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 Anwendung einer georeferenzierten Datenbank«

Band 6

Entwicklung und Anwendung einer GIS-Applikation zur Standortfindung und Potenzialanalyse der Biomethanerzeugung. Räumliche, ökonomisch-ökologische Bilanzierung als Bewertungsgrundlage für Energiesystemszenarien



Oberhausen, Leipzig, Wuppertal, Bochum, Essen, Magdeburg, Trier im Juni 2009

Der Gesamtabschlussbericht entstand im Rahmen des Verbundprojektes »Biogaseinspeisung« und wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF) unter den Förderkennzeichen 01LS05039, 01LS05040, 01LS05041, 01LS05042, 01LS05043, 01LS05044, 01LS05045 gefördert. Die inhaltliche Verantwortung liegt bei den Autoren. Die Autoren danken dem Fördermittelgeber für die freundliche Unterstützung.

Der vorliegende Band 6 fasst die Ergebnisse der Arbeitspakete 1, 6, 7, 8 und 9 zusammen. Band 6 wurde erstellt durch (in alphabetischer Reihenfolge):

Dipl. Geogr. Oliver Schuck, Dipl. Geogr. Ole Seidel — Kapitel 2

alta4 Geoinformatik AG
Frauenstraße 8+9

54290 Trier

Telefon: 0651-96626-0 (Fax: -26)
E-Mail: ole.seidel@alta4.com
Internet: http://www.alta4.com

Dr.-Ing. Frank Scholwin, Dipl.-Ing. Marco Weithäuser — Kapitel 1.1 - 1.5

Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
Torgauer Str. 116

04347 Leipzig

Telefon: 0341-2434-0 (Fax:-433)
E-Mail: frank.scholwin@dbfz.de
Internet: http://www.dbfz.de

Boris Dresen, M. A., Dipl. Lök. Michael Jandewerth, Dipl.-Ing. Wolfgang Urban, Dr.-Ing. Barbara Zeidler-Fandrich — Kapitel 2, 3.1 - 3.7

Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT
Osterfelder Straße 3

46047 Oberhausen

Telefon: 0208-8598-0 (Fax: -1290)
E-Mail: wolfgang.urban@umsicht.fraunhofer.de
Internet: http://www.umsicht.fraunhofer.de

Dipl. Ing. Ulrike Nestmann, Dipl.Ing. (FH) Ines Tröstler, Prof. Dr. Manfred Voigt, Dipl.-Stat. (FH) Katrin Winterfeld — Kapitel 1.6, 3.8, 3.9, Hemmnisanalyse Anhang

Hochschule Magdeburg-Stendal (FH), Fachbereich Wasser- und Kreislaufwirtschaft
Breitscheidstraße 2

39114 Magdeburg

Telefon: 0391-886-4223 (Fax: -4430)
E-Mail: manfred.voigt@hs-magdeburg.de
Internet: http://www.hs-magdeburg.de/fachbereiche/f-wasserukreislauf

Dipl.-Ing. Karin Arnold, Dipl.-Ing. Sylvia Borbonus, Dipl. Geogr. Johannes Venjakob — Kapitel 4, 5

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH
Doeppersberg 19
42004 Wuppertal

Telefon: 0202-2492-0 (Fax: -198)
E-Mail: karin.arnold@wupperinst.org
Internet: http://www.wupperinst.org

Weitere Ergebnisse finden sich in:

Band 1 Kurzfassung (Executive Summary)

Band 2 Prozessüberwachung und -automatisierung zur Dynamisierung und Verbesserung der Effizienz des Biogasanlagenbetriebs

Band 3 Synthesegasmethanisierung. Verfahrenstechnische und ökonomische Analyse thermochemischer Gaserzeugungs- und Aufbereitungsverfahren

Band 4 Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008

Band 5 Technische, rechtliche und ökonomische Hemmnisse und Lösungen bei der Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz aus Sicht eines Gasunternehmens

Band 6 Entwicklung und Anwendung einer GIS-Applikation zur Standortfindung und Potenzialanalyse der Biomethanerzeugung. Räumliche, ökonomisch-ökologische Bilanzierung als Bewertungsgrundlage für Energiesystemszenarien

Band 7 Rechtlicher Rahmen der Biogaseinspeisung. Gesetzgeberische Ziele, Substraterzeugung, Raumordnung, Anlagengenehmigung, Netzzugang und Förderung

Das Projekt wurde gefördert durch:

Im Rahmen der Fördermaßnahme »klima-zwei« – Forschung für den Klimaschutz und Schutz vor Klimawirkungen:

Bundesministerium für Bildung und Forschung

klimazwei
Risiken mindern · Chancen nutzen

Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF)
Forschung für Nachhaltigkeit, Wissenschaft und Gesellschaft
Heinemannstr. 2
53175 Bonn

Telefon: 01888-57-0
Fax: 01888-57-83601
Internet: www.bmbf.de

Die Arbeiten erfolgten in enger Kooperation mit Experten eines projektbegleitenden Ausschusses. Die intensiven Diskussionen mit den beteiligten Vertretern der Gaswirtschaft, Biogaswirtschaft, Landwirtschaft, Planungsbehörden, Vertretern von Bundes- und Landesministerien sowie weiterer öffentlicher Einrichtungen haben maßgeblich zum Erfolg des Projekts beigetragen.

Projektkoordination:

Fraunhofer UMSICHT

Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT

Institutsleiter:
Prof. Dr.-Ing. Eckhard Weidner

Geschäftsfeld Energieanlagentechnik
Geschäftsfeld Ressourcenmanagement
Geschäftsfeld Nachwachsende Rohstoffe

Osterfelder Straße 3
46047 Oberhausen

Name	Telefon	E-Mail
Dipl.-Ing. Wolfgang Urban	0208 8598-1124	wolfgang.urban@umsicht.fraunhofer.de
Dr.-Ing. Barbara Zeidler-Fandrich	0208 8598-1143	barbara.zeidler@umsicht.fraunhofer.de

Projektpartner:

alta4 Geoinformatik AG

Ruhr-Universität Bochum
Institut für Berg- und Energierecht

E.ON Ruhrgas AG

Hochschule Magdeburg – Stendal (FH)
FB Wasser- und Kreislaufwirtschaft,
Institut für Wasserwirtschaft und Ökotechnologie

Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH

Inhalt

1	**Grundlagenermittlung und Parameterbestimmung (Arbeitspaket 1)**	**1**
1.1	Ziele, Inhalte und Partner in AP1	1
1.2	Festlegung der beiden Modellregionen	1
1.3	Entwicklung und Randbedingungen des Prozesskettenmodells »Biogaseinspeisung«	5
1.3.1	Festlegung der Systemgrenzen	6
1.3.2	Grundlegende Annahmen zur Biomasseaggregation	7
1.3.3	Aufbau der Prozesskettenelemente	10
1.3.4	Festlegung der Systemvariablen und Zielgrößen	11
1.4	Beschreibung der Prozesskette und Analyse der Zielgrößen	12
1.4.1	Bereitstellung und Transport von Energiepflanzen	13
1.4.2	Bereitstellung und Transport von Wirtschaftsdüngern	19
1.4.3	Biomassebereitstellung und Transport von Holz	20
1.4.4	Konversion, Gasaufbereitung und Gärreste	21
1.5	Festlegung der Modellanlagen	24
1.6	Gesamtwirtschaftliche Bewertung	28
1.6.1	Exkurs: Literaturauswertung zur regionalen Wertschöpfung für erneuerbare Energien	30
1.6.2	Lösungsansatz, methodisches Vorgehen	34
1.6.3	Methodik zur sozio-ökonomischen Bewertung	37
1.6.3.1	Methodik und Daten zur Analyse von Beschäftigungseffekten in den Modellregionen	37
1.6.3.2	Methodik und Daten zur Analyse von Wertschöpfungseffekten in den Regionen	38
1.6.3.3	Treibhausgasvermeidungskosten der ausgewählten Biomethannutzungspfade	40
2	**Konzeption und Entwicklung des Geoinformationssystems (Arbeitspaket 6)**	**41**
2.1	GIS-Architektur	43
2.2	Inhaltliche Struktur des modularen GI-Systems	45
2.2.1	Modulabfolge bei der Regionalanalyse	48
2.2.2	Modul Standortrestriktionsanalyse	49
2.2.3	Modul Biomassebereitstellung (Beschreibung der räumlichen Substratverteilung)	52
2.2.4	Auswahl optimierter Standortsuchräume	55
2.2.5	Modul Einzugsgebietsanalyse	56
2.2.5.1	Erzeugung des Einzugsgebiets	56
2.2.5.2	Flächenauswahl	57
2.2.5.3	Bilanzierung der Flächen und Tierhaltungsstandorte	58
2.2.5.4	Bilanzierung Transporte	60
2.2.5.5	Bilanzierung am Anlagenstandort	60

3 Ergebnisse aus den GIS-gestützten Analysen (Arbeitspaket 7) 62
3.1 Ergebnisse der Standort- und Standortrestriktionsanalyse 64
3.2 Flächenanalyse: Flächenverfügbarkeiten und Substitutionsflächenpool 65
3.3 Ergebnisse für die Modellregionen Niederrhein und Altmark 71
3.3.1 Detailergebnisse der Anlagenbilanzierung für zwei exemplarische Modellstandorte 73
3.3.2 Ergebnisse der Regionalbilanzierung 78
3.4 Dynamische Entwicklung der Flächenverfügbarkeit und des Biomethanpotenzials 83
3.5 Erschlossenes und nachhaltig erschließbares Biomethanpotenzial 86
3.6 Ergebnisse der Einzelstandortbilanzierungen 90
3.6.1 Variation des Einzugsgebietsradius für Gülle-Biogasanlagen 90
3.6.2 Variation des Einzugsgebietsradius für NawaRo-Anlagen 92
3.6.3 Überkompensation des Technologiebonus aufgrund von Größenskalierungseffekten 96
3.7 Zusammenfassung der Ergebnisse 98
3.8 Ermittlung, Einstufung und Überwindbarkeit ausgewählter Hemmnisse unter Nutzung des GI-Systems 103
3.8.1 Methodisches Vorgehen 107
3.8.2 Ermittlung, Einstufung und Überwindbarkeit der THG-Reduktions-Hemmnisse entlang der Prozesskette Biogas 112
3.9 Identifizierung weiterer Entscheidungsunterstützungs- und Abfragepotenziale des GI-Systems entlang der Prozesskette Biogaseinspeisung 118
3.9.1.1 Akteursspezifische Identifizierung von GI-basierten Entscheidungsunterstützungs- und Abfragepotenzialen 127
3.9.1.2 Ausblick Datenverfügbarkeit und -nutzung 153

4 Auswertung der Datenanalyse und Szenariobetrachtungen (AP 8) 155
4.1 Anwendungspfade für Biomasse und fossile Referenztechnologien 155
4.2 Bewertung des Einsatzes von Biogas vor dem Hintergrund dynamischer Energiesysteme 157
4.2.1 Einführung in Energiesystemanalyse und Energieszenarien 158
4.2.2 Leitszenario 2007: Rahmenbedingungen und Dynamik des Energiesystems 159
4.2.3 Referenzszenario: Rahmenbedingungen und Dynamik des Energiesystems 165

4.2.4 Biomethanerzeugung – Treibhausgasemissionen und Kosten 168
4.2.4.1 Biomethan aus Fermentation 168
4.2.4.2 Biomethan aus Vergasung (SNG) 171
4.2.5 Endenergie aus Biomethan: Kenndaten zur Umwandlung des Energieträgers 171
4.2.5.1 Anwendung von Biomethan: welcher Bereich hat Priorität? 173
4.2.5.2 Gesamtbetrachtung: Biomethan aus Fermentation 173
4.2.5.3 Gesamtbetrachtung: Biomethan aus Vergasung (SNG) 177
4.2.6 Zwischenfazit und Bewertung auf verschiedenen Ebenen 178
4.2.6.1 THG-Vermeidungskosten 179
4.2.6.2 Sozioökonomische Beurteilung der Biogasaufbereitung 180
4.3 Anwendung von Biomasse zur Energiegewinnung: welcher Bereich hat Priorität? 191
4.3.1 Erzeugung von Bioenergie – Treibhausgasemissionen und Kosten 192
4.3.2 Gesamtbetrachtung im Vergleich zu Biomethan 192
4.3.3 Fazit und THG-Vermeidungskosten 193

5 Arbeitspaket 9: Biomethanerzeugung – Potenziale vor dem Hintergrund unterschiedlicher Flächenverfügbarkeit 196
5.1 Ansatz: Übertragung der Ergebnisse auf Basis von statistischen Daten 196
5.1.1 Vorgehen und Methodikentwicklung 196
5.1.1.1 Festlegung der regionalen Betrachtungsebene 197
5.1.1.2 Erste Analyseebene: Bevölkerungsdichte 197
5.1.1.3 Zweite Analyseebene: Indikatoren zu Beschreibung des Biogaspotenzials 198
5.1.1.4 Beschreibung der inhaltlichen Indikatoren nach Bevölkerungsdichteklasse 201
5.1.1.5 Dritte Analyseebene: Vergleich von Modellregion und Nicht-Modellregion 204
5.1.2 Ergebnisse zur Übertragbarkeit auf Basis statistischer Daten 206
5.2 Ansatz: Übertragung der Ergebnisse auf Basis von vorliegenden Daten für Gesamtdeutschland 211
5.2.1 Potenzial an Biomethan aus Fermentation 211
5.2.2 Potenzial an Biomethan aus Vergasung 213
5.2.3 Einschätzung des Beitrags zur Schonung natürlicher Ressourcen und zur Versorgungssicherheit 214

6 Literaturverzeichnis 216

7 Glossar 223

8 Anhang 227

1 Grundlagenermittlung und Parameterbestimmung (Arbeitspaket 1)

1.1 Ziele, Inhalte und Partner in AP1

Ziel des Arbeitspaketes 1 war, die Datengrundlage für das Gesamtprojekt zu legen und in diesem Zusammenhang den Betrachtungsrahmen und die Struktur zu definieren. Dies beinhaltete in erster Linier eine Strukturanalyse Deutschlands und die damit verbundene Ableitung von zwei repräsentativen, grundsätzlich verschiedenen Modellregionen, die mit Hilfe eines Geoinformationssystems (GIS) im Detail analysiert werden konnten. Ein wichtiges Kriterium war dabei das Vorhandensein einer geschlossenen Datenbasis für die jeweilige Region. Diese galt es daraufhin zu analysieren und Parameter auszuwählen, die diese ausreichend beschreiben.

Das Hauptaugenmerk von AP 1 lag dabei in der Aufbereitung von Daten im Kontext der Erzeugung von Biogas. In diesem Punkt wurde zwischen biomassebezogenen und nicht-biomassebezogenen Parametern unterschieden. Daneben wurden gesamtwirtschaftliche Kriterien definiert, welche in AP 8 für die Beurteilung von Chancen und Risiken von Biogaseinspeiseprojekten ihre Anwendung fanden.

Des Weiteren war die Aufstellung und Beschreibung der Prozesskette »Biogaseinspeisung« ein zentrales Ziel des Arbeitspakets 1. In diesem Kontext erfolgte die Beschreibung der Systemgrenzen und Zielgrößen. Hier galt es, die ökologischen und ökonomischen Auswirkungen des Gesamtprozesses zu untersuchen. Dafür wurden die in den einzelnen Prozesskettenelementen anfallenden Treibhausgasemissionen bzw. Bereitstellungskosten ermittelt.

Dieses Arbeitspaket wurde federführend vom Deutschen Biomasseforschungszentrum (DBFZ, vormals Institut für Energetik) in enger Abstimmung mit Fraunhofer UMSICHT erarbeitet. Die Arbeiten zur Sozio-Ökonomie erfolgten bei der Hochschule Magdeburg Stendal und dem Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie.

1.2 Festlegung der beiden Modellregionen

Auswahlkriterien

Unter der Vielzahl der in Frage kommenden deutschen Regionen waren zwei repräsentative und zugleich sehr verschiedene Regionen auszuwählen. Bei der Entscheidungsfindung wurden folgende Kriterien als relevant eingestuft und bei der Regionalauswahl berücksichtigt:

- Agrarstruktur
- Forststruktur
- Verkehrsinfrastruktur
- Siedlungsdichte

- Gasnetzverfügbarkeit
- Nutzungskonkurrenzen

Des Weiteren waren die Qualität und die Verfügbarkeit geeigneten Datenmaterials zu berücksichtigen. Mit Hilfe dieser Kriterien war es möglich, Strukturunterschiede in Deutschland herauszuarbeiten und Regionen zu identifizieren, die deutliche Unterschiede hinsichtlich der Bandbreite der Strukturen aufweisen. Nach Überprüfung der Abgrenzbarkeit und der Datenverfügbarkeit wurden die Modellregionen Niederrhein (Nordrhein-Westfalen) und Altmark (Sachsen-Anhalt) ausgewählt. Hauptaspekte bei der Entscheidungsfindung waren die unterschiedlichen Strukturen und Verhältnisse in wichtigen Punkten wie Klima, landwirtschaftliche Struktur, Agrarökonomie, (Gasnetz-)Infrastruktur und Bevölkerung. Die Ähnlichkeiten zwischen beiden Regionen liegen im schwach ausgeprägtem Relief und einem geringen Waldflächenanteil, die jedoch im Bezug auf die Zielstellung des Projektes nur eine untergeordnete Rolle spielen.

Kurzcharakterisierung der Modellregionen

Strukturell unterscheiden sich der Niederrhein und die Altmark in vielerlei Hinsicht stark. Vor allem in den relevanten Punkten landwirtschaftliche Struktur, Klima, Infrastruktur und Bevölkerung weichen die Regionen grundsätzlich voneinander ab.

Geografische Einordnung

Die Fläche Altmark (4.715 km²) ist etwas größer als die gewählte Eingrenzung des Untersuchungsgebietes Niederrhein (4.658 km²). Dabei befindet sich die Altmark im Norden Sachsen-Anhalts und gehört zum nordostdeutschen Tiefland. Sie wird im Osten durch die Elbe begrenzt, im Westen durch die Hügellandschaft Drawehn. Im Süden schließt sich die Magdeburger Börde an und im Norden das Wendland. Untergliedert wird die Altmark in den Landkreis Stendal und den Altmarkkreis Salzwedel.

Eine Abgrenzung der Modellregion Niederrhein fiel dagegen deutlich schwerer. Weder geologisch, politisch, historisch noch kulturell zeichnet sich eine kontinuierliche Einheit ab. Für die Modellregion im Projekt wurden die Kreise Viersen, Teile von Kleve und Wesel, der Rhein-Kreis Erft sowie der Rhein-Kreis Neuss gewählt. Hinzu kamen die kreisfreien Städte Düren, Krefeld und Mönchengladbach. Mit diesem Zuschnitt konnte eine Vergleichbare Flächengröße der beiden Modellregionen erreicht werden.

Wirtschaft/Infrastruktur/Bevölkerungsstruktur

Im Vergleich zum bundesdeutschen Durchschnitt (230 EW/km²) ist die Altmark mit ca. 46 Einwohnern pro km² als bevölkerungsarm anzusehen und weist zusätzlich fallende Tendenzen auf. Der Landkreis Stendal ist dabei der am dünnsten besiedelte Landkreis der Bundesrepublik. Im Gegensatz dazu kann der Niederrhein mit 648 EW/km² als demografisch hoch verdichtet an-

gesehen werden. Sogar ländliche Räume, wie der Landkreis Kleve (250 EW/km²), weisen deutlich höhere Werte als die Altmark auf.

Das wirtschaftliche Bild der Altmark ist geprägt durch mittelständische Betriebe der Industrie, des Handwerks, des Handels und der Landwirtschaft. Zwar gibt es in der Altmark selbst keine größeren Ansiedlungen. Die Region profitiert jedoch von der unmittelbaren Nähe zu Zentren wie Magdeburg, Hamburg, Hannover und Berlin. Die Infrastruktur ist im Vergleich zur westlichen Modellregion sehr schwach ausgeprägt. Neben einer ICE-Verbindung, welche Hamburg mit Berlin verbindet, weist die Altmark noch das Wassertransportsystem Tangermünde und einen Verkehrslandeplatz bei Stendal auf.

Dagegen ist in Nordrhein-Westfalen, und damit auch am Niederrhein, eine deutlich bessere Infrastruktur vorhanden. Hier kreuzen sich die beiden großen europäischen Verkehrsrouten zwischen Südwestengland und Norditalien sowie die Ost-West-Verbindung zwischen Rotterdam und den Ländern Osteuropas. Es existieren mehrere internationale Großflughäfen und auch die Binnenschifffahrt über den Rhein ist von großer Bedeutung. Wirtschaftlich hat sich Nordrhein-Westfalen in den letzten Jahrzehnten vom reinen Produktionsstandort hin zur Dienstleistungsregion entwickelt.

Das Erdgasnetz ist in beiden Modellregionen gut ausgebaut und prinzipiell zur Gaseinspeisung geeignet. Details zum Ausbaugrad und zur Erschließung der Modellregionen finden sich in Band 5 des Abschlussberichts.

Klima

Klimatisch ist die Altmark als subkontinental einzustufen und befindet sich in der Übergangszone zwischen kontinentalem und atlantischem Einflussbereich. Der Jahresniederschlag ist mit 550-600 mm als niederschlagsarm anzusehen. Dies hat nicht unerheblichen Einfluss auf den zu erwartenden ackerbaulichen Pflanzenertrag, welcher bis zu einem Drittel niedriger als am Niederrhein liegt. Neben häufiger auftretenden Trockenperioden, die zum Anbau von trockenresistenteren Arten führen, verkürzt sich auch die Vegetationsperiode im langjährigen Mittel um bis zu 3 Wochen im Vergleich zum Niederrhein.

Dagegen herrscht in der rheinischen Modellregion atlantisch geprägtes Klima. Dies beinhaltet ausgeprägte Niederschlagsmengen (700-750 mm/a), lange Vegetationszeiten und mildere Temperaturen. Zwar liegen die Altmark (8,5°C) und der Niederrhein (9°C) im Jahresmittel auf gleichem Niveau, jedoch sind die Extrema in der östlichen Modellregion deutlicher ausgeprägt (kalte Winter und heiße Sommer).

Landwirtschaftliche Struktur

Die Anbaubedingungen und Produktionsmethoden unterscheiden sich, vor allem geschichtlich bedingt, erheblich. So existieren in Nordrhein-Westfalen sechsmal mehr landwirtschaftliche Betriebe pro Fläche als in Sachsen-Anhalt. Dementsprechend größere Viehbestände (250 % mehr pro Betrieb

als am Niederrhein) und zusammenhängende Acker- und Grünlandflächen (850 % pro Betrieb) sind in der Altmark zu verzeichnen.

Nordrhein-Westfalen ist geprägt von kleinen landwirtschaftlichen Betrieben, welche kleine Parzellen bewirtschaften. Der Süden ist durch hochwertiges Ackerland gekennzeichnet, im Norden dominiert Grünland mit Viehhaltung und zahlreichen Veredelungsstandorten. Es liegt eine starke Flächennutzungskonkurrenz vor.

Die Waldfläche der Altmark beträgt 25 % der Gesamtfläche, was ca. 120.000 ha entspricht. Eine wirtschaftliche Nutzung dieser Waldflächen ist allerdings nur bedingt möglich. Einzig die beiden größten Forstbetriebsgemeinschaften (je 3.000 ha) könnten eine wirtschaftliche Nutzung zulassen. Die anderen der ca. 50 Forstbetriebsgemeinschaften weisen nur Flächen von maximal 1.500 ha auf und sind somit genau wie die schwer erschließbaren Privatwälder für großindustrielle Projekte aus ökonomischen Gründen nicht relevant. Hinzu kommt eine starke Nutzungskonkurrenz durch das Zellstoffwerk bei Stendal, welches jährlich rund 3 Mio. Festmeter Holz, unter anderem aus der Altmark, verwertet.

Nach der 2002 in Nordrhein-Westfalen durchgeführten Landeswaldinventur beträgt die Waldfläche des Bundeslandes 915.800 ha, was ca. 27 % der gesamten Landesfläche entspricht. Allerdings sind die Regionen des Niederrheins sehr unterdurchschnittlich bewaldet. So weist der Rheinkreis Neuss gerade einmal 7 % Waldfläche auf. Ein Großteil der Waldgebiete liegt in der Hand von Privatbesitzern (65 %) und macht somit eine wirtschaftliche Erschließung des Gebietes nur schwer möglich.

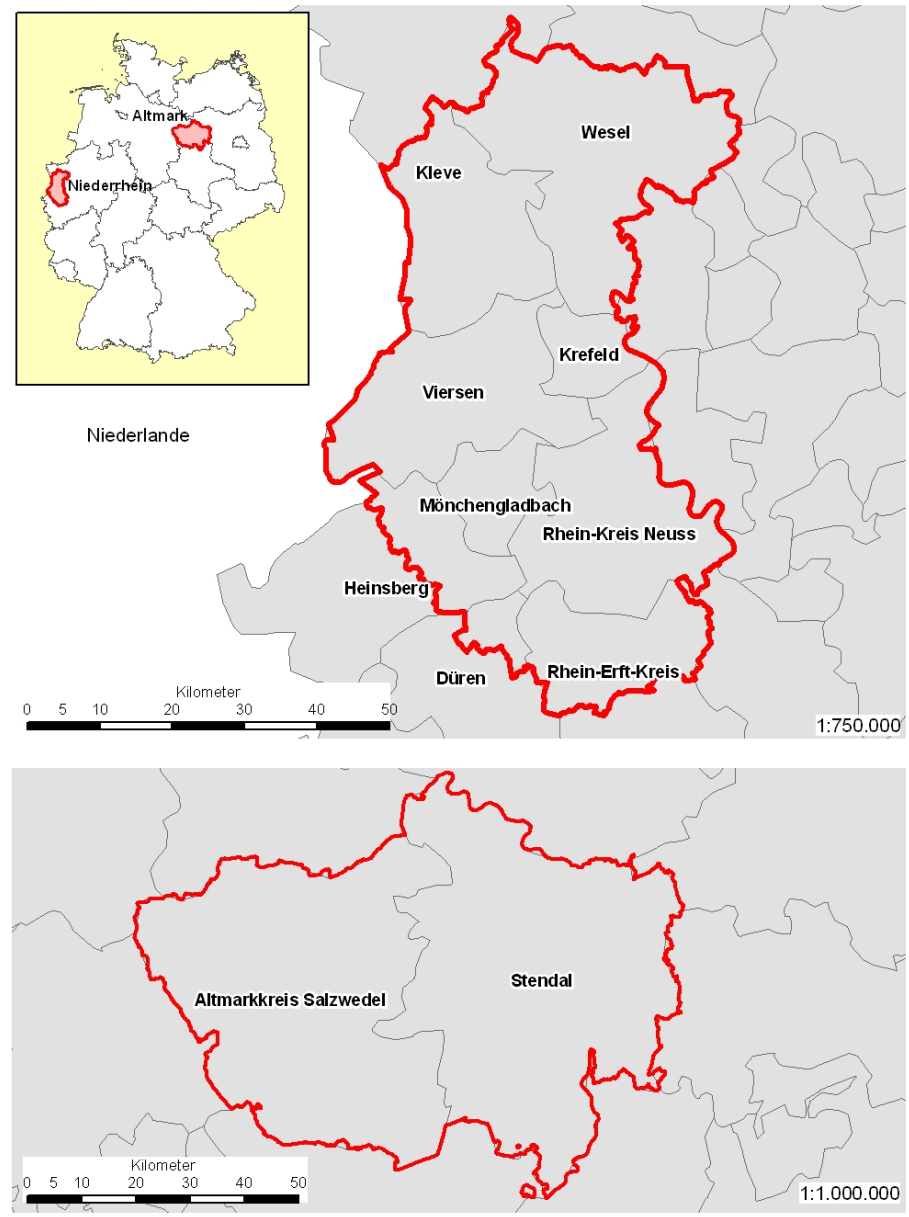
Substrate und Böden

Sieht man davon ab, dass es sich in beiden Regionen um Lockergesteinsbereiche handelt, lassen sich einige Unterschiede feststellen. Durch die deutlich stärkere glaziale Prägung der Altmark liegt hier ein wesentlich kleinteiligerer Wechsel der bodenbildenden Substrate vor. Diese sind zumeist lehmig und sandig. Die Sanderflächen weisen meist Ranker und Podsole auf, im Bereich von Grund- und Endmoräne gehen sie in Braunerde über. Im Nordosten der Altmark sowie entlang des Elbeverlaufs dominieren tonigere Substrate, so dass vermehrt Gleye und Pseudogleye entstanden sind.

Im Gegensatz dazu herrscht am Niederrhein zumeist periglaziales Klima vor, das sich in den durch Rhein und Maas abgelagerten Schottern widerspiegelt und sich am besten durch eine Flussterassenlandschaft beschreiben lässt. Geomorphologisch äußert sich dies in den Einschaltungen der Sohlentäler, Flussauen und Altstromrinnen in den ebenen Terrassenkörpern. Im Norden des Niederrheins treten Stauchmoränenwälle der Niederrheinischen Höhen als Vollformen in Erscheinung. In den Auen dominieren Auenböden, die vielfach Gley- und Pseudogleymerkmale enthalten. Am Übergang von Niederrheinischem Tiefland zur Niederrheinischen Bucht treten durch nach Süden hin mächtiger werdende Lössauflagen verstärkt Parabraunerden und Braunerden auf, die in Hanglagen mit Rendzinen vergesellschaftet sind.

Einen Überblick zur räumlichen Einordnung bietet Bild 1-1.

Bild 1-1: Modellregionen, Quelle: Fraunhofer UMSICHT

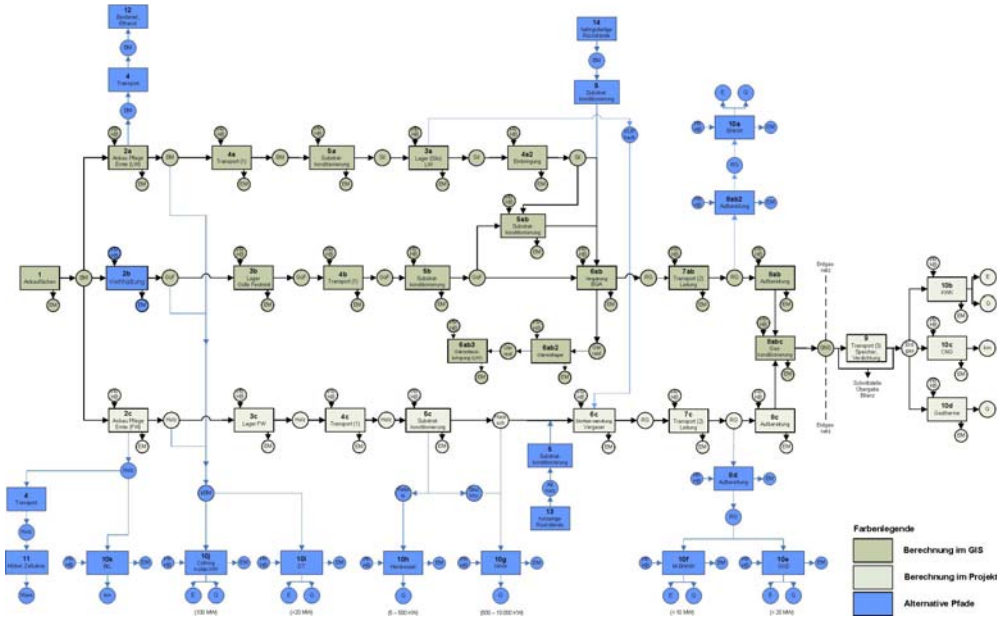


1.3 Entwicklung und Randbedingungen des Prozesskettenmodells »Biogaseinspeisung«

Zur Beschreibung der einzelnen Parameter war es sinnvoll, den gesamten Prozess der Biomethangewinnung mit Hilfe eines Prozesskettenmodells darzustellen; angefangen bei der Substratproduktion bis hin zur Verwertung des aufbereiteten Biogases (Biomethans). Ziel war es, ein Modell zu erstellen, welches die einzelnen Prozesskettenelemente hinsichtlich seiner In- und Outputgrößen quantifiziert, sowie deren ablaufenden Konversionen ausreichend beschreibt um diese so zur Umsetzung in das GIS aufzubereiten. Das

komplette Modell ist in Abbildung Bild 1-2 und vergrößert im Anhang A1 dargestellt.

Bild 1-2: Prozesskette der Biogaseinspeisung, Quelle: Fraunhofer UMSICHT



1.3.1 Festlegung der Systemgrenzen

Die exakte Beschreibung und Attributierung der einzelnen Prozesskettenelemente setzte eine intensive Analyse des Technologiepfades der Biomethangewinnung voraus. In diesem Zusammenhang war insbesondere die Festlegung des Betrachtungsrahmens durch die Definition sinnvoller Systemgrenzen von besonderer Bedeutung. Hierzu erfolgte innerhalb des Konsortiums eine Verständigung über die Prozesse, Technologien und Substratquellen, die im Verbundprojekt zu behandeln waren. So flossen einige potenziell geeignete Substratquellen aufgrund zu geringer Potenziale (z. B. halmgutartige Rückstände aus Landschaftspflegegrün) nicht mit in die Betrachtung ein. Daneben konnten auch organische Abfälle und Reststoffe aus Industrie und Gewerbe nicht erfasst werden, da eine eindeutige Lokalisierung der Substratquellen nur mit erheblichem Mehraufwand realisierbar gewesen wäre.

Im System betrachtet wurde weiterhin nur die Gewinnung von Biomethan. Andere regenerative Energien, die aus nachwachsenden Rohstoffen gewonnen werden können, wie z. B. Ethanol, Biodiesel oder BTL, blieben außen vor. Auch eine stoffliche Nutzung wurde im GIS nicht berücksichtigt.

Bei den Grenzen des Prozesskettenmodells musste noch zwischen den Gesamtgrenzen und denen, die wirklich von Relevanz für das GIS waren, unterschieden werden. So wurde im GIS noch einmal eine Grenze nach der jeweiligen Biogasaufbereitung gezogen. Dies bedeutet, dass die Gas-Nutzung nicht implementiert wurde, was zum einen mit der ungenauen Verortung zu begründen war, andererseits damit, dass die Nutzung des Biomethans integraler Bestandteil der Energieszenarien in Arbeitspaket 8 ist. Zur

Übersicht der im Projekt bzw. im GIS modellierten Technologiepfade und deren Zusammensetzung siehe Bild 1-2.

Nach Einspeisung des Biomethans in das Erdgasnetz findet eine weiträumige Verteilung des Biomethans statt. Die Nutzung lässt sich dabei nicht mehr räumlich konkret darstellen, so dass auf die Integration ins GIS verzichtet worden ist.

Weiterhin erfolgte eine Betrachtung der Substratlinie der Exkremente erst ab dem Transport von Gülle bzw. Festmist, die Viehzucht sowie die Lagerung der Exkremente wurden der Landwirtschaft als Lebensmittelproduzent zugeschrieben.

Aufgrund der unzureichenden Datengrundlage zu den Stoffströmen konnte der Technologiepfad Holzvergasung innerhalb dieses Projekts nicht im GIS modelliert werden. Ausführungen zu Technologie und Kosten finden sich in Band 3.

1.3.2 Grundlegende Annahmen zur Biomasseaggregation

Prozesslinie Nachwachsende Rohstoffe

Die Feinjustierung des GIS erforderte eine Vielzahl von Festlegungen entlang der Prozesskette. Eine tragende Rolle spielte dabei der Biogaspflanzenanbau. So wurde, wie bereits angedeutet, festgelegt, dass im Projekt der Anbau von Mais, Winterweizen (Korn- und Ganzpflanzennutzung), Gras und Zuckerhirse berücksichtigt wurde. Gewählt wurden diese Kulturen aufgrund statistischer Auswertungen von bestehenden Biogasanlagen (2004-2006) nach [Weiland, 2006]. Demzufolge wurde unter anderem Maissilage in 92 % aller Anlagen verwendet, Getreide zu 50 %, Ganzpflanzensilage zu 48 % und Grassilage zu 37 %. Perspektivisch sollte auch noch der Anbau von Zuckerhirse betrachtet werden, da dieser eine zukünftige Alternative vor allem auf trockenen Standorten wie der Altmark darstellt. Zumindest theoretisch erfolgte auch die Betrachtung und Analyse des Anbaus von Hölzern auf Kurzumtriebsplantagen (Weide und Pappel), auf die Umsetzung ins GIS wurde allerdings, wie auf den gesamten Pfad der Holzvergasung verzichtet.

Neben der Auswahl der betrachten Sorten spielten weitere Parameter wie Fruchtfolgen, der Anbau von Zwischenfrüchten oder die Anbauart eine gewichtige Rolle. So wurde für die Fruchtfolgen festgelegt, dass aufgrund der regional und saisonal stark schwankenden Marksituation keine scharfe Detaildarstellung der Fruchtfolgen möglich war. Zwar wird momentan an biogasoptimierten Fruchtfolgen intensiv geforscht, so haben diese jedoch einen engen Bezug zur ihrer Anbauregion und waren aktuell noch nicht in das GIS übertragbar. Für die theoretischen Analysen wurde deshalb die »best-practice«-Variante (Raps-Winterweizen-Mais) angenommen, wogegen im GIS die Realisierung über eine zufällige Flächenselektion und -rotation erfolgte (vgl. Abschnitt 2.2.5.3).

Ebenfalls intensiv untersucht wird derzeit der Mischanbau bzw. der Anbau von Zwischenfrüchten. Allerdings erfolgten die Untersuchungen bisher nur

auf einem der besten Ackerbaustandorte Deutschlands und sind somit nicht auf Deutschland übertragbar. Zwar ist ein Mischanbau (z. B. Mais und Sonnenblumen) ökologisch sinnvoll, jedoch steht bei der Bereitstellung von Energiepflanzen der Massenertrag im Vordergrund. Des Weiteren ist der Anbau noch als problematisch anzusehen, da z. B. ungleiche Reifezustände der Pflanzen die Ernte erschweren und somit den Ertrag schmälern. Was die Kultivierung von Zwischenfrüchten anbelangt, so hat diese in der konventionellen Landwirtschaft ihre Funktion als Stickstofflieferant für den Boden verloren. Aufgrund der intensiven Tierhaltung und der Mineraldüngung mit Wirtschaftsdüngern ist bereits eine Grundversorgung des Bodens mit Stickstoff gegeben. Aus ökologischer Sicht sind Zwischenfrüchte jedoch immer noch von Bedeutung. Eine Implementierung ins GIS erfolgte nicht.

Weiterhin galt es, im GIS Annahmen zum Anbau in Schutzgebieten zu treffen. Dabei war der Fokus auf das Bestimmen möglicher Abschlagsfaktoren der Erträge gerichtet. Prinzipiell wurde davon ausgegangen, dass von einer Errichtung von Biogasanlagen in Schutzgebieten abzusehen war. Dies war bei der Standortfindung mit dem GIS zu berücksichtigen. Bezüglich des Anbaus von Energiepflanzen konnten dagegen keine eindeutigen Annahmen getroffen werden, da jedes Schutzgebiet eigene z. T. regionsspezifische Verordnungen erlässt. Für das GIS wurden aus diesem Grund keine Abschläge für den Anbau in Schutzgebieten unterstellt, sondern ein normaler, konventioneller Anbau angenommen, unter der Voraussetzung, dass dieser unter guter fachlicher Praxis durchgeführt wurde (Einhaltung von Cross Compliance).

Unterschiede zwischen konventionellem und ökologischem Anbau bestehen neben den eingesetzten Verfahrenstechniken und den Mengen an ausgebrachten Düngern und Pflanzenschutzmitteln vor allem in den geringeren Erträgen im ökologischen Anbau. In der Praxis wird vor allem aus ökonomischen Gesichtspunkten darauf verzichtet, Energiepflanzen mit ökologischen Anbauformen bereitzustellen. Für das Projekt ließ sich daraus schlussfolgern, dass diese Flächen für die Biogasproduktion entfallen und auch der ökologische Anbau an sich für eine spätere energetische Nutzung nicht geeignet ist, da er wirtschaftlich kaum darstellbar ist [KTBL, 2007].

Die Verringerung des Dauergrünlandanteils innerhalb einer Region durch Grünlandumbruch ist aufgrund von Cross Compliance-Regelungen deutlich eingeschränkt. Sobald innerhalb einer Region der Grünlandanteil um mehr als 8-10 % verringert wurde, muss auf bestehenden Ackerflächen Grünland wieder angesät werden. Bundesweit kann somit von einem konstanten Verhältnis zwischen Acker- und Grünlandfläche ausgegangen werden. Vor diesem Hintergrund wurden, auch aufgrund der unzureichenden Datenlage, keine lokalen Änderungen durch Grünlandumbruch berücksichtigt.

Weitere Details zur (Geo-)Datengrundlage finden sich in Abschnitt 2.2.5.3.

Prozesslinie »Exkremente«

Betrachtung fanden die Reststoffe aus der Rinder-, Schweine- und Geflügelhaltung. Außerdem wurden in diesem Modul Annahmen über den spezifi-

schen Substratanfall getroffen, welche bei den betrachteten Tierarten unter verschiedenen Haltungsformen anfallen. Für Rinder wurde dabei die Laufstall-Anbindehaltung als Haltungsform angenommen, für Schweine die Laufstallhaltung und für Geflügel Käfighaltung/Bodenhaltung. Die Datengrundlage für die Berechnung der Wirtschaftsdüngermengen bildete das »Informationsblatt Nr.6 des staatlichen Amtes für Landwirtschaft und Umwelt Sachsen«. Details zur Geo(-Datengrundlage) finden sich in Abschnitt 2.2.5.3.

Prozesslinie »Waldholz«

Die Prozesslinie Waldholz wird im GIS nicht im Detail betrachtet. Dennoch soll hier eine kurze Beschreibung der Waldholzpotenziale für den Niederrhein und die Altmark erfolgen.

Modellregion Niederrhein:

Die Grundlage für die Ermittlung des tatsächlich nutzbaren, energetischen Potenzials bildeten die Bundeswaldinventur II und [Wenzelides, 2007]. Ausgehend vom theoretischen Potenzial wurde mit Hilfe von Restriktionsfaktoren das nachhaltig mobilisierbare Dendromassepotenzial bei der Waldholzbereitstellung bestimmt. Dabei handelte es sich um holzartige Biomasse, die stofflich und energetisch verwendet werden kann, die aufgrund von Qualitätsmängeln aber nicht höherwertig zur Anwendung kommt. Praktisch umfasst dies Schwachholz, Kronenholz, X-Holz, Schadholz und Reisigmaterial.

Für die Kreise Kleve, Wesel, Krefeld, Viersen, Mönchengladbach und Neuss ergab sich laut den oben genannten Quellen ein theoretisches Potenzial von 2,69 t_{atro} pro ha und Jahr. Abzüglich diverser Restriktionsabschläge, wie Hangneigung, Nutzungsverzicht auf Nadelholzreisig aus standortsökologischen Überlegungen und Zertifizierung nach FSC - Forest Stewardship Council (Internationaler Waldwirtschaftsrat) resultierte ein tatsächlich verfügbares Potenzial von 2,13 t_{atro} /(ha*a) für die energetische Nutzung. Für den Teil der Modellregion Niederrhein, zu dem die Kreise Heinsberg, Düren und Rhein-Erft gehören, konnte ein tatsächlich verfügbares Dendromassepotenzial von 2,39 t_{atro} /(ha*a) bestimmt werden.

Neben den bereits genannten Restriktionsfaktoren wurden aber noch zusätzliche, nicht berechenbare Hemmnisse für die Mobilisierung des Holzes benannt. Dies umfasste z. B. die Einschränkungen für Gebiete, welche einen Schutzstatus auf die forstwirtschaftliche Nutzung aufweisen (Restriktionen abhängig von der jeweiligen Schutzgebietssatzung). Eine weitere schwer quantifizierbare Restriktion stellten die Strukturnachteile des Privatwaldes dar. Vor allem in Kleinprivatwäldern (< 20 ha) mangelte es oftmals aufgrund des hohen Aufwandes am Interesse an einer Mobilisierung des Holzes [Wenzelides, 2007]. Diese nicht ohne große Aufwendungen erfassbaren Einschränkungen führten zu einer weiteren Reduzierung des beschriebenen Potenzials. Eine Benennung ist aus den oben genannten Gründen allerdings nicht ohne weiteres möglich.

Modellregion Altmark:

Die Daten der Energieholzpotenziale für Sachsen-Anhalt entstammen größtenteils aus dem Biomassekatalog Sachsen-Anhalt [Schneider, 2002]. Die Datengrundlagen sind damit zum Teil bereits aus dem Jahre 2000.

Zum Zeitpunkt der Datenerhebung befanden sich nennenswerte Anteile des sachsen-anhaltinischen Waldes in Privatbesitz (38,2 %). Der überwiegende Anteil dieser Flächen war in der Modellregion (Altmark) zu finden. Damit war auch schon eine Problemquelle für die Schwierigkeiten der Holzpotenzialbestimmung der Altmark benannt. Vor allem in kleinen Waldschlägen, welche in privater Hand sind, erfolgt oft nur eine unzureichende Bewirtschaftung, Dokumentation und Informationsweiterleitung fehlten oft, womit Rückschlüsse auf das technische Potenzial nur schwer möglich waren. Darüber sind in der Altmark erhebliche Mengen an Waldholz bereits gebunden, u. a. durch die Zellstoffwerke Stendal, und für die nächsten Dekaden nicht verfügbar.

Das Potenzial an Waldenergieholz umfasst Schwach- und Waldrestholz und wurde in [Schneider, 2002] für die Modellregion mit 0,80 t_{atro}/(ha*a) beziffert.

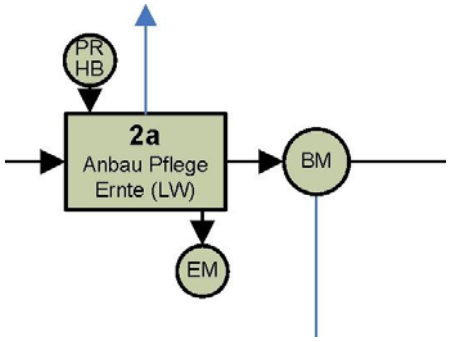
Ein weiteres Problem bestand in der unzureichenden Datenlage über Stoffströme der holzartigen Biomasse in Sachsen-Anhalt. Hier werden in der Literatur nur grobe Zusammenhänge wiedergegeben. Zukünftig wird von einer verschärften Nutzungskonkurrenz zwischen der stofflichen und der energetischen Verwertung des Holzes ausgegangen. Vor allem das Zellstoffwerk in Stendal wird, neben den derzeit genutzten Mengen, einen großen Massenstrom der zukünftig erschließbaren Waldresthölzer an sich ziehen. Tendenziell ist hier also nur mit einem geringen Potenzial zu rechnen, welches für die zusätzliche Energiegewinnung zur Verfügung steht.

Aufgrund der oben genannten, zum Teil recht unscharfen Potenziale sowie der unzureichenden Datengrundlage zu den Stoffströmen wurden die Holzpotenziale und somit die gesamte Schiene der Vergasung der Waldresthölzer nicht im GIS betrachtet. Es erfolgte jedoch eine verbal-argumentative Analyse in Arbeitspaket 8.

1.3.3 Aufbau der Prozesskettenelemente

Jedes Prozesskettenelement besteht aus einem zentralen Prozesselement (Vergleiche Bild 1-3), wird nummeriert (hier: 2a) und trägt eine entsprechende Bezeichnung (hier: »Anbau, Pflege, Ernte«). Wie in Bild 1-3 zu sehen, wurden jedem Element Ein- und Ausgangsströme zugewiesen. Ganz konkret sind das die Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe (RHB) als Input. Als Resultat liefert jedes Element die anfallenden Kosten (K) bzw. Emissionen (EM) in Abhängigkeit von den eingehenden Stoffen. Hinzu kommt das jeweilige Konversionsprodukt, in diesem Fall die Biomasse (BM), welches gleichzeitig den Eingangsstoff für das nachfolgende Modul darstellt.

Bild 1-3: Aufbau eines Prozess-kettenelements Quelle: Fraunhofer UMSICHT



Neben dem prinzipiellen Aufbau der Elemente wurde jedes einzelne beschrieben und mit Attributen und Attributwerten belegt. Genauere Informationen dazu, sind in Kapitel 1.4 zu finden.

1.3.4 Festlegung der Systemvariablen und Zielgrößen

Zur Gewinnung von Biomethan wurden im Prozesskettenmodell zwei Produktionspfade betrachtet: die anaerobe Vergärung von organischer Biomasse und die Vergasung von Holz, mit der damit verbundenen Gewinnung von SNG (Substitute/Synthetic Natural Gas). Zur Bereitstellung der Substrate für die Vergärung wurden zwei Substratlinien definiert: zum einen beinhaltete dies die Bereitstellung von nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo) und zum anderen Wirtschaftsdünger (Exkremente), welche in der landwirtschaftlichen Tierhaltung anfallen.

Die Prozessschiene »NawaRo« beginnt bei der Charakterisierung der Anbauflächen und betrachtet den Komplex »Anbau-Pflege-Ernte«, die Substratkonditionierung (Silierung), die Lagerung sowie den Transport zum Lager bzw. zur Biogasanlage. Die Betrachtung der Wirtschaftsdünger beginnt bei der Viehhaltung, geht über Lagerung hin zum Transport der Gülle bzw. des Festmistes zur Biogasanlage. Dort werden die Substrate vorbehandelt (Zerkleinerung), im Modul der Beschickung (Vorgrube) mit den NawaRo vermischt und anschließend vergoren.

Die Bereitstellungskette der SNG-Produktion wurde analog der NawaRo-Linie angelegt: Anbaufläche (Wald), »Anbau-Pflege-Ernte«, Transport, Lagerung, Substratkonditionierung (Häckseln) und die abschließende Vergasung. Dabei wurden zwei verschiedene Konzepte betrachtet. Im ersten Konzept wird das Holz mittels Forwarder geerntet, zum Umschlagplatz transportiert und vor Ort mit einem mobilen Hacker konditioniert. Der Transport der Hackschnitzel zum Vergaser wird per LKW (Container) durchgeführt. Im zweiten Konzept erfolgen die Verfügbarmachung, der Transport zum Lager und der Umschlag ebenfalls mit dem Forwarder. Der Unterschied zu Konzept eins liegt darin, dass hier das ungehackte Holz mittels LKW (Rungen) zum Vergaser transportiert und vor Ort mit Hilfe eines stationären Hackers konditioniert wird.

Im Anschluss an die jeweilige Rohgasgewinnung (Vergärung bzw. Vergasung) folgen die Aufbereitung, in dem das Rohgas zu nahezu reinem Methan aufbereitet wird, der Transport des Gases und die abschließende Nutzung.

Als Nutzungsmöglichkeiten waren im Modell die Verstromung mit Kraft-Wärme-Kopplung, die Erdgasnutzung in Fahrzeugen und die Wärmebereitstellung durch Verbrennung in Gasthermen vorgesehen.

Aus Gründen der Praktikabilität wurden als Bezugseinheiten im System folgende Annahmen getroffen:

- von der Anbaufläche bzw. Viehzucht bis zur Konversionsanlage: t_{FM}
- ab der Konversionsanlage: kWh ($H_{i,N}$)
- für Gärreste: $t_{Gärrest}$

Demgegenüber wurden unter dem Begriff »Zielgrößen« wichtige Kenngrößen festgelegt, die erstens das System in seiner Gesamtheit gut beschreiben bzw. charakterisieren und zweitens wertvolle Schlüsselinformationen zur Ermittlung und Erreichung der Projektziele darstellen.

Dabei wurden als Zielgrößen der jeweiligen Module die spezifischen Gestehungskosten bzw. Emissionen entlang des Technologiepfades festgelegt. Das hieß im Einzelnen, dass zu jedem Modul Funktionen der anfallenden Betriebs- und Investitionskosten in Abhängigkeit vom Substratinput zu bestimmen waren, die im Nachgang in das GIS implementiert werden konnten. Analog dazu wurde mit den Emissionen verfahren. Berücksichtigung fanden dabei in erster Linie Stoffe mit Treibhauswirkung.

1.4 Beschreibung der Prozesskette und Analyse der Zielgrößen

Wie in Kapitel 1.3 beschrieben, wurden als eine wichtige Zielgröße die Kosten der Biomethangestehung festgelegt. Zur Ermittlung dieser Größen war eine umfangreiche Analyse der einzelnen Elemente entlang der Prozesskette erforderlich. Neben den jeweiligen Ein- und Ausgangsgrößen sollten auch die Berechnungsgrundlagen der auftretenden Kosten ermittelt werden. Erfasst wurden die Investitionskosten sowie die laufenden Betriebskosten, welche entweder als pauschale Werte oder als Kostenfunktionen in Abhängigkeit von relevanten Parametern (wie Hektar- bzw. Flächenertrag oder Schlaggröße) angegeben wurden.

Als grundlegende Randbedingungen zu Wirtschaftlichkeits- bzw. Kostenrechnungen wurde angenommen, dass alle Kosten als betriebswirtschaftliche Vollkosten netto vor Steuern kalkuliert wurden und sich aus den Investitions- und Betriebskosten (Eigenverbrauch, Wasserverbrauch, Strom, Abwasseranfall, Prozesshilfsmittel, Wartungs- und Instandhaltungskosten, Personalkosten, Kapitalkosten) zusammensetzen. Versicherungskosten wurden in den Gesamtkostendarstellungen nicht berücksichtigt.

Neben den Kosten waren die Treibhausgasemissionen die zweite wichtige Zielgröße im Projekt. Zusammengefasst wurden diese unter dem Parameter Kohlendioxidäquivalente. Dieser beinhaltete alle relevanten Treibhausgase, welche mit folgenden Gewichtungen in die Gesamtbilanz einflossen (Datenbasis 2006 - [Scholwin, 2006]):

- Kohlendioxid (CO_2) (entspricht 1 CO_2-Äquivalent)

- Methan (CH_4) (= 23 CO_2-Äquivalente)
- Lachgas – Distickstoffmonoxid (N_2O) (= 310 CO_2-Äquivalente)

Es existieren noch eine Reihe weiterer Stoffgruppen, wie z. B. FCKW, PFC, usw., welche zwar ebenfalls eine Treibhausgaswirkung aufweisen, jedoch in diesem Projekt vernachlässigt wurden, da sie entweder in zu geringen Mengen anfallen bzw. in ihren Auswirkungen irrelevant sind. Auch lagen hierfür nur unzureichende Daten vor.

Die bei der Bereitstellung der Elektroenergie anfallenden Emissionen wurden nach [Ecoinvent, 2004] abgeschätzt. Dem zugrunde liegt der deutsche Strommix mit damit verbundenen Emissionen für die Bereitstellung von 0,655 kg CO_2-Äq./kWh. Dieser Wert wurde bei allen Stromverbräuchen im Projekt verwendet. Als Emissionsfaktoren für die Bereitstellung und Verbrennung von Diesel wurden ebenfalls die Daten aus [Ecoinvent, 2004] zugrunde gelegt (0,087 kg CO_2-Äquivalente pro MJ Diesel).

Ohne im Einzelnen auf genaue Werte einzugehen, sollen im Folgenden die Prozesskettenelemente beschrieben und die wichtigsten Rahmenbedingungen und Ergebnisse dargelegt werden. Dazu erfolgt eine horizontale Beschreibung der Prozesskette, d.h. dass die Prozesskette entlang der einzelnen Substratlinien beschrieben wird.

1.4.1 Bereitstellung und Transport von Energiepflanzen

Modul »Anbauflächen« (1)

In dem Modul der Anbaufläche fallen in erster Linie Kosten für das Pachten der Ackerflächen an. Dabei wurde festgestellt, dass die Pachtpreise deutschlandweit und auch regional sehr hohen Schwankungen unterworfen sind, was auf eine Vielzahl von Gründen zurückgeführt werden konnte. So beeinflussen unter anderem die Nutzungsart, die vorhandenen Nutzungskonkurrenzen, die klimatischen Verhältnisse, die Managementfähigkeiten der Betriebsleiter aber auch gesamtwirtschaftliche Faktoren die Höhe des zu entrichtenden Pachtentgeltes. Aus diesem Grund und der mangelnden Datengrundlage wurde darauf verzichtet, diesen Kostenpunkt mit in das GIS aufzunehmen. Dies lässt sich auch mit dem Argument in Einklang bringen, dass in der Praxis oftmals der Substratlieferant in Form eines Landwirtes die Rohstoffe auf den firmeneigenen Flächen anbaut und somit keine Pachtkosten zu entrichten hat. Beispielhaft sei dennoch genannt, dass die Pachtpreise in Sachsen-Anhalt im Jahr 2006 zwischen 42 und 308 € pro Hektar schwankten [MUL, 2007] und dies bei einem durchschnittlichen (Jahre 2000, 2007) Hektarertrag in der Altmark von 32 t_{FM}/ha Maissilage spezifische Pachtentgelte von 1,1 €/t_{FM} bis 6,8 €/t_{FM} ergaben. Im Durchschnitt liegen die Pachtpreise in Sachsen-Anhalt bei 4,2 €/t_{FM}, in Nordrhein-Westfalen sind es dagegen schon 7,8 €/t_{FM} (bezogen auf 45 t_{FM} Mais pro Hektar).

Als Treibhausgase wurden die Emissionen erfasst, welche durch die Ausbringung von Gärresten bzw. Mineraldüngung entstanden. Dabei wurden nur die direkten Emissionen der Gärreste bzw. Dünger aufgeführt.

Zur Berechnung der emittierten Stickstoffmengen wurde der »online-Kostenrechner für Energiepflanzen« von der Internetseite des Kuratoriums für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (www.ktbl.de) als Datengrundlage verwendet (Stand für das Wirtschaftsjahr 2007). Aus den dort angegebenen Gärrest- und Mineraldüngermengen konnte der ausgebrachte Stickstoff berechnet werden, wobei für den Gärrest ein Stickstoffgehalt von 4,5 kg/t_{FM} angemonmmen wird. Daraus konnten Funktionsgleichungen in Abhängigkeit vom erzielten Ertrag berechnet werden, die im GIS ihre Anwendung fanden. Exemplarisch ist im Folgenden die Gleichung für Maissilage angegeben:

$y = (-0{,}1337x^2 + 15{,}494x - 247{,}5)$ [kg N/(ha*a)], x = Hektarertrag, y = Menge eingesetzter N-Dünger.

Mit diesen berechneten Stickstoffmengen und dem Emissionsfaktor aus [IPCC, 2007] konnten die tatsächlichen Lachgasemissionen berechnet werden. Dabei wurde unterstellt, dass ein Kilogramm Stickstoff 6,469 kg CO_2-Äquivalente emittiert.

Die natürlichen Emissionen von Lachgas, die als so genannte Hintergrundemissionen auftreten, wurden ebenso vernachlässigt, wie die Möglichkeit, dass der Boden als natürlich Methansenke fungiert. Dies ließ sich dadurch begründen, dass diese Effekte nicht im Speziellen dem Anbau von Energiepflanzen zuzusprechen sind, sondern natürliche Phänomene darstellen, die auf allen Böden auftreten. Daneben schwanken diese Werte in Abhängigkeit vom Bodentyp, der Bodenart und insbesondere des Wassergehalt sowie dem angebauten Substrat, was eine fundierte Datenbeschaffung, beim derzeitigen Stand der Wissenschaft, nur schwer möglich macht.

Modul »Anbau, Pflege, Ernte« - Landwirtschaft (2a)

Das Prozesskettenelement »Anbau, Pflege, Ernte« hat großen Einfluss auf die ökonomische und ökologische Bilanz der gesamten Prozesskette. Hier wurden sämtliche Produktionsmaßnahmen zur Gewinnung der Biogassubstrate erfasst, welche unter nachwachsende Rohstoffe fallen. Dazu zählten im Projekt Maissilage, Getreidekorn, Getreide-Ganzpflanzensilage, Grassilage und, um eine zukünftige Entwicklung zu berücksichtigen, auch Zuckerhirse. Weiterhin wurden die Kosten für Kurzumtriebsholz zusammengestellt. Dieses Holz wird zwar statt der Biogasanlage dem Vergaser zugeführt, so erfolgt jedoch der Anbau auf landwirtschaftlichen Flächen.

Grundlage für diesen Prozessschritt bildeten die Daten, welche dem »online-Kostenrechner für Energiepflanzen« von der Webseite des Kuratoriums für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (www.ktbl.de) zu entnehmen sind. Diese Daten wurden für alle Prozessschritte bis zur Einbringung der Biomasse in die Biogasanlage verwendet. In diesem Tool werden die Produktionskosten für die jeweiligen Substrate in Abhängigkeit von der Anbaumethode, dem Ertrag und der Schlaggröße angegeben. Aus diesen Daten war es möglich, Kostenfunktionen für die einzelnen Substrate zu gewinnen, welche in das GIS implementiert werden konnten.

Als Anbauverfahren wurden konventionelle Verfahren ausgewählt und Funktionen in Abhängigkeit von Ertrag und Anbaufläche ermittelt. In Bild 1-4 ist exemplarisch die Berechnungsgrundlage für die Kosten des Anbaus, der Pflege und Ernte von Maissilage angegeben.

Bild 1-4 : Beispiel für die Kostenfunktionen (Modul »Anbau, Pflege, Ernte«), Quelle: Berechnungen DBFZ auf Grundlage von [KTBL, 2007]

Flächen bis 5 ha:

$$Y_{M1} = \frac{a \cdot X^{b}}{c}$$

Flächen größer 5 ha:

$$Y_{M2} = \frac{d \cdot X^{2} + e \cdot X + f}{c}$$

Ernteertrag c	Faktor a	Faktor b	Faktor d	Faktor e	Faktor f
29 t/ha	741,10	-0,06	0,02	-3,05	618,16
30 t/ha	752,07	-0,06	0,03	-3,11	629,26
31 t/ha	763,03	-0,06	0,03	-3,17	640,37
32 t/ha	774,00	-0,06	0,03	-3,22	651,47
33 t/ha	784,97	-0,06	0,03	-3,28	662,58
34 t/ha	795,93	-0,06	0,03	-3,34	673,68
35 t/ha	806,90	-0,06	0,03	-3,40	684,79
36 t/ha	817,87	-0,06	0,03	-3,46	695,90
37 t/ha	828,83	-0,06	0,03	-3,52	707,00
38 t/ha	839,80	-0,06	0,03	-3,58	718,11
39 t/ha	850,77	-0,06	0,03	-3,64	729,21
⋮		⋮		⋮	

Y_{M1}, Y_{M2} …Kosten in [€/t_{FM}]
a,b,c,d,e,f …Faktoren
X …Schlaggröße [ha]
c …Ertrag [t_{FM}/ha]

Bis zu einer Flächengröße von einschließlich 5 ha ist in diesem Beispiel mit der Formel Y_{M1} zu rechnen, bei größeren Flächen mit Y_{M2}. Diese Kosten setzen sich zusammen aus den benötigten Dieselmengen und dem Arbeitszeitaufwand zur Durchführung der einzelnen Prozessschritte. In diesem Fall mussten folgende Schritte ausgeführt werden, welche sich je nach Substrat unterscheiden:

- Phosphor-Kali-Dünger (PK-Dünger) streuen,
- Pflügen mit Aufsatteldrehpflug,
- Gärrest ausbringen
- Eggen mit Saatbettkombination,
- Einzelkornsaat,
- Wasser-Transport,

Ebenfalls in den Formeln enthalten sind die Direktkosten für Saatgut, Düngemittel, Pflanzenschutzmittel und andere Betriebsstoffe.

Die Funktionen der Dieselverbräuche bildeten ebenfalls einen wichtigen Baustein bei der Bestimmung der Emissionen dieses Prozesskettenelements. Die ermittelten Dieselfunktionen lieferten Kraftstoffmengen, die mit Hilfe von Faktoren aus [Ecoinvent, 2004] in die anfallenden Kohlendioxidäquivalente umgerechnet werden konnten.

Weiterhin mussten die Emissionen für die Bereitstellung von Mineraldüngern, Pflanzenschutzmitteln und Saatgut bestimmt werden. Dies erfolgte analog der oben beschriebenen Methodik mit Hilfe von [KTBL, 2007]. Die Emissionsfaktoren sind Tabelle 1-1 dargestellt.

Tabelle 1-1: Emissionsfaktoren für die Bereitstellung der Hilfsmittel für den Energiepflanzenanbau [Ecoinvent, 2004], [IPCC, 2007]

Emissionsfaktoren für alle Hilfsmittel ab Regionallager	**Bezugsgröße**	**kg CO_2-Äq./ Bezugsgröße**
PSM	kg	7,157
N-Dünger	kg	6,469
P-Dünger	kg	1,394
K-Dünger	kg	0,475
Kalk	kg	0,040

Dabei ist für die KTBL-Daten anzumerken, dass die Emissionen der Bereitstellung der Pflanzenschutzmittel viel zu hoch angegeben waren und bei dieser Darstellung mehr als 75 % der Gesamtemissionen des Anbaus von den Pflanzenschutzmitteln verursacht worden wären. Wahrscheinlich liegt die Ursache in einer Verdünnung der angegebenen Werte. Da dieser Verdünnungsgrad allerdings unbekannt war, wurden diese Werte aufgrund hausinterner Erfahrung des DBFZ angepasst. Ebenfalls abgewandelt wurde der Wert für die Bereitstellung von Stickstoffdünger. Der Wert aus [Ecoinvent, 2004] wurde aufgrund der Aktualität durch eine Angabe aus [IPCC, 2007] ersetzt.

Transport Energiepflanzen zum zentralen Lager der BGA (4a)

Die Transporte der Energiepflanzen vom Feld zum Sammellager werden in erster Linie mit Zugmaschinen (Schleppern) bewältigt. Die Verwendung von Lastkraftwagen erfolgt dagegen bevorzugt für den Substrattransport großer, industrieller Anlagen, welche aufgrund des hohen Substratbedarfes deutlich längere Transportstrecken erfordern. Für beide Transporttypen wurden mit Hilfe von [KTBL, 2004] Kostenfunktionen in Abhängigkeit von der Transportstrecke aufgestellt. In das GIS selbst wurden nur die Transporte mit dem schweren Schlepper (Nutzlast 28 t) integriert. Die Kostenfunktionen beinhalten Personalkosten und Treibstoffverbrauch. Qualitätsänderungen während des Transportes sind vernachlässigbar.

Emissionen entstehen an dieser Stelle in erster Linie durch Bereitstellung und Verbrennung von Dieselkraftstoffen. In Tabelle 1-2 sind die unterschiedlichen Transportmöglichkeiten mit den dazu gehörigen Nutzlasten und dem dafür benötigten Dieselkraftstoff in Abhängigkeit von der Transportstrecke angegeben. Der genannte Verbrauch sind dabei berechnete Mittelwerte für Hin- und Rückfahrt, wobei die Rückfahrt als Leertransport angesehen wird.

Tabelle 1-2: Dieselverbrauch der verschiedenen Transportfahrzeuge, Quelle: [FNR, 2005b]

Transportfahrzeug	Nutzlast	Verbrauch Feld/ Feldweg in l/(t*km)	Verbrauch Straße in l/(t*km)
mittlerer Schlepper (70-110 kW) ohne Anhänger	7,5	0,2347	0,0259
mittlerer Schlepper (70-110 kW) mit Anhänger	15	0,1173	0,0130
schwerer Schlepper (110-170 kW) ohne Anhänger	14	0,1886	0,0208
schwerer Schlepper (110-170 kW) mit Anhänger	28	0,0943	0,0104
LKW (Solo)	15,3	0	0,0281
LKW (Zug)	28	0	0,0205

Substratkonditionierung Energiepflanzen (5a)

Unter die Konditionierung der Energiepflanzen fallen die Silierung von Mais, Getreide-Ganzpflanzen, Gras und Zuckerhirse, das Quetschen bzw. Schroten von Getreide, sowie die Trocknung der KUP-Holzhackschnitzel.

Da für die Silageaufbereitung nicht zwangsläufig Siliermittel benötigt werden (gelegentlich zur Stabilisierung und zur Beschleunigung des Siliervorganges), ergaben sich die Kosten hier vor allem durch den Maschineneinsatz bei der Einlagerung der Silagen in das Silo. Diese wurden allerdings bereits dem Modul 3a (Lager [Silo]) zugeschrieben.

Für die Getreideaufbereitung gibt es zwei verschiedene Verfahren: das bei der Biogaserzeugung seltener angewendete Schroten mit Kosten von 10 €/t und das Quetschen, wodurch ebenfalls eine grobe Zerkleinerung des Kornes erfolgt. Die Kosten hierfür beliefen sich auf 3,60 €/t [Gagern, 2002].

Ebenso werden Verluste und Qualitätsänderungen in den jeweiligen Lagerungsmodulen erläutert.

Da die während der Silierung anfallenden Emissionen ebenfalls bereits im Modul 3a aufgeführt werden, kommen in diesem Modul nur die Abgase für die Bereitstellung von Strom zum Betreiben einer Getreidequetsche hinzu. Es wurde dabei unterstellt, dass eine Quetsche mit 5,5 kW und einem Durchsatz von einer Tonne Getreide pro Stunde zum Einsatz kam.

Dezentrales Lager der Landwirtschaft (3a)

Im Anschluss an die Ernte der NawaRo werden diese in großen Sammellagern an der Biogasanlage eingelagert. Es entstehen dabei Kosten für die Einlagerung (Dieselbedarf, Personalkosten) und auch für die Lagerung (Kapitalkosten, Siliermittel) an sich. Wichtigster Kostenpunkt sind die Dieselverbräuche für die Einlagerung. Die Daten dazu wurden [KTBL, 2007] entnommen und zu Kostenfunktionen, in Abhängigkeit von Ertrag und Schlaggröße, aufbereitet. Neben den laufenden Kosten wurden auch Annahmen für die Investitionen der Lager getroffen (Flachsilo, Hochsilo).

Weiterhin mussten die Atmungsverluste deklariert werden, die während der Lagerung auftreten. Für Silagen (Mais, Getreideganzpflanzen, Zuckerhirse, Gras) wurden 5 Volumen-% angenommen. Der gleiche Wert war für die KUP-Holz-Lagerung anzusetzen, wobei die Bezugsgröße hier die Trockenmasse und nicht die Frischmasse wie bei den Silagen ist.

Die Emissionen in diesem Modul entstehen hauptsächlich durch die Bereitstellung und Verbrennung von Diesel, welcher für den Einlagerungsprozess benötigt wird. Die Dieselmengen wurden auch an dieser Stelle aus den KTBL-Daten extrahiert. Daneben entweichen Gase während der Lagerung durch Vergärungsprozesse, was je nach Silage 5-10 % ausmachen kann. Dabei handelt es sich in erster Linie um Kohlendioxid. Diese Gase wurden im GIS allerdings nicht bilanziert, da davon ausgegangen wurde, dass die hier anfallenden Kohlendioxidemissionen klimaneutral mit dem von der Pflanze in der Wachstumsphase aufgenommenen CO_2 verrechnet werden können.

Für die Lagerung von Getreide kommen zusätzlich noch Emissionen durch Trocknung und Kühlung des Getreides hinzu. Als Trockner wurde ein Warmlufttrockner mit 60 kW und 20 t/h angenommen. Damit ergab sich ein Stromverbrauch von 3 kWh/t. Für den Kühler wurden 2,5 kWh/t angesetzt.

Zentrales Zwischenlager an der Biogasanlage (3a2)

Dieses Lager stellt ein Zwischenlager an der Biogasanlage dar, in dem die Substrate vor Ort gesammelt werden. Da es nur für wenige Tage Lagerungszeit ausgelegt ist, konnte es deutlich kleiner dimensioniert werden. Die geringen Kosten und Emissionen wurden erneut anhand von [KTBL, 2007] und [Ecoinvent, 2004] berechnet. Auf eine Implementierung in das GIS wurde aufgrund des geringen Beitrages und zur Vereinfachung verzichtet.

Einbringung der Energiepflanzen vom zentralen Lager in die BGA (4a2)

Das Modul 4a2 umfasst den Transport vom zentralen Zwischenlager in die Biogasanlage. Dies erfolgt per Radlader und wurde mit Hilfe von [KTBL, 2007] mit Kostenfunktionen hinterlegt. Die dabei extrahierten Dieselverbräuche bilden auch hier die Grundlage der Emissionsberechnungen.

Substratkonditionierung Vorgrube (5ab)

In dieses Modul fallen das Zusammenmischen und Homogenisieren der Energiepflanzen mit den tierischen Exkrementen. Es entstehen hier Kosten für Strom- und Wasserverbrauch, die in Abhängigkeit von Substratart und Substratmenge schwanken.

Emissionen fallen für die Bereitstellung von elektrischer Energie an. Für NawaRo-Anlagen mit einem Feststoffdosierer wird eine Leistung von 8 kW pro Tonne Substrat angesetzt. Für güllebasierte Anlagen wird mit 0,5 kWh pro Tonne Gülle gerechnet.

1.4.2 Bereitstellung und Transport von Wirtschaftsdüngern

Modul »Tierhaltung« (2b)

Wie in Kapitel 1.3 beschrieben, wurde eine Systemgrenze für das GIS nach der Lagerung der Exkremente am Erzeugungsort gezogen. Das bedeutet, dass alle bestehenden Kosten vor diesem Modul der Viehhaltung zuzuschreiben waren. Weiterhin wurde angenommen, dass der Landwirt diese Substrate unentgeltlich abgibt.

Neben den Kosten wurden auch alle anfallenden Emissionen der Tierhaltung zugeschrieben.

Dezentrales Lager der Exkremente (3b)

Dieses Lager umfasst Güllegruben bzw. Festmistplatten am Ort der Tierhaltung. Wie schon das Modul 2b wurde auch dieser Punkt der Viehhaltung zugeschrieben und nicht ins GIS implementiert.

Transport Exkremente zur BGA (4b)

Der Transport der Exkremente wurde analog zum Transport der Energiepflanzen berechnet al.s Transportmittel diente hier allerdings der Schlepper mit einem Vakuumgüllefass, was den Werten des schweren Schleppers ohne Anhänger (14 t Nutzlast) entspricht (vgl. Tabelle 1-2). Verluste und Qualitätsänderungen waren auch hier nicht von Relevanz. Für Gülle wurde angenommen, dass zum Transport ein Güllefass verwendet wird und somit keine zusätzlichen Emissionen anfallen.

Substratkonditionierung Exkremente (5b)

Die Aufbereitung der Wirtschaftsdünger beinhaltet die Zerkleinerung mit Hilfe eines Mazerators in der Vorgrube der Biogasanlage. Die Investitionskosten belaufen sich auf ca. 2.500 €. Die täglichen Betriebskosten betragen 5-25 €, je nach Substratmenge, Homogenisierungsgrad und Leistung des Mazerators. Im Projekt wurde ein Gerät mit 80 m³/h Durchsatz bei 4 kW Leistung gewählt, was 0,05 kWh/t entspricht. Daneben wurde von einem abgedeckten Güllelager ausgegangen, wodurch nur unwesentliche Emissionen durch das Substrat zu erwarten waren.

1.4.3 Biomassebereitstellung und Transport von Holz

Modul »Anbau, Pflege, Ernte« - Forstwirtschaft (2c)

Dieses Prozesskettenelement beinhaltete Anbau, Pflege und Ernte von Waldhölzern und die Nutzung der Resthölzer. In erster Linie kommen hier die Ernte und deren Kosten bzw. Emissionen zum Tragen. Zwar wurde dieses Modul, genau wie alle anderen Module der Forstwirtschaft, nicht ins GIS implementiert, so erfolgte jedoch eine theoretische Analyse der Zielgrößen (Band 3).

Für die Waldholzgewinnung wurde angenommen, dass eine vollautomatische Ernte erfolgt. Dies umfasst das Fällen und Aufarbeiten (Entfernung von Ästen) der Bäume, sowie das Rücken (Transport vom Fällungsort zur Waldlagerstätte) der Stämme bzw. der Hackschnitzel bis zum Lager. Die vom Brusthöhendurchmesser der Stämme abhängigen Kostenfunktionen wurden für die Baumsorten Fichte, Kiefer, Buche und Eiche aufgestellt. Die Daten für die Kostenfunktionen wurden aus [Wittkopf, 2003] entnommen.

Die Berechnungen der Emissionen erfolgten über Leistung und Verbrauch der eingesetzten Maschinen. Diese Werte wurden mit Hilfe der bereits erläuterten Emissionsfaktoren [Ecoinvent, 2004] verrechnet.

Dezentrales Lager der Forstwirtschaft (3c)

Da das Holz kostengünstig auf der Waldstraße gelagert werden kann, bestanden die Lagerkosten in erster Linie aus den Transportkosten vom Fällungsort zur Lagerungs- bzw. Verladestelle. Diese sind jedoch schon im Modul 2c integriert. Gleiches gilt für die Treibhausgasemissionen.

Während der Lagerung kommt es zu einer Änderung der Holzqualität. Diese wird bestimmt durch den Wassergehalt des Holzes. Nach [Seiffert, 2007] reduziert sich während der 6-monatigen Lagerung der Restwassergehalt von 55 % auf 35 %.

Die in Kurzumtriebsplantagen gewonnenen Hölzer mussten während der Lagerung getrocknet werden. Die Kosten dafür sind allerdings schon in den Lagerkosten enthalten (Modul 3c). Auch die Kosten für das Häckseln des Holzes sind schon im Modul »Anbau, Pflege, Ernte« eingerechnet (2c).

Transport der Waldresthölzer zum Vergaser (4c)

Der Transport der Hackschnitzel/des Hackholzes erfolgt im Projekt mit dem LKW (28 t Nutzlast). Dafür wurden in Abhängigkeit von der Transportentfernung und dem Energiegehalt des Einsatzsubstrates Kosten- bzw. Emissionsfunktionen erstellt.

Die dabei anfallenden Verluste richten sich nach dem Ort, an dem das Holz gehackt wird. Geschieht dies im Wald, so belaufen sich diese auf ca. 10 %. Erfolgt der Hackvorgang direkt am Vergaser, so sind die Verluste vernachlässigbar gering.

Substratkonditionierung Waldrestholz (5c)

Unter Substrataufbereitung ist in diesem Modul das Hacken des Holzes zu verstehen. Dies kann an zwei verschiedenen Orten geschehen:

- mobiler Hacker im Wald
- stationärer Hacker an der Vergaser-Anlage

Für beide Varianten wurden, in Abhängigkeit vom Stammdurchmesser, Gleichungen erstellt. Die Parameter wurden für Buchen, Eichen, Kiefern und Fichten ermittelt. Die Daten für die Emissionsberechnungen wurden [Ecoinvent, 2004] entnommen.

