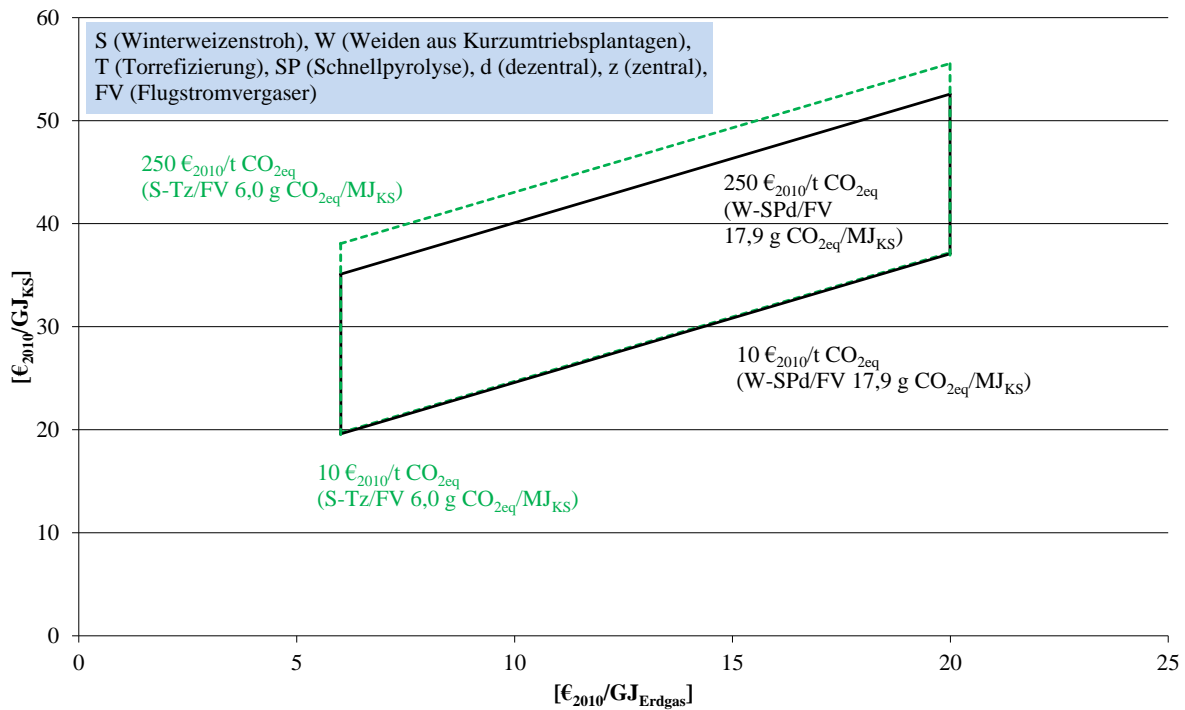


Abb. K-2: Anlegbare Produktionskosten für H₂ (Pipelinetransport) in Abhängigkeit des CO_{2eq}-Preises sowie des Einfuhrpreises von Erdgas für das Jahr 2050 (WTT)

Tabelle K-3: Anlegbare Produktionskosten für SNG in Abhängigkeit des CO_{2eq}-Preises sowie des Einfuhrpreises von Erdgas für das Jahr 2050 (WTT)

Erdgaspreis [$\text{€}_{2010}/\text{GJ}_{\text{Erdgas}}$]		6	8	10	15	20
		SNG-Produktionskosten (S-Tz/FV) [$\text{€}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$]¹⁾				
CO _{2eq} -Preis [$\text{€}_{2010}/\text{t CO}_{2\text{eq}}$]	10	12,9	14,9	16,9	21,9	26,9
	50	15,9	17,9	19,9	24,9	29,9
	100	19,5	21,5	23,5	28,5	33,5
	150	23,2	25,2	27,2	32,2	37,2
	200	26,8	28,8	30,8	35,8	40,8
	250	30,5	32,5	34,5	39,5	44,5
	SNG-Produktionskosten (W-SPd/FV) [$\text{€}_{2010}/\text{GJ}_{\text{KS}}$]²⁾					
	10	12,8	14,8	16,8	21,8	26,8
	50	13,2	17,2	19,2	24,2	29,2
	100	18,2	20,2	22,2	27,2	32,2
150	21,2	23,2	25,2	30,2	35,2	
200	24,2	26,2	28,2	33,2	38,2	
250	27,2	29,2	31,2	36,2	41,2	

¹⁾ 5,1 g CO_{2eq}/MJ_{KS} (WTW-Analyse) (siehe Anhang E, Abb. E-8)