Die Verluste ergeben sich nach dem Ort des Konditionierungsvorganges. Wird das Holz direkt in den Sammelschacht der Anlage gehackt, sind die Verluste vernachlässigbar. Wird das Holz dagegen im Wald zerkleinert, ergeben sich inklusive Transport bis zu 10 % Verluste.

1.4.4 Konversion, Gasaufbereitung und Gärreste

Vergärung BGA (6ab)

Die Eingangsgrößen für das Prozesskettenelement sind die Substrate für die Vergärung in der Biogasanlage. Sie bestehen aus einem Mix an NawaRo und Wirtschaftsdünger und werden über das Gewicht in tFM an das Prozesskettenelement 6ab übergeben. Hier findet die Konversion in Rohbiogas statt. Dazu wurden folgende Gaserträge für die einzelnen Substrate angenommen

Tabelle 1-3: Gaserträge relevanter Substrate

Substrat	TS-Gehalt [%]	Gasertrag [m^3/t_{FM}]
Rindergülle	7	23
Schweinegülle	5	15
Hühnertrockenkot	70	315
Maissilage	33	200
Getreide Ganzpflanzensilage	30	180
Grassilage	30	150

Die Kosten für die Biogasanlage, bestehend aus Investionskosten- und laufenden Kosten sind gemäß [Urban et al., 2008] für das GIS als Funktionen aufbereitet worden. In Abhängig vom Substratinput lauten die Funktionsgleichungen

- $Investkosten = 14238{,}76 \cdot Rohbiogasmenge^{-0{,}2209}$ für Anlagen mit 90 % Wirtschaftsdünger- und 10 % NawaRo-Input
- $Investkosten = 14175{,}54 \cdot Rohbiogasmenge^{-0{,}2112}$ für Anlagen mit weniger als 90 % Wirtschaftsdüngerinput

Zusätzlich sind die laufenden Kosten aus [Urban et al., 2008] abgeleitet und als Kostenfunktion für das System bereitgestellt.

Da bislang keine ausreichenden Messungen zum Thema Emissionen aus Biogasanlagen durchgeführt wurden, wurde hier ein Wert von 1 % der produzierten Rohbiogasmenge unterstellt (Leckagen, Beschickung, Substratentnahme). Daraus konnten mit Hilfe der Faktoren aus Tabelle 1-4 Emissionen berechnet werden, die den Modellanlagen entweichen.

Tabelle 1-4: Emissionen aus der Vergärung, Quelle: Berechnungen DBFZ auf Grundlage DBFZ-interner Erfahrungswerte

Anlage/ Gaskomponente	**prozentualer Anteil**
Gülleanlage	
CH_4	57 %
CO_2	41 %
Sonstige	2 %
NawaRo-Anlage	
CH_4	53 %
CO_2	45 %
Sonstige	2 %

Der CH_4-Anteil wird als Beitrag zu den Emissionen des Prozesskettenelements bilanziert. Der CO_2-Anteil als biogen angenommen.

Zusätzlich kommt es auch an dieser Stelle zum Verbrauch von elektrischer Energie durch Rührwerke. In [SEF, 2006] wurde ermittelt, dass pro m³ Biogas 0,0869 kWh Strom benötigt werden. Für eine Gülleanlage ergab sich damit ein Energieverbrauch von 0,0153 kWh/kWh ($H_{i,N}$), für NawaRo-Anlagen 0,0164 kWh/kWh($H_{i,N}$). Dabei sind neben dem Strombedarf für die Rührwerke auch sämtliche Stromverbräuche erfasst, die keinem Modul konkret zugeordnet werden konnten, jedoch trotzdem an einer BGA anfallen (z. B. Mess-, Steuer-, Reglungstechnik (MSR-Technik), elektrischer Kompressor).

Vergaser (6c)

Die Ausführungen zur Vergasungstechnologien holzartiger Biomassen finden sich in Band 3.

Gärrestlager (6ab2)

Der täglich anfallende Gärrest muss im Winterhalbjahr zwischengelagert werden, da er nur zu bestimmten Zeiten auf die Felder ausgebracht werden darf. Deshalb war die Lagerkapazität mit der Menge eines halben Jahres Gärrestabflusses zu kalkulieren. Die Kosten belaufen sich bei einem gasdicht abgedeckten Lager (inklusive Technik) auf 40 bis 45 € pro m³. Im Falle einer Biogasanlage mit einem hohen Gülledurchsatz (hier 90 % Gülle angenommen), kann davon ausgegangen werden, dass bereits Lagerkapazitäten

vorhanden sind, die bei der Biogasproduktion mit verwendet werden können. Bei NawaRo-Anlagen sind die Investitionen in ein Gärrestlager dagegen in der Regel notwendig.

Die vorhandene Gärrestmenge berechnet sich aus der Multiplikation der Menge der eingesetzten Substrate und dem jeweiligen Fugatfaktor, welcher sich aus dem Abbaugrad der Substrate ergibt. Vergleiche hierzu Tabelle 1-5.

Tabelle 1-5: Fugatfaktoren [SMUL, 2008]

Substrat	Fugatfaktor
Rindergülle	0,98
Schweinegülle	0,98
Hühnertrockenkot	0,76
Maissilage	0,76
Getreide Ganzpflanzensilage	0,75
Grassilage	0,75

Die Endlager für die Gärrückstände werden als gasdicht abgedeckt angenommen. Somit ist wie schon bei den Fermentern mit entweichenden Gasen von 1 % zu rechnen. Als Gasbildungsraten werden die Werte für vergorene Gülle aus [LFL, 2007] angenommen. Somit ergeben sich folgende Emissionen: NH_3: 1,65 g/m³ Gärrest; CH_4: 17,08 g/m³ Gärrest und N_2O 0,68 g/m³ Gärrest. An dieser Stelle sollte darauf geachtet werden, dass sich die Angaben nicht auf die eingesetzten Substrate bzw. den Heizwert, sondern auf den Gärrest beziehen. Anfallender Strombedarf ist im Modul 6ab eingerechnet.

Gärrestausbringung (6ab3)

Kostenseitig wurde unterstellt, dass die Ausbringungskosten entfallen, da die Gärreste unentgeltlich von ansässigen Landwirten als Düngemittel abgenommen werden. Von der anlagennahen Verwendung der Dünger wird hier ausgegangen, so dass der Düngewert in der Regel die Transportkosten übersteigt.

Emissionen durch den ausgebrachten Gärrest werden nicht an dieser Stelle, sondern im Modul 1 »Anbaufläche« betrachtet.

Neben den anfallenden Emissionen sind an dieser Stelle Gutschriften für Einsparungen für die Vergärung von Gülle und die Ausbringung von Gärresten zu berücksichtigen.

Güllegutschriften:

Bei der Verwendung von Gülle in Biogasanlagen wurde eine Gutschrift für die Vermeidung des konventionellen Güllehandlings vergeben. Diese umfasst die während Lagerung und Ausbringung vermiedenen Emissionen durch die Vergärung der Gülle. Konkret ergeben sich Einsparungen in Höhe von 13,1 kg CO_2-Äquivalenten pro Tonne [KTBL, 2001]. Daneben wird davon

ausgegangen, dass die Düngewirkung von vergorener und unvergorener Gülle überschlägig gleich ist, womit dieser Anteil sowohl bei der Gutschrift Güllehandling als auch bei der Gutschrift Gärrest weggelassen wurde. Der Gülleanteil im Gärrest erhält demzufolge keine Düngegutschrift.

Gärrestgutschriften:

Die Gärrestgutschrift setzt sich zusammen aus den eingesparten Emissionen aus der Düngemittelbereitstellung abzüglich der Emissionen aus der Ausbringung des Gärrestes.

Im Fermentationsprozess werden nur organische Stoff abgebaut. Dies hat zur Folge, dass der Stickstoffanteil der Gärsubstrate unverändert vorliegt und bei nach der Ausbringung den Pflanzen in gewissen Maße zur Verfügung steht. Laut [DVGW/BGW, 2006] beträgt der Stickstoffanteil im Gärrest 3,4 % von der Trockensubstanz mit einer Pflanzenverfügbarkeit von 55 %. Daraus ergibt sich eine Düngegutschrift, und damit Einsparung an Stickstoff-Mineraldüngern, von 2,34 kg/m³ Gärrest. In der Herstellung verursacht 1 kg Stickstoffdünger 6,469 kg CO_2-Äquivalente [IPCC, 2007]. Zur Berechnung der tatsächlichen Gärrestgutschrift mussten noch die Emissionen für die Ausbringung von den Einsparungen der Stickstoffbereitstellung abgezogen werden. Für die Ausbringung gilt laut Berechnungen des DBFZ, dass pro m³ Gärrest 2,83 kg CO_2-Äquivalente eingespart werden können.

Aufbereitung (8ab)

Ausführliche Darstellungen zu Kosten und Emissionen (insbesondere über den Strombedarf) der Biogasaufbereitung finden sich in [Urban et al., 2008].

Für die GIS-Applikation sind aus den dort präsentierten Zahlen Kostenfunktionen abgeleitet worden. In Abhängigkeit vom Rohbiogasinput und der Zusammensetzung des Gases (Anteil Rohbiogas aus NawaRo bzw. Anteil aus Wirtschaftsdünger) werden entsprechende Kosten berechnet. So fallen für die Aufbereitung von Rohbiogas aus Wirtschaftsdünger im Gegensatz zu Gas aus NawaRo erhöhte Kosten für die Entschwefelung an.

Emissionen fallen im Wesentlichen nur aufgrund der Verwendung von Strom während der Aufbereitung an. Über die Angaben zum deutschen Strommix erfolgt die Bestimmung der Emissionen für den Stromverbrauch.

Über den Methangehalt (generelle Annahme 52 % im Rohbiogas) werden ferner die Biomethanmengen berechnet. Aus den Biomethanmengen lässt sich über den Heizwert der entsprechende Energiegehalt in kWh ($H_{i,N}$) errechnen.

1.5 Festlegung der Modellanlagen

Um eine einheitliche und vergleichbare Basis für die weiteren Untersuchungen zu schaffen, wurden Modellanlagen definiert, die weitestgehend die Praxis der Biogasnutzung repräsentierten. Diese Modelle wurden zwar nicht im

GIS verwendet, da dort die Anlagen nach den vorhandenen Gegebenheiten konzipiert wurden, jedoch erfolgte deren Anwendung in den theoretischen Analysen der Arbeitspakete 8 (vgl. Abschnitt zur Berechnung des Arbeitszeitbedarfs 4.2.6.2).

Die betrachteten Biogasanlagen sind nach der produzierten Biogasmenge und der Art des Inputmaterials unterscheidbar. Es wurden zwei Anlagentypen festgelegt, wobei die typischen landwirtschaftlichen Biogasanlagen mit einem Gülleinput von 90 % (10 % NawaRo) und NawaRo-Anlagen mit 90 % NawaRo-Anteil (bei 10 % Gülle) unterschieden werden sollten.

Diese Anlagentypen wurden weiterhin nach Leistungsgröße differenziert. Für die Gülle-Anlagen wurden als Modellgrößen 100 m³/h, 250 m³/h und 500 m³/h Rohgasoutput festgelegt, für die NawaRo-Anlagen 250 m³/h, 500 m³/h, 1.000 m³/h, 1.500 m³/h und 2.000 m³/h. Eine Zusammenfassung der errechneten Modellparameter ist in Tabelle 1-6 zu sehen.

Tabelle 1-6: Übersicht über die Modellbiogasanlagen, Quelle: Berechnungen DBFZ auf Grundlage von hausinternen Erfahrungswerten

Kürzel	Bezeichnung	Gesamt-Biogas Produktion	aufbereitetes Biogas (Biomethan)	Leistung in FWL und kWh_{el}	Input-material	Landwirtschaftliches Äquivalent	Fermentergröße	Silogröße	Gärrestlager
G 100 m³/h	Gülle-anlage 100 m³/h	116 m³/h	57 m³/h	570 kWh FWL	49 t/d Gülle	1.000 GVE	2.200 m³	1.888 m³	750 m³
				220 kWh el	5 t/d NawaRo	60 ha			
G 250 m³/h	Gülle-anlage 250 m³/h	290 m³/h	143 m³/h	1.420 kWh FWL	122 t/d Gülle	2.500 GVE	5.600 m³	4.720 m³	1.800 m³
				540 kWh el	14 t/d NawaRo	150 ha			
G 500 m³/h	Gülle-anlage 500 m³/h	580 m³/h	285 m³/h	2.840 kWh FWL	245 t/d Gülle	5.000 GVE	11.000 m³	9.439 m³	3.600 m³
				1.080 kWh el	27 t/d NawaRo	300 ha			
N 250 m³/h	NawaRo-Anlage 250 m³/h	280 m³/h	133 m³/h	1.320 kWh FWL	3,3 t/d Gülle	65 GVE	3.000 m³	10.153 m³	3.900 m³
				500 kWh el	29 t/d NawaRo	320 ha			
N 500 m³/h	NawaRo-Anlage 500 m³/h	560 m³/h	265 m³/h	2.640 kWh FWL	6,5 t/d Gülle	130 GVE	6.000 m³	20.306 m³	8.000 m³
				1.000 kWh el	59 t/d NawaRo	650 ha			
N 1.000 m³/h	NawaRo-Anlage 1.000 m³/h	1.120 m³/h	530 m³/h	5.290 kWh FWL	13 t/d Gülle	260 GVE	12.000 m³	40.611 m³	16.000 m³
				2.010 kWh el	118 t/d NawaRo	1.300 ha			
N 1.500 m³/h	NawaRo-Anlage 1.500 m³/h	1.680 m³/h	795 m³/h	7.930 kWh FWL	20 t/d Gülle	400 GVE	18.000 m³	60.920 m³	23.000 m³
				3.010 kWh el	177 t/d NawaRo	1.950 ha			
N 2.000 m³/h	NawaRo-Anlage 2.000 m³/h	2.240 m³/h	1.060 m³/h	10.570 kWh FWL	26 t/d Gülle	530 GVE	24.000 m³	81.224 m³	31.000 m³
				4.020 kWh el	236 t/d NawaRo	2.600 ha			
N 4.000 m³/h	NawaRo-Anlage 4.000	4.479 m³/h	2.121 m³/h	21.140 kWh FWL	52 t/d Gülle	1.050 GVE	47.000 m³	162.453 m³	120.000 m³

Kürzel	Bezeich-nung	Gesamt-Biogas Produktion	aufbereitetes Biogas (Biomethan)	Leistung in FWL und kWh_{el}	Input-material	Landwirt-schaftliches Äquivalent	Fermen-tergröße	Silogröße	Gärrestlager
	m³/h			8.030 kWh el	471 t/d NawaRo	5.100 ha			

Da der Biogaserzeugungsprozess selbst Wärmeenergie, besonders zum Beheizen der Fermenter benötigt, wurde dieser Eigenenergiebedarf durch eine erhöhte Biogasproduktion gedeckt. Für NawaRo-Anlagen wurden 10,7 % Eigenenergiebedarf und für Gülle-Anlagen 13,8 % angenommen (Erfahrungswerte DBFZ). Der höhere Bedarf der Gülle-Anlagen lässt sich mit dem größeren Wärmebedarf bei der Vorerwärmung der Substrate, insbesondere in den Wintermonaten, begründen.

Die Berechnungen zu den Modellanlagen bezogen sich auf eine Reihe von praxisnahen Annahmen. So wurden als Substrate Rindergülle und ein NawaRo-Mix aus Maissilage, Ganzpflanzensilage und Getreide verwendet. Die genaue Zusammensetzung ist in Tabelle 1-7 ersichtlich.

Tabelle 1-7: Substratzusammensetzung der Modellanlagen, Quelle: DBFZ auf Grundlage von DBFZ-internen Erfahrungswerten

	Rindergülle	**Maissilage**	**GPS**	**Getreide**
Gülle-Anlage	90,0 %	7,0 %	2,5 %	0,5 %
NawaRo-Anlage	10,0 %	60,0 %	25,0 %	5,0 %

Die Qualität der eingesetzten Substrate wurde in erster Linie durch den Trockensubstanzgehalt und den spezifischen Gasertrag bestimmt. Die relevanten Werte der eingesetzten Stoffe sind in Tabelle 1-8 zusammengefasst. Neben Rindergülle, Mais, Getreide und GPS wurden auch noch die Werte der ins GIS implementierten Substrate aufgeführt.

Tabelle 1-8: Qualität der eingesetzten Substrate, Quelle: eigene, konservative Messreihen DBFZ und Fraunhofer UMSICHT, in Kombination mit [KTBL, 2005], [LFL, 2007]

	TS-Gehalt	**Gasertrag Nm^3/t_{FM}**
Maissilage	33 %	200
Getreideganzpflanzensilage	30 %	180
Getreide	87 %	597
Grassilage	40 %	150
Rindergülle	7 %	23
Schweinegülle	5 %	15
Hühnerkot	70 %	315

Gülle-Anlage

Das entstandene Biogas hatte einen Methangehalt von 57 %. Zur Anlagenauslegung wurde eine Raumbelastung von 4,0 kg oTS/(m³*d) zugrunde gelegt. Als Verweilzeit aller güllebasierten Biogasanlagen sollten mindestens 40 Tage realisiert werden. Durch die vorgegeben Verweilzeit verringerte sich allerdings die Raumbelastung auf ca. 2,6 kg oTS/(m³*d).

Bei den Gülleanlagen wurde davon ausgegangen, dass ein zum Viehbestand passendes Gärrestlager beim Erzeuger bereits vorhanden war. Demzufolge war nur ein kleines Lager für die Gärreste der zusätzlich verwendeten NawaRo zu errichten.

NawaRo-Anlage

Für alle NawaRo-Anlagen wurde eine Raumbelastung von jeweils 3,5 kg oTS/(m³*d) unterstellt. Bei den Fermentergrößen ergab sich eine rechnerische Verweilzeit von 90 Tagen. Die gesetzte Vorgabe von 60 Tagen wurde somit erreicht bzw. deutlich überschritten. Die Einbringung erfolgt von einem Sammelbehälter ausgehend, über ein Förderbandsystem direkt in die Fermenter. Das Gärrestelager ist abgedeckt und das in ihm entstehende Methan wird energetisch genutzt. Dieses Lager wird passend zur Anlage neu gebaut. Nur der dem Gülleanteil entsprechende Gärrest wird direkt vom landwirtschaftlichen Unternehmen abgeholt und verwertet. Das entstandene Biogas hatte einen Methananteil von 53 %. Im Fall der Biogasaufbereitung und -einspeisung wurden 12 % des Biogases zur Fermenterbeheizung verwendet. Zur Lagerung der NawaRo (beispielhaft dimensioniert für den Maissilage-Einsatz) sollte im Weiteren die benötigte Menge einer Erntekampagne pro Jahr berücksichtigt werden.

1.6 Gesamtwirtschaftliche Bewertung

Bioenergie gilt als einer der Hoffnungsträger für eine klimaverträglichere Energieversorgung. Von der Förderung der Bioenergie versprechen sich verschiedene gesellschaftliche Gruppen eine Stärkung insbesondere strukturschwacher, ländlicher Regionen. Die öffentliche Förderung der energetischen Biomasse-Nutzung ist in Deutschland seit Jahren immer wieder Gegenstand intensiver Diskussionen. Letztlich geht es dabei vor dem Hintergrund der finanziellen Ressourcen des Staates um die Frage, inwieweit staatliche Interventionen zur Förderung der Biomasse – im Vergleich zu anderen Maßnahmen des Klimaschutzes [vgl. BMWi, 2007] – im Lichte der unterschiedlichsten ökonomischen, gesellschaftlichen und umweltseitigen Wirkungen solcher Interventionen volkswirtschaftlich gerechtfertigt und im Hinblick auf die übergeordneten Gesichtspunkte Versorgungssicherheit und Klimaschutz zielführend sind.

Problemhintergrund

Die gesamtwirtschaftliche Bedeutung der Biomasse, aus der zumeist der Beschäftigungsaspekt in den Mittelpunkt gerückt wird [vgl. FNR, 2007], umfasst eine Reihe von Gesichtspunkten. Diese können in fünf Dimensionen zusammengefasst werden:

- gesamtwirtschaftliche Kriterien (etwa Versorgungssicherheit)
- betriebswirtschaftliche Aspekte (z. B. Agrarrohstoffpreisentwicklung)
- ökologische Auswirkungen (v. a. Klimaschutz)
- soziale Verteilungsaspekte (z. B. Beschäftigung, Einkommen)
- regionale Verteilungsaspekte (v. a. Eigenbehalt der Region).

Die intensive und häufig nicht bepreiste Nutzung der in den genannten Dimensionen angesprochenen ökologischen und sozialen Ressourcen im Zuge der Güterproduktion widerspricht dem Leitbild der Nachhaltigkeit. Den monetären Preis des Ressourceneinsatzes zu ermitteln, ist jedoch nicht trivial, da sich für die meisten ökologischen und sozialen Ressourcen in Deutschland eine Bepreisung bisher nicht durchgesetzt hat (zur Diskussion z. B. IER, 2007).

Es existieren zwar Konzepte, wirtschaftliche Aktivitäten im Hinblick auf ihre durch Marktversagen reduzierte Nachhaltigkeitsleistungen bewerten zu können, d. h. soziale Kosten in der betrieblichen Kostenrechnung oder in volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen zu berücksichtigen (Internalisierung externer Effekte, unter Beachtung ihrer jeweiligen Wirkungsrichtung), jedoch sind diese Ansätze nicht auf das Wirtschaftshandeln unterschiedlichster Akteure innerhalb der regionalen Bezugsräume zugeschnitten, wie es für die im vorliegenden Projekt zur Biogaseinspeisung ausgewählten Modellregionen erforderlich wäre.

In den betriebswirtschaftlichen Kosten werden die negativen Folgen der Biomassenutzung wie etwa Schadstoffemissionen oder die Inanspruchnahme erschöpflicher Ressourcen nicht berücksichtigt, sondern von Dritten,

nämlich der Gesellschaft, getragen. Bei der Beurteilung der Biomassenutzung müssen daher neben den betriebswirtschaftlichen Kosten auch die externen Effekte internalisiert, also bei Entscheidungen berücksichtigt werden. Für eine Quantifizierung und insbesondere Monetarisierung liegen allerdings nicht für alle negativen externen Effekte akzeptierte Inwertsetzungen vor, wie z. B. beim Einfluss auf den antropogenen Treibhauseffekt oder dem Einfluss auf die Artenvielfalt. Können diese nicht über den Schadenskosten- oder Vermeidungskostenansatz ermittelt werden, bleibt ausschließlich eine qualitative Bewertung.

Eine Alternative besteht darin, die Region selbst wie ein Unternehmen zu betrachten. Diese Ansätze haben sich als Konzept der Raumordnung aus der eigenständigen oder endogenen Regionalentwicklung heraus gebildet. Derartige Ansätze werden häufig im Zusammenhang mit regionalen Clustern angewendet [vgl. Kapitel 1.6.1 und diverse Beiträge von Hahne].

Ziel- und Aufgabenstellung

Aus dem internen Abstimmungsprozess ergeben sich aus dem skizzierten Hintergrund folgende Aufgabenstellungen für das Arbeitspaket 1.2:

- Festlegung von Kriterien und Methoden für eine volkswirtschaftlich orientierte Bewertung der Bereitstellung, Aufbereitung und Einspeisung von Biogas unter Berücksichtigung ökonomischer, ökologischer und sozialer Aspekte
- Definition von Kriterien für eine vergleichende, volkswirtschaftlich orientierte Bewertung unterschiedlicher Biomassenutzungspfade
- Auswahl angemessener Bewertungsmethoden
- Benennung der im Geoinformationssytem (GIS) zu berücksichtigenden Sachverhalte und Kenngrößen (vgl. Tabelle 1-9), um
- die Berechnung von Szenarien sowie die Übertragung auf Deutschland (vgl. AP 8 und 9) weitgehend rechnergestützt durchführen zu können.

Aus arbeitstechnischen Gründen wird folgende Differenzierung vorgenommen: die Prozesskette Biogaseinspeisung ist für die Modellregionen nicht allein in ökonomischer, sondern auch in ökologischer und sozioökonomischer Hinsicht zu untersuchen, während ein Vergleich der unterschiedlichen Biomassenutzungspfade allein unter volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten erfolgen soll (AP 8). Dieser Differenzierung ist auch durch die Auswahl angemessener Bewertungsmethoden Rechnung zu tragen. Der Erarbeitung des eigentlichen Lösungsansatzes ist eine Literaturrecherche zur regionalen Wertschöpfung durch erneuerbare Energien vorgeschaltet worden (vgl. Kapitel 1.6.1).

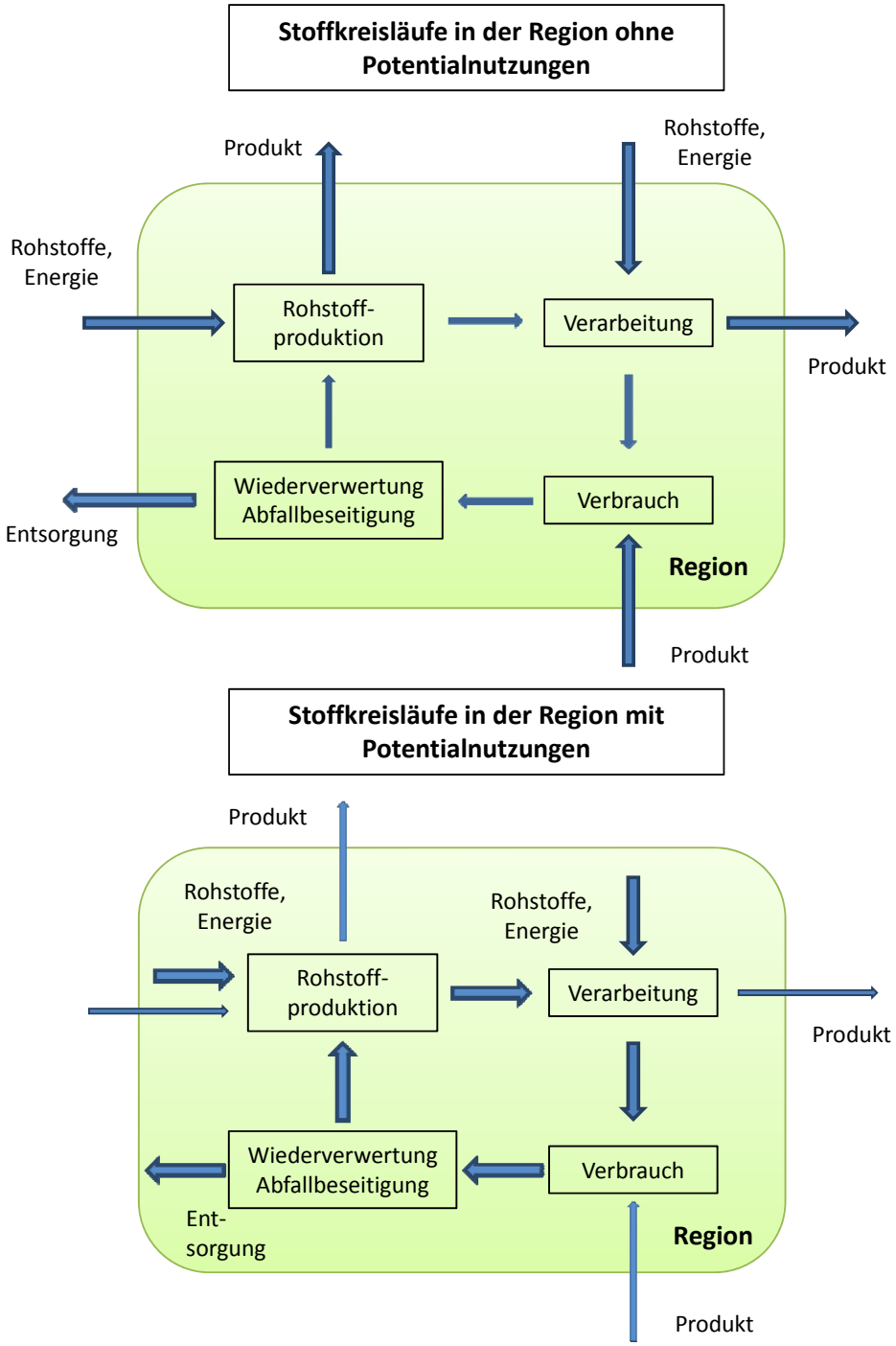
1.6.1 Exkurs: Literaturauswertung zur regionalen Wertschöpfung für erneuerbare Energien

Die Erschließung von erneuerbaren Energien einer Region als Beitrag zur Unabhängigkeit vom fossilen Energiemarkt, zur Erhöhung von Versorgungssicherheit und zur regionalen Wertschöpfung spielt eine immer größere Rolle für politische und kommunale Entscheidungsträger, aber auch für einzelne Unternehmen und Privatpersonen. Es liegt daher inzwischen eine gewisse Anzahl von Studien zu regional orientierten wirtschaftlichen und sozioökonomischen Effekten infolge der Nutzung erneuerbarer Energien vor. Im Mittelpunkt der o. g. Studien stehen Betrachtungen zu den Geldströmen in und aus der jeweiligen Untersuchungsregion sowie der Versuch einer quantitativen Erfassung von regionalwirtschaftlichen Effekten aufgrund der Nutzung erneuerbarer Energien.

Das folgende Bild 1-5 zeigt allgemein und schematisch die Verflechtung der Stoff- und Energieflüsse von Regionen mit dem Umland in den Varianten mit und ohne Nutzung endogener, regionaler Potenziale. Mit Stoff- und Energieflüssen ist der Fluss von Geld verbunden. Es wird somit unmittelbar die Wirkung der Gestaltung des regionalen Stoffstrom- und Energieflussmanagements auf die regionale Wertschöpfung deutlich.

Unter Wertschöpfungskette wird der Weg eines Rohstoffes vom Erzeuger über den Verwerter bzw. Vermarkter bis hin zum Verbraucher betrachtet und die in jeder Stufe erfolgte Wertsteigerung (Mehrwert) berücksichtigt. Die Idee regionaler Wertschöpfungsketten basiert darauf, wesentliche Teile der Veredelung und Weiterverarbeitung von Rohstoffen in der eigenen Region zu sichern, anstatt dies anderen Regionen zu überlassen. Hierdurch soll die Wettbewerbsfähigkeit gestärkt und die regionale Wertschöpfung erhöht werden [Hahne, 2006]. Wesentliche Voraussetzung hierbei ist die Vernetzung von unterschiedlichen Akteuren bzw. die räumliche Konzentration von Unternehmen, spezialisierten Zulieferern, Dienstleistern, Firmen verwandter Branchen und Institutionen in sogenannten Clustern.

Bild 1-5: Stoff-, Energieströme Umland / Region mit und ohne Potenzialnutzungen [verändert nach Taurus, 1997 in Hahne, 2006]



Bei der Ermittlung regionaler Wertschöpfungsketten werden grundsätzlich zwei Methoden unterschieden [Hahne et al., 2006]:

- Top down-Ansatz: Verwendung umfassender, sektoral tief differenzierter, flächendeckender Datensätze; Verwendung von Regionalkoeffizienten für die innerregionale Verflechtung

- Bottom up-Ansatz: empirische Untersuchungen, z. B. Unternehmensbefragungen vor Ort.

Die Bruttowertschöpfung ergibt sich nach [Stat. Landesamt, 2007] grundsätzlich aus dem Produktionswert zu Herstellungspreisen durch Abzug der Vorleistungen zu Käuferpreisen (jeweils einschließlich FISIM[1]). Als Produktionswert wird der Umsatzerlös +/- Bestandsveränderung verstanden. Vorleistungen sind fremdbezogene Güter und Dienste (Wert der Güter), die eine vorangehende Produktionsstufe geschaffen hat [Altmann, 2003].

Die folgende Literaturauswertung[2] beschäftigt sich mit aktuellen Studien zur regionalen Wertschöpfung im Bereich der erneuerbaren Energien. Hierbei werden überwiegend regionalwirtschaftliche Studien zu den Themenbereichen Windenergienutzung, Holz-Cluster, BioenergiePotenziale und Biomassenutzung sowie Biogaserzeugung und -nutzung näher betrachtet. Bei der Auswahl der Studien sollte eine Brandbreite verschiedenster Methoden und Ansätze und unterschiedliche Arten der erneuerbaren Energien betrachtet werden. Die entsprechende Literatur der Veröffentlichungsjahre 2004 bis 2007 wurde nach diesen Kriterien selektiert und ausgewertet. Im Jahr 2008 erschien von der Projektgruppe Biogas eine Studie, die u. a. volkswirtschaftliche Aspekte der Biogasbereitstellung und -nutzung enthält, sowie die Clusterstudie Forst und Holz Sachsen-Anhalt. Diese Studien sind aufgrund ihrer Aktualität und Themenbezogenheit zusätzlich in die bereits abgeschlossene Literaturauswertung integriert worden.

Die Schwerpunkte der Literaturauswertung liegen jeweils bei folgenden Kriterien:

- Ziel der jeweiligen Studie
- Studienspezifische Definition der regionalen Wertschöpfung
- Merkmale zur Abgrenzung der untersuchten Region
- verwendete Methodik zur Ermittlung der regionalen Wertschöpfung
- Datengrundlagen zur Ermittlung der regionalen Wertschöpfung einer Region
- wesentliche Ergebnisse zur regionalen Wertschöpfung
- ggf. weitere Untersuchungen und noch offene Fragestellungen.

Auf der Grundlage der Literaturauswertung (im Einzelnen siehe Anhang A2A3) wird eine zusammenfassende Auswertung mit Gesamteinschätzung vorgestellt.

1 FISIM: Finanzserviceleistungen, indirekte Messung [Stat. Landesamt, 2007]; gemeint sind unterstellte Entgelte für Bankdienstleistungen wie z. B. Kontoführungs- und Safegebühren

2 Bearbeitungsstand der Literaturauswertung: 2007 mit ergänzender Aktualisierung durch [PG Biogas, 2008], [Rüther et al., 2008]

Die regionale Wertschöpfung ist in den analysierten Studien jeweils unterschiedlich definiert worden. Einige Untersuchungen mit empirischem Ansatz gehen von der klassischen Definition der Bruttowertschöpfung nach [Altmann, 2003] aus und übertragen diese auf eine bestimmte Region bzw. führen Berechnungen anhand von Best-Practice-Beispielen durch. Weitere Studien betrachten die regionale Wertschöpfung als Zuwachs an Umsätzen in einer Region oder als Geldströme, die in oder aus der Region fließen. In Abhängigkeit der studienspezifischen Zielstellung erfolgt zusätzlich zur Analyse ökonomischer Effekte (regionale Wertschöpfung) eine erweiterte Betrachtung zu sozioökonomischen Effekten (z. B. Beschäftigungseffekte), ökologischen Effekten oder zu wirtschaftlichen Verflechtungen (Cluster) in einer Region.

Die Abgrenzung der Regionen in den ausgewerteten Studien folgt überwiegend dem Verwaltungsprinzip. Hiernach bilden sich Regionen nach administrativen Einheiten, wie Gemeinden, Landkreisen und Bundesländern. Weiterhin sind bestehende, regionsinterne wirtschaftliche Verflechtungen und Netzwerke einer Wertschöpfungskette (Cluster) und das Homogenitätsprinzip [vgl. Hoffmann, 2007] berücksichtigt worden.

Die Methoden und Datengrundlagen zur Ermittlung der regionalen Wertschöpfung unterscheiden sich aufgrund der Zielstellungen in den untersuchten Studien sehr deutlich. Grundsätzlich werden Daten aus empirischen Untersuchungen (z. B. aus Unternehmensbefragungen) und statistische amtliche Daten, z. T. auch gemeinsam, verwendet.

Folgende methodische Ansätze wurden in Abhängigkeit der Ziele der jeweiligen Studien verwendet:

- Werte- und Indikatorsystem zur Ermittlung regionaler, ökonomischer, sozialer und ökologischer Effekte durch die Biomassenutzung in einer Region auf der Grundlage empirischer Erhebungen (Befragungen von Unternehmen)

- Berechnung der regionalen Wertschöpfung für Best-Practice-Beispiele auf der Grundlage empirischer Erhebungen (Fragebögen, Interviews, Gespräche) zu betriebsinternen Daten, wie z. B. Umsatzerlöse für Produkte, Steuern, Abschreibungen etc.

- Ermittlung des Zuwachses an Umsätzen in einer Region, die durch die Nutzung der erneuerbaren Energien ausgelöst wurden, und Betrachtung von Geldströmen in und aus der Region auf der Grundlage empirischer und statistischer Daten

- Ermittlung wirtschaftlicher Verflechtungen/Absatzwege für einen bestimmten Sektor (Forst-, Holz- und Papiersektor) unter Berücksichtigung der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung und empirischer Erhebungen (Befragung zu Absatzwegen)

- Berechnungen der Beschäftigungseffekte von Bioenergiesystemen auf der Grundlage vorhandener Input-Output-Analysen im Zusam-

menhang mit der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (Statistisches Bundesamt), Einführung eines weiteren Wirtschaftssektors »Energetische Biomassenutzung«.

Die empirischen Untersuchungen basieren auf einer umfangreichen Datenerhebung mit z. T. sehr erschwertem Zugang zu betriebsinternen Daten (z. B. Gewinn, Abschreibung etc.). Diese Erhebungen sind sehr kosten- und zeitintensiv und nicht jedes Unternehmen ist bereit, die benötigten internen Daten zur Verfügung zu stellen. Hier wurden meist Best-Practice-Beispiele verwendet. Im Gegensatz zu den statistischen Daten, die im Bereich der energetischen Biomassenutzung nicht aufgenommen werden, konnten mit den empirischen Daten für eine Region und einen Sektor (z. B. Holzenergie) realitätsnahe Ermittlungen zur regionalen Wertschöpfung durchgeführt werden. Insbesondere das Indikatorsystem lässt sich auf andere Regionen übertragen. Deutliche Hemmnisse in Bezug auf die Verfügbarkeit/Bereit-stellung empirischer Daten kann jedoch erwartet werden. Eine genaue Darstellung des Sektors Bioenergie ist über die Kombination von statistischen Daten mit einer empirischen Datenaufnahme in der Untersuchungsregion möglich.

Die Auswertungen zu den einzelnen Studien sind in den Tabelle des Anhangs A2 zusammengefasst und werden zusätzlich im Anhang A3 im Einzelnen erläutert.

1.6.2 Lösungsansatz, methodisches Vorgehen

Das methodische Vorgehen orientiert sich mit Blick auf die Anwendung im GI-System vorrangig an der praktischen Verfügbarkeit notwendiger Daten und an der Handhabbarkeit innerhalb des Projektes (bottom-up). Die analytische Herangehensweise bietet sich bei einer regionalen Untersuchung an, da ein großer Teil der für umfassendere Untersuchungen notwendigen Daten (v. a. IOT, VGR) nur auf räumlich höher aggregierter Ebene vorliegt und eine eigenständige projektspezifische Erarbeitung der entsprechenden Daten nicht Ziel des Projektes ist.

Im Folgenden werden verschiedene Methoden der aggregierenden Bewertung der Ergebnisse von Einzelindikatoren in Indikatorsystemen dargestellt und ihre Verwertbarkeit für die Analyse von Indikatorensystemen zur Erfassung regionalwirtschafltlicher Effekte zusammenfassend eingeschätzt.

Ein Indikatorwert ist als absolute Zahl zunächst ohne jede Bedeutung. Ausagekraft erlangt dieser Wert durch unterschiedliche Vergleichsmaßstäbe und die zugehörige Art und Weise, in der der Bezugspunkt zur Bestimmung des Zielerreichungsgrades festgelegt werden kann [Diefenbacher et al. 2001]. So kann diese Zahl im Rahmen einer Zeitreihe des betreffenden Indikatorwertes für ein- und denselben geographischen Bezugsraum verglichen werden. In diesem Fall ist eine normative Festlegung – etwa im Rahmen eines demokratischen Entscheidungsprozesses – eines Zielwertes erforderlich.

Schließlich gibt es unterschiedliche Möglichkeiten der Festlegung von Zielen:

- Ein Ziel kann als Absolutwert bestimmt werden, den es in einem bestimmten Zeitraum zu erreichen gilt.
- Der Zielwert kann in Relation zu einem aktuellen Indikatorwert festgelegt werden – etwa eine Absenkung um 20 Prozent im Vergleich zum Wert des Jahres x.
- Ein Ziel kann außerdem als eine über die Zeit veränderliche Größe formuliert werden – etwa eine Absenkung um 20 Prozent bis zum Jahr x, danach 10 Jahre jedes Jahr eine weitere Absenkung um 2 Prozent.

Bedeutung erhält sie auch durch den Vergleich des Indikatorwertes für einen bestimmten geografischen Bezugsraum mit den Werten für andere Bezugsräume. Nun kann ein Vergleich mit den Minimal- oder Maximalwerten des betreffenden Indikators oder dessen Durchschnitt erfolgen, oder es kann eine Art von »Ranking« aller am Vergleich beteiligten Regionen vorgenommen werden. Die Referenzgröße kann auch ein theoretisch gewonnener »Ideal«- oder Maximal- beziehungsweise Minimalwert für den jeweiligen Indikator sein. Hier wird die Bezugsgröße extern vorgegeben.

Es erfolgte vorbereitend zur Entwicklung des Lösungsansatzes eine projektbezogene Auseinandersetzung mit volkswirtschaftlicher Grundlagenliteratur sowie eine Sichtung aktueller (ökonometrischer) Ansätze zur Integration von Nachhaltigkeitsaspekten vor dem Hintergrund von (regionalisierten) Wertschöpfungsrechnungen im Bereich erneuerbarer Energien (vgl. Literaturliste und Anhang A2).

Fazit

Ein unisono benanntes Defizit besteht in der mangelnden Verfügbarkeit geeigneter Daten, sowohl in der Breite wie auch regionalisiert (wobei im Projektzusammenhang die Regionalisierung deutlich weiter geht als in der bundesländerspezifischen VGR/UGR), auch in puncto unternehmerischer Kennzahlen. Problematisch ist ferner die Monetarisierung des Faktors Boden, hier erweitert verstanden als ökosystemares Gefüge (Natur). Von der ethischen Dimension einer Monetarisierung abgesehen stellt sich das gravierende Problem der Kausalität beobachtbarer Veränderungen in Ökosystemen – sei es auf der biotischen oder abiotischen Ebene – in Zuordnung zu einem definierten Verursacher und der Bewertung dieser Veränderungen. Daneben besteht unter dem Gesichtspunkt der Generationengerechtigkeit die Schwierigkeit, noch unbekannte Verwertungsmöglichkeiten der Natur zu bepreisen und somit einer Monetarisierung zugänglich zu machen.

Die aufgefundenen Ansätze sind angesichts der Fülle der jeweils aufgeworfenen Fragestellungen i.d.R. sektoral angelegt, z. B. bezogen auf Luftschadstoffemissionen, und bieten zwar jeweils wichtige Ansätze für relevante Fragestellungen, decken jedoch die Projektfragestellungen nicht vollständig ab.

Eine Literaturrecherche zu (volkswirtschaftlichen) Bewertungsmethoden und –verfahren hat gezeigt, dass eine gemeinsame volkswirtschaftliche Bewertung aller oben genannten Nachhaltigkeits-Dimensionen weder möglich noch

in jedem Fall sinnvoll ist. Ein eigenständiges, regionalisiertes volkswirtschaftliches Modell speziell für die Biogaseinspeisung kann im Projektzusammenhang nicht aufgebaut werden.

Daher wird als methodischer Ansatz ein Indikatorkonzept gewählt. Die Auswahl der Indikatoren berücksichtigt die Möglichkeiten eines Geoinformationssystems (GIS) bei der Festlegung der zu berücksichtigenden Sachverhalte und Kenngrößen (vgl. AP 6, Kapitel 2). Die Indikatorenwerte der zu vergleichenden Modellregionen werden dabei in eine Reihenfolge gebracht.

Kernthemen

Die Prozesskette »Biogaseinspeisung« wird auf ihre Auswirkungen und die Schaffung von »Werten« (i. S. von Nutzen) untersucht. Um die einzelnen Effekte abbilden zu können, werden verschiedene Indikatoren aus den Bereichen Ökonomie, Ökologie und Soziales herangezogen. Hierbei bilden die ökonomischen Auswirkungen den Schwerpunkt.

Sozioökonomische Effekte

- Beschäftigungseffekte nach Qualifikation

Ökonomische Effekte

- regionalwirtschaftliche Effekte
- Treibhausgasvermeidungskosten

Ökologische Effekte

- Ressourcenschonung und Versorgungssicherheit

Inhaltlich-formale Anforderungen an Indikatorkonzepte

Indikatoren sind Kenngrößen, mit deren Hilfe die im Projektzusammenhang als vorrangig relevant erachteten Sachverhalte abgebildet und über die Zuordnung von Messgrößen operationalisiert und somit einer Messung zugänglich gemacht werden. Die Anforderungen an Indikatoren sind in der Literatur vielfach beschrieben und können nach verschiedenen Gesichtspunkten gegliedert werden [vgl. Grunwald, Kopfmüller, 2007]. Als im Projektzusammenhang besonders wichtig seien genannt: adäquate Abbildung des Betrachtungsgegenstandes (ökonomische, ökologische, sozioökonomische Aspekte), Zielbezug (Klimaschutz), Praktikabilität (Datenverfügbarkeit). Der alleinige Rückgriff auf ein bereits bestehendes Indikatorset ist aufgrund der spezifischen Projektfragestellung nicht möglich, obschon gewählte Indikatoren wie Treibhausgasvermeidungskosten oder Beschäftigungseffekte auch in anderen Indikatorsets Eingang gefunden haben.

Beschreibung Indikatorset

Die Erstellung des projektspezifischen Indikatorensets erfolgt in einem Bottom up-Ansatz. Dieser Vorgehensweise kommen zwei zentrale Funktionen zu. Zum einen erhalten solche Themen Eingang in die Entwicklung des Indikatorsets, die von aktueller Relevanz sind und die bislang nicht theoretisch abgeleitet sind. Nur so kann die Anschlussfähigkeit des Sets an die allgemeine Diskussion gesichert werden. Zum anderen dient der Pragmatismus als ein komplexitätsreduzierender Filter in Bezug auf das mögliche Themenspektrum, denn es gelangen nur solche Indikatoren in die nähere Auswahl, bei denen die Daten verfügbar oder deren Generierung mit vertretbarem Aufwand möglich ist.

Im Ergebnis liegt bisher ein Set von 5 Indikatoren vor. Die folgende Tabelle 1-9 gibt eine Übersicht der verwandten Indikatoren.

Tabelle 1-9: Indikatoren

Dimension	Nr.	Indikatoren	
		Bezeichnung	Funktion
Sozioökonomie	1	Direkte Beschäftigungseffekte der Modell-BGA in Vollzeitarbeitskraft (VAK) pro Jahr	Nachfrage nach Arbeitskräften auf Basis Arbeitszeitbedarf entlang der Prozesskette und deren Entwicklung bis 2050
	2	Beschäftigungseffekte nach Qualifikation, qualitative Bewertung - Unterscheidung nach Techniker und Facharbeiter	Nachfrage nach bestimmten Qualifikationen und deren Entwicklung bis 2050
Ökonomie	3	Regionale Wertschöpfung durch Modell-BGAs in Euro pro Jahr	Zusätzliche Wirtschaftsleistung der Region durch Biogasaufbereitung; ggf. in Relation zum regionalen BIP
	4	THG-Vermeidungskosten in Euro pro t CO_2-Äquivalent	Monetarisierung der Kosten einer Substitution fossiler Energie
Ökologie	5	Ressourcenschutz und Versorgungssicherheit (qualitative Aussagen)	Qualitative Beurteilung des Beitrags zur Schonung natürlicher Ressourcen und des Ersatzes von Brennstoffimporten

Die Bearbeitung der Indikatoren erfolgt in den Arbeitspaketen 8 und 9 (vgl. Kapitel 4 und 5). Die methodischen Grundlagen werden im Folgenden beschrieben.

1.6.3 Methodik zur sozio-ökonomischen Bewertung

1.6.3.1 Methodik und Daten zur Analyse von Beschäftigungseffekten in den Modellregionen

Die Beschäftigungseffekte durch Biomethannutzung werden beispielhaft für die ausgewählten Modellregionen ermittelt und nach Qualifikation unter-

schieden. Grundlage sind die in AP 7 (siehe Kapitel 3) ermittelten verfügbaren Potenziale. Dazu werden in einem ersten Schritt die Arbeitszeitbedarfe entlang der Prozesskette ermittelt. Anhand des gesamten Arbeitszeitbedarfs zur Verwertung der wirtschaftlich nutzbaren Potenziale werden die Beschäftigungseffekte in den jeweiligen Modellregionen abgeschätzt. Abschließend werden zukünftige Beschäftigungseffekte auf der Grundlage der Potenzialabschätzungen und Szenarienanalysen integriert.

Die Beschäftigungseffekte, die im Rahmen der Studie ermittelt werden, umfassen die statistische Zurechnung von Arbeitsstunden bzw. Beschäftigten auf ein Produkt, das heißt die direkten Beschäftigungseffekte. Da keine Input-Output-Tabellen der amtlichen Statistik für die Regionen vorliegen und eigene Erhebungen im Rahmen der Untersuchung nicht geleistet werden konnten, können weder indirekte Beschäftigungseffekte in vor – und nahgelagerten Prozessen noch weitere Beschäftigungseffekte ermittelt werden, wie sie zum Beispiel durch Folgeinvestitionen und die Beauftragung von Dienstleistungsunternehmen oder Zuliefererbetreiben entstehen. Diese können ebenfalls zu zusätzlicher Beschäftigung in den Regionen führen.

Zur Abschätzung der direkten Beschäftigungseffekte durch Biomethanbereitstellung und –aufbereitung wird in den folgenden Schritten vorgegangen:

- Bestimmung der Arbeitszeitbedarfe für den Betrieb der Mittelwertanlagen der Regionen Altmark und Niederrhein entlang der Prozesskette.
- Bestimmung der Arbeitszeitbedarfe für die in den Regionen Altmark und Niederrhein auf der Grundlage vorhandener Potenziale ermittelte Anzahl an Biogasanlagen, die wirtschaftlich betrieben werden können, und Ermittlung der den Arbeitszeitbedarfen entsprechenden Vollzeitarbeitskräfte (VAKs).
- Dynamisierung der Arbeitszeitbedarfe in Dekadenschritten auf der Grundlage der Potenzialentwicklung bis 2050 und Ermittlung der den Arbeitszeitbedarfen entsprechenden Vollzeitarbeitskräfte.

Der Arbeitskräftebedarf pro Jahr gibt zusammenfassend Auskunft über mögliche erhaltene und neu geschaffene Arbeitsplätze bei Ausnutzung der gesamten Potenziale zur Biomethanerzeugung.

1.6.3.2 Methodik und Daten zur Analyse von Wertschöpfungseffekten in den Regionen

Wertschöpfung bezeichnet die Erträge eines Unternehmens, einer Region oder einer Nation, welche sich nach Abzug aller Kosten und Vorleistungen ergeben. Für die Beurteilung der wirtschaftlichen Bedeutung der Biogasbereitstellung und –aufbereitung ist die Wertschöpfungsrechnung geeignet, da sie die betrieblichen Leistungen über die gesamte Wertschöpfungskette summiert und die monetäre Leistung des Nutzungspfades Biomethanaufbereitung in den Regionen Altmark und Niederrhein darstellen kann [Gothe, Hahne, 2005]. Dabei ist nicht nur die letzte Wertschöpfungsstufe, sondern sind auch die in der Region erbrachten Vorleistungen relevant. Die Wertschöpfung kann in Form von Gewinnen, Einkommen und Löhnen verteilt

werden und ist damit letztlich für das Entstehen von Arbeitsplätzen ausschlaggebend (Bild 1-6).

Bild 1-6: Wertschöpfungsrechnung [Gothe/Hahne, 2005]

<table>
<tr><td rowspan="4">Umsatz</td><td colspan="2">Mehrwertsteuer und sonstige indirekte Abgaben</td><td>Umsatz
- MWST</td></tr>
<tr><td colspan="2">Vorleistungen</td><td>- Sonstige indirekte Abgaben</td></tr>
<tr><td>Eigenleistung</td><td>Abschreibungen</td><td>- Vorleistungen
- Abschreibungen</td></tr>
<tr><td></td><td>Wertschöpfung</td><td>= Wertschöpfung</td></tr>
</table>

Basis der Analyse sind die in Arbeitspaket 7 betrachteten Kosten der Substrat- und Biomethanbereitstellung. Daraus abgeleitet wird eine Einschätzung der mit der Biomethannutzung verbundenen möglichen zusätzlichen Wertschöpfung in den ausgewählten Modellregionen. Dazu werden zunächst die wesentlichen wertschöpfenden Prozesse in der Land- und Forstwirtschaft identifiziert. Methodischer Ausgangspunkt für die Wertschöpfungsbestimmung ist die letzte Stufe der Wertschöpfungskette. Notwendige Daten sind Umsatzerlöse, Steuern, Abgaben und Abschreibungen sowie die in die Produktion eingegangenen Vorleistungen, Rohstoffe und Dienstleistungen. Abschließend wird der regionale Eigenbehalt abgeschätzt, indem bestimmt wird, welche Anteile der Wertschöpfung in Abhängigkeit ausgewählter Geschäftsmodelle in den Regionen verbleiben. Die Wertschöpfungsbetrachtung beschränkt sich auf den Betrieb der Anlagen. Die Entwicklung der branchenspezifischen Maschinenbauindustrie wird zwar als äußerst positiv eingeschätzt, da zur Zielerreichung bis zum Jahr 2020 bzw. 2030 (Ersatz von 6 bzw. 10 Mrd. m^3 Erdgas durch Biogas) eine große Anzahl von Biogaserzeugungs- und Aufbereitungsanlagen zu produzieren sind [Volk, 2009]. Hinzu kommt, dass es mit der massenweisen Herstellung von standardisierten Anlagen zu Produktions- und Erkenntnisfortschritten kommt, was sowohl Einfluss auf die Produktionskosten (economies of scale) als auch auf die Technologiekenntnisse haben wird. Jedoch sind derzeit keine relevanten Maschinenbauunternehmen in den Modellregionen ansässig. Da mit einer Ansiedlung in absehbarer Zeit nicht zu rechnen ist, wird die Wertschöpfungskette Bau von Biogas- und Aufbereitungsanlagen nicht betrachtet.

Zur Ermittlung der Wertschöpfung wird folgendermaßen vorgegangen:

- In einem ersten Schritt werden die zur Wertschöpfungsrechnung erforderlichen Werte ermittelt. Berechnungsgrundlage regionaler Wertschöpfung ist der Umsatz der wirtschaftlich zu betreibenden Modellanlagen im Jahr 2010. Um vergleichbare Werte für unterschiedliche Branchen zu erhalten, werden branchenspezifische Steuern, Abgaben und Abschreibungen abgezogen. Der Wert, der sich aus dieser Rechnung ergibt, stellt die monetäre Leistung der Wirtschaftseinheit dar, beziehungsweise die Wertschöpfung. Die Umsatzerlöse ergeben sich aus der Verstromung des Biome-

thans und der Veräußerung der anfallenden Abwärme. Die Vorleistungen werden auf der Basis der Kostenbetrachtung in AP 7 ermittelt.

- In einem zweiten Schritt wird abgeschätzt, welche Anteile der Wertschöpfung in der Region verbleiben. Dazu werden zunächst unterschiedliche Geschäftsmodelle beschrieben. Sie sind ausschlaggebend dafür, welcher Prozentsatz der ermittelten Wertschöpfung unter besonderer Berücksichtigung des landwirtschaftlichen Sektors in der Region verbleibt.

Die so ermittelten Werte geben Auskunft über die zusätzliche Wertschöpfung durch Biomethan auf dem Nutzungspfad der wärmegekoppelten Stromerzeugung.

1.6.3.3 Treibhausgasvermeidungskosten der ausgewählten Biomethannutzungspfade

Die ausgewählten vier Biomethannutzungspfade (Strom, Kraft-Wärmekopplung, Wärme und Kraftstoff) werden im Hinblick auf ihre THG-Vermeidungskosten miteinander verglichen und bewertet. Es soll die Frage beantwortet werden, welche der Optionen die höchsten THG-Minderungen zu den geringst möglichen Kosten realisiert. Die THG-Vermeidungskosten sind damit ein Maß für die Klimaschutzwirkung der Biomethannutzungsoptionen.

Um die Kosten der Vermeidung von CO_2 (bzw.: allgemeiner Treibhausgasen) durch zum Beispiel Biomethannutzung zu bestimmen, muss zuerst eine Referenzoption gewählt werden, z. B. ein kohle- oder erdgasbetriebenes Kraftwerk. Anschließend werden die Emissions- und Kostendifferenzen dieser Referenzoption gegenüber alternativen Erzeugungstechnologien berechnet und die vermiedenen Emissionen durch die Kosten geteilt. Die spezifischen Treibhausgas-Vermeidungskosten sind also das Verhältnis der Menge vermiedener Treibhausgasemissionen zur Kostendifferenz der Referenzoption.

Im Folgenden werden zum einen die Kosten bestimmt, die mit der Biomethannutzung in den unterschiedlichen Verwendungspfaden verbunden sind. Zum anderen wird dargestellt, welche THG-Minderung sich durch die Nutzung von Biomethan erzielen lässt.

Zur Beantwortung der Frage, bei welchen Biomethannutzungspfaden die höchste Klimaschutzeffizienz erreicht wird, das heißt, wie können die Emissionsminderungen zu möglichst geringen Kosten realisiert werden, werden die THG-Vermeidungskosten dargestellt und diskutiert.

2 Konzeption und Entwicklung des Geoinformationssystems (Arbeitspaket 6)

Wesentliche Fragestellungen bei der Betrachtung der in Kapitel 1.3 vorgestellten Prozesskette Biogaseinspeisung weisen einen deutlichen Raumbezug auf, dessen Berücksichtigung Voraussetzung für eine realitätsnahe Betrachtung ist. So finden sich die Elemente der Prozesskette als Objekte auf der Erdoberfläche wieder: Begonnen bei den landwirtschaftlichen Flächen, den Tierhaltungsstandorten, über die Transportrouten der Substrate hin zu den potenziellen Biogasanlagenstandorten sowie Einspeisepunkten in das Gasnetz.

Zur Modellierung der Prozesskette Biogaseinspeisung und zur softwaregestützten Verarbeitung raumbezogener Daten (Geodaten) eignen sich Geoinformationssysteme (GIS) in besonderer Weise. Zur Analyse raumbezogener Fragestellungen haben sich Geoinformationssysteme in diversen Fachdisziplinen etabliert (z. B. in der Land- und Forstwirtschaft, Landschaftsplanung, Ver- und Entsorgungswirtschaft uvm.). Geoinformationssysteme umfassen dabei diverse Funktionalitäten zur Erfassung, Verwaltung, Analyse und Präsentation von Geodaten [Bill, 1999].

Informationssysteme unterstützen allgemein technische und organisatorische Einrichtungen bei der Erfassung, Speicherung, Verarbeitung und Darstellung von Informationen und verfolgen unterschiedliche Zielsetzungen. Ein GI-System, GIS oder auch Geoinformationssystem (von engl. Geographic Information System, GI-System) ist in Abgrenzung zu sonstigen Informationssystemen auf Geodaten[3] spezialisiert. Geoinformationssysteme bieten die Möglichkeit, jeder beliebigen geometrischen Form der Erdoberfläche kontextspezifische Sachinformationen unterschiedlichster Art zuzuordnen. In der Regel, insbes. bei der Handhabung größerer Datenmengen, erfolgt eine kombinierte Nutzung von GIS und externen Datenbanken. Wenn im Folgenden von Geoinformationssystemen gesprochen wird, ist auch immer diese kombinierte Nutzung gemeint. Dem Nutzer stehen eine Vielzahl an Möglichkeiten zur Verfügung, die Geodaten innerhalb eines GIS mit den entsprechenden Sachdaten zu verknüpfen.

Üblicherweise werden Geodaten in einem Geoinformationssystem als Themen bzw. Schichten organisiert. Bei gleichem Raumbezug lassen sich die einzelnen Schichten überlagern und in einem gemeinsamen Kontext analysieren. Durch die Überlagerung bzw. Kombination mehrerer Schichten lässt sich somit ein Informationsgewinn ableiten.

3 Geodaten sind digitale Informationen, welchen auf der Erdoberfläche eine bestimmte räumliche Lage, etwa über ein Koordinatensystem, zugewiesen werden kann. Sie können unmittelbar gewonnene Primärdaten oder bereits bearbeitete Sekundärdaten sein. Von besonderer Bedeutung für Geodaten sind Metadaten, die die eigentlichen räumlichen Daten z. B. hinsichtlich eines Zeitbezugs oder der Entstehung beschreiben. Geodaten gliedern sich in die Geobasisdaten, die in der Regel von den Vermessungsverwaltungen der Länder oder der Kommunen bereitgestellt werden und den Geofachdaten, die aus unterschiedlichen raumbezogenen Fachdatenbanken stammen. Sie werden in einem Geoinformationssystem gemeinsam geführt. Eine weitverbreitete Objektmodellierung in Geoinformationssystemen besteht darin, Geodaten einerseits mit ihrer geometrischen Form (z. B. shape), andererseits mit der zugehörigen Sachinformation (Attribute) abzulegen. Letztere können sich auch mit einer Referenz auf das geometrische Objekt beziehen.

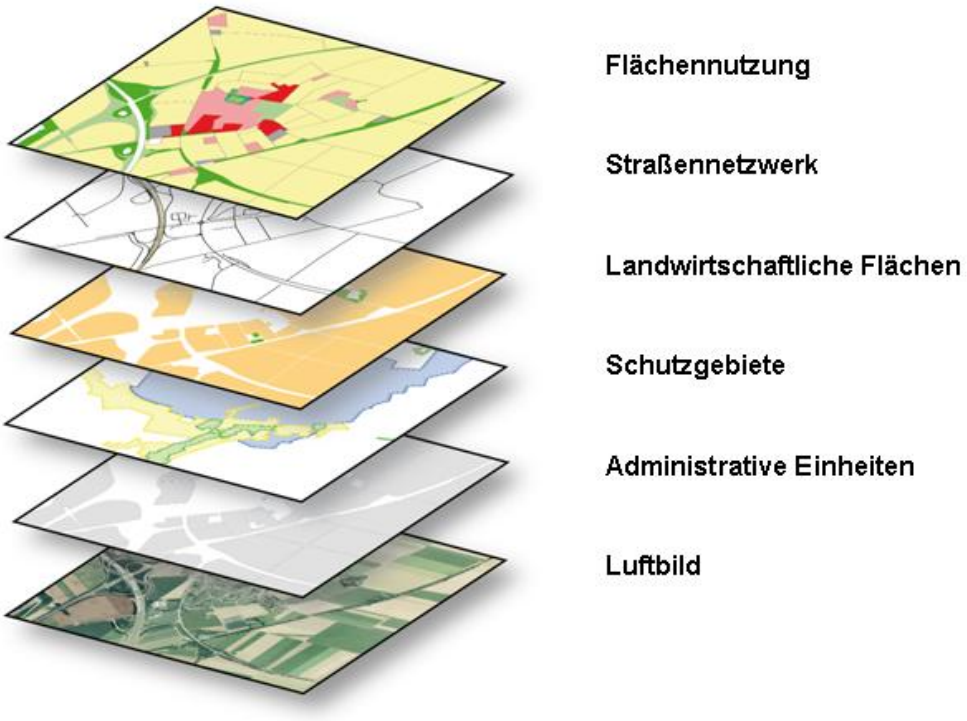


Bild 2-1: Schematische Darstellung der Überlagerung unterschiedlicher Themen in GIS-Applikationen Quelle: Fraunhofer UMSICHT

Die Konzeption und Erstellung des Geoinformationssystems sowie der Geodatenbank stellte den Schwerpunkt der Arbeiten in Arbeitspaket 6 dar und werden in den folgenden Ausführungen dargestellt. Für den Aufbau der Geodatenbank, der GIS-Applikation und aufbauend auf den Ergebnissen aus der konzeptionellen Phase (Arbeitspakete 1-5) wurden:

- die notwendige Softwareumgebung (ESRI Desktopsysteme) angeschafft, installiert und konfiguriert,
- die notwendigen (Geo-)Daten ermittelt und zusammengetragen
- und die modulare Gliederung des Systems festgelegt.

Während der sich anschließenden Entwurfsphase (AP6) wurde von Fraunhofer UMSICHT gemeinsam mit den Partnern alta4 Geoinformatik AG und E.ON Ruhrgas AG

- die Systemarchitektur entworfen,
- aus der in Arbeitspaket 1 definierten und entwickelten Prozesskette Arbeitsabläufe und Flussdiagramme abgeleitet, die die notwendigen (geo-) datenverarbeitende Schritte beinhalten,
- der Entwurf eines Datenmodells erstellt,
- und das in Arbeitspaket 1 entwickelte Prozesskettenmodell unter Beachtung der zuvor festgelegten Systemgrenzen programmiertechnisch konzipiert und umgesetzt.

Im Folgenden wird eine Beschreibung des modularen Aufbaus der angepassten GIS-Applikation gegeben und damit die methodische Vorgehens-

weise bei der Entwicklung und Umsetzung des GI-Systems vorgestellt. Dabei werden wesentliche (Geo-)Datengrundlagen und -funktionalitäten des Systems beschrieben.

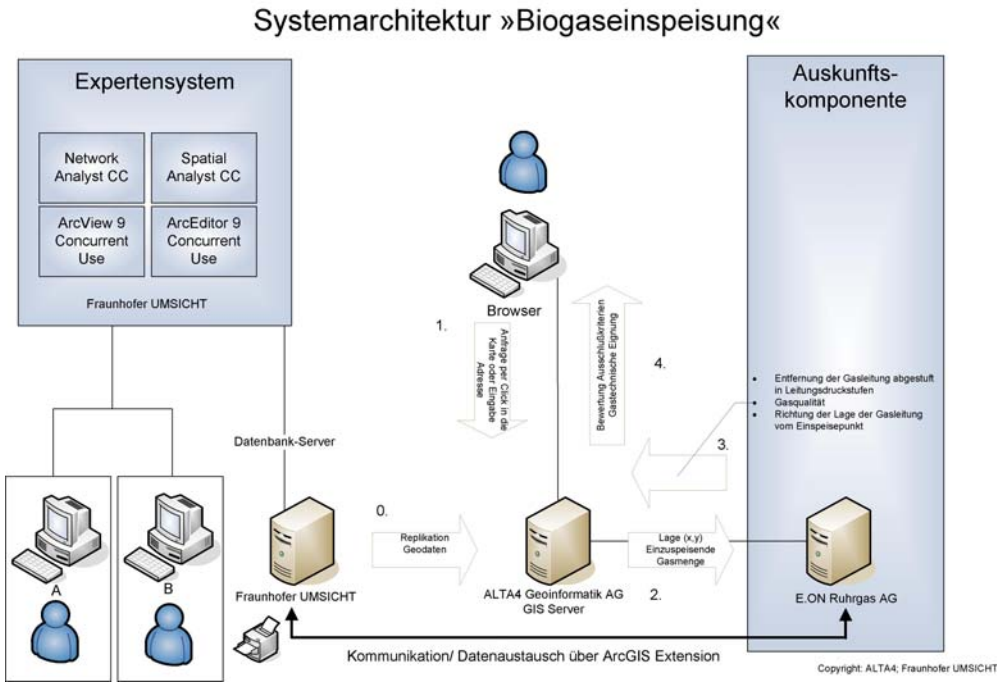
Bei der Konzeption und Entwicklung wurden für die Berechnung unterschiedlicher Varianten Parameter zur Modifikation des Systems identifiziert. Aufgrund der Einstellung unterschiedlicher Parametervariationen sind die verschiedenen Modellrechnungen möglich. Die Belegung der Parameter mit Werten erfolgt im Rahmen der Anwendung der GIS-Applikation in Arbeitspaket 7.

Gleichzeitig ergibt sich durch die Definition frei konfigurierbarer Parameter - sowie durch den gewählten modularen Aufbau des GIS - eine große Flexibilität, die eine Übertragung der Werkzeuge auf andere Regionen sowie die Beantwortung weiterer Fragestellungen mit geringem Aufwand ermöglicht. Der modulare Aufbau des GIS-Werkzeugs unter Beachtung verschiedener Aspekte (Recht, Ökologie, Infrastruktur, Ökonomie, Sozioökonomie, Technik) ermöglicht ferner eine Weiterentwicklung des Systems sowie die zukünftige Ergänzung um weitere Fachmodule (z. B. andere Technologiepfade). Die erarbeiteten methodischen Ansätze stehen somit auch für andere Fragestellungen prinzipiell zur Verfügung.

2.1 GIS-Architektur

Das im Verbundprojekt entwickelte Geoinformationssystem aus einem Expertensystem, das bei Fraunhofer UMSICHT betrieben wird und einer externen Komponente bei den Gasnetzbetreibern E.ON Gastransport GmbH und E.ON Avacon Netz GmbH. Die beiden Komponenten kommunizieren über einen Webservice, der über eine Extension des Desktopsystems angestoßen wird.

Bild 2-2: Architektur der GIS-Applikation
Quelle: alta 4 Geoinformatik AG, Fraunhofer UMSICHT



Das Expertensystem basiert auf der Technologie des Marktführers ESRI und besteht aus ArcGIS Desktop 9.2 in den Lizenzierungsstufen ArcView und ArcEditor. ArcEditor beinhaltet die ArcSDE-Technologie als Database-Middleware und bietet damit reichhaltige Funktionalitäten für die Definition, Erfassung, Bearbeitung und Qualitätssicherung von Geodaten. Als ArcGIS-Erweiterungen stehen Spatial Analyst und Network Analyst zur Verfügung. Auf Seiten des Expertensystems werden die Fragestellungen zur Standortfindung, zu den Potenzialanalysen und der Transportlogistik und die Einzugsgebietsanalyse modelliert. Die Aspekte zur Einspeisung werden über einen Webservice in ein Expertensystem eingebunden.

Spezifische, wiederkehrende Arbeitsabläufe der Geodatenverarbeitung erfolgen unter Anwendung von Python und der Toolbox. Weitere Bilanzierungsmodule wurden mittels ArcObjects entwickelt und als Erweiterungen (*extensions*) in das Gesamtsystem integriert.

Die für die Biogaseinspeisung wichtigen gasnetzspezifischen Fragen werden durch die Integration von Webservice-Technologien in das Gesamtsystem abgebildet. Über einen SOAP-Webservice können verschiedene Gasnetzbetreiber ihre GI- und Datenbanksysteme als Auskunftssysteme an die Desktop-Applikation ankoppeln, prototypisch wurde der Webservice in Kooperation mit der PLEdoc GmbH, einem Unternehmen von E.ON, implementiert. Die Form der web-basierten Anfrage bietet hierbei gegenüber der Implementierung detaillierter Gasnetzdaten in ein zentrales System mehrere Vorteile. So kann auf diese Weise sicher gestellt werden, dass die Standortbeurteilung immer anhand aktueller Daten des Gasnetzbetreibers durchgeführt wird. Eine ggf. aufwändige Datenpflege und –aktualisierung entfällt. Ferner ist der Benutzer unabhängig von einem Gasnetzbetreiber und kann seine Anfrage an alle regional vertretenen Betreiber richten.

Neben dem Desktop-System ist eine WebGIS-Applikation entwickelt worden, die einen Ausschnitt der Anwendungsfälle abbildet. Die WebGIS-Applikation bietet einen Ausblick auf potenzielle Erweiterungen des Gesamtsystems (vgl. Abschnitt 3.9). Die WebGIS-Applikation ist über die Projektwebsite www.biogaseinspeisung.de erreichbar.

Den technischen Aufbau der WebGIS-Applikation sowie die Entwicklung der Schnittstelle zu den Gasnetzbetreibern wurden von der alta 4 Geoinformatik AG durchgeführt.

2.2 Inhaltliche Struktur des modularen GI-Systems

Als fachliches Modell und zur Beschreibung der Systemgrenzen wurde die in Kapitel 1.3 detailliert beschriebene Prozesskette herangezogen. Basierend auf diesem fachlichen Modell lassen sich die (Geo-)Datenbasis und die notwendigen Funktionalitäten für das Gesamtsystem ableiten. Dieses Kapitel beschreibt die Transformation des fachlichen Modells in ein GIS-basiertes Modell.

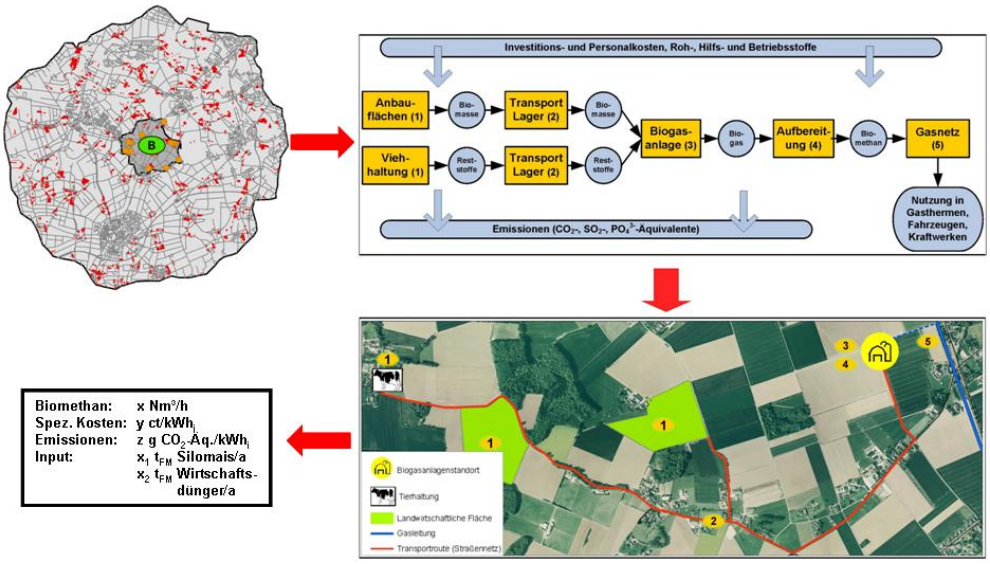


Bild 2-3: Vereinfachte Darstellung der räumlichen Komponenten der Prozesskette
Quelle: Fraunhofer UMSICHT

Die Prozesskette kann mit Hilfe des GIS als aufeinanderfolgende Kette räumlich konkreter Geoobjekte beschrieben und über die nachfolgend beschriebenen Funktionalitäten in einem gemeinsamen Kontext analysiert werden.

Entlang der Prozesskette zur Biogaseinspeisung sind einzelne Module zur Erfüllung der spezifischen Anforderungen des Projekts inhaltlich abgegrenzt worden (siehe Bild 2-4). Die modulare Struktur gewährleistet eine hohe Flexibilität des Werkzeugs und damit eine gute Übertragbarkeit auf andere Regionen oder weitere Fragestellungen, die dann mit geringem Aufwand implementiert werden können.

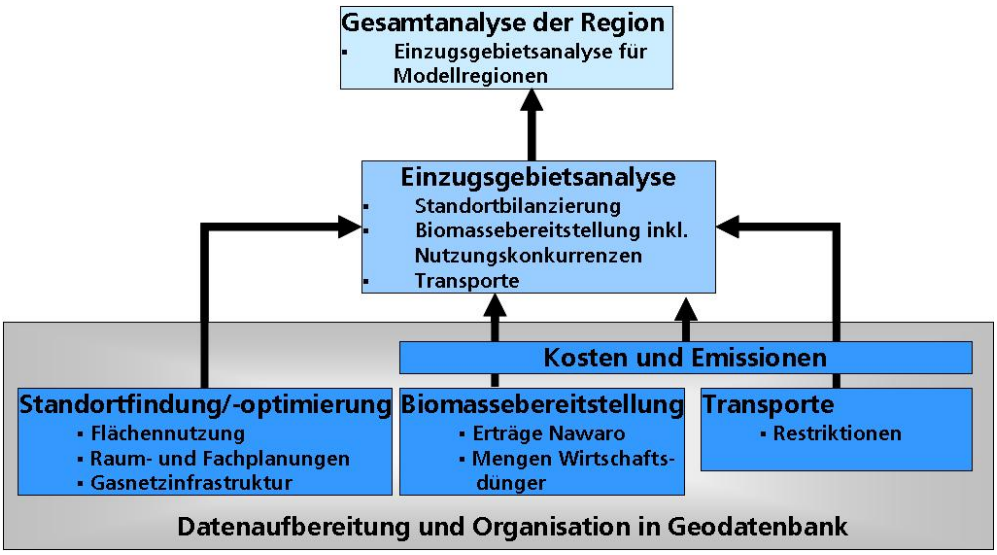
Ein grundlegendes Ziel des Projekts sowie der Prozesskettenanalyse war die vollständige Modellierung des Technologiepfads »Biogaseinspeisung«;

beginnend mit der landwirtschaftlichen Fläche bzw. dem Tierhaltungsstandort und endend bei der einspeisenden Biogasanlage bzw. dem Gasnetz, in das eingespeist werden soll. Damit sollen erstmals standort- bzw. anlagenbezogene Bilanzierungen der Stoffströme, Kosten und der Treibhausgasemissionen möglich werden.

Bereits während des Projekts zeichneten sich jedoch Zielkonflikte bzw. verschiedene Nutzungsansprüche an das GIS-Werkzeug ab. Zum einen werden Werkzeuge zur Bilanzierung von Regionen zur Ermittlung des Biogaspotenzials, des Treibhausgasminderungspotenzials oder zur systematischen Erschließung von Regionen nachgefragt; zum anderen ist auch die Bilanzierung und Optimierung einzelner (bestehender) Anlagen von großem Interesse. Beide Fragestellungen bzw. Nutzerinteressen verlangen nach einer jeweils eigenen, kontextspezifischen Vorgehensweise.

Deshalb werden zunächst die einzelnen GIS-Module kurz vorgestellt und erläutert und später wird beispielhaft detailliert auf die Vorgehensweise bzw. Modulabfolgen zur Bilanzierung einer Modellregion eingegangen.