²⁾ 18,3 g CO_{2eq}/MJ_{KS} (WTW-Analyse) (siehe Anhang E, Abb. E-8)

S (Winterweizenstroh), W (Weiden aus Kurzumtriebsplantagen), T (Torrefizierung), SP (Schnellpyrolyse), d (dezentral), z (zentral), FV (Flugstromvergaser)

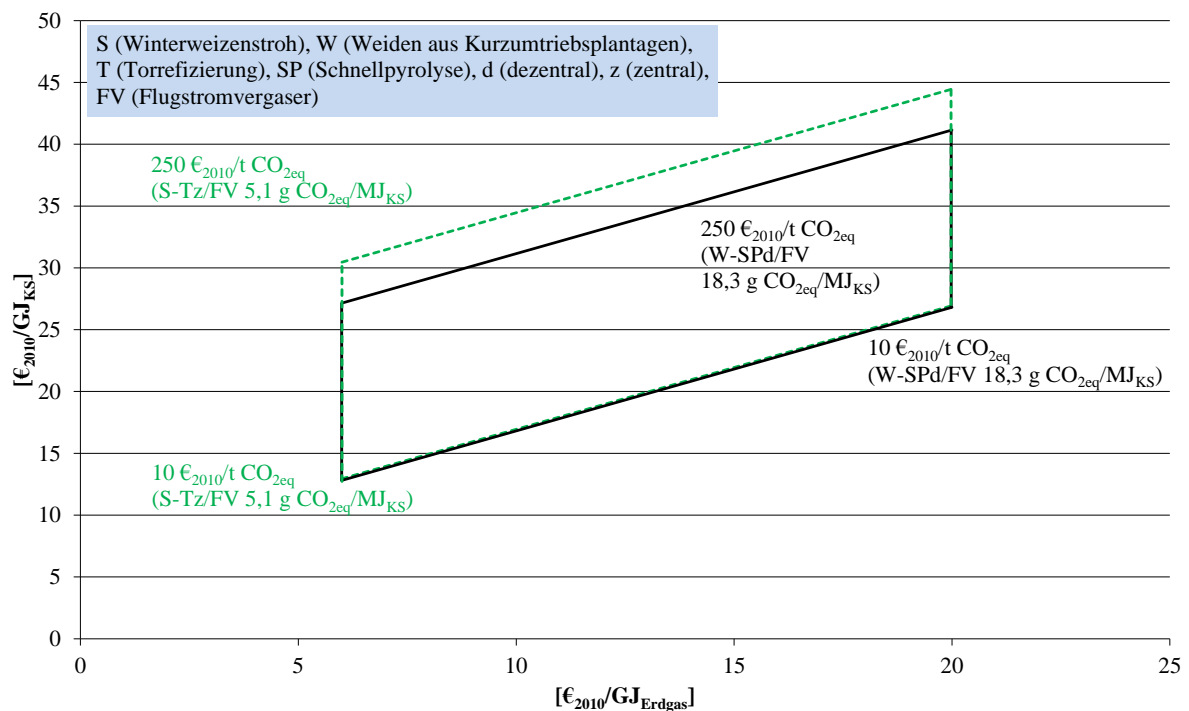


Abb. K-3: Anlegbare Produktionskosten für SNG in Abhängigkeit des CO_{2eq}-Preises sowie des Einfuhrpreises von Erdgas für das Jahr 2050 (WTT)

Forschungsberichte des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

Bezugsadresse: Universität Stuttgart
Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung
- Bibliothek -
D-70550 Stuttgart

Tel.: 0711 / 685 87861
Fax: 0711 / 685 87873
E-Mail: bib@ier.uni-stuttgart.de

Bestellungen sind auch über Internet möglich:

<http://www.ier.uni-stuttgart.de>

- Band 122 M. Henßler
Ganzheitliche Analyse thermochemischer Verfahren bei der Nutzung fester Biomasse zur Kraftstoffproduktion in Deutschland
April 2015, 243 Seiten, 15 €
- Band 121 B. Fais
Modelling policy instruments in energy system models - the example of renewable electricity generation in Germany
Januar 2015, 194 Seiten, 15 €
- Band 120 M. Blesl
Kraft-Wärme-Kopplung im Wärmemarkt Deutschlands und Europas – eine Energiesystem- und Technikanalyse
August 2014, 204 Seiten, 15 €
- Band 119 S. Kempe
Räumlich detaillierte Potenzialanalyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland mit einem hoch aufgelösten Energiesystemmodell
Juli 2014, 204 Seiten, 15 €
- Band 118 B. Thiruchittampalam
Entwicklung und Anwendung von Methoden und Modellen zur Berechnung von räumlich und zeitlich hochaufgelösten Emissionen in Europa
April 2014, 238 Seiten, 15 €
- Band 117 T. Kober
Energiewirtschaftliche Anforderungen an neue fossil befeuerte Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung im liberalisierten europäischen Elektrizitätsmarkt
März 2014, 158 Seiten, 15 €