Bild 2-4: Aufbau der GIS-Module
Quelle: Fraunhofer UMSICHT



Standortrestriktionsanalyse (Standortfindung/ -optimierung)

Dieses Modul dient der Ermittlung von Standortsuchräumen für potenzielle Biogasanlagen mit Einspeisung in das Erdgasnetz. Basierend auf der aktuellen Flächennutzung und den Vorgaben der Raumordnung bzw. Fachplanungen erfolgt eine Abbildung ausgewählter, umweltbezogener sowie (genehmigungs-)rechtlicher Aspekte und Einschränkungen für den Bau von Biogasanlagen. Dieses Modul grenzt Räume ab, innerhalb derer der Bau einer Biogasanlage ausgeschlossen ist oder nur unter Einhaltung verschiedener Vorschriften erfolgen kann. Räume, die diese Restriktionen nicht aufweisen, gelten vor diesem Hintergrund als Vorzugsräume für den Bau von Biogasanlagen. Über ein webbasiertes Modul wird die Eignung des Standorts aus

Sicht des Gasnetzes geprüft (vgl. Abschnitt 2.1), für die Einspeisung analysiert und mit entsprechenden Attributen versehen.

Biomassebereitstellung

In diesen Modulen erfolgt die Erfassung der zur Verfügung stehenden landwirtschaftlichen Nutzflächen und Viehhaltungsbetriebe mit mehr als 50 Großvieheinheiten (GVE) für die in der Prozesskette definierten Nutzungspfade (NawaRo, Wirtschaftsdünger)

- Energiepflanzen

  Kreisscharfe, tabellarische Ertragsdaten für die jeweiligen Fruchtarten werden in die Fläche übertragen, so dass auf den Feldblöcken in Abhängigkeit von der Flächengröße ein jährlicher Ertrag ermittelt werden kann.

- Wirtschaftsdünger

  Räumliche Erfassung der Großvieheinheiten zur Berechnung von Gülle-mengen.

Transporte (Substrattransportlogistik)

Abgeleitet von technischen und rechtlichen Restriktionen wird in diesem Modul der Transport der Biomasse von der Quelle (land-, forstwirtschaftliche Fläche bzw. Viehhaltung) zur Konversionsanlage (Biogasanlage, Vergaser) abgebildet.

Kosten- und Emissionsfunktionen

Im Gegensatz zu den vorangegangenen Modulen ist das Modul der Kosten- und Emissionsfunktionen nicht eigenständig. Vielmehr findet es im Rahmen der anderen Module Anwendung. Es werden Funktionen zur Berechnung von Kosten und Emissionen für alle Elemente entlang der Prozesskette bereitgestellt.

Einzugsgebietsanalyse

Im Modul Einzugsgebietsanalyse werden die räumlich verteilten Potenziale unter Berücksichtigung der gegebenen und künftigen Flächen- und Nutzungsrestriktionen durch Standorte erschlossen. Für zuvor definierte Standorte bzw. Anlagen werden die Analysen zur Substratverfügbarkeit und die vollständige Bilanzierung der Prozesskette für einen Standort durchgeführt.

Werkzeug zur Gesamtbilanzierung der Modellregionen

Die in diesem Modul enthaltenen Algorithmen erlauben eine Auswertung der vorangegangenen Module in einem Gesamtkontext. Für eine Region wird versucht, die optimale Verteilung der Modellanlagen und ihrer Einzugsgebiete zu errechnen. Kosten, THG-Emissionen und erzeugbare Mengen Biogas werden für jedes Einzugsgebiet ermittelt und somit die Zielgrößen des Projektes abgeleitet.

2.2.1 Modulabfolge bei der Regionalanalyse

Die Bilanzierung von Regionen zur Ermittlung des Biogaspotenzials, des Treibhausgasminderungspotenzials oder zur systematischen Erschließung von Regionen folgt einer anderen Vorgehensweise als beispielsweise die Optimierung einzelner Anlagenstandorte. Ein wesentlicher Unterschied besteht z. B. darin, dass bei einer Regionalanalyse die Ermittlung von potenziell geeigneten Anlagenstandorten unter anderen Prämissen erfolgt als bei der Entwicklung oder Optimierung konkreter Projekte, die in der Regel bereits nach erfolgter Vorselektion hinsichtlich des Anlagenstandorts oder der zur Verfügung stehenden Flächen beginnen.

Für die Regionalanalyse gelten keinerlei Einschränkungen bzw. Vorselektionen hinsichtlich der Standortfindung; das heißt, nur die flächennutzungsspezifischen und infrastrukturellen Gegebenheiten sind maßgeblich für die Standortfindung. Die Analyse beginnt daher in zwei parallel verlaufenden Schritten zur Ermittlung geeigneter Anlagenstandorte (Standortrestriktionsanalyse) und zur Ermittlung von Flächen mit den höchsten Potenzialdichten (siehe Bild 2-5).

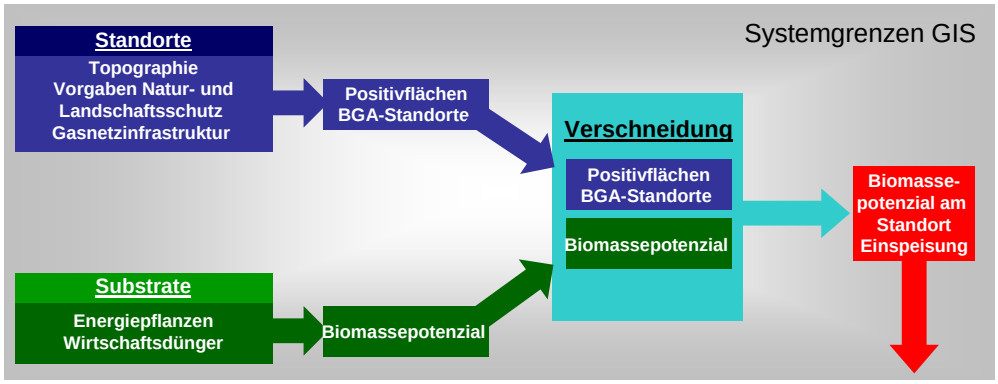


Bild 2-5: Vorgehensweise Regionalanalyse
Quelle: Fraunhofer UMSICHT

Erst in einem dritten Schritt werden die identifizierten Anlagenstandorte mit der räumlichen Verteilung der Substrate verschnitten und so die optimalen bzw. potenzialstärksten Standortsuchräume für Biogaseinspeiseanlagen ermittelt. Die so identifizierten Standortsuchräume sind dann Ausgangspunkt für detaillierte Analysen ihres Einzugsgebiets (z. B. Substratverfügbarkeit, Einzugsradius) und Bilanzierungen (Stoffströme, Kosten, Technologien, THG-Emissionen).

Die Standortsuchräume werden in der Einzugsgebietsanalyse bilanziert (rot), so dass in Summe über alle Standorte eine vollständige standortzentrierte Potenzialanalyse bzw. -bilanz als Ergebnis der Analysen steht. Durch dieses Vorgehen ist es möglich, die Modellregionen, insbesondere die räumlich weit verteilten Biomassepotenziale über Standorte zu erschließen. Die Aufsummierung der einzelnen Anlagenbilanzen ermöglicht die Abschätzung des Biogaspotenzials – und damit auch des Klimaschutzpotenzials – einer Regi-

on, des dafür nötigen Investitionsbedarfs und ermöglicht konkrete Vorschläge zur Umsetzung.

Im den folgenden Abschnitten wird die Umsetzung der Module im Detail beschrieben.

2.2.2 Modul Standortrestriktionsanalyse

Der erste Schritt zur Ermittlung potenzieller Biogasanlagenstandorte erfolgt über die Analyse der aktuellen Flächennutzung sowie planerischer Vorgaben insbesondere aus dem Natur- und Umweltschutz. Bei den Standortanalysen wird ein negativplanerischer bzw. restriktionsanalytischer Ansatz verfolgt, d. h. es findet eine Ausweisung räumlicher Bereiche statt, an denen die Errichtung einer Biogasanlage genehmigungsrechtlich und/oder bautechnisch nicht möglich ist (Tabuzonen).

Zur Analyse der aktuellen Flächennutzung wurde auf das digitale Landschaftsmodell (DLM) des Amtlichen Topographisch-Kartographischen Informationssystems (ATKIS) zurückgegriffen. Das DLM beschreibt die Erdoberfläche über geotopographische Objekte und besteht aus mehreren Objektklassen zur Beschreibung der aktuellen Flächennutzung, beispielhaft sind Objektklassen wie Wohnbauflächen, Industrie- und Gewerbeflächen, Waldflächen, Gewässer und Straßen zu nennen (vgl. Bild 2-7). Das DLM liegt in verschiedenen Maßstäben vor. Für die Aufgabenstellung im Projekt wurde das DLM50 (Maßstab 1:50 000) als ausreichend eingestuft und in das System integriert. Der vollständige Objektartenkatalog lässt sich auf den Internetseiten der Arbeitsgemeinschaft der Vermessungsverwaltungen der Länder (http://www.adv-online.de) einsehen. Das DLM unterliegt einem Aktualisierungsrhythmus von 5 Jahren. Es wird von den Landesvermessungsämtern der Bundesländer zur Verfügung gestellt. Im Rahmen der Standortrestriktionsanalyse wurden bestimmte Objektklassen und damit räumliche Bereiche für die Errichtung von Biogasanlagen ausgeschlossen. Zusätzlich wurden bestimmte Objektklassen aufgrund genehmigungsrechtlicher Vorgaben mit Puffern versehen, so dass auch diese Bereiche für die Errichtung von Biogasanlagen als nicht verfügbar gekennzeichnet wurden.

Des Weiteren wurden Geodaten aus dem Natur- und Landschaftsschutz, sowie für weitere Schutzgüter in die Analysen mit eingebunden. So wurden Landschaftsschutzgebiete, Naturschutzgebiete, Schutzgebiete des Schutzgebietssystems 2000 (Gebiete der Flora-Fauna-Habitat-Richtlinie und Vogelschutzgebiete), Wasserschutzgebiete, geologisch schutzwürdige Objekte, Überschwemmungsgebiete und Gebiete des Biotopkatasters als Standorte für Biogasanlagen ausgeschlossen.

Erweitert wurden die Restriktionsanalysen durch Erzeugung von Pufferzonen um bestimmte Objektklassen bzw. schützenswerte Gebiete; auch diese Bereiche sind im GI-System als Tabuzonen gekennzeichnet worden. Teilweise konnten die Abstände (= Radien der Pufferzonen) direkt aus gesetzlichen Vorgaben bzw. Verwaltungsvorschriften abgeleitet werden; teilweise wurden die Abstände in Anlehnung an gesetzliche Empfehlungen ermittelt. Exemplarisch ist die [TA-Luft, 2008] zu nennen, aus der sich ein Abstand von 300 m

zwischen Siedlungsbereichen und Biogasanlagen ableiten lässt. Für Naturschutz- oder FFH-Gebiete ist z. B. in Anlehnung an Abstandsregelungen der Regionalplanung Altmark für Windkraftanlagen [Planungsgemeinschaft Altmark, 1998] ein Puffer von 1.000 m erzeugt und als Tabuzone gekennzeichnet worden. Das Prinzip der Restriktionsanalyse der aktuellen Flächennutzung auf Basis der ATKIS-Daten ist exemplarisch in Bild 2-6 dargestellt.

Bild 2-6: Vom Luftbild zu ATKIS zur Standortaussage
Quelle: Fraunhofer UMSICHT; Luftbild: ATKIS Landesvermessungsamt NRW



In Bild 2-6 lässt sich die Flächennutzung aus einem Luftbild ableiten. Im mittleren Teil findet sich der gleiche räumliche Ausschnitt als Abbildung des ATKIS DLM50. Die Erdoberfläche ist in dieser Abbildung der folgenden Legende (Bild 2-7) entsprechend in Objektklassen eingeteilt, so dass die einzelnen Flächen GIS-gestützt prozessiert werden können.

Bild 2-7: Ausschnitt ATKIS Legende
Quelle: Fraunhofer UMSICHT



Alle Objektklassen wurden entsprechend ihrer Eignung als Standort für Biomassekonversionsanlagen klassifiziert und den einzelnen Flächen die entsprechenden Attribute zugeordnet. Über diese Attributierung wurden die einzelnen Objektklassen in Bild 2-6 analog zu einer Verkehrsampel rot, gelb oder grün eingefärbt.

Der rechte Teil von Bild 2-6 umfasst den gleichen räumlichen Ausschnitt wie der linke und mittlere Teil. In dieser Darstellung sind alle Flächen, auf denen

sich eine Biogasanlage errichten lässt, grün dargestellt, gelbe Flächen sind mit weiteren Auflagen verbunden und rote Flächen sind von der Errichtung ausgeschlossen (Tabuzonen). Im zentralen Bereich der mittleren Abbildung finden sich z. B. Wohnbauflächen (Färbung rot), gemäß TA-Luft sind Wohnbauflächen und ein Bereich von 300 m um diese von Biogasanlagen freizuhalten. Dementsprechend sind nicht nur die Siedlungsflächen im rechten Teil als Tabuzone sondern auch deren Umgebungsflächen im Umkreis von 300 m entsprechend gekennzeichnet.

Bei konsequenter Anwendung dieser Methodik lassen sich beide Modellregionen vollständig klassifizieren. Das Ergebnis ist ein Standortsuchraumraster mit tausenden potenziell geeigneten Standorten, da jede grüne Fläche als ein Standortsuchraum aufgefasst wird. Für die weiteren Analysen werden die Schwerpunkte dieser Fläche erzeugt, so dass eine »Punktwolke« potenzieller Standorte für die weiteren Analysen zur Verfügung steht (vgl. linker Teil in Bild 2-9).

Nachgeschaltet erfolgt die Evaluation der Standortsuchräume gegen die Gasnetzinfrastruktur. Dazu werden die Koordinaten potenzieller Standorte an die Geodatenbanken der Gasnetzbetreiber übermittelt. Auf Seiten des Gasnetzbetreibers werden den Standorten Werte für die Attribute Entfernung (*Distance*) in m, Druckstufe (*Pressure*) in bar, Gasqualität (*Quality*), Richtung (*Direction*) in Grad und Gasnetzbetreiber (*Carrier*) ergänzt (vgl. Bild 2-8).

Bild 2-8: Attributstruktur nach Prüfung gegen das Gasnetz
Quelle: Fraunhofer UMSICHT

Attributes of BGA_9_28

FID	Shape *	Distance	Pressure	Quality	Direction	Carrier
0	Point	293	68	LGAS	125	EGT
1	Point	2840	13	LGAS	79	EGT
2	Point	3516	13	LGAS	26	EGT
4	Point	6392	68	LGAS	92	EGT
5	Point	6532	68	LGAS	75	EGT
6	Point	860	70	LGAS	267	EGT
7	Point	2539	68	LGAS	86	EGT
8	Point	1301	70	LGAS	263	EGT
9	Point	7889	68	LGAS	99	EGT

Einen räumlichen Eindruck über die Ergebnisse vermittelt Bild 2-9. In dieser Abbildung sind links potenzielle Standortsuchräume (blaue Punkte) abgebildet, während auf der rechten Seite die gleichen Punkte nach Evaluation gegen das Gasnetz in einer nach Entfernung klassifizierten Darstellung abgebildet werden.

Bild 2-9: Visualisierung der Standortprüfung gegen das Gasnetz Quelle: Fraunhofer UMSICHT



Grundsätzlich sind die ermittelten Standorte nicht als absolute Koordinaten zu verstehen, sondern als Standortsuchräume und somit als eine erste Annäherung an die realen (genehmigungsrechtlichen) Gegebenheiten zu interpretieren. Die so modellhaft ermittelten Standortsuchräume sind im Kontext einer echten Standortentwicklung während des Genehmigungsverfahrens insbesondere auf ihre Umweltverträglichkeit oder Eigentumsverhältnisse zu überprüfen. In Regionalanalysen stellen die so ermittelten Standortsuchräume die Ausgangspunkte für weitere Analysenschritte dar.

Über die Standortanalyse soll geprüft werden, inwiefern rechtliche, technische und/oder logistische Restriktionen in den Modellregionen verhindern, die landwirtschaftlichen Potenziale zu erschließen. Aussagen zu den Ergebnissen finden sich in Abschnitt 3.1.

2.2.3 Modul Biomassebereitstellung (Beschreibung der räumlichen Substratverteilung)

Zu den im GI-System betrachteten Substraten gehören einerseits bestimmte Energiepflanzen, die auf landwirtschaftlichen Flächen angebaut werden, und andererseits Reststoffe aus der Tierhaltung (Schweine-, Rinder- und Geflügelhaltung). Erstgenannte werden in den weiteren Ausführungen als NawaRo bezeichnet; Substrate aus der Tierhaltung als Wirtschaftsdünger (siehe auch Abschnitt Systemgrenzen 1.3.1).

Für die Analyse der landwirtschaftlichen Flächen und der Reststoffe aus der Tierhaltung wurden Geodaten aus dem InVeKoS-Antragsverfahren und das Tierhaltungsstandortkataster der Kreisveterinärämter (Tierseuchennachrichtensystem TSN) herangezogen.

Die InVeKoS-Daten umfassen Geometrien zur Beschreibung landwirtschaftlicher Flächen. Für beide Modellregionen ist die maximale räumliche Auflösung der Feldblock. Dabei ist ein Feldblock als eine zusammenhängende landwirtschaftlich nutzbare Fläche, die von in der Natur erkennbaren Außengrenzen (beispielsweise Wald, Straßen, bebautes Gelände, Gewässer, Gräben) umgeben ist, definiert. Ein Feldblock kann dabei mehrere Schläge umfassen. Ein Schlag ist eine begrenzte Bewirtschaftungseinheit mit einer Hauptfrucht und einem Eigentümer. Als Abbild realer Flächen unterliegen sie

über die Jahre Veränderungen im Zuschnitt, der Flächengröße, der Bewirtschaftung sowie der Eigentumsverhältnisse.

Im GIS stellt sich ein Feldblock als Polygongeometrie dar. Die Unterscheidung der Schläge ist nur über attributive Informationen möglich. In Bild 2-10 ist ein Feldblock durch rote Umrandung und Schraffur auf einem Luftbild dargestellt. Auf dem Luftbild lassen sich innerhalb des Feldblocks unterschiedliche Schläge erkennen. Das Datenmodell zur Beschreibung der landwirtschaftlichen Flächen umfasst somit zu jeder Feldblockgeometrie mindestens einen Schlag mit Attributwerten zur Schlaggröße und der Hauptfrucht für diesen Schlag.

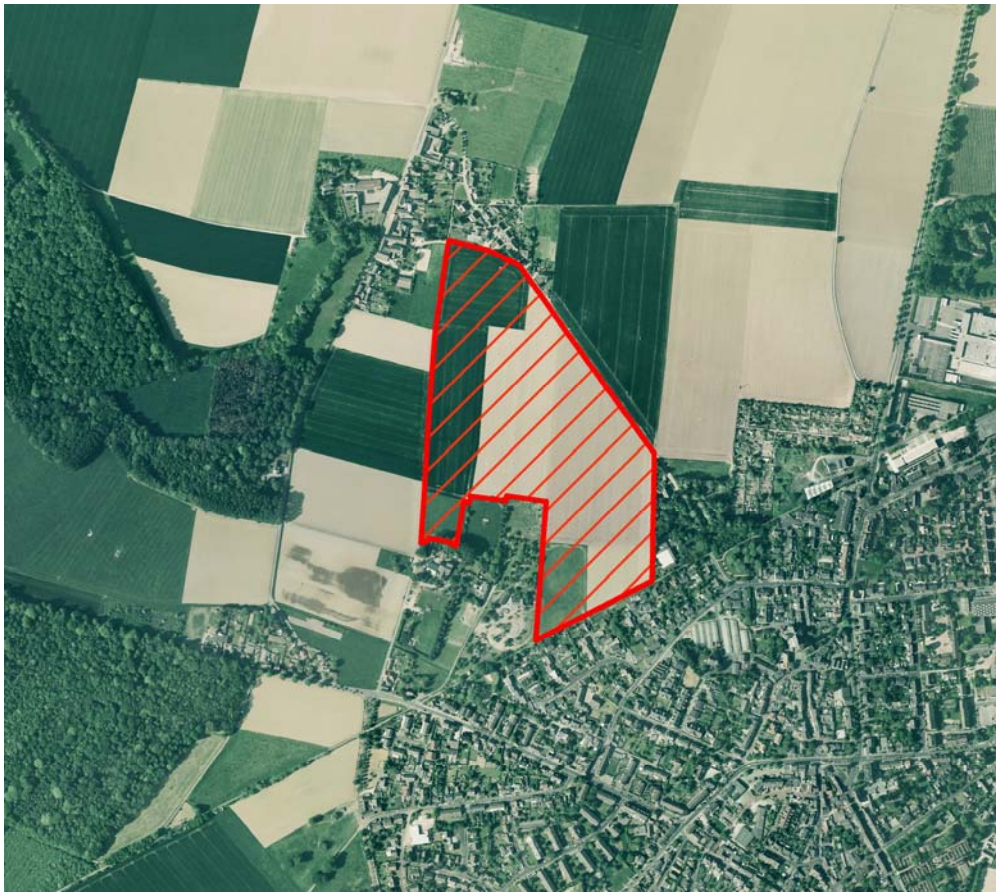


Bild 2-10: Darstellung eines Feldblocks
Quelle: Fraunhofer UMSICHT
Quelle Luftbild: Landesvermessungsamt NRW, Quelle Feldblockgeometrie: Landwirtschaftskammer NRW

Für die Beschreibung der räumlichen Verteilung von Tierhaltungsstandorten wurde auf verschiedene Datenquellen zurückgegriffen. Zum einen wurden öffentlich recherchierbare Quellen zur Genehmigung von Tierhaltungsanlagen genutzt, zum anderen konnte auf Daten des Tierseuchennachrichten-System (TSN) zurückgegriffen werden, so dass georeferenzierte Daten zur Tierhaltungsstandorten in die GIS-Applikation aufgenommen werden konnten. Der Vorteil dieser Daten liegt in der Möglichkeit der lagegenauen Darstellung einzelner Tierhaltungsstandorte. Zu jedem Standort lagen ferner die Anzahl der jeweils gehaltenen Tiere (Rinder, Schweine oder Geflügel) attributiv vor.

Die Angaben über landwirtschaftliche Flächen und Tierhaltungsstandorte wurden in Rasteranalysen verarbeitet. Ziel war es, Substratdichtekarten zu erzeugen, die in einem anschließenden Schritt mit den Ergebnissen aus Abschnitt 2.2.2 (Standortrestriktionsanalyse) verschnitten werden können.

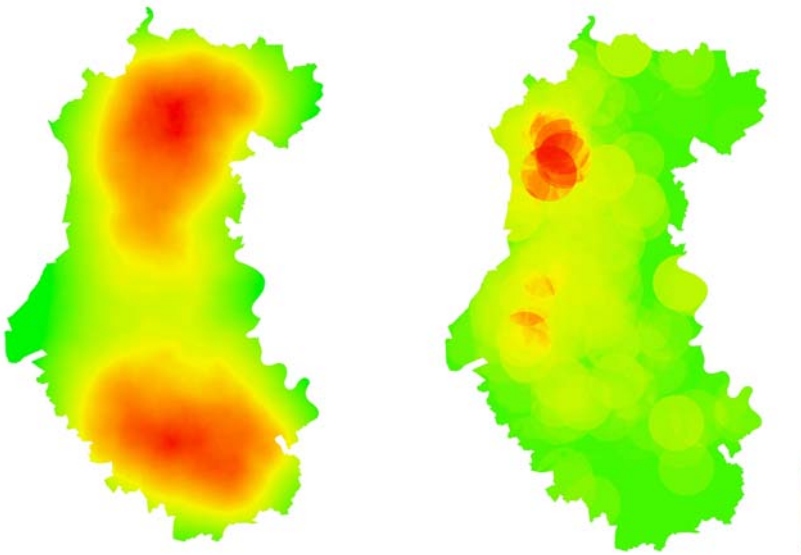
Für die Berechnung der Rasterkarten wurden die jeweiligen Feldblöcke mit den über die Jahre gemittelten Erträgen (kreisspezifische Hektarerträge, gemittelt über 2000-2007) attributiert. Für die Berechnung der Erntemengen wurden nur die Feldblöcke ausgewählt, auf denen als Hauptfrucht ein Substrat aus dem Substitutionsflächenpool angebaut wurde (zur Begründung siehe Kapitel 3.2). Über die räumliche Verteilung der Feldblöcke mit den entsprechenden Erntemengen wurden Rasterdarstellungen erzeugt, welche die räumliche Substratdichte darstellen.

Analog wurde mit den Daten des TSN verfahren. Über die räumliche Lage des Tierhaltungsstandorts und der die Anzahl der dort befindlichen Tiere konnte über einen tierspezifischen Gülle- und Gasertragsfaktor die erwartbare Biogasmenge für jeden Standort errechnet werden. Die Punkte wurden ebenfalls in eine Rasterdarstellung überführt.

Bei der Erstellung der Rasterkarten wurden die einzelnen Informationen über Substrate auf ein Raster mit der Zellenweite 50 x 50 m projiziert, d.h. Rasterzellen, in denen ein oder mehrere Punkte liegen, erhalten den Wert des Gasertrags an diesen Punkten. Anschließend wurde für jede Zelle die Summe der Rasterzellen im Umkreis von 10 km Entfernung für ackerbauliche Gaserträge (linker Teil Bild 2-11) und 5 km Entfernung für Gaserträge aus der Tierhaltung summiert (mittlerer Teil Bild 2-11). Die Analysen wurden mit Hilfe des ESRI ArcGIS Extension Spatial Analyst durchgeführt.

Aus der gewichteten Kombination der verschiedenen Potenzialdichten für die jeweiligen landwirtschaftlichen Substrate und Substrate aus der Tierhaltung ergibt sich eine räumliche Verteilung von theoretischen Biogasmengen für die Modellregionen. Das Ergebnis der Rasteranalyse ist in Form von Substratdichtekarten in Bild 2-11 dargestellt. In dieser Darstellung steigt die Substratdichte von grün nach rot an.

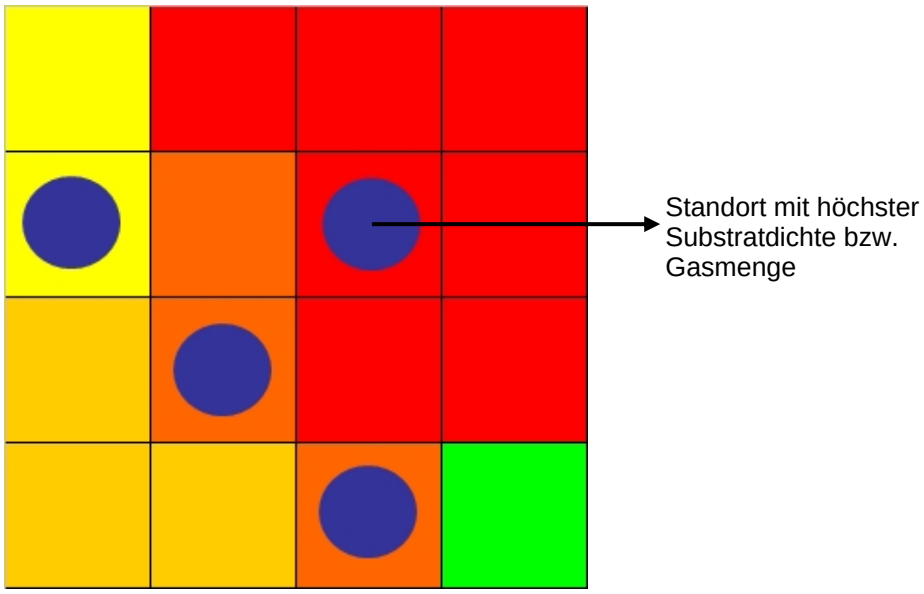
Bild 2-11: Substratdichtekarten für Getreide und Wirtschaftsdünger
Quelle: Fraunhofer UMSICHT



2.2.4 Auswahl optimierter Standortsuchräume

Basierend auf den vorhergegangenen Analysen zur Ermittlung von Standortsuchräumen und Beschreibung der räumlichen Verteilung von Substraten erfolgt eine Kombination der Analyseschritte. Dazu werden die Ergebnisse der beiden Analyseschritte räumlich überlagert und die Standortsuchräume ausgewählt, an denen die Substratdichte bzw. zu erwartende theoretische Gasmenge am höchsten sind. Verdeutlicht wird das Prinzip in Bild 2-12, welches einen Ausschnitt der Überlagerung von Standortsuchräumen (blaue Punkte) und Substratdichtekarte darstellt.

Bild 2-12: Ausschnitt Überlagerung potenzieller Standorte und Substratdichteverteilung
Quelle: Fraunhofer UMSICHT



Der potenzielle Standort mit der höchsten Substratdichte wird in der folgenden Einzugsgebietsanalyse bilanziert.

Die Auswahl optimierter Standorte ist als iterativer Prozess konzipiert. Ist der Standort mit der höchsten Substratdichte ermittelt, werden erneut Substratdichtekarten erzeugt. Bei der abermaligen Berechnung der theoretischen Gaserträge der einzelnen Rasterzellen werden jedoch die Rasterzellen ausgeschlossen, die zur Substratdichte des Vorläuferstandorts beigetragen haben, so dass sich ein weiterer Standort mit einer nun höchsten Substratdichte ermitteln lässt. Diese Prozedur wird bis zur vollständigen Erschließung der Modellregionen mit Standorten durchgeführt.

Die Ergebnisse liefern eine Anzahl von Standorten, die in der folgenden Einzugsgebietsanalyse hinsichtlich Biomethanmengen, Kosten und Emissionen bilanziert werden.

2.2.5 Modul Einzugsgebietsanalyse

Mit der Ermittlung potenzieller Standorte sind die wesentlichen räumlichen Komponenten zur Analyse der Prozesskette verfügbar, so dass die Bilanzierung der Prozesskette durchgeführt werden kann. Die Einzugsgebietsanalyse lässt sich in folgende Schritte gliedern, die im Folgenden im Detail beschrieben werden.

(1) Erzeugung des Einzugsgebiets

(2) Auswahl der Flächen

(3) Bilanzierung der Flächen und Tierhaltungsstandorte (Prozesskettenelement 1, 2a und 2b)

(4) Bilanzierung der Transporte (Prozesskettenelement 4a, 4b)

(5) Bilanzierung am Anlagenstandort (Prozesskettenelement 3a, 4a2, 5ab, 5b, 6ab, 8ab)

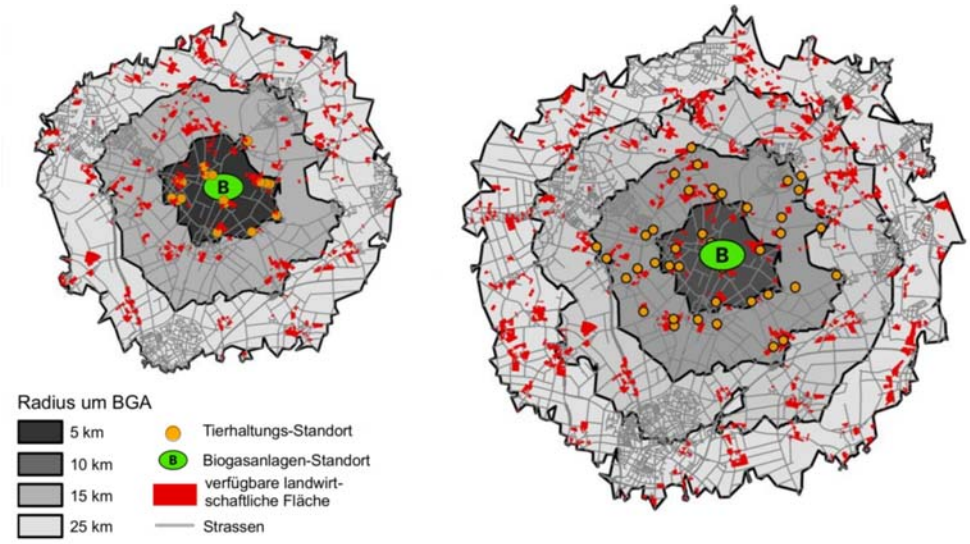
Zur Bilanzierung der Prozesskette in den Schritten (3) bis (5) wird auf die Arbeiten des Arbeitspakets 1 zurückgegriffen (siehe hierzu Kapitel 1.4). Ziel ist die Bilanzierung der erzeugbaren Mengen Biogas, sowie ökonomische Kosten pro Einheit Biomethan sowie die Kalkulation der Treibhausgasemissionen pro Einheit Biomethan.

2.2.5.1 Erzeugung des Einzugsgebiets

Als Einzugsgebiet ist der räumliche Ausschnitt zu verstehen, in dem die Substrate (NawaRo und Wirtschaftsdünger) erzeugt werden und über straßengebundene Transporte zum Biogasanlagenstandort transportiert werden. Aufgrund der eher geringen Energiegedichte, u. a. aufgrund geringer TS-Gehalte der eingesetzten Substrate, ist eine feld- bzw. tierhaltungsstandortnahe Verwertung aus ökonomischen sowie ökologischen Gründen notwendig [DVGW/BGW, 2006]. Bezüglich des Parameters Einzugsgebietsradius ist die Applikation offen konzipiert, so dass die Möglichkeit besteht, für verschiedene Einzugsgebietsradien Berechnungen durchzuführen. Generell ist der Radius für den Einzug von Substraten aus der Tierhaltung geringer als der Einzugsgebietsradius für NawaRo.

Zur räumlich hochauflösenden Analyse der Prozesskette wurde der Einzugsgebietsradius, und damit die maximale Entfernung zwischen Feldblock bzw. Tierhaltung und Anlagenstandort, auf Basis eines routingfähigen Straßennetzwerks der Firma Teleatlas berechnet. Das Straßennetzwerk wurde zu diesem Zweck für Fragestellungen der landwirtschaftlichen Transportlogistik (Durchfahrtsbeschränkungen, Vermeidung von Autobahnen) angepasst und um ATKIS-Daten zum landwirtschaftlichen Wegenetz ergänzt. Die Analysen wurden unter Verwendung des ESRI Network Analyst durchgeführt. Einzugsgebiete stellen sich infolgedessen exemplarisch, wie in Bild 2-13 abgebildet dar.

Bild 2-13: exemplarische Einzugsgebiete
Quelle: Fraunhofer UMSICHT



Innerhalb der Einzugsgebiete erfolgt die Analyse der Flächen und Tierhaltungsstandorte, die letztendlich zu entsprechenden Biomethanmengen für den Anlagenstandort führen.

2.2.5.2 Flächenauswahl

Der im Projekt gewählte Ansatz verfolgt eine flächendeckende Erschließung der Modellregionen mit Biogasanlagen zur Einspeisung, so dass in der Fläche verteilte Potenziale vollständig und nachhaltig genutzt werden können. Eine detaillierte Stoffstromanalyse inkl. Analyse gebundener Ressourcen konnte für die Modellregionen in der gewünschten räumlichen Auflösung nicht realisiert werden, da eine entsprechende Datenverfügbarkeit nicht gegeben ist. Für die GIS-Applikation bedeutet dies, dass es für die Bilanzierung der Regionen, Schnittstellen zur Parametereingabe hinsichtlich der Verfügbarkeit von Flächen zur Biomasseproduktion geben muss. Über diese Schnittstellen ist es möglich, Aussagen zur Flächenverfügbarkeit auf Basis verschiedener Quellen, z. B. Agrarsektormodellen, Expertenaussagen, Stoffstromanalysen oder auch politischer Vorgaben in das System einzubinden.

Für die weiteren Arbeiten innerhalb des Projekts (insbesondere für Arbeitspaket 8 und 9) sind als eine wesentliche Variante Ergebnisse des Agrarsektormodells RAUMIS in das System eingebunden worden. Eine detaillierte Beschreibung findet sich unter Abschnitt 3.2.

Die Parametrisierung des Systems erfolgt über die Angabe einer prozentualen Verfügbarkeit von landwirtschaftlichen Flächen. Diese Verfügbarkeit kann sich auf unterschiedliche räumliche Einheiten beziehen, z. B. auf ein Gemeindegebiet, ein Kreisgebiet oder auch auf eine frei geometrisch konfigurierbare Region. Entsprechend Abschnitt 3.2 wurden für einen Substitutionsflächenpool kreisspezifische Verfügbarkeiten hergeleitet. Die Verfügbarkeit stellt sich als Prozentzahl dar, so dass für einen Kreis über einen Zufallsgenerator x Prozent der Flächen selektiert werden, die sich im Substitutionsflächenpool befinden. Die zufällig ausgewählten Flächen werden mit den NawaRo-Einzugsgebietsgeometrien verschnitten, so dass die Selektion innerhalb der Einzugsgebiete für die Bilanzierung bereitgestellt wird. In Bild 2-13 finden sich diese Flächen als rot dargestellte Polygone wieder. Im Sinne der Modellrechnungen werden diese im Folgenden als verfügbare Flächen bzw. Schläge für die Biomasseproduktion bezeichnet.

Zusätzlich zu den landwirtschaftlichen Flächen werden die Tierhaltungsstandorte mit mehr als 50 Großvieheinheiten innerhalb des Tierhaltungsanalyseradius in die Betrachtung integriert, in Bild 2-13 dargestellt als orange Punkte.

Die im jeweiligen Einzugsgebiet selektierten landwirtschaftlichen Flächen sowie Tierhaltungsanlagen stellen den Ausgangspunkt für die Prozesskettenbilanz dar.

2.2.5.3 Bilanzierung der Flächen und Tierhaltungsstandorte

Die Bilanzierungen in diesem Abschnitt umfassen die Berechnungen für die Prozesskettenelemente 1, 2a und 2b. Die Berechnungsgrundlagen sind in Abschnitt 1.4.1 und 1.4.2 beschrieben.

Für die hier beschriebenen Modellrechnungen werden die verfügbaren Schläge mit Silomais belegt. Für die einzelnen Schläge werden über statistische Erträge potenziell zu erntende Mengen Silomais angenommen. Informationen zum Hektarertrag können aus der amtlichen Statistik zu jeder Kulturart als Mittelwert der Anbaujahre 2000 bis 2007 in das Gesamtsystem integriert werden. Nach übereinstimmenden Aussagen von Experten [PbA, 2007] liefern diese derzeit ausreichend exakte Ergebnisse für eine Ertragsabschätzung. Auf Basis der Agrarstatistik für die jeweiligen betrachteten Landkreise sind unterschiedliche mittlere Erträge in das GIS eingeflossen. Als langjähriges statistisches Mittel wurden Silomaiserträge von 44-52 t_{FM}/ha am Niederrhein und von 32 t_{FM}/ha in der Altmark hinterlegt. Dabei wurde als maximale Auflösung eine kreisscharfe Unterscheidung der durchschnittlichen Erträge zu Grunde gelegt.

Über die Schlaggröße und den durchschnittlichen Hektarertrag wird der schlagspezifische Ertrag kalkuliert, basierend auf den ertrags- bzw. flächengrößeabhängigen Funktionsgleichungen (siehe Abschnitt1.4.1) erfolgt die Berechungen der Kosten und Emissionen der hier relevanten Prozesskettenelemente (siehe Bild 2-14).

Bild 2-14: exemplarische Flächenbilanz
Quelle: Fraunhofer UMSICHT,
Quelle Luftbild: Landesvermessungsamt NRW, Quelle Feldblockgeometrie: Landwirtschaftskammer NRW



Flächenertrag in [t_{FM}]

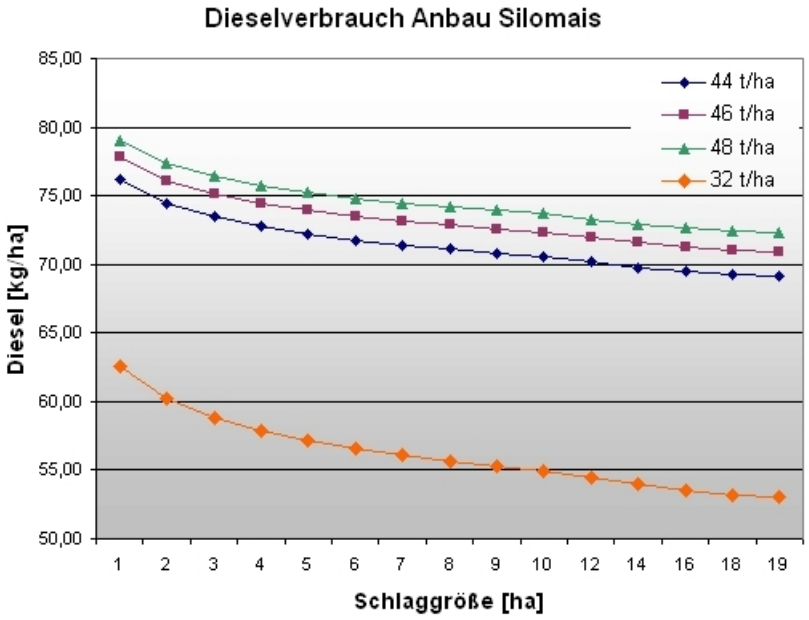
Anbaukosten in €/t_{FM}

Anbauemissionen durch Einsatz und Bereitstellung von Düngermitteln, Saatgut, Pflanzenschutz, Dieseleinsatz in kg CO_2-Äq./t_{FM}

Über Summenbildung der Erträge, Kosten und Emissionen für alle verfügbaren Schläge erfolgt die Gesamtbilanz für das entsprechende Einzugsgebiet.

Der Raumbezug des Einsatzes von Roh-, Hilfs- und Betriebsmitteln (RHB) wird an Bild 2-15 verdeutlicht. In diesem wird die Menge Diesel in kg/ha in Abhängigkeit zur Schlaggröße und zum Ertrag dargestellt. Mit steigender Schlaggröße und steigendem Ertrag sinkt der hektarspezifische Einsatz von Diesel. Durch den Einsatz von GIS-Technologien und den Rückgriff auf Geodaten, die die realen landwirtschaftlichen Flächen abbilden, ist der RHB-Einsatz schnell und komfortabel in seiner räumlichen Variabilität zu berechnen. Analog zum exemplarisch beschriebenen Dieseleinsatz verhält es sich mit den weiteren RHB, bei denen insbesondere eine Abtragsabhängigkeit gegeben ist.

Bild 2-15: Dieseleinsatz
Quelle: Fraunhofer UMSICHT



Die Berechnung des Wirtschaftsdüngers verhält sich weniger komplex. Über die Tierhaltungsstandorte im Einzugsgebiet können die Mengen Wirtschaftsdünger im jeweiligen Einzugsgebiet summiert werden. Die Kosten und Emissionen werden der Tierhaltung zugeschrieben und liegen somit außerhalb der Bilanzgrenzen.

Errechnete Mengen Substrate werden an das folgende Prozesskettenelement (4a bzw. 4b), den Transport, weitergereicht.

2.2.5.4 Bilanzierung Transporte

Der Biomassetransport wird ausgehend von den Ackerflächen und Tierhaltungsstandorten auf routingfähigen Geodaten (Straßennetzwerk) bilanziert. Er umfasst somit die Prozesskettenelemente 4a und 4b. Gemäß den fachlichen Vorgaben aus Abschnitt 1.4.1 und 1.4.2 werden die Kosten und Emissionen für jede transportierte Tonne Substrat mit den entsprechenden Fahrzeugen kalkuliert. Ebenso wie die Analysen zum NawaRo-Transport wurden die Berechnungen zum Transport auf einem angepassten Straßennetzwerk mit Hilfe des Network Analyst durchgeführt. Dabei wurde unter gegebenen Randbedingungen (Vermeidung von Ortsdurchfahrten) die kürzeste Distanz auf der Straße zwischen Substratanfall (Zentrum eines Ackerschlags, Tierhaltungsstandort) und der Biogasanlage ermittelt.

Transportierte Substrate werden am Biogasanlagenstandort für die weitere Bilanzierung akkumuliert.

2.2.5.5 Bilanzierung am Anlagenstandort

Am Biogasanlagenstandort erfolgt die Bilanzierung der Prozesskettenelemente 3a (Lagerung), 4a2 (Einbringung), 5ab, 5b (Substratkonditionierung), 6ab (Vergärung), 8ab (Biogasaufbereitung) sowie 6ab2 (Gärrestbehandlung).

In Abhängigkeit von der kreisspezifischen Flächenverfügbarkeit (siehe Abschnitt 3.4), den Erträgen und der räumlichen Verteilung der Tierhaltungsstandorte ergibt sich für jedes Einzugsgebiet eine unterschiedliche Zusammensetzung der Substrate am Anlagenstandort. Die Dimensionierung der Lager (Silos, Gärrestlager), der Biogasanlage und der Aufbereitung sind damit direkt abhängig von der Substratbereitstellung im Einzugsgebiet.

Nach Anlieferung der ackerbaulichen Substrate werden diese am Standort siliert, gelagert, der Biogasanlage zugeführt und dort vergoren. Der Gärrest wird zwischengelagert und ausgebracht, das Rohgas zu Biomethan aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist. Sämtliche Kosten und Emissionen der genannten Prozesskettenelemente wurden gemäß Abschnitt 1.4.4 implementiert, so dass sich einzugsgebietsabhängige Gasmengen, Kosten und Emissionen für jeden Standort errechnen lassen.

Da es sich bei den Rechnungen um modellhafte Betrachtungen handelt, ist nicht bekannt, welche Flächen aus dem Substitutionsflächenpool für die Bioenergieproduktion zur Verfügung stehen. Fehlende Kenntnis (genaue Lokali-

sierung) der Flächen führt zu fehlendem Startpunkt der Transporte. Über die Methodik der Zufallsselektion wird eine Simulation in Gang gesetzt, die den Startpunkt der Prozesslinie »NawaRo« darstellt.

Der Prozess der Zufallsselektion wird mehrfach durchlaufen, so dass in jedem Durchlauf unterschiedliche Flächen selektiert werden. Innerhalb eines jeden Durchlaufs werden x Prozent der Flächen selektiert. Die Prozentzahl ergibt sich dabei aus der Flächenverfügbarkeitsanalyse (Abschnitt 3.2). Zusätzlich wird durch die Zufallsselektion eine Fruchtfolge simuliert, gleichbedeutend mit einer Rotation der landwirtschaftlichen Flächen. Über die Bildung eines Mittelwertes der mehrfach bilanzierten Prozesskette lässt sich so eine durchschnittliche Aussage (Mittelwert über mehrere Durchläufe) für das Einzugsgebiet ableiten. Der Mittelwert wird statistisch abgesichert, so dass diese als repräsentativ für die einzelnen Einzugsgebiete gelten können.

Die Bilanzierung der Einzelstandorte führt über die Summenbildung aller Standorte zu Aussagen für die Modellregionen.

3 Ergebnisse aus den GIS-gestützten Analysen (Arbeitspaket 7)

Die Arbeiten in Arbeitspaket 7 umfassen die Anwendung des in den voranstehenden Arbeitspaketen konzipierten und entwickelten GI-Systems, sowie die Ergebnisdarstellung und -interpretation. In Arbeitspaket 6 wurden diverse Möglichkeiten für die Parametrisierung des Systems entwickelt und zur Verfügung gestellt, die es in Arbeitspaket 7 mit entsprechenden Werten zu belegen galt. Als wesentliche Parameter sind zu nennen:

- die Flächenverfügbarkeit
- die Einzugsgebietsradien
- die zur Biogasproduktion eingesetzten Substrate.

Die Energiepflanze Mais als Ganzpflanzensilage ist das dominierende Biogassubstrat [BMWi, 2008]. Neue Anbaustrategien zur Steigerung der Biomasseerträge werden derzeit entwickelt, sind aber noch nicht verfügbar oder werden nur zögerlich eingesetzt. Die Verwendung von unterschiedlichen pflanzlichen Biogassubstraten wurde in das System implementiert, konnte aufgrund der schlechten Datenbasis jedoch im Rahmen der hier beschriebenen Berechnungen nicht weiter betrachtet werden. Damit liegt der Fokus der Betrachtung auf dem praxisnahen Einsatz von Mais als dem Biogassubstrat mit der höchsten Verbreitung.

Auf die Integration von Fortschritten in der Pflanzenzüchtung sowie bei den technischen Prozessketten musste verzichtet werden, da die Entwicklung nicht quantifizierbar ist und durch andere Effekte wie z. B. den Klimawandel (insbesondere Wasserverfügbarkeit) überlagert werden kann.

Für die Flächenverfügbarkeit und die Einzugsgebietsradien, die maßgeblich die Ergebnisse des Projektes beeinflussen, wurden verschiedene Varianten definiert, die im Anschluss berechnet werden. Die Varianten beziehen sich in den GIS-Berechnungen immer auf ein Basisszenario (= nachhaltig, wirtschaftlich erschließbares Potenzial), dessen Herleitung in Kapitel 3.2 beschrieben wird. Ergänzend wurden Minimal- und Maximal-Szenarien gebildet, die ausschließlich in Kapitel 4 genutzt werden. Die Ergebnisse wurden interpretiert und für die Arbeitspakete 8 und 9 zur Verfügung gestellt (vgl. Kapitel 4). Die Einzugsgebietsanalysen wurden für verschiedene Radien um die Standorte durchgeführt (Tabelle 3-1). Die Größe der Einzugsgebiete für Biogassubstrate richtet sich nach der ökonomisch/ökologisch sinnvollen Transportdistanz.

Tabelle 3-1: Berechnungsvarianten (EZG-Radius – Einzugsgebietsradius)

Variante	Einzugsgebietsradien km (NawaRo/ Wirtschaftsdünger)	Flächenverfügbarkeit	Modellregion	Anmerkung
A1	25/5	2010-2050	Altmark	Regionalbilanzierung, Interpretation in AP 8 und 9
N1	25/5	2010-2050	Niederrhein	
A2.1	25/5	2010	Altmark	Einzelstandortbilanzierung unter Variation des EZG-Radius für Wirtschaftsdünger, EZG-Radius für NawaRo konstant
A2.2	25/10	2010	Altmark	
A2.3	25/15	2010	Altmark	
A2.4	25/20	2010	Altmark	
A2.5	25/25	2010	Altmark	
A3.1	15	2010	Altmark	Einzelstandortbilanzierung bei variablen EZG-Radius für NawaRo, ohne Bilanzierung Wirtschaftsdünger
A3.2	20	2010	Altmark	
A3.3	25	2010	Altmark	
A3.4	30	2010	Altmark	
A3.5	35	2010	Altmark	
A4.1	15/5	2010	Altmark	Einzelstandortbilanzierung unter Variation des EZG-Radius für NawaRo, EZG-Radius für Wirtschaftsdünger konstant
A4.2	20/5	2010	Altmark	
A4.3	25/5	2010	Altmark	
A5.1	25/10	2010	Altmark	Einzelstandortbilanzierung unter Variation des EZG-Radius für Wirtschaftsdünger, EZG-Radius für NawaRo konstant
A5.2	25/15	2010	Altmark	
A5.3	25/20	2010	Altmark	
A5.4	25/25	2010	Altmark	
A6.1	35/25	2010	Altmark	Einzelstandorte, maximale EZG-Radien

Die Ergebnisse der Variantenberechnungen werden in Kapitel 3.3 und 3.6 vorgestellt. Zuvor erfolgen die Beschreibung der Ergebnisse für die Standortrestriktionsanalyse (Kapitel 3.1) und die Herleitung der nachhaltigen Flächenverfügbarkeit für Biogassubstrate für die Jahre 2010 bis 2050 auf Basis bestehender Studien und Modelle (Kapitel 3.2).

3.1 Ergebnisse der Standort- und Standortrestriktionsanalyse

In der Standortanalyse wurde geprüft, inwiefern rechtliche, logistische oder gasnetztechnische Hemmnisse die Erschließung der Modellregionen hemmen (vgl. Abschnitt 2.2.2). Die Bestimmung von potenziellen Anlagenstandorten erfolgte auf Basis einer sehr restriktiven Auslegung der Standortfaktoren. Beispielsweise wurden sensible Flächen wie Landschaftsschutzgebiete für den Bau von Biogasanlagen als Tabuzonen gekennzeichnet. In der Genehmigungs- bzw. Planungspraxis sind die Auswirkungen von Biogasanlagen auf die Verordnungen des Landschaftsschutzgebiets gesondert zu prüfen und schließen den Bau von Biogasanlagen nicht grundsätzlich aus. Auf diese Weise konnte einem nachhaltigen und insbesondere landschafts- bzw. flächenschonenden Ansatz Rechnung getragen werden.

Die Standortrestriktionsanalyse ist grundsätzlich als ein Verfahren zur Ermittlung von Standortsuchräumen zu verstehen. Das heißt, ein Standort ist nicht als absoluter Punkt zu verstehen, sondern als ein räumlich abgegrenzter Bereich mit einer gewissen Toleranz.

Die Ergebnisse in Bild 3-1 zeigen, dass auch bei maximal restriktiver Auslegung der Standortwahl sowohl am Niederrhein als auch in der Altmark eine flächendeckende Erschließung der Modellregion über die ermittelten Standortsuchräume möglich ist. Jeder blaue Punkt steht für einen Standortsuchraum, der den oben genannten Anforderungen genügt.

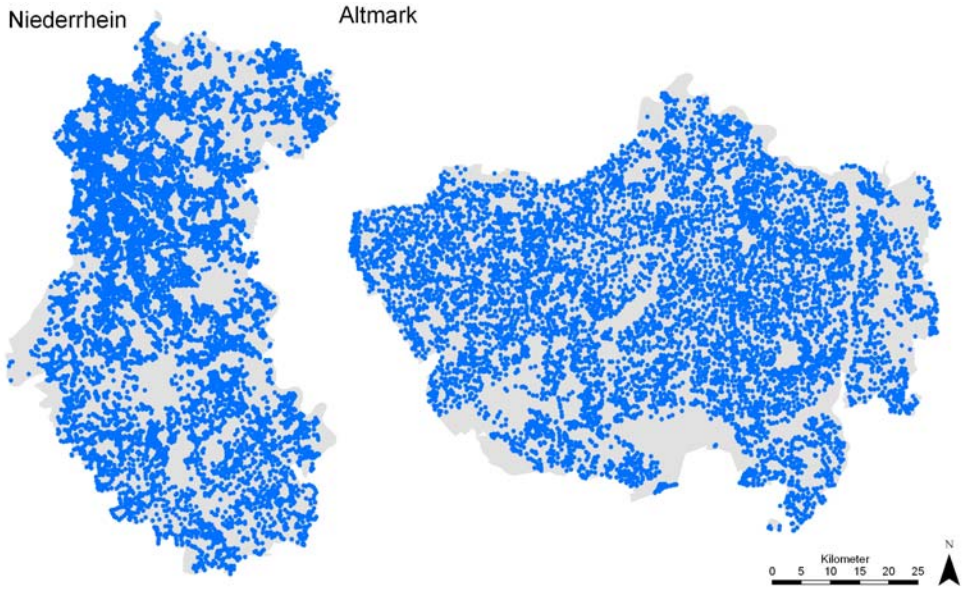


Bild 3-1: Ergebnisse der Standortrestriktionsanalyse
Quelle: Fraunhofer UMSICHT

Die Überprüfung der logistischen Anbindung geeigneter Standortsuchräume erfolgte innerhalb der Standortfindung, indem die Entfernung der Standortsuchräume (blaue Punkte, siehe Bild 3-1) zum Straßennetzwerk in den Modellregionen abgefragt wurde. Dabei wurden alle Bundes-, Land- und Kreisstraßen berücksichtigt und mit einem Puffer von 1 km versehen. Autobahnen und Gemeindestraßen wurden jedoch nicht in die Betrachtung integriert, da der Biomassetransport auf Autobahnen ausgeschlossen und auf Gemeinde-

straßen minimiert werden soll. In der Altmark war die Unterscheidung der Gemeindestraßen aufgrund der Datengrundlage nicht möglich, so dass auch diese in die Pufferung eingeschlossen wurden. Die Überprüfung der Straßenanbindung mit den Standortsuchräumen ergibt, dass am Niederrhein 90 % und in der Altmark mehr als 92 % der potenziellen Standorte in weniger als 1 km Entfernung von Straßen liegen und somit ein ausreichender Hinweis für die Erreichbarkeit der Standortsuchräume über die Straße gegeben ist.

Die Standortsuchräume wurden im Weiteren auch GIS-gestützt auf ihre Entfernung zum Gasnetz (direkte Attributierung des Standorts mit der Entfernung des Standortsuchraums zur nächsten Leitung) hin evaluiert. Detaillierte Aussagen zur Netzverfügbarkeit oder Kapazitäten wurden nicht mehr in das GIS-Modell integriert, da mit der Novellierung der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) kaum noch Restriktionen bei der Einspeisung zu erwarten sind. Eine allgemeine Betrachtung über die Auswirkungen der Biogaseinspeisung auf den Netzbetrieb ist in Band 5 zu finden.

In den Modellregionen existiert kein Standortsuchraum, der weiter als 10 km (siehe Ausführungen GasNZV, Band 7) bis zur Gasleitung entfernt ist, weshalb davon ausgegangen werden kann, dass alle Standortsuchräume prinzipiell an das Gasnetz angeschlossen werden können. Die Aussage bezieht sich auf das Gasnetz der E.ON Avacon Netz GmbH und der E.ON Gastransport GmbH. Des Weiteren existieren in den Modellregionen auch Gasnetze anderer Netzbetreiber (in der Region Niederrhein beispielsweise RWE Gastransport, Gelsenwasser oder WINGAS), die auch für die Biogaseinspeisung verfügbar sind und deshalb von einem deutlich höheren Erschließungsgrad ausgegangen werden kann als im Rahmen des Projekts analysiert werden konnte. Die Möglichkeit der Kopplung der (Geo-)Datenbanken weiterer Gasnetzbetreiber ist über die gewählte Architektur des Systems gegeben (vgl. Kapitel 2.1).

Abschließend lässt sich festhalten, dass auf Basis der GIS-gestützen Analysen bezüglich des Genehmigungsrechts und hier insbesondere der Analyse naturschutzrechtlicher Aspekte, Abstandsregelungen zur Bebauung und infrastrukturellen Einrichtungen, der Logistik und der Entfernung zum Gasnetz bei einer planvollen Vorgehensweise die vollständige Erschließung des Biogaspotenzials möglich ist. Infrastrukturelle oder raumbezogene Hemmnisse können aus der Standortrestriktionsanalyse nicht abgeleitet werden.

3.2 Flächenanalyse: Flächenverfügbarkeiten und Substitutionsflächenpool

Die Förderung der erneuerbaren Energien und insbesondere der energetischen Biomassenutzung führte zu einem stark steigendem Energiepflanzenanbau und entsprechendem Flächenverbrauch in Deutschland. Dieser Trend hat sich vor allem in den letzten Jahren sogar noch verstärkt. 2007 und 2008 wurden in Deutschland auf über 2 Mio. ha nachwachsende Rohstoffe angebaut (1995 waren es 291.000 ha). Dies entspricht rund 17 % der Ackerfläche Deutschlands, davon wurden 87 % energetisch genutzt. 1995 wurden noch 84 % einer stofflichen Nutzung zugeführt [FNR, 2009].

Verglichen mit den vorherigen Angaben aus den amtlichen Statistiken sind Prognosen über die weitere zukünftige Entwicklung des Energiepflanzenanbaus und des damit verbundenen Flächenverbrauchs mit großen Unsicherheiten und vielen Annahmen verbunden. Je nach genutzter Methodik werden in den Potenzialstudien unterschiedliche Rahmenbedingungen für die Bevölkerungsentwicklung, den Selbstversorgungsgrad, Züchtungserfolge oder Naturschutzbelange angesetzt und sehr unterschiedliche Prognoseergebnisse erzielt.

Das weitere AusbauPotenzial des Energiepflanzenanbaus ist entscheidend von den zur Verfügung stehenden Ackerflächen abhängig. Unter Fachleuten herrscht Einigkeit darüber, dass steigende Erträge je Flächeneinheit, demografische Entwicklungen, zunehmende Lebensmittelimporte, trotz restriktiver Vorgaben wie z. B. der Einhaltung von Nachhaltigkeitskriterien oder ökologischen und naturschutzseitigen Restriktionen, erhebliche Flächen frei setzen werden. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen prognostizierte für Deutschland in 2030 potenziell für den Energiepflanzenanbau zur Verfügung stehenden Flächen zwischen 3 und 4 Mio. ha [SRU, 2007]. Diese Potenzialangaben stecken den Rahmen für die GIS-gestützten Bilanzierungen im Verbundprojekt ab.

Nach der Bestimmung der jeweiligen Flächenverfügbarkeit – insbesondere für dynamische Szenarioanalysen, wie sie im Projekt durchgeführt wurden – können weitere Einflussgrößen, wie pflanzenzüchterische Fortschritte (steigende Hektarerträge), Transportlogistik und Effizienzsteigerungen bei Konversionstechnologien zur Abschätzung des Biogaspotenzials in die Analysen mit einbezogen werden. Die quantitative Erfassung der regionalen Flächenverfügbarkeit zur Produktion von Biogassubstraten erfolgt in vier Schritten:

(1) Festlegung der für den Energiepflanzenanbau in Deutschland verfügbaren Flächen anhand externer Vorgaben

(2) Bestimmung des Biogasanteils an der Energiepflanzenproduktion in der Modellregion bzw. Deutschland

(3) Bestimmung der regionsspezifischen Vorzüglichkeit für bestimmte Biogassubstrate (Anbauwahrscheinlichkeit, Agrarsektormodell RAUMIS)

(4) Räumliche Eingrenzung des regionalen Flächenpotenzials für Biogassubstrate (Substitutionsflächenpool)

Mit der hier skizzierten und in das GI-System integrierten Methodik kann ein nachhaltiges, wirtschaftlich erschließbares Biomethanpotenzial abgeleitet werden.

(1) Festlegung der für den Energiepflanzenanbau in Deutschland verfügbaren Flächen anhand externer Vorgaben

Für die Abbildung der zeitlichen Veränderungen der Flächenverfügbarkeit für den Energiepflanzenanbau bis zum Jahr 2050 diente die vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) herausgegebene »Leitstudie 2007 – Ausbaustrategie Erneuerbare Energien« [BMU,

2007]. Diese beschreibt ein normatives Szenario der Entwicklung des deutschen Energiesystems mit der Zielsetzung, 80 % der CO_2-Emissionen bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Stand von 1990 einzusparen. Mit der Nutzung dieser Daten ist eine Einordnung der mit der GIS-Analyse erhaltenen Ergebnisse in das bundesdeutsche Energiesystem (Kapitel 4) auch im langjährigen Ausblick möglich.

Die in der BMU-Leitstudie verwendeten Flächenverfügbarkeiten für Energiepflanzen sind in Tabelle 3.2 dargestellt. Sie basieren auf Vorgängerstudien [UBA, 2006 und diese auf BMU, 2004a, BMU, 2004b], in denen ein nachhaltig-realistisches Flächenpotenzial für Energiepflanzen bis 2050 prognostiziert wurde. Die Angaben sind als gemittelte Werte für Gesamtdeutschland zu verstehen und für die räumlich hochauflösenden GIS-Analysen in den beiden Modellregionen anzupassen.

Tabelle 3.2: Flächenverfügbarkeit für Energiepflanzen nach BMU-Leitstudie [BMU, 2007]

Mio. ha	2007	2010	2020	2030	2040	2050
Energiepflanzen	1,00	1,22	1,50	2,40	3,5	4,55

Die Zahlen zur Flächenverfügbarkeit [BMU, 2007] gelten unter den Annahmen, dass keine zusätzliche, über den jetzigen Grad hinausgehende, stoffliche Nutzung zu berücksichtigen ist. Die daraus resultierenden Flächen stehen vollständig für den Energiepflanzenanbau zur Verfügung, da Aspekte wie Biodiversität und Artenschutz schon im Zuge der Naturschutzkriterien z. B. hinsichtlich des Biotopverbunds, der Ackerrandbegrünung usw. abgedeckt sind. Daraus kann ebenfalls abgeleitet werden, dass auch die Konzentration auf wenige Anbauformen ökologisch akzeptabel, wenn auch nicht wünschenswert ist.

(2) Bestimmung des Biogasanteils an der Energiepflanzenproduktion in der Modellregion bzw. Deutschland

Für die Ermittlung des Biogasanteils an der Energiepflanzenproduktion wurde das Referenzszenario aus [BMU, 2004b] herangezogen, das eine relativ gute Übereinstimmung mit den tatsächlich für die Biogasgewinnung genutzten landwirtschaftlichen Flächen des Jahres 2007 aufwies [FNR, 2009]. Zur Ermittlung des Biogasanteils (Tabelle 3.3) an der Energiepflanzenproduktion sind außerdem Prognosen zur Entwicklung der Biokraftstoffproduktion (Bioethanol, Biodiesel) mit berücksichtigt worden.

Tabelle 3.3: Flächenverfügbarkeit für Biogassubstrate nach Referenzszenario

Mio. ha	2007	2010	2020	2030	2040	2050
Biogassubstrate	0,38	0,48	0,74	1,44	2,37	3,43

Die vorgenannten Flächenverfügbarkeiten für Biogassubstrate sind als Mittelwerte für Gesamtdeutschland, die die spezifischen Gegebenheiten der Modellregionen nicht berücksichtigen und deshalb anzupassen sind, zu ver-

stehen. Eine möglichst realitätsnahe Beschreibung der Situation in den Modellregionen erfordert daher noch eine Regionalisierung an die spezifischen Gegebenheiten in den Modellregionen.

(3) Bestimmung der regionsspezifischen Vorzüglichkeit für bestimmte Biogassubstrate (Agrarsektormodell RAUMIS)

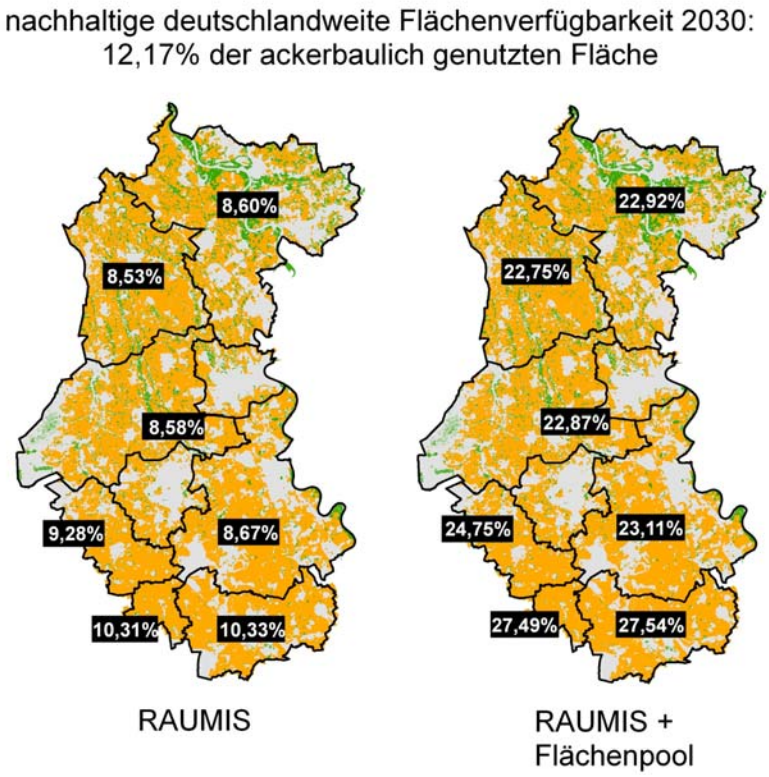
Die regional differenzierte Abschätzung des Anbaupotenzials von Energiepflanzen zur Biogasproduktion erfolgte auf Landkreisebene mit Hilfe des Regionalisierten Agrar- und Umweltinformationssystems RAUMIS des Johann Heinrich von Thünen-Instituts (vTI), das den deutschen Agrarsektor mit einem Prozessanalyseansatz regional differenziert abbildet und in verschiedenen Szenarien Flächenverfügbarkeiten bzw. Anbauwahrscheinlichkeiten für einzelne Feldfrüchte prognostiziert [Gömann, 2007]. Die in RAUMIS implementierte Methodik determiniert weitgehend das simulierte Anpassungsverhalten der Landwirtschaft an sich verändernde agrarökonomische (Erzeugerpreisentwicklungen, Ölpreisentwicklung) und agrarpolitische Rahmenbedingungen (gegenwärtige EU-Agrarpolitik, Luxemburger Beschlüsse, deutsche Gesetzgebung) und versucht die Auswirkungen auf Landnutzung, Produktion und Einkommen in der Landwirtschaft abzuschätzen.

Die räumliche Differenzierung des Angebotsmodells RAUMIS basiert aufgrund der Datenverfügbarkeit auf der administrativen Einheit des Landkreises bzw. der kreisfreien Stadt. Durch Zuordnung der meisten der kreisfreien Städte zu benachbarten Landkreisen werden derzeit insgesamt 326 Modellkreise abgebildet. Über diese starke regionale Untersetzung werden die sehr heterogenen natürlichen Standortbedingungen in Deutschland sowie die unterschiedlichen Betriebsstrukturen weitgehend berücksichtigt [Breuer, 2006].

Das regionalisierte Agrar- und Umweltinformationssystem RAUMIS ermöglicht eine Modellierung des Anbaupotenzials von Energiepflanzen in den Modellregionen und weist beispielsweise unter den definierten Szenariobedingungen – im konkreten Fall des »Energiemais-Szenarios« – erwartbare Flächen in ha für den Energiemaisanbau und andere Feldfrüchte in dem jeweiligen Landkreis aus [Gömann, 2007]. Im Gegensatz zum Silomais wird Energiemais nicht zur Grundfuttererzeugung angebaut und betriebsintern verwendet, sondern als Marktfrucht erzeugt. Damit steht Energiemais in direkter Konkurrenz zu anderen Marktfrüchten wie Getreide, Ölsaaten, Eiweißpflanzen und Kartoffeln.

Für die regional differenzierte Abschätzung des Anbaupotenzials von Energiepflanzen zur Biogasproduktion wurden die RAUMIS-Daten nicht als absolute Hektarangaben in die GIS-Applikation integriert; vielmehr erfolgte eine relative Implementierung der Flächenverfügbarkeiten bezogen auf die Ackerfläche in den einzelnen Kreisen in Relation zu ganz Deutschland. Dadurch können Aussagen generiert werden, ob eine Region eine unter- oder überdurchschnittlich hohe Flächenverfügbarkeit für die Energiepflanzenproduktion bzw. für Biogassubstrate aufweist (Bild 3-2, links). Diese kreisscharfe relative Verfügbarkeit konnte dann auf die Referenzentwicklung (Tabelle 3.3) bezogen werden und so der Flächenanteil identifiziert werden, der grundsätzlich für den Anbau von Biogassubstraten verfügbar ist.

Bild 3-2: Regionalisierung der deutschlandweiten Flächenverfügbarkeit für Biogassubstrate mittels RAUMIS (links) und mittels RAUMIS und dem Substitutionsflächenpool (rechts)



(4) Räumliche Eingrenzung des regionalen Flächenpotenzials für Biogassubstrate

Im vierten und letzten Schritt wird der Tatsache Rechnung getragen, dass nicht jede Ackerfläche in einer Region zukünftig in gleichem Maße für die Bioenergieproduktion zur Verfügung steht. Im Rahmen von Biogaseinspeiseprojekten und hier insbesondere während der Flächenakquisition findet eine Substitution der Kulturen statt, d. h. es werden Flächen für die Produktion von Biogassubstraten umgewidmet. Die Wahrscheinlichkeit der Substitution ist dabei für jede Kulturart unterschiedlich. Es wurde daher ein Substitutionsflächenpool (SFP) für Ackerfrüchte mit hoher Substitutionswahrscheinlichkeit erstellt. Dieser Substitutionsflächenpool beinhaltet diejenigen Ackerfrüchte, die aufgrund ihrer Transportfähigkeit auch in anderen Regionen produziert werden können und keine besonderen Anforderungen an den Boden bzw. Klima stellen. Die am weitesten verbreitete Ackerfrucht, auf die die vorgenannten Bedingungen zutreffen, ist das Getreide, das den größten Anteil am Substitutionsflächenpool darstellt. Auf diese Weise kann bei gleichbleibender Flächenverfügbarkeit für die Biogassubstratproduktion eine genauere Lokalisation der einzelnen landwirtschaftlichen Flächen erreicht und in die GIS-Analyse integriert werden (Bild 3-3).

Für die nachfolgenden räumlich hochauflösenden GIS-Analysen wurden alle mit Getreide belegten Flächen in der Region (InVeKoS-Daten) dem Substitutionsflächenpool zugewiesen und die regionaldifferenzierte Flächenverfügbarkeit für Energiemais (Siehe vorherigen Abschnitt 3, RAUMIS) auf den

Substitutionsflächenpool und nicht die insgesamt im Landkreis verfügbare Ackerfläche bezogen.

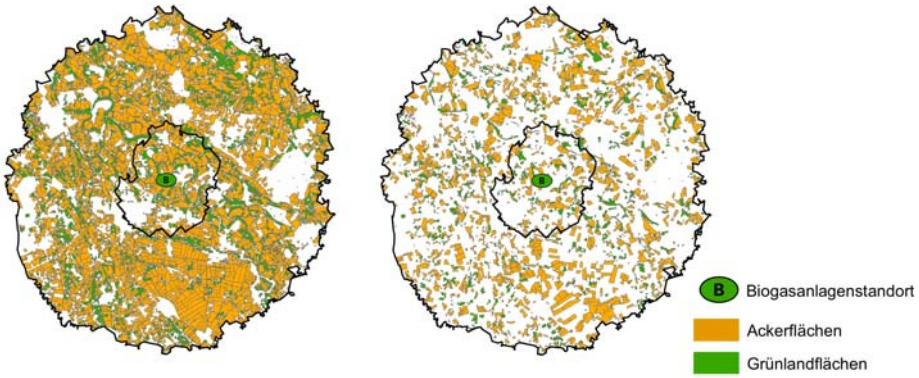


Bild 3-3: genauere Verortung der verfügbaren Flächen. Links: alle landwirtschaftlichen Flächen innerhalb eines Einzugsgebietes; Rechts: landwirtschaftliche Flächen des Substitutionsflächenpools

Die so ermittelten landwirtschaftlichen Flächen weisen eine relative Vorzüglichkeit zum Anbau von Biogassubstraten gegenüber anderen Nutzungen auf. Da mit dieser Vorgehensweise die potenziell zu nutzende Hektaranzahl abnimmt (gesamte Ackerfläche ist größer als der Substitutionsflächenpool), auf die sich die Verfügbarkeit bezieht, steigt auf der anderen Seite die %-Angabe der Verfügbarkeit an (Tabelle 3.4).

Tabelle 3.4: Prozentuale Flächenverfügbarkeit für Biogassubstrate nach dem BMU-Referenzszenario auf Kreisebene, AF: bezogen auf die gesamte Ackerfläche, SFP: bezogen auf den Substitutionsflächenpool

Hektar in %	**2010**		**2020**		**2030**		**2040**		**2050**	
Kreise	**AF**	**SFP**	**AF**	**SFP**	**AF**	**SFP**	**AF**	**SFP**	**AF**	**SFP**
Kleve	2,8	7,5	4,4	11,7	8,5	22,7	14,0	37,4	20,3	54,1
Neuss	2,9	7,6	4,5	11,9	8,6	23,1	14,2	38,0	20,6	55,0
Viersen	2,8	7,5	4,4	11,7	8,5	22,8	14,1	37,6	20,4	54,4
Wesel	2,9	7,5	4,4	11,8	8,6	22,9	14,1	37,7	20,4	54,5
Düren	3,4	9,1	5,3	14,1	10,3	27,4	16,9	45,2	24,5	65,4
Erftkreis	3,4	9,1	5,3	14,2	10,3	27,5	16,9	45,3	24,6	65,6
Heinsberg	3,1	8,1	4,8	12,7	9,2	24,7	15,2	40,7	22,1	58,9
Stendal	6,8	14,8	10,7	23,0	20,64	44,7	33,9	73,6	49,1	106,6[4]
Salzwedel	5,1	11,1	8,0	17,3	15,52	33,6	25,5	55,3	36,9	80,1

Alle zuvor gemachten Angaben beziehen sich auf die dynamische Entwicklung des BMU-Leitszenarios [BMU, 2007]. Um die gesamte Spannbreite möglicher Entwicklungen aufzeigen zu können, wurden ergänzend zum nachhaltig wirtschaftlich erschließbaren Potenzial (Basisszenario N1, A1

[4] In diesem Fall übersteigt die im Jahr 2050 verfügbare Fläche die Größe des Substitutionsflächenpools, d.h. es werden zusätzliche Flächen mit anderen Nutzungen substituiert.

dieser Studie) Minimal- und Maximal-Szenarien (Tabelle 3.5) entwickelt, die auf [BMU, 2004a] basieren:

- zum einen die Abbildung eines »technischen Potenzials« (Biogassubstrate max) und
- zum anderen das »nachhaltig-ökologische Potenzial« (Biogassubstrate min) unter vollständiger Beachtung von Naturschutzbelangen.

Die Dynamisierung und Regionalisierung (Schritte 2-4) erfolgten analog zum beschriebenen Vorgehen.

Tabelle 3.5: Minimale und maximale Flächenverfügbarkeit für Biogassubstrate

Mio ha	2007	2010	2020	2030	2040	2050
Biogassubstrate min	0,00	0,06	0,55	1,20	2,10	3,17
Biogassubstrate max	0,85	0,98	1,68	2,58	3,52	4,6

Das nachhaltig-ökologische Flächenpotenzial (Minimum) und das maximale bzw. technische Flächenpotenzial wird nur für die Abschätzung des Biogaseinspeisepotenzials für Deutschland in Kapitel 4 genutzt. Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich ausschließlich auf die Flächenverfügbarkeit für Biogassubstrate nach dem BMU-Referenzszenario, das auch als nachhaltiges Potenzial bezeichnet wird.

3.3 Ergebnisse für die Modellregionen Niederrhein und Altmark

Über die Standortrestriktionsanalyse und die Biomassepotenzialanalyse wurden für die systematische Erschließung des Biogaspotenzials in den beiden Modellregionen Altmark und Niederrhein iterativ geeignete Standorte identifiziert und anschließend einer Einzugsgebietsanalyse zur Bilanzierung der Stoffströme, THG-Emissionen und Gasgestehungskosten unterzogen.

Die Parametrisierung des GI-Systems erfolgte mit den für die beiden Hauptvarianten A 1 und N 1 (siehe Tabelle 3-1) festgelegten Parametern zur Flächenverfügbarkeit und Einzugsgebietsgröße. Für beide Modellregionen wurden die praxisnahen Einzugsgebietsgrößen von 25 km für NawaRo und 5 km für Wirtschaftsdünger festgelegt [DVGW/BGW, 2006]. Die Kilometerangabe des Einzugsgebietradius ist nicht mit der durchschnittlichen Entfernung Ackerfläche–BGA zu verwechseln, die etwa 65 % des Einzugsgebietsradius entspricht.