- Band 116 S. Wissel
Ganzheitlich-integrierte Betrachtung der Kernenergie im Hinblick auf eine nachhaltige Energieversorgung
Februar 2014, 230 Seiten, 15 €
- Band 115 R. Kuder
Energieeffizienz in der Industrie – Modellgestützte Analyse des effizienten Energieeinsatzes in der EU-27 mit Fokus auf den Industriesektor
Februar 2014, 286 Seiten, 15 €
- Band 114 J. Tomaschek
Long-term optimization of the transport sector to address greenhouse gas reduction targets under rapid growth – Application of an energy system model for Gauteng province, South Africa
Dezember 2013, 263 Seiten, 15 €
- Band 113 B. Rühle
Kosten regionaler Energie- und Klimapolitik - Szenarioanalysen mit einem Energiesystemmodell auf Bundesländerebene
November 2013, 196 Seiten, 15 €
- Band 112 N. Sun
Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes - Kraftwerkeinsatzplanung und -investitionen
August 2013, 173 Seiten, 15 €
- Band 111 J. Lambauer
Auswirkungen von Basisinnovationen auf die Energiewirtschaft und die Energienachfrage in Deutschland - Am Beispiel der Nano und Biotechnologie
März 2013, 303 Seiten, 15 €
- Band 110 R. Barth
Ökonomische und technisch-betriebliche Auswirkungen verteilter Elektrizitätserzeugung in Verteilungsnetzen - eine modellgestützte Analyse am Beispiel eines Mittelspannungsnetzes
März 2013, 234 Seiten, 15 €
- Band 109 D. Bruchof
Energiewirtschaftliche Verkehrsstrategie - Möglichkeiten und Grenzen alternativer Kraftstoffe und Antriebe in Deutschland und der EU-27
März 2012, 226 Seiten, 15 €
- Band 108 E. D. Özdemir
The Future Role of Alternative Powertrains and Fuels in the German Transport Sector - A model based scenario analysis with respect to technical, economic and environmental aspects with a focus on road transport
Januar 2012, 194 Seiten, 15 €

- Band 107 U. Kugler
Straßenverkehrsemissionen in Europa - Emissionsberechnung und Bewertung von Minderungsmaßnahmen
Januar 2012, 236 Seiten, 15 €
- Band 106 M. Blesl, D. Bruchof, U. Fahl, T. Kober, R. Kuder, B. Götz, A. Voß
Integrierte Szenarioanalysen zu Energie- und Klimaschutzstrategien in Deutschland in einem Post-Kyoto-Regime
Februar 2011, 200 Seiten, 15 €
- Band 105 O. Mayer-Spohn
Parametrised Life Cycle Assessment of Electricity Generation in Hard-Coal-Fuelled Power Plants with Carbon Capture and Storage
Dezember 2009, 210 Seiten, 15 €
- Band 104 A. König
Ganzheitliche Analyse und Bewertung konkurrierender energetischer Nutzungspfade für Biomasse im Energiesystem Deutschland bis zum Jahr 2030
Juli 2009, 194 Seiten, 15 €
- Band 103 C. Kruck
Integration einer Stromerzeugung aus Windenergie und Speichersystemen unter besonderer Berücksichtigung von Druckluft-Speicherkraftwerken
Mai 2008, 162 Seiten, 13 €
- Band 102 U. Fahl, B. Rühle, M. Blesl, I. Ellersdorfer, L. Eltrop, D.-C. Harlinghausen, R. Küster, T. Rehrl, U. Remme, A. Voß
Energieprognose Bayern 2030
Oktober 2007, 296 Seiten, 18 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 101 U. Remme, M. Blesl, U. Fahl
Global resources and energy trade: An overview for coal, natural gas, oil and uranium
Juli 2007, 108 Seiten, 10 €
- Band 100 S. Eckardt
Energie- und Umweltmanagement in Hotels und Gaststätten: Entwicklung eines Softwaretools zur systematischen Prozessanalyse und Managementunterstützung
Mai 2007, 152 Seiten, 13 €
- Band 99 U. Remme
Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell
August 2006, 336 Seiten, 20 €
- Band 98 L. Eltrop, J. Moerschner, M. Härdlein, A. König
Bilanz und Perspektiven der Holzenergienutzung in Baden-Württemberg
Mai 2006, 102 Seiten, 10 €

- Band 97 B. Frey
Modellierung systemübergreifender Energie- und Kohlenstoffbilanzen in Entwicklungsländern
Mai 2006, 148 Seiten, 13 €
- Band 96 K. Sander
Potenziale und Perspektiven stationärer Brennstoffzellen
Juni 2004, 256 Seiten, 18 €
- Band 95 M. A. dos Santos Bernardes
Technische, ökonomische und ökologische Analyse von Aufwindkraftwerken
März 2004, 228 Seiten, 15 €
- Band 94 J. Bagemihl
Optimierung eines Portfolios mit hydro-thermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt
Februar 2003, 138 Seiten, 10 €
- Band 93 A. Stuible
Ein Verfahren zur graphentheoretischen Dekomposition und algebraischen Reduktion von komplexen Energiesystemmodellen
November 2002, 156 Seiten, 13 €
- Band 92 M. Blesl
Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs
August 2002, 282 Seiten, 18 €
- Band 91 S. Briem, M. Blesl, M. A. dos Santos Bernardes, U. Fahl, W. Krewitt, M. Nill, S. Rath-Nagel, A. Voß
Grundlagen zur Beurteilung der Nachhaltigkeit von Energiesystemen in Baden-Württemberg
August 2002, 138 Seiten, 10 €
- Band 90 B. Frey, M. Neubauer
Energy Supply for Three Cities in Southern Africa
Juli 2002, 96 Seiten, 8 €
- Band 89 A. Heinz, R. Hartmann, G. Hitzler, G. Baumbach
Wissenschaftliche Begleitung der Betriebsphase der mit Rapsölmethylester befeuerten Energieversorgungsanlage des Deutschen Bundestages in Berlin
Juli 2002, 212 Seiten, 15 €
- Band 88 M. Sawillion
Aufbereitung der Energiebedarfsdaten und Einsatzanalysen zur Auslegung von Blockheizkraftwerken
Juli 2002, 136 Seiten, 10 € (*z. Zt. vergriffen*)

- Band 87 T. Marheineke
Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken
Juli 2002, 222 Seiten, 15 €
- Band 86 B. Leven, C. Hoeck, C. Schaefer, C. Weber, A. Voß
Innovationen und Energiebedarf - Analyse ausgewählter Technologien und Branchen mit dem Schwerpunkt Stromnachfrage
Juni 2002, 224 Seiten, 15 €
- Band 85 E. Laege
Entwicklung des Energiesektors im Spannungsfeld von Klimaschutz und Ökonomie - Eine modellgestützte Systemanalyse
Januar 2002, 254 Seiten, 15 €
- Band 84 S. Molt
Entwicklung eines Instrumentes zur Lösung großer energiesystem-analytischer Optimierungsprobleme durch Dekomposition und verteilte Berechnung
Oktober 2001, 166 Seiten, 13 €
- Band 83 D. Hartmann
Ganzheitliche Bilanzierung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien
September 2001, 228 Seiten, 15 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 82 G. Kühner
Ein kosteneffizientes Verfahren für die entscheidungsunterstützende Umweltanalyse von Betrieben
September 2001, 210 Seiten, 15 €
- Band 81 I. Ellersdorfer, H. Specht, U. Fahl, A. Voß
Wettbewerb und Energieversorgungsstrukturen der Zukunft
August 2001, 172 Seiten, 13 €
- Band 80 B. Leven, J. Neubarth, C. Weber
Ökonomische und ökologische Bewertung der elektrischen Wärmepumpe im Vergleich zu anderen Heizungssystemen
Mai 2001, 166 Seiten, 13 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 79 R. Krüger, U. Fahl, J. Bagemihl, D. Herrmann
Perspektiven von Wasserstoff als Kraftstoff im öffentlichen Straßenpersonenverkehr von Ballungsgebieten und von Baden-Württemberg
April 2001, 142 Seiten, 13 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 78 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)
Biogenic Greenhouse Gas Emissions from Agriculture in Europe
Februar 2001, 248 Seiten, 15 € (*z. Zt. vergriffen*)