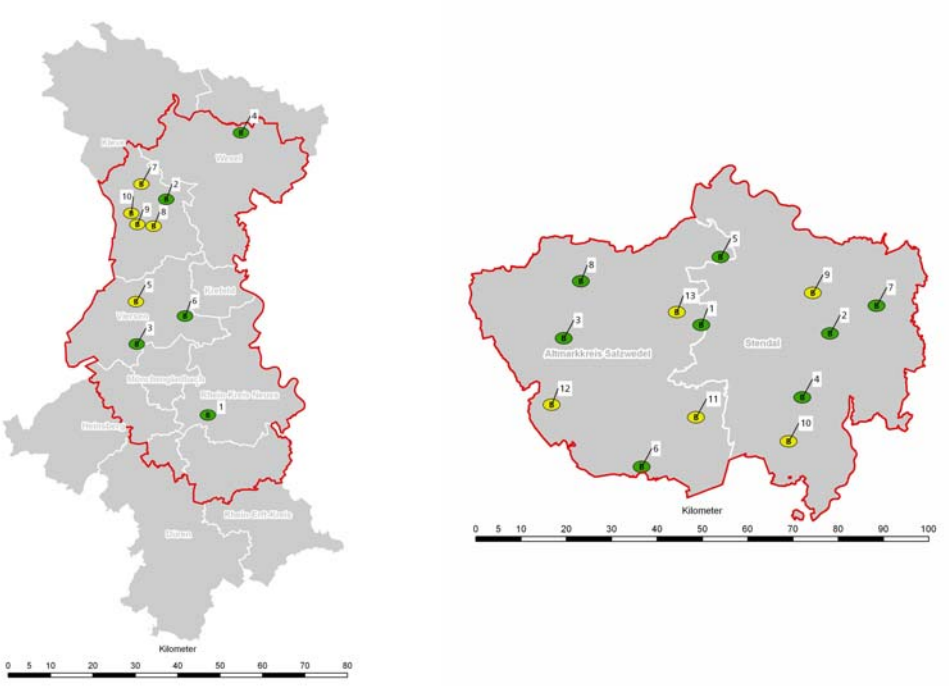
Die Berechnungsergebnisse auf Basis der Hauptvarianten A1 und N1 stellen gleichzeitig die Grundlage für die in Kapitel 4 erfolgende Einordnung des Technologiepfades Biogaseinspeisung in bundesdeutsche Energiesystemszenarien (BMU-Leitszenario, Kapitel 3.2, Abschnitt 1).

Die Darstellung und Auswertung der Ergebnisse erfolgt zunächst für das Basisjahr 2010 (Abschnitt 3.3.2), im Anschluss werden über die zeitliche Entwicklung der Flächenverfügbarkeit Aussagen zur entsprechenden Entwicklung der Biomethanpotenziale gemacht (Abschnitt 3.4). Zuvor werden zur Verdeutlichung der Methodik die Analysenergebnisse von zwei ausgewählten Standorten im Detail diskutiert (Abschnitt 3.3.1).

Die Standortrestriktionsanalyse lieferte eine Vielzahl potenzieller Standortsuchräume (vgl. Abschnitt 3.1). Eine Gewichtung der Standortsuchräume des Standorts nach dem vorhandenen Biogaspotenzial erfolgte durch Verschneidung mit den Substratdichtekarten (vgl. Abschnitt 2.2.3 und 2.2.4).

Die Ergebnisse sind in Bild 3-4 dargestellt und bilden optimierte Standorte ab, über die das Biogaspotenzial der Modellregionen vollständig erschlossen werden kann.

Bild 3-4: Standortsuchräume in Szenario N1 und A1 für die Modellregionen
Quelle: Fraunhofer UMSICHT



In der Region Altmark wurden 13 Biogasanlagenstandorte und am Niederrhein 10 Standorte für die vollständige Erschließung des nachhaltig verfügbaren Biogaspotenzials identifiziert (Bild 3-4). In der Darstellung sind Anlagen, deren Substratinput vollständig aus Wirtschaftsdüngern bestehen, gelb gekennzeichnet. Hierbei ist daran zu erinnern, dass sich die Berechnungen ausschließlich auf ein - zusätzlich zu den bereits in den Modellregionen existierenden Biogasanlagen bzw. dadurch bereits erschlossenen Potenzialen - nachhaltig noch verfügbares Biogaspotenzial beschränken.

Aufgrund der räumlich sehr unterschiedlichen Verteilung der landwirtschaftlichen Flächen und Tierhaltungsstandorte in den Einzugsgebieten weist jeder Anlagenstandort eine eigene Substratzusammensetzung aus. Infolge dessen

sind auch die Mengen erzeugbaren Biomethans sowie die Gasgestehungskosten und THG-Emissionen für jede Anlage unterschiedlich.

3.3.1 Detailergebnisse der Anlagenbilanzierung für zwei exemplarische Modellstandorte

Die detaillierten Ergebnisbeschreibungen aus den Potenzialanalysen bzw. Anlagenbilanzierungen erfolgen anhand der in Bild 3-4 dargestellten Standorte Nr. 2 (NawaRo-basierte Biogasanlage) in der Region Niederrhein und Nr. 12 (Gülle-basierte Biogasanlage) in der Altmark. Die wesentlichen Charakteristika dieser Anlagen (Substratinput, Biomethanmengen, Gestehungskosten und THG-Emissionen) sind in Tabelle 3.6 dargestellt.

Tabelle 3.6: Kennwerte von zwei Modellstandorten, aus Variante N1 und A1

BGA Nr.	Substratzusammensetzung (Frischmasse)		Erzeugte Biomethanmenge [Nm³/h]	Gasgestehungskosten in [ct/kWh $H_{i,N}$]	Emissionen [g CO_2-Äquivalente je kWh $H_{i,N}$]
	Silomais [t]	Gülle [t][5]			
2 (Niederrhein)	61 560	37 629	876	7,50	99,8
12 (Altmark)	0	60 091	100	9,42	-7,2

Die Kostenstrukturen entlang der Prozesskette sind sehr stark von der Substratzusammensetzung abhängig: während die Substratbereitstellung (Anbau und Transport) bei NawaRo-Biogasanlagen mehr als 43 % der spezifischen Gasgestehungskosten ausmachen, fallen bei Gülle-Biogasanlagen per Definition lediglich Transportkosten an. Die Biogasanlage, das Gärrestlager und die Gasaufbereitung tragen demnach bei Gülle-Biogasanlagen zu 96 %, bei der aufgeführten NawaRo-Biogasanlage zu ca. 53 % der spezifischen Gasgestehungskosten bei.

Die sehr hohen spezifischen Gasgestehungskosten bei Gülle-Biogasanlagen sind neben den deutlich verschiedenen Substratkosten auch auf die geringe Anlagengröße und damit spezifisch höhere Investitionen zurückzuführen. Der geringe Energiegehalt bzw. die geringe Transportwürdigkeit von Gülle führt in der Regel zu kleinen Anlagen an den Tierhaltungsstandorten, die spezifisch teuer Biogas produzieren.

Die in Tabelle 3.6 aufgeführten spezifischen Gasgestehungskosten in ct je kWh (Bezug Heizwert $H_{i,N}$) beinhalten alle Aufwendungen zur Produktion von Biomethan bis auf die Einspeisung selbst. Die Systemgrenze für die Kostenbilanzierung stellt aus rechtlichen Gründen – die Verantwortlichkeiten sind in der Gasnetzzugangsverordnung, GasNZV geregelt (siehe Band 4 bzw. Band 7 des Gesamtabschlussberichts) – der Übergabepunkt des Biomethans an den Netzbetreiber dar. Die spezifischen Gasgestehungskosten beinhalten des Weiteren keine etwaigen Opportunitätskosten bei der Substratbereitstellung.

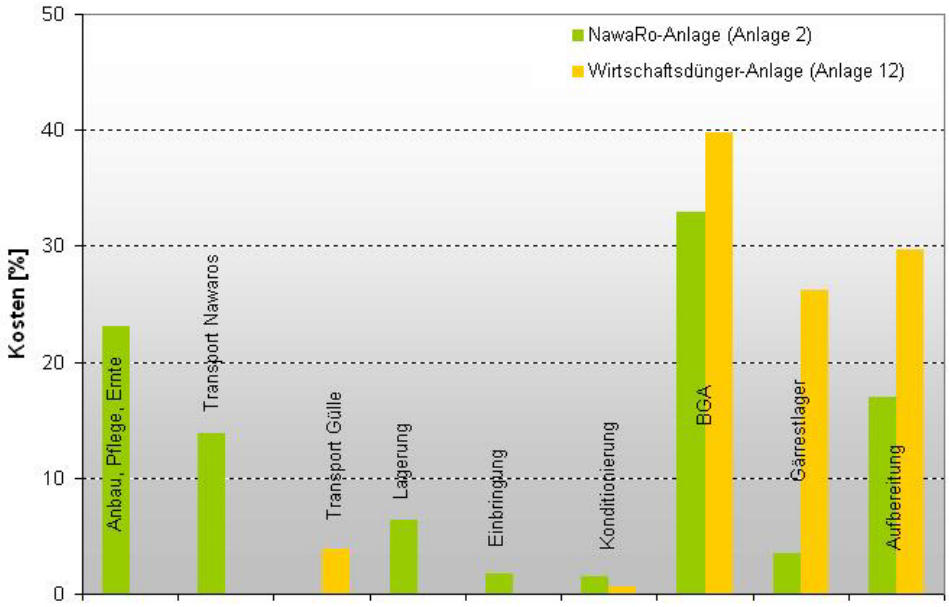
Die einzugsgebiets- bzw. standortspezifische Zusammensetzung der Substrate und ihre Verteilung im Raum führt zu sehr unterschiedlichen Anlagenkonfigurationen und Kostenstrukturen (siehe Beispielanlagen in Tabelle 3.7 und Bild 3-5). Im Einzugsgebiet der Anlage 2 am Niederrhein können ca. 61.560 t_{FM} Silomais und zusätzlich ca. 37.629 t_{FM} Wirtschaftsdünger[6] erschlossen werden. Am Standort 12 in der Altmark steht hingegen kein Mais als Substrat mehr zur Verfügung, die Anlage basiert vollständig auf Wirtschaftsdünger als Substratinput.

Tabelle 3.7: Prozentuale Darstellung der Kosten entlang der Prozesskette für zwei ausgewählte Anlagen, aus Variante N1 und A1

Anlagenstandort 2 (Niederrhein)		**Anlagenstandort 12 (Altmark)**	
Prozesskettenelement	**Anteilige Kosten [%]**	**Prozesskettenelement**	**Anteilige Kosten [%]**
Anbau, Pflege, Ernte	23,1	Anbau, Pflege, Ernte	0
Transport NawaRo	13,8	Transport NawaRo	0
Transport Wirtschaftsdünger	0,3	Transport Wirtschaftsdünger	3,8
Lagerung	6,1	Lagerung	0
Einbringung	1,6	Einbringung	0
Substratkonditionierung	1,7	Substratkonditionierung	0,7
Biogasanlage	33,0	Biogasanlage	39,8
Gärrestlager	3,5	Gärrestlager	26,2
Aufbereitung	16,9	Aufbereitung	29,7

[6] Die bilanzierten Wirtschaftsdüngermengen (Rindergülle, Schweinegülle und Hühnertrockenkot) sind abhängig von den Gegebenheiten im Einzugsgebiet und variabel in ihren Anteilen an der Gesamtfrischmasse.

Bild 3-5: Anteilige Kosten der Elemente entlang der Prozesskette
Quelle: Fraunhofer UMSICHT



Der Vergärungsprozess (Biogasanlage, BGA) verursacht anteilig die meisten Kosten; unabhängig davon, ob es sich um eine NawaRo-Biogasanlage oder um eine Gülle-basierte Biogasanlage handelt. Daneben ist auch die Gasaufbereitung aufwändig und teuer, weshalb eine Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz nicht immer empfehlenswert ist.

Bei NawaRo-Biogasanlagen ist neben der Gaserzeugung vor allem auch die Substratbereitstellung – beginnend mit dem Anbau der Energiepflanzen, der Ernte über den Transport zur Anlage und der Lagerung – von entscheidender Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit eines Biogasanlagenprojektes (ca. 43 % an den Gesamtkosten bei Anlage 2 im Niederrhein). Bei den hier vorgestellten Ergebnissen ist zu beachten, dass die Substratbereitstellung auf Selbstkostenbasis berechnet wurde und keinerlei Opportunitätskosten implementiert wurden. In der Praxis sollten bei wirtschaftlich optimalen Biogasanlagengrößen die Substratkosten mindestens 50 % der spezifischen Gaserzeugungskosten ausmachen. Die hier durchgeführten Berechnungen erfolgten primär unter volkswirtschaftlichen Aspekten und berücksichtigten nicht die marktüblichen Erlösstrukturen sondern eher Fragestellungen wie reale Aufwendungen zur Energiepflanzenbereitstellung und daraus ableitbare Grenzkostenanalysen.

Die Gülle-basierte Biogasanlage wird im konkreten Beispiel (Nr. 12 Altmark) ohne den Einsatz von Energiepflanzen betrieben, so dass natürlich auch keine NawaRo-Substratkosten in der Bilanz vorkommen. Dies führt zu Verschiebungen in der Kostenstruktur und erhöht die relativen Anteile für die Biogasanlage oder die Aufbereitung. Im Vergleich zu NawaRo-Biogasanlagen benötigen Gülle-basierte Biogasanlagen sehr groß dimensionierte Gärrestlager, was diesen Kostenpunkt sehr dominant erscheinen lässt.

Die Ergebnisse der anlagenbezogenen Emissionsbilanzierung sind ebenfalls von der Substratzusammensetzung abhängig und können in Tabelle 3.8 und Bild 3-6 nachvollzogen werden.

Tabelle 3.8: Emissionen in g CO_2 -Äquivalente entlang der Prozesskette für zwei ausgewählte Anlagen, aus Variante N1 und A1

Anlagenstandort 2 (Niederrhein)		**Anlagenstandort 12 (Altmark)**	
Prozesskettenelement	**Emissionen CO_2-Äquiv. [g/kWh $H_{i,N}$]**	**Prozesskettenelement**	**Emissionen CO_2-Äquiv. [g/kWh $H_{i,N}$]**
Anbau, Pflege, Ernte	43,2	Anbau, Pflege, Ernte	entfällt
Transport NawaRo	>0,1	Transport NawaRo	entfällt
Transport Wirtschaftsdünger	>0,1	Transport Wirtschaftsdünger	<0,1
Lagerung	0,4	Lagerung	entfällt
Einbringung	1,1	Einbringung	entfällt
Substratkonditionierung	5,0	Substratkonditionierung	0,7
Biogasanlage	26,9	Biogasanlage	27,8
Gärrestlager	0,5	Gärrestlager	35,5
Aufbereitung	31,5	Aufbereitung	35,5
Gutschrift	-9,2	Gutschrift	-77,6
Summe	**99,8**	**Summe**	**-7,2**

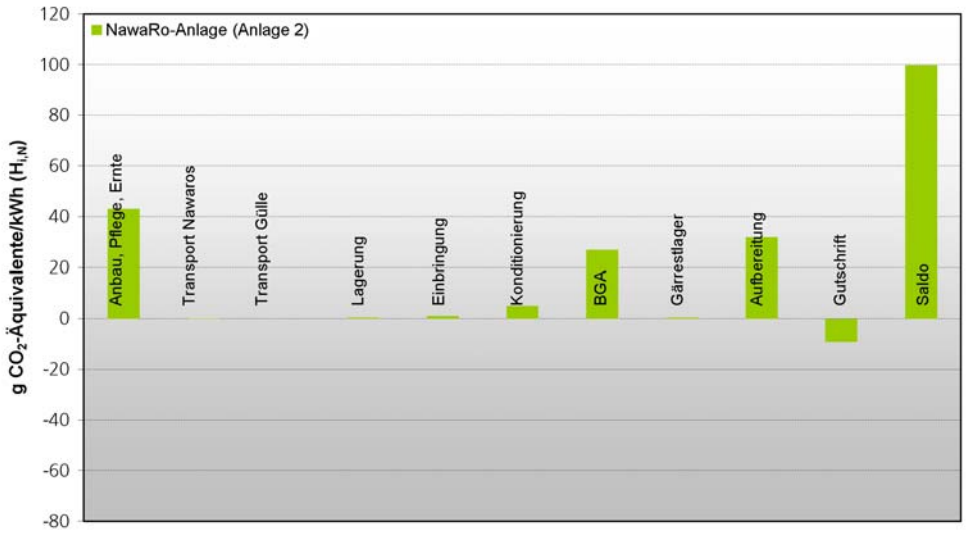


Bild 3-6: Treibhausgasemissionen entlang der Prozesskette für eine NawaRo-Anlage
Quelle: Fraunhofer UMSICHT

Die Ergebnisse der Treibhausgasbilanzierung zeigen, dass bei der Energiepflanzenproduktion (Prozesskettenelement Anbau, Pflege, Ernte) die höchs-

ten Emissionen freigesetzt werden, vorrangig durch die Bereitstellung und Anwendung von Dünge- und Pflanzenschutzmitteln sowie durch den Kraftstoffbedarf während der maschinellen Flächenbewirtschaftung. In den Berechnungen ist die gute fachliche Praxis der Gärrestrückführung zur Substitution von Mineraldünger und damit verbunden erhebliche THG-Gutschriften bereits enthalten. Allerdings ist zu beachten, dass die schlechte Datenlage hinsichtlich der Düngung zu hohen Unsicherheiten (z. B. Lachgas-Freisetzung wenig erforscht und im mikroskaligen Bereich sehr variabel) in der Bilanzierung führt. Interessanterweise tragen die Substrattransporte zur Biogasanlage und die Lagerung nicht nennenswert zur Emissionsbilanz der Biogasanlagen bei.

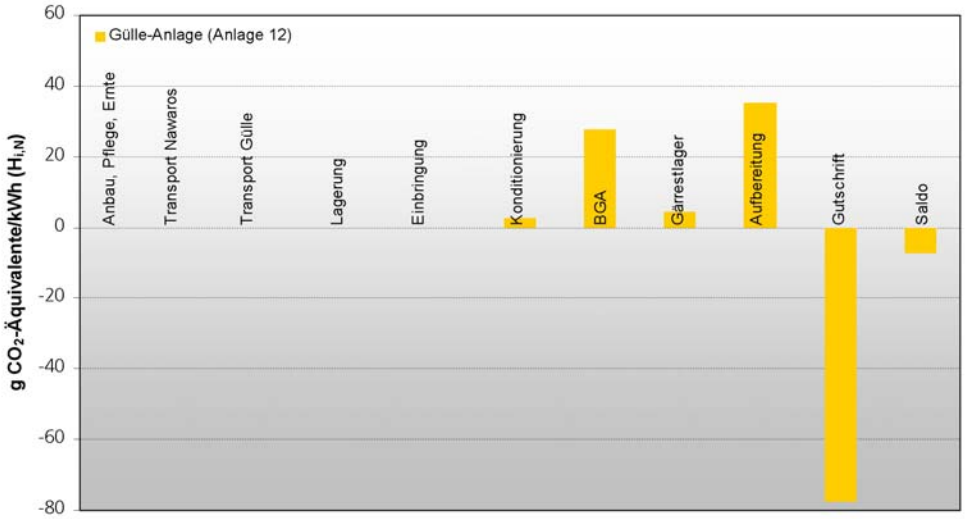


Bild 3-7: Treibhausgasemissionen entlang der Prozesskette für eine Gülle-Anlage Quelle: Fraunhofer UMSICHT

Grundsätzlich werden bei einer vorrangigen oder gar ausschließlichen Verwendung von Wirtschaftsdünger als Eingangssubstrat nur sehr geringe THG-Emissionen freigesetzt, da mit der Vergärung von Gülle sehr hohe THG-Gutschriften erreicht werden können. Wie das Beispiel der Anlage 12 in der Modellregion Altmark exemplarisch zeigt, können Gülle-basierte Biogasanlagen unter gewissen Umständen sogar als Treibhausgassenke fungieren. Ohne den Einsatz von Energiepflanzen, gekoppelt mit hohen Gutschriften durch den Einsatz von Wirtschaftsdünger ergibt sich bilanztechnisch eine negative Summe, so dass von einer Treibhausgassenke gesprochen werden kann.

Dies ändert allerdings nichts an der Tatsache, dass das THG-Minderungspotenzial aus der eigentlich obligaten landwirtschaftlichen Reststoffverwertung (Gülle und Festmist) begrenzt ist und substanzielle Klimaschutzbeiträge der Landwirtschaft nur über die Vergärung von Energiepflanzen erbracht werden können.

Der weitere Ausbau der NawaRo-basierten Biogasproduktion ist neben der Güllevergärung insbesondere zur Erreichung der Mengenvorgaben (Meseberger Beschlüsse, 6 Mrd. m³ Biogas in 2020) erforderlich [BMU, 2007b].

3.3.2 Ergebnisse der Regionalbilanzierung

Die Bilanzierungsergebnisse der einzelnen Anlagenstandorte in der jeweiligen Modellregion werden nachfolgend zusammengeführt. Auf diese Weise ist eine Regionalbilanzierung und damit die Ermittlung des Biogaspotenzials, der Kosten (Investitionsbedarf, regionale Wertschöpfung) und des THG-Minderungspotenzials für die beiden Modellregionen Niederrhein und Altmark möglich.

Mit der in Kapitel 2.2 vorgestellten Methodik wurde in der Modellregion Altmark ein nachhaltig erschließbares Anlagenpotenzial von 13 Anlagen und am Niederrhein von 10 Anlagen bestimmt. Die jeweilige Anlagenkapazität, Substratzusammensetzung sowie die spezifischen Gestehungskosten und THG-Emissionen sind für jede Anlage verschieden (abhängig von den Gegebenheiten im Einzugsgebiet) und können in Tabelle 3.9 nachvollzogen werden. Für die räumliche Verteilung der Anlagen wird auf Bild 3-4 verwiesen. Die Nummerierung der Anlagen in dieser Abbildung findet sich in der folgenden Tabelle unter der Spalte BGA Nr. wieder. In dieser Tabelle sind die wesentlichen Kennwerte der Einzelanlagenstandorte und die Ergebnisse der jeweiligen Einzugsgebietsanalysen wiedergegeben.

Tabelle 3.9: Kennwerte der Einzelanlagenstandorte in der Modellregion Niederrhein, N1

BGA Nr.	Substratzusammensetzung (Frischmasse)		Erzeugte Biomethanmenge [Nm³/h]	Gasgestehungskosten [ct/kWh ($H_{i,N}$)]	Emissionen [g CO_2-Äquivalente je kWh ($H_{i,N}$)]
	Silomais [t]	Wirtschaftsdünger [t][7]			
1	81.666	2.215	1.064	7,50	99,8
2	62.114	37.629	876	7,58	92,0
3	18.409	43.878	316	8,32	76,1
4	12.224	8.320	177	9,24	92,8
5	0	22.479	38	12,27	-0,2
6	809	46.947	90	9,98	7,0
7	5.489	36.528	128	9,80	51,7
8	0	61.398	80	11,03	-25,7
9	0	114.298	177	8,78	-14,3
10	0	24.264	36	12,81	-8,4
Summe bzw. Mittelwert	180.766	397.957	2.982	8,18 [8]	77 [8]

[7] Wirtschaftsdünger setzt sich zusammen aus Rindergülle, Schweinegülle und Hühnertrockenkot.

[8] Die Mittelwertbildung erfolgte gewichtet über die Einzelsummen (erzeugte Biomethanmenge x spez. Kosten) für jede Anlage, dividiert durch die gesamte Biomethanmenge der Modellregion.

Bild 3-8: Anlagengrößen und spez. Gasgestehungskosten für jeden Anlagenstandort in der Modellregion Niederrhein
Quelle: Fraunhofer UMSICHT

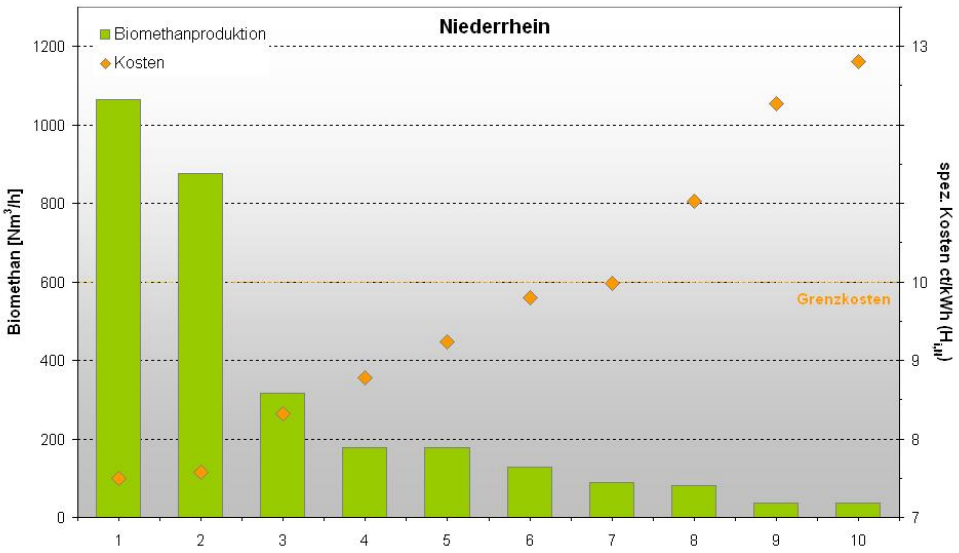


Tabelle 3.10: Kennwerte der Einzelanlagenstandorte in der Modellregion Altmark, A1

BGA Nr.	Substratzusammensetzung (Frischmasse)		Erzeugte Biomethanmenge [Nm³/h]	Gasgestehungskosten in [ct/kWh ($H_{i,N}$)]	Emissionen [g CO_2-Äquivalente je kWh ($H_{i,N}$)]
	Silomais [t]	Wirtschaftsdünger [t][9]			
1	125.066	15.288	1.686	7,32	92,0
2	90.744	60.118	1.271	7,41	86,3
3	74.056	11.876	990	7,56	91,7
4	31.261	19.100	447	8,14	86,7
5	22.218	19.537	319	8,67	85,8
6	14.947	19.212	233	8,74	80,7
7	12.991	17.442	208	8,88	80,2
8	0	33.780	74	9,52	10,9
9	0	5.547	35	10,30	50,9
10	0	45.155	80	10,02	-2,1
11	0	36.603	83	10,20	-7,2
12	0	60.091	100	9,42	20,1
13	0	21.261	43	11,40	9,7
Summe bzw. Mittelwert	371.283	365.010	5.569	7,84 [8]	83 [8]

[9] Wirtschaftsdünger setzt sich zusammen aus Rindergülle, Schweinegülle und Hühnertrockenkot

Bild 3-9: Anlagengrößen und spez. Gasgestehungskosten für jeden Anlagenstandort in der Modellregion Altmark
Quelle: Fraunhofer UMSICHT

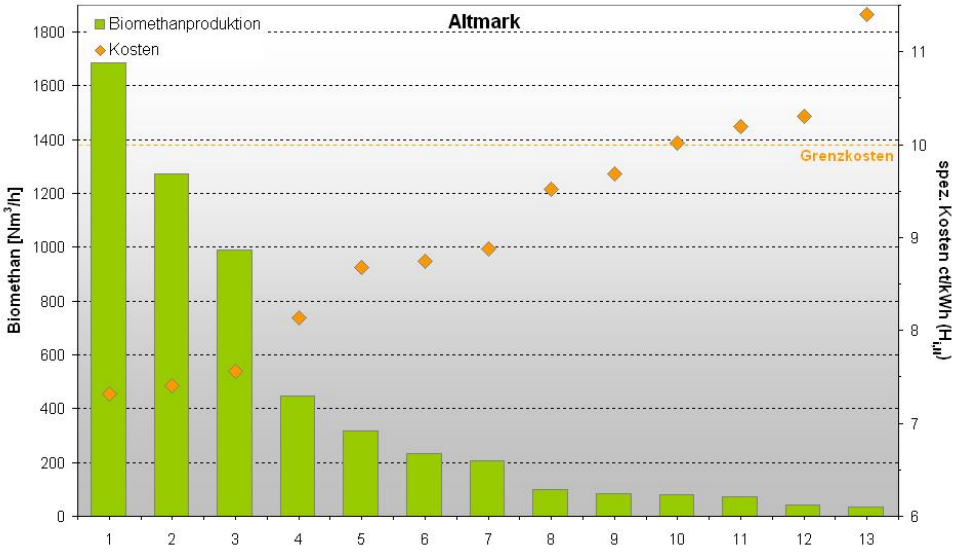
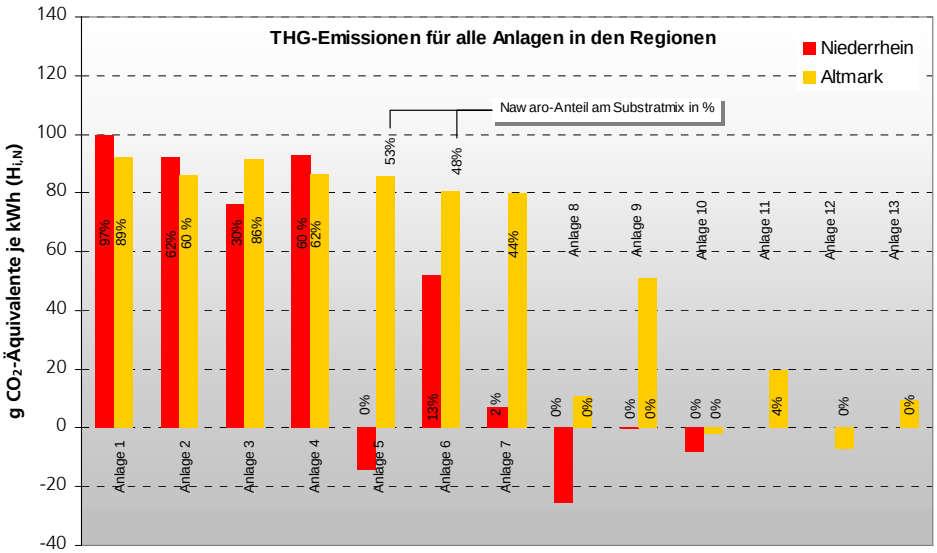


Bild 3-10: spez. THG-Emissionen für jeden Anlagenstandort in der jeweiligen Modellregion
Quelle: Fraunhofer UMSICHT



In Bild 3-8 wird deutlich, dass im Wesentlichen NawaRo-Biogasanlagen substanzielle Beiträge zum regionalen Biogaseinspeisepotenzial bereitstellen und dass in den Modellregionen derzeit (bis 2010) noch nachhaltig verfügbare Biogaspotenzial mit wenigen Anlagenstandorten erschlossen werden kann. In der Modellregion Niederrhein können beispielsweise bereits 90 % des gesamten NawaRo-Potenzials und ca. 21 % der verfügbaren Wirtschaftsdüngermengen mit den Anlagen Nr. 1 bis Nr. 3 und weitere 44 % mit den rein Gülle-basierten Biogasanlagenstandorten Nr. 8 und 9 erschlossen werden. In der Altmark sind ca. 78 % des gesamten NawaRo-Potenzials und ca. 24 % der verfügbaren Wirtschaftsdüngermengen mit den Anlagen Nr. 1 bis Nr. 3 erschließbar.

Gülle-Biogasanlagen erzeugen Biomethan aufgrund der kleinen Anlagengröße in der Regel zu deutlich höheren Kosten. Die spezifischen Gasgestehungskosten überschreiten ab einer Anlagengröße von etwa 80 Nm³/h einen zunächst auf 10 ct/kWh ($H_{i,N}$) festgelegten Grenzkostensatz. Der Grenzkostensatz verhindert, dass Biogasanlagenstandorte, die zu noch höheren Kosten produzieren, in den weiteren Potenzialrechnungen berücksichtigt werden (z. B. zur Ermittlung des real einspeisbaren Biogaspotenzials).

Der hier genannte Grenzkostensatz ist allerdings nur zum Teil betriebswirtschaftlich[10] begründet, sondern eher unter Abwägung klimaschutzpolitischer Forderungen und möglicher längerfristiger Marktentwicklungen gewählt worden. Als maximal erzielbare Erlöse aus der KWK-Nutzung des eingespeisten Biomethans (siehe Band 3, Kapitel 5.7 auf Seite 111) sind etwa 10,3 bis 10,7 ct/kWh ($H_{i,N}$) vorstellbar; die jedoch wahrscheinlich eher selten realisiert werden können.

Dieser Sachverhalt führt aber nicht automatisch dazu, dass das Biogaspotenzial auf Basis landwirtschaftlicher Reststoffe nicht aktiviert werden kann. Lediglich eine Einspeisung in das Gasnetz ist als unwahrscheinlich anzusehen; die Direktverstromung am Tierhaltungsstandort kann immer noch eine wirtschaftlich attraktive Option darstellen. Dies gilt insbesondere seit der letzten Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG-Novelle 2009) mit dem neu eingeführten »Gülle«-Bonus. Des Weiteren ist es nicht unwahrscheinlich, dass die am Tierhaltungsstandort anfallenden Biogasmengen in kleinen KWK-Anlagen effizient, also mit hoher Abwärmenutzung, verstromt werden können.

Beachtenswert sind auch die strukturellen Unterschiede zwischen den Regionen. In der Altmark sind im Vergleich zum Niederrhein deutliche höhere Anlagengrößen möglich, da die Betriebsstrukturen und die landwirtschaftlichen Nutzflächen deutlich großräumiger sind. Darüber hinaus führen regionale Unterschiede in der Tierhaltung zu unterschiedlichen Gasgestehungskosten. Die besonders in der Region Niederrhein ausgeprägte Schweinehaltung führt zu Wirtschaftsdüngeraufkommen mit geringen Energie- bzw. Methangehalten, was wiederum spezifisch größere Behältervolumina erfordert und damit zu höheren Kosten führt.

Ob die in Bild 3-8 und Bild 3-10 aufgeführten Anlagengrößen tatsächlich realisierbar sind oder die potenziell verfügbaren Substrate auf mehrere kleinere Anlagen verteilt werden, muss an dieser Stelle unbeantwortet bleiben.

Alle in den Modellrechnungen bzw. in Bild 3-8 aufgeführten NawaRo-Biogasanlagen können Biomethan zu wirtschaftlich attraktiven Kosten produzieren; im günstigsten Fall für etwa 7,5 ct/kWh ($H_{i,N}$). Das in dem zuvor skizzierten Leitszenario als nachhaltig erschließbar bezeichnete NawaRo-Biogaspotenzial kann am Niederrhein faktisch über die vier größten Anlagen

[10] Bei einem Vergleich der spezifischen Gasgestehungskosten mit möglichen Erlösen oder dem hier genannten Grenzkostensatz ist zu beachten, dass die spez. Gasgestehungskosten keine Kosten für den Netzanschluss und Netznutzungsentgelte (werden in der Regel über »vermiedene Netzentgelte« laut GasNZV überkompensiert) und das KWK-Aggregat enthalten und keine Opportunitätskosten bei der Substratbereitstellung berücksichtigt sind.

erschlossen werden. Im Projektgebiet der Altmark ist dies über die 7 größten Anlagen möglich.

Auf Basis der zu Beginn in Tabelle 3-1 festgelegten Parameter (Szenariovarianten N 1 und A 1) kann von einem derzeit nachhaltig verfügbaren Biogaseinspeisepotenzial von ca. 22,6 Mio. Nm³ Biomethan im Jahr in der Modellregion Niederrhein und von 42,6 Mio. Nm³/a in der Region Altmark ausgegangen werden.

Die durchschnittlichen spezifischen Gasgestehungskosten sind am Niederrhein mit etwa 8,18 ct/kWh ($H_{i,N}$) und in der Altmark mit etwa 7,84 ct/kWh ($H_{i,N}$) anzunehmen. Die in der Altmark etwas geringer ausfallenden spezifischen Gasgestehungskosten sind im Wesentlichen auf die größeren Anlagen zurückzuführen.

Anhand der Ergebnisse ist eine Kostendegression mit zunehmender Anlagengröße deutlich ablesbar, d. h. große Anlagen produzieren Biomethan spezifisch günstiger als kleine Biogasanlagen. Dabei fallen insbesondere die technischen Elemente Biogasanlagentechnik (6ab) und Biogasaufbereitung (8ab) ins Gewicht.

Die durchschnittlichen spezifischen THG-Emissionen je erzeugte KWh Gas (Bezug Heizwert $H_{i,N}$) können am Niederrhein mit 77 g CO_2-Äq./kWh ($H_{i,N}$) angegeben und in der Altmark mit 83 g CO_2-Äq/kWh ($H_{i,N}$) angegeben werden. In der Modellregion Niederrhein führt das hohe Wirtschaftsdüngeraufkommen aufgrund der intensiven Viehhaltung zu nennenswerten THG-Gutschriften und damit zu niedrigeren spezifischen THG-Emissionen.

Des Weiteren wird bei der genaueren Analyse der THG-Emissionen in den jeweiligen Prozesskettenelementen deutlich, dass auch der Anlageneffizienz und damit der Anlagengröße eine hohe Bedeutung zukommt: je größer eine NawaRo-Biogasanlage, desto (energie-)effizienter ist ihre Gasproduktion. Der spezifische Strombedarf der Fermenter-, Rühr- und Aufbereitungstechnik mit hohen THG-Emissionen nimmt mit steigender Anlagengröße überproportional ab und führt z. B. auch zu einer Überkompensation der vergleichsweise gering steigenden Transportaufwendungen. Die Schlussfolgerung daraus lautet, dass große Biogaseinspeiseanlagen mit Gasproduktionskapazitäten von 1.000 Nm³/h Biomethan und auch deutlich darüber hinaus nicht nur energieeffizienter sondern auch spürbar klimafreundlicher arbeiten (siehe hierzu Kapitel 3.6.2).

Für eine detaillierte Interpretation der Gasgestehungskosten ist die Kenntnis über die konkrete Substratzusammensetzung im Einzugsgebiet unerlässlich. Grundsätzliche Zusammenhänge lassen sich gut an folgendem Beispiel (zwei Anlagenstandorte mit ähnlichen Anlagengrößen) erläutern: Anlage 8 am Niederrhein und Anlage 10 in der Altmark produzieren jeweils ca. 80 Nm³ Biomethan in der Stunde. Die verwendeten Substrate basieren bei beiden Anlagen nur auf Wirtschaftsdünger; sowohl die Herkunft der Gülle als auch die Mengen unterscheiden sich deutlich und können in Tabelle 3.11 nachvollzogen werden. Obwohl beide Anlagen etwa 80 Nm³/h Biomethan erzeugen, müssen in Anlage 8 etwa 16 240 t_{FM} /a mehr vergoren werden.

Tabelle 3.11: Zusammensetzung Wirtschaftsdünger für zwei Biogasanlagen, aus N1 und A1

Anlage	Rindergülle [t_{FM}]	Schweinegülle [t_{FM}]	Hühnertrocken-kot [t_{FM}]	Summe [t_{FM}]
8 (Nieder-rhein)	33.002	28.396	0	61.398
10 (Altmark)	43.544	126	1.485	45.155

Die Gaserträge sind sehr stark abhängig von den verwendeten Wirtschaftsdüngern (Abschnitt 1.4.4), so dass in Summe die gleiche Gasmenge produziert wird, jedoch höhere Substratmengen transportiert bzw. im Gärrestlager gelagert werden müssen. Dies spiegelt sich in den Kosten und Emissionen wider. So liegen die spezifischen Gasgestehungskosten in Anlage 10 ca. 1 ct/kWh ($Hi_{,N}$) günstiger als in Anlage 8. Dies hängt unter anderem mit geringeren Transportkosten (Differenz 0,1 ct/kWh ($H_{i,N}$)) und einer kleineren Auslegung des Gärrestlagers zusammen (Differenz 0,8 ct/kWh ($H_{i,N}$)).

Beide Anlagen fungieren aufgrund der THG-Gutschriften als THG-Senken, wobei Anlage 8 am Niederrhein aufgrund der höheren Güllegutschrift bilanztechnisch einen leicht höheren Senkeneffekt aufweist.

3.4 Dynamische Entwicklung der Flächenverfügbarkeit und des Biomethanpotenzials

Die Flächenverfügbarkeit für den Anbau von nachwachsenden Rohstoffen, hier im speziellen von Biogassubstraten, ist der wichtigste Parameter zur Bestimmung des Biogaspotenzials. Die Methodik zur Bestimmung des Flächenpotenzials in den einzelnen Kreisen der Modellregionen ist in Kapitel 3.2 erläutert worden. Zusammen mit der regionsspezifischen Differenzierung der Hektarerträge der landwirtschaftlichen Substrate ergibt sich zwischen den einzelnen Kreisen ein zum Teil sehr heterogenes Bild (Tabelle 3.4) des vor Ort produzierbaren Biomethans. Die Unterschiede sind zwischen den Modellregionen noch wesentlich ausgeprägter (siehe Tabelle 3.12). Der durchschnittliche Hektarertrag in der Region Niederrhein mit 45,3 t Energiemais pro ha liegt zum Beispiel leicht oberhalb des deutschen Durchschnitts von 42,7 t/ha; in der Altmark hingegen mit einem durchschnittlichen Hektarertrag von 30,8 t Energiemais je ha jedoch deutlich unter dem deutschen Durchschnitt (Differenz 11,9 t/ha).

Tabelle 3.12: nachhaltige Flächenverfügbarkeit [%] der Ackerflächen, gewichteter Mittelwert, N1 und A1

Kreise	2010	2020	2030	2040	2050
Niederrhein	3,0	4,8	9,2	15,2	21,9
Altmark	6,1	9,4	18,3	30,1	43,6

Ein Vergleich zwischen einzelnen Kreisen in der Region Niederrhein zeigt, dass die Kreise mit hohem Viehbesatz (Kleve, Wesel) im Norden ein geringeres Flächenpotenzial für Biogassubstrate aufweisen als die Kreise im Süden (Düren, Erftkreis, Heinsberg), in denen Ackerbau vorwiegend zur Nahrungsmittelerzeugung betrieben wird.

In der Altmark weist der Kreis Stendal ein größeres Flächenpotenzial und eine geringere Viehdichte im Vergleich zum Kreis Salzwedel auf.

Mit dem stetigen Anstieg der Flächenverfügbarkeit über den Betrachtungszeitraum steigt auch das nachhaltig verfügbare Biomethanpotenzial in den Regionen. Die verfügbaren Wirtschaftdüngermengen bleiben aufgrund konstanter Viehzahlen auf einem stagnierenden Niveau und führen somit zu keinen positiven Auswirkungen in der zeitlichen Entwicklung des Biomethanpotenzials. Des Weiteren wird deutlich, dass der Beitrag der landwirtschaftlichen Rest- und Abfallstoffe zum Biogaspotenzial und damit auch zur THG-Minderung in den nächsten Dekaden immer marginaler wird (rechte Spalte in Tabelle 3.13 und Tabelle 3.14).

Tabelle 3.13: zeitliche Entwicklung der verfügbaren Biogassubstrate in der Modellregion Niederrhein, Regionalbilanzierung nach dem Basisszenario N 1

Jahr	Biomethan [Mio Nm^3/a]	Silomais [t_{FM}]	Wirtschaftsdünger		
			Menge [t_{FM}]	Anteil am Substratinput [%]	Anteil am Methanoutput [%]
2010	23,5	180.700	400.000	68,8	8,3
2020	33,3	276.200	400.000	59,0	7,1
2030	56,8	504.100	400.000	44,1	5,3
2040	84,0	769.500	400.000	34,1	4,1
2050	111,2	1.035.100	400.000	27,8	3,3

Tabelle 3.13 und Tabelle 3.14 geben einen Überblick über die zeitliche Entwicklung der verfügbaren Biogassubstrate bis 2050 in der Modellregion Niederrhein. Die Berechnungsergebnisse basieren auf dem Basisszenario N 1, in dem ein maximaler Transportradius für NawaRo von 25 km und für Wirtschaftdünger von 5 km zugrunde gelegt wurde. Des Weiteren wurden alle Anlagenstandorte – nicht nur die unter dem Grenzkostensatz von 10 ct/kWh ($H_{i,N}$) liegenden – Anlagen aufsummiert, da diese mit steigender Flächenverfügbarkeit größer und spezifisch kostengünstiger werden.

Tabelle 3.14: zeitliche Entwicklung der Flächenverfügbarkeit, der spezifischen Gasgestehungskosten und der spezifischen THG-Emissionen in der Modellregion Niederrhein, Regionalbilanzierung nach dem Basisszenario N 1

Jahr	genutzte Silomaisfläche [ha]	verfügbare Ackerfläche [%]	spez. Gasgestehungskosten [ct/kWh ($H_{i,N}$)]	Emissionen CO_2-Äq [g/kWh ($H_{i,N}$)]	
				ohne Gutschriften	mit Gutschriften
2010	3.960	3,1	8,18	101,3	77,0
2020	6.100	4,8	7,79	103,6	83,8
2030	11.120	9,2	7,22	105,8	90,4
2040	16.970	15,2	6,69	106,9	93,6
2050	22.830	22,0	6,21	107,4	95,1

Mit der zeitlich steigenden Flächenverfügbarkeit können die Biogasanlagenstandorte immer weiter ausgebaut werden; bei stetig abnehmenden spezifischen Gasgestehungskosten. Gleichzeitig steigen die spezifischen THG-Emissionen unabhängig von etwaigen Gutschriften leicht an, da die zusätzlichen THG-Emissionen des Biomasseanbaus und Transports nicht komplett durch Effizienzsteigerungen im Anlagenbetrieb ausgeglichen werden können. Tabelle 3.15 und Tabelle 3.16 geben einen Überblick über die zeitliche Entwicklung der verfügbaren Biogassubstrate bis 2050 in der Modellregion Altmark.

Tabelle 3.15: zeitliche Entwicklung der verfügbaren Biogassubstrate in der Modellregion Altmark, Regionalbilanzierung nach dem Basisszenario A 1

Jahr	Biomethan [Mio. Nm³/a]	Silomais [t FM]	Wirtschaftsdünger		
			Menge [t_{FM}]	Anteil am Substratinput [%]	Anteil am Methanoutput [%]
2010	44,56	373.050	365.000	49,5	6,0
2020	75,13	666.640	365.000	35,4	4,3
2030	118,03	1.080.090	365.000	25,3	3,0
2040	162,94	1.512.070	365.000	19,4	2,3
2050	197,38	1.843.040	365.000	16,5	2,0

Die insgesamt größere Modellregion Altmark mit einem höheren Ackerflächenanteil und einer höheren erwartbaren Flächenverfügbarkeit für den Energiepflanzenanbau birgt im Vergleich zur Modellregion Niederrhein ein in etwa doppelt so hohes Biomethanpotenzial. Aufgrund des vergleichsweise geringen Viehbesatzes in der Altmark ist der Wirtschaftsdüngeranteil am Biomethanpotenzial noch geringer als in der Region Niederrhein.

Tabelle 3.16: zeitliche Entwicklung der Flächenverfügbarkeit, der spezifischen Gasgestehungskosten und der spezifischen THG-Emissionen in der Modellregion Altmark, Regionalbilanzierung nach dem Basisszenario A 1

Jahr	genutzte Silomaisfläche [ha]	verfügbare Ackerfläche [%]	Erzeugungskosten [ct/kWh($H_{i,N}$)]	Emissionen CO_2-Äq [g/kWh($H_{i,N}$)]	
				ohne Gutschriften	mit Gutschriften
2010	12.110	6,1	7,85	99,1	82,8
2020	21.640	9,4	7,39	100,8	87,4
2030	35.060	18,3	6,90	101,6	89,8
2040	49.080	30,1	6,47	102,0	91,0
2050	59.830	43,6	6,16	102,2	91,5

Obwohl gleichzeitig weniger Wirtschaftsdünger zur Biomethanproduktion zur Verfügung steht, ist die Treibhausgasbilanz ohne Gutschiften für Gülle-Handling und Mineraldüngersubstitution leicht besser als am Niederrhein. Erst die geringeren Gutschriften für die Altmark führen zu der etwas schlechteren Treibhausgasbilanz pro produzierter kWh ($H_{i,N}$).

3.5 Erschlossenes und nachhaltig erschließbares Biomethanpotenzial

Die klassische Einteilung in theoretisches, technisches, wirtschaftliches und erschließbares Potenzial [Kaltschmitt, 2001] enthält keine Ansatzpunkte, ökologischen bzw. nachhaltigen Anforderungen an einen Raum gerecht zu werden.

Wie in Kapitel 3.2 beschrieben, musste daher zunächst ein nachhaltiges Potenzial berechnet werden, das sich räumlich als Flächenverfügbarkeit für Biogassubstrate darstellt. Innerhalb dessen ist durch die räumliche GIS-Analyse die vollständige Erschließbarkeit dieses nachhaltigen Potenzials nachgewiesen worden. Durch die Verschneidung mit wirtschaftlichen Kenndaten wurden unwirtschaftliche Anlagenkonstellationen herausgefiltert, so dass die vorliegenden Berechnungen und Kennwerte ein nachhaltiges, ökonomisch erschließbares Potenzial abbilden.

Wenn es um die Wahl eines neuen Standortes für Biogasanlagen geht, ist dies zwangsläufig mit der Frage verbunden, wie viel Potenzial in der jeweiligen Region bzw. von einem bestimmten Standort aus erschließbar ist. Als Anlagenbetreiber interessieren hier vor allem die wirtschaftlichen Aspekte. Wenn es für den Landwirt innerhalb eines Einzugsgebietes um den Biogasanlagenstandort rentabler ist, Silomais für einen Anlagenbetreiber zu produzieren und keine anderweitigen vertraglichen Verpflichtungen dem entgegenstehen, sind die Chancen groß, dass die Flächen des Landwirts zum Potenzial für die Biogasanlage beitragen. Diesen Ansatz verfolgt beispielsweise das Agrarsektormodell RAUMIS, in dem eine Region dann ein spezifisches Potenzial aufweist, wenn das Verfahren der Energiemaisproduktion wirtschaftlicher als die Konkurrenznutzungen ist. Dieses stellt dann das ökono-

mische Potenzial der Region dar. Die Frage, wie viel Potenzial zusätzlich nachhaltig erschließbar ist, kann über alleinige ökonomische Betrachtungen nicht beantwortet werden. Dazu sind zwei andere Datensätze notwendig:

- Nachhaltiges, ökonomisch erschließbares Potenzial

Dieses wird durch die Basisszenariorechnungen A1 und N1 abgedeckt.

- Erschlossenes Potenzial durch den Anlagenbestand

Für die Abbildung des Biogasanlagenbestands in der Modellregion Niederrhein wurden Daten aus dem »Informationssystem Stoffe und Anlagen« (ISA) des LANUV NRW genutzt. Da in diesem Datensatz in den wenigsten Fällen die genaue Leistungsgröße der Biogasanlagen enthalten sind, wurde auf Grundlage von Amtsblättern die Feuerungswärmeleistung des BHKW recherchiert und nachgetragen. Erfasst wurde dadurch die Summe der installierten Leistung und Anzahl der Biogasanlagen in den Gemeinden des Untersuchungsgebiets. Angaben zum Substrateinsatz fehlen leider gänzlich.

Aufgrund der zur Verfügung stehenden Datengrundlage kann für das derzeit erschlossene Potenzial nur eine Spanne für 2007 von 8-16 Mio. Nm³/a angegeben werden. Der höhere Wert korrespondiert dabei mit den in Amtsblättern recherchierten Feuerungswärmeleistungen. Ein genauer Überblick über die räumliche Verteilung des Biogasanlagenbestands am Niederrhein und die modellierten Biogasanlagenstandorte ist in Bild 3-11 enthalten.

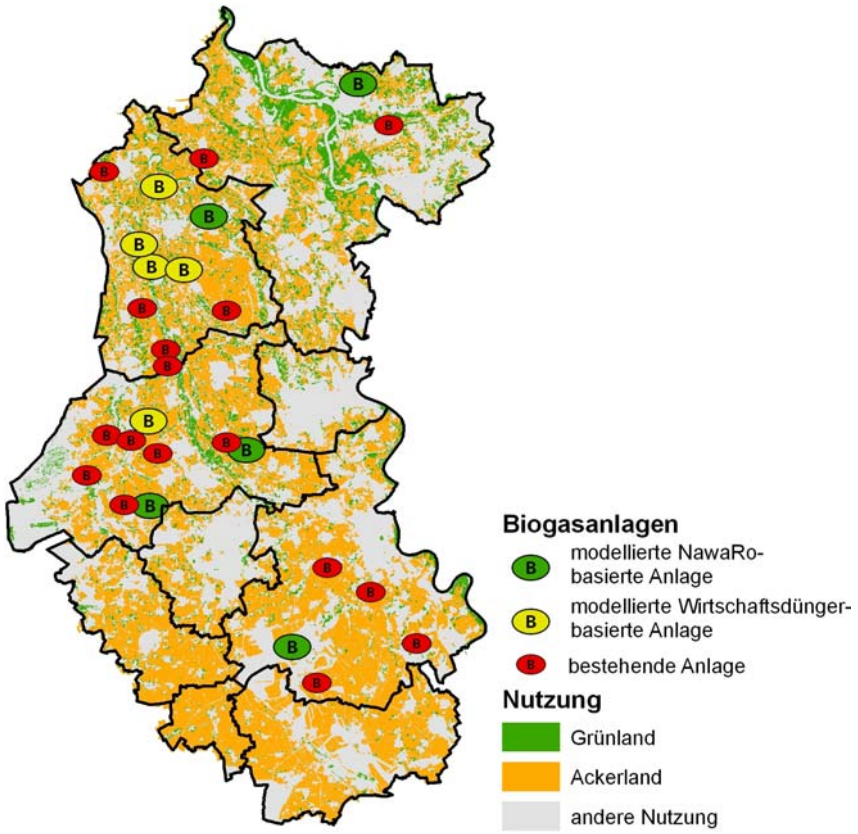


Bild 3-11: modellierte und bestehende Biogasanlagen am Niederrhein
Quelle: Fraunhofer UMSICHT

Durch den Abgleich des erschlossenen Potenzials mit dem nachhaltig ökonomisch erschließbaren Potenzial kann eine Spannbreite des zusätzlich nachhaltig erschließbaren Potenzials bis 2050 angegeben werden (Tabelle 3.17). Zu beachten ist, dass die Potenzialzahlen auf den Ausführungen in Kapitel 3.2 basieren und somit auch auf den Nachhaltigkeitskriterien, die [BMU, 2007] zugrunde liegen.

Tabelle 3.17: nachhaltiges und über das bereits erschlossene hinaus noch erschließbares Potenzial am Niederrhein, Variante N 1

Jahr	Biomethan [Mio. Nm³/a]			
	nachhaltiges Potenzial der Region	Ø Anlagengröße	größte Anlage	zusätzlich erschließbar
2010	23,5	2,4	13,3	7,5 - 15,5
2020	33,3	3,3	23,5	17,3 - 25,3
2030	56,8	5,7	36,8	40,8 - 48,8
2040	84,0	8,4	50,6	68,0 - 76,0
2050	111,2	11,1	61,4	95,2 - 103,2

Der Biogasanlagenbestand in der Region Niederrhein von 8-16 Mio. Nm^3/a kann unter den gegebenen Kriterien als nachhaltig erschlossen bezeichnet werden. Es besteht derzeit selbst unter Nachhaltigkeitsgesichtspunkten noch ein Potenzial von 7,5-15,5 Mio. Nm^3/a. Bis zum Jahr 2050 kann in Vergleich zum Status quo rechnerisch die 4,5-fache Menge Biomethan in der Region produziert werden.

In der Präambel der novellierten GasNZV sind als Ziel für in das Erdgasnetz eingespeistes Biomethan von 6 Mrd. Nm^3 im Jahr 2020 und 10 Mrd. Nm^3 im Jahr 2030 formuliert worden. Diese Ziele beziehen sich auf eine jährliche Gesamtproduktion in Deutschland und basieren auf den Meseberger Beschlüssen der Bundesregierung und einer vorangegangenen Studie, die im Auftrag des BGW[11], DVGW, Deutschen Bauernverbands, Fachverband Biogas und des Bayerischen Staatsministeriums für Landwirtschaft und Forsten durchgeführt wurde.

Der Beitrag, den eine bestimmte Region über die Energiepflanzenproduktion und die Verwertung landwirtschaftlicher Reststoffe zu den Biomethan-Zielen beisteuern kann, ist von den regionalen naturräumlichen Gegebenheiten abhängig. Mit den in Tabelle 3.17 berechneten Werten ergibt sich ein Biomethanpotenzial für den Niederrhein für 2020 von 34 Mio. Nm³/a und für 2030 von 57 Mio. Nm³/a.

Die im Projekt zugrunde gelegte Ausdehnung des Niederrheins weist 178.000 km^2 landwirtschaftlich genutzte Flächen auf, und damit etwa 1 % der deutschen landwirtschaftlichen Flächen. Die Region Niederrhein kann auf Basis nachwachsender Rohstoffe 2020 und 2030 ca. 0,56 % zu den an-

[11] Heute BDEW

visierten Zielen beitragen, ohne die angesetzten Nachhaltigkeitskriterien zu verletzen. Dieser Anteil korrespondiert mit der unterdurchschnittlichen Flächenverfügbarkeit für Biogassubstrate im Vergleich zum deutschen Durchschnitt.

Die Altmark ist im Vergleich zum Niederrhein mit einer installierten Gasleistung von 28-56 Mio. Nm^3/a bereits in einem deutlich stärkeren Maße erschlossen. Ein genauer Überblick über den Biogasanlagenbestand und die zuvor modellierten Biogasanlagenstandorte in der Altmark ist in Bild 3-12 ersichtlich.

Bild 3-12: modellierte und bestehende Biogasanlagen in der Altmark
Quelle: Fraunhofer UMSICHT

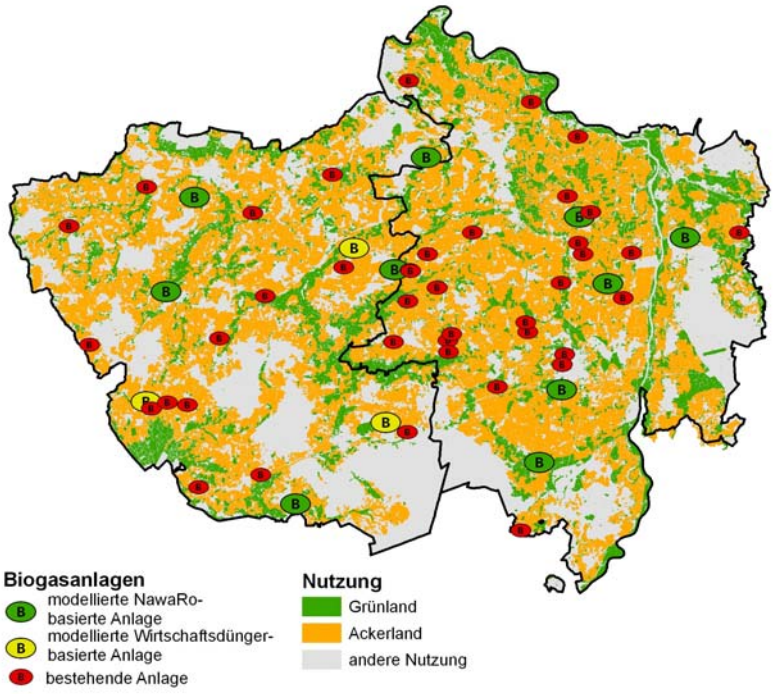


Tabelle 3.18: nachhaltiges und zusätzlich erschließbares Potenzial in der Altmark, Variante A1

Jahr	Biomethan [Mio. Nm³/a]			
	nachhaltiges Potenzial der Region	Ø Anlagengröße	größte Anlage	zusätzlich erschließbar
2010	44,0	3,4	13,7	-12,0 - 16
2020	74,4	5,7	24,9	18,1 - 46,1
2030	116,8	9,0	39,8	60,5 - 88,5
2040	160,8	12,4	53,6	104,8 - 132,8
2050	194,4	15,0	62,2	138,7 - 166,7

Im Vergleich zum Niederrhein ist der Ackerflächenanteil an der Gesamtfläche der Altmark deutlich größer (135.000 ha zu 210.000 ha), die durchschnittlichen Maiserträge sind aber auch deutlich niedriger (30 t/ha zu 45 t/ha). Aufgrund des geringeren Viehbesatzes in der Altmark resultiert das hohe Biomethanpotenzial der Altmark vor allem auf der im Vergleich zum Niederrhein doppelt so hohen Flächenverfügbarkeit für den Energiepflanzen- bzw. Energiemaisanbau.

Der derzeitige Biogasanlagenbestand ist ebenfalls auf die bereits heute hohe Flächenverfügbarkeit für den Energiepflanzenanbau zurückzuführen und hat zur Folge, dass das nachhaltig verfügbare Biogaspotenzial (Basis BMU-Leitszenario, siehe Abschnitt 3.2) für 2010 bereits heute erschlossen ist. Darüber hinaus lagen 2007 zusätzlich zu den über 40 bestehenden Biogasanlagen über 40 Genehmigungen oder Genehmigungsanträge für weitere Biogasanlagen vor.

Der Abgleich mit den Zielvorgaben für 2020 und 2030 zeigt, dass in der Altmark 2020 rund 75 Mio. Nm³/a und 2030 118 Mio. Nm³/a nachhaltig produziert werden können. Dies entspricht einem Anteil von 1,25 % an den politischen Zielvorgaben für die Biomethanproduktion und damit flächenbezogen einem überproportional hohen Beitrag der Region.

3.6 Ergebnisse der Einzelstandortbilanzierungen

3.6.1 Variation des Einzugsgebietsradius für Gülle-Biogasanlagen

In den Szenariovarianten A 2.1 bis A 2.5 (siehe Kapitel 3, S. 62f) wurde die Größe des Einzugsgebiets und damit die zulässigen Transportentfernungen vom Tierhaltungsstandort zum Biogasanlagenstandort variiert. Im Gegensatz zu nachwachsenden Rohstoffen ist die Transportwürdigkeit von tierischen Exkrementen durch den sehr geringen Trockensubstanzgehalt sehr stark eingeschränkt. Eine Entfernung bis 5 km zwischen Viehhaltungsstandort und Biogasanlage gilt allgemein als Maximum. Im Gegensatz zu den bisherigen Rechnungen wird in den Szenariorechnungen A 2.1 bis A 2.5 ein unveränderlicher Anlagenstandort bilanziert (keine vorherige Standortrestriktionsanalyse bzw. Analyse der Biomasseverfügbarkeit analog zur Regionalbilanzierung, Abschnitt 2.2.4) und die Substratverfügbarkeit von 2010 unterlegt.

Bei den in Tabelle 3.19 dargestellten Berechnungsergebnissen wurde der Einzugsradius für den Energiemaistransport konstant (25 km) gehalten, die Größe des Einzugsgebiets für die Gülletransporte und damit die zulässigen Transportentfernungen vom Tierhaltungsstandort zum Biogasanlagenstandort jedoch variiert zwischen 5 und 25 km. Dadurch erhöht sich der eingesetzte Wirtschaftdüngeranteil am Biogasanlagenstandort von 24 % auf 80 %. Die spezifischen THG-Emissionen als CO_2-Äquivalente pro kWh ($H_{i,N}$) sinken erwartungsgemäß. Trotz größerer Transportdistanzen für Wirtschaftsdünger jenseits von 10 km, die häufig als Wirtschaftlichkeitsgrenze angegeben werden, liegen im hier dargestellten Beispiel die Erzeugungskosten pro kWh ($H_{i,N}$) noch unter dem Grenzkostensatz von 10 ct/kWh ($H_{i,N}$). Der Grund hierfür ist in den enormen NawaRo-Mengen zu finden.

Tabelle 3.19: fixer NawaRo-Radius, variabler Gülle-Radius, Variante A2.x

Einzugsgebietsradius NawaRo/ Gülle [km]	Biomethan [Nm³/h]	Substratzusammensetzung in [t_{FM}]		spez. Gasgestehungskosten [ct/kWh ($H_{i,N}$)]	Emissionen CO_2-Äq [g/kWh ($H_{i,N}$)]
		Silomais	Gülle [12]		
25/5	1.950	144.800	45.900	7,38	90,4
25/10	2.050	144.800	108.400	7,56	85,3
25/15	2.240	144.800	232.100	7,90	76,6
25/20	2.520	144.800	413.200	8,39	66,3
25/25	2.830	144.800	610.100	8,92	57,4

Gülletransporte über Entfernungen von mehr als 10 km sind dennoch nicht zu empfehlen. Die spezifischen Transportkosten je erzeugter kWh Gas steigen deutlich stärker als die Gaserzeugungs- und Aufbereitungskosten aufgrund von Größenskalierungseffekten und einer höheren Energieeffizienz sinken können. Die Biomethanerzeugung wird insgesamt spezifisch deutlich teurer.

Hinzu kommt, dass sich diese Effekte noch deutlich verstärken, je geringer der NawaRo-Anteil an der Gesamtsubstratzusammensetzung ist. Im konkreten Anlagenbeispiel werden neben den (variablen) Güllemengen ca. 145.000 t Energiemais pro Jahr mit vergoren. Dies führt zu einer sehr effizienten und kostengünstigen Gasproduktion. Anlagenstandorte, an denen nur geringe Mengen NawaRo-Substrate mit vergoren werden, sind dann deutlich kleiner und weniger kostengünstig. Steigende Gülletransportentfernungen würden sich bei solchen Anlagenkonfigurationen sehr empfindlich auf die Gasgestehungskosten auswirken.

Tabelle 3.20: fixer NawaRo-Radius, variabler Gülle-Radius, Variante A2.x

Radien NawaRo/Gülle [km]	Biomethan [Mio. kWh/a]		Kosten [ct/$kWh_{(Hi,N)}$]		Versorgungsfahrten [Anzahl]
	Gesamt	Gülleanteil	Transport Wirtschaftsdünger	Technik Biogasanlage	
25/5	154,04	5,55	0,17	3,35	8.990
25/10	161,66	13,61	0,43	3,30	14.200
25/15	176,77	28,68	0,96	3,21	24.520
25/20	198,93	50,43	1,68	3,08	39.600
25/25	223,03	74,53	2,43	2,94	56.010

[12] Die bilanzierten Wirtschaftsdüngermengen (Rindergülle, Schweinegülle und Hühnertrockenkot) sind abhängig von den Gegebenheiten im Einzugsgebiet und variabel in ihren Anteilen an der Gesamtfrischmasse.

Generell kann aus den Modellrechnungen abgeleitet werden, dass die wirtschaftlich zulässigen Transportentfernungen für Wirtschaftsdünger in dem Maße sinken, wie die eingesetzten NawaRo-Substratmengen sinken, da die Größenskalierungs- und Effizienzeffekte immer weiter abnehmen.

Aus ökologischer Sicht – bezogen auf die Treibhausgasemissionen – erscheinen zunächst bei oberflächlicher Analyse große Biogasanlagen mit hohen Wirtschaftdüngermengen durchaus als sinnvoll. Die Transportemissionen werden durch die erheblichen Gutschriften der Güllevergärung (vermiedene THG-Emissionen) überkompensiert. Die THG-Gutschriften gleichen insbesondere auch die Aufwendungen für den Energiepflanzenanbau – im konkreten Beispiel erfolgt der Energiemaisanbau auf etwa 4 700 ha – und die daraus resultierenden Emissionen aus. Die während des Gülletransports anfallenden THG-Emissionen sind vergleichsweise gering und wirken sich kaum negativ auf die Treibhausgasbilanz aus.

Biogasanlagen mit Einzugsgebietsradien größer 10 km für Gülletransporte verletzen jedoch Nachhaltigkeitskritierien, da die Transportaufwendungen eine enorme Logistik erfordern und Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung vorprogrammiert sind. Zur Versorgung des Anlagentyps 25/5 (EZG-Radius für NawaRo 25 km, für Gülle 5 km) sind jährlich ca. 9.000 LKW-Fahrten notwendig (einfache Strecke) sowie mindestens die gleiche Anzahl an Fahrten für die Gärrestausbringung. Für den Anlagentyp 25/25 sind es bereits 56.000 Fahrten, von denen 5.000 auf den NawaRo-Transport und 51.000 auf Gülletransporte entfallen. Hinzu kommt ein logistisches Problem am Anlagenstandort selbst. Hier müssten täglich ca. 150 LKWs entladen werden.

Auch wenn Anlagen mit Wirtschaftsdüngermengen über 100.000 t aufgrund der beschriebenen logistischen Schwierigkeiten und der zu erwartenden Akzeptanzprobleme sicherlich kaum realisiert werden, können ähnliche Probleme auch bei sehr großen NawaRo-Biogasanlagen nicht völlig ausgeschlossen werden.

Der in Biogasanlagen anfallende Gärrest wird üblicherweise unter Beachtung der Düngemittelverordnung wieder auf die landwirtschaftlichen Nutzflächen ausgebracht. In Anbetracht der zunehmenden Biogasanlagendichte, dem ansteigenden Einsatz nachwachsender Rohstoffe und dem Bestreben, größere Biogasanlagen zu bauen, gewinnen Gärrestaufbereitungstechnologien immer mehr an Bedeutung. Bereits in der Planungsphase großer Biogasanlagen wird das Restnährstoffmanagement häufig zu einer der zentralen Fragen und bestimmt zunehmend die Genehmigungsfähigkeit einer Anlage.

3.6.2 Variation des Einzugsgebietsradius für NawaRo-Anlagen

Einspeisende Biogasanlagen mit hohem Anteil von nachwachsenden Rohstoffen, insbesondere Maissilage, sind Stand der Technik. Auch in den Untersuchungsergebnissen des Biogasmessprogramms der FNR [FNR, 2005] wird Maissilage als das dominierende Hauptsubstrat ausgewiesen.

Vor diesem Hintergrund werden im diesem Abschnitt die Ergebnisse der Szenarioberechnungen A 3.1 bis A 3.5 (vgl. Tabelle 3-1) diskutiert, in denen in der Modellregion Altmark reine NawaRo-Anlagenstandorte auf Basis von Maissilage bilanziert wurden. In diesem Kontext wird der Einzugsgebietsradius für die Energiemaistransporte variiert, um daraus Erkenntnisse über die maximal wirtschaftlich zulässige Transportdistanz für Maissilage ableiten zu können. Die Vorgehensweise bei der Bilanzierung der einzelnen Anlagenstandorte in der Modellregion Altmark in den hier vorgestellten Szenariovarianten A 3.1 bis A 3.5 ist fast identisch mit der Vorgehensweise bei der Regionalbilanzierung. Der wesentliche Unterschied ist, dass die Verschneidung der Standortsuchräume (Kapitel 2.2.4) mit einer angepassten Biomassepotenzialdichtekarte ohne Wirtschaftsdünger erfolgte und in der nachgelagerten Einzugsgebietsanalyse der Einzugsgebietsradius für NawaRo-Transporte zwischen 15 und 35 km variiert wurde. Der Bezugszeitraum für die Einzugsgebietsanalyse ist die Flächenverfügbarkeit für 2010 (BMU-Leitszenario, regional differenziert). Die Berechnungsergebnisse gehen in diesem Fall einer grundsätzlichen Frage nach – mit wie vielen Anlagen eine Region erschließbar ist – und sind daher nicht als Planungsgrundlage für die Region Altmark zu benutzen.

Die räumliche Verteilung der Anlagen in Abhängigkeit der maximalen Transportradien (= Einzugsgebietsradius) ist in Bild 3-13 visualisiert. Dabei ergeben sich in Abhängigkeit vom Radius (Variation von 15 bis 35 km) unterschiedliche Anlagenzahlen, Biomethanmengen, Kosten und Emissionen.

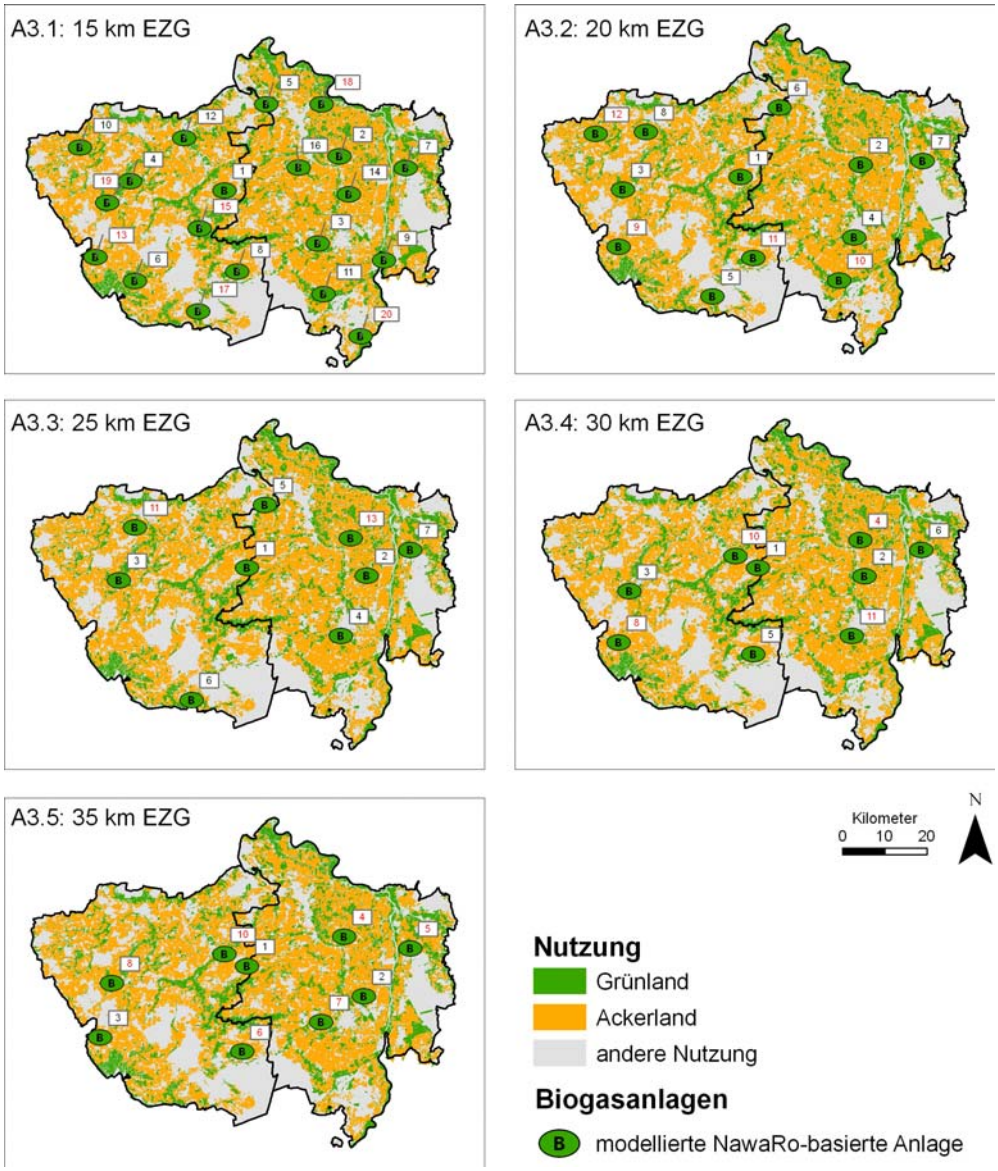


Bild 3-13: mögliche Anlagenstandorte in den verschiedenen Berechnungsvarianten A 3.1 bis A 3.5
Quelle: Fraunhofer UMSICHT

Einen Überblick über die Ergebnisse der Szenariorechnungen A 3.1 bis A 3.5 gibt Tabelle 3.21. Da die spezifischen Gasgestehungskosten bei einigen Anlagenstandorten über dem Grenzkostensatz von 10 ct/kWh ($H_{i,N}$) liegen, wurden diese in den weiteren Spalten (Gasproduktion, Silomaismengen, spez. Gasgestehungskosten, spez. THG-Emissionen) nicht mehr berücksichtigt. Die spezifischen Gasgestehungskosten und die spezifischen THG-Emissionen dieser Anlagen wurden gewichtet gemittelt.

Tabelle 3.21: Variation des Einzugsgebietsradius (EZG-Radius) bei rein NawaRo-basierten Biogasanlagenstandorten, Variante A3.x

Variation EZG-Radius	Anlagenanzahl (wirtschaftlich[13])	Biomethanproduktion [Mio. Nm³/a]	Silomaismengen [t/a]	spez. Gasgestehungskosten [ct/kWh ($H_{i,N}$)]	Emissionen CO_2-Äq. [g/kWh ($H_{i,N}$)]
A3.1 15 km	20 (14)	36,1	347.700	8,37	95,4
A3.2 20 km	12 (8)	36,3	349.500	7,84	94,8
A3.3 25 km	9 (7)	38,9	374.600	7,75	94,8
A3.4 30 km	9 (5)	36,3	349.200	7,53	94,5
A3.5 35 km	9 (3)	36,5	350.900	7,27	94,4

Anhand Tabelle 3.21 wird ersichtlich, dass in der Berechnungsvariante mit Einzugsgebietsradius 25 km die höchsten Biomethanmengen wirtschaftlich erzeugt werden können und das nachhaltig verfügbare Biomethanpotenzial der Region Altmark optimal auf wenige (wirtschaftlich arbeitende) Anlagen verteilt ist. Diese Einzugsgebietsgröße weist die beste geometrische Passform für die Modellregion auf. Bei einem anderen Zuschnitt der Modellregion könnten auch andere Radien vorteilhafter sein, so dass hier kein kausaler Zusammenanhang zwischen Einzugsgebietsgröße und Ausnutzung des Biomassepotenzials abgeleitet werden kann. Bei dieser Szenariorechnung A 3.3 (EZG 25 km) unterschreiten 7 von insgesamt 9 Biogasanlagenstandorten den Grenzkostensatz von 10 ct/kWh ($H_{i,N}$). Das heißt, das nachhaltig verfügbare Biomethanpotenzial wird über die Variante A 3.3 weitgehend vollständig erschlossen. Die durchschnittliche Transportdistanz beträgt in dieser Variante ca. 16 Straßenkilometer. Demgegenüber ist die Kernaussage der Szenariorechnung A 3.5 mit einem Einzugsgebietsradius von 35 km, dass das nachhaltig verfügbare Biomethanpotenzial fast in gleichem Maße (geringere Biomethanjahresproduktion ca. 2,4 Mio. Nm³/a bzw. 6,2 % im Vergleich zu A 3.3) mit nur 3 großen Biogasanlagenstandorten zu noch niedrigeren Gasgestehungskosten (Differenz zu A 3.3 ca. 0,5 ct/kWh ($H_{i,N}$)) erschlossen werden könnte.

Die detaillierte Analyse der Kostenstrukturen offenbart den Grund für diese Entwicklung: die degressive Entwicklung der Gaserzeugungs- und -aufbereitungskosten und die steigende Energieeffizienz der Anlagentechnik mit zunehmender Anlagengröße ist stärker ausgeprägt als die steigenden Transportaufwendungen und die damit verbundenen THG-Emissionen. Der spezifisch hohe Stromverbrauch der Anlagentechnik mit hohen THG-Emissionen (deutscher Kraftwerksmix, siehe Kapitel 1.4) nimmt mit steigender Anlagengröße deutlich ab und überkompensiert die THG-Emissionen beim Transport des Energiemais. Dabei gilt es allerdings zu beachten, dass dieser Sachverhalt über die nächsten Dekaden großen Veränderungen ausgesetzt sein wird (siehe Abschnitt 3.4).

[13] Anzahl der Biogasanlagen, deren spezifische Gasgestehungskosten unterhalb des Grenzkostensatzes von 10 ct/kWh (Hi,N) liegen.

Aus derzeitiger Sicht sind für den Technologiepfad »Biogaseinspeisung« sowohl aus ökonomischer als auch ökologischer Sicht Biogasanlagenstandorte mit großen Einzugsgebietsradien für den Energiepflanzentransport bzw. -anbau zu favorisieren, um möglichst kostengünstig einen hohen Anteil des nachhaltig verfügbaren Biomethanpotenzials zu erschließen.

Aufgrund des Zuschnitts und der Flächengröße der Modellregionen ist eine weitere Analyse bis zu einem maximal wirtschaftlichen Transportradius nicht möglich. Ferner sind bei der Betrachtung der Ergebnisse, insbesondere bei Variante A3.5, bereits Randeffekte (Betrachtung eines definierten Raumes ohne Im- und Exporte) zu beachten, die jedoch die getroffenen Kernaussagen nicht in Frage stellen.

3.6.3 Überkompensation des Technologiebonus aufgrund von Größenskalierungseffekten

Mit der im Juni 2008 verabschiedeten Novellierung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) traten auch bei der Vergütung für Biogasanlagen zahlreiche Änderungen in Kraft. Insbesondere bei der Inanspruchnahme des Technologiebonus sind zahlreiche Änderungen zu beachten. Im Anwendungsfall »Biogaseinspeisung« stellt der degressiv gestaffelte und an die Anlagengröße gebundene Technologie-Bonus die wichtigste Änderung dar.

Die für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz bedeutendsten Gesetzesänderungen sind am »Technologie-Bonus« vorgenommen worden, der nun nicht mehr der Leistungsgröße der EEG-Anlage, sondern der Biogasanlagengröße zugeordnet wird und dessen Gewährung an zahlreiche Voraussetzungen geknüpft ist. Die wichtigsten Voraussetzungen für die Gewährung des »Technologie-Bonus« sind:

- das eingespeiste Gas wird auf Erdgasqualität aufbereitet,
- maximal zulässige Methanemissionen von Biogasaufbereitungsanlagen in die Atmosphäre in Höhe von 0,5 % (Bezug eintretender Gasstrom),
- maximaler Stromverbrauch von Biogasaufbereitungsanlagen: 0,5 kWh/Nm³ Rohgas,
- Bereitstellung der Prozesswärme für die Aufbereitung und die Erzeugung des Klär- oder Biogases aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder aus der Abwärme der Gasaufbereitungs- oder Einspeiseanlage ohne den Einsatz zusätzlicher fossiler Energie,
- maximale Kapazität der Gasaufbereitungsanlage: 700 Nm³/h aufbereitetes Rohgas.

Die Bonushöhe beträgt 2 ct/kWh_{el} bei einer maximalen Kapazität der Gasaufbereitungsanlage von 350 Nm³/h aufbereitetem Rohgas bzw. 1 ct/kWh_{el} bis zu einer Anlagenkapazität von 700 Nm³/h, wobei auch für Gasaufbereitungsanlagen § 19 Abs. 1 (Anlagenbegriff) entsprechend gilt.

Von Interesse ist in diesem Zusammenhang die Frage, ob große Biogasanlagen mit einer stündlichen Gasproduktion größer 700 Nm³ Biomethan für

Investoren finanziell überhaupt noch attraktiv sind oder Anlagengrößen von 350 bzw. 700 Normkubikmeter den zukünftigen Standard darstellen.

Der »Technologie-Bonus« von 1 ct/kWh$_{el}$ entspricht 0,33 bis 0,375 ct/kWh ($H_{i,N}$) je nach elektrischem Wirkungsgrad des BHKW. Dieser Betrag muss also mindestens über Größenskalierungseffekte überkompensiert werden können, damit Biogasanlagen mit einer stündlichen Gasproduktion größer 700 Nm³ Biomethan für Investoren noch attraktiv sind.

Für die Überprüfung dieser Frage ist ein Biogasanlagenstandort in der Altmark in 3 Berechnungsvarianten A 4.1 bis A 4.3 – mit und ohne Wirtschaftsdünger – bilanziert und die Einzugsgebietsgröße für NawaRo-Transporte variiert worden.

Tabelle 3.22: Kenngrößen einer Modellanlagenbilanzierung (Altmark, Substratverfügbarkeit 2010, Einzugsgebietsgröße für Gülle-Transporte 5 km, Variation der Einzugsgebietsgröße für NawaRo-Transporte zwischen 15 und 25 km)

Nr.	EZG-Radius [km]	Biomethanproduktion [Nm³/h]	Substratzusammensetzung [t_{FM}]		Spezifische Gasgetehungskosten [ct/kWh ($H_{i,N}$)]
			Energiemais	Gülle	
A 4.1	15/5	652	43.525	55.800	7,77
A 4.2	20/5	980	68.831	55.800	7,55
A 4.3	25/5	1.292	92.835	55.800	7,42

Für den jeweiligen Biogasanlagenstandort in Tabelle 3.22 wurde der Einzugsgebietsradius für NawaRo-Transporte in 2 Schritten (Berechnungsvarianten A 4.2 und A 4.3) erhöht, um über die erhöhten Energiemaisaufkommen die Biomethanproduktion zu erhöhen. Die Einzugsgebietsgröße für Gülle-Transporte bleibt konstant bei 5 km.

Bei der Betrachtung der spezifischen Gasgestehungskosten in Kombination mit der Anlagengröße reicht eine Leistungserhöhung von 50 % nicht aus, um den Verlust des »Technologie-Bonus« zu kompensieren. Erst bei einer Verdopplung der Biogasanlagenleistung von 652 auf 1.292 Nm^3/h Biomethan (Tabelle 3.22) sinken die spezifischen Gasgestehungskosten um 0,35 ct/kWh ($H_{i,N}$) und kompensieren damit den Erlösrückgang im Vergleich zu kleineren Biogasanlagen mit weniger als 700 Nm³/h Biomethan.

In Tabelle 3.23 sind vergleichbare Berechnungsergebnisse (Szenariorechnungen A 3.1 bis A 3.5) für rein NawaRo-basierte Biogasanlage (siehe auch Bild 3-13) aufgeführt, für die über einen stufenweise Anstieg des Einzugsgebietsradius der Energiemaisinput erhöht wurde.

Tabelle 3.23: Kenngrößen einer reinen NawaRo-Modellanlage in der Altmark, Variante A3.1-A3.5

[Nr.]	Biomethan-produktion [Nm/h]	Silo-maismenge [t_{FM}]	gebundene Fläche [ha]	spez. Gasgeste-hungskosten [ct/kWh ($H_{i,N}$)]	Spez. THG-Emissionen in CO_2-Äq. [g/kWh ($H_{i,N}$)]
A 3.1	510	39.090	1.270	7,94	94,7
A 3.2	970	74.940	2.440	7,57	94,5
A 3.3	1.600	124.000	4.000	7,36	94,4
A 3.4	2.200	169.000	5.490	7,14	94,2
A 3.5	2.800	217.200	7.050	6,94	94,2

Die vollständige Kompensation des »Technologie-Bonus« ist mit einer Verdopplung der Anlagenleistung erreichbar (vergleiche A 3.1 mit A 3.2). Dies führt unter Berücksichtigung des vorherigen Abschnitts zu der Erkenntnis, dass Anlagengrößen mit einer Gasproduktion deutlich über 700 Nm³/h Biomethan auch aus heutiger Sicht für Investoren dennoch attraktiv sein können. Umgekehrt betrachtet korrespondiert die degressive Gestaltung des »Technologie-Bonus« durchaus mit der steigenden Anlageneffizienz.

Inwieweit es allerdings gelingen wird, so große Anlagenstandorte zu entwickeln, wird neben politischen und agrarökonomischen Faktoren vor allem von den örtlichen Risiken bei der Substratbeschaffung abhängig sein.

3.7 Zusammenfassung der Ergebnisse

Der Einsatz von GIS-Technologien ermöglicht eine anlagenbezogene Bilanzierung der Treibhausgas-Emissionen, der real verfügbaren Biogaspotenziale und der Kosten für deren Erschließung. Damit sind im Vergleich zu bisherigen Studien der THG-Minderungsbeitrag und die damit verbundenen Vermeidungskosten einer konkreten Anlage einschließlich der gebundenen Anbauflächen ermittelbar. Darüber hinaus ermöglicht das entwickelte GIS-Werkzeug nicht nur die Bilanzierung von einzelnen Anlagen, sondern auch die Ermittlung des THG-Minderungspotenzials, des Biogaspotenzials sowie des nötigen Investitionsbedarfs für ganze Regionen (Kapitel 4, Arbeitspaket 8).

Ein zentrales Ergebnis der Standort- und Standortrestriktionsanalysen ist, dass auch bei maximal restriktiver Auslegung der aktuellen Flächennutzung bzw. Standortwahl in beiden Modellregionen eine flächendeckende Potenzialerschließung über die ermittelten Standortsuchräume möglich ist. Abstände zu Schutzgebieten, Bebauung und Infrastrukturen stellen kein Hemmnis für die Erreichbarkeit der Biogasanlagenstandorte über das Straßennetz und somit auch nicht für die komplette Erschließung des landwirtschaftlichen Biomassepotenzials dar. Infrastrukturelle oder raumbezogene Hemmnisse können aus der Standortrestriktionsanalyse nicht abgeleitet werden.

Die Standortsuchräume wurden GIS-gestützt auf ihre Entfernung zum Gasnetz hin evaluiert. In den Modellregionen existiert kein Standortsuchraum,

der weiter als 10 km bis zur nächsten Gasleitung entfernt ist, weshalb davon ausgegangen werden kann, dass alle Standortsuchräume prinzipiell an das Gasnetz angeschlossen werden können.

Die Flächenverfügbarkeit ist der wichtigste Faktor bei der Bestimmung des Biomassepotenzials in den Modellregionen. Die quantitative Erfassung der regionalen Flächenverfügbarkeit zur Produktion von Biogassubstraten erfolgte über die Festlegung der für den Energiepflanzenanbau in Deutschland verfügbaren Flächen, die Bestimmung des Biogasanteils an der Energiepflanzenproduktion, die Bestimmung der regionsspezifischen Vorzüglichkeit für bestimmte Biogassubstrate (Anbauwahrscheinlichkeit, Agrarsektormodell RAUMIS) und die räumliche Eingrenzung des regionalen Flächenpotenzials für Biogassubstrate (Substitutionsflächenpool). Mit dieser Vorgehensweise war die GIS-basierte Ermittlung des nachhaltig und wirtschaftlich erschließbaren Biogaspotenzials möglich.

Das GI-System ist flexibel hinsichtlich der sich wandelnden Bedingungen in der Landwirtschaft. Einflussgrößen, wie pflanzenzüchterische Fortschritte (steigende Hektarerträge), Transportlogistik und Effizienzsteigerungen bei Konversionstechnologien können zur Abschätzung des Biogaspotenzials in die Analysen mit einbezogen werden und ermöglichen damit auch dynamische Szenarioanalysen.

Detailergebnisse der Anlagenbilanzierung

Die Kostenstrukturen entlang der Prozesskette (vom Feld bis zur Biogasaufbereitung) sind sehr stark von der Substratzusammensetzung abhängig: während die Substratbereitstellung (Anbau und Transport) bei NawaRo-Biogasanlagen mehr als 43 % der spezifischen Gasgestehungskosten ausmachen, fallen bei Gülle-Biogasanlagen per Definition lediglich Transportkosten an. Die Biogasanlage, das Gärrestlager und die Gasaufbereitung tragen demnach bei Gülle-Biogasanlagen zu 96 %, bei der aufgeführten NawaRo-Biogasanlage zu ca. 53 % der spezifischen Gasgestehungskosten bei.

Die sehr hohen spezifischen Gasgestehungskosten bei Gülle-Biogasanlagen sind neben den deutlich verschiedenen Substratkosten auch auf die geringe Anlagengröße und damit spezifisch höhere Investitionen zurückzuführen. Der geringe Energiegehalt bzw. die geringe Transportwürdigkeit von Gülle führt in der Regel zu kleinen Anlagen an den Tierhaltungsstandorten, die spezifisch teuer Biogas produzieren. Dieser Sachverhalt führt aber nicht automatisch dazu, dass das Biogaspotenzial auf Basis landwirtschaftlicher Reststoffe nicht aktiviert werden kann. Lediglich eine Einspeisung in das Gasnetz ist als unwahrscheinlich anzusehen; die Direktverstromung am Tierhaltungsstandort kann immer noch eine wirtschaftlich attraktive Option darstellen. Dies gilt insbesondere seit der letzten Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009 mit dem neu eingeführten »Gülle«-Bonus. Des Weiteren ist es nicht unwahrscheinlich, dass die am Tierhaltungsstandort anfallenden Biogasmengen in kleinen KWK-Anlagen effizient, also mit hoher Abwärmenutzung, verstromt werden können.

Der Vergärungsprozess (Biogasanlage) verursacht anteilig die meisten Kosten; unabhängig davon, ob es sich um eine NawaRo-Biogasanlage oder um eine Gülle-basierte Biogasanlage handelt. Daneben ist auch die Gasaufbereitung aufwändig und teuer, weshalb eine Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz nicht immer empfehlenswert ist.

Die Ergebnisse der Treibhausgasbilanzierung zeigen, dass bei der Energiepflanzenproduktion (Prozesskettenelement Anbau, Pflege, Ernte) die höchsten Emissionen freigesetzt werden, vorrangig durch die Bereitstellung und Anwendung von Dünge- und Pflanzenschutzmitteln sowie durch den Kraftstoffbedarf während der maschinellen Flächenbewirtschaftung. In die Berechnungen ist die gute fachliche Praxis der Gärrestrückführung zur Substitution teuren Mineraldüngers und damit verbunden erhebliche THG-Gutschriften bereits enthalten. Interessanterweise tragen die Substrattransporte zur Biogasanlage und die Lagerung nicht nennenswert zur Emissionsbilanz der Biogasanlagen bei.

Grundsätzlich werden bei einer vorrangigen oder gar ausschließlichen Verwendung von Wirtschaftsdünger als Eingangssubstrat nur sehr geringe THG-Emissionen freigesetzt, da mit der Vergärung von Gülle sehr hohe THG-Gutschriften erreicht werden können. Dies ändert allerdings nichts an der Tatsache, dass das THG-Minderungspotenzial aus der eigentlich obligaten landwirtschaftlichen Reststoffverwertung (Gülle und Festmist) begrenzt ist und substanzielle Klimaschutzbeiträge der Landwirtschaft nur über die Vergärung von Energiepflanzen erbracht werden können. Der weitere Ausbau der NawaRo-basierten Biogasproduktion ist neben der Güllevergärung insbesondere zur Erreichung der Mengenvorgaben (Meseberger Beschlüsse, 6 Mrd. m³ Biogas in 2020) erforderlich.

Ergebnisse der Regionalbilanzierung

Die Bilanzierungsergebnisse der einzelnen Anlagenstandorte in der jeweiligen Modellregion wurden für die Bilanzierung der gesamten Region zusammengeführt. Auf diese Weise ist eine Ermittlung des Biogaspotenzials, der Kosten (Investitionsbedarf, regionale Wertschöpfung) und des THG-Minderungspotenzials für die beiden Modellregionen Niederrhein und Altmark möglich.

Die Ergebnisse machen deutlich, dass NawaRo-Biogasanlagen substanzielle Beiträge zum regionalen Biogaseinspeisepotenzial bereitstellen und das in den Modellregionen derzeit noch nachhaltig verfügbare Biogaspotenzial mit wenigen Anlagenstandorten erschlossen werden kann. In der Modellregion Niederrhein können beispielsweise bereits 90 % des gesamten NawaRo-Potenzials und ca. 21 % der verfügbaren Wirtschaftsdüngermengen über drei Anlagen und weitere 44 % über zwei Gülle-basierte Biogasanlagenstandorte erschlossen werden. In der Altmark sind ca. 78 % des gesamten NawaRo-Potenzials und ca. 24 % der verfügbaren Wirtschaftsdüngermengen über drei Anlagen erschließbar.

Beachtenswert sind auch die strukturellen Unterschiede zwischen den Regionen. In der Altmark sind im Vergleich zum Niederrhein deutlich höhere An-

lagengrößen möglich, da die Betriebsstrukturen und die landwirtschaftlichen Nutzflächen deutlich großräumiger sind. Darüber hinaus führen regionale Unterschiede in der Tierhaltung zu unterschiedlichen Gasgestehungskosten.

Die durchschnittlichen spezifischen Gasgestehungskosten sind am Niederrhein mit etwa 8,2 ct/kWh ($H_{i,N}$) und in der Altmark mit etwa 7,8 ct/kWh ($H_{i,N}$) anzunehmen. Die in der Altmark etwas geringer ausfallenden spezifischen Gasgestehungskosten sind im Wesentlichen auf die größeren Anlagen zurückzuführen.

Anhand der Ergebnisse ist eine Kostendegression mit zunehmender Anlagengröße deutlich ablesbar, d. h. große Anlage produzieren Biomethan spezifisch günstiger als kleine Biogasanlagen. Dabei fallen insbesondere die Biogasanlagentechnik und Biogasaufbereitung ins Gewicht.

Bei der genaueren Analyse der THG-Emissionen in den jeweiligen Prozesskettenelementen wird deutlich, dass auch der Anlageneffizienz und damit der Anlagengröße eine hohe Bedeutung zukommt: je größer eine NawaRo-Biogasanlage, desto (energie-)effizienter ist deren Gasproduktion. Der spezifische Strombedarf der Fermenter-, Rühr- und Aufbereitungstechnik mit hohen THG-Emissionen nimmt mit steigender Anlagengröße überproportional ab und führt z. B. auch zu einer Überkompensation der vergleichsweise gering steigenden Transportaufwendungen. Die Schlussfolgerung daraus lautet, dass große Biogaseinspeiseanlagen mit Gasproduktionskapazitäten von 1.000 Nm³/h Biomethan und auch deutlich darüber hinaus nicht nur energieeffizienter sondern auch spürbar klimafreundlicher arbeiten. Dabei gilt es allerdings zu beachten, dass dieser Sachverhalt über die Zeit großen Veränderungen ausgesetzt sein wird.

Gülletransporte über Entfernungen über mehr als 10 km sind nicht zu empfehlen. Die Transportaufwendungen erfordern eine enorme Logistik; Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung sind vorprogrammiert. Darüber hinaus steigen die spezifischen Transportkosten je erzeugter kWh Gas deutlich stärker als die Gaserzeugungs- und Aufbereitungskosten aufgrund von Größenskalierungseffekten und einer höheren Energieeffizienz sinken können. Die Biomethanerzeugung wird insgesamt spezifisch deutlich teurer.

Aus derzeitiger Sicht sind für den Technologiepfad »Biogaseinspeisung« sowohl aus ökonomischer als auch ökologischer Sicht Biogasanlagenstandorte mit großen Einzugsgebietsradien für den Energiepflanzentransport bzw. -anbau zu favorisieren, um möglichst kostengünstig einen hohen Anteil des nachhaltig verfügbaren Biomethanpotenzials zu erschließen.

Dynamische Entwicklung der Flächenverfügbarkeit und des Biomethanpotenzials

Mit dem stetigen Anstieg der Flächenverfügbarkeit über den Betrachtungszeitraum steigt auch das nachhaltig verfügbare Biomethanpotenzial in den Regionen. Die verfügbaren Wirtschaftdüngermengen bleiben aufgrund konstanter Viehzahlen auf einem stagnierenden Niveau und führen somit zu keinen positiven Auswirkungen in der zeitlichen Entwicklung des Biomethan-

potenzials. Des Weiteren wird deutlich, dass der Beitrag der landwirtschaftlichen Rest- und Abfallstoffe zum Biogaspotenzial und damit auch zur THG-Minderung in den nächsten Dekaden immer marginaler wird.

Mit der zeitlich steigenden Flächenverfügbarkeit können die Biogasanlagenstandorte immer weiter ausgebaut werden bei stetig abnehmenden spezifischen Gasgestehungskosten. Gleichzeitig steigen die spezifischen THG-Emissionen unabhängig von etwaigen Gutschriften leicht an, da die zusätzlichen THG-Emissionen des Biomasseanbaus und Transports nicht komplett durch Effizienzsteigerungen im Anlagenbetrieb ausgeglichen werden können.

Für 2010 kann von einem nachhaltig verfügbaren Biogaseinspeisepotenzial von ca. 22,6 Mio. Nm³ Biomethan im Jahr in der Modellregion Niederrhein und von 42,6 Mio. Nm³/a in der Region Altmark ausgegangen werden.

Aus den Berechnungsergebenissen kann ein Biomethanpotenzial für den Niederrhein für 2020 von 34 Mio. Nm³/a und für 2030 von 57 Mio. Nm³/a abgeleitet werden. Der Biogasanlagenbestand in der Region Niederrhein kann aufgrund der zur Verfügung stehenden Datenlage nur mit etwa 8-16 Mio. Nm^3/a (Stand 2007) angegeben werden. Es besteht derzeit selbst unter Nachhaltigkeitsgesichtspunkten noch ein Potenzial von 7,5-15,5 Mio. Nm^3/a. Bis zum Jahr 2050 kann im Vergleich zum Status quo rechnerisch die 4,5-fache Menge Biomethan in der Region produziert werden.

Die Altmark ist im Vergleich zum Niederrhein mit einer installierten Gasleistung von 28-56 Mio. Nm^3/a bereits in einem deutlich stärkeren Maße erschlossen. Der derzeitige Biogasanlagenbestand ist ebenfalls auf die bereits heute hohe Flächenverfügbarkeit für den Energiepflanzenanbau zurückzuführen und hat zur Folge, dass das nachhaltig verfügbare Biogaspotenzial für 2010 bereits heute erschlossen ist. Darüber hinaus lagen 2007 zusätzlich zu den über 40 bestehenden Biogasanlagen über 40 Genehmigungen oder Genehmigungsanträge für weitere Biogasanlagen vor. Der Abgleich mit den Zielvorgaben für 2020 und 2030 zeigt, dass in der Altmark 2020 rund 75 Mio. Nm³/a und 2030 118 Mio. Nm³/a nachhaltig produziert werden können.

3.8 Ermittlung, Einstufung und Überwindbarkeit ausgewählter Hemmnisse unter Nutzung des GI-Systems

Laut Projektantrag ist es das zentrale Ziel des vorliegenden Verbundvorhabens, die Möglichkeiten der energetischen Biomassenutzung zu erweitern, indem Hemmnisse für die Erzeugung, Einspeisung und Verteilung von Biogas (aufbereitet als Biomethan) über das Erdgasnetz überwunden werden. Im Zuge der Vorhabenslaufzeit hat sich die Gesetzeslage in Bezug auf die Biogaseinspeisung stark verändert, wodurch bereits ein Teil der erheblich als Hemmnis wirkenden Gesichtspunkte beseitigt werden konnte (vgl. Band 7).

Als Teilaspekt des Arbeitspaketes 6 »Aufbau und Entwicklung eines GI-Systems« befasst sich dieses Kapitel mit den Chancen, aber auch den Restriktionen bei der Ermittlung, Bewertung und Überwindung raumbezogener Hemmnisse, die sich aus der Nutzung eines GI-Systems ergeben können.

Im Anschluss an die Einführung wird literaturbasiert ein Überblick zur Hemmnisdiskussion im Kontext erneuerbarer Energien gegeben (Stand 2007), wobei insbes. nach einer Berücksichtigung des Raumbezuges recherchiert worden ist. Es folgen in Kapitel 3.8.1 eine Beschreibung zum methodischen Vorgehen und in Kapitel 3.8.2 die Ergebnisdarstellung.

Hemmnisse und Akzeptanz bei erneuerbaren Energien

Spätestens seit Beginn der 90er Jahre wird der Aspekt der Hemmnisse in Bezug auf den Einsatz von erneuerbaren Energien (EE), forciert durch die Arbeiten, die im Zusammenhang der Enquete-Kommission des Bundestages zur »Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre« entstanden, wissenschaftlich fundiert thematisiert und entsprechende Arbeiten dazu veröffentlicht z. B. [Güntersperger, 1990], [Kohler/Schüle, 1990], [Diekmann et al., 1997].

In der durch die [ffu, 2007] als »umfassendste Studie zu den Hemmnissen der regenerativen Energien« [S. 137] charakterisierten Arbeit von Diekmann et al.[14] werden Hemmnisse als Einflüsse jeder Art bezeichnet, die dazu führen, dass Maßnahmen nicht oder unvollständig umgesetzt werden; oder auch: unter Hemmnis wird häufig alles verstanden, was eine gewünschte Entwicklung - z. B. die Erhöhung der Energieeffizienz – behindert [vgl. Energieverwertungsagentur, 1995].

Die normativen Implikationen[15] dieser Begriffsverwendungen werden weiter unten näher und im Hinblick auf die Operationalisierung des Begriffes Hemmnis und der mit ihm verbundenen Sachverhalte im Projektkontext betrachtet (vgl. Kap. 3.8.1).

[14] Aktionsprogramm Abbau von Hemmnissen bei der Realisierung von Anlagen erneuerbarer Energien. Eingegangen wird in der Studie u. a. auf die spezifische Situation von 557 Betreibern von Windkraft-, Wasserkraft-, Photovoltaik- und Biogasanlagen. Hierzu werden ihre Motive und Erfahrungen, ihre eigenen Aufwendungen bei Errichtung und Anlagenbetrieb dargestellt sowie aus den Gesamtkosten für Anlagenbau und -betrieb und dem Stromertrag die Stromerzeugungskosten ermittelt. Im Rahmen eines übergreifenden Diskurses wurden aus den Betreibererfahrungen und den Betreiberempfehlungen Maßnahmenvorschläge für eine Verbesserung der Situation der erneuerbaren Energien im Strommarkt entwickelt. Die Arbeit schließt mit einer Abschätzung des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien im Strommarkt.

[15] i.S. von mit gemeint, aber nicht explizit ausgedrückter Bedeutungsinhalt

Es können unter kategorialen Gesichtspunkten unterschiedlichste Ansätze im Zusammenhang mit dem Begriff der Hemmnisse festgestellt werden. Neben einem eher technisch-ökonomisch ausgerichtetem Zugang zur Frage der Hemmnisse, in dessen Zentrum betriebswirtschaftliche, technologische und naturbedingte Aspekte stehen, wird durch die [ffu, 2007] auf sozial- und politikwissenschaftliche Ansätze[16] hingewiesen, insbes. die Pfadabhängigkeit [David, 1985] und das damit verbundene technologische sog. lock-in (zur Diskussion der Pfadabhängigkeit vgl. z. B. [Meyer, Schubert, 2005], [Döring/Rose, 2002] sowie auf Untersuchungen von [Scharpf, 1985] zur sog. Politikverflechtungsfalle. Eine Kombination beider Ansätze findet sich in [Thrän, Kaltschmitt, 2004] im Kontext der biogenen Festbrennstoffe, wobei die Autoren zwischen ressourcenseitigen, technischen, administrativen, sozialen, nachfragebedingten, wirtschaftlichen und Finanzierungshemmnissen unterscheiden. In der Zusammenschau der unterschiedlichsten Ansätze kann in Übereinstimmung mit der ffu [2007] festgestellt werden, dass eine allgemeingültige Kategorisierung von Hemmnissen im Zusammenhang mit EE einerseits kaum möglich und andererseits nicht notwendig erscheint. Dies ist neben der wechselseitigen Bedingtheit der als hemmend angesehenen Sachverhalte im Kern auf die normative Bedingtheit von Hemmnissen zurückzuführen, worauf im folgenden Kapitel näher eingegangen wird. Die räumliche Bedingtheit von Hemmnissen war explizit nicht Gegenstand der angeführten Untersuchungen.

Identifizierung von Hemmnissen im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien, Literaturrecherche Biogas

Eine vergleichsweise aktuelle, synoptische und nach erneuerbaren Energieträgern differenzierende Übersicht zu Hemmnissen des Ausbaus der EE bietet zum Beispiel die [ffu, 2007, S. 137ff]. Unabhängig von methodisch interessanten Fragen zur Kategorisierung von Hemmnissen wird in [ffu, 2007] festgestellt, dass mit Ausnahme von rechtlichen Fragestellungen, unter Verweis auf [Klinski, 2005], weder systematische noch aktuelle Untersuchungen zu den Hemmnissen der einzelnen EE-Technologien vorliegen[17].

Darüber hinaus sei eine regionale Differenzierung der Hemmnisse nur eingeschränkt möglich, dies allein schon aufgrund der heterogenen Randbedingungen unterschiedlichster Art (z. B. natürliche Bedingungen, EnergiePotenziale, Alter von Heizungsanlagen). Daher beschränkten sich die Darstellungen zu den Hemmnissen für die unterschiedlichen erneuerbaren Energieträger auf erste Überlegungen.

Für Biogas, das in [ffu, 2007] ausschließlich dem Strombereich zugeordnet wird und im Wesentlichen den landwirtschaftlichen Bereich, d. h. substratbezogen nur einen Teil der Biogas-Erzeugung, genauer analysiert, lassen sich

[16] [Gehrlein, 2004] unterscheidet bspw. im Kontext kommunaler Nachhaltigkeitsindikatorkonzepte fünf Typen von Problemen und Hemmnissen.

[17] Beachtenswert ist eine etwas ältere Studie aus Österreich, welche mit dem Fokus auf Energiesparmaßnahmen eine Unterscheidung in sektor- und technologiespezifische Hemmnisse und Marktbarrieren vornimmt und die Möglichkeiten der Überwindung letzterer mit Hilfe des Least Cost Planning sektor- und technologiespezifisch untersucht [Energieverwertungsagentur, 1995].

die Ergebnisse zur Identifizierung von Hemmnissen des Ausbaus wie folgt zusammenfassen:

- (technologischer) Wissensstand nach wie vor eingeschränkt
- betriebswirtschaftliche Situation verhindert Investition in Biogasprojekte (geringes Eigenkapital, geringe Rentabilität), wobei regionale Unterschiede bestehen
- Betriebsgröße wirkt sich über die mögliche Anlagengröße und damit einhergehend die Wirtschaftlichkeit aus
- Regionale Nutzungsrestriktionen aufgrund geringer Tierbestände, ungünstiger Maisanbaubedingungen, begrenzter Verfügbarkeit von Flächen zur Ausbringung von Gärresten sowie zum Biomasseanbau generell
- Unsicherheit bzgl. der Wirtschaftlichkeit von Biogas im Vergleich zu den bekannten Einkommensquellen
- Anwohner-Akzeptanz
- Technische Hemmnisse weiter abnehmend durch Optimierung der Zuverlässigkeit von Komponenten sowie der Prozessführung
- Rechtliche Hemmnisse v. a. im Zusammenhang mit der Ausbringung von Gärresten nach BioAbfV und dem Immissionsschutzrecht bzgl. der Verfahrenszuordnung
- Privilegierung sog. Hof-Biogasanlagen bis zu einer definierten Leistungsgrenze im Außenbereich wirkt hemmnisabbauend.

Der Selbsteinschätzung der [ffu, 2007] als »erste Überlegungen« zu energieträgerspezifischen Hemmnissen kann insoweit zugestimmt werden, als eine Einstufung der Bedeutung der identifizierten Hemmnisse in Bezug auf eine definierte Zielstellung ausschließlich deskriptiv erfolgt ist, gleichwohl wertvolle energieträgerspezifische Einschätzungen liefert, die v. a. aus umfangreichen Befragungen von Akteuren gewonnen worden sind.

Eine methodisch stringent entwickelte Beurteilung von Hemmnissen dahingehend, in welchem Umfang sie quantitativ oder qualitativ die gewünschte Entwicklung der Biogaseinspeisung behindern und in welchem Umfang der Abbau von Hemmnissen zur Zielerfüllung beiträgt, ist nicht aufgefunden worden, wobei kein Anspruch auf die Vollständigkeit einer Literaturrecherche besteht. In der Literatur dokumentierte Beurteilungen zur Relevanz von Hemmnissen im Hinblick auf Ziele sind v. a. Gegenstand sozialwissenschaftlicher oder umweltpsychologischer Studien und durch Feldforschung ermittelt.

Akzeptanz erneuerbarer Energien

In jüngerer Zeit richtet sich das Forschungsinteresse auch auf Fragen der Akzeptanz[18] von EE. Mangelnde Akzeptanz wird als ein mögliches Hemmnis für den weiteren Ausbau der EE angesehen. Im Ergebnis des vom BMU geförderten Vorhabens »Akzeptanz erneuerbarer Energien auf regionaler Ebene«[19] ist durch die durchgeführten 5 Zukunftswerkstätten in verschiedenen Regionen Deutschlands festgestellt worden, dass als Haupthemmnis[20] sowohl technologie- wie auch regionenübergreifend das Fehlen bzw. die Unzulänglichkeit regionaler energiepolitischer Gesamtkonzepte zu sehen ist. Es folgen, in absteigender Bedeutung, die Hemmnisse Informationsdefizite in Öffentlichkeit, Verwaltung und Wirtschaft, mangelhafte Kooperation und Vernetzung der Akteure sowie Ängste in der Bevölkerung vor Beeinträchtigungen durch EE, NIMBY-Effekt[21], ethische Bedenken im Bereich Bioenergie.

Die Fachtagung »Akzeptanz erneuerbarer Energien« als Abschluss eines ebenfalls vom BMU geförderten sozialwissenschaftlichen Forschungsvorhabens der OvG-Universität Magdeburg zeigte im Hinblick auf die Akzeptanzbildung und somit die Reduzierung von Hemmnissen auf individueller Ebene folgende Ergebnisse. Unter qualitativen Gesichtspunkten erwies sich das Vorhandensein vernetzter Kommunikationsstrukturen zwischen den Akteuren als entscheidend für den Akzeptanzbildungsprozess. Es konnten im Rahmen der empirischen Untersuchungen drei wesentliche Einflussfaktoren der Akzeptanzbildung identifiziert werden, und zwar die Einschätzung zu Kosten und Nutzen der Anlage, das Planungsverfahren (fair, transparent, gerecht?) und die Standortwahl für eine EE-Anlage (welche sinnlich wahrnehmbaren Veränderungen in der Umgebung treten auf, gibt es Vorbelastungen durch andere infrastrukturelle Objekte aller Art?). Mit anderen Worten: betriebswirtschaftliche Rentabilität, Governance, Umweltverträglichkeit[22].

Vor allem die beiden letztgenannten Gesichtspunkte verweisen aus planerischer/genehmigungsrechtlicher Sicht in besonderem Maße auf die Notwendigkeit eines sachlich angemessenen Umganges mit den gegebenen standörtlichen Voraussetzungen als Grundlage für die notwendigen Entschei-

[18] Das BMU hat ein »Netzwerk Akzeptanz« initiiert, das dem Austausch von Wissen, Erfahrungen und (Zwischen-) Ergebnissen der verschiedenen Projekte und Projektpartner (Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, IZT an der TU Berlin, Zentrum für Technik und Gesellschaft (ZTG) und weitere Partner) dient.

[19] Die Studie verfolgt das Ziel, Hemmnisse und Akzeptanzprobleme für den nachhaltigen Ausbau erneuerbarer Energien auf regionaler Ebene zu identifizieren und gemeinsam mit Betroffenen und Beteiligten vor Ort Handlungsansätze zur Problembehebung zu erarbeiten.

[20] ermittelt über die Anzahl der Nennungen in den Zukunftswerkstätten

[21] Not In My Backyard, d. h. überall, nur nicht bei mir.

[22] Die Prüfung der Umweltverträglichkeit umfasst die Schutzgüter Boden, Wasser, Klima/Luft, Tiere und Pflanzen, Landschaft, Kultur- und Sachgüter sowie den Menschen (Leben, Gesundheit, Wohlbefinden). Neben einer schutzgutbezogenen Bestandsaufnahme der Ist-Situation unter Darstellung der vorhabenspezifisch relevanten Empfindlichkeiten und Vorbelastungen ist eine Prognose zum künftigen Zustand der Schutzgüter mit und ohne die geplante Anlage einschl. Wechselwirkungen, kumulativer Wirkungen, Synergieeffekten sowie ggf. entlastenden Wirkungen des Vorhabens gefordert. Die Bewertung der Erheblichkeit der Vorhabenswirkungen stellt regelmäßig auf behördliche Umweltziele ab und hat Maßnahmen zur Vermeidung negativer Wirkungen sowie zur Kompensation unvermeidbarer negativer Wirkungen zu berücksichtigen. Sind erheblich negative Vorhabenswirkungen weder zu vermeiden noch zu kompensieren, ist das Vorhaben unzulässig, es sei denn, übergeordnete Interessen des Gemeinwohls sprechen für das umweltunverträgliche Vorhaben.

dungsprozesse bei allen beteiligten Akteuren. Dies wird sich analog der Entwicklung bei den Windkraftanlagen aller Voraussicht nach noch verstärken, da mit der Gasnetzzugangsverordnung verbindliche quantitative Ziele des Gesetzgebers zur Biogaseinspeisung vorgegeben sind, deren Realisierung eine hohe Anzahl großer Biogaseinspeiseanlagen unter Konkurrenz um die besten Standorte mit gesicherter Substratbereitstellung nach sich ziehen wird und es in der öffentlichen Wahrnehmung zu einer Massierung baulichtechnischer Anlagen in der freien Landschaft sowie zu veränderten Fruchtfolgen mit Wirkungen auf das Landschaftsbild/die Kulturlandschaft kommen wird.

3.8.1 Methodisches Vorgehen

Die bundespolitische Zielstellung »Reduktion der Emission von Treibhausgasen«, wie sie sich u. a. im BMBF-Förderschwerpunkt klimazwei darstellt, ist als übergeordneter Hintergrund und Motivation für das Verbundvorhaben zu berücksichtigen.

Die Bereitstellung und Aufbereitung sowohl der Substrate wie auch die Vergärung und Aufbereitung des Biogases zu Biomethan bis hin zur Einspeisung in das Erdgasnetz gehen, neben anderen Umweltauswirkungen, mit der Emission von Treibhausgasen sowie von versauernden und eutrophierenden Stoffen einher.

Der modulare, an den einzelnen Prozesskettenelementen eingehängte Aufbau der hier durchgeführten Hemmnisanalyse dient dazu, Szenario-Berechnungen zur räumlichen Optimierung von Substratproduktion, Standortbereichen für Biogasanlagen und einzelnen Prozesskettenelementen in den unterschiedlichsten Anwendungspfaden zu ermöglichen. Dies ermöglicht die Berechnung der Effekte einer Hemmnisbeseitigung an jedem einzelnen Prozesskettenelement und Biogasnutzungspfad. Das GI-System bietet somit eine raumbezogene und regionenspezifische Entscheidungshilfe, an welcher Stelle der Prozesskette und an welchem Ort durch Aktivitäten zur Hemmnisbeseitigung regionalspezifisch die größten Effekte in Bezug auf das erklärte THG-Minderungsziel erzielt werden können.

Weitergehende Anwendungsmöglichkeiten ergeben sich, wenn im GI-System die bestehenden BGA mit ihren Prozessketten und Laufzeiten implementiert sind. Der konkrete regionale Beitrag zum Ziel der THG-Minderung in der Ist-Situation wie auch in einer künftigen Situation werden simulierbar. Die EmissionsminderungsPotenziale werden erstmals regional differenziert darstellbar. Eine begründete Regionalisierung der THG-Minderungsziele kann begonnen werden (vgl. weitergehend Kapitel 3.9).

Es geht unter methodischen Gesichtspunkten v. a. um die Fragen, wie der Begriff Hemmnis im Kontext des Verbundvorhabens zur Biogaseinspeisung für die GIS-Anwendung zum einen definiert und zum anderen operationalisiert werden kann. Hierbei sind sowohl der wertebezogene Kontext des Vorhabens wie auch die aus der GIS-Anwendung resultierenden InnovationsPotenziale zu berücksichtigen. Weitere wichtige Gesichtspunkte sind die Einschätzung der Bedeutung identifizierter Hemmnisse in Bezug auf die defi-

nierten Ziele und damit einhergehend eine Abschätzung, in welchem Umfang (oder qualitativ) durch die Überwindung von Hemmnissen die Zielerfüllung unterstützt wird sowie die Übertragbarkeit der aus den Modellregionen gewonnenen Erkenntnisse auf Gesamtdeutschland.

Normative Implikationen

Die Beschäftigung mit Einflüssen jeder Art, die dazu führen, dass Maßnahmen nicht oder unvollständig umgesetzt werden (Hemmnisse), setzt voraus, dass ein als suboptimal angesehener Zustand oder etwas weiter gefasst, ein Sachsystem, durch Handlungen überhaupt verändert werden soll, d. h. ein Handlungsbedarf (subjektiv) erkannt bzw. postuliert wird. Die Charakterisierung eines Zustandes als suboptimal basiert notwendigerweise auf einer Bewertung, die sich im Allgemeinen aus den verfolgten Zielen ableiten lässt. Rationales Verhalten vorausgesetzt, bestünde ansonsten kein Anlass, den gegebenen Zustand verändern zu wollen. Aus der Abweichung des ermittelten Ist-Zustandes von einem definierten Soll-Zustand resultiert der Bedarf nach Handlung als Mittel, den (künftigen) Ist-Zustand dem Soll-Zustand anzunähern. Der Soll-Zustand erfährt seine Inwertsetzung durch die (verbindliche) Festlegung von Zielen. Handlungsbedarf zur Überwindung des vor dem Zielhintergrund als hemmend angesehenen Sachverhaltes resultiert allein aus dem Bestreben, die in Wert gesetzten Ziele auch tatsächlich zu erreichen. Ziele wiederum werden sowohl von Individuen wie auch von gesellschaftlichen Gruppen oder auch gesamtgesellschaftlich formuliert und sind in der Regel nicht vollständig deckungsgleich.

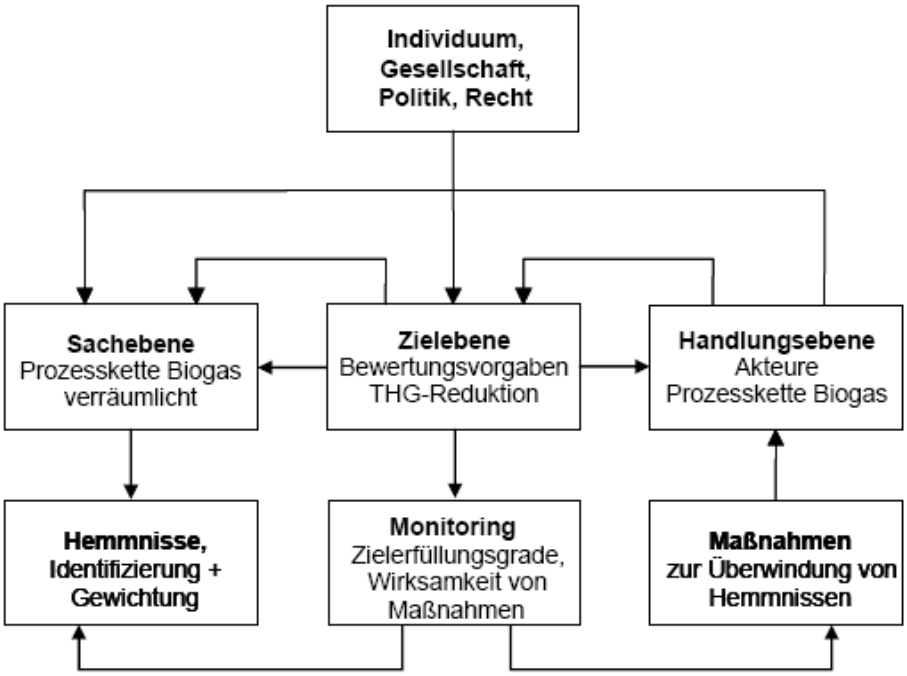
Die Realisierung einer sowohl unter umwelt- und arbeitsmarktpolitischen wie auch geostrategischen Gesichtspunkten nachhaltigen Energieversorgung ist erklärtes Ziel der Bundesregierung. Die Steigerung des Anteils der EE soll an der Erreichung dieses Ziels einen nicht unmaßgeblichen Anteil übernehmen.

Methodisches Konzept

Aus den Ausführungen resultiert der im Verbundvorhaben Biogaseinspeisung gewählte methodische Ansatz der Verknüpfung einer akteursspezifischen Betrachtung von Hemmnissen einschließlich akteursspezifischer Möglichkeiten zur Überwindung derselben (Handlungssystem) mit der technologisch determinierten, einen Raumbezug aufweisenden Prozesskette Biogas (Sachsystem) vor dem Hintergrund der seitens der Bundesregierung verfolgten Reduktionsziele von Treibhausgasen (Zielsystem). Die Verwendung der Begrifflichkeiten Sach-, Ziel- und Handlungssystem hat ihren Ursprung in der Systemtheorie [Klaus_o.J] und erforderte an sich eine umfassende Beschreibung des Systems Biogas und eine stringente Unterteilung in Untersysteme für jedes der Prozesskettenelemente [Voigt, 1997]. Dies ist jedoch nicht primär Gegenstand dieses Forschungsvorhabens. Es erfolgt daher eine Beschränkung auf die Darstellung der als grundlegend angesehenen Zusammenhänge zwischen normativer Ebene sowie Sach- und Handlungsebene (Bild 3-14).

Auf der Sachebene sind verifizierbare Sachverhalte angesiedelt, hier im Wesentlichen die Biogas-Prozesskette und Struktur der agrarischen Landnutzung sowie die technischen Annahmen, (vgl. Kapitel 1) mit allen im Projekt als relevant eingeschätzten Zusatzinformationen (insbes. THG-Emissionen, Kosten, Gaserträge), welche in den Modellregionen auf Basis der Berechnung im GIS räumlich zu verorten sind. Über die normative Ebene der Ziele, die gesellschaftlich legitimiert sind, werden auf der Handlungsebene die beteiligten Akteure in die Lage versetzt, die auf der Sachebene ermittelten Sachverhalte, v. a. Emissionen und Kosten, mit den aus den Zielen resultierenden Soll-Zuständen zu vergleichen. Sind diese nicht übereinstimmend, resultieren Hemmnisse in Bezug auf die gesetzten Ziele sowie ein Handlungsbedarf zur Überwindung der Hemmnisse mit Hilfe konkreter Maßnahmen. Die Akteure beginnen, veranlasst durch die Einbeziehung der normativen Ebene, auf der Sachebene tätig zu werden. Es kommt zu Veränderungen im Gefüge der verschiedenen Ebenen, ein in Raum und Zeit iterativer Prozess kommt in Gang.

Bild 3-14: Systemstruktur Hemmnisse; verändert nach [Voigt, 1997, S. 14]



Definition vorhabenspezifischer Ziele als Grundlage der Hemmnisdefinition und -identifizierung

Die Nutzung von Biomasse zur Erzeugung von Strom, Wärme/Kälte und Biokraftstoffen spielt eine zentrale Rolle für die Erreichung (inter)nationaler Klimaschutzziele sowie für den in der EU bis 2020 angestrebten Anteil der EE am Gesamtenergiebedarf.

Eine Regionalisierung dieser bundesweit definierten Klimaschutzziele für verschiedene räumliche Ebenen (Bundesland, Landkreis, Planungsregion, naturräumlich abgegrenzte Region o. ä.) ist bisher nicht erfolgt[23], eine gezielte Priorisierung geeigneter Biomasse-Technologien in Abhängigkeit der jeweiligen regionalen Besonderheiten findet über die gegebenen Förderinstrumentarien bisher ebenfalls nicht statt. Die Etablierung der Biomasse-Technologien findet über die Bedingungen am Markt[24], die regional unterschiedlichen sozioökonomischen Randbedingungen (v. a. Investitionsbereitschaft, Eigenkapitalausstattung) sowie die allgemeinen Förderungen (Boni) statt. Dies gilt auch für die Frage der Biogaserzeugung und –nutzung in unterschiedlichen Verwendungspfaden.

Ob dieses Vorgehen gesamtgesellschaftlich im Hinblick auf die zu erreichenden Klimaschutz- und Energieeffizienzziele in definierten Zeiträumen zielführend ist, sei dahingestellt. Möglicherweise wird sich die Notwendigkeit ergeben, über regional, sozial und ökologisch angepasstere Strategien zur Förderung einer Markdurchdringung der in Rede stehenden Technologien nachzudenken. Eine volkswirtschaftliche Bilanzierung unter Berücksichtigung externer (negativer und positiver) Effekte der Technologien sowie der Förderstrategien liegt in ihrer Gesamtheit noch nicht vor; so ist nicht einmal einvernehmlich geklärt, ob die Beschäftigungseffekte der erneuerbaren Energien die damit einhergehenden Verluste in anderen Energiesektoren dauerhaft kompensieren.

Daher kann für die Modellregionen ex-ante keine absolute Zielgröße der zu erreichenden THG-Reduktion definiert werden, an der sich die raumbezogenen Hemmnisse messen lassen könnten. Als definiertes Ziel kann allein die absolute Reduzierung klimarelevanter Emissionen, gemessen als THG-Äquivalente in t/a, im Vergleich zu anderen Technologien gesetzt werden.

Der mögliche Beitrag von Biogas in den Modellregionen an diesem Ziel ist zu ermitteln. Hierbei sind verschiedene Szenarien rechenbar, deren mögliche Unterschiedlichkeit sich sowohl aus den gewählten Substraten und Technologien, aber auch aus den regionalen Gegebenheiten (z. B. Art des Substrates – Wirtschaftsdünger/NawaRo, Schlaggröße – Transporte, Einzugsgebietsgrößen, Durchschnittserträge – Flächenverfügbarkeit) ergibt.

Der Beitrag der energetischen Nutzung von Biogas im Hinblick auf die Minderungsziele für THG -Emissionen wird umso höher ausfallen, je größer die THG-Einspareffekte in Relation zu den Methan-Emissionen aus der Biogasproduktion und –nutzung sind. Hieraus ergibt sich eine Betrachtung entlang der Biogas-Prozesskette, d. h. von der land- und forstwirtschaftlichen Bereit-

[23] Mittlerweile existieren noch als vereinzelt zu bezeichnende regionale oder auch an Stadtgrenzen orientierte, mehr oder weniger verbindlich fixierte Zielfestlegungen; es ist zu erwarten, dass im Zuge der vielfältigen Förderprogramme und Wettbewerbe, so z. B. 100%Energie-Region und Energieeffiziente Stadt, eine Ausweitung raumbezogener Zielfestlegungen erfolgt. Noch offen ist, in welchem Maß diese tragfähig sein werden, wenn die Förderungen ausgelaufen sein werden.

[24] An räumlichen Darstellungen zur Verteilung von Solaranlagen wird deutlich, dass deren Hauptverbreitungsgebiete insbes. in den süddeutschen Bundesländern liegen, was nicht allein über die Sonnenscheindauer, sondern auch über die Finanzkraft der privaten Haushalte erklärbar ist.

stellung biogasfähiger Substrate über die Konversion bis hin zu den unterschiedlichen Biogasnutzungspfaden (vgl. Kapitel 1).

Es ist somit notwendig, sowohl Hemmnisse in Bezug auf möglichst geringe Emissionen bei der Substrat- und Biogaspoduktion/Bereitstellung und – nutzung sowie einen möglichst energieeffizienten Einsatz des erzeugten Biogases zu identifizieren.

Einstufung der entlang der Prozesskette ermittelten Hemmnisse und Einschätzung des Aufwandes zu ihrer Überwindung

Durch die Anwendung der Biogas-Prozesskette in den Modellregionen mit ihren Variationsmöglichkeiten in Bezug auf logistische Aspekte, Anlagentyp und Anlagengröße sowie Nutzungspfade des erzeugten Biogases können GIS-gestützt eine Reihe von Szenariobetrachtungen durchgeführt werden, in denen die Überwindung der identifizierten Hemmnisse und ihre Effekte in Bezug auf das anvisierte Ziel der THG-Reduktion simuliert werden können.

Mit Blick auf die innovative Entwicklung und Anwendung eines GI-Systems im Rahmen des Verbundvorhabens werden entlang der Prozesskette Biogas ein besonderes Augenmerk auf räumlich bedingte Hemmnisse gelegt sowie die aus Gutachtersicht maßgeblich beteiligten/relevanten Akteure und Handlungserfordernisse zur Überwindung der Hemmnisse benannt.

Die Beurteilungen erfolgen sozusagen ex-post auf Basis der einschlägigen Fachliteratur, aktuell z. B. [PG, 2008]. Im Rahmen der datenbankgestützten GIS-Anwendung für die Modellregionen können für jedes Prozesskettenelement (PE) die jeweiligen spezifischen Beiträge zur Gesamt-THG-Emission, indirekt somit auch zum Reduktionspotenzial bei Überwindung der Hemmnisse, die im betrachteten PE zum Tragen kommen, ausgewiesen werden. Über die vorgenommene verbale Einschätzung zur Einstufung des Hemmnisses können prioritäre, u. U. auch regionenspezifische Anknüpfungspunkte zu seiner Überwindung herausgearbeitet werden.

In diesem Sinne kann die Hemmnisanalyse auch dazu beitragen, einen strukturierten, akteurs- und sachbezogenen Gesamtüberblick hin zu einem zielführenden Mitteleinsatz in Bezug auf Biogas (Technik, Preise, Vergütungen, Boni) zu gewinnen und die an den unterschiedlichen Stellen der Prozesskette ansetzenden vorhandenen Strategien und Förderinstrumente zu optimieren bzw. neue zu entwickeln.

Für jedes Prozesskettenelement wird ein Datenblatt erstellt, das folgende Angaben enthält:

- Verbale Charakterisierung des Hemmnisses im jeweiligen PE
- Raumbezug
- Einschätzung zur Hemmnisintensität auf Basis des Anteils des jeweiligen PE an den Gesamt-THG-Emissionen der Prozesskette
- Akteure

- Überwindung des Hemmnisses
- Übergeordneter Handlungsbedarf
- Problematik, sonstige Aspekte.

Raumbezug wird hier verstanden als räumliche Bedingtheit des Hemmnisses und seiner Intensität. Die Prozesskette an sich hat in jedem ihrer Elemente insofern einen Raumbezug, als sie im Raum verortet werden kann. Wichtig ist im Hinblick auf die Überwindung von Hemmnissen jedoch die Frage, ob die Ausprägung/Intensität des Hemmnisses aufgrund räumlich-funktionaler Verflechtungen überhaupt erst verursacht wird oder beeinflusst werden kann. Die Intensität des Raumbezuges wird als gutacherliche Einschätzung in einer dreiteiligen ordinalen Skala abgebildet.

Zur Einstufung der Hemmnisintensität ist ebenfalls eine dreigliedrige ordinale Skala gewählt worden. Die Basis für diese generalisierte Darstellung bilden die im Projektablauf zur Verfügung gestellten Berechnungsergebnisse aus dem GI-System in der Einheit t/a CO_2-Äquivalent. Der Zuordnung zu einer Klasse liegt der jeweilige Anteil des PE an den Gesamt-THG-Emissio-nen der Prozesskette zugrunde. Die Berechnungsergebnisse weisen eine sehr große Spannweite zwischen den unterschiedlichen PE, aber vergleichsweise geringe Unterschiede in den Größenordnungen eines einzelnen PE für unterschiedliche Biogasanlagen auf. Vor diesem Hintergrund ist für die Anlagen, die unterhalb des Grenzkostensatzes von 10 ct/kWh ($H_{i,N}$) produzieren (vgl. Abschnitt 3.3.2) das gewichtete Mittel der einzelnen Emissionen der Prozesskettenelemente ermittelt worden, so dass eine Klassifizierung der Elemente nach Treibhausgasemissionen möglich gewesen ist.

Die gewichtete Mittelwertbildung aller Biogasanlagen in den Modellregionen zeigt drei Klassen für die Einstufung der Prozesskettenelemente:

- Knapp bzw. größer 25 % (sehr hoch)
- > 1 % bis knapp 5 % (mittel-gering)
- unter 1 % (sehr gering - z. T. rechnerisch 0).

Der Beschreibung der Akteure sowie der Möglichkeiten zur Überwindung der Hemmnisse liegen aktuelle Literaturrecherchen zugrunde.

Die hier als übergeordneter Handlungsbedarf bezeichneten Gesichtspunkte sind überwiegend juristisch-administrativer und politischer Natur. Erstere sind soweit möglich innerhalb des Verbundvorhabens mit der Ruhr-Universität Bochum abgestimmt. Hierunter fallen auch alle Gesichtspunkte zum Thema Beratung, Information, Öffentlichkeitsarbeit.

Unter die Rubrik Problematik fallen alle Aspekte, die sich z. B. aus Marktunvollkommenheiten, dem deutschen Strommix u. ä. ergeben.

3.8.2 Ermittlung, Einstufung und Überwindbarkeit der THG-Reduktions-Hemmnisse entlang der Prozesskette Biogas

Aus der Vielzahl der möglichen Randbedingungen der Biogasproduktion (z. B. Systemgrenzen der Emissionsberechnung, Anlagentechnik, Standort,

Art und Herkunft der Substrate) sind folgende zur Emissionsberechnung ausgewählt worden:

- es liegen die Biogasanlagencharakteristika und die errechneten Potenziale für die Substrate Mais und Gülle zugrunde
- THG-Emissionsberechnung über alle Einzugsgebiete in den beiden Modellregionen als gewichtetes Mittel der Anlagen mit Produktionskosten unter 10 ct/kWh ($H_{i,N}$).

Zu beachten ist, dass alle Prozesse, die nicht unmittelbar durch die Biogasproduktion verursacht sind, nicht in die Emissionsbetrachtung aufgenommen wurden (z. B. Prozesse in Fußnote 33), somit außerhalb der Systemgrenzen liegen und anderen Verursachern zugeschrieben werden: z. B. die mit der Tierhaltung einhergehenden Emissionen (PE 2b) inklusive der Lagerung für Gülle und Festmist (PE 3b) am Tierhaltungsstandort.

Die Darstellung für die einzelnen Prozesskettenelemente erfolgt in tabellarischen Übersichten nach dem folgenden, in Tabelle 3-24 dargestellten, Muster.

Tabelle 3-24: Muster Hemmnis-Datenblatt

Prozesskettenelement	**Beurteilung**
Hemmnis	Charakterisierung Hemmnis Raumbezug: 3teilige Skala auch ggf. vorhandene Wechselbeziehungen der PE untereinander, die z. B. erst gemeinsam zu Hemmnissen werden, kumulative Effekte bei Hemmnissen
Einstufung Hemmnis	3-teilige Skala, Beitrag des PE in Relation zur Prozesskette insg. auf Basis der Berechnungen in GIS/Datenbank
Akteur	Hauptsächlich tätig am PE, insbes. Landwirte, Anlagenbetreiber, Investoren
Beteiligte Akteure	»von außen« einwirkende Akteure, v. a. Genehmigungsbehörden, (Finanz-)Berater, Investoren, Ingenieur-Planer, Öffentlichkeit (sowohl durch Anlage konkret Betroffene wie auch sonstige interessierte Öffentlichkeit)
Überwindung Hemmnis	geeignete Mittel sind zur Hemmnisüberwindung (Technologien inkl. Netzbetrieb, -ausbau, normative Vorgaben, Strategien, Information u. ä.)
Übergeordneter Handlungsbedarf	Insbes. normativer Art (Gesetzgebung und Gesetzesvollzug), aber auch Politik
Problematik	Verbleibende ungelöste Aspekte, kumulative Effekte, Wechselwirkungen mit anderen PE

Eine zusammenfassende Übersicht bzgl. der Einstufungen der einzelnen PE bietet die Tabelle 3-25. Daran anschließend erfolgt eine Einschätzung zur Überwindbarkeit der identifizierten Hemmnisse (vgl. Tabelle 3-26).

Tabelle 3-25: Ergebnisse der Hemmnisanalyse THG für Biogas-Prozesskette (ohne Nutzungspfade Biomethan)

Raumbezug Hemmnis	Einstufung Hemmnis**		
	Sehr hoch – hoch	Mittel mittel – gering	Gering gering – sehr gering
Hoch	PE auf der landwirtschaftlichen Fläche, d. h. Kombination PE 1, 2a und 6ab3: Anbau/Pflege/Ernte für alle BGA-Typen mit NawaRo inkl. Gärrestausbringung PE 2a (2) THG-optimierte Steuerung Energiepflanzenanbau		PE 4a Transport PE 4a2 (Zwischen-) Transport/Einbringung PE 4b Transport PE 6ab3 Emissionen aus Diesel bei Gärrestausbringung
Mittel			PE 3b Güllelager zur BGA
Gering, sehr gering	PE 6ab Vergärung BGA PE 8ab Aufbereitung Rohgas	PE 5ab mischen, einbringen Gärsubstrat PE 5b Mazerator PE 6ab2 Gärrestlager (NawaRo-BGA)	PE 3a Dieselverbrauch Einlagerung PE 3a2 Substrat-Zwischenlager BGA

* Ausprägung/Intensität aufgrund räumlicher Bedingtheit verursacht oder beeinflussbar
** relativer Anteil des jeweiligen PE an der THG-Emission entlang der Prozesskette, die Einstufung erfolgte auf Basis der Emissionsberechnungsergebnisse in den GIS-Szenarien

Die Ergebnisse der Berechnungen weisen eine sehr große Spannweite zwischen den unterschiedlichen PE, aber vergleichsweise geringe Unterschiede in den Größenordnungen eines einzelnen PE für die Modellregionen auf. Diese generelle Aussage trifft auf alle gerechneten Varianten zu, unabhängig von der Art des Substrates, den Transportstrecken der Substrate oder den Schlaggrößen. Da der Boden als Methansenke bzw. Quelle von THG nicht implementiert ist, finden sich auch keine ggf. standörtlich bedingten Unterschiede zwischen den Modellregionen, so sind die Unterschiede zwischen den Modellregionen aufgrund der hier getätigten Untersuchungen als marginal zu beschreiben.

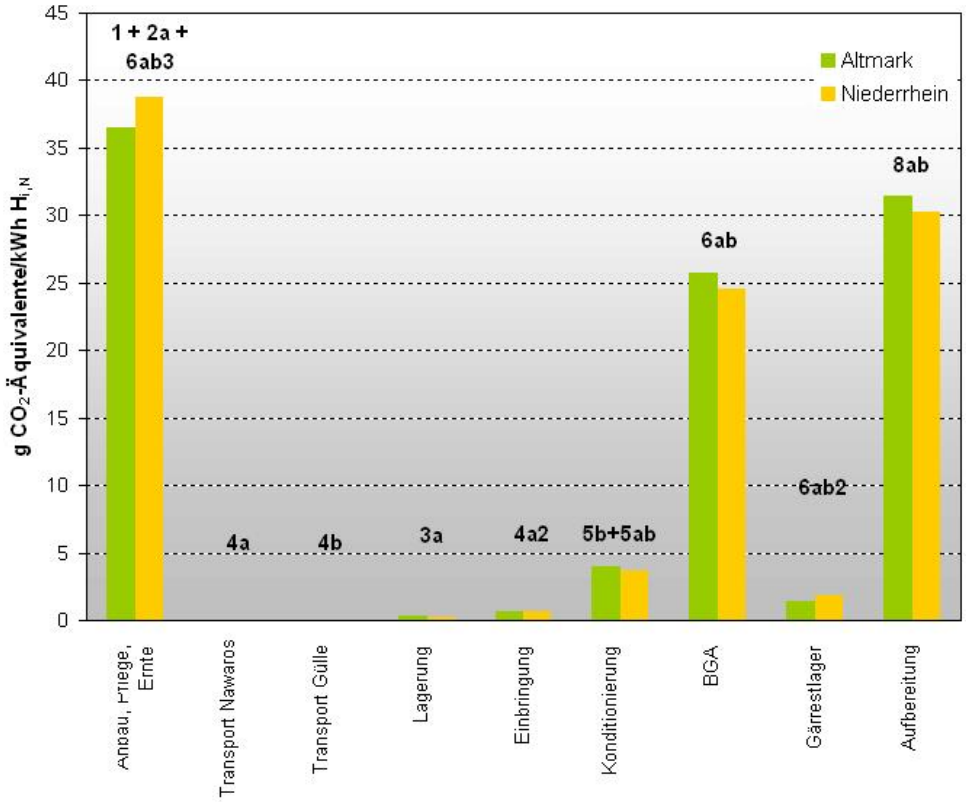
Es wird die besonders hohe Bedeutung des PE2a Anbau, Pflege und Ernte der Substrate (in Kombination mit PE 1 und PE6ab3) für die Gesamtemissionen von THG innerhalb der Prozesskette deutlich. Dies ist das einzige PE mit hohem Raumbezug und gleichzeitig sehr hohen THG-Emissionsanteilen in der Prozesskette. Diese Prozesskettenelemente sind hier gemeinsam geführt, da eine eindeutige Trennung in der Bilanzierung nicht möglich war (z. B. Ausbringungsprozess Mineraldünger und Ausbringungsprozess Gärrest).
Auch die technischen Elemente 6ab und 8ab haben einen sehr hohen Anteil

an den Gesamtemissionen des Technologiepfads, wobei der Raumbezug als gering eingestuft wird.
Mit großem Abstand folgen die Elemente Substratkonditionierung (5ab und 5b) sowie mit weiterem Abstand das Gärrestlager (6ab2).

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die größten Potenziale der hier betrachteten Prozesskette im Hinblick auf die Reduzierung der THG-Emissionen (und somit die Beseitigung von Hemmnissen in der obigen Definition) bei der landwirtschaftlichen Produktion selbst sowie in einer optimalen Technik und Führung der BGA und Aufbereitung des Rohbiogases liegen.

Bild 3-15 veranschaulicht diese Aussagen beispielhaft für die Mittelwertanlagen der beiden Modellregionen.

Bild 3-15: Prozesskette, prozentualer Anteil THG-Emissionen (gewichtetes Mittel) der Prozessketten-elemente



Der auf Basis von Expertenwissen innerhalb des Verbundvorhabens wie auf Basis von Literatur abgeschätzte Aufwand, z. B. [PG Biogas, 2008], zur Überwindung der Hemmnisse bezieht sich sowohl auf technisch-konstruktiven, anbautechnischen, wirtschaftlichen, normativen und planerischen Aufwand wie auch auf Informations-/Kommunikationsaufwand. Bei der Abschätzung zum Aufwand einer Überwindung der identifizierten Hemmnisse erfolgt eine Beschränkung auf die PE mit einem hohen und mittleren – geringen Beitrag zu den Gesamt-THG-Emissionen entlang der Prozesskette (vgl. Tabelle 3-26).

Tabelle 3-26: Aufwand zur Überwindung identifizierter Hemmnisse entlang der Prozesskette Biogas

Gewichtetes Hemmnis nach Prozesskettenelementen (PE)	Aufwand zur Überwindung identifizierter Hemmnisse		
	Hoher Aufwand*	**Mittlerer Aufwand***	**Geringer Aufwand***
PE mit hohem THG-Emissionsanteil bezogen auf die Prozesskette			
PE 2a Anbau/Pflege/ Ernte in der Praxis	*Anbautechnisch*: natürliche Prozesse nur bedingt beeinflussbar, auch Düngerbereitstellung unter dem Gesichtspunkt THG nur noch gering optimierbar	*Information/Kommunikation:* Beurteilung der Anbaueignung biogasfähiger Substrate unter dem Gesichtspunkt THG-Reduktion und Berücksichtigung bei betrieblicher Anbauplanung	
	Informatorisch: Entwicklung und Etablierung von Zertifizierungssystemen für Anbau von NawaRo/Energiepflanzen	*Informatorisch:* Beratung durch landwirtschaftliche Institutionen zur Zertifizierung	
PE 1: hier Steuerung Energiepflanzenanbau	*Normativ*: Agrar(förder)recht EU und VO anpassen; Unterschutzstellung/Nutzungsbeschränkungen nach BNatSchG + BBodSchG; städtebauliche Verträge nach BauGB	*Information/Kommunikation:* Erzielung von Zustimmung im Agrarsektor zu normativen Vorgaben *Agrarplanerisch:* Vermittlung und Integration neuester FuE-Erkenntnisse in der Praxis durch die entspr. Institutionen	
PE 6ab Vergärung BGA	Verringerung Strombedarf, Reduktion Methanverlust		
PE 8ab Rohgasaufbereitung	Verringerung Strombedarf Gasverdichtung, Reduktion Methanverlust	Wirtschaftl. Optimierung Entschwefelung; Reduktion Aufbereitungsaufwand (Technik, Kosten) durch Reduktion Qualitätsanforderungen Gasnetz bzw. optimierte Einspeisung	
* technisch-konstruktiv (FuE), anbautechnisch, wirtschaftlich/finanziell, normativ/Prämien, planerisch, Informations-/Kommunikationsaufwand			
PE mit mittlerem THG-Emissionsanteil bezogen auf die Prozesskette			

Gewichtetes Hemmnis nach Prozesskettenelementen (PE)	Aufwand zur Überwindung identifizierter Hemmnisse		
	Hoher Aufwand*	**Mittlerer Aufwand***	**Geringer Aufwand***
PE 6ab2 Gärrestlager, insbes. Nawa-Ro-BGA	*Finanziell* Abdeckung Gärrestlager bei Altanlagen *Techn.-konstruktiv:* höherer Automatisierungsgrad der Anlagen mit optimierter Betriebsführung, Industriestandard bei bautechnischer Ausführung	*Finanziell* Abdeckung Gärrestlager *Techn.-konstruktiv:* Minimierung diffuse CH_4-Leckagen durch best practice bei Neuanlagen	*Techn.-konstruktiv:* Minimierung Strombedarf (Rührwerke) durch optimierte Betriebsführung, optimierte Silierungspraxis und damit Reduktion von Atmungsverlusten der Silage (höherer Gasoutput)
PE 5ab und 5b	Verringerung Strombedarf		

3.9 Identifizierung weiterer Entscheidungsunterstützungs- und Abfragepotenziale des GI-Systems entlang der Prozesskette Biogaseinspeisung

Vor dem Hintergrund der allgemeinen Zielstellung des Verbundvorhabens, Überwindung von Hemmnissen bei der Biogaseinspeisung zur THG-Reduktion unter Nutzung eines GI-Systems, werden in diesem Kapitel Möglichkeiten für ergänzende, auf die unterschiedlichen Akteure zugeschnittene Applikationen/Abfragen und Schnittstellen zu anderen, existierenden Informationssystemen aufgezeigt, die der Erreichung dieser Zielstellung dienlich sein können. Sie können bei Implementierung in ein GI-System und/oder eine zu entwickelnde Geodateninfrastruktur in ihrer Gesamtheit der Entscheidungsunterstützung einzelner Akteure oder von Akteursgruppen im Kontext der energetischen Nutzung von Biomasse und somit auch der Überwindung von Hemmnissen bei der Biogaseinspeisung resp. anderen Nutzungspfaden des Biogases dienen.

Im Zentrum dieses Kapitels steht somit die Fortführung und Ergänzung der Betrachtung raumbezogener Hemmnisse durch Unterstützung der an der Prozesskette Biogas beteiligten Akteure mit einem GI-System. Es erfolgt hier gegenüber Kapitel 3.8 eine Erweiterung der Hemmnisbetrachtung in dem Sinne, dass die alleinige Fokussierung der Hemmnis-Thematik auf die THG-Reduktion entfällt. Es wird hier ergänzend untersucht, welche Potenziale GI-Technologien bieten, barrierefrei, schnell und nach Möglichkeit kostengünstig alle im Entscheidungs-, Planungs-, Genehmigungs-, Bau-, Betriebs- und Vermarktungsprozess benötigten Informationen gebündelt zu erlangen. Wichtige Aspekte sind im akteursbezogenen Kontext ferner die Generierung neuer Informationen zur Deckung von (weitergehenden) akteursspezifischen Informationsbedürfnissen entlang der Prozesskette Biogas sowie von Akzeptanz für BGA.

Im Anschluss an die Einführung zu Information als Rohstoff und zur Notwendigkeit eines (auch raumbezogenen) Managements der Informationen erfolgt eine Darstellung zu den Potenzialen einer akteursspezifischen Weiterentwicklung des vorliegenden GI-Systems zur Biogaseinspeisung (vgl. Kap. 3.9.1.1). Einen zusammenfassenden, ergebnisorientierten Überblick bietet am Ende der Einführung die Tabelle 3-27. Kapitel 3.9.1.2 beschäftigt sich auf Basis der in diesem sowie weiteren Vorhaben gewonnenen Erfahrungen mit Eignung und Verfügbarkeit von Geobasis- und Fachdaten.

Um räumlich verteilte Ressourcen (Rohstoffe, Biomasse, Abfälle) effektiv und effizient nutzen zu können, sind eine Vielzahl von Daten und Informationen[25] erforderlich. Sie bilden die grundlegenden »Rohstoffe«, um die räumlich verteilt vorliegenden (z. B. Biomasse, Verkehrswege) bzw. zu planenden Elemente einer Prozess- oder Stoffstromkette/eines Stoffstromkreislaufes (z. B. Zwischenlager, Aufbereitungsanlagen des Rohstoffes Biomasse gem. technologischer Anforderungen) zu einem sinnvollen Ganzen zusammenzufügen (vgl. Bild 3-16).

Informatik und Datenverarbeitung (EDV) benutzen Daten als (maschinen-) lesbare und bearbeitbare Repräsentation von Information. Information ist ein

[25] Nach der techn. Norm DIN 44300 Nr. 19 sind Daten Informationen, die durch Zeichen oder kontinuierliche Funktionen aufgrund bekannter oder unterstellter Abmachungen zum Zweck der Verarbeitung dargestellt werden.

sehr weitläufig verwendeter und daher wissenschaftlich schwer abzugrenzender Begriff. Im allgemeinen Sprachgebrauch sowie in einigen Wissenschaften (Semiotik, Informationswissenschaften) wird »Information« mit »Bedeutung« oder »übertragenem Wissen« gleichgesetzt. Information wird dabei verstanden als Wissenstransfer bzw. »Wissen in Aktion«. Information entsteht in diesem Sinne immer nur punktuell, wenn zur Problemlösung Wissen benötigt wird. Dieses Wissen geht als Information aus einem Wissensvorrat in einen anderen über, beispielsweise aus einer Datenbank in den Wissensvorrat eines Menschen. Daten werden zu Informationen, wenn sie für das betreffende Individuum oder seine Gruppe in einem Bedeutungskontext stehen. Information wird auf diese Weise zur Nachricht, die beim Empfänger eine Veränderung im Denken und Handeln auslösen kann.

Identische Daten werden in voneinander unterscheidbaren Bedeutungskontexten, d. h. unter verschiedenen Interpretationen, jeweils unterschiedlich strukturiert und können somit zu Informationen werden, die sich im Wiedererkennungs- und Neuigkeitsgehalt von ihrer An-/Verwendung im ursprünglichen Bedeutungskontext unterscheiden. Aus dem skizzierten theoretischen Hintergrund ergibt sich, dass auch solche Daten, die in einem anderen Kontext als dem zunächst maßgebenden entstanden sind, durch die Verwendung in einem anderen inhaltlichen Zusammenhang zu einer Erweiterung/ Neuerung des Wissens im Hinblick auf die jeweilige Fragestellung führen (können).

Dieser (scheinbar) triviale Umstand begründet die Marktfähigkeit von Daten und die Möglichkeit für die »Besitzer« von Daten, diese wirtschaftlich zu verwerten.

Information kann daher als wirtschaftliches Gut angesehen werden, indem Information im Unternehmen durch Einsatz anderer Produktionsfaktoren (Menschen, Computer, Software, Kommunikation etc.) produziert oder von außen angekauft werden kann. Information hat somit einen Wert, der handelbar ist. Der Wert ergibt sich aus dem Nutzen der Information und den Kosten zur Produktion, Bereitstellung und Weiterleitung. Problematisch hierbei ist, dass der potenzielle Käufer den Wert der Information nicht immer im Voraus kennt und sie teilweise erst nachdem er sie erworben hat, bewerten kann (sog. Informationsparadoxon). Bereits der angestrebte Handel mit Information ist dabei mit dem Problem asymmetrischer Information behaftet. Weiterhin kann Information auch als Produktionsfaktor verstanden werden. Information wird nicht nur konsumptiv genutzt, sondern kann produktiv verwendet werden.

Wie in [Linde, 2008] ausgeführt, hat die Ökonomie lange Zeit ausgeblendet, dass Information im Wirtschaftsleben überhaupt eine Rolle spielt. Die neoklassische Wirtschaftstheorie geht davon aus, dass alle Marktparteien immer über dieselben vollkommenen Informationen verfügen, d. h. für alle Marktteilnehmer ist vollkommene Markttransparenz unterstellt worden. Spätestens mit der Vergabe des Nobelpreises 2001 an Wirtschaftswissenschaftler, die sich mit dem Problem der asymmetrischen Information beschäftigt haben, dürfte die Illusion dieser Annahme klar sein.