- Band 77 W. Rüffler
Integrierte Ressourcenplanung für Baden-Württemberg
 Januar 2001, 284 Seiten, 18 € (z. Zt. vergriffen)
- Band 76 S. Rivas
Ein agro-ökologisches regionalisiertes Modell zur Analyse des Brennholzversorgungssystems in Entwicklungsländern
 Januar 2001, 200 Seiten, 15 € (z. Zt. vergriffen)
- Band 75 M. Härdtlein
Ansatz zur Operationalisierung ökologischer Aspekte von "Nachhaltigkeit" am Beispiel der Produktion und Nutzung von Triticale (×Triticosecale Wittmack)-Ganzpflanzen unter besonderer Berücksichtigung der luftgetragenen N-Freisetzungen
 September 2000, 168 Seiten, 13 € (z. Zt. vergriffen)
- Band 74 T. Marheineke, W. Krewitt, J. Neubarth, R. Friedrich, A. Voß
Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Energieversorgungstechniken
 August 2000, 118 Seiten, 10 € (z. Zt. vergriffen)
- Band 73 J. Sontow
Energiewirtschaftliche Analyse einer großtechnischen Windstromerzeugung
 Juli 2000, 242 Seiten, 15 €
- Band 72 H. Hermes
Analysen zur Umsetzung rationeller Energieanwendung in kleinen und mittleren Unternehmen des Kleinverbrauchersektors
 Juli 2000, 188 Seiten, 15 € (z. Zt. vergriffen)
- Band 71 C. Schaefer, C. Weber, H. Voss-Uhlenbrock, A. Schuler, F. Oosterhuis, E. Nieuwlaar, R. Angioletti, E. Kjellsson, S. Leth-Petersen, M. Togeby, J. Munksgaard
Effective Policy Instruments for Energy Efficiency in Residential Space Heating - an International Empirical Analysis (EPISODE)
 Juni 2000, 146 Seiten, 13 €
- Band 70 U. Fahl, J. Baur, I. Ellersdorfer, D. Herrmann, C. Hoeck, U. Remme, H. Specht, T. Steidle, A. Stuble, A. Voß
Energieverbrauchsprognose für Bayern
 Mai 2000, 240 Seiten, 15 €
 Kurzfassung, 46 Seiten, 5 €
- Band 69 J. Baur
Verfahren zur Bestimmung optimaler Versorgungsstrukturen für die Elektrifizierung ländlicher Gebiete in Entwicklungsländern
 Mai 2000, 154 Seiten, 13 € (z. Zt. vergriffen)

- Band 68 G. Weinrebe
Technische, ökologische und ökonomische Analyse von solarthermischen Turmkraftwerken
April 2000, 212 Seiten, 15 €
- Band 67 C.-O. Wene, A. Voß, T. Fried (eds.)
Experience Curves for Policy Making - The Case of Energy Technologies
April 2000, 282 Seiten, 18 €
- Band 66 A. Schuler
Entwicklung eines Modells zur Analyse des Endenergieeinsatzes in Baden-Württemberg
März 2000, 236 Seiten, 15 €
- Band 65 A. Schäfer
Reduction of CO₂-Emissions in the Global Transportation Sector
März 2000, 290 Seiten, 18 €
- Band 64 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)
Biogenic Emissions of Greenhouse Gases Caused by Arable and Animal Agriculture - Processes, Inventories, Mitigation -
März 2000, 148 Seiten, 13 €
- Band 63 A. Heinz, R. Stülpnagel, M. Kaltschmitt, K. Scheffer, D. Jeziarska
Feucht- und Trockengutlinien zur Energiegewinnung aus biogenen Festbrennstoffen. Vergleich anhand von Energie- und Emissionsbilanzen sowie anhand der Kosten
Dezember 1999, 308 Seiten, 20 €
- Band 62 U. Fahl, M. Blesl, D. Herrmann, C. Kemfert, U. Remme, H. Specht, A. Voß
Bedeutung der Kernenergie für die Energiewirtschaft in Baden-Württemberg - Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs
November 1999, 146 Seiten, 13 €
- Band 61 A. Greßmann, M. Sawillion, W. Krewitt, R. Friedrich
Vergleich der externen Effekte von KWK-Anlagen mit Anlagen zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme
September 1999, 138 Seiten, 10 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 60 R. Lux
Auswirkungen fluktuierender Einspeisung auf die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerkssysteme
September 1999, 162 Seiten, 13 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 59 M. Kayser
Energetische Nutzung hydrothermalen Erdwärmevorkommen in Deutschland - Eine energiewirtschaftliche Analyse -
Juli 1999, 184 Seiten, 15 € (*z. Zt. vergriffen*)