Informationsgüter weisen nach [Linde, 2008] besondere Eigenschaften auf, die sie von Konsumgütern unterscheiden. Der Nutzen von Informationsgütern für den einzelnen Konsumenten hängt nicht nur von den Eigenschaften

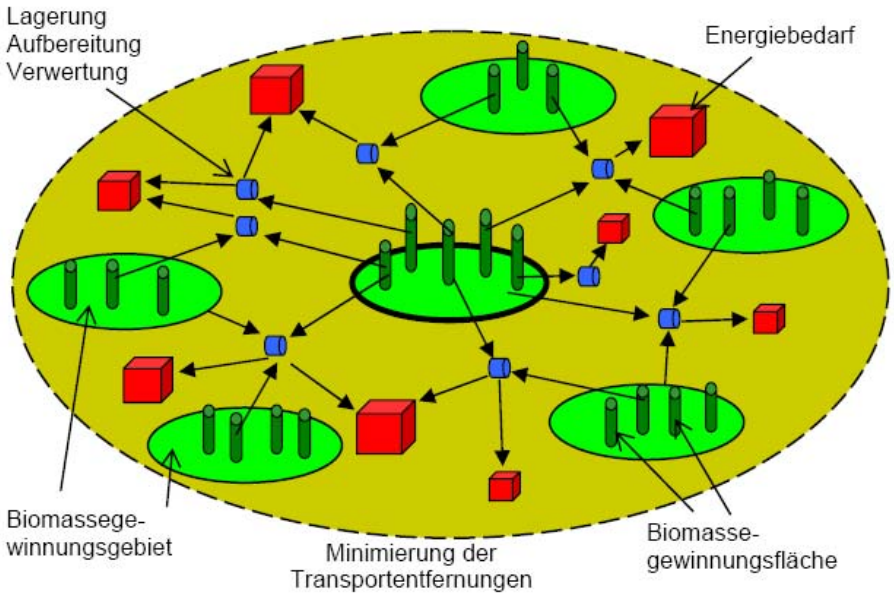
des Informationsgutes selbst ab, sondern auch von der Gesamtzahl der (Mit-)Konsumenten. Es handelt sich bei Informationsgütern daher um sogenannte Netzwerkgüter. Der Nutzen für den einzelnen Konsumenten des Informationsgutes kann mit der Zahl der Mitkonsumenten ansteigen, weil z. B. im Fall der hier in Rede stehenden GI-Systeme eine erhöhte Austauschbarkeit von Informationen durch die Nutzung des GI-Systems durch viele Nutzer einhergeht. Diese Netzwerkeffekte können bewirken, dass sich ein Informationsprodukt am Markt nicht (allein) aufgrund seiner Qualität durchsetzt, sondern vor allem wegen seines Verbreitungsgrades. Ein bekanntes Beispiel hierfür ist Textverarbeitungssoftware.

Hemmnisse bei der Nutzung bzw. Nutzbarkeit von Informationen können vielfältig sein. Selbst wenn der Datennachfrager sich soweit es die Umstände zulassen, über das vermutete Datenlager beim Datenanbieter vorinformiert hat, ist regelmäßig nicht davon auszugehen, dass das Datenlager im Hinblick auf die Fragestellung optimal ausgeschöpft werden kann, wenn der Prozess der Datenerkundung nicht systematisch durch die Datenbesitzer gestützt wird.

Ein weiteres Hemmnis bei der optimalen Ausschöpfung von Datenlagern kann in Form des Datenschutzes (Schutz personenbezogener Daten) bestehen und der damit einhergehenden Notwendigkeit und ggf. auch Schwierigkeit, Daten zu anonymisieren. Der Preis für die Ware Information kann ferner so bemessen sein, dass ein Erwerb der Daten bzw. der Nutzungsrechte an ihnen nicht möglich ist und sich hemmend auf die Nutzung und ggf. Generierung neuer Informationen auswirkt [Voigt et al., 2007].

Die Nutzung von Biomasse zur Erzeugung von Biogas oder Biomethan, ihre Weiterverwendung in unterschiedlichen energetischen Nutzungspfaden und die damit verbundene Suche nach optimalen Biogasanlagenstandorten für die verschiedenen Nutzungsoptionen wirft eine Vielzahl von Fragen auf. Diese Fragestellungen ergeben sich aus den unterschiedlichen Interessen und Sichtweisen der beteiligten Akteure/Akteursgruppen. Bis zur Inbetriebnahme einer BGA mit Nutzung des erzeugten Biogases/Biomethans wird eine Vielzahl an Informationen benötigt, die überwiegend raumbezogen sind und aus der jeweiligen Sicht der Akteure in zielführende Beziehungen zueinander gesetzt, analysiert und bewertet (vgl. Kap. 2 und Bild 3-16) werden müssen.

Bild 3-16: Verräumlichung von Prozessketten [Voigt et al., 2007]



Für die Untersuchung komplexer räumlicher Zusammenhänge, wie sie bei der Planung von Biogasanlagenstandorten insbes. im Hinblick auf eine systematische Erschließung des tatsächlichen Standortpotenzials und eine Optimierung der Nutzungspfade des erzeugten Biogases oder Biomethans notwendig sind, bietet sich ein GI-System im besonderen Maße an. Es erlaubt, unter der Voraussetzung der Verfügbarkeit entsprechender Daten, die vielfältigen Abhängigkeiten und in raum-zeitlicher Hinsicht dynamischen Vorgänge im gewählten Untersuchungsgebiet zu erfassen, nachzuvollziehen und aus der jeweiligen Sicht und Interessenslage der Akteure heraus angemessen zu bewerten (vgl. weitergehend [Voigt et al., 2008] und [Brinkhoff, 2008]). Ziel einer solchen GI-System-Entwicklung ist im Allgemeinen, den Akteuren einen einfachen und schnellen Zugang zu den jeweils relevanten Informationen zur Verfügung zu stellen und entscheidungsunterstützend zu wirken.

Folgende Akteure sind an der Prozesskette Biogas im Wesentlichen beteiligt vgl. z. B. [Hoffmann, 2007], [Voigt, 2007]; [PG Biogas, 2008]:

- Lieferanten biogasfähiger, landwirtschaftlich erzeugter Substrate, insbes. NawaRo inkl. Holz aus KUP sowie Gülle; im Wesentlichen landwirtschaftliche Betriebe
- Lieferanten sonstiger biogasfähiger Substrate, insbes. Bioabfälle und Landschaftspflege i. w. Sinne (u. a. öffentlich-rechtliche Institutionen mit Zugriff auf (potenziell) biogasfähige Substrate)
- Betreiber/Besitzer von BGA
- Landwirtschaftliche Beratung, auch Internetangebote verschiedenster Art (z. B. Bauernverband, Landwirtschaftskammer, »Biogas-Rechner«)

- Landwirtschaftliche Dienstleister aus dem produktiven Bereich (z. B. Maschinenringe, Holzernteringe, Logistikunternehmen)
- Eigentümer land- und forstwirtschaftlich nutzbaren Bodens (v. a. Privatpersonen, Genossenschaften, BVVG in den NBL)
- Finanzdienstleister (u. a. örtliche/regional tätige Kreditinstitute) und (überregionale) Investoren
- Hersteller Anlagenbau, Elektro-, Filter- Pumpentechnik sowie Wartungsfirmen
- Tief- und Hochbauunternehmen (Bau von Verkehrswegen, Leitungen, Silos, Gülle-, Gärrestlagern usw.)
- Netzbetreiber (Erdgas, Fern-/Nahwärme, Strom, Tankstellen)
- Energieversorgungsunternehmen (v. a. Bereitstellung von Gas, Strom, Kraftstoff)
- Planer aus den Bereichen Ingenieurwesen und Standortfindung
- Genehmigungsbehörden
- öffentliche Hand (Lokalpolitik)
- (Fach-)Verbände als eine Form der Öffentlichkeit (ggf. Entwicklung von Schnittstellen)
- Öffentlichkeit unterschiedlicher Ebenen und Interessenslagen, wie z. B. Anwohner, lokale/(über-)regionale Presse (Informations-/Kommunikationsbedarf, Netzwerkbildung)
- »Endverbraucher« von Energie in unterschiedlicher Form.

In der folgenden Tabelle 3-27 sind die Akteure der Übersichtlichkeit halber zu Akteursgruppen zusammengefasst. Die Tabelle bietet entlang einer generalisierten Biogas-Prozesskette eine akteursbezogene Übersicht zu weiteren im Hinblick auf die Biogasproduktion und seine Verwendung zielführenden Anwendungsmöglichkeiten, die über die bisher im Verbundvorhaben realisierten GI-System-Anwendungen hinausgehen. Hinsichtlich der Bereitstellung der mit erweiterten GI-System-Anwendungen verbundenen neuen Informationen sind verschiedene Vorgehensweisen denkbar, z. B.

- Entwicklung privatwirtschaftlicher und berufsständischer Dienstleistungsangebote
- Aufbereitung vorhandener fachspezifischer Daten der öffentlichen Hand für eine breitere Nachfrage
- und deren möglichst barrierefreie Zugänglichkeit (Kostenfreiheit, einfach zu bedienende Benutzeroberflächen, Interoperabilität, Einhaltung von Datenstandards u. ä.).

Zum Teil würde dies zunächst jedoch die Lösung datenschutzrechtlicher Probleme/Vorbehalte gegenüber der Veröffentlichung detaillierter, raumbezogener Informationen voraussetzen (insbes. InVeKoS).

Die folgende Darstellung blendet die angedeuteten Probleme aus. Es wird vielmehr davon ausgegangen, dass ein auf die im Zusammenhang mit der Erzeugung und Nutzung von Biogas/Biomethan zugeschnittenes Geoinfor-

mationssystem zunehmend ein System unter vielen wird, das sich nahtlos in die IT-Infrastruktur einer Organisation/Akteursgruppe einbetten wird und dass die sich hierbei zeigenden Probleme gelöst werden. Wichtige Schritte in Richtung zu sog. offenen GI-Systemen mit verbesserter Interoperabilität (geeignete Geodatenformate, - modelle, -schnittstellen) sind bereits getätigt. Hierzu gehört auch die Anbindung von GI-Systemen an handelsübliche Datenbanksysteme und standardisierte Datenmodelle, so dass beliebige Anwendungen Geodaten aus der Datenbank auslesen bzw. in der Datenbank ablegen können. Aktuelle Trends der Geo-Datenbankentwicklung wie spatio-temporale Datenbanken, Spatial Data Mining, mobile Geodatenbanken sowie Sensornetzwerke und Datenströme werden das GI-System ergänzen und abrunden [vgl. Brinkhoff, 2008].

Tabelle 3-27: Prozesskette - Akteure - erweiterte GI-System-Anwendungen

Prozessschritte	**Biomassebereitstellung / und -aufbereitung (Anbaubiomasse/Reststoffe)**			**Lager**	**Transporte**	**Vergärung**	**Nutzungs-pfade**
Prozesskettenelemente	**1 Anbauflächen**	**2a + 2c A/P/E**	**2b Tierhaltung**	**3a – 3c**	**4a – 4c**	**5a – 6ab3 vor-, nachgelagerte Prozesse**	**8ab – 10a-d**
Akteure:	**weitere GI-System-Anwendungen, GI-System-Schnittstellen, Informationsportal**						
Landwirtschaftlicher Betrieb (Erzeuger Biomasse)	BVVG-GI-System Schnittstelle (Preis, Fläche) Verfügbare Flächen (Angaben der Verpächter) Anbaueignung verfügbarer Flächen Empfindlichkeit/Restriktion Flächen-/Nutzungskonkurrenzen Pachtkosten	Flächenbezogenes Biogaspotenzial Erweiterung der Substratarten Ist-Zustand Modellbildung hinsichtlich Klima, Fruchtfolge, Boden etc. Räumlich hoch aufgelöstes, fruchtartspezifisches Ertragspotenial Best-practice-Beispiele Energiepflanzenanbau	GVE-Biogaspotenzial unter- und oberhalb der BImSchG Genehmigungsgrenze spezifisches Biogaspotenzial von GVE »Gülle-Marktplatz«	Bei Neubau: optimale Verortung	Optimierung innerbetrieblicher Logistikkosten		
Lieferanten sonstiger biogasfähiger Substrate, insbes. Bioabfälle und Landschaftspflege i. w. Sinne	Verortung der Flächen	Schnittstellen zu den Kommunen, Landschaftspflegebetrieben Erstellen von Datenbanken Ermittlung von gebiets-, substratbezogenen Erfahrungswerten zu den Hektarerträgen Räumlich hoch aufgelöstes, fruchtartspezifisches Ertragspotenzial Best-practice-Beispiele zur Gewinnung räumlich dispers verteilter Biomasse		Bei Neubau: optimale Verortung	Optimierung innerbetrieblicher Logistikkosten		

Betreiber/Besitzer BGA						Datenbank, Analyse für die eigenen betrieblichen Daten Auf Betrieb zugeschnittene techn.-konstruktive Konzepte Informationen, Beratung, Anleitung	Schnittstelle zu Netzbetreibern Informationen zu Entfernung, Einspeisedruck, -qualität Kontakte (Gashändler, -abnehmer)
Landwirtschaftliche Beratung	Kontakte, Werbung, Informationen, Visualisierung der Auskunftspunkte	Kontakte, Werbung, Informationen, Visualisierung der Auskunftspunkte	Kontakte, Werbung, Informationen, Visualisierung der Auskunftspunkte				
Landwirtschaftliche Dienstleister	Kontakte, Werbung, Informationen, Visualisierung der Auskunftspunkte	Kontakte, Werbung, Informationen, Visualisierung der Auskunftspunkte	Kontakte, Werbung, Informationen, Visualisierung der Auskunftspunkte		Kontakte, Werbung, Informationen, Visualisierung der Auskunftspunkte Optimierung Logistikkosten		
Eigentümer/Verpächter Agrarflächen, auch BVVG	BVVG-GI-System Schnittstelle (Preis, Flächen) Verfügbare Flächen (Angaben der Verpächter, Bodenmarkt)	Regionalisierte, erschließbare Biogaspotenziale					
Hersteller Anlagen, Elektro-, Filter-, Pumpentechnik, auch Wartungsfirmen		Regionalisierte, erschließbare Biogaspotenziale als Basis für Geo-Marketing		Kontakte, Werbung, Informationen, Visualisierung der Auskunftspunkte		Kontakte, Werbung, Informationen, Visualisierung der Auskunftspunkte	Kontakte, Werbung, Informationen, Visualisierung der Auskunftspunkte
Tief- und Hochbau				Kontakte, Werbung, Informationen, Visualisierung der Auskunftspunkte		Kontakte, Werbung, Informationen, Visualisierung der Auskunftspunkte	Kontakte, Werbung, Informationen, Visualisierung der Auskunftspunkte
Ingenieurdienstleistungen (techn. Auslegung, Standortfindung, -genehmigung)				Kontakte, Werbung, Informationen, Visualisierung der Auskunftspunkte		Kontakte, Werbung, Informationen, Visualisierung der Auskunftspunkte	Kontakte, Werbung, Informationen, Visualisierung der Auskunftspunkte

Finanzdienstleister, Investoren				Kontakte, Werbung, Informationen, Visualisierung der Auskunftspunkte Landschaftsmodellierung		Kontakte, Werbung, Informationen, Visualisierung der Auskunftspunkte Landschaftsmodellierung	
Netzbetreiber (Gas-, Nah-/ Fernwärme-, Strom-, Tankstellennetzbetreiber)							Schnittstelle Netzbetreiber-Akteur Informationen zu Entfernung, Einspeisedruck, -qualität Kontakte (Gashändler, -abnehmer)
Energieversorgungsunternehmen							Schnittstelle EVU-Akteur Informationen zu Entfernung, Einspeisedruck, -qualität, Abnahme Kontakte (Gashändler, -abnehmer)
Juristisch-administrativer Sektor (Genehmigungsbehörden, Anwälte)				Kontakte, Werbung, Informationen, Visualisierung der Auskunftspunkte Schnittstelle zu den Datenbanken der Verwaltungen, Ämtern Landschaftsmodellierung		Kontakte, Werbung, Informationen, Visualisierung der Auskunftspunkte Schnittstelle zu den Datenbanken der Verwaltungen, Ämtern Landschaftsmodellierung	Kontakte, Werbung, Informationen, Visualisierung der Auskunftspunkte Schnittstelle zu den Datenbanken der Verwaltungen, Ämtern
Öffentliche Hand (v. a. Regional-, Lokalpolitik)	Kontakte, Werbung, Informationen, Visualisierung der Auskunftspunkte	Kontakte, Werbung, Informationen, Visualisierung der Auskunftspunkte	Kontakte, Werbung, Informationen, Visualisierung der Auskunftspunkte	Kontakte, Werbung, Informationen, Visualisierung der Auskunftspunkte	Kontakte, Werbung, Informationen, Visualisierung der Auskunftspunkte	Kontakte, Werbung, Informationen, Visualisierung der Auskunftspunkte	Kontakte, Werbung, Informationen, Visualisierung der Auskunftspunkte

Fachverbände	Schnittstellen, Links, Ansprechpartner, Informationen	Schnittstellen, Links, Ansprechpartner, Informationen	Schnittstellen, Links, Ansprechpartner, Informationen	Schnittstellen, Links, Ansprechpartner, Informationen	Schnittstellen, Links, Ansprechpartner, Informationen	Schnittstellen, Links, Ansprechpartner, Informationen	Schnittstellen, Links, Ansprechpartner, Informationen
Öffentlichkeit unterschiedlicher Ebenen und Interessenslagen					Informationen zu mehr Aufkommen an Transporten, Emissionen	Aktuelle Informationen über Genehmigungsverfahren	Interessensbekundungen zum Energiekauf regenerativer Energien
Endverbraucher Energie		THG-Emissionen	THG-Emisisonen				Tagesaktuelle Erzeugerkosten Biomethan
	A/P/E	Anbau, Pflege, Ernte nachwachsender Rohstoffe, Holz in KUP					

In den folgenden Abschnitten werden die weitergehenden akteursspezifischen Nutzungsmöglichkeiten des GI-Systems beschrieben.

3.9.1.1 Akteursspezifische Identifizierung von GI-basierten Entscheidungsunterstützungs- und Abfragepotenzialen

Auf der Basis einer Analyse von Akteursgruppen und deren Handlungsfeldern entlang der Prozesskette Biogaseinspeisung werden Erweiterungsmöglichkeiten des im Verbundvorhaben entwickelten GI- Systems vorgestellt.

In den folgenden Ausführungen werden zunächst allgemeine Angaben und Möglichkeiten zur Weiterentwicklung eines GI- Systems im Hinblick auf die Problematik »Biogaseinspeisung« gegeben. Die Analyse der Akteursgruppen erfolgt zur Vermeidung von Wiederholungen für die bereits dargestellten Prozessschritte (Tabelle 3-27):

- Biomassebereitstellung/-aufbereitung
- Lager
- Transporte der Substrate
- Vergärung
- Nutzungspfade.

Im weiteren Text erfolgt eine Analyse der Haupt- und Nebenakteure zu jedem der o. g. Prozessschritte. Neben der Gruppierung der einzelnen Prozesskettenelemente in Prozessschritte wird die Vielzahl von Akteuren auf diese Weise in Gruppen ähnlicher Interessenslagen zusammengefasst. Es werden auch solche Akteure berücksichtigt, die in der gegebenen Prozesskette Biogas nicht vorkommen, z. B. Lieferanten hier nicht betrachteter Substrate. Vorgelagerte Prozesse und deren Akteure, z. B. die Treibstoffbereitstellung für den Transport der Substrate, werden ausgeklammert. Auf der Grundlage der Identifizierung der Haupt- und Nebenakteure in den einzelnen

Prozessschritten werden ausgewählte und als besonders wichtig erachtete Handlungsfelder und Interessenslagen tabellarisch aufgeführt. Hierauf aufbauend lassen sich Erweiterungsmöglichkeiten des GI- Systems akteursbezogen ableiten. Im folgenden Text werden zu den jeweiligen Prozessschritten die Akteure und deren Handlungsfelder sowie die Erweiterungsmöglichkeiten des GI-Systems dargestellt.

Ziel dieser Überlegungen ist es, entsprechend der Bedeutung der Rohstoffe Information und Kommunikation mit erweiterten GI-Funktionen den Prozess »Biogaseinspeisung« akteursspezifisch zu vereinfachen, anschaulicher zu gestalten und ihn durch Informationen und Berechnungsergebnisse zu unterstützen.

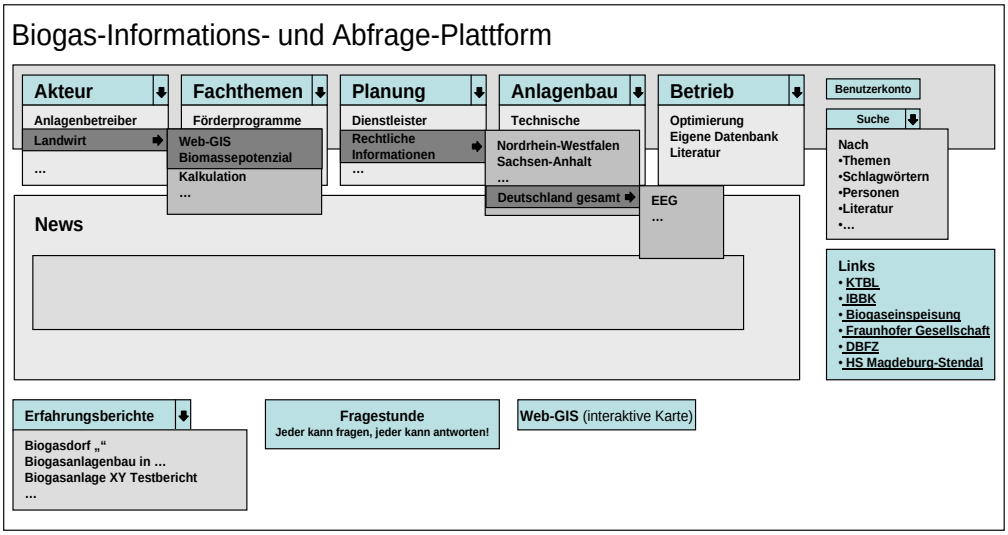
Ausgangspunkt der folgenden Ausführungen ist das vorliegende, im Rahmen des Verbundvorhabens »Biogaseinspeisung« entwickelte GI-System. Zum Zeitpunkt der Berichterstellung stellt das bestehende GI-System ein Expertensystem dar. Für die Abfrage und Generierung von Informationen ist daher Fachwissen erforderlich, welches Akteure im Allgemeinen nicht aufweisen. Hinzu kommt, dass in der Regel davon ausgegangen werden kann, dass zumindest privaten Akteuren die entsprechende GI-System-Software (im Verbundvorhaben ist ESRI ArcGIS 9.2 verwendet worden) nicht zur Verfügung steht. Gründe sind die nicht unerheblichen Kosten und die fehlende Notwendigkeit für die Beschaffung und Einarbeitung in die Software. Um dennoch den Akteuren die bisherigen Ergebnisse des Projektes softwareunabhängig und anschaulich zur Verfügung zu stellen, sind die ersten Schritte in Richtung eines Web-GIS gegangen worden, siehe dazu http://www.biogaseinspeisung.de/gis/. Auf der Internetseite kann der interessierte Akteur/Nutzer Feldblöcke selektieren und Biogasanlagenstandorte festlegen sowie deren Einzugsgebiete berechnen lassen.

Dieses Web-GIS kann zu einem umfassenden Informationsportal für alle Akteure entwickelt werden. Es können im Informationsportal Geodaten, Sachdaten, Literatur, Kontaktdaten, Links, Informationen zu fachspezifischen Softwarelösungen, Richtlinien, Gesetze, Technologien etc. zur Verfügung gestellt und auch die Möglichkeit der Mitwirkung von Akteuren an den Seiteninhalten gegeben werden. Eine spätere Ausbaustufe des GI-Systems kann auch die Ergänzung weiterer erneuerbarer Energien sein, denn nur der Energiemix scheint langfristig sinnvoll und nachhaltig zu sein. Bei dem Ausbau des Systems sollte auf die Einhaltung der Datenstandards und Interoperabilität geachtet werden.

Mit Hilfe des angestrebten Portals besteht die Möglichkeit der Vernetzung, der Kommunikation, des Informationsaustausches und der Werbung aller Beteiligten sowie die Option, Aufmerksamkeit auf Forschung, Fachverbände, Dienstleister, Techniker, Anlagenhersteller etc. zu lenken. Es können darüber hinaus z. B. empfehlenswerte Schulungen für Betreiber, Landwirte und andere Akteure sowie Hinweise auf Fachtagungen und deren Ergebnisse publiziert werden.

Die schematische Darstellung einer möglichen Portal-Oberfläche zeigt Bild 3-17.

Bild 3-17: Schematische Darstellung der Portal-Oberfläche



Wie in Bild 3-17 ersichtlich, sollen den Akteuren mehrere Möglichkeiten des Zugangs und der Beantwortung ihrer Fragestellungen bzw. Informationsbedarfe ermöglicht werden. Die Aufbereitung der Themen erfolgt unter der Vorgabe »Barrierefreiheit« akteurs-, fachthemen- und prozessphasenspezifisch. Die Nutzerführung wird auf diese Weise flexibel gestaltet. Ein Wechsel zwischen den verschiedenen Themen wird je nach Bedarf und Interesse gewährleistet. Weiterhin ist die Bereitstellung von Suchfunktionen für die schnelle und zielgerichtete Beschaffung von Informationen, Literatur, Kontaktdaten etc. Gegenstand der Plattform.

Neben der Informationsbeschaffung kann sich der Akteur mittels des Web-GIS die zur Verfügung gestellten Geodaten themenspezifisch anschauen, verschiedene Funktionen ausführen und Services, wie zum Beispiel die oben genannten, in Anspruch nehmen. Beispiele für solche Angebote sind heute vielfach im Internet zu finden, zum Beispiel von Landesvermessungsämtern, Städten etc., aber auch Google Earth kann dazu gezählt werden.

Ein erster Schritt in Richtung des Web-GIS besteht darin, die entwickelten Funktionalitäten des Desktopssystems (Extensions zur Kosten-, Emissions-, Potenzialberechnung) in eine Web-Applikation zu übertragen, dass sie bei jedem Wissensstand der Akteure nutz-, brauchbar und weitestgehend flexibel bezüglich der individuellen Anforderungen sind. Das heißt, die Berechnungen müssen über Eingabemasken, Schaltflächen oder Menüpunkte aufruf- und anwendbar sein. Die Ergebnisse müssen für den Akteur anschaulich aufbereitet sein. So können dem Akteur innerhalb des Web-GIS eine Kombination an Standardfunktionen (Distanzmessungen, Selektionen, Speicherung von selbst erstellten Projekten etc.) und speziell auf den Akteur im Prozess »Biogaseinspeisung« zugeschnittene Funktionen (Potenzialberechnung etc.) zur Verfügung gestellt werden. Das Expertensystem kann dadurch zu einem Laiensystem umgestaltet werden.

Weitere Möglichkeiten, das Portal akteursbezogen zu gestalten, sind die Einrichtung von Benutzerkonten und das Einräumen von Schreib- und Leserechten. Mechanismen zur Sicherheits- und Zugriffskontrolle müssen dabei integriert werden. Auf diese Weise können die registrierten Akteure direkten Einfluss auf ausgewählte Inhalte des Portals nehmen, bspw. auf ihre Kontaktdaten, Erfahrungsberichte, Veröffentlichungen von aktuellen Beschlüssen der Stadträte, Bereitstellung von Geodaten etc. (bspw. internetfähige Informations- und Arbeitsplattform für das Hochwassermanagementsystem des Landkreises Stendal und kvwmap[26]).

Das angestrebte Portal zur Biogaseinspeisung kann deutschlandweit oder regional angelegt werden. Ein regionaler Maßstab ermöglicht es, besser auf die örtlichen Gegebenheiten (Akteure, Verbände, Kommunen etc.) einzugehen und zu reagieren. Die prototypische Umsetzung des angebotenen Web-GIS wurde im Projekt durch die alta 4 Geoinformatik AG auf Basis der ArcGIS-Servertechnologie realisiert. Hinsichtlich der Integration der Akteure beim Aufbau des Informationsportals kann unter der Voraussetzung einer vollen Nutzbarkeit der Geo- und Sachdaten auch die Verwendung von OpenSource Software in Betracht gezogen werden. Das ermöglicht die eigenständige Weiterentwicklung und Anpassung der Software.

In den sich anschließenden Ausführungen werden die Akteursgruppen, deren Handlungsfelder und mögliche Erweiterungen des bestehenden GI-Systems zu einem Informationsportal für jeden Prozessschritt dargestellt. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass hier nicht Anleitungen gegeben, sondern vielmehr Ideen aufgezeigt werden, ohne Berücksichtigung von Restriktionen (rechtlich, wirtschaftlich, Datenschutz etc.) und Vollständigkeit. Einen Überblick zu den wünschenswerten und im Sinne der Biogaseinspeisung zielführenden Erweiterungen bietet Bild 3-18. Dabei wird nicht nur auf GIS-technologische Inhalte und Aspekte eingegangen, auch eine Erweiterung der Systemgrenzen, z. B. die Betrachtung weiterer Substratlinien wird andiskutiert.

[26] »Kommunale Verwaltung«, Auskunftssystem für Landkreise, Gemeinden, Ämter

Bild 3-18: Übersicht zu den möglichen Erweiterungen des bestehenden Systems

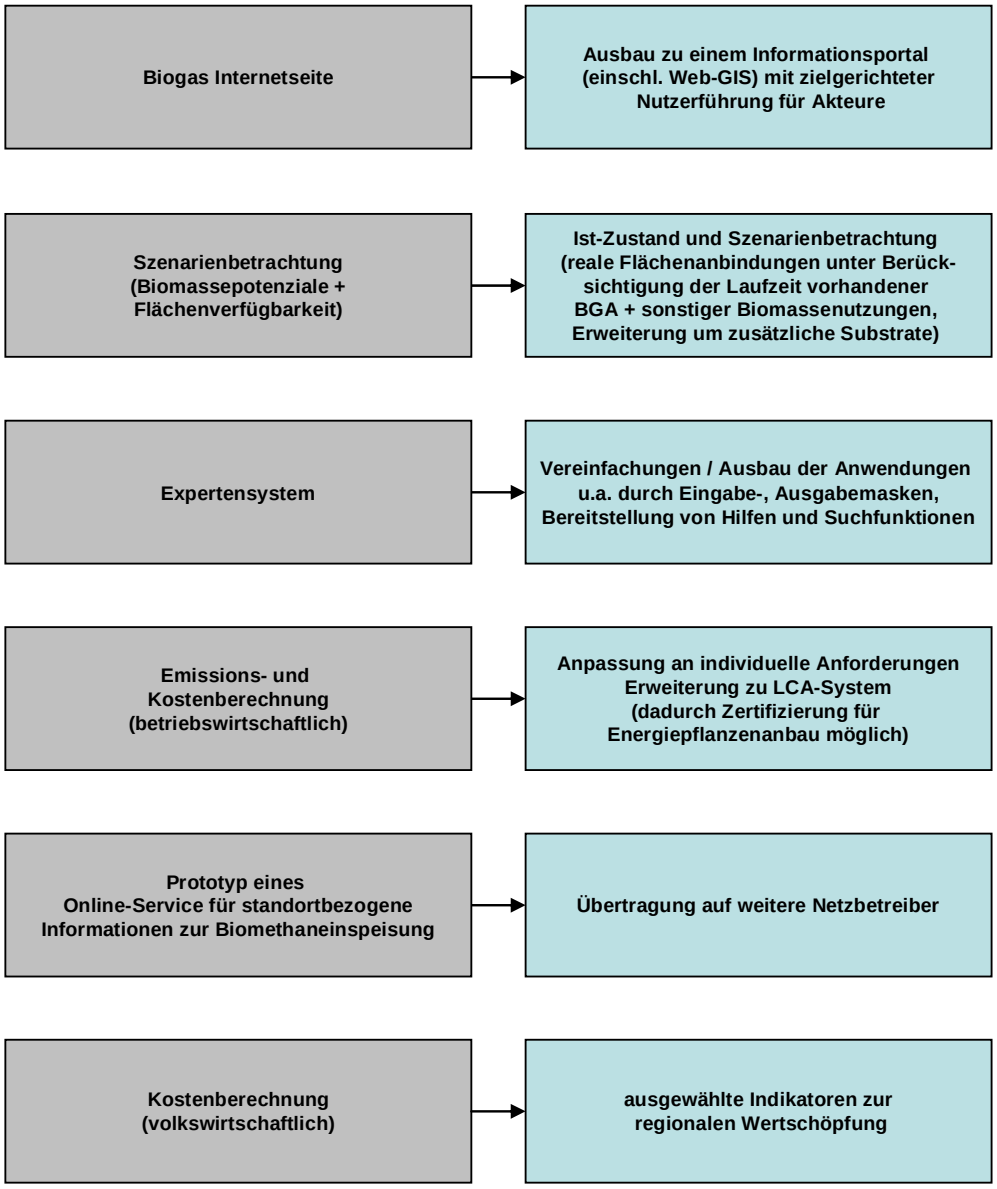


Bild 3-19 zeigt als Gesamtübersicht die Prozesskette Biogaseinspeisung mit den beteiligten Hauptakteuren. Die Forstwirtschaft mit der Rohstofflinie Waldholz bleibt hierbei unberücksichtigt. Der Prozess »Biogaseinspeisung« lässt sich zeitlich in die Planungsphase (Informations- und Entscheidungsphase), Bauphase (Umsetzungsphase), Betriebsphase und Rückbau der Anlagen einteilen. Die Planungs-, Bau- und Betriebsphase wird in den Prozessschritten Biomassebereitstellung/-aufbereitung und Vergärung berücksichtigt. Während dieser Phasen sind unterschiedliche Akteure mit verschiedenen Interessenslagen an den einzelnen Prozesskettenelementen beteiligt.

Bei der Betrachtung der Akteursgruppen im Bereich »Biogaseinspeisung« sind neben dem technisch-räumlichen auch der zeitliche Aspekt und ver-

schiedene Geschäftsmodelle[27] zu berücksichtigen. Betreiber von BGA können ein Landwirt, ein Zusammenschluss von Landwirten in einer Projektgesellschaft, eine Betreibergesellschaft, Ver- und Entsorgungsunternehmen, die Kommune oder kommerzielle Investoren sein. Die Landwirte sind Substratlieferanten, können jedoch auch Einfluss innerhalb der Prozesskette nehmen, wenn sie ebenfalls Betreiber/Eigentümer der BGA sind. Aufgrund zunehmender Biogasanlagengröße und damit einhergehendem höheren Investitionsvolumen entwickeln sich verschiedene Finanzierungsmodelle, wie z. B. Unternehmensfinanzierung, Beteiligungsfonds und Contracting [Energieagentur NRW, 2006].

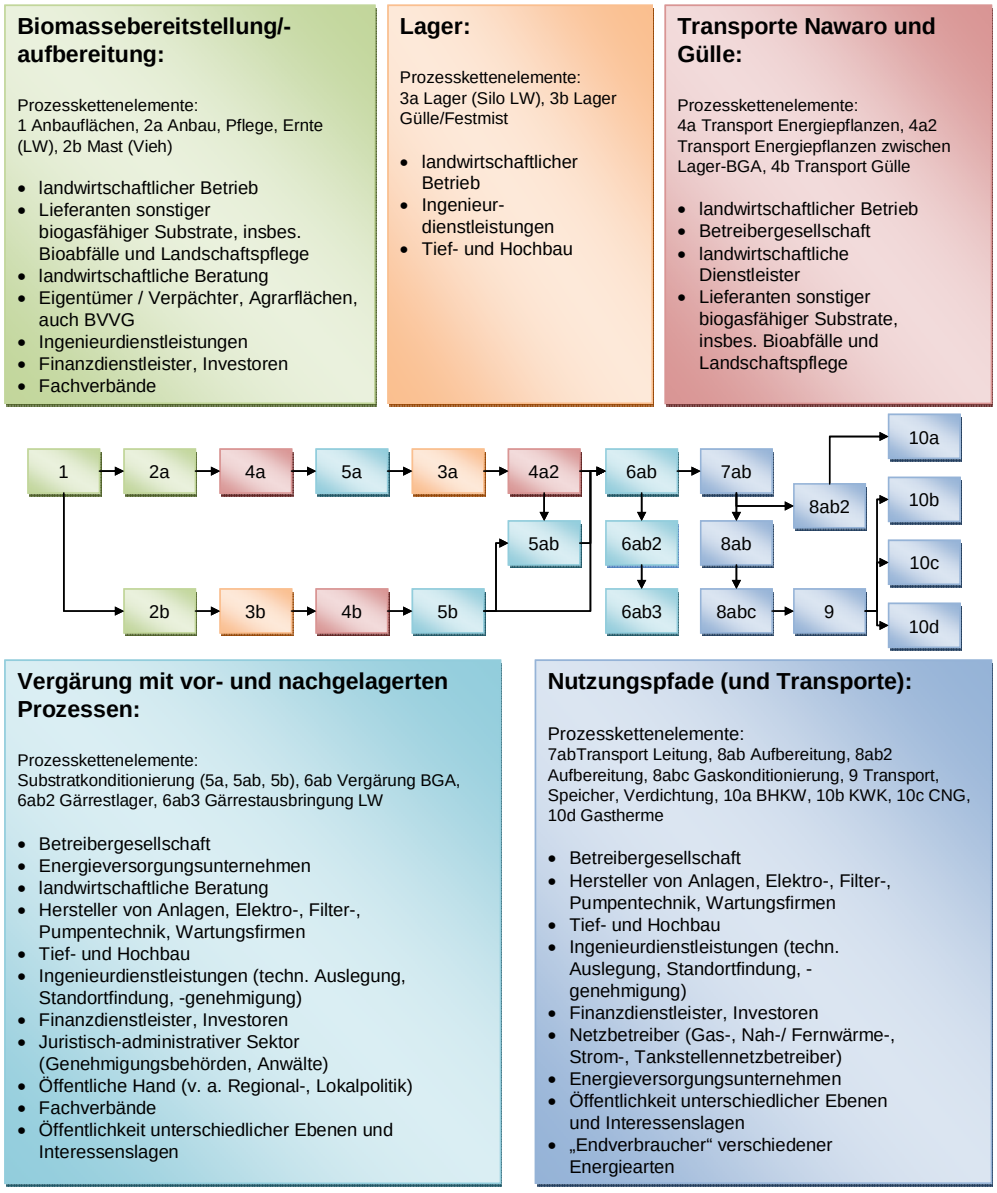
In Abhängigkeit der einzelfallbezogenen Organisation der (eigentums-)rechtlichen und finanziellen Verhältnisse können unterschiedlichste Akteurskonstellationen entlang der Prozesskette Biogaseinspeisung auftreten.

Den folgenden Beschreibungen liegt gedanklich folgende Organisationsstruktur zugrunde:

- BGA ist so dimensioniert, dass eine Biogaseinspeisung wirtschaftlich ist, d. h. keine privilegierte, sogenannte Hofbiogasanlage
- Landwirt ist Substratlieferant, ggf. auch Mitglied der Betreibergesellschaft
- Investor (z. B. Energieversorgungsunternehmen) BGA sowie Aufbereitungsanlagen ist Eigentümer und übernimmt die Vermarktung
- den Betrieb der BGA übernimmt eine Betreibergesellschaft, der unterschiedlichste Akteure angehören können.

[27] Der Begriff Geschäftsmodell steht hier für die unterschiedlichsten Formen, wie die finanziellen und (eigentums-)rechtlichen Aspekte zwischen den beteiligten Akteuren organisiert sein können.

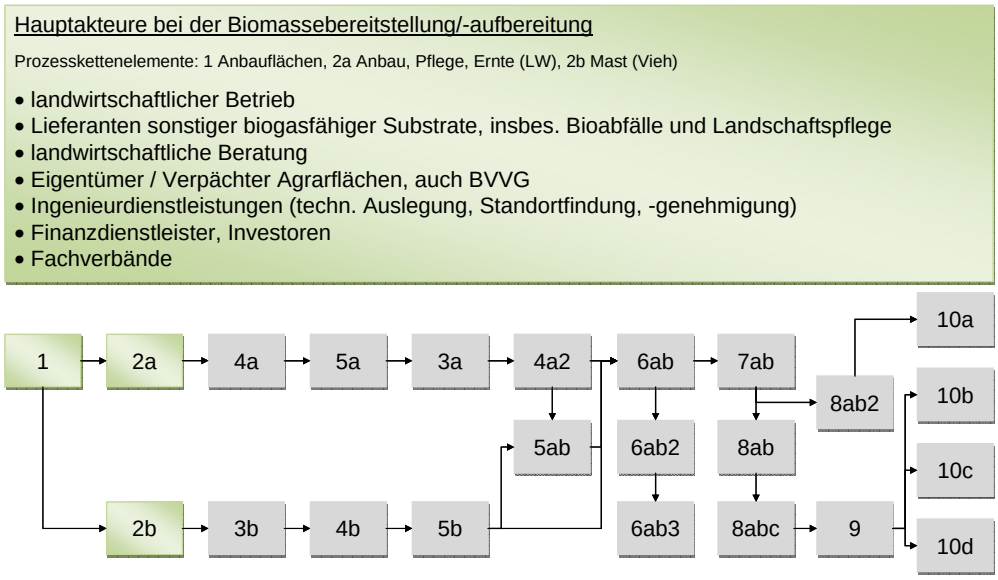
Bild 3-19: Akteure entlang der Prozesskette Biogaseinspeisung



Biomassebereitstellung und -aufbereitung

Das folgende Bild 3-20 veranschaulicht die Hauptakteure beim Prozessschritt Biomassebereitstellung und -aufbereitung.

Bild 3-20: Hauptakteure Biomassebereitstellung/-aufbereitung



Akteure und deren Handlungsfelder

Die landwirtschaftlichen Betriebe sind Hauptakteure bei der Bereitstellung von Gülle aus der Viehhaltung und dem Anbau, der Pflege und Ernte der Biomasse für die Biogasgewinnung. Neben der landwirtschaftlich erzeugten Biomasse werden gegenwärtig weitere Substrate, z. B. Landschaftspflegematerial, Grünschnitt aus Dauergrünland, Speiseabfälle und überlagerte Lebensmittelabfälle, hinsichtlich ihrer Potenziale und Erschließungsmöglichkeit erforscht [PG Biogas, 2008]. Für diese Substrate treten die verschiedensten Akteure auf, die als Lieferanten sonstiger biogasfähiger Substrate zusammengefasst werden. Entscheidende Akteure sind ebenfalls die Eigentümer der Agrarflächen im Raum, die über die Pachtpreise innerhalb der Prozesskette Einfluss nehmen.

Neben diesen Hauptakteuren treten weitere Akteure unterschiedlichster Interessenslagen auf. Dies sind in der Planungsphase Ingenieure, Fachverbände, Akteure der landwirtschaftlichen Beratung, Investoren, Energieversorgungsunternehmen, die öffentliche Hand und die Öffentlichkeit. Das Hauptinteresse dieser Akteure liegt in der Planungsphase bei den Anbauflächen (z. B. Monokulturdebatte, Bereitstellung von Flächen, Lage der Flächen, Flächenkonkurrenzen etc.). In der Betriebsphase der BGA treten weitere Akteure wie Zulieferer von Dünge- und Pflanzenschutzmitteln, Maschinenringe und landwirtschaftliche Transportunternehmen auf. Von Bedeutung sind die Fachverbände und die landwirtschaftlichen Beratungsstellen, die hauptsächlich in der Planungsphase, aber auch noch während der Betriebsphase der BGA bei Fragen des Anbaus die landwirtschaftlichen Betriebe unterstützen (Fruchtfolgen, innovativer Energiepflanzenanbau).

In der folgenden Tabelle 3-28 werden die Akteure und ihre Handlungsfelder bzw. Interessenslagen zusammengefasst.

Tabelle 3-28: Akteure/Handlungsfelder bei Biomassebereitstellung und -aufbereitung

Akteure	Handlungsfelder/Interessen/Aktivitäten/Probleme
Landwirtschaftlicher Betrieb	Informationsphase Anbau von Energiepflanzen (Fruchtfolgen, Pflanzenarten und ihre Standortanforderungen, Sortenwahl, Düngung, Bodenbearbeitung, Pflanzenschutz, Ertrag, Energieertrag etc.), Rechtliche Regelungen und Normen für den Anbau und Nutzung von Energiepflanzen, Produktionsverfahren, Produktionskosten; Flächenbedarf für Energiepflanzenanbau und Höhe der Pachtpreise; Kosten/Leistung Tierhaltung; Regelungen des Agrarförderrechts; Informationen zu Cross Compliance und naturverträglicher Landnutzung, Betriebsprämien etc., Anforderungen EEG, Ertragssicherheit, Fragen der Substratbereitstellung Entscheidungsphase Preisentwicklungen, Produktionskosten für Substrate (BGA) und Kostenvergleich mit Alternativen in der landwirtschaftlichen Produktion (Nahrungs- und Futtermittelanbau); Erfahrungsaustausch mit landwirtschaftlichen Betrieben, die Energiepflanzen anbauen; Informationsaustausch mit weiteren Akteuren der Prozesskette Biogaseinspeisung (z. B. Landwirtschaftskammer, Anlagenbetreiber BGA etc.); Finanzielle Agrarförderbestimmungen der EU, Bund, Länder; Kosten-Leistungsrechnung Anbau; Potenzialermittlungen, Ermittlung geplanter Produktionsmengen (Menge, Qualität, Preis); Umstellung vom Landwirt zum Energiewirt und die Folgen; Informationen zu Substratlieferverträgen; Landwirtschaftliche Betriebsplanung (Betriebswirtschaft)
Lieferanten sonstiger biogasfähiger Substrate	Informationen zu den verschiedenen Entsorgungs-, Verwertungswegen (Vergleich: BGA, Abfall) und zu Ernte- und Sammeltechniken, Potenzialermittlung (Menge, Qualität, Preis, Zeitpunkt der Bereitstellung)
Ingenieurdienstleistungen	Flächen-/Standortanalysen für den Energiepflanzenanbau, Raumplanung, Beachtung von Flächenkonkurrenz bei der Planung, Potenzialanalysen, Informationen zu naturverträglichem Energiepflanzenanbau, Beschaffung und Nutzung von verschiedensten Umweltdaten (Boden-, Klima- und Biodiversitätsdaten, Lage von Schutzgebieten etc.), Risikoanalysen, Beachtung der Rechtsnormen z. B. Anforderungen nach EEG, Informationen zu rechtlichen und technischen Aspekten
Finanzdienstleister, Investoren	Informationen zu: Flächenverfügbarkeit, Biomassepotenzialen, Pachtpreisen, Eigentumsverhältnissen, rechtlichen Aspekten
Fachverbände und landwirtschaftliche Beratung	Aktuelle Informationsbereitstellung: Energiepflanzenanbau, Fördermöglichkeiten; Kenntnis und Nutzung von Datenbanken und Informationsplattformen

Resultierende mögliche Erweiterungen des bestehenden GI-Systems zu einem Informationsportal für Akteure im Zuge von Biomassebereitstellung und -aufbereitung

Zu diesem Themenkreis sollten die bisherigen Datenbestände erweitert werden. Erweiterung der InVeKoS-Daten auf die Feldschlagebene mit angebauter Fruchtart (georeferenziert), feldblock- und bestenfalls feldschlagbezogene Hektarerträge (FM) im Gegensatz zu den bisherigen durchschnittlichen kreisbezogenen substratspezifischen Hektarerträgen, Integration abgesi-

cherter, regionalisierter Ertragsmodelle in Abhängigkeit der Erträge von Einflussfaktoren, wie Klimawandel, Boden (bspw. Ackerzahlen), Niederschlag, Düngung etc., Daten zu den Fruchtfolgen/Fruchtfolgemodellen, geplante Infrastrukturmaßnahmen auf den zur Verfügung stehenden Anbauflächen (z. B. Straßenbau, Siedlungsentwicklung), Nutzungskonkurrenzen[28], geeignete Flächen für Biomasseanbau bzw. Energiepflanzenanbau im direkten Umfeld und zu Pachtpreisen/Pachtpreisentwicklung in Regionen/Gebieten (Bodenmarkt) wären wünschenswert, teilweise jedoch mit Hinblick auf den Datenschutz als nicht unkritisch zu beurteilen.

Anbaubiomasse

Zur Deckung des Informationsbedarfs zu den zur Verfügung stehenden Anbauflächen und den tatsächlich angebauten Substraten (zu einem definierten Zeitpunkt) müssen die landwirtschaftlichen Flächen (Feldblöcke) für den Akteur innerhalb der Web-GIS visualisierbar sein (Layer InVeKoS-Daten, Thema Landwirtschaft Biomasse). Mit Hilfe eines Informationswerkzeuges (identify, Standardfunktion im ArcGIS 9.2) zur Markierung beliebiger Feldblöcke können die dazugehörigen Attributwerte angezeigt werden. Attributwerte können u. a. das angebaute Substrat (Nahrungsmittel-, Energiepflanzen-, Futterpflanzenanbau; mögliche Quelle: InVeKoS oder freiwillige Selbstauskunft der Landwirte) und das auf dem Feldblock fruchtartspezifische Potenzial sein.

Die alleinige Betrachtung von Silomais und Grassilage scheint nicht zukunftsträchtig zu sein, insbesondere in Hinblick auf die ökologisch sinnvolle Nutzung des Bodens (Humusbilanz, Biodiversität). Daher kann dem Landwirt angeboten werden, mögliche Potenziale anderer Energiepflanzen (Feucht- und [org.] Trockenmasse dt/ha, Rohbiogas Nm^3/ha, Energieertrag in PJ/ha) auf den Feldblöcken berechnen zu lassen. Für die Fruchtarten Energiemais und Grassilage ist das im bestehenden GI-System, unabhängig vom real angebauten Substrat, möglich. Die Berechnung im bestehenden GI-System erfolgt, vereinfacht dargestellt, durch die Multiplikation des substratspezifischen Hektarertrages (kreisbezogen) mit der Größe der betrachteten Fläche. Die Berechnung des Potenzials innerhalb eines Einzugsgebietes zu einem gewählten Standort einer BGA ist bereits unter Szenarienannahmen möglich, wodurch die Flächenverfügbarkeit eingeschränkt wird (Kopplung von RAUMIS und BMU-Szenario) (siehe Kapitel 3.2).

Möglich ist zudem die Berechnung des zukünftigen Potenzials unter Berücksichtigung des Klimawandels, d. h. es müssen Faktoren gebildet werden, die diesen berücksichtigen. Daten diesbezüglich könnten u. a. vom MLU, LAGB, DWD und LLFG bezogen werden. Zudem sollte recherchiert werden, welche weiteren Ansätze dazu bereits existieren[29].

[28] durch Substratbereitstellung für bereits bestehende oder geplante BGA, Food/Non-Food, stoffliche und anderweitige energetische Nutzung

[29] Ein Forschungsprojekt in diesem Kontext läuft seit August 2007 an der FH Eberswalde: »Methodenentwicklung zur GIS-basierten Modellierung des nachhaltigen Bioenergiepotenzials aus Grünlandlandbeständen hinsichtlich der Produktlinien Biogas und synthetische Kraftstoffe«, gefördert durch das Ministerium für Wissenschaft, Forschung und Kultur des Landes Brandenburg.

In Bild 3-21 und Bild 3-22 werden schematisiert die möglichen Oberflächen für die Berechnungen innerhalb des Portals aufgezeigt.

Bild 3-21: Berechnung des Potenzials innerhalb eines Web-GIS

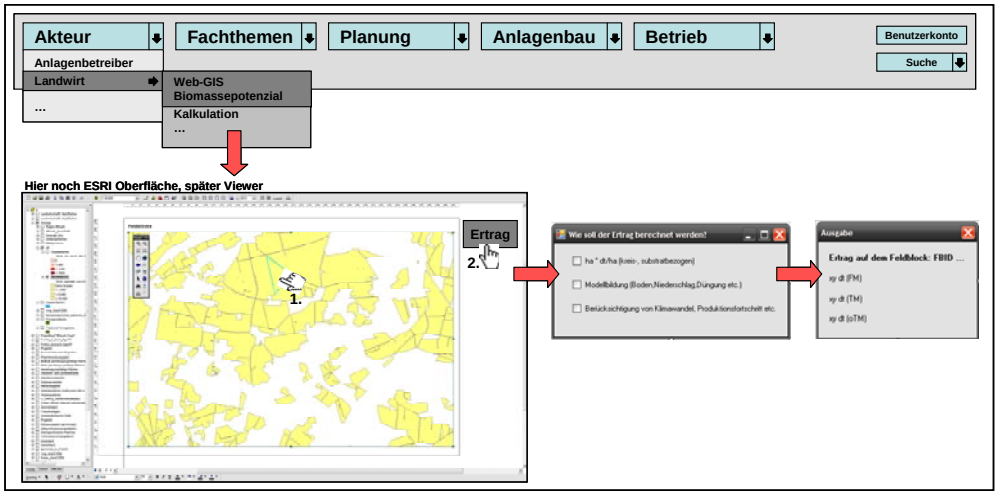
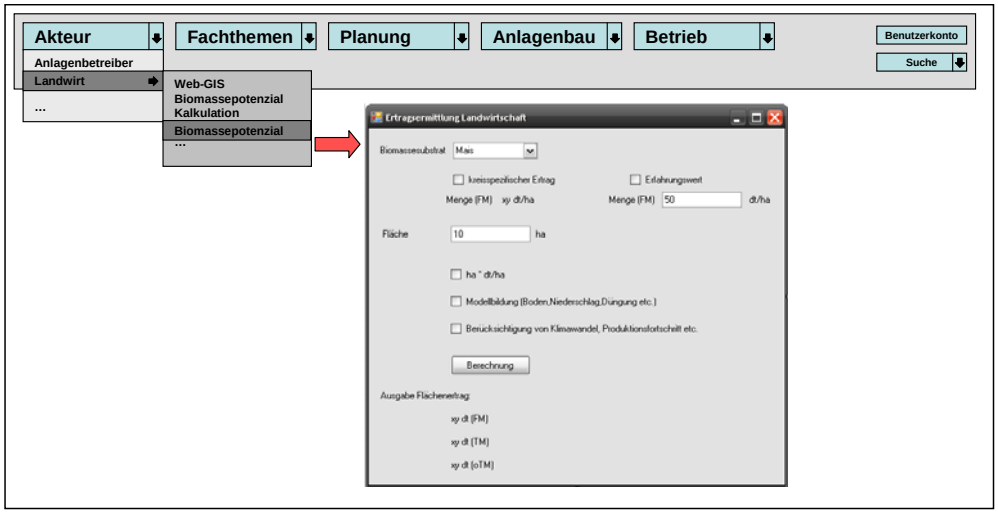


Bild 3-22: Berechnung des Potenzials unabhängig von einem Web-GIS



Die bereits bestehenden Kosten- und Emissionsberechnungen zum Anbau, zur Pflege und Ernte sollten hinsichtlich der Erweiterung auf andere Substrate, Anbauverfahren etc. angepasst werden und für den Nutzer/Akteur bereitstehen.

Wie bereits in Kapitel 1 erwähnt, werden die Daten vom KTBL[30] als Grundlage für die bisherigen Kostenberechnungen genutzt. Somit bietet sich hier die Einrichtung einer Schnittstelle (bspw. online) an.

Biomasse aus Landschaftspflege

[30] unter dem Stichpunkt Kalkulationsdaten in deren Internetpräsentation zu finden, Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas und Kostenrechner Energiepflanzen (in Abhängigkeit von zwei wählbaren Anbausystemen)

Zur Erfassung des Ist-Zustandes als Voraussetzung der realitätsgenäherten Potenzialbetrachtungen sind Angaben der Landschaftspflegebetriebe, Straßenmeistereien, Wasserverbände, Landwirte, Landschaftspflege-, Naturschutzverbände, Fernerkundungsdaten (bspw. Oberflächentemperaturen) und entsprechende Modellierungen zur Abschätzung des Landschaftspflegegrüns notwendig.

Alternativ zu einer empirischen Erfassung wären in einer ersten Näherung die Erfahrungswerte der Akteure in der Landschaftspflege dazu geeignet, Ertragsdurchschnittswerte für bestimmte Substrate und definierte Flächen zu generieren und im System zur Verfügung zu stellen. Bei der Datenerfassung sollten Angaben wie Verwaltungsgemeinschaft, Fläche des bewirtschafteten Gebietes, Masse, Substratart, Pflegeturnus, Flächennutzung u. a. aufgenommen werden. Je detaillierter die Angaben sind, desto näher ist der gebildete Ertragsdurchschnittswert an der Realität und desto genauer sind die Abschätzungen für die unterschiedlichen Gebiete und Substrate der Landschaftspflege. Durch die Erfassung des Pflegeturnus können zudem Aussagen zum zeitlichen Aufkommen der Biomasse getroffen werden, was die Planung erleichtert und konkretisiert. Die Angabe bezüglich des Kreises, der Verwaltungsgemeinschaft und des Gebiets, in dem die Landschaftspflege betrieben wird, können als Schlüsselfelder dienen, um das Aufkommen an Landschaftspflegegrün räumlich durch eine Verknüpfung mit georeferenzierten Daten zu visualisieren. Je nach Aufwand können die Daten bereits mit einer Georeferenzierung zu den entsprechenden Gebieten aufgenommen werden (bspw. GPS)[31].

Eine Erweiterung des GI-Systems kann bei guter Datenpflege und effektivem Systemaufbau die raum-zeitliche Dynamisierung der Potenzialbestimmung sowohl ex-post (Kalibrierung der Ertragsmodellierung) wie auch ex-ante (realitätsgenäherte, regionalisierte Szenarien unter Integration von Aspekten wie zum Beispiel Klimawandel, Produktivitätssteigerung in der Landwirtschaft mit ihren jeweiligen Wirkungen auf Erträge, sozioökonomische Aspekte) beinhalten.

In einem regelmäßig betreuten und aktualisierten Informationsportal können zur Unterstützung der betrieblichen Kostenrechnung sowohl die aktuellen Kosten für landwirtschaftliche Vorleistungen wie auch die erzielbaren Preise auf dem (Welt-)Markt bereitgestellt bzw. Verlinkungen auf die entsprechenden Seiten vorgenommen werden.

Pachtkosten

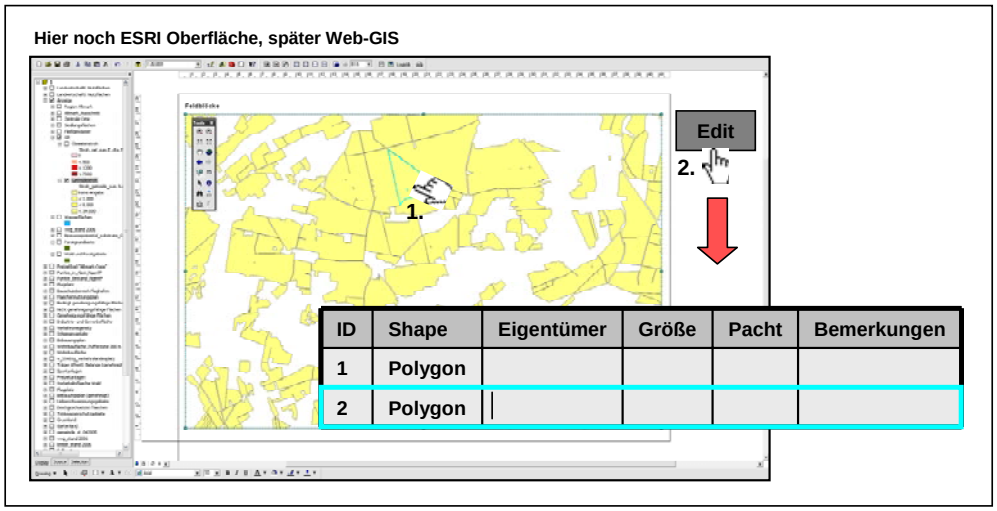
Hinsichtlich der Standortsuche für BGA und Anbauflächen für Energiepflanzen stellt die räumliche Zuordnung der Pachtkosten innerhalb des Portals eine Hilfe dar. Zum einen bietet sich die Verknüpfung mit der Datenbank der BVVG an (in den neuen Bundesländern) und/oder der Verweis an diese Einrichtung. Zum anderen können auch private Verpächter hier ihre Angebote (Grundstücklage, -größe, Pacht etc.) innerhalb einer Datenbank hinterlegen.

[31] Bezüglich der Verwendung von Landschaftspflegegrün zur Energienutzung gibt es bereits einige Projekte (bspw. BUND-Hof Wendbündel: Grasschnitt von Naturschutzflächen für BGA).

Eine Möglichkeit zur räumlichen Darstellung der am Bodenmarkt zur Verfügung stehenden Flächen mit den entsprechenden Attributen ist die Verknüpfung der georeferenzierten Flächen (ALB/ALK Daten) mit den entsprechenden Angaben der Verpächter. Hierzu ist es notwendig, die Angaben der Verpächter eindeutig zu den Flächen innerhalb der ALB/ALK Daten mittels Schlüsselfeld zuzuordnen (Flächenidentifikator). Auch diese Aspekte müssen im Hinblick auf den Datenschutz sorgfältig geprüft werden.

Eine andere Variante ist, dass die Verpächter ihre Grundstücke und die wichtigsten Eckdaten gleich mit den dazugehörigen Koordinaten hinterlegen. Über das Einlesen der Koordinaten und der Zuordnung des entsprechenden Koordinatensystems ist dann eine Visualisierung möglich. Weiterhin kann dem Verpächter ein Service für die Hinterlegung seiner Eckdaten zu den entsprechenden Flächen zur Verfügung gestellt werden. Es könnte zum Beispiel die Visualisierung der Grundstücksgrenzen (ALK Daten) im Web-GIS möglich sein. Der Verpächter kann sein Grundstück markieren (zur Orientierung könnten außer den Grundstückgrenzen noch die Straßen und deren Namen mit visualisiert werden) und in der entsprechenden Attributtabelle seine Angaben editieren (Bild 3-23). Beim Editieren muss darauf geachtet werden, dass nur berechtigte Nutzer diesen Service nutzen können (Registrierung notwendig) und dass ausschließlich in extra dafür vorgesehene Dateien geschrieben wird.

Bild 3-23: Mögliche Vorgehensweise zur Editierung von Verpächterinformationen



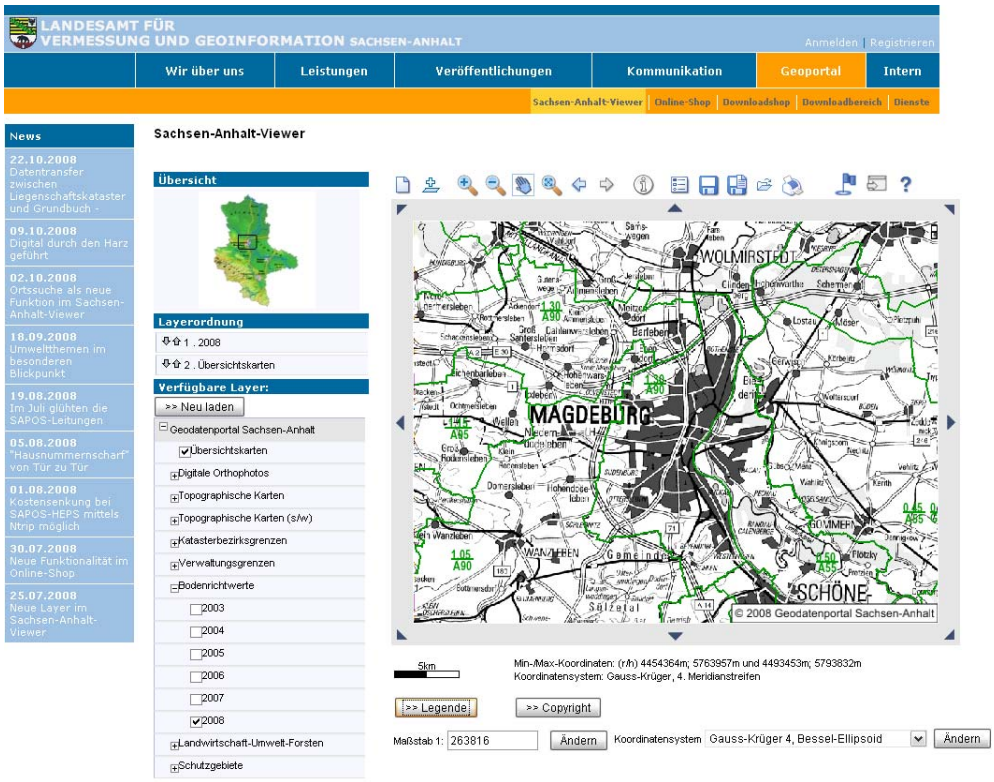
Bodenrichtwerte

Auch die Bodenrichtwerte für Grundstücke könnten für die Lieferanten biogasfähiger, landwirtschaftlicher erzeugter Substrate (anbauende Landwirte) und die Anlagenbetreiber, -besitzer (Standortsuche) von Interesse sein.

In Sachsen-Anhalt werden die Bodenrichtwerte vom Landesamt für Vermessung und Geoinformation Sachsen-Anhalt in einer Bodenrichtwertkarte (1:5.000) zur Verfügung gestellt. Das LVermGeo stellt in seiner Internetpräsentation den Sachsen-Anhalt-Viewer bereit [lvermgeoviewer, 2008]. Mit diesem kann sich der interessierte Nutzer die Bodenrichtwerte bereits mit Raumbezug anschauen. Somit könnte hinsichtlich der Weiterentwicklung

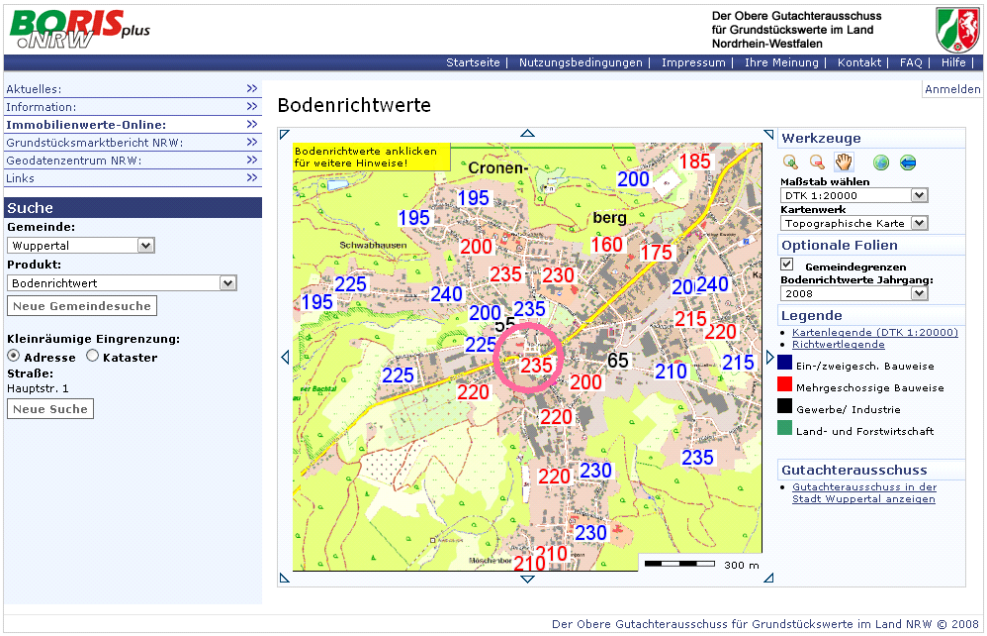
des GI-Systems ein Verweis auf den Sachsen-Anhalt-Viewer erfolgen, zumal dieser noch zahlreiche andere Funktionen (Visualisieren der Flurneuordnung, ALFF-Grenzen, InVeKoS-Referenzflächen, Schutzgebiete etc.) unentgeltlich zur Verfügung stellt (gegen Gebühren lassen sich weitere Funktionen in Anspruch nehmen). Bei einer möglichen Zusammenarbeit mit dem LVermGeo Sachsen-Anhalt können die Daten (Geo-, Sachdaten, Informationen) auch in der Datenbank hinterlegt werden, über einen Online-Service ständig abgefragt werden oder vom LVermGeo über die Einrichtung von Schreibrechten jederzeit eingefügt und gepflegt werden, so dass dem Nutzer die aktuellsten Daten zur Verfügung stehen. Die Geodaten stehen dann wie beim Sachsen-Anhalt-Viewer (Bild 3-24) dem Anwender zur Verfügung (inkl. der Gebührenpflicht) und zusätzliche Informationen können über Links abgerufen werden.

Bild 3-24: Screenshot des Sachsen-Anhalt-Viewers (mit frdl. Genehmigung des LVermGeo LSA)



In NRW erfolgt die Präsentation der Bodenrichtwerte innerhalb der Internetpräsentation [BORIS.nrw, 2008]. Auch hier wird dem Nutzer ein Viewer zur Verfügung gestellt (Bild 3-25), der nicht nur die Bodenwerte anzeigt, sondern auch Zusatzinformationen zu den Bodenrichtwerten abrufbar bereithält. Die Möglichkeiten der Anbindungen an das GI-System bestehen hier wie für die Daten des LVermGeo Sachsen-Anhalts. Die Entscheidung über die Art der Anbindung ist vom Kosten-Nutzen-Verhältnis abhängig, die Verlinkung zu diesen beiden Viewern ist vermutlich ausreichend.

Bild 3-25: Screenshot des Bodenrichtwertinformationssystems NRW (mit frdl. Genehmigung der Bez.-Reg. Köln)



Einzugsgebiete bestehender BGA

Bei der Flächenverfügbarkeit und der Potenzialberechnung während der Planungsphase und beim Anbau von Energiepflanzen sind auch die Einzugsgebiete der bereits bestehenden BGA zu beachten.

Während der empirisch unterstützen Datenaufnahme zur Lage der bestehenden, geplanten oder in Bau befindlichen BGA können zudem deren Biomasseeinzugsgebiete mit erfasst werden, und zwar wenn möglich mit der genauen Lage und Art des angebauten Substrates. Somit können die bereits verwendeten Substratmengen und Feldblöcke bei der Potenzialberechnung berücksichtigt werden (Menge des vollständig in der Fläche befindlichen Substrates minus der Menge des bereits für BGA verwendeten Substrates). Wichtig ist auch die Hinterlegung der Angabe zur Laufzeit der BGA und zur vertraglichen Bindung der Anbauflächen (kurz-, mittel-, langfristig). Bedingt durch die Anforderungen zur Einhaltung von Fruchtfolgen unterliegt der Substratanbau einer raum-zeitlichen Dynamik, die sich durch kontinuierliche Pflege des GI-Systems gut abbilden lässt. Dies erfordert jedoch die jährliche Auswertung der feldblockbezogenen InVeKoS-Daten. Dies trifft auf Grünland im Allgemeinen nicht zu, außer bei Grasacker.

Lager

Die Hauptakteure im Prozessschritt »Lager« innerhalb der Prozesskette Biogaseinspeisung werden im folgenden Bild 3-26 dargestellt.

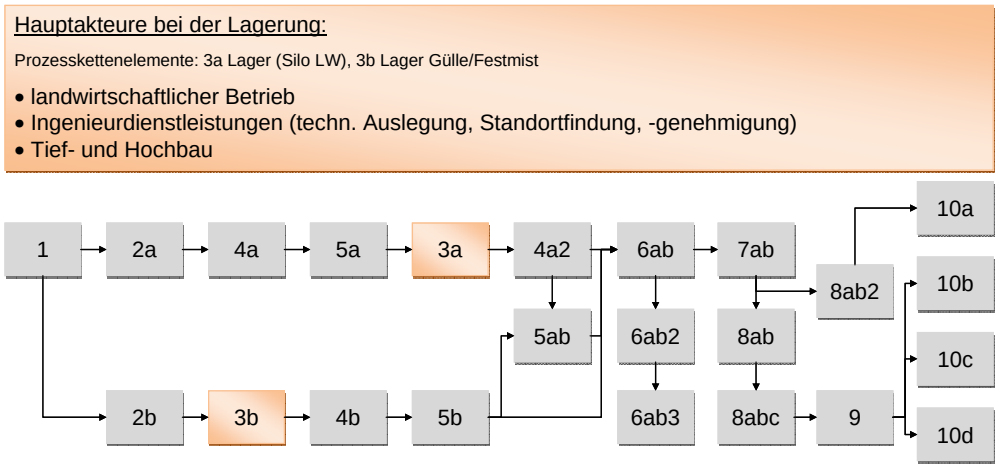
Akteure und deren Handlungsfelder

Hauptakteure dieses Prozessschrittes sind die landwirtschaftlichen Betriebe und der Hoch- und Tiefbau. Weiterhin sind die Lager in der Planungsphase

hinsichtlich baulicher Ausführung und Lage/Transportlogistik von den Akteuren der Ingenieurdienstleistungen in die Planungen zu integrieren.

In der Planungs- und Betriebsphase können die Öffentlichkeit bzw. die betroffenen Anwohner und die Presse als weitere Akteure auftreten. Meist entstehen durch die Lagerungen der Substrate Geruchsemissionen, die durch eine entsprechende Planung (z. B. moderne Einbringtechnik, Abdeckung der Lagerbehälter, Halle für die Anlieferung geruchsstarker Substrate) verhindert oder gemindert werden können. Bedenken gegen die Emissionen werden von der Bevölkerung bereits in der Planungsphase geäußert, so dass eine Information frühzeitig von den Planern erfolgen sollte.

Bild 3-26: Hauptakteure im Prozessschritt Lager



In der folgenden Tabelle 3-29 werden die Akteure und deren Handlungsfelder bzw. Interessenslagen zusammengefasst.

Tabelle 3-29: Akteure/Handlungsfelder bei der Lagerung der Substrate

Akteure	Handlungsfelder/Interessen/Aktivitäten/Probleme
Landwirtschaftlicher Betrieb, Anlagenbetreiber	Interesse an: Investitionskosten/Kosten bei der Betriebsführung für die Substratlagerung, Art und Standort der Lager, Transportwegeoptimierung, bautechnische Ausführung der Lager mit geringen Geruchs- und klimarelevanten Emissionen, Substratkonditionierung, Fragen der Zwischenlagerung von Substraten
Ingenieure verschiedener Ingenieurdienstleistungen sowie Tief- und Hochbau	Bautechnische Ausführung der Lager, Einbringtechnik der Substrate, Standortwahl und Logistik, kurze Transportwege für Gülle - Beachtung von Transportkosten, Investitionskosten

Resultierende mögliche Erweiterungen des bestehenden GI-Systems zu einem Informationsportal für Akteure bei Lagern

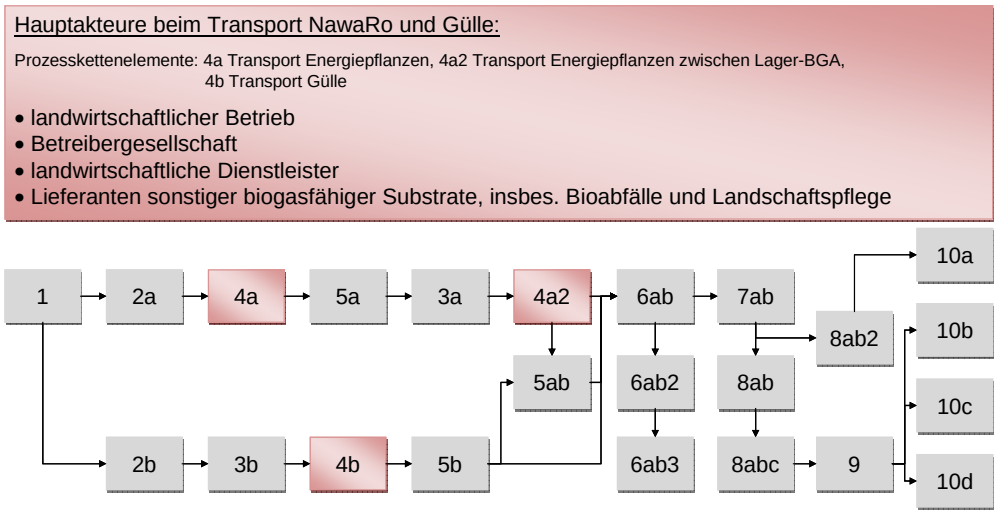
Innerhalb des Portals können Informationen zu den verschiedenen Bauausführungen der Lager, Kosten und Stand der Technik für die Planer, Hersteller der Anlagen und die landwirtschaftlichen Betriebe durch Verlinkungen bereitgestellt werden. Weiterhin kann die Öffentlichkeit bereits in der Planungs-

phase durch das Portal über die geplanten Maßnahmen insgesamt und deren möglichen Nutzen informiert werden.

Transporte NawaRo und Gülle

Das folgende Bild 3-27 zeigt die Hauptakteure beim Transport der Substrate.

Bild 3-27: Hauptakteure beim Transport der Substrate



Akteure und deren Handlungsfelder

Die landwirtschaftlichen Betriebe, Transportunternehmen, Planer, Betreibergesellschaft der BGA, sonstige Substratlieferanten und Verbände sind Hauptakteure beim Transport der Substrate. In der Planungsphase sind Transportkosten, Transportlogistik und während der Betriebsphase die Transportoptimierung entscheidend für die Akteure.

Die folgende Tabelle 3-30 zeigt die Akteure und deren Handlungsfelder bzw. Interessenslagen.

Tabelle 3-30: Akteure/Handlungsfelder beim Transport

Akteure	Handlungsfelder/Interessen/Aktivitäten/Probleme
Landwirtschaftlicher Betrieb	Transportkosten, -logistik, -optimierung, Auswahl, Verfügbarkeit der Transportmittel (Zugmaschine mit Hänger etc.), Verluste und Qualitätsänderungen, Verkehrswege
Betreiber BGA	Gesicherte Verfügbarkeit der Einsatzstoffe hinsichtlich Menge, Qualität und Preis, Transportlogistik, Transportkosten
Landwirtschaftliche Dienstleister	Transportkosten, -logistik, -optimierung, Auswahl, Verfügbarkeit der Transportmittel, Verluste und Qualitätsänderungen, Verkehrswege
Lieferanten sonstiger biogasfähiger Substrate, insbes. Bioabfälle und Landschaftspflege	Transportkosten, -logistik, -optimierung, Standorte der potenziellen Abnehmer, Auswahl, Verfügbarkeit der Transportmittel, Verluste und Qualitätsänderungen, Verkehrswege

Resultierende mögliche Erweiterungen des bestehenden GI-Systems zu einem Informationsportal für Akteure bei Transporten

Für Planer, Anlagenbetreiber/-besitzer, landwirtschaftliche Dienstleister, Lieferanten biogasfähiger, landwirtschaftlicher erzeugter Substrate und Lieferanten sonstiger biogasfähiger Abfälle, insbesondere Bioabfälle und Landschaftspflege kann die Erweiterung des vorhandenen Logistik-Tools von Nutzen in der Planungs-, aber auch Betriebsphase sein. Zurzeit können prototypisch für 2 Fahrzeugtypen kürzeste Wege, die dazugehörigen Kosten und Emissionen berechnet werden, Erweiterungen bezüglich der Fahrzeugauswahl sind denkbar (siehe 1.4.1 und 1.4.2). Mit Hilfe eines erweiterten Logistik-Tools können sehr flexibel bezüglich Fahrzeugart, Kraftstoffpreis, zu transportierende Menge, Fahrtzeiten in Abhängigkeit vom Tagesgang der Verkehrsbelastung und Topographie kürzeste und schnellste Wege, verbrauchsoptimierte Transporte, Emissionen sowie die dazu gehörigen Kosten berechnet werden. Damit der Anwender keinerlei Vorkenntnisse im Umgang mit GI-Systemen besitzen muss, soll das Tool über einen Button aufrufbar sein und die berechnete Wegstrecke visualisiert und attributiert sein (Wegstrecke, Kosten).