- Band 58 C. John
Emissionen von Luftverunreinigungen aus dem Straßenverkehr in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung - Untersuchung von Emissions-szenarien am Beispiel Baden-Württembergs
 Juni 1999, 214 Seiten, 15 €
- Band 57 T. Stelzer
Biokraftstoffe im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen - Lebensweg-analysen von Umweltwirkungen
 Mai 1999, 212 Seiten, 15 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 56 R. Lux, J. Sontow, A. Voß
Systemtechnische Analyse der Auswirkungen einer windtechnischen Stromerzeugung auf den konventionellen Kraftwerkspark
 Mai 1999, 322 Seiten, 20 € (*z. Zt. vergriffen*)
 Kurzfassung, 48 Seiten, 5 €
- Band 55 B. Biffar
Messung und Synthese von Wärmelastgängen in der Energieanalyse
 Mai 1999, 236 Seiten, 15 €
- Band 54 E. Fleißner
Statistische Methoden der Energiebedarfsanalyse im Kleinverbraucher-sektor
 Januar 1999, 306 Seiten, 20 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 53 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (Hrsg.)
Approaches to Greenhouse Gas Inventories of Biogenic Sources in Agriculture
 Januar 1999, 252 Seiten, 18 €
- Band 52 J. Haug, B. Gebhardt, C. Weber, M. van Wees, U. Fahl, J. Adnot, L. Cauret, A. Pierru, F. Lantz, J.-W. Bode, J. Vis, A. van Wijk, D. Staniaszek, Z. Zavody
Evaluation and Comparison of Utility's and Governmental DSM-Programmes for the Promotion of Condensing Boilers
 Oktober 1998, 156 Seiten, 13 €
- Band 51 M. Blesl, A. Schweiker, C. Schlenzig
Erweiterung der Analysemöglichkeiten von NetWork - Der Netzwerkeditor
 September 1998, 112 Seiten, 10 €
- Band 50 S. Becher
Biogene Festbrennstoffe als Substitut für fossile Brennstoffe - Energie- und Emissionsbilanzen
 Juli 1998, 200 Seiten, 15 €

- Band 49 P. Schaumann, M. Blesl, C. Böhringer, U. Fahl, R. Kühner, E. Läge, S. Molt, C. Schlenzig, A. Stuible, A. Voß
Einbindung des ECOLOG-Modells 'E³Net' und Integration neuer methodischer Ansätze in das IKARUS-Instrumentarium (ECOLOG II)
Juli 1998, 110 Seiten, 10 €
- Band 48 G. Poltermann, S. Berret
ISO 14000ff und Öko-Audit - Methodik und Umsetzung
März 1998, 184 Seiten, 15 €
- Band 47 C. Schlenzig
PlaNet: Ein entscheidungsunterstützendes System für die Energie- und Umweltplanung
Januar 1998, 230 Seiten, 15 €
- Band 46 R. Friedrich, P. Bickel, W. Krewitt (Hrsg.)
External Costs of Transport
April 1998, 144 Seiten, 13 €
- Band 45 H.-D. Hermes, E. Thöne, A. Voß, H. Despretz, G. Weimann, G. Kamelander, C. Ureta
Tools for the Dissemination and Realization of Rational Use of Energy in Small and Medium Enterprises
Januar 1998, 352 Seiten, 20 €
- Band 44 C. Weber, A. Schuler, B. Gebhardt, H.-D. Hermes, U. Fahl, A. Voß
Grundlagenuntersuchungen zum Energiebedarf und seinen Bestimmungsfaktoren
Dezember 1997, 186 Seiten, 15 €
- Band 43 J. Albiger
Integrierte Ressourcenplanung in der Energiewirtschaft mit Ansätzen aus der Kraftwerkseinsatzplanung
November 1997, 168 Seiten, 13 €
- Band 42 P. Berner
Maßnahmen zur Minderung der Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen aus der Lackanwendung - Vergleich zwischen Abluftreinigung und primären Maßnahmen am Beispiel Baden-Württembergs
November 1997, 238 Seiten, 15 €
- Band 41 J. Haug, M. Sawillion, U. Fahl, A. Voß, R. Werner, K. Weiß, J. Rösch, W. Wölfe
Analysis of Impediments to the Rational Use of Energy in the Public Sector and Implementation of Third Party Financing Strategies to improve Energy Efficiency
August 1997, 122 Seiten, 10 €

- Band 40 U. Fahl, R. Krüger, E. Läge, W. Rüdfler, P. Schaumann, A. Voß
Kostenvergleich verschiedener CO₂-Minderungsmaßnahmen in der Bundesrepublik Deutschland
August 1997, 156 Seiten, 13 € (z. Zt. vergriffen)
- Band 39 M. Sawillion, B. Biffar, K. Hufendiek, R. Lux, E. Thöne
MOSAİK - Ein EDV-Instrument zur Energieberatung von Gewerbe und mittelständischer Industrie
Juli 1997, 172 Seiten, 13 €
- Band 38 M. Kaltschmitt
Systemtechnische und energiewirtschaftliche Analyse der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland
April 1997, 108 Seiten, 10 €
- Band 37 C. Böhringer, T. Rutherford, A. Pahlke, U. Fahl, A. Voß
Volkswirtschaftliche Effekte einer Umstrukturierung des deutschen Steuersystems unter besonderer Berücksichtigung von Umweltsteuern
März 1997, 82 Seiten, 8 €
- Band 36 P. Schaumann
Klimaverträgliche Wege der Entwicklung der deutschen Strom- und Fernwärmeversorgung - Systemanalyse mit einem regionalisierten Energiemodell -
Januar 1997, 282 Seiten, 18 €
- Band 35 R. Kühner
Ein verallgemeinertes Schema zur Bildung mathematischer Modelle energiewirtschaftlicher Systeme
Dezember 1996, 262 Seiten, 18 €
- Band 34 U. Fahl, P. Schaumann
Energie und Klima als Optimierungsproblem am Beispiel Niedersachsen
November 1996, 124 Seiten, 10 €
- Band 33 W. Krewitt
Quantifizierung und Vergleich der Gesundheitsrisiken verschiedener Stromerzeugungssysteme
November 1996, 196 Seiten, 15 €
- Band 32 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, T. Schulze, U. Fahl, A. Voß, A. Perrels, W. van Arkel, W. Pellekaan, M. O'Connor, E. Schenk, G. Ryan
Consumers' Lifestyles and Pollutant Emissions
September 1996, 118 Seiten, 10 €
- Band 31 W. Rüdfler, A. Schuler, U. Fahl, H.W. Balandynowicz, A. Voß
Szenariorechnungen für das Projekt Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg
Juli 1996, 140 Seiten, 13 €

- Band 30 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, U. Fahl, A. Voß
Energy Consumption and Air-Borne Emissions in a Consumer Perspective
 September 1996, 264 Seiten, 18 €
- Band 29 M. Hanselmann
Entwicklung eines Programmsystems zur Optimierung der Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen
 August 1996, 138 Seiten, 13 €
- Band 28 G. Schmid
Die technisch-ökonomische Bewertung von Emissionsminderungsstrategien mit Hilfe von Energiemodellen
 August 1996, 184 Seiten, 15 €
- Band 27 A. Obermeier, J. Seier, C. John, P. Berner, R. Friedrich
TRACT: Erstellung einer Emissionsdatenbasis für TRACT
 August 1996, 172 Seiten, 13 €
- Band 26 T. Hellwig
OMNIUM - Ein Verfahren zur Optimierung der Abwärmenutzung in Industriebetrieben
 Mai 1998, 118 Seiten, 10 €
- Band 25 R. Laing
CAREAIR - ein EDV-gestütztes Instrumentarium zur Untersuchung von Emissionsminderungsstrategien für Dritte-Welt-Länder dargestellt am Beispiel Nigerias
 Februar 1996, 221 Seiten, 20 €
- Band 24 P. Mayerhofer, W. Krewitt, A. Trukenmüller, A. Greßmann, P. Bickel, R. Friedrich
Externe Kosten der Energieversorgung
 März 1996, Kurzfassung, 40 Seiten, 3 €
- Band 23 M. Blesl, C. Schlenzig, T. Steidle, A. Voß
Entwicklung eines Energieinformationssystems
 März 1996, 76 Seiten, 3 €
- Band 22 M. Kaltschmitt, A. Voß
Integration einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung in den konventionellen Kraftwerksverbund
 Juni 1995, Kurzfassung, 51 Seiten, 3 €
- Band 21 U. Fahl, E. Läge, W. Rüffler, P. Schaumann, C. Böhringer, R. Krüger, A. Voß
Emissionsminderung von energiebedingten klimarelevanten Spurengasen in der Bundesrepublik Deutschland und in Baden-Württemberg
 September 1995, 454 Seiten, 26 €
 Kurzfassung, 48 Seiten, 3 €