Weiterhin ist für Planer, Öffentlichkeit, Genehmigungsbehörden und öffentliche Hand die Verkehrsbelastung durch die Transporte von und zu den BGA von Wichtigkeit. Daten hierzu können durch Verkehrsbeobachtungen und durch Berechnungen mit dem Logistik-Tool (Berechnung der Anzahl der notwendigen Fahrten) gewonnen werden.

Die Verlinkung und Bereitstellung von Kontaktdaten zu landwirtschaftlichen Transportunternehmen kann auch hier vorgenommen werden.

In der Steiermark wird zur Betrachtung der Verkehrsbelastung ein digitaler Atlas angeboten. Der Nutzer kann innerhalb verschiedener Kategorien das Thema Verkehr und zusätzlich die Spezialisierung Verkehrsbelastung wählen. Mittels eines zur Verfügung gestellten Werkzeuges kann sich der Anwender Informationen zu einem markierten Gebiet ausgeben lassen. Zu dem markierten Gebiet erhält er dann zwei Auskünfte bezüglich der Verkehrsbelastung:

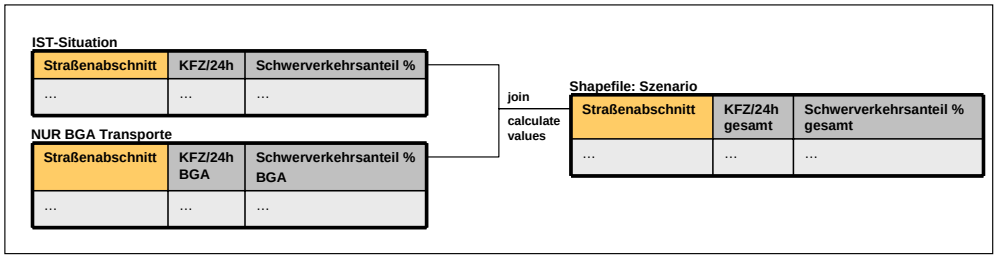
»Durchschnittlicher Tagesverkehr im Querschnitt (beide Fahrtrichtungen), der aus den Zähl- und Schätzwerten aller ausgewerteten Tage im Beobachtungsjahr errechnet wurde (KFZ/24h).«

»Anteil der LKW-ähnlichen Fahrzeuge, wie PKW mit Anhänger, Busse, LKW ohne und mit Anhänger, Sattelzüge, Sonderfahrzeuge etc. am Gesamtverkehr (Schwerverkehrsanteil %)« [GIS-Steiermark, 2008].

Bei Vorliegen entsprechender Durchschnittswerte für Deutschlands Straßen können diese in den Attributtabellen zu den entsprechenden Straßenabschnitten (im vorliegenden GI-System Tele Atlas Daten) hinterlegt und auf diese Weise visualisiert werden, zum Beispiel verschiedene Farbwerte je nach Verkehrsaufkommen.

Die zusätzlichen Transporte von Biomasse und Gärresten können über das Logistik-Tool errechnet und in ihrer Quantität visualisiert werden. Auch die Visualisierung des Szenarios »neue Transporte + derzeitiges Aufkommen« ist möglich. Dafür müssen die Straßenabschnitte in beiden Tabellen (Tabelle zur jetzigen Verkehrsbelastung und eine zur hinzukommenden Belastung) dieselben Attributwerte besitzen, somit können beide über dieses Feld verknüpft werden (Bild 3-28).

Bild 3-28: Schematische Darstellung der Abfrage zur Verkehrsbelastung



Weiterhin kann mittels des Logistik-Tools eine Prognose zur künftigen DTV-Belastung sowie zur Höhe der Emission und Immission erstellt werden.

Vergärung mit vor- und nachgelagerten Prozessen

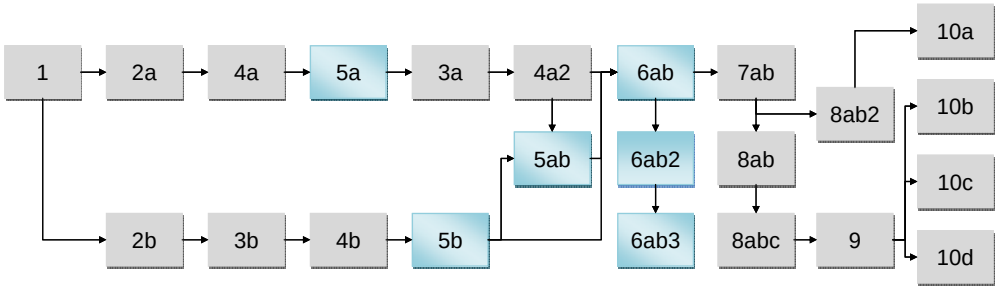
Die Hauptakteure des Prozessschrittes »Vergärung« sind im folgenden Bild 3-29 dargestellt.

Bild 3-29: Hauptakteure beim Prozessschritt Vergärung

<u>Hauptakteure bei der Vergärung mit vor- und nachgelagerten Prozessen:</u>

Prozesskettenelemente: Substratkonditionierung (5a, 5ab, 5b), 6ab Vergärung BGA, 6ab2 Gärrestlager, 6ab3 Gärrestausbringung LW

- Betreibergesellschaft der BGA
- Energieversorgungsunternehmen
- landwirtschaftliche Beratung
- Hersteller von Anlagen, Elektro-, Filter-, Pumpentechnik, auch Wartungsfirmen
- Tief- und Hochbau
- Ingenieurdienstleistungen (techn. Auslegung, Standortfindung, -genehmigung)
- Juristisch-administrativer Sektor (Genehmigungsbehörden, Anwälte)
- Öffentliche Hand (v.a. Regional-, Lokalpolitik)
- Fachverbände
- Öffentlichkeit unterschiedlicher Ebenen und Interessenslagen



Akteure und deren Handlungsfelder

Die Betreibergesellschaft, Berater (Landwirtschaftskammern, Energieagenturen), Energieversorgungsunternehmen, Hersteller von Anlagen (Elektro-, Fil-

ter-, Pumpentechnik, auch Wartungsfirmen), Ingenieurdienstleister/Planer, Finanzdienstleister, Investoren, Akteure aus dem juristisch-administrativem Sektor (Genehmigungsbehörden, Anwälte), die öffentliche Hand (v. a. Regional-, Lokalpolitik, Kommune), Fachverbände und die Öffentlichkeit unterschiedlicher Ebenen und Interessenslagen sind Hauptakteure bei diesen Prozesskettenelementen. Weitere Akteure sind Versicherungsunternehmen und sonstige Abnehmer für Wärme und Gärreste.

In der Planungsphase ist die Erarbeitung eines regionalen Energiekonzeptes EE auf der Ebene der Kommune oder Regionalplanes und in diesem Zusammenhang eine Bereitstellung verschiedenster Umwelt- und Anlagendaten erwünscht.

Einzelne wesentliche Akteure bei der Planung der BGA sind Investoren (Energieversorgungsunternehmen), Landwirte, Anwohner, Presse, Berater, Landwirtschaftskammern, Genehmigungsbehörden, Umweltverbände, Naturschutzgruppen und der Gemeinderat [PG Biogas, 2008]. Die Öffentlichkeit und betroffene Anwohner werden oft zu spät in den Planungsprozess einbezogen, obwohl gerade hier sehr hoher Informationsbedarf zum Beispiel zur Anlagensicherheit, künftigen Geruchs- und Lärmbelästigungen, Standort der Anlage etc. besteht. Vorbehalte und mangelnde Information der Öffentlichkeit führen hauptsächlich zu Widerständen schon vor dem Genehmigungsprozess.

Das Interesse der Investoren liegt hauptsächlich bei Biomassepotenzialermittlungen in einer Region, Wirtschaftlichkeitsberechnungen und rechtlichen Aspekten. Die Standortplanung, technische Auslegung der BGA, Wärmenutzungskonzepte und letztlich die Genehmigung der Anlage stehen im Mittelpunkt der Interessenslagen der Planer. Hier besteht ein hoher Bedarf an Umweltdaten zur Standortplanung. Ein sehr umfassender Informationsbedarf besteht ebenfalls bei den künftigen Betreibern der BGA hinsichtlich rechtlicher, ökonomischer und technischer Aspekte.

In der Bauphase der BGA treten Anlagenhersteller, Tief- und Hochbau und die Öffentlichkeit als Akteure hervor. Der Bau der Anlagen ist mit einem erhöhten Verkehrsaufkommen, Lärmbelästigungen, Luftverschmutzungen etc. verbunden. Die Öffentlichkeit und betroffene Anwohner sollten hierüber im Vorfeld informiert werden. Anlagenhersteller benötigen aktuelle Informationen zu technischen Aspekten.

In der Betriebsphase der BGA können Störfälle, Geruchsbelastungen durch Lagerung von Substraten und erhöhtes Transportaufkommen auftreten. Betroffen sind hiervon die Anwohner. Eine entscheidende Rolle spielen hier der Betreiber der Anlage mit einer entsprechenden technischen Qualifikation und die technische Ausrüstung der Anlage. Hier besteht oft ein Defizit, insbesondere bei der Qualifikation der Betreiber [PG Biogas, 2008]. Während des Betriebes der Anlagen sind die Aufnahme von Betriebsdaten und eine Transparenz gegenüber der Öffentlichkeit erforderlich.

In der folgenden Tabelle 3-31 werden die Akteure und deren Handlungsfelder bzw. Interessenslagen zusammengefasst.

Tabelle 3-31: Akteure/Handlungsfelder bei der Vergärung mit vor-/nachgelagerten Prozessen

Akteure	Handlungsfelder/Interessen/Aktivitäten/Probleme
Betreiber BGA	Auswahl von Beratern und Planungsfirmen, Mitwirkung bei der Grobplanung der Anlage, Lieferverträge für die Substratlieferung in Abhängigkeit der Beschickung der Anlage, Qualität, Menge etc.; Informationen zu rechtlichen Aspekten bei Nutzung sonstiger biogasfähiger Substrate, Auswahl und Abschluss von verschiedensten Versicherungen (Anlagenversicherung, Maschinen-Ertragsausfallversicherung, Haftpflichtversicherung etc.), Wirtschaftlichkeitsanalyse der Anlage, Abnahmeverträge für Wärme und Gärreste, ggf. Betreiberverträge, Finanzierung und Förderprogramme für BGA, Überprüfung der Infrastruktur/Logistik (Platzverhältnisse im Betrieb, Neuinvestitionen für Ställe, Güllelagerbehälter) in der Planungsphase, Konkurrenzsituation bzgl. Substratversorgung aufgrund weiterer BGA bzw. Biomasseanlagen in der Nachbarschaft; Wartung und Service der Anlage, Antragstellung bei der Genehmigungsbehörde, Konzept für die Finanzierung/Finanzierungsplan allgemeine umfassende Informationen zu bautechnischen, rechtlichen und wirtschaftlichen Aspekten; Fachkenntnis des Betreibers in der Betriebsphase (Qualifikation); Minimierung anlagenspezifischer Methan-Verluste; Einnahmequellen (Vergütung EEG, Wärmenutzung und Wärmevergütung, Gärrestvermarktung, Entsorgungsvergütung), Betriebssicherheit, Transportaufwand etc.
Landwirtschaftliche Beratung	Beratung hinsichtlich Förderprogrammen, ökonomischer und rechtlicher Aspekte etc.
Hersteller Anlagen, Elektro-, Filter-, Pumpentechnik, Wartungsfirmen	Wartungs-/Instandhaltungsverträge, moderne Anlagentechnik, Material und Verarbeitung – Qualität der Anlage, Fragen der Gewährleistung, Anlagenlieferung über Generalunternehmer »turnkey-Vertrag« [Energieagentur NRW, 2006]
Ingenieurdienstleistungen (Planer, Bauausführung Tief- und Hochbau)	Standortwahl der Anlage, Bestandsaufnahmen und -analysen, Planung/Bemessung der Anlage (Anlagengröße, Kapazitätsauslastung, Betriebszeiten etc.), technische Ausrüstung, Substratbereitstellung, Beratung, Wärmenutzungskonzepte, frühzeitige Information und ggf. Beteiligung der Bevölkerung bei der Standortwahl etc., Vorbereitung der Genehmigungsunterlagen, Bauausführung
Energieversorgungsunternehmen (Investoren)	Finanzierung der BGA, Informationen zur Wirtschaftlichkeit der BGA, rechtliche Aspekte und Risikomanagement
Juristisch-administrativer Sektor (Genehmigungsbehörden, Anwälte)	Auswahl und Durchführung der Genehmigungsverfahren BGA, Prüfung der rechtlichen Genehmigungsvoraussetzungen, z. B. UVP, Öffentlichkeitsbeteiligung in Abhängigkeit vom Verfahren, Erteilung der Genehmigung, Ausfertigung verschiedenster Verträge (z. B. Betreibervertrag, Liefervertrag), benötigte Informationen zur Technik der BGA
Öffentliche Hand (v. a. Regional-, Lokalpolitik, Kommune)	Interesse an: regionaler Wertschöpfung, Schaffung von Arbeitsplätzen, Klimaschutz; Interesse von Investoren an der Region wecken, befürchteter Tourismusrückgang, Vernetzung von Akteuren, Öffentlichkeitsarbeit, allgemeines Interesse zum Anbau von Energiepflanzen, Bauleitplanung und somit künftige Entwicklungen in der Fläche, Aufgabenbereich der kommunalen Straßen, Verkehr
Öffentlichkeit unterschiedlicher Ebenen und Interessenslagen	Befürchtungen in der Öffentlichkeit zu: Sicherheitsgefahr, Geruchsbelästigungen, Lärmbelästigung durch mangelnde Einbeziehung der Lager bei der Planung und auch daraus resultierenden höheren Transport der Substrate, Tourismusrückgang, Landschaftsbild, negatives Erscheinungsbild der BGA, Verkehrsbelastungen; Standort der Anlage, Anlagengröße, Technikangst, Informationsmangel, Angst vor Gas- und Explosionsgefahr aus Unwissenheit [PG Biogas, 2008], Informationsmangel und fehlende Einbeziehung der Öffentlichkeit in den Planungsprozess der BGA, Monokulturdebatte, öffentliches

Akteure	Handlungsfelder/Interessen/Aktivitäten/Probleme
	Interesse an Landnutzung, Naturschutz, Erwerbsmöglichkeiten und Beeinträchtigung von Erwerbsmöglichkeiten (Tourismus) in der Region, Beeinflussung durch Medien/Presse, Berichterstattung der Presse, Proteste bei Genehmigungsverfahren oder während des Betriebes der BGA, stärkere Belastung durch Emissionen, Lärmbelästigungen beim Bau und Betrieb der BGA, bereits bestehende Sensibilisierung der Bevölkerung aufgrund anderer Geruchsbelästigungen [PG Biogas, 2008]
Fachverbände	Naturschutz, Emissionen

Resultierende mögliche Erweiterungen des bestehenden GI-Systems zu einem Informationsportal für Akteure bei der Vergärung (inkl. vor- und nachgelagerter Prozesse)

Entscheidend in der Planungsphase ist die Wahl von Beratern und Planern, die bereits Erfahrungen bei der Durchführung von Biogasprojekten besitzen und bei der Planung einer Anlage die konkreten Gegebenheiten vor Ort (landwirtschaftlicher Betrieb) berücksichtigen. Eine Vernetzung der Akteure, das Bereitstellen von Kontaktdaten und die Beschaffung von Daten der öffentlichen Hand (insbesondere bei Genehmigungsverfahren nach BImSchG mit UVP) ist wie schon erwähnt mit dieser Internetplattform anzustreben und umsetzbar. Für UVP-pflichtige Anlagen können von Genehmigungsbehörden die Auswirkungen des Energiepflanzenanbaus auf die Schutzgüter (u. a. Wasser, Boden, Landschaft) untersucht werden. Eine in diesem Kontext etablierte Methode ist die ökologische Risikoanalyse. Hierbei kann das GI-System bspw. durch 2,5-3D-Analysen des Landschaftsbildes und Verschneidungen von schutzgut- und flächenspezifischen Empfindlichkeiten mit den vorhabenspezifischen Wirkpfaden und deren Intensitäten unterstützend genutzt werden.

Bestehende BGA

Für die genannten Akteure ist in der Planungsphase die Konkurrenz um Flächen für den Substratanbau ein wichtiger Gesichtspunkt. Zu diesem Zweck kann innerhalb des Web-GIS die Lage bzw. Dichte bestehender, in Planung oder im Bau befindlicher BGA bei Auswahl dieses Themas angezeigt werden, ggf. mit entsprechenden Attributwerten (Betreiber, Laufzeit, Substratgemisch, Status etc.). Weiterhin können Nachbarschaftsbeziehungen zu den BGA analysiert werden (bspw. Abstände der BGA zueinander).

Benötigt werden hierzu georeferenzierte Anlagenstandorte sowie die entsprechenden Hintergrunddaten der im Raum befindlichen BGA. Das GI-System biete eine Vielzahl von Darstellungsmöglichkeiten, sei es durch vorgegebene Symbolpaletten oder selbst erstellte Symbole. Die darzustellenden Objekte können dabei kategorisiert werden), dadurch kann bspw. der Status der Anlage (wenn in Attributtabelle vorhanden) kenntlich gemacht werden (bspw. rote Punkte - Bestand, gelbe Punkte - im Bau etc.).

Durch das Einrichten von Schreibrechten kann es den Biogasanlagenbetreibern ermöglicht werden, Daten bezüglich ihrer BGA zu aktualisieren, zum

Beispiel bei Änderung der Durchsatzmengen, der Substratmischung oder des Status der Anlage. Dies kann zum einen der Akzeptanzerhöhung in der Bevölkerung dienen, zum anderen auch der Datenbeschaffung/-sammlung für die öffentliche Hand (Genehmigungsbehörden, Raumordnung).

Für die Altmark liegen Informationen zu den vorhandenen BGA bei der regionalen Planungsgemeinschaft (RePla) vor. Die Übertragung der Daten kann dabei entweder über einen Online-Dienst eingerichtet werden oder »manuell« erfolgen.

Geplante BGA

Bei der Planung von neuen BGA kann es hilfreich sein, diese zur besseren Vorstellung und Verdeutlichung der dadurch möglichen landschaftlichen Veränderungen im Raum darzustellen. Mittels einer 2,5-3D-System-Analyse kann eine Landschaftsbildsimulation erfolgen. Diesbezüglich sind 3D-Gebäudemodelle, Stadtmodelle, Digitale Oberflächenmodelle und digitale Geländemodelle von Bedeutung.

Ein weiterer wichtiger Punkt sind für mögliche Investoren die Restriktionen bei der Standortsuche. Das bisherige Vorgehen bezüglich Standortsuchräumen ist Kapitel 2.2.2 zu entnehmen. Als Ausblick für das Web-GIS sollten Flächennutzungen visualisiert sein, mit Hinterlegung der entsprechenden Attributwerte (bspw. Naturschutzgebiet, keine Bebauung möglich, Anforderungen an Abstände). Eine Zusatzoption ist die Hinterlegung der Restriktionen mit den entsprechenden Ansprechpartnern (Kontaktdaten zu Behörden etc.). Weiterhin ist es für zukünftige Investitionen in BGA wichtig, das über die geplante Laufzeit einer BGA sicher zur Verfügung stehende Biomassepotenzial aufzuschlüsseln (Ort, Substratart, -menge, -qualität). Es muss die Frage beantwortet werden können, welche Biomasse nicht bereits längerfristig vertraglich gebunden ist.

Wie aus Kapitel 2.2.2 hervorgeht, ist es bei der Planung einer BGA hinsichtlich der Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz wichtig, Informationen zur Netzverfügbarkeit vorzuhalten (Entfernung des nächsten Einspeisepunktes, Einspeisequalität, -druck, Netzbetreiber usw.). Durch die Einrichtung des Online-Services zu den Gasnetzen der Projektpartner für die Abfrage solcher Informationen wird in einem ersten Schritt diesem Informationsbedarf Rechnung getragen.

Der regionale Energiebedarf, insbesondere die Nachfrage nach Wärme und Strom, ist wesentlich mit ausschlaggebend für Klärung der Grundsatzfrage Einspeisung oder Verstromung mit Wärmenutzung. Wird durch ein regionales Energiekonzept nachgewiesen, dass in direkter Nachbarschaft der geplanten BGA durch Nutzung der bei der Verstromung im BHKW anfallenden Wärme eine optimale Energieausbeute gegeben ist, kann das z. B. zu der Einschätzung führen, dass eine kleinere BGA ohne Einspeisung sowohl betriebswirtschaftlich wie auch unter dem Gesichtspunkt der Minderung von Treibhausgasen die bessere Lösung ist.

Neben den im Raum vorhanden Restriktionen (Flächenverfügbarkeit, rechtliche Rahmenbedingungen, zur Verfügung stehende Biomassepotenziale etc.) können bei der Einschätzung der Standorteignung aber auch die Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung in der Region Einfluss nehmen [Brinkhoff, 2008]. Hierbei können mit Hilfe des GI-Systems bei Zugriff auf die entsprechenden Daten die Bewegung und Ausbreitung von Bevölkerung im Zeitverlauf und von monetären Strömen in der Region analysiert werden. Schwindende Bevölkerungszahlen und somit eine regionale reduzierte Energienachfrage kann ein Anlass für die Einspeisung von Biomethan sein (ggf. Aus-, Neu- und Umbau der Gasnetze).

Vorstellbar ist auch, eine Eingabemaske zur Verfügung zu stellen, in der der Nutzer seine gewünschten Standortkoordinaten eingibt. Die Ausgabe kann als Auflistung erfolgen, bspw. hinsichtlich räumlicher Restriktionen. Als Erweiterung dieser Auflistung kann zudem das zu erwartende Biomassepotenzial (bei vorgegebenen Substraten oder generiert aus dem InVeKoS) innerhalb eines vorgegebenen Radius für diesen Standort berechnet und ausgegeben werden. Voraussetzung ist hierbei, dass der Standort geeignet ist und innerhalb des Einzugsgebietes Biomasse für die energetische Nutzung vorhanden ist.

Für die Technologiebereitstellung, -beratung und -finanzierung sollten Kontaktdaten, Referenzlisten etc. zu erfahrenden Beratern, Ingenieurdienstleistern und Herstellern in den unterschiedlichen Regionen (Sitz der Firmen) im Web-GIS hinterlegt werden, als Points of Interest (z. B. Anzeige der Landwirtschaftskammern, unabhängige Berater etc.).

Die Angaben (Links, Leitpfade zur Technologieentscheidung, Fachzentren, Kontaktdaten etc.) hierzu könnten von den einzelnen Akteuren (bspw. Bund, Kommunen, KfW, DKB) verwaltet, bearbeitet und hinzugefügt werden (Benutzerkonten, Schreibrechte), so dass der interessierte Nutzer diese abrufen kann.

Betrieb von BGA

Für Biogasanlagenbetreiber kann es hilfreich sein, ihre Prozessdaten innerhalb einer Datenbank zu verwalten. Anbieten würde sich hierfür die Einrichtung eines Benutzerkontos, innerhalb dessen der Nutzer durch speziell angebotene Funktionen eigene Daten speichern, auswerten und verwalten kann.

Dienlich kann ein solches Angebot zum Beispiel für die Sicherung und Optimierung des Betriebes, der Flächenbewirtschaftung und der Düngung, Vergleich der Daten (Benchmarking) und zur Kontrolle der Emissionen sein. Ein Verweis zu kommerzieller Software (z. B. auch Schlagkarteien) und Fachverbänden sollte hier nicht fehlen.

Weiterhin kann für Wirtschaftlichkeitsberechnungen auf die bisherige Kostenberechnung verwiesen werden, die jedoch noch flexibler für die Ansprüche der Akteure gestaltet werden müssen (Modellbildungen zur Wirtschaftlichkeitsanalyse). Weiterhin soll an dieser Stelle noch einmal auf das KTBL

verwiesen werden. Damit keine doppelte Arbeit geleistet werden muss, sollte eine Zusammenarbeit mit dem KTBL angestrebt werden. Sei es durch die Verlinkung der Seiten oder der Bereitstellung der Dienste über einen Online-Service. Nähere Informationen, wie die Daten beim KTBL vorliegen und wie die Berechnungen vorgenommen werden (welche Algorithmen, Programmierung etc.), können an dieser Stelle nicht erbracht werden.

Für die betroffene Bevölkerung sind oft Geruch und Lärm Kritikpunkte und müssen somit von den Planern, Betreibern und Genehmigungsbehörden ernst genommen werden. Innerhalb des Portals können dazu Erfahrungsberichte bereitgestellt werden und Messwerte aus Geruchsmessungen und Lärmpegelmessungen raumbezogen integriert werden (Farbskalen je nach Intensität).

Hinsichtlich der aufkommenden Emissionen können bereits innerhalb des bestehenden Systems Berechnungen vorgenommen werden. Wünschenswert wären hier noch die Automatisierung und die Vereinfachung der Berechnung durch Eingabe- und Ausgabemasken oder visualisierbare Ergebnisse, sowie die Erweiterung auf weitere Anlagen etc. womit eine größere Flexibilität erreicht werden kann. Durch die Automatisierung und flexiblere Parameter kann der Aufbau eines Emissionsrechners für BGA für den Emissionshandel angestrebt werden. Die Emissionen, hinsichtlich Ausbreitung und Intensität, könnten standortbezogen visualisiert werden.

Die Akzeptanz in der Bevölkerung bezüglich der Emissionen kann zudem durch den Emissionsrechner erhöht werden. Über den Emissionsrechner kann die Vergleichsmöglichkeit zwischen Ist- und Soll-Zustand zur Verfügung gestellt werden, so können sich die Betroffenen die vorhanden Emissionen und die entstehenden Emissionen berechnen und visualisieren lassen. Ein besseres Verständnis und Vorabanalysen sind möglich.

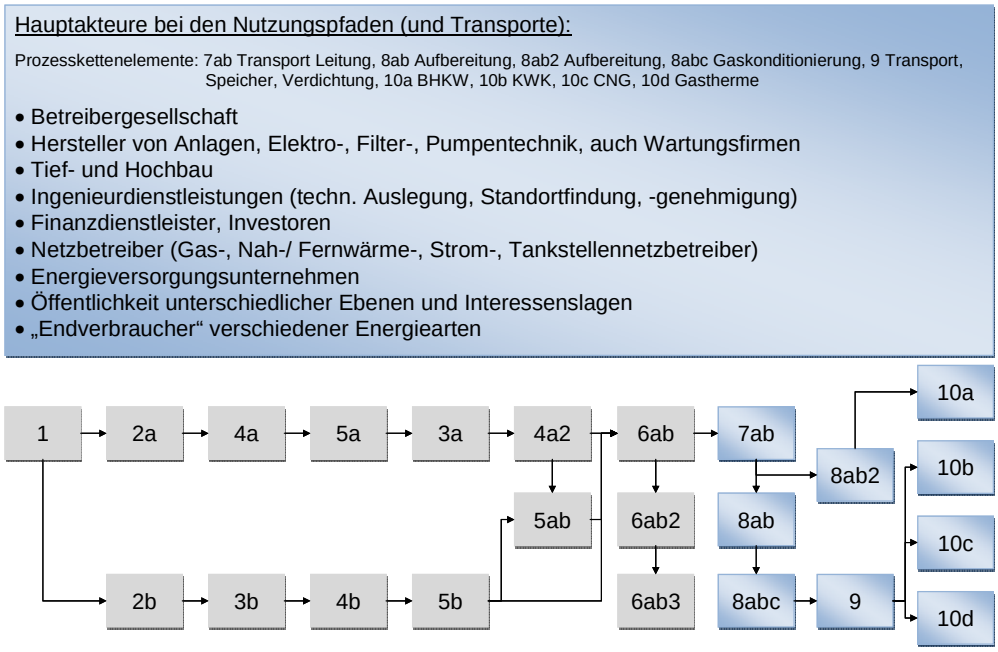
Weiterhin wären Datenbanken und Modelle zur Ermittlung der regionalen Wertschöpfung, Arbeitsplatzeffekte in einer Region (ausgewählte Erhebungsdaten, zeitliche Staffelungen, Berechnungen) erstrebenswert. Ansätze gibt es dazu im Endbericht BioRegio: Entwicklung und Nutzung von EDV-Werkzeugen (u. a. Nutzung von GEMIS) [Fritsche et al., 2007].

Eine weitere Möglichkeit, Anreize für Investoren und Betreiber zu geben, kann über die Erstellung eines Rankings und die Visualisierung von Siedlungstypen, die sich besonders für eine Gasversorgung aus Biomasse eignen, zum Beispiel in Anlehnung an das Vorgehen des UBA innerhalb des Forschungsprojektes »Potenziale von Nah- und Fernwärmenetzen für den Klimaschutz bis zum Jahr 2020« erfolgen. Innerhalb dieses Projektes wurden mithilfe von Kennwerten Aussagen über die Standortbedingungen für Nahwärme aus erneuerbare Energien getroffen (Ranking).

Nutzungspfade

Die folgenden Hauptakteure treten beim Prozessschritt »Nutzungspfade« auf (Bild 3-30).

Bild 3-30: Hauptakteure der Nutzungspfade



Akteure und deren Handlungsfelder

Bei den Nutzungspfaden treten verschiedene Akteure unterschiedlicher Ebenen und Interessenslagen, wie Betreiber der BGA, Hersteller von Anlagen, Elektro-, Filter-, Pumpentechnik, auch Wartungsfirmen, Ingenieurdienstleister, Finanzdienstleister, Investoren, Netzbetreiber (Gas-, Nah-/Fernwärme-, Strom-, Tankstellennetzbetreiber), Energieversorgungsunternehmen, die Öffentlichkeit und letztlich der »Endverbraucher« verschiedener Energiearten auf.

Neben technischen Aspekten spielen rechtliche Vorgaben eine Rolle (z. B. Kosten für den Netzanschluss, Netzanschlussverträge, Einspeisevertrag) und ökonomische Aspekte (Absatz, Vergütung, Preisentwicklung).

Resultierende mögliche Erweiterungen des bestehenden GI-Systems zu einem Informationsportal für Akteure entlang der Nutzungspfade

Zunächst sind die rechtlichen Rahmenbedingungen aktuell und aufbereitet für den Akteur zur Verfügung zu stellen bzw. über Links entsprechende Verweise aufzunehmen (u. a. EEG-Förderungen).

Neben den gasnetzbetreiberbezogenen Einspeisepunkten für Biogas ins Erdgasnetz einschließlich der jeweiligen spezifischen Anforderungen an das Biomethan könnten bspw. Energie- und Wärmebedarfsanalysen für die Planung relevant sein.

Bezüglich der Einspeisepunkte und den dazugehörigen Kriterien (Einspeisedruck, -qualität, Entfernung BGA und Einspeisepunkt etc.) ist im Verbundvorhaben bereits ein Online-Dienst zu den Systemen der Projektpartner aus der Gaswirtschaft realisiert, bei dem diese Informationen von E.ON geliefert

werden. Bei diesem Online-Dienst werden die möglichen Standortkoordinaten an die E.ON Ruhrgas AG »geschickt« und zurück kommen die entsprechenden Informationen zu diesem Standort bezüglich der Einspeisung (vgl. Kapitel 2.2.2). Für den Ausbau des Systems können zum einen die Erweiterung auf andere Netzbetreiber und Energieversorger vorgenommen werden, zum anderen kann hier die Programmierung einer Eingabemaske in Form eines Anfrageformulars vorgesehen werden, deren Beantwortung per E-Mail erfolgen könnte.

Für die Versorgungsunternehmen und Netzbetreiber ist die Visualisierung der bestehenden BGA, der geplanten BGA und der potenziellen Standorte (Ermittlung durch das bestehende GI-System – Abschätzung der noch offenen Potenziale, Herausfiltern der Standortrestriktionen etc.) im Vergleich zum bestehenden Gasnetz eine wichtige Information für die Optimierung bei geplanten Neuerschließungen oder Sanierungen des bestehenden Netzes [Jandewerth, 2007].

Hinsichtlich des Informationsbedarfs für die Einspeisung und alles Dazugehörige wird unter [greengas, 2008] eine Handelsplattform für Biomethan in Deutschland angeboten. Die bmp greengas (Dienstleister) ist hierbei der Zwischenhändler, Technologieberater für die Gasaufbereitung, Planer für Einspeiseprojekte und Berater für EEG-Fragen. Die Informationen sind nach Erzeugern und Abnehmern aufbereitet. Ein Verweis auf der Plattform an solche Einrichtungen soll erbracht werden.

3.9.1.2 Ausblick Datenverfügbarkeit und -nutzung

Für den Aufbau eines funktionsfähigen GI-Systems ist die Bereitstellung (laufend aktualisierter) Geobasis- und Fachdaten von entscheidender Bedeutung. Daten und Informationen bilden die Grundvoraussetzung für die Planung und Realisierung von Vorhaben. Analysen der Hochschule Magdeburg-Stendal [Voigt et al., 2007 und 2008] zu GI-System-fähigen Daten und ihrer Verfügbarkeit im Kontext der erneuerbaren Energien für die Modellregion Altmark haben gezeigt, dass v. a. die öffentlichen Einrichtungen des Landes Sachsen-Anhalt eine Vielzahl relevanter Daten erfassen und vorhalten, die sich prinzipiell für die Generierung neuer Informationsprodukte und -dienstleistungen eignen. Sie unterliegen jedoch gewissen Einschränkungen im Hinblick auf die fortlaufende Aktualisierung und Homogenisierung (vgl. Tabelle im Anhang A4).

In den Tabellen des Anhangs A4 ist eine Übersicht zur Datenverfügbarkeit des öffentlichen Sektors[32] für Sachsen-Anhalt dargestellt. Flächenbezogene Daten zur Land- und Forstwirtschaft werden aufgrund der Vorgaben zur Agrarstatistik regelmäßig aktualisiert bzw. liegen über die Erhebungen zum InVeKoS jährlich vor. Bei den landwirtschaftlichen Flächen, die am Prämienverfahren teilnehmen, werden alle Parzellen > 0,3 ha erfasst. Hinsichtlich der Forstdaten ist auf die forstlichen Einrichtungswerke, die forstliche Betriebsplanung des Staats- und betreuten Privatwaldes zu verweisen. Angaben

[32] Es sei darauf hingewiesen, dass es für die Datenbereitstellung auch private Quellen gibt, die hier jedoch keine weitere Verwendung gefunden haben. Quellen sind u. a. private Wetterstationen (bspw. in Bismark), private Netzbetreiber (bspw. E.ON), Landwirte und der unbetreute Privatwald.

zum unbetreuten Privatwald liegen für die Modellregion Altmark nur analog oder vektorisiert, d. h. nicht in geeigneter Form für eine GI-System-Anwendung vor. Insgesamt ist jedoch von einer vergleichsweise hohen Flächendeckung grundsätzlich vorhandener Informationen zur Forstwirtschaft auszugehen.

INSPIRE (Infrarstructure für Spatial Information in Europe)

Am 15.05.2007 trat diese Richtlinie zur Schaffung einer gemeinsamen Geodateninfrastruktur in der Europäischen Gemeinschaft in Kraft. Durch die Richtlinie soll sichergestellt werden, dass die in ihr aufgeführten Geodaten leicht zu finden und zugänglich sind, sowie grenzübergreifend der Nutzung zur Verfügung stehen. Die internationalen Standards und Normen sollen so weit wie möglich dabei Beachtung finden (bspw. OGC und ISO). Dienste, die über ein INSPIRE-Geoportal zugänglich gemacht werden sollen (voraussichtlich 2010 Verfügbarkeit einer vollständigen Version), werden für den Zugang zu den Daten und deren Nutzung bereitgestellt (bspw. Such-, Darstellungs-, Download-, Transformations- und Abrufdienste). 2009 (Mitte Mai) muss die Umsetzung der Richtlinie in nationales Recht der EU-Mitgliedstaaten erfolgt sein. Die Anbieter (v. a. öffentliche Verwaltungen, Dienstleister dieser) der definierten Daten haben die Verpflichtung, diese über die genannten Dienste zur Verfügung zu stellen. Die festgelegten Durchführungsbestimmungen für Interoperabilität der Geodaten und Dienste müssen dabei eingehalten werden [Harzer, 2008]. Für nähere Informationen siehe die Informationsbroschüre des Runder Tisch GIS e. V.

In Umsetzung der Vorgaben aus der INSPIRE-Richtlinie der EU, die sich an den Verwaltungssektor wendet, arbeitet das Land Sachsen-Anhalt an der Einführung eines eGovernment. Mit der Unterzeichnung der Rahmenvereinbarung über die Zusammenarbeit in den Bereichen IT und eGovernement im Jahr 2003 ist die grundlegende Voraussetzung für eine umfassende Kooperation im Interesse einer landesweiten Bereitstellung von Online-Dienstleistungen für Bürger und Wirtschaft getroffen. Die Rahmenvereinbarung betrifft u. a. Maßnahmen zur Reduktion landesweit vorhandener IT-Vielfalt und den Aufbau einer einheitlichen Datenbasis.

Die bei den unterschiedlichen Ministerien des Landes Sachsen-Anhalt vorliegenden Informationssysteme werden nun zu einer einheitlichen Geodateninfrastruktur (GDI) mit erweiterten Nutzungszugriffen zusammengeführt. Hierbei treten neben finanziellen, personellen und technischen Problemen auch eine Vielzahl administrativer Hemmnisse auf.

Neben der INSPIRE-Richtlinie liegen seitens der EU weitere Instrumente vor, die die europäische Informationskultur verändern sollen. Hierzu gehören die an die Öffentlichkeit gerichtete Umweltinformationsrichtlinie (UI-RL) und die Public Sector Information Richtlinie (PSI-RL, in deutsches Recht umgesetzt mit dem IWG Informationsweiterverwendungsgesetz 2006), welche v. a. auf wirtschaftliche Aspekte des Datentausches fokussiert sind (vgl. weitergehend Voigt et al., 2008).

4 Auswertung der Datenanalyse und Szenariobetrachtungen (AP 8)

In den vorangegangenen Arbeitspaketen sechs und sieben ist mit der Entwicklung und Anwendung des Geoinformationssystems zur Datenberechnung die Grundlage geschaffen worden, um im achten Arbeitspaket die Bewertung des Biogaspotenzials hinsichtlich seines Nutzens zum Klimaschutzbeitrag vorzunehmen.

Folgende Fragen sollen beantwortet werden:

- Auf welche Weise und in welchem Einsatzfeld kann Biogas optimal, also mit größten Treibhausgasminderungen, verwendet werden?
- Welche alternativen Nutzungen von Biomasse sind hinsichtlich der begrenzten verfügbaren Fläche und der daraus resultierenden Nutzungskonkurrenz zu betrachten?

4.1 Anwendungspfade für Biomasse und fossile Referenztechnologien

Nach der Aufbereitung ist Biomethan als vollständiges Erdgassubstitut zu bewerten, das dieselben Eigenschaften wie der fossile Energieträger aufweist. Über die Einspeisung steht das Biomethan (entweder physisch nach Durchleitung oder über einen virtuellen Handel) den gleichen Einsatzgebieten wie Erdgas zur Verfügung.

Einsatzfelder für Erdgas in Deutschland

Im vergangenen Jahr 2008 sind in Deutschland rund 3 EJ Erdgas verbraucht worden, was einem leichten Rückgang von 1 % gegenüber dem Vorjahr entspricht. Der Rückgang ist vor allem auf eine verminderte Nachfrage der Industrie sowie einen erhöhten Gaspreis zurückzuführen. Demgegenüber steht ein erhöhter Einsatz in Kraftwerken um 9 %, insbesondere im KWK-Bereich. Der Anteil von Erdgas an der gesamten Brutto-Stromerzeugung in Deutschland stieg auf 13 %. Bei den privaten Haushalten und den Gewerbe- und Dienstleistungsunternehmen (HuK-Sektor) ist die Nachfrage unvermindert geblieben. Der Bestand an Erdgasheizungen ist gesteigert worden, im Bereich der Neubauten ist jedoch ein etwas geringerer Marktanteil von knapp 59 % (2007: 65,6 %) zu verzeichnen, zu dem es aufgrund des verschärften Wettbewerbs durch alternative Heizsysteme gekommen ist [Ziesing, 2009].

Der Verbrauch von Erdgas als Kraftstoff findet in der zusammenfassenden Energiebilanz [Ziesing, 2009] keine Erwähnung. Aus den vorliegenden ausführlichen Daten für 2006 [Energiebilanzen, 2006] geht hervor, dass rund 5.200 TJ (= 0,005 EJ) an Erdgas im Straßenverkehr eingesetzt worden sind, entsprechend einem Anteil von 0,25 % am gesamten Kraftstoffbedarf. Von der deutschen Gaswirtschaft wird das Thema »Erdgas als Kraftstoff« weiter-

hin bearbeitet; es erfolgt der schrittweise Ausbau des Tankstellennetzes, derzeit vor allem im Bereich der Autobahntankstellen.

Einsatz von Bioenergie

Im Jahr 2008 sind rund drei Viertel der erneuerbaren Energien von Biomasse gestellt worden. Dabei geht der größte Anteil der Biomasse mit 47 % in den Wärmebereich, 30 % wurden verstromt und 23 % als Kraftstoffe eingesetzt [Ziesing, 2009].

Der Fokus des vorliegenden Projekts liegt auf der Erzeugung und Nutzung von Biomethan. Um diese Option bezüglich ihrer Effekte einordnen zu können, ist es aber notwendig, andere Möglichkeiten der energetischen Biomassenutzung zu betrachten. In einem – notwendigerweise knapperen – Screening werden daher ausgewählte Bioenergiepfade und die hier erzielbaren THG-Einsparungen und Differenzkosten gegenüber der fossilen Referenz dargestellt.

Es existiert bereits heute eine Vielzahl an Möglichkeiten, Biomasse energetisch umzusetzen, um Strom, Wärme für Haushalte und Industrie oder Kraftstoff bereitzustellen. Weitere Verfahren befinden sich in der Demonstration oder Entwicklung. Die eingesetzten Rohstoffe und Techniken unterscheiden sich dabei ebenso wie die prozessbedingten Emissionen, der energetische und finanzielle Aufwand der Bereitstellung, die verfügbare Menge an Primär- und Endenergie und die klima-, energie- und umweltpolitische Bedeutung – um nur einige Faktoren zu nennen, die zur Bewertung beitragen. Mehrere dieser Aspekte sind unter anderem in [Zimmer et.al, 2008] untersucht worden. Dabei sind aus der Vielfalt der verschiedenen Nutzungspfade solche ausgewählt worden, die sowohl aktuell als auch im Ausblick von Bedeutung scheinen.

Aus der dort getroffenen Auswahl werden im Folgenden sieben Nutzungspfade als Konkurrenten zur Biomethanerzeugung vorgestellt. Dies sind im Einzelnen:

- Wärmebereitstellung aus Holzhackschnitzeln für den Hauswärmebereich
- Verstromung von Holzhackschnitzeln in ORC-Anlagen
- Verstromung von Holzhackschnitzeln in (Heiz-)Kraftwerken
- Verstromung von Stroh in (Heiz-)Kraftwerken (Mitverbrennung)
- Bereitstellung von Biodiesel auf Basis von Raps
- Bereitstellung von Bioethanol auf Basis von Weizen
- Bereitstellung von BTL (Biomass-to-Liquid) auf Basis von Holz

Damit sind die drei Sektoren der Strom-, Wärme- und Kraftstoffproduktion abgedeckt. Mit Ausnahme der ORC-Anlage und der Produktion von BTL sind die Optionen auf einem validen Stand der Technik, so dass sie schon heute zum Einsatz kommen.

Insbesondere für die Entwicklung der Biokraftstofflinien sollte aber über den heutigen Stand der Biokraftstoffe der ersten Generation hinaus geblickt werden, da sich in vielen, gerade auch politischen Dokumenten Hinweise auf die innovative Technik wiederfinden. Es gilt also verstärkt, zu prüfen, ob und welche Vorteile dieser Nutzungspfad gegenüber dem Einsatz von Biomethan aufweist.

Mit der Untersuchung der ORC-Technik wird auch der dezentralen Stromerzeugung Rechnung getragen. Damit kann ein direkterer Vergleich mit der ebenfalls dezentralen Verstromung von Biomethan im BHKW (sei es vor oder nach der Einspeisung) erfolgen, als es möglich wäre, wenn nur die Verstromung in großen (Heiz-)Kraftwerken betrachtet wird.

4.2 Bewertung des Einsatzes von Biogas vor dem Hintergrund dynamischer Energiesysteme

Die politische Motivation für den Einsatz erneuerbarer Energieträger ist neben dem Beitrag zur Versorgungssicherheit vor allem die Einsparung von Treibhausgas-Emissionen. Durch den Einsatz von Biomethan werden fossile Ressourcen geschont und Emissionen vermieden, so dass ein Beitrag zum Klimaschutz geleistet wird. Aber auch die Erzeugung von Biomethan ist mit THG-Emissionen über den gesamten Lebensweg verbunden. Deren Entstehung ist in den vorangegangenen Arbeitspakten systematisch den einzelnen Abschnitten der gesamten Prozesskette zugeordnet worden.

Entscheidend für die letztendliche Emissionsminderung ist der Vergleich mit der jeweils substituierten Referenztechnik. Verschiedene Publikationen (u. a. [DVGW/BGW, 2006; Zimmer et al., 2008, Zah et al., 2007]) zeigen die mögliche THG-Minderung bei Einsatz von Bioenergie im Strom-, Wärme- und Kraftstoffsektor auf. Bei den dokumentierten Aussagen handelt es sich aber bisher ausschließlich um Momentaufnahmen, die vor dem Hintergrund des derzeitigen (deutschen) Energiesystems getroffen worden sind.

Biogasanlagen – mit der Option zur Aufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz sowie auch Anlagen zur lokalen Verstromung und Wärmenutzung vor Ort – sind zwar keine großmaßstäbliche Technik wie z. B. ein fossil befeuertes Kraftwerk. Es werden aber auch hier Abschreibungszeiträume von rund 20 Jahren einkalkuliert, so dass die Bewertung der Sinnhaftigkeit einer solchen Biogasanlage doch deutlich über eine Momentaufnahme hinausgehen sollte.

Um eine langfristige Biomethan-Strategie entwickeln zu können, ist es daher notwendig, die zu erwartenden Änderungen sowohl auf der Angebotsseite bei der Erzeugung von Biomethan als auch auf der Nachfrageseite im Energiesystem zu berücksichtigen. Aus diesem Ansatz ergeben sich die folgenden Fragestellungen:

- Wie verändern sich die Rahmenbedingungen, die durch das Energiesystem gegeben werden, im Ausblick bis 2030 und weiter bis 2050?

- In welchem Anwendungsbereich kann durch den Einsatz von Biomethan der größte THG-Minderungs-Effekt erreicht werden?
- Welche Einsatzpriorität leitet sich daraus für Biomethan ab?

Die Energiesystemanalyse ist das geeignete Werkzeug, um sich einer Antwort auf diese Fragestellungen zu nähern. Sie beruht ihrerseits auf Energieszenarien, die mögliche Entwicklungen des Energiesystems abbilden. Dabei handelt es sich nicht um Prognosen, die in einem derart langen Zeitraum bis z. B. zum Jahr 2050 immer nur von begrenzter Sicherheit und Aussagekraft sein können. Energieszenarien dienen vielmehr der Abschätzung von Entwicklungen unter bestimmten angenommen Voraussetzungen (»Wenn ... - dann ...«).

4.2.1 Einführung in Energiesystemanalyse und Energieszenarien

Im konkreten Fall der vorliegenden Studie werden zwei unterschiedliche mögliche Entwicklungen aufgrund von unterschiedlichen Annahmen und Voraussetzungen zugrunde gelegt, um eine Bandbreite an möglichen Entwicklungen des Energiesystems aufzuspannen. Zur Anwendung kommen ein normatives sowie ein prädiktives Szenario (siehe Bild 4-1).

Bild 4-1: Angewandte Energieszenarien: Charakteristika [BMU, 2007 und EWI /Prognos, 2005/06] eigene Darstellung

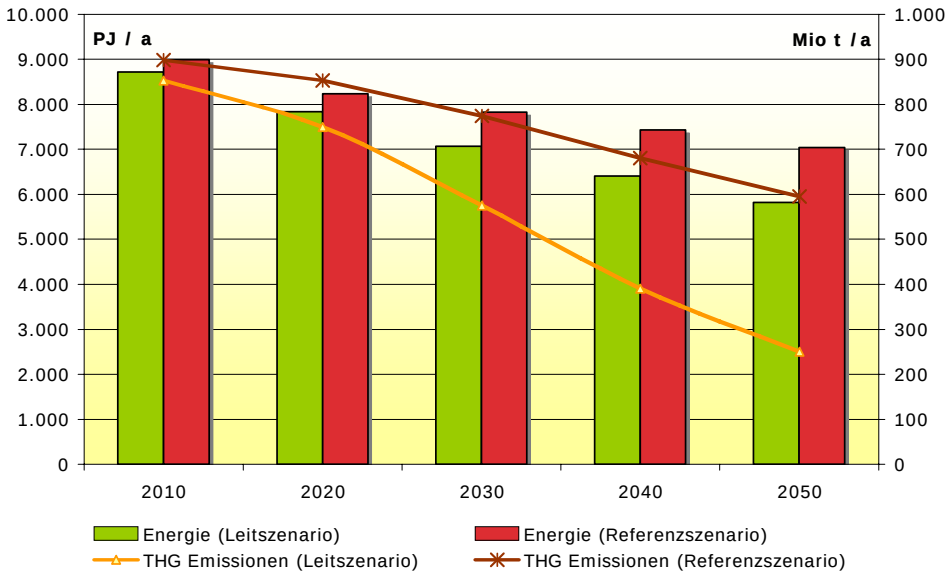
	normatives Szenario	**prädiktives Szenario**
Bezeichnung	**Leitszenario 2007**	**Referenz**
Quelle	Leitstudie 2007: Ausbaustrategie erneuerbarer Energien DLR, im Auftrag BMU, 2007	Energiewirtschaftliche Referenzprognose EWI/ Prognos, im Auftrag BMWi,
Leitfrage	Wie kann ein definiertes Ziel erreicht werden?	"Was wäre wenn...?"
Spezifizierung	Entwicklung unter der Vorgabe, einer 80%igen Minderung der CO2 Emissionen bis zum Jahr 2050	Entwicklung des Energiesystems ohne politisches Eingreifen (*Business-as-usual*)
Einordnung	ambitioniertes Klimaschutzszenario	anerkannte Referenzprognose

Damit werden zwei unterschiedliche Entwicklungen des Energiesystems beschrieben, aus denen sich – vor dem Hintergrund der Forderung nach maximaler THG-Minderung – jeweils eine andere Einsatzpriorität für Biomethan ergeben kann.

Die Bandbreite, die zwischen den beiden gewählten Szenarien aufgespannt wird, wird in Bild 4-2 verdeutlicht. Es sind die Endenergieverbräuche sowie die resultierenden THG-Emissionen der beiden Szenarien gegenübergestellt.

Neben den unterschiedlichen Annahmen zur Entwicklung des Endenergieverbrauchs sowie des Ausbaus erneuerbarer Energien liegen den beiden Szenarien auch unterschiedliche energiewirtschaftliche Annahmen zugrunde. Beide Szenarien werden in den folgenden Abschnitten detaillierter vorgestellt.

Bild 4-2: Endenergieverbrauch und THG-Emissionen in den angewandeten Szenarien im Vergleich (Quelle: Wuppertal Institut)



4.2.2 Leitszenario 2007: Rahmenbedingungen und Dynamik des Energiesystems

Das Leitszenario stellt ein ambitioniertes Klimaschutzszenario dar, das beschreibt, wie ein Umbau des Energiesystems aussehen sollte, wenn eine Minderung der CO_2-Emissionen um 80 % bis zum Jahr 2050 gegenüber den Emissionen aus dem Jahr 1990 angestrebt wird. Diese Zielsetzung ergibt sich aus der Notwendigkeit, die Konzentration an CO_2 in der Atmosphäre zu stabilisieren und den globalen Anstieg der Mitteltemperatur auf 2°C zu begrenzen. Das Leitszenario folgt damit den Empfehlungen des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) aus dem Jahr 2007 [IPCC, 2007].

Es fokussiert dabei auf die Betrachtung der Kohlendioxidemissionen als dem mengenmäßig bedeutsamsten Treibhausgas. Insbesondere für eine Betrachtung und Bewertung des Emissionspotenzials aus Bioenergie ist diese Vereinfachung im Gegensatz zum gesamten Energiesystem nicht zulässig: bei der Biomethanerzeugung und –umwandlung spielen z. B. Methan- und Lachgasemissionen eine nicht unerhebliche Rolle und müssen daher mit in die Bewertung einfließen. Diese beiden Emissions-Kategorien sind aus Gründen der Vergleichbarkeit nicht nur für Biomethan, sondern für alle Energieträger aus dem Leitszenario ergänzt worden, so dass im Folgenden nicht nur CO_2-, sondern Treibhausgasemissionen behandelt werden. In der Referenzbetrachtung werden ebenfalls THG-Emissionen bilanziert.

Um das ambitionierte Ziel der 80 %igen Minderung zu erreichen, sind konzentrierte Anstrengungen in allen Bereichen notwendig. Aus diesem Grund muss nicht nur der Ausbau der erneuerbaren Energien forciert, sondern auch der Energieverbrauch insgesamt erheblich zurückgefahren werden. Al-

le Effizienzpotenziale sind daher im Leitszenario zu weiten Teilen ausgeschöpft.

Im Leitszenario mit dem ambitionierten Klimaschutzziel ist der Stromsektor – als bisheriger Hauptverursacher von THG-Emissionen – ein entscheidender Hebel zur Erreichung des 80 % Minderungsziels. Dem Stromsektor kommt daher beim notwendigen Umbau des Energiesystems eine besondere Bedeutung zu. Unter den Annahmen, die dem Leitszenario zugrunde liegen, ist der Stromsektor auf der Zeitachse bis 2050 dargestellt (Bild 4-3). Die Balken zeigen, zu welchen Anteilen welcher Energieträger zur gesamten Stromerzeugung beiträgt. Die abfallende Linie demonstriert das erhebliche Absinken der THG-Emissionen des gesamten Sektors. Diese Reduktion ist ein Ergebnis einer konsequenten Strategie, die zum einen sowohl auf Energieeffizienz und Energieeinsparung setzt, zum anderen einen hohen Anteil erneuerbarer Energien in den Stromsektor einbringt. Damit werden in weiten Teilen dezentrale Energiequellen genutzt, der Anteil an KWK-Bereitstellung von Strom und Wärme nimmt deutlich zu.

Im Ausblick wird eine strikte Vorgabe für alle Stromerzeugungstechniken gesetzt, an denen sich deren Klimaschutzwirkungen messen lassen müssen. Dabei muss aber beachtet werden, dass der Einsatz von neuen Technologien und Energieträgern notwendig ist, um den erforderlichen Umbau zu realisieren, aus dem heraus die großen THG Einsparungen möglich werden.

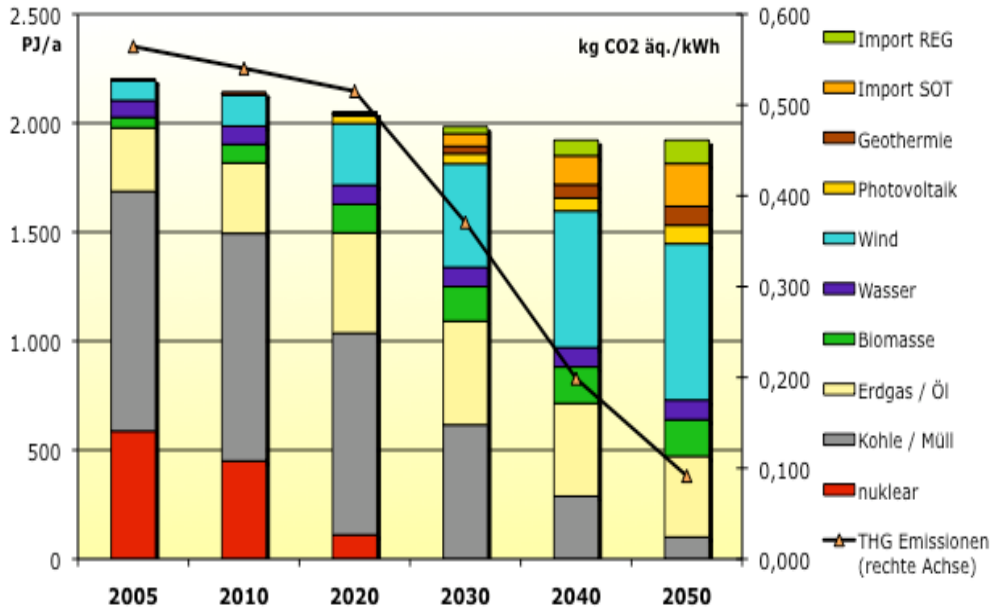


Bild 4-3: Entwicklung der Stromerzeugung nach Leitszenario: Energieträgereinsatz und THG-Emissionen(Quelle: Wuppertal Institut)

In Bild 4-4 sind die verschiedenen Varianten der Entwicklung von Rohölpreis und CO_2-Zertifikatpreis aufgelistet, die im Leitszenario betrachtet werden.

Bild 4-4: Entwicklung des Rohölpreises und der CO_2-Zertifikate im Leitszenario bis 2050 (Quelle: Wuppertal Institut)

	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Rohöl [US$ 2005/bbl]						
Preispfad C: deutlicher Anstieg	28	62	75	85	93	100
Preispfad B: moderater Anstieg	28	53	60	65	68	72
Preispfad A: niedriges Niveau (nachrichtl.)	*28*	*30*	*32*	*37*	*43*	*50*
CO2 Zertifikat [€/t CO2]						
Preispfad C: deutlicher Anstieg	0	10	20	30	40	50
Preispfad B: moderater Anstieg	0	8	15	23	30	35
Preispfad A: niedriges Niveau (nachrichtl.)	*0*	*5*	*10*	*15*	*20*	*23*

Insbesondere vor dem Hintergrund der starken Schwankungen des Rohölpreises im vergangenen Jahr 2008 (August 2008: ca. 130 US$/bbl, November ca. 50 US$/bbl) ist zu beachten, dass es sich bei den in der Tabelle aufgeführten Daten um langfristige Jahres- bzw. Dekaden-Mittelwerte handelt. Diese sind nicht direkt mit den tagesaktuellen Werten vergleichbar. Aus heutiger Sicht ist allerdings auch diese Preisentwicklung noch unterschätzt; so werden von der Internationalen Energie Agentur (IEA) Rohölpreise von 200 US$/bbl bereits zur Mitte dieses Jahrhunderts für möglich gehalten [IEA, 2008].

Für die weiteren Bewertungen wird jeweils der obere Preispfad angelegt. Aus der Abbildung wird deutlich, dass der unterste Preispfad vom Autor der Leitstudie ebenfalls als wenig wahrscheinlich angesehen wird; er wird nur noch nachrichtlich mitgeführt. Da es sich bei dem Leitszenario, wie eingangs beschrieben, um ein normatives Szenario handelt, haben Abweichungen in der Preisentwicklung fossiler Energieträger nur eine weniger bedeutende Rolle: der Ausbau der erneuerbaren Energien ist politisch motiviert und wird nicht allein von den verursachten Kosten und finanziellen Einsparungen getrieben.

Umgang mit dem Energieträger Biomasse in den Szenarien

Aus dieser Motivation heraus werden im Leitszenario natürlich auch die berechneten Biomassepotenziale mit ins Energiesystem eingeplant. Dabei wird der Grundsatz verfolgt, dass feste Biomasse-»Reststoffe« wie Holz (neben Altholz auch z. B. Schwachholz aus dem Wald) im stationären Bereich, also zur Strom- und Wärmebereitstellung genutzt werden, während Energiepflanzen aus dem gezielten Anbau für die Bereitstellung von Kraftstoffen verwendet werden.

Um den Einsatz von Biomethan aus Fermentations-, wie auch Vergasungsprozessen bzw. die daraus resultierende THG-Minderung beurteilen zu können, müssen die derart eingesetzten Stoffströme zunächst rechnerisch aus dem Energiesystem herausgelöst werden. Andernfalls würden die jeweiligen Biomassen doppelt bilanziert werden: im Fall von Biogas auf Basis von NawaRo einerseits z. B. in der Option der Verstromung, während anderer-

seits die auf der Fläche angebauten Energiepflanzen im Verkehrssektor als Biokraftstoffe eingesetzt werden.

Damit es daher nicht zu einer doppelte Verwendung derselben Biomasse im Energiesektor kommt, die eine gleichermaßen doppelte Bilanzierung der THG-Minderung nach sich ziehen würde, ist es notwendig, die Potenziale aus dem Energiesystem herauszurechnen, und ein gedachtes »neues« System zu erstellen. Dieses beruht nicht auf dem Einsatz von Biomasse, bzw. bezieht nur die Potenziale ein, die nicht zur Bereitstellung von Biogassubstraten und SNG-Rohstoff verwendet werden.

Die derart entstehende Lücke im Energieangebot muss nun gefüllt werden. Dabei ist es wichtig, in der Logik und Denkweise des Systems zu bleiben: im Leitszenario sind wie bereits erwähnt, alle Effizienzpotenziale schon weitestgehend ausgeschöpft, so dass nicht davon ausgegangen werden kann, dieser Angebotslücke könne durch verringerte Nachfrage begegnet werden. Innerhalb des Leitszenarios ist weiterhin zu beachten, dass eine zusätzliche Bedarfsdeckung aus fossilen Energieträgern einen Anstieg in den gesamten THG-Emissionen verursachen würde, der dem bis dahin aufgebauten Energiesystem zu wider laufen würde. Es ist daher zu jedem der Stützzeitpunkte (2010-2020-2030-2040-2050) ein so genanntes Grenzkraftwerk berechnet worden, das der Emissionsminderung zu den jeweiligen Zeitpunkten entspricht, die durch den Einsatz der substituierten Biomasse erreicht worden wäre.

Das Vorgehen wird anhand des Stromsektors veranschaulicht. Zunächst werden die Biomassepotenziale, die laut Leitszenario über die Zeitachse vorhanden sind, denen gegenübergestellt, die in der vorliegenden Studie als Rohstoff für die Biomethanerzeugung verwendet werden sollen. Im Beispiel des Stromsektors betrifft diese Betrachtung zunächst nur die festen Biomasse-Reststoffe, da Energiepflanzen aus dem gezielten Anbau als Biokraftstoffe eingesetzt werden. Bild 4-5 zeigt die Zusammensetzung dieses Biomassepotenzials für das Jahr 2010.

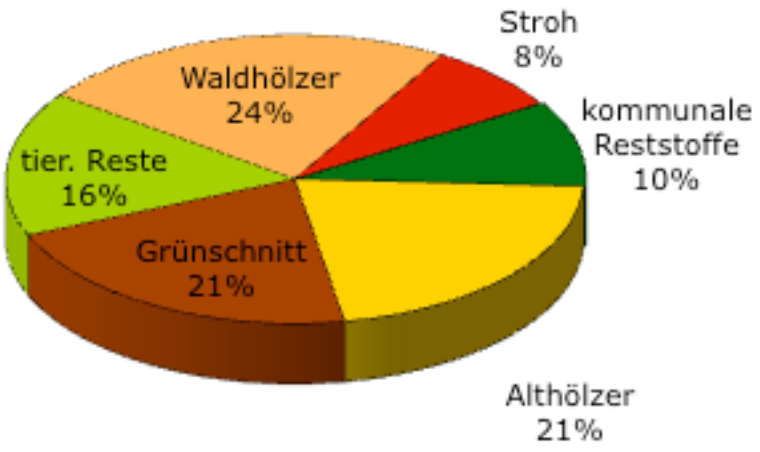


Bild 4-5: Zusammensetzung des Potenzials an festen Biomasse-Reststoffen für den stationären Sektor nach Leitszenario für 2010 (Quelle: Wuppertal Institut)

Da für die meisten Kategorien der Reststoffe eine Stagnation der Mengen bis zum Ende des Betrachtungszeitraums angenommen wird, ändert sich die Zusammensetzung nicht wesentlich bis 2050. Auch Waldhölzer sowie Grünschnitt können für die Erzeugung von Biomethan durch Vergasung eingesetzt werden; tierische Reststoffe werden in den Fermentationsprozess mit eingebracht. Somit müssen rund 60 % des Biomassepotenzials für den stationären Sektor rechnerisch zunächst ersetzt werden, da sie im Rahmen der vorliegenden Arbeiten als Biomethan in den unterschiedlichen Anwendungssektoren bilanziert werden sollen.

Betrachtet man zunächst den Stromsektor, müssen zum Anfang des Betrachtungszeitraumes damit rund 85 PJ/a (2010) ersetzt werden, das entspricht etwa 4 % der gesamten Bruttostromerzeugung bzw. einem Viertel der regenerativen Stromerzeugung. Bis 2030 (2050) nimmt die absolute Deckungslücke auf 158 PJ/a (168 PJ/a) leicht zu, der Anteil an der regenerativen Stromerzeugung geht dagegen in dem Maße zurück, wie die Stromerzeugung aus Windenergie und der Import von Solarstrom ansteigen (auf 18 % in 2030 bzw. 11 % in 2050).

Zum Ersatz der Biomasse im System sind verschiedene Ansätze geprüft worden:

- Die naheliegende Lösung besteht darin, die anderen erneuerbaren Energien im gleichen Mengenverhältnis zu nutzen. Kritisch daran ist, dass insbesondere die Wasserenergie, die bereits heute in weiten Teilen ausgeschöpft ist, noch zusätzlich mit großen Anteilen ausgebaut werden müsste. Im Jahr 2020 müsste die Stromerzeugung aus Wasser demnach annähernd verdoppelt werden.

- Würde die Deckungslücke umgekehrt vor allem durch fossile Energieträger gedeckt werden, würden die Emissionen des Stromsektors zu stark ansteigen, um noch innerhalb der Zielsetzung des Leitszenarios zu bleiben.

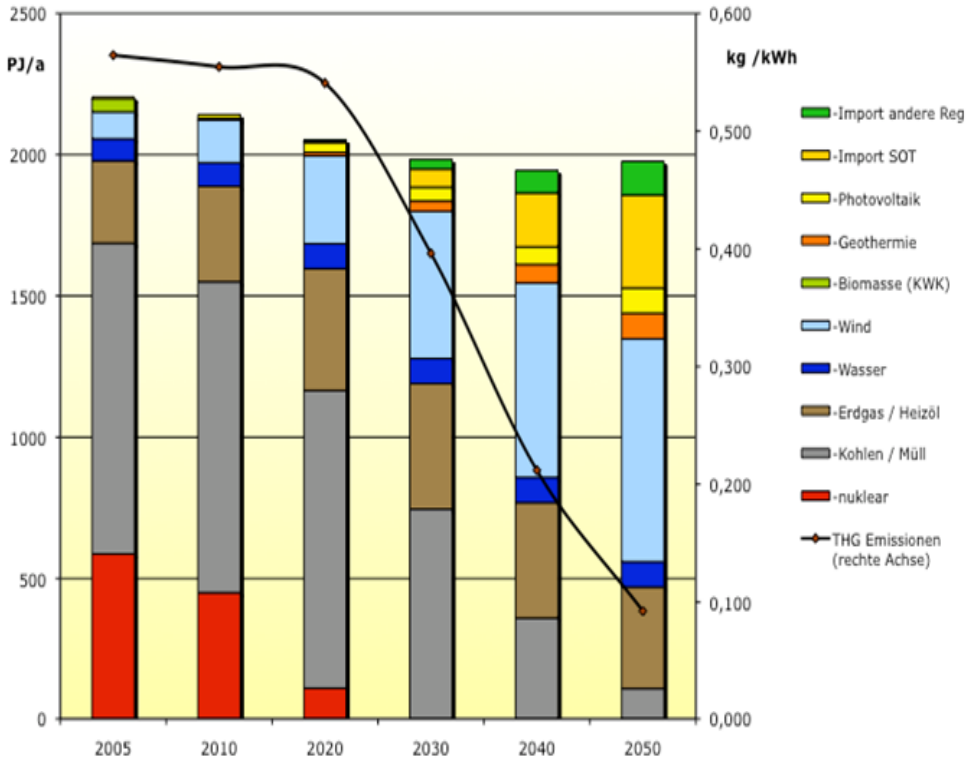
- Ein differenzierter Ansatz besteht darin, die Potenziale an Wasserkraft konstant zu halten, während die Stromerzeugung aus Wind um 10 %, aus Photovoltaik und Geothermie je um 5 % gesteigert würde. Der verbliebene Rest müsste dann über frühere Importe von solarthermischem Strom und anderen Erneuerbaren bereits ab 2020 erfolgen. Nach diesem Ansatz sind allerdings bereits zu einem frühen Zeitpunkt erhebliche Importe notwendig, die dann mit einem späteren Ansteigen der heimischen erneuerbaren Energien wieder abnehmen. Dies entspricht nicht dem Aufbau einer nachhaltigen und langfristigen Energiepartnerschaft mit Drittländern und ist demnach ebenfalls nicht anzuraten.

- Der gewählte Lösungsansatz ist dementsprechend eine Kombination der verschiedenen Möglichkeiten: die Stromerzeugung aus heimischer Windenergie sowie die Importe von regenerativem Strom werden um 10 % gesteigert, der Strom aus Photovoltaik und Geothermie jeweils um 5 %. Die dann noch verbleibende Deckungslücke wird mit

fossilen Energieträgern gefüllt in der Zusammensetzung, die dem jeweiligen Jahr entspricht. Auf diese Weise wird gegen Mitte des Betrachtungszeitraums (2020-2040) eine leichte Steigerung der THG-Emissionen gegenüber dem ursprünglichen Energiesystem verursacht.

Der Ansatz entspricht diesem System jedoch ausreichend, um als Hintergrund für die Bewertung von Biomethan in den unterschiedlichen Anwendungssektoren dienen zu können. Bild 4-7 zeigt den solchermaßen neu gebildeten Stromsektor, der im Folgenden für die Bewertung der Möglichkeit genutzt wird, durch den Einsatz von Biomethan Treibhausgasemissionen einzusparen.

Bild 4-6: neue Entwicklung der Stromerzeugung nach Leitszenario: Energieträgereinsatz und THG-Emissionen, ohne Einsatz von fester Biomasse (Quelle: Wuppertal Institut)

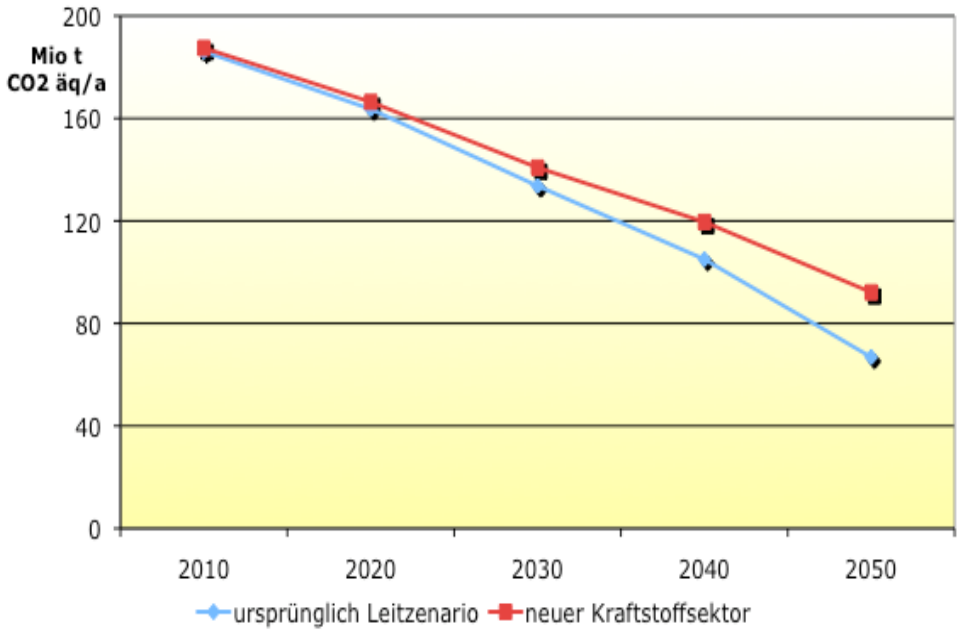


Für den Wärmebereich ist analog vorgegangen worden; allerdings sind die Optionen zum Ersatz der Angebotslücke nicht so vielfältig. Es ist der Ansatz gewählt worden, die Deckungslücke zum überwiegenden Teil mit Erdgas zu füllen, da der Einsatz anderer fossiler Energieträger die Emissionen weit in die Höhe treiben würde. Zu Anfang des Betrachtungszeitraums wird so kurzfristig eine Verdopplung des Erdgaseinsatzes im Wärmesektor notwendig, der aber nach 2020 wieder zurückgefahren wird.

Im Bereich der Verkehrsanwendung ist ebenfalls ein ähnlicher Ansatz angelegt worden. Hier spielen, wie bereits erläutert, Energiepflanzen aus gezieltem Anbau in Form von Biokraftstoffen eine Rolle. Biokraftstoffe werden damit zum großen Teil genau wie Biogas auf der Ackerfläche erzeugt. Die beiden Optionen stehen also in direkter Konkurrenz um die verfügbare Fläche (vgl. Abschnitt 3.2). Um eine Doppelbelegung der verfügbaren Fläche zu

vermeiden, sind die Anteile der Biokraftstoffe, deren Ackerfläche nun für Biogas reserviert ist, im Leitszenario rechnerisch reduziert worden, analog zum Vorgehen im Stromsektor. Allerdings stehen in diesem Bereich weniger Alternativen zur Deckung der entstandenen Angebotslücke zur Verfügung, so dass auf konventionelle Treibstoffe zurückgegriffen werden muss. Im Ergebnis sind die resultierenden Emissionen aus dem Sektor höher, als es in der ursprünglichen Entwicklung nach Leitszenario der Fall gewesen ist (vgl. Bild 4-7).

Bild 4-7: neue und ursprüngliche Entwicklung der THG-Emissionen im Verkehrssektor nach Leitszenario (Quelle: Wuppertal Institut)



4.2.3 Referenzszenario: Rahmenbedingungen und Dynamik des Energiesystems

Das andere Extrem der aufzuspannenden Bandbreite wird im Gegensatz zum Leitszenario 2007 in einer *Business-as-usual* Entwicklung des Energiesystems – also in der Gesamtbetrachtung der Energieerzeugung, ebenso wie der Umwandlung, Nachfrage und des Verbrauchs – dargestellt. Auch in der Referenzentwicklung nimmt der Verbrauch an Endenergie im Ausblick ab. Dies ist zum größten Teil auf technische Effizienzsteigerungen zurückzuführen, sowie darauf, dass aufgrund des demografischen Wandels in Deutschland im Ausblick weniger Energie nachgefragt wird. Diese Entwicklung ist auch im Leitszenario gleichermaßen berücksichtigt. Da wie Deutschland auch viele andere Länder weltweit mittlerweile Maßnahmen zum Klimaschutz eingeleitet haben, wird eine solche Entwicklung, wie sie hier vorgestellt wird, von Experten bereits nicht mehr als *Business-as-usual* gesehen. Damit wird an dieser Stelle dem Leitszenario ein sehr ausgeprägtes Gegenstück gegenübergestellt.

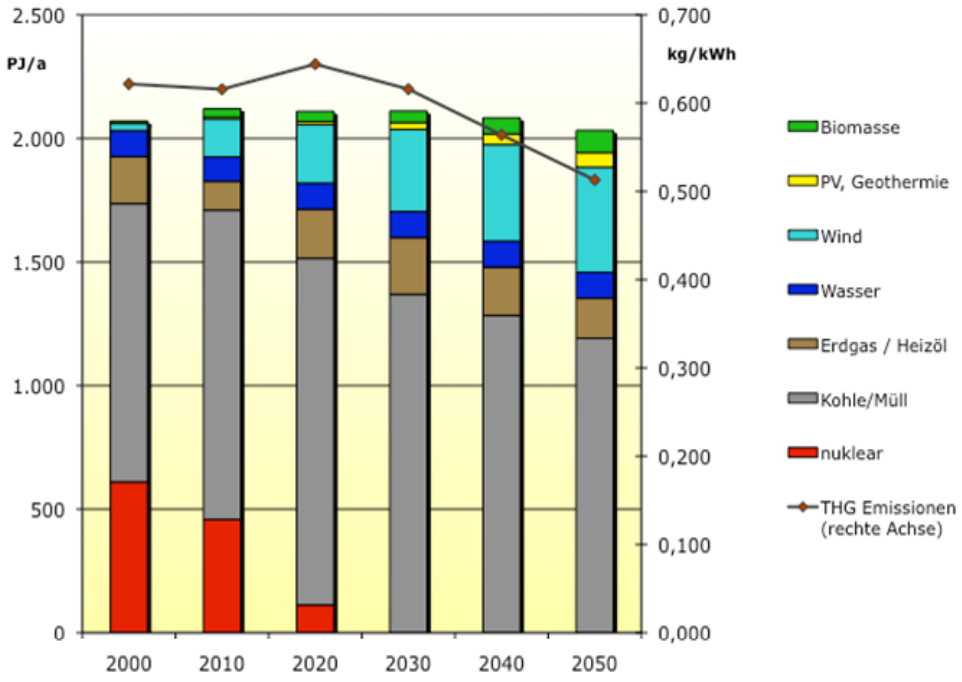
In Bild 4-8 sind die angenommenen Entwicklungen des Rohöl- und CO_2-Zertifikatspreis aufgelistet. Dabei wird auch für das Referenzszenario im Weiteren der obere Preispfad zugrunde gelegt, der einer Aktualisierung der ursprünglichen Studie entnommen worden ist [EWI/Prognos, 2006]. Trotzdem bleibt die Abschätzung weit unter dem, was z. B. von der IEA in den letzten Monaten publiziert worden ist. Die Einschätzungen des Referenzszenarios bewegen sich aus heutiger Sicht damit am untersten Rand der Wahrscheinlichkeit.