- Band 20 M. Fishedick
Erneuerbare Energien und Blockheizkraftwerke im Kraftwerksverbund - Technische Effekte, Kosten, Emissionen
Dezember 1995, 196 Seiten, 15 €
- Band 19 A. Obermeier
Ermittlung und Analyse von Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen in Baden-Württemberg
Mai 1995, 208 Seiten, 15 €
- Band 18 N. Kalume
Strukturmodule - Ein methodischer Ansatz zur Analyse von Energiesystemen in Entwicklungsländern
Dezember 1994, 113 Seiten, 10 €
- Band 17 Th. Müller
Ermittlung der SO₂- und NO_x-Emissionen aus stationären Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung
November 1994, 142 Seiten, 10 €
- Band 16 A. Wiese
Simulation und Analyse einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland
Juni 1994, 223 Seiten, 15 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 15 M. Sawillion, T. Hellwig, B. Biffar, R. Schelle, E. Thöne
Optimierung der Energieversorgung eines Industrieunternehmens unter Umweltschutz- und Wirtschaftlichkeitsaspekten - Wertanalyse-Projekt
Januar 1994, 154 Seiten, 13 €
- Band 14 M. Heymann, A. Trukenmüller, R. Friedrich
Development prospects for emission inventories and atmospheric transport and chemistry models
November 1993, 105 Seiten, 10 €
- Band 13 R. Friedrich
Ansatz zur Ermittlung optimaler Strategien zur Minderung von Luftschadstoffemissionen aus Energieumwandlungsprozessen
Juli 1992, 292 Seiten, 18 €
- Band 12 U. Fahl, M. Fishedick, M. Hanselmann, M. Kaltschmitt, A. Voß
Abschätzung der technischen und wirtschaftlichen Minderungspotentiale energiebedingter CO₂-Emissionen durch einen verstärkten Erdgaseinsatz in der Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs unter besonderer Berücksichtigung konkurrierender Nutzungsmöglichkeiten
August 1992, 471 Seiten, 26 €
Kurzfassung, 45 Seiten, 5 €

- Band 11 M. Kaltschmitt, A. Wiese
Potentiale und Kosten regenerativer Energieträger in Baden-Württemberg
April 1992, 320 Seiten, 20 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 10 A. Reuter
Entwicklung und Anwendung eines mikrocomputergestützten Energieplanungs-instrumentariums für den Einsatz in Entwicklungsländern
November 1991, 170 Seiten, 13 €
- Band 9 T. Kohler
Einsatzmöglichkeiten für Heizreaktoren im Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland
Juli 1991, 162 Seiten, 13 €
- Band 8 M. Mattis
Kosten und Auswirkungen von Maßnahmen zur Minderung der SO₂- und NO_x-Emissionen aus Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg
Juni 1991, 188 Seiten, 13 €
- Band 7 M. Kaltschmitt
Möglichkeiten und Grenzen einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung am Beispiel Baden-Württembergs
Dezember 1990, 178 Seiten, 13 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 6 G. Schmid, A. Voß, H.W. Balandynowicz, J. Cofala, Z. Parczewski
Air Pollution Control Strategies - A Comparative Analysis for Poland and the Federal Republic of Germany
Juli 1990, 92 Seiten, 8 €
- Band 5 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß, J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt
Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Neckar-Alb
Juli 1990, 484 Seiten, 28 €
- Band 4 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß, J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt
Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Hochrhein-Bodensee
Juni 1990, 498 Seiten, 28 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 3 D. Kluck
Einsatzoptimierung von Kraftwerkssystemen mit Kraft-Wärme-Kopplung
Mai 1990, 155 Seiten, 10 €
- Band 2 M. Fleischhauer, R. Friedrich, S. Häring, A. Haugg, J. Müller, A. Reuter, A. Voß, H.-G. Wystrcil
Grundlagen zur Abschätzung und Bewertung der von Kohlekraftwerken ausgehenden Umweltbelastungen in Entwicklungsländern
Mai 1990, 316 Seiten, 20 €

Band 1

U. Fahl

**KDS - Ein System zur Entscheidungsunterstützung in Energiewirtschaft
und Energiepolitik**

März 1990, 265 Seiten, 18 €

Erklärung

Hiermit versichere ich, Martin Henßler, geboren am 22. April 1983 in Göppingen, dass ich die hier vorliegende Arbeit selbständig und ohne Benutzung anderer als der in der Arbeit angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe. Die aus anderen Quellen direkt oder indirekt übernommenen Gedanken sind als solche gekennzeichnet. Diese Arbeit wurde bisher in gleicher oder ähnlicher Form keiner anderen Prüfungskommission vorgelegt.

Stuttgart, den 15.05.2015

Martin Henßler