Bild 4-8: Entwicklung des Rohölpreises und der CO_2 Zertifikate im Referenzszenario bis 2050 (Quelle: Wuppertal Institut)

	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Rohöl [US$ 2005/bbl]						
Preispfad 2: Ölpreisvariante	28	50	47	60	65	70
Preispfad 1: Referenz	28	28	32	37	42	47
CO2 Zertifikat [€/t CO2]						
Preispfad 2: Ölpreisvariante	0	5	10	15	20	25
Preispfad 1: Referenz	0	5	10	15	20	25

Analog zum Stromsektor nach Leitszenario zeigt Bild 4-9 die Entwicklung der Stromerzeugung im Referenzszenario auf der Zeitachse. Gegenüber Bild 4-3 ist die Reduktion der THG-Emissionen nach dem Referenzszenario deutlich geringer: ohne politische Vorgaben zum ambitionierten Klimaschutz durch THG-Vermeidung basiert der Stromsektor auch bis 2050 stark auf fossilen Energieträgern. Nachdem bis zum Jahr 2020 sogar ein leichter Anstieg des THG-Ausstoßes angenommen wird, sinken die Emissionen bis 2050 nur wenig unter den Anfangswert ab.

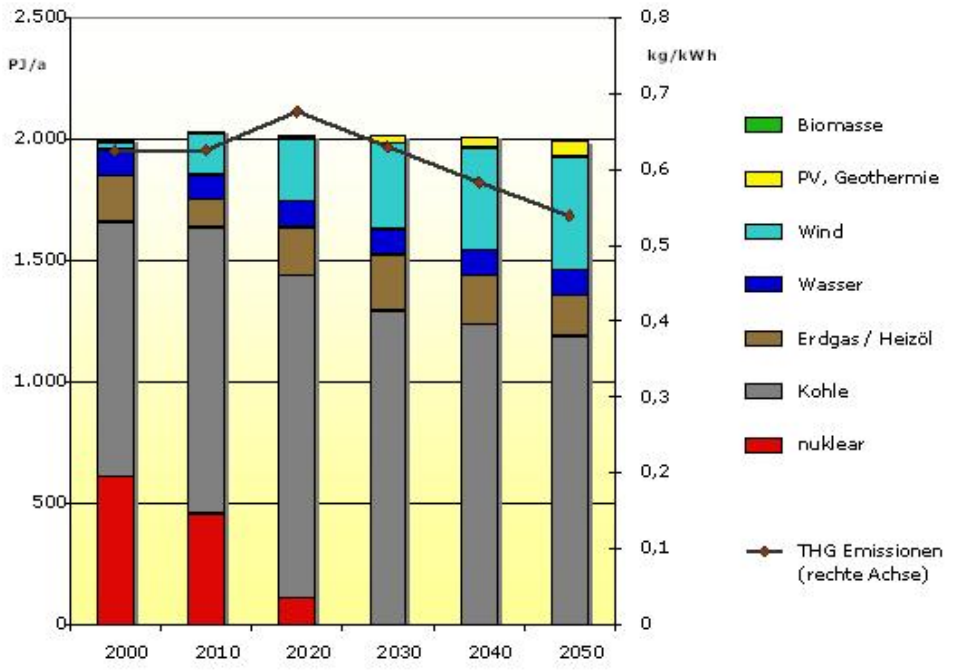
Bild 4-9: Entwicklung der Stromerzeugung nach Referenzszenario: Energieträgereinsatz und THG-Emissionen (Quelle: Wuppertal Institut)



Umgang mit dem Energieträger Biomasse in den Szenarien

Wie es im Leitszenario geschehen ist, muss auch im Referenzszenario die Biomasse rechnerisch aus dem System gelöst werden, um nicht an zwei Stellen und damit doppelt bilanziert zu werden. Das Vorgehen entspricht dem zuvor angewandten und wird daher nicht mehr im Einzelnen erläutert. Da die erneuerbaren Energien in dieser Entwicklung nicht so stark vorangetrieben werden, besteht in stärkerem Maße als im Leitszenario die Möglichkeit, zusätzliche Quellen zu erschließen. Die Angebotslücke im Stromsektor wird daher zur Hälfte mit den anderen heimischen regenerativen Energieträgern (Wind, PV und Geothermie) gefüllt; der verbleibende Rest wird von den fossilen Energieträgern entsprechend ihrer Zusammensetzung im ursprünglichen Mix gedeckt.

Bild 4-10: Neue Entwicklung der Stromerzeugung nach Referenzszenario: Energieträgereinsatz und THG-Emissionen ohne Einsatz von fester Biomasse (Quelle: Wuppertal Institut)



Im Verkehrssektor wird analog zum Leitszenario verfahren: es besteht keine andere Möglichkeit, als die Angebotslücke durch die konventionellen fossilen Kraftstoffe zu decken. Entsprechend der Überlegungen in Kapitel 3.2 steht nach dem Referenzszenario mehr Ackerfläche zur Produktion von flüssigen Biokraftstoffen zur Verfügung, da hier nicht die gleichen strikten Nachhaltigkeitskriterien angelegt werden. Die Differenz ist besonders in den ersten Dekaden des Betrachtungszeitraums spürbar und verringert sich bis auf wenige PJ im Jahr 2050.

4.2.4 Biomethanerzeugung – Treibhausgasemissionen und Kosten

Vor dem derart aufgespannten Hintergrund der beiden unterschiedlichen Entwicklungen des Energiesystems werden die Erzeugung und der Einsatz von Biomethan im Folgenden bezüglich des maximalen Klimaschutzbeitrags durch höchstmögliche Vermeidung von Treibhausgasemissionen bewertet. Es werden Biomethan aus Fermentationsprozessen sowie Biomethan aus der Vergasung fester Biomasse betrachtet. Der Fokus der vorliegenden Studie liegt aber auf aufbereitetem Biogas, das im Folgenden detailliert auf verschiedenen Bewertungsebenen betrachtet wird.

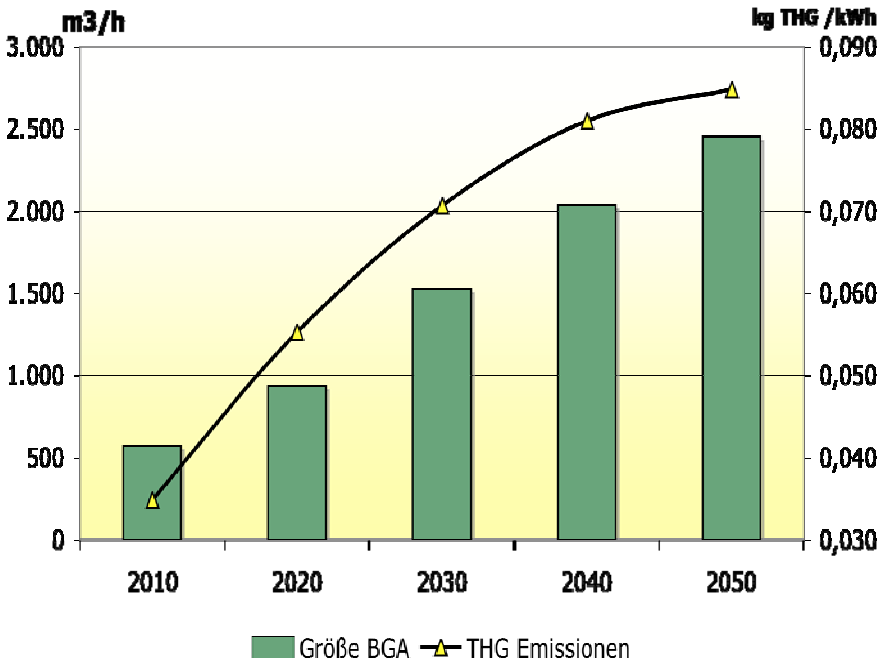
4.2.4.1 Biomethan aus Fermentation

Die Auswertung basiert auf der Schar von Biogasanlagen, die in den Modellregionen detailliert untersucht und vorgestellt worden sind (vgl. Abschnitt 3.3.2). In den folgenden Arbeitsschritten werden aus dieser Schar aber nur diejenigen Anlagen betrachtet, die aus heutiger Sicht wirtschaftlich arbeiten, d. h. deren Gestehungskosten für Biomethan unter 10 ct/kWh liegen. Mehrere Anlagen pro Modellregion erfüllen dieses Kriterium nicht, so dass sieben Anlagen am Niederrhein und neun in der Altmark verbleiben. Diejenigen An-

lagen, an denen eine Aufbereitung und Einspeisung ins Gasnetz nicht wirtschaftlich betrieben werden können, sind zumeist kleinere Anlagen unter 200 Nm^3/h und werden überwiegend mit Gülle beschickt. An diesen Standorten bietet sich die lokale Verstromung vor Ort eher als eine Aufbereitung und Einspeisung an. Diese Option kann sowohl wirtschaftlich als auch ökologisch durchaus attraktiv sein – insbesondere dann, wenn auch für die entstehende Abwärme eine sinnvolle Verwendung gefunden werden kann.

Die verbleibenden Anlagen bilden die Grundlage für die folgenden Auswertungen zur Einspeisung von Biomethan und den sich daraus ergebenden Nutzungsmöglichkeiten. Zur Interpretation der Daten aus dem GI-System vor dem Hintergrund des Energiesystems werden die betrachteten Biogasanlagen in den Modellregionen zu je einer »Mittelwert-« oder Modell-Anlage aggregiert, indem die Kenndaten der Anlagenschar zu einem Durchschnittswert zusammengefasst werden. Im Ausblick verändern sich die spezifischen Kenndaten dieser Modellanlage am Beispiel der Altmark wie folgt: Aufgrund der über die Jahre steigenden Flächenverfügbarkeit nimmt sowohl das verfügbare Substratpotenzial absolut, als auch der Anteil von NawaRo im Substratmix im Ausblick zu. Die betrachteten Anlagen werden größer, da innerhalb desselben Transportradius mehr NawaRo-Substrate erschlossen werden können. Dagegen wird angenommen, dass das Güllepotenzial auch im Ausblick konstant bleibt. Der Anteil an NawaRo im Substratmix der Modellanlage steigt daher von rund zwei Dritteln auf 90 %.

Bild 4-11: Produktion von Biogas in den Modellregionen (Bsp. Altmark); Entwicklung der THG-Emissionen der »Modellanlage« auf der Zeitachse (Quelle: Wuppertal Institut)

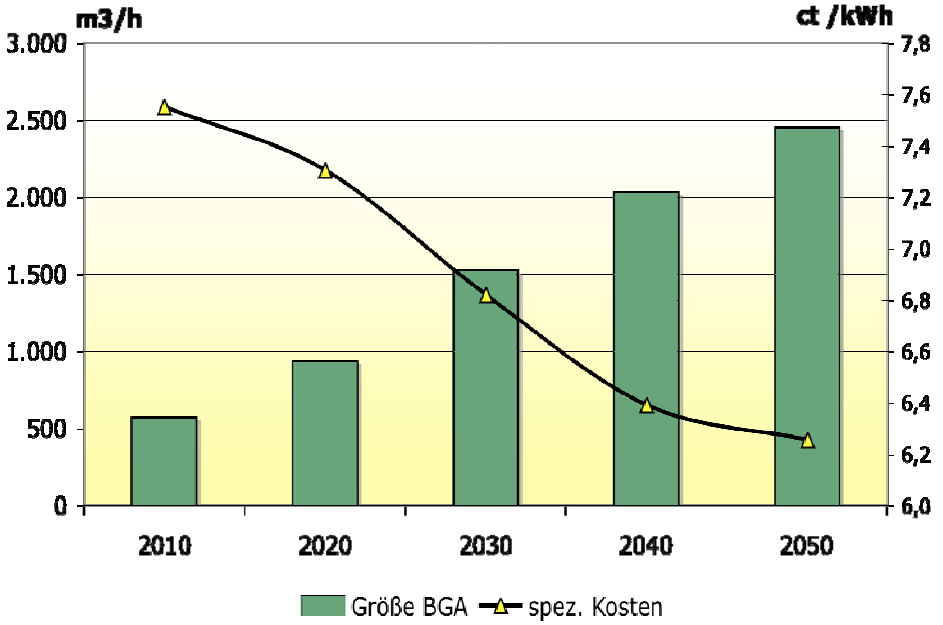


Damit bleibt die Nutzung von Gülle ein wesentlicher Baustein der Biomethanerzeugung in den Modellregionen, mit durchaus erfreulichen Resultaten: durch die Umsetzung zu Biomethan und die so vermiedene Lagerung von Gülle und daraus resultierende geringere Methanemissionen können Anla-

gen mit einem hohen Anteil an Gülle im Substrat als »THG-Senken« betrachtet werden: es wird insgesamt weniger klimaschädliches Gas an die Umwelt abgegeben, als es der Fall wäre, würde die Gülle nicht im Fermenter umgesetzt werden. Mit sinkendem Gülle-Anteil nehmen die spezifischen Emissionen der Biomethanerzeugung daher im Ausblick zu, da der »Senken-Effekt« schwindet. Je mehr der Substratmix auf nachwachsenden Rohstoffen aus dem gezielten Anbau basiert, desto mehr schlagen die Emissionen aus der Erzeugung der Substrate zu Buche, die durch die Aufwendungen für den Maschinenseinsatz, die Bereitstellung und Ausbringung von Dünger, Pflanzenschutz, etc. verursacht werden. Damit sinkt der potenzielle Beitrag zum Klimaschutz, und zwar unabhängig davon, in welchem Energiesystem, und sogar in welchem Anwendungsbereich das erzeugte Biomethan eingesetzt wird.

Für die Gestehungskosten des Biomethans ist auf der anderen Seite der umgekehrte Effekt zu bemerken. Wie oben erwähnt, werden die einzelnen Anlagen mit steigender Flächenverfügbarkeit größer. Aufgrund von Größenvorteilen (*economies of scale)* kann das Gas daher spezifisch kostengünstiger produziert werden, da sowohl die laufenden als auch die Investkosten auf eine größere Gasmenge umgelegt werden können. Auch diese Entwicklung ist zunächst unabhängig von der jeweils substituierten Referenztechnik und den angelegten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Zu beachten ist, dass nur die Gestehungskosten der Substrate, also ohne Gewinn für den Landwirt in die Berechnung eingegangen sind. Das bedeutet für die weitere Interpretation, dass die Kosten keine wirklichen Substratpreise beinhalten und daher unterbewertet sind.

Bild 4-12: Produktion von Biogas in den Modellregionen (Bsp. Altmark); Entwicklung der Kosten der »Modellanlage« auf der Zeitachse (Quelle: Wuppertal Institut)



4.2.4.2 Biomethan aus Vergasung (SNG)

Die Technologie der Vergasung ist in Band 3 für verschiedene Vergasertypen beschrieben worden. Für die folgende Bewertung des Einsatzes des erzeugten SNG sind vor allem zwei Kennwerte von Bedeutung: die THG-Emissionen, die bei der Bereitstellung des Gases freigesetzt werden, sowie die Produktionskosten.

Für die betrachteten Vergaser wird davon ausgegangen, dass der Strom, der für den Prozess benötigt wird, aus der Biomasse selbst bereitgestellt wird. Damit entstehen quasi keine prozessbedingten Emissionen. Es werden aber Vorkettenemissionen für die Bereitstellung von Zusatzstoffen und Betriebsmitteln (Kalkbrennen, Zinkblenderösten, organische Aminsynthese zur CO_2-Abtrennung) sowie des Bettmaterials und der Ascheverbringung mit bilanziert, die sich zu rund 5,6 g THG/kWh Methan aufsummieren. Die Bereitstellung der Biomasse schlägt für die Nutzung von Waldholz mit 4,2 g THG/kWh Methan für Fällen und Häckseln, die gezielte Produktion von Holz in Kurzumtriebsplantagen mit etwa 35,4 g THG/kWh Methan [Zimmer et al., 2008] zu Buche. Für beide Optionen werden für den Transport über eine mittlere Distanz von 75 km noch 1,75 g THG/kWh Methan angerechnet.

Bei der Bereitstellung von SNG werden damit wesentlich weniger Treibhausgase freigesetzt als bei der Erzeugung von Biomethan aus fermentativen Prozessen. Das Potenzial zum Klimaschutz ist damit spezifisch bedeutend höher. Da beide Optionen nicht miteinander um Rohstoffe konkurrieren, ist eine direkte Gegenüberstellung aber nicht unbedingt zielführend.

Die Herleitung der im Folgenden angesetzten Kosten der Vergasung kann Band 3 entnommen werden. Die folgende Tabelle zeigt die angenommene Entwicklung von Kosten und THG-Emissionen auf der Zeitachse.

Bild 4-13: Produktion von SNG; Entwicklung der Kosten und THG-Emissionenauf der Zeitachse (Quelle: Wuppertal Institut)

		2010	2020	2030	2040	2050
Vergasung Waldholz						
Kosten	[ct /kWh CH4]	5,7	5,0	4,7	4,5	4,4
THG	[kg THG/kWh CH4]	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
Vergasung KUP						
Kosten	[ct /kWh CH4]	7,3	6,7	6,3	6,1	6,0
THG	[kg THG/kWh CH4]	35,4	35,4	35,4	35,4	35,4

4.2.5 Endenergie aus Biomethan: Kenndaten zur Umwandlung des Energieträgers

Das erzeugte und aufbereitete Biomethan sowohl aus Fermentation als auch aus Vergasung kann als Erdgassubstitut in den Bereichen der Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung eingesetzt werden. Im anschließenden Ver-

gleich der Sektoren wird ein besonderes Augenmerk auf die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme durch KWK gelegt.

Die Kenndaten der jeweiligen Einsatzoptionen werden im Folgenden skizziert.

- Für alle Optionen werden zu den Gestehungskosten noch Netzanschlusskosten in Höhe von 0,13 ct/kWh fällig, die allerdings mit vermiedenen Netznutzungsgebühren von -0,18 ct/kWh verrechnet werden [Urban et al., 2008].

- Die Verstromung des Gases erfolgt in einem Gasmotor mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 37,5 % [ASUE, 2007]. Werden die Kosten des BHKW und die Kapitalkosten mit der Erzeugung und Durchleitung des Biomethans summiert, ergeben sich die in Bild 4-14 dargestellten Werte.

- Für die Wärmebereitstellung sind keine zusätzlichen Kosten bilanziert worden, da in diesem Bereich Biomethan direkt mit Erdgas verglichen wird. Daher werden in der Bewertung die reinen Gestehungs- und Durchleitungskosten für Biomethan dem Erdgasbezug gegenübergestellt.

- Um Biomethan als Kraftstoff nutzen zu können, muss das Gas komprimiert und eine entsprechende Einrichtung an der Tankstelle bereit gestellt werden. Diese Aufwendungen werden dem Biomethan zugerechnet, da es im Folgenden mit dem konventionellen Kraftstoff Benzin verglichen wird. Bei einer Bewertung im Vergleich zu Erdgas kann man sich dagegen wiederum auf die Unterschiede in der Erzeugung beziehen.

Bild 4-14: Kosten und Emissionen der Endenergie aus Biomethan für den Zeitpunkt 2010 (Quelle: Wuppertal Institut, SNG aus Waldholz)

	Biomethan Fermentation		Biomethan Vergasung	
	[ct/kWh]	[g THG/kWh]	[ct/kWh]	[g THG/kWh]
Stromerzeugung	10,68	18,0	7,93	2,2
Wärmebereitstellung	8,44	7,5	5,68	0,9
Kraftstoff frei Tankstelle	8,77	6,9	6,06	0,8

Neben diesen drei Sektoren wird insbesondere die gekoppelte Nutzung von Strom und Wärme betrachtet, da es ein wesentliches Argument für die Gaseinspeisung ist, dass der Ort der Verstromung so gewählt werden kann, dass die Abwärme einer sinnvollen Verwendung zugeführt werden kann. Aus diesem Grund ist an dieser Stelle unterstellt worden, dass diese Abwärme des BHKW zu 90 % genutzt wird. Als Wärmeerlös sind 5 ct/kWh angesetzt worden.

Für alle Bereiche und Technologien ist zu beachten, dass für die Erzeugung, Aufbereitung und Einspeisung des Biomethans, sowie für die Umwandlung zu Endenergie auch im Ausblick die gleiche Technik angesetzt worden ist, wie sie sich heute (Stand 2008) darstellt. Auf die Einrechung eines Faktors

zum technischen Fortschritt ist im hier vorgestellten Projekt bewusst verzichtet worden, da diese Entwicklung in diesem Rahmen nicht quantitativ abzubilden war. Die Autoren sehen sich nicht in der Lage, z. B. vorauszusagen, welche Wirkungsgrade ein BHKW im Jahr 2050 möglicherweise erreichen kann oder welche Fortschritte bis zu diesem Zeitpunkt bei der Fermentation und Aufbereitung gemacht werden können. Die Techniken zum Einsatz von Biomethan in allen Sektoren sind demnach im Folgenden mit Sicherheit leicht unter-, bzw. die THG-Emissionen leicht überschätzt. Es besteht somit Bedarf an weiterer Forschung und an Untersuchungen zur Problematik der dynamischen Abbildung des Einsatzes von Biomethan.

4.2.5.1 Anwendung von Biomethan: welcher Bereich hat Priorität?

Der Einsatz von Biomethan wird in den drei Sektoren der Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung im sich dynamisch entwickelnden Energiesystem und in den beiden gegenübergestellten Szenarien geprüft. Um die Unterschiedlichkeit der Energiesysteme abzubilden, wird der Einsatz von Biomethan auf der Zeitachse mit einem Energiemix verglichen statt nur mit einzelnen Technologien. Ausschlaggebend für die mögliche THG-Reduktion durch z. B. die Verstromung von Biomethan ist daher die Entwicklung des gesamten Kraftwerksparks, unter Anrechnung des steigenden Anteils an erneuerbaren Energien, die ja selbst bereits zur Minderung von THG-Emissionen beitragen.

Die Wahl der Bezugsgröße stellt für die Bestimmung der spezifischen Treibhausgasminderung immer eine schwierige Aufgabe dar. Für die Stromerzeugung beispielsweise erfolgt entweder eine Orientierung an dem Stromerzeugungsmix oder aber an der sogenannten Grenzstromerzeugung (in aller Regel der Stromerzeugung in einem Kohle- oder Gaskraftwerk).

Im Rahmen dieser Untersuchung erfolgt zur Abbildung der Bandbreite in doppeltem Sinne eine Grenzbetrachtung: Die vergleichende Darstellung mit dem Referenzpfad unterstellt, dass durch die Biomethannutzung im Wesentlichen fossile Energieträger substituiert werden, während der Vergleich mit dem Leitszenario berücksichtigt, dass es gerade bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien (was auch den Aufschluss neuer Quellen einschließt: im Leitszenario ist dies z. B. der Import von Strom aus solarthermischen Kraftwerken) auch eine signifikante Konkurrenz mit anderen erneuerbaren Energieoptionen geben kann. Im Leitszenario trifft dies nahezu für den gesamten Betrachtungshorizont zu, da es nur noch in geringfügigem Maße überhaupt zum Zubau fossiler Kraftwerksleistung kommt und diese im Wesentlichen zur Stabilisierung des Stromerzeugungssystems zur Anwendung kommt.

4.2.5.2 Gesamtbetrachtung: Biomethan aus Fermentation

In einer Gesamtbetrachtung werden die unterschiedlichen Einsatzbereiche – Strom, Wärme, Kraftstoff - für Biomethan einander direkt gegenübergestellt und bezüglich ihres THG-Minderungspotenzials sowie der volkswirtschaftlich entstehenden Differenzkosten bewertet.

Die Vergleichbarkeit der verschiedenen End- bzw. Sekundärenergieträger wird dadurch gewährleistet, dass jede Option dem Energieträgermix aus Strom-, Wärme- und Kraftstoffsektor gegenübergestellt wird. Es werden somit die Emissionen an Treibhausgasen sowie die Kosten der Bereitstellung der Biomethan-Anwendungen mit denen verglichen, die bei der Bereitstellung des Energieträgermixes entstehen. Das Ergebnis erlaubt damit einen direkten Vergleich der unterschiedlichen Anwendungen. Die erzielbare Differenz an Treibhausgasen ist in den folgenden Abbildungen auf der y-Achse, die Kostendifferenz auf der x-Achse aufgetragen. Drei Punkte auf der Zeitachse sind jeweils dargestellt: 2010, 2030 und 2050. Die Pfeile verdeutlichen die Richtung, welche die Entwicklung ausgehend vom Jahr 2010 nimmt.

Vorab kann zur groben Einordnung der dargestellten Ergebnisse gesagt werden, dass eine Technik in diesem Zusammenhang umso besser bewertet wird, desto höhere THG-Einsparungen und desto niedrigere Differenzkosten sie erzielt. In der Abbildung sind daher die »besten« Optionen diejenigen, die möglichst weit »oben links« im Diagramm erscheinen. Die zugrunde liegenden Werte sind den Datentabellen im Anhang A2 zu entnehmen.

In Bild 4-15 ist die Gesamtbewertung nach der Entwicklung im Leitszenario dargestellt, das folgende Bild 4-16 zeigt diese nach dem Referenzszenario.

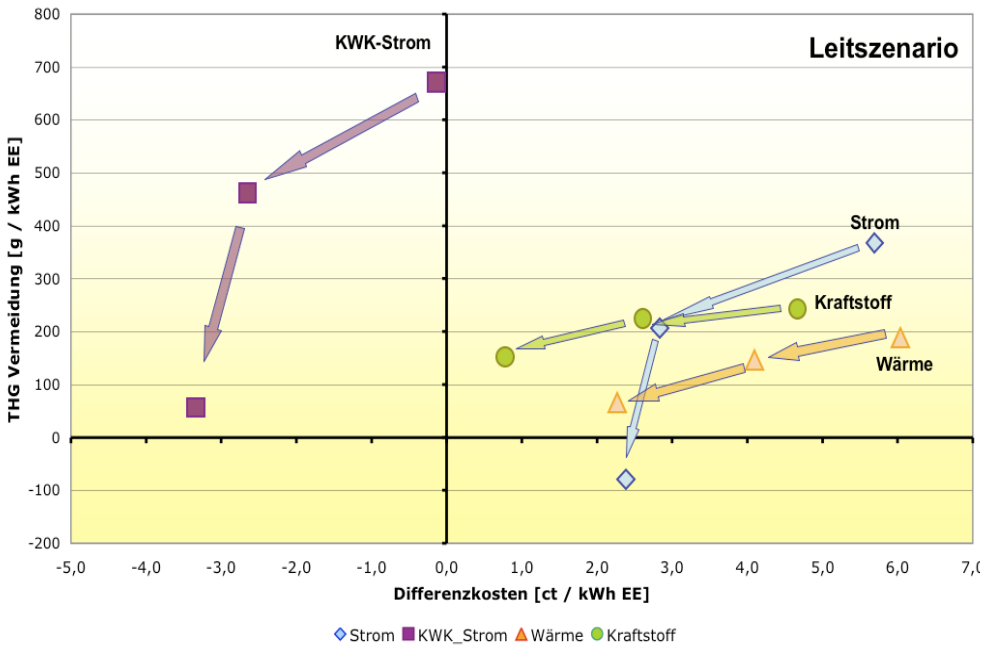


Bild 4-15: Ökologisch-ökonomische Bewertung des Einsatzes von Biomethan im Leitszenario zu den Zeitpunkten 2010 – 2030 - 2050 (THG-Minderung und Differenzkosten jeweils gegen Energieträgermix gerechnet) (Quelle: Wuppertal Institut)

Alle Preise sind ohne Steuern dargestellt. Die Energiepreise für Strom und Kraftstoff sind im Leitszenario gegenüber der Referenz deutlich höher. Daher fallen für die Biomethan-Anwendungen hier insgesamt geringere Differenzkosten (= Mehrkosten, die für Biomethan im Vergleich zur [fossilen] Referenz zusätzlich aufgebracht werden müssen) an.

In beiden Szenarien werden die Differenzkosten bei der KWK-Verstromung unter der Annahme hoher Wärmenutzungsgrade und Wärmeerlösen von 5 ct/kWh$_{th}$ negativ - d. h., die KWK-Verstromung von Biomethan erwirtschaftet Gewinne. Nach der Entwicklung im Leitszenario ist dies bereits ab 2010, nach der Referenzentwicklung ab 2030 der Fall.

Betrachtet man die Differenzkosten im Stromsektor in beiden Szenarien im Vergleich, lässt sich feststellen, dass die Kostengradienten in etwa ähnlich sind. Die Abnahme der Mehrkosten, die durch den Einsatz von Biomethan entstehen, liegt bei rund drei bis vier Cent pro kWh von 2010 bis 2050. Die Entwicklung der Strompreise verläuft in beiden Szenarien also in etwa parallel, Ausgangs- und Endpunkt liegen im Leitszenario aber deutlich höher. Das ist zum einen in höheren Energieträgerpreisen, zum anderen in den höheren Zertifikatpreisen begründet.

In beiden Szenarien bleiben die konventionellen fossilen Kraftstoffe, Benzin und Diesel, trotz gestiegener Ölpreise günstig genug, dass für die Verwendung von Biomethan als Kraftstoff auch bis 2050 finanzielle Mehraufwendungen zu erbringen sind. Diese fallen bei einem Anstieg des Ölpreises, wie er im Leitszenario zugrunde gelegt wird, geringer aus als in der moderateren Entwicklung nach dem Referenzszenario.

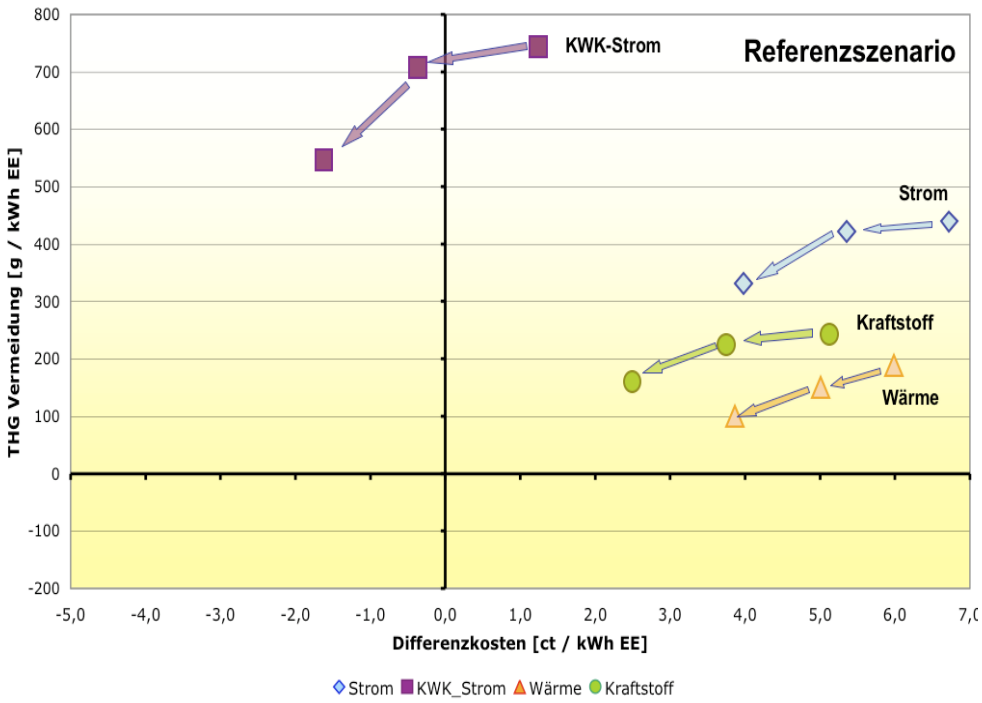


Bild 4-16: Ökologisch-ökonomische Bewertung des Einsatzes von Biomethan im Referenzszenario zu den Zeitpunkten 2010 - 2030 - 2050 (THG-Minderung und Differenzkosten jeweils gegen Energieträgermix gerechnet) (Quelle: Wuppertal Institut)

Aus Klimaschutzsicht dominiert die KWK-Verstromung in beiden Szenarien zunächst alle anderen Nutzungspfade bis 2040. Nach der Referenzentwicklung bleibt diese Anwendung diejenige, in der am meisten Treibhausgase reduziert werden; an der Hierarchie der THG-Vermeidung von *KWK - Strom - Kraftstoff - Wärme* ändert sich auch im Ausblick nichts, da das zugrunde liegende Energiesystem keine substanziellen Änderungen erfährt.

Dagegen werden bei der Entwicklung nach dem Leitszenario gegen Ende des Betrachtungszeitraums um 2040 erst im Kraftstoff- und dann im Wärmesektor die höchsten Einsparungen erzielt. Die Gründe dafür sind in der genaueren Betrachtung des Stromsektors zu finden: soll das »2° Ziel« erreicht werden (Leitszenario), muss insbesondere der Stromsektor als stärkster Hebel zum Klimaschutz stark auf erneuerbaren Energien basieren. Damit werden an alle Technologien zur Stromerzeugung ambitionierte Anforderungen bezüglich des zulässigen THG-Ausstoßes gestellt. Dieses System muss aber zunächst mit erheblichen Anstrengungen aufgebaut werden, da die starke Abnahme der Emissionen nicht von selbst erreicht wird. Hier spielt insbesondere die hocheffiziente KWK als gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme eine wichtige Rolle. Diese Form des Einsatzes ist daher nicht nur hinsichtlich der Minderung von Treibhausgasen zu betrachten, sondern darüber hinaus auch in ihrer Systemfunktion zu sehen.

Gegen Ende des Betrachtungszeitraums ist der Umbau des Stromsektors schon so weit erfolgreich vorangeschritten, dass hier – bei heutigem Stand der Technik – durch den Einsatz von Biomethan keine Emissionen mehr eingespart werden können. Dagegen ist die Änderung des THG-Minderungspotenzials im Kraftstoffbereich am wenigsten ausgeprägt. Insbesondere in der Darstellung nach dem Leitszenario fällt auf, dass der Gradient im Gegensatz zu denen der anderen Bereiche sehr flach verläuft.

Der Anteil an flüssigen Biokraftstoffen ist im Kraftstoffmix stark abgesenkt worden. Biokraftstoffe werden zum großen Teil genau wie Biogas auf der Ackerfläche erzeugt. Um eine Doppelbelegung der verfügbaren Fläche zu vermeiden, sind die Anteile der Biokraftstoffe, deren Ackerfläche nun für Biogas reserviert ist (vgl. Abschnitt 3.2), im Leitszenario rechnerisch durch die fossilen Kraftstoffe Benzin und Diesel ersetzt worden. Aus diesem Grund werden die Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor nicht so deutlich reduziert, und das Minderungspotenzial ändert sich nicht ähnlich stark auf der Zeitachse, wie es in den anderen Bereichen der Fall ist.

Alle getroffenen Aussagen gelten für den Fall, dass die Funktion der Wirtschaftsdüngernutzung als »THG - Senke« eingerechnet werden kann. Wird Biomethan ausschließlich auf der Grundlage von NawaRo hergestellt, sinken die THG-Minderungspotenziale in allen Fällen und unabhängig vom zugrunde gelegten Szenario ab. Im bereits weitgehend optimierten Stromsektor (Leitszenario, ab 2040) kann daher ohne Wärmenutzung keine weitere Emissionsminderung durch den Einsatz von Biomethan geleistet werden.

Durch die KWK-Verstromung mit Anrechnung einer Wärmegutschrift werden im weiten Ausblick bis zum Ende des Betrachtungszeitraums Treibhausgase eingespart. Die Systemfunktion der gekoppelten Erzeugung bleibt natürlich unabhängig vom eingesetzten Energieträger erhalten, das Potenzial zum direkten Klimaschutz nimmt aber gegenüber einem optimierten Einsatzstoff ab. Die beste Option, Biomethan aus NawaRo noch zum Klimaschutz einzusetzen, so dass Treibhausgasemissionen gemindert werden, ist in diesem Fall die Nutzung als Kraftstoff.

Durch den Einsatz und die Umwandlung des landwirtschaftlichen Reststoffes Wirtschaftsdünger zu Biomethan werden Treibhausgasemissionen schon durch die so vermiedene Lagerung eingespart. Die Nutzung dieses Reststoffes als Energieträger eröffnet somit eine bedeutende Möglichkeit zum Klimaschutz. Das vorhandene Wirtschaftsdüngerpotenzial sollte daher, wo es möglich ist, vollständig zur Bereitstellung von Biomethan genutzt werden.

4.2.5.3 Gesamtbetrachtung: Biomethan aus Vergasung (SNG)

In gleicher Weise sollen die Optionen zum Einsatz von Biomethan aus Vergasungsprozessen vor dem Hintergrund der dynamischen Energiesysteme bewertet werden. Als Eingangsstoff für die Vergasung ist Holz aus Kurzumtriebsplantagen gewählt, das mit sowohl leicht erhöhten Kosten als auch THG-Emissionen im Vergleich zur Nutzung von Waldholz eine Obergrenze der Bewertung und damit – aus dieser Sichtweise – eine konservative Betrachtung darstellt. Auf der anderen Seite wird es als nicht realistisch angesehen, dass der gesamte Bedarf eines Vergasers in der dargestellten Größenordnung über Holz aus Kurzumtriebsplantagen gestellt wird.

Die Gesamtbewertung nach der Entwicklung im Leitszenario ist in Bild 4-17 dargestellt, das folgende Bild 4-18 zeigt diese nach dem Referenzszenario.

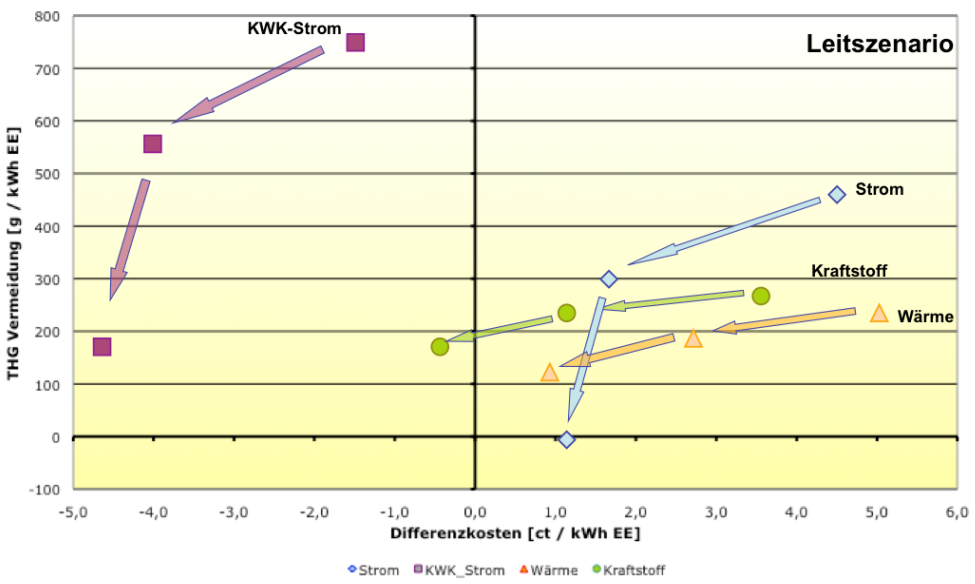


Bild 4-17: Ökologisch-ökonomische Bewertung des Einsatzes von SNG im Leitszenario zu den Zeitpunkten 2010 - 2030 - 2050 (THG-Minderung und Differenzkosten jeweils gegen Energieträgermix gerechnet) (Quelle: Wuppertaler Institut)

Im Vergleich mit dem Einsatz von Biomethan aus Fermentation findet bei der Nutzung von SNG lediglich eine Verschiebung statt, da die freigesetzten Emissionen sowie die Kosten der Bereitstellung aus Vergasungsprozessen niedriger liegen als die der Fermentation (vgl. Bild 4-14).

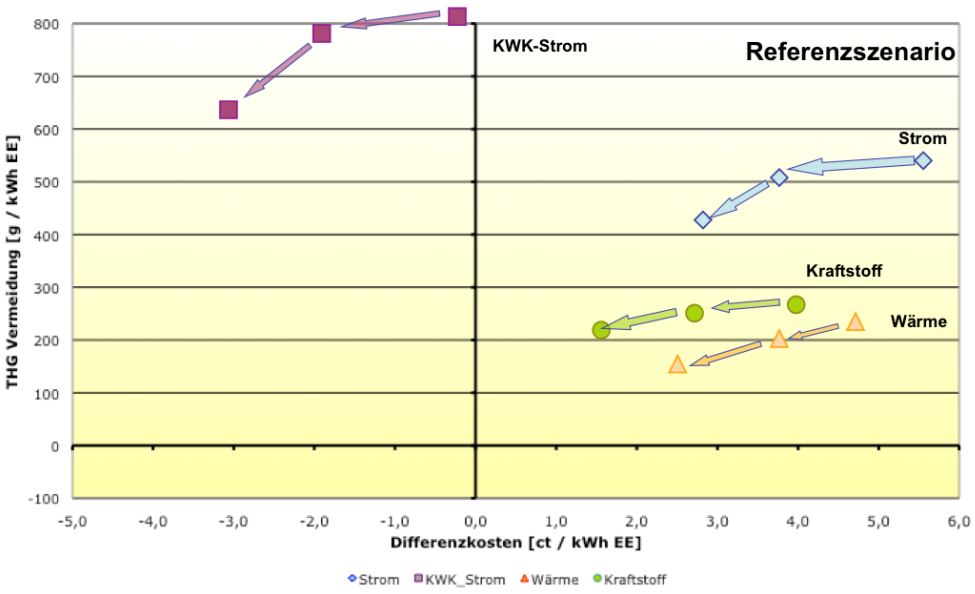


Bild 4-18: Ökologisch-ökonomische Bewertung des Einsatzes von SNG im Leitszenario zu den Zeitpunkten 2010 - 2030 - 2050 (THG-Minderung und Differenzkosten jeweils gegen Energieträgermix gerechnet) (Quelle: Wuppertaler Institut)

Es ist zu beachten, dass die großmaßstäbliche Technologie der Vergasung einen anderen Platz im Energiesystem einnehmen wird, als es für die im Vergleich deutlich kleineren Biogasanlagen gilt. Die Unterschiede zwischen beiden Technologien zur Biomethanbereitstellung sind daher eher auf einer anderen Ebene als der des Klimaschutzes und der Klimaschutzeffizienz zu diskutieren.

Eine vertiefte Betrachtung der Implikationen, die sich durch die Einführung von Vergasungstechnologien ins Energiesystem ergeben, konnte aber im Rahmen des vorliegenden Projekts nicht geleistet werden. Hier besteht weiterer Forschungs- und Untersuchungsbedarf.

4.2.6 Zwischenfazit und Bewertung auf verschiedenen Ebenen

Die Betrachtungen haben gezeigt, dass über die Zeitachse in beiden Szenarien viele Optionen existieren, Biomethan so einzusetzen, dass Treibhausgasemissionen vermieden werden und ein Beitrag zum Klimaschutz geleistet wird. Dabei wird davon ausgegangen, dass Biomethan, das nach Aufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz zur Verfügung steht, nur dort zur Stromerzeugung eingesetzt wird, wo auch der größte Teil der anfallenden Abwärme sinnvoll zur Substitution von fossiler Wärme genutzt werden kann.

Daraus leitet sich nicht unbedingt eine strikte Forderung nach der Einspeisung von Biomethan ab: dort, wo auch vor Ort eine Wärmesenke existiert, die eine effiziente Nutzung von erzeugtem Strom und Wärme ermöglicht, werden auch ohne Aufbereitung und Einspeisung ebenso hohe Beiträge zum Klimaschutz geleistet. Dass auch die Anwendung im Verkehrssektor ohne eine Durchleitung durch das bestehende Erdgasnetz möglich ist, zeigt das Projekt einer Biogas-Tankstelle in Jameln.

Das vorliegende Projekt hat aber deutlich herausgestellt, dass insbesondere im Ausblick die reine Verstromung von Biomethan – sei es dezentral nach Einspeisung oder lokal vor Ort – nicht der geeignete Weg ist, um den Ener-

gieträger sinnvoll zum höchsten ökologischen Nutzen umzusetzen. Die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme in KWK-Anlagen hat dagegen über die reine Minderung von Treibhausgasen hinaus eine wichtige Systemfunktion für den notwendigen Umbau des Energiesystems zum Erreichen der Nachhaltigkeitsziele.

Weiterer Forschungsbedarf besteht in der dynamischen Bewertung des Einsatzes von Biomethan, zum einen hinsichtlich der Abschätzung des technischen Fortschritts bei der Erzeugung und Umwandlung des Gases sowie in Bezug auf die ganzheitliche Betrachtung der Rolle des Energieträgers beim Ausbau eines nachhaltigen Energiesystems.

Weitere Aspekte werden in den folgenden Abschnitten diskutiert.

4.2.6.1 THG-Vermeidungskosten

Aus der obigen Darstellung bzw. den zugrunde liegenden Datentabellen lassen sich die Treibhausgas-Vermeidungskosten der jeweiligen Biomethan-Pfade ableiten. Bei diesem Kennwert handelt sich um die Zusammenziehung von Treibhausgasvermeidung und Differenzkosten im Vergleich zur jeweils substituierten Referenztechnologie. Da in diesen Kennwert die oben dargestellten Faktoren (THG-Emissionen und ökonomische Aufwendungen bei Anwendung des betrachteten Energieträgers sowie THG-Emissionen und ökonomische Aufwendungen bei Anwendung des substituierten Referenz-Energieträgers) einfließen, stellt dieser eine hoch verdichtete Kennzahl dar, die ohne weiteres nicht zu interpretieren ist.

Diese Interpretation bzw. Herleitung der einzelnen Eingangsfaktoren ist in den vorangegangenen Unterkapiteln detailliert erläutert worden. Die Treibhausgas-Vermeidungskosten werden im folgenden Bild 4-19 aufgelistet. Wichtige Schlussfolgerungen sind:

- Die Verstromung von Biogas aus Fermentation erzielt aufgrund der hohen THG-Gutschrift der Biogaserzeugung die höchste THG-Minderung. Dabei ist die Verstromung von Biogas aus Gülle unter den getroffenen Annahmen in allen Anwendungsfällen mit und ohne Einspeisung ökologisch sinnvoll und durch die Anwendung des EEG auch ökonomisch vorteilhaft. Der wirtschaftliche Anlagenbetrieb bei Verstromung von NawaRo-Biogas ist stark vom politischen Förderrahmen abhängig und ist derzeit nur unter voller Ausschöpfung aller Förderinstrumente durch Aufbereitung und Einspeisung darstellbar (EEG, NawaRo-, KWK- und Innovationsbonus).

- Die höchste Klimaschutzeffizienz der Holznutzung bietet die zentrale Verstromung im Heizkraftwerk (Holz-HKW) mit Wärmenutzung. Aufgrund struktureller Hemmnisse (begrenzte Fernwärmepotenziale etc.) ist diese Option jedoch im Potenzial begrenzt. Angesichts dieser strukturellen Hemmnisse eröffnet die Holzvergasung neue Optionen, das signifikante Holzpotenzial neuen Verwendungsrouten zur Verfügung zu stellen, wie einer Erdgas-KWK mit breitem Leistungsspektrum oder dem Kraftstoffmarkt. Die Synthesegaserzeugung bietet da-

bei gegenüber der reinen Verstromung im Holzkraftwerk ohne Wärmeauskopplung (Holz-KW) ökologische und ökonomische Vorteile, wenn eine gute Wärmenutzung erreicht wird.

- Die Wärmeoptionen führen zu vergleichsweise geringen THG-Minderungen und niedrigen Differenzkosten. Die Einspeisung von Biogas (NawaRo) und die Holzvergasung und Einspeisung von Synthesegas zur Nutzung in der Gastherme leisten den kleinsten spezifischen Klimaschutzbeitrag. Ein Grund hierfür ist, dass das Biogas im Fall der Erdgas-Brennwerttherme ein vergleichsweise effizientes System substituiert und dadurch der Minderungseffekt begrenzt ist.

Bild 4-19: Treibhausgasvermeidungskosten der Biomethan-Optionen in den betrachteten Szenarien im Vergleich (Quelle: Wuppertal Institut)

	Biomethan aus Fermentation		Biomethan aus Vergasung	
	Leistszenario	**Referenz**	**Leistszenario**	**Referenz**
	2010		2010	
Strom	149,8	152,6	96,3	105,7
KWK_Strom	-1,3	14,7	-16,5	-1,1
Wärme	309,2	320,3	211,7	216,2
Kraftstoff	193,6	214,8	127,5	145,8
	2030		2030	
Strom	143,2	118,2	49,5	69,9
KWK_Strom	-59,2	-7,2	-74,8	-25,3
Wärme	271,1	317,2	137,4	179,9
Kraftstoff	104,0	169,4	34,7	89,1
	2050		2050	
Strom	-235,7	118,2	-4.957,9	62,5
KWK_Strom	-432,8	-29,2	-263,6	-65,8
Wärme	287,3	379,1	73,9	179,0
Kraftstoff	48,8	132,8	-22,7	54,8

4.2.6.2 Sozioökonomische Beurteilung der Biogasaufbereitung

Einleitung und Zielsetzung

Biogas gilt als einer der Hoffnungsträger für eine klimaverträgliche Energieversorgung. Von seiner Förderung verspricht man sich darüber hinaus eine Stärkung strukturschwacher, ländlicher Regionen. Diese Hoffnung ist nicht unbegründet, denn die Biogaserzeugung und -aufbereitung ist eine lokale Geschäftstätigkeit.

Eine vermehrte Biomethanbereitstellung geht mit vielfältigen strukturellen, monetären und beschäftigungswirksamen Folgen für die Biomasse bereitstellenden Regionen einher. Der Schwerpunkt der Auswirkungen betrifft die Land- und Forstwirtschaft, aber auch andere Sektoren sind betroffen. Diese sogenannten makroökonomischen Effekte werden ansatzweise abgeschätzt und diskutiert. Dabei steht die Wirkung im ländlichen Raum im Vordergrund.

Im Folgenden soll daher die Frage beantwortet werden, inwiefern der Pfad der Biogasbereitstellung und -aufbereitung regionalen Akteuren zugute

kommt. Zwei regionalwirtschaftliche Aspekte sind dabei von besonderem Interesse: Die Auswirkungen auf die Beschäftigung und die durch die Biomethannutzung erzeugte zusätzliche Wertschöpfung.

Ziel der Untersuchung ist die Abschätzung der geschaffenen oder erhaltenen Arbeitsplätze unterschieden nach der Qualifikation und deren dynamischer Fortschreibung bis 2050 sowie die Abschätzung der wirtschaftlichen Bedeutung der Biomethannutzung auf der Grundlage der Wertschöpfungseffekte unter besonderer Berücksichtigung der Wirkungen im ländlichen Raum.

Arbeitszeitbedarfe als Ausgangspunkt zur Abschätzung der Beschäftigungseffekte

Zunächst werden die direkten Beschäftigungseffekte durch die Biomethanbereitstellung und –nutzung anhand der Arbeitszeitbedarfe entlang der Prozesskette abgeschätzt. Hierbei muss zwischen Personenstunden, die durch die Planung, Herstellung und Installation der Anlage im jeweiligen Projekt einmalig ausgelöst werden, und Personenstunden, die während der Betriebslaufzeit jährlich anfallen, unterschieden werden. Die Untersuchung beschränkt sich auf die Betriebslaufzeit. Eine Erfassung erfolgt daher jeweils in Stunden.

Der erforderliche Arbeitszeitbedarf lässt sich zehn Prozessschritten zuordnen [IEL/BfL/KTBL, 2006]: Erzeugung, Ernte und Einlagerung und Transport der Rohstoffe (Substrate), Betreiben der Anlage mit Substrataufbereitung, -zuführung, Prozessüberwachung, laufender Betreuung, einschließlich Wartung und Instandhaltung und den damit verbundenen administrativen Aufgaben, Ausbringen der Gärreste sowie die Gasaufbereitung und –einspeisung. Die Arbeitszeitbedarfe sind [KTBL, 06/07] entnommen. Die einzelnen Prozessschritte können je nach Betriebsweise und Substrat mit sehr unterschiedlichem Arbeitszeitbedarf verbunden sein. Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass keine Alternativlösungen gesucht und alle Arbeiten innerbetrieblich geleistet werden. So können bspw. Arbeiten aus dem Bereich der pflanzlichen Erzeugung wie zum Beispiel Ernte, Transporte und Ausbringen der Gärreste auch überbetrieblich vergeben werden. Auch im Bereich des Anlagenbetriebes können Wartungs- und Überwachungsarbeiten (Fernüberwachung) gegen entsprechende Vergütung von Spezialisten übernommen werden. Tabelle 4-1 zeigt die einzelnen Prozessschritte und die damit verbundenen Arbeitszeitbedarfe in ihrer Bandbreite.

Tabelle 4-1: Arbeitszeitbedarfe für die Biomethanbereitstellung und –aufbereitung nach Prozesskettengliedern (eigene Zusammenstellung nach [KTBL, 06/07])

Prozesskettenelement		**Arbeitszeitbedarf**		**Einheit**
		von	Bis	
2a	Anbau/ Pflege/ Ernte	0,07	0,1	h/t
3a	Lagerung	0,09	0,1	h/t
4a	Transport Energiepflanzen	0,066	0,066	h/t
4a2	Einbringung	0,1	0,2	h/t

Prozesskettenelement		Arbeitszeitbedarf		Einheit
4b	Transport Wirtschaftsdünger	0,02	0,02	h/t
5ab	Substratkonditionierung	0,01	0,02	h/t
6ab	Vergärung (inkl. BHKW)	2	4	Min/(kWh* Woche)
6ab3	Gärrestausbringung	0,01	0,02	h/t
8bc	Gasaufbereitung	0,5	0,5	h/d
9	Gaseinspeisung	1	1	h/d

Die Arbeitszeitbedarfe wurden für die Mittelwertanlagen der Regionen Altmark und Niederrhein ermittelt und auf die Anzahl der wirtschaftlich zu betreibenden Anlagen hochgerechnet, das heißt, auf die 9 Anlagen in der Altmarkt und 7 in der Region Niederrhein. Auf Basis der anfallenden Jahresarbeitsstunden wurde der Bedarf an Vollzeitarbeitskräften abgeschätzt. Anschließend wurden die Arbeitszeitbedarfe aufbauend auf der Potenzial- und Szenarienanalyse in Dekadenschritten von 2010 bis 2050 dynamisiert.

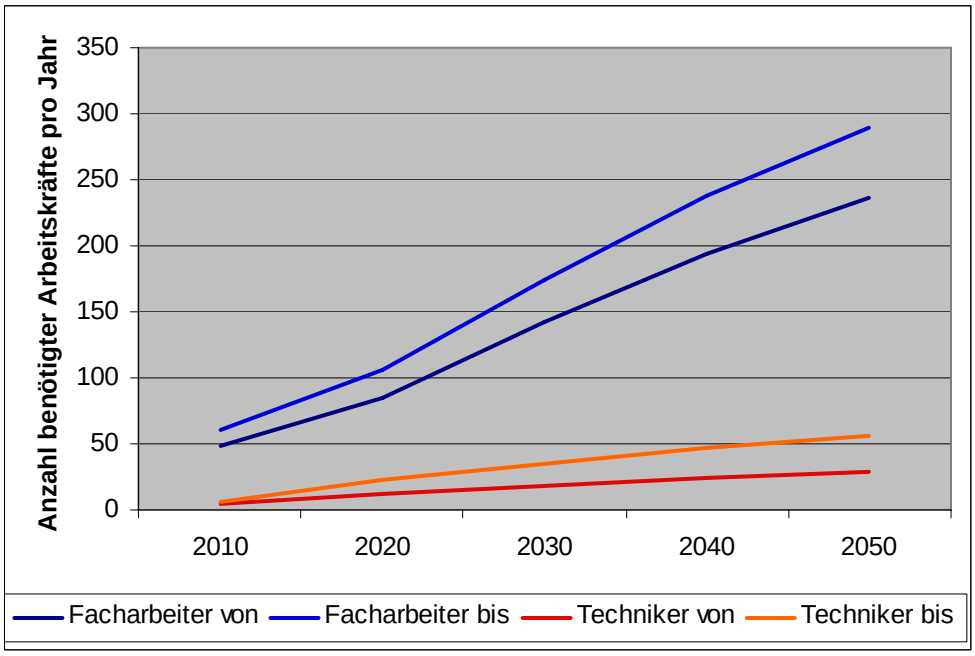
Beschäftigungseffekte durch Biomethannutzung in den Regionen Altmark und Niederrhein

Im Folgenden werden die abgeschätzten Beschäftigungseffekte am Beispiel der Regionen Altmark und Niederrhein vorgestellt und diskutiert.

Um die potenziell geschaffenen und erhaltenen Arbeitsplätze nach der Art der Qualifikation zu unterscheiden wird angenommen, dass in den Prozessschritten Anbau/Pflege/Ernte, Lagerung, Transport, Getreidevorbehandlung und Gärrestausbringung landwirtschaftliche Facharbeiter beschäftigt sind. Für die Prozessschritte Vergärung, Gasaufbereitung und –einspeisung ist eine Ausbildung zum Techniker vonnöten.

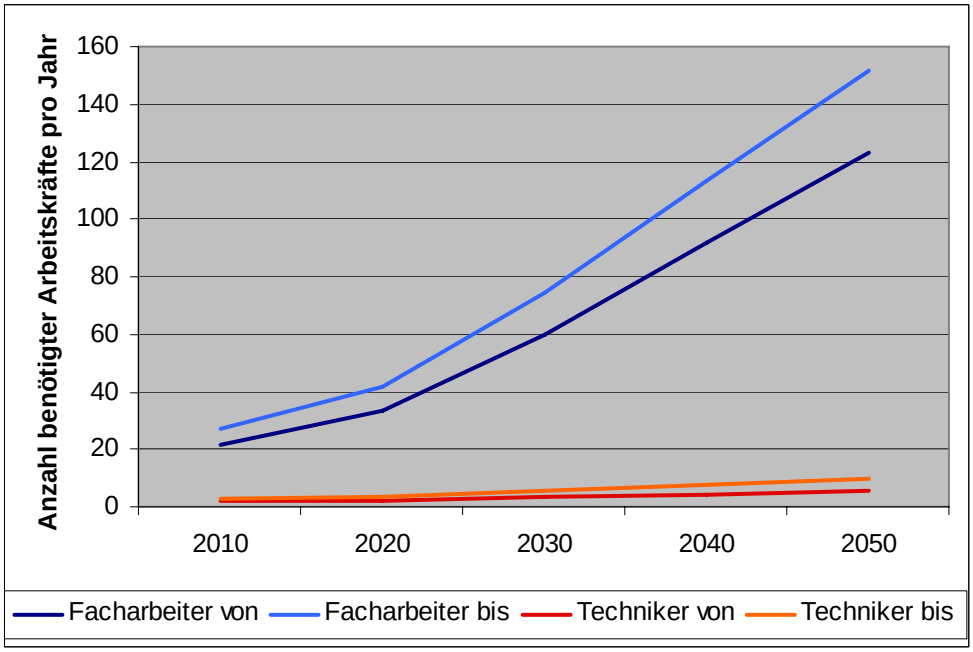
In der Altmark werden im Jahr 2010 etwa 48 bis 60 Vollzeitarbeitskräfte in der Landwirtschaft zur Substratbereitstellung benötigt (siehe Bild 4-20). Für den Betrieb der Biogasanlage, sowie für Aufbereitung und Einspeisung sind etwa 4 bis 6 Arbeitskräfte nötig. Im Jahr 2020 steigt der Arbeitskräftebedarf auf 85 bis 105 Facharbeiter in der Landwirtschaft und auf etwa 13 bis 23 Techniker an. Bis zum Jahr 2050 werden wegen der arbeitsintensiveren Substratherstellung deutlich mehr Arbeitskräfte in der Landwirtschaft gebraucht als technisches Personal.

Bild 4-20 Entwicklung des Arbeitskräftebedarfs zur Aufbereitung von Biomethan bis 2050 in der Altmark (eigene Darstellung)



In der Region Niederrhein ergibt sich ein ähnliches Bild. Im Jahr 2010 erfordert die Substratbereitstellung etwa 21 bis 27 Arbeitskräfte in der Landwirtschaft und zwei bis drei Techniker für die Vergärung, Aufbereitung und Einspeisung (siehe Bild 4-21). Im Jahr 2020 steigt dieser Arbeitskräftebedarf auf etwa 33 bis 42 Facharbeiter in der Landwirtschaft und 3 bis 4 Techniker an. Auch am Niederrhein steigen die potenziell erhaltenen und neu geschaffenen Arbeitsplätze in der Landwirtschaft stärker an als der Bedarf an Technikern. So ergeben sich für das Jahr 2050 123 bis 152 Vollzeitarbeitskräfte in der Landwirtschaft sowie ein Bedarf an 5 bis 10 Technikern.

Bild 4-21 Entwicklung des Arbeitskräftebedarfs zur Aufbereitung von Biomethan bis 2050 in der Region Niederrhein (eigene Darstellung)



Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die direkten Arbeitsplatzeffekte durch die Biogasbereitstellung und –nutzung zur Aufbereitung insgesamt marginal sind. Erwartungsgemäß weisen die Anlagen mit großer Leistung und der Verwertung von Entsorgungsmaterialien durch den erhöhten Konfektionierungsaufwand die höchste Zahl geschaffener und gesicherter Arbeitsplätze auf. In der Pflanzenproduktion werden weitgehend Arbeitsplätze erhalten, da die landwirtschaftliche Fläche nur für eine Nutzung, das heißt, entweder für den Anbau von Marktfrüchten oder Energiepflanzen, zur Verfügung steht. Zusätzlicher Arbeitskräftebedarf entsteht allenfalls aufgrund der höheren Erntemengen und der arbeitsintensiveren Silierung im Maisanbau sowie generell in der Gärrestausbringung. Im Prozessschritt Vergärung entsteht vor allem durch die Befüllung und den Betrieb des Fermenters ein erhöhter Arbeitsaufwand. Die Abschätzungen implizieren, dass die Bereitstellung und Aufbereitung von Biogas eher zu einem Mehrbedarf an Technikern für die Prozessschritte Vergärung, Aufbereitung und Einspeisung als zu einem Mehrbedarf an Facharbeitern in der Landwirtschaft führen wird. Da durch den Produktivitätsfortschritt in der Landwirtschaft im Jahr 2020 nur noch 52 % der Arbeitskräfte gebraucht werden, die im Jahr 2004 für die Bewirtschaftung derselben Fläche benötigt wurden, ist davon auszugehen, dass auch ein Mehrbedarf an Arbeitskraft für die Biomethanbereitstellung diesen Trend in der Landwirtschaft nicht umkehren wird [IFEU et al., 2008].

Beitrag der Bereitstellung und Aufbereitung von Biomethan zu Erdgasqualität zur Wertschöpfung in den Regionen Altmark und Niederrhein

Wertschöpfungskette Biomethan

Die Biomethanbereitstellung bietet Wertschöpfung auf unterschiedlichen Stufen. Die einzelnen Wertschöpfungsstufen werden im Folgenden beschrieben [dena, 2008].

Substratbereitstellung. Die Biomasse wird zum einen von Landwirten über den Anbau, die Pflege und Ernte von geeigneten Pflanzen oder in Tiermastbetrieben erzeugt.

Lagerung. Prinzipiell unterscheidet man zwischen Konzepten mit dezentraler und zentraler Lagerung:

Auf dezentrale Lagerung wird meist dann zurückgegriffen, wenn in näherer Umgebung der Biogasanlage bereits ausreichend Kapazitäten für die Lagerung der für das Jahr benötigten Biomasse vorhanden sind. Die Biomasse wird dann kontinuierlich (»just-in-time«) an die Anlage geliefert. Dadurch wird eine gute Auslastung der Transportmittel erreicht, da das entstehende trockene Gärsubstrat als Rückfracht abtransportiert werden kann. Jedoch ist der personelle Aufwand relativ hoch, da mehrmals wöchentlich angeliefert werden muss.

Als zweites Konzept steht dem die zentrale Lagerung der Biomasse an der Biogasanlage gegenüber. Als Vorteil hierbei sind vor allem die konstante Silagequalität und der geringere Logistikaufwand zu nennen.

Transport. Die Wahl der Transportmittel ist abhängig von der Entfernung der Anbaufläche zur Biogasanlage. Bei kurzen Distanzen ist der Transport mit Schleppern günstiger, da nicht extra nach dem Häckseln verladen werden muss. Bei größeren Entfernungen kann das Umladen auf LKWs günstiger sein.

Biogaserzeugung. Biorohgas wird über die Vergärung von Substraten erzeugt. Dies geschieht in sogenannten Fermentern. In diesen Fermentern befinden sich Mikroorganismen, bei denen als Stoffwechselprodukt Biogas entsteht. Das Rohbiogas besteht zu 45-70 % aus Methan (CH_4). Der zweitgrößte Teil mit ca. 25-50 % ist Kohlenstoffdioxid (CO_2). Des Weiteren entstehen geringe Anteile von Schwefelwasserstoff (H_2S), Ammoniak (NH_3) und Wasserdampf (H_2O). Fossiles Erdgas besteht je nach Klasse zu 85-98 % aus Methan. Um eine konstante Qualität des im Gasnetz vorhandenen Gases zu gewährleisten, ist eine Erhöhung des Methangehalts des Rohbiogases nötig. Die Erhöhung des Methangehalts geschieht durch eine Aufbereitung des Biorohgases.

Aufbereitung. Das über die Fermentation gewonnene Biogas oder Rohbiogas kann über verschiedene Wege auf Erdgas H-, Erdgas L- oder auf Zusatzgas-Qualität aufbereitet werden. Wichtiger erster Schritt ist die Entschwefelung. Abhängig vom weiteren Verfahren werden gegebenenfalls auch noch eine Feinentschwefelung und eine Gastrocknung erforderlich. Bei der Aufbereitung zu Erdgas H- bzw. Erdgas L-Qualität ist darüber hinaus die Abtrennung von CO_2 ein wesentlicher Verfahrensschritt. Wenn das Biogas dem vorhandenen Erdgas als Zusatzgas beigemischt werden soll, kann diese Stufe entfallen. In einem letzten Schritt wird der Brennwert durch die Beimischung von LPG (Liquified Petroleum Gas) oder Sauerstoff gesteigert bzw. abgesenkt, um die Qualität des Bioerdgases der Qualität des Erdgases im Netz anzupassen.

Die Einspeisung von Biomethan in ein vorhandenes Gasnetz. Die Biogas-Netzeinspeisung ist eine wirtschaftliche Lösung, wenn der Verwendungsort des Gases vom Erzeugungsort relativ weit entfernt ist. Die Einspeisung geschieht im Wesentlichen über einen Kompressor, der das Druckniveau des Biomethans auf das der angeschlossenen Druckgasleitung hebt. Über die gesetzlichen Gegebenheiten in Europa haben neue Gaserzeuger die Möglichkeit, das Gas in die Netze der konventionellen Gasversorger einzuspeisen. Dies ist für den Erzeuger durch die Vervielfachung der möglichen Abnehmer attraktiv. Hierfür muss jedoch die Gasqualität den jeweiligen Bestimmungen der Gasklasse entsprechen und darf nur innerhalb der Qualitätsstandards abweichen. Durch unterschiedliche Qualitätsstandards von aus unterschiedlichen Ländern importiertem Erdgas ist auch der Grad der Aufbereitung des Biomethans regional verschieden.

Verkauf und Handel. Der Biomethanhandel unterscheidet sich durch den Herkunftsnachweis vom klassischen Erdgashandel. Biomethanmengen müs-

sen auf einfache Weise, rechtssicher und verlässlich erfasst werden sowie sich transferieren und den Kunden nutzungsgerecht zuordnen lassen. Der Verkauf des eingespeisten Biomethans kann über eine Biogas- oder Erdgashandelsgesellschaft erfolgen. Der Netzbetreiber bilanziert dann die ein- und ausgespeisten Mengen und rechnet etwaige Mehr- und Mindermengen mit dem Transportkunden ab. Der Netzbetreiber stellt die Nutzung des Netzes in Rechnung. Hierzu wird vom Biogaseinspeiser ein Ein- und Ausspeisevertrag mit dem Netzbetreiber geschlossen. Einspeiseentgelte werden bei den örtlichen Verteilernetzbetreibern nicht erhoben. Die erstellten Mengenbescheinigungen oder Zertifikate sind für Biomethannutzer die Grundlage, um zum Beispiel Vergütungsansprüche gemäß EEG nachzuweisen.

Wertschöpfungspotenzial durch Biomethannutzung

Zur Ermittlung der Wertschöpfung durch Biomethannutzung werden zunächst die zur Wertschöpfungsrechnung erforderlichen Werte ermittelt. Berechnungsgrundlage regionaler Wertschöpfung ist die Menge wirtschaftlicherzeugbaren Biomethans für das Jahr 2010. Nach Abzug branchenspezifischer Steuern, Abgaben und Abschreibungen erhält man die monetäre Leistung der Wirtschaftseinheit, beziehungsweise die Wertschöpfung. Die Umsatzerlöse ergeben sich aus der Verstromung des Biomethans und der Veräußerung der anfallenden Abwärme. Die Vorleistungen werden auf der Basis der Kostenbetrachtung in [Urban et al., 2008] ermittelt. Die in AP 7 errechnete Mittelanlage produziert ca. 400 Nm³/h Biomethan am Niederrhein und 600 Nm³/h in der Altmark, vereinfachend wurden für diese Anlagen spezifische Gasgestehungskosten von 8,1 ct/kWh ($H_{i,N}$) (Niederrhein) bzw. 7,8 ct/kWh ($H_{i,N}$) (Altmark) gemäß [Urban et al., 2008] angenommen.

Die Strom- und Wärmeerlöse werden für die in AP 7 (vgl. Berechnungen zu den Hauptvarianten A1 und N1 in Abschnitt 3.3.2) errechneten Mengen Biomethan ermittelt. Zur Berechnung der Erlöse aus der Stromeinspeisung sind für die Biomethanmengen der Modellregionen die Vergütungssätze gemäß der Novellierung des EEG für 2009 angesetzt. Zu diesem Zweck werden die Erlösstrukturen für Modellanlagen mit den Charakteristika NawaRo-basiert, 1000 Nm³ /h Rohbiogas, Aufbereitung durch Druckwasserwäsche gemäß [Urban et al., 2008] genutzt. Als Erlösen gehen 9,89 ct/kWh ($H_{i,N}$) in die Berechnungen ein.

Ausgangspunkt zur Ermittlung der Investitionskosten ist die Anzahl realisierbarer Anlagen auf Basis erzeugbarer Mengen Biomethan in den Modellregionen. Dabei wird eine Standardanlage mit 1 000 Nm³ Rohbiogas = 500 Nm³ Biomethan angenommen. Diese entspricht in etwa den Mittelwertanlagen aus dem GIS. Zur Ermittlung der Investitionskosten für die oben genannte Anlage werden ca. 8 Mio. € pro Anlage zu Grunde gelegt [Urban et al., 2008]. Diese Summe umfasst den Invest der BGA, die Aufbereitung sowie den Netzanschluss und wurde aufgrund weicher Kosten zur Erschließung bzw. zum Kauf des Grundstücks aufgerundet. Der Investitionsbedarf ist das Produkt aus der Anzahl der Standardanlagen und den Investitionskosten pro Anlage.

Für die Nutzung des Biomethans als Kraftstoff gibt es erst sehr wenige Referenzadressen. Die Wertschöpfungseffekte dieses Pfades werden daher nicht berücksichtigt. Tabelle 4-2 veranschaulicht die Berechnung der Wertschöpfung durch Biomethannutzung mit anschließender Verstromung und Wärmenutzung in den Regionen Altmark und Niederrhein.

Tabelle 4-2: Wertschöpfungspotenzial durch Biomethannutzung in den Regionen Altmark und Niederrhein

	Altmark	**Niederrhein**
Biomethan (Nm/h)	42.635.104	22.618.096
Biomethan (KWh ($H_{i,N}$))	426.351.040	226.180.960
Kostenfaktor (Rohbiogas) (ct/kWh ($H_{i,N}$))	7,80	8,10
Erlösfaktor (Rohbiogas) (ct/kWh ($H_{i,N}$))	9,89	9,89
Vorleistungen (€)	33.255.381	18.320.658
Erlöse (€)	42.166.118	22.369.297
Jährliche Wertschöpfung (€)	8.910.737	4.048.639
Investitionsbedarf zur Aktivierung des Potenzials (€)	80.000.000	43.000.000

In der Region Altmark wurde ein jährliches Wertschöpfungspotenzial durch Biomethanbereitstellung und –nutzung in Höhe von 8.910.737 Mio. € ermittelt. Für die Region Niederrhein ergibt sich ein Potenzial in Höhe von 4.048.639 Mio. €.

Die Berechnungen zeigen, dass die zu erzielende Wertschöpfung auf dem Biomethannutzungspfad der wärmegekoppelten Stromeerzeugung im BHKW in der Region Altmark aufgrund der größeren Biomassepotenziale mehr als doppelt so hoch ist wie in der Region Niederrhein. Diese ermittelten Ergebnisse geben allerdings noch keine Auskunft darüber, wie hoch die Wertschöpfung ist, die tatsächlich der Region zu Gute kommt, und welcher Anteil der Wertschöpfung aus der Region abfließt. Wertschöpfungseffekte fallen von Region zu Region unterschiedlich aus – jedoch nicht nur wegen der unterschiedlichen Biomassepotenziale. Nicht immer profitieren regional ansässige Unternehmen von der Inbetriebnahme speziell großer Anlagen. Die regionalen Wertschöpfungseffekte durch Biomethannutzung sind in hohem Maße von den gewählten Geschäftsmodellen abhängig.

Geschäftsmodelle und regionale Wertschöpfung

So unterschiedlich die Ziele der einzelnen Investoren und Geschäftspartner sind, so breit ist auch die Palette an Geschäftsmodellen bei der Biomethanbereitstellung. Wichtige Akteure sind Land- und Forstwirte, Privat- und Finanzanleger, Energieversorger, Industrieunternehmen und Kommunen. Die jeweiligen Geschäftsmodelle sind für unterschiedliche Projektanforderungen geeignet und weisen spezifische Erfolgsfaktoren auf [Haag et al., 2008].

So sind in der Praxis bspw. Gemeinschaftsunternehmen zwischen Substratlieferanten und Projektentwicklern verbreitet, welche den wichtigen Vorteil der abgesicherten Rohstofflieferung aufweisen [Haag et al., 2008]. Vorteilhaft sind Kooperationen zwischen Projektentwicklern und Energieversorgungsunternehmen, da sie die bestehende Kundenbasis des Energieversorgers nutzen können. Substratlieferungen hingegen müssen vertraglich abgesichert sein. Letzteres umgehen vertikal integrierte Modelle, bei denen bspw. Energieversorger eigenen Biomasseanbau betreiben. Solche Geschäftsmodelle sind bislang jedoch nur in geringem Umfang realisiert. Das novellierte EEG bietet starke Anreize zur Investition in kleinere Anlagen sowie zur Gaseinspeisung, was zur Stärkung bestehender/Herausbildung neuer Geschäftsmodellvarianten führt. Dabei entstehen auch neue Varianten der Kooperation im Bereich Biogas, wie z. B. Betreibergemeinschaften für mittlere Anlagen oder große Liefergemeinschaften zur Erzeugung von Rohgas zur Bioerdgaseinspeisung in Zusammenarbeit mit EVUs als Betreiber von Gasaufbereitung und KWK-Anlagen.

Ob Finanzflüsse in der Region bleiben, hängt wesentlich vom Betreiber- bzw. Geschäftsmodell ab. Daher sollen im Folgenden wesentliche Geschäftsmodelle beschrieben werden. Aus den Geschäftsmodellen lässt sich ableiten, welche Prozessschritte in der Region und welche überregional verortet sind. Im Folgenden werden schwerpunktmäßig Möglichkeiten zur Kooperation für die Landwirtschaft entlang der Wertschöpfungskette zur Biogaseinspeisung dargestellt.

Die Biogasaufbereitung und -einspeisung bietet für Landwirte die Möglichkeit, Gärsubstrate in Form von Energiepflanzen und Wirtschaftsdünger zur Verfügung stellen können. Darüber hinaus ergibt sich für Landwirte die Möglichkeit, nicht nur als Lieferant aufzutreten, sondern selbst Anlagen zu betreiben bzw. als Anteilseigner einer Anlage zu fungieren. Dadurch bekommen Landwirte die Möglichkeit, Erlöse entlang der gesamten Wertschöpfungskette zu erzielen [dena, 2009].

Möglichkeit 1: Der Landwirt liefert die Rohstoffe für die Biogasanlage. Die Gärsubstrate umfassen dabei Energiepflanzen und Wirtschaftsdünger. Der Landwirt nimmt die Rolle des Rohstofflieferanten ein. Errichtung, Betrieb, Gasaufbereitung, Durchleitung und Vermarktung erfolgt durch das EVU.

Möglichkeit 2: Mehrere Landwirte einer Region schließen sich in einer Gesellschaft zusammen und treten als Lieferanten in Erscheinung. Die Landwirte produzieren die benötigten Rohstoffe und erbringen Dienstleistungen logistischer Natur, beispielsweise im Rahmen des Transports. Die Vermarktung des durchgeleiteten Gases erfolgt durch das EVU.

Möglichkeit 3: Neben der reinen Lieferantenfunktion errichten und betreiben die Landwirte mit weiteren Akteuren eine Biogasanlage. Dadurch reduzieren sich das individuelle Risiko und der finanzielle Aufwand jedes einzelnen Projektpartners. Es können Kostendegressionseffekte von der Produktion über die Ernte bis hin zur Aufbereitung genutzt werden. Prinzipiell besteht bei diesem Modell auch die Möglichkeit, in kleineren Biogasanlagen erzeugtes Biogas über Mikrogasnetze in einem Standort zusammenzuführen und dort die

Aufbereitung und Einspeisung durchzuführen. Die Vermarktung des durchgeleiteten Gases erfolgt durch das EVU.

Möglichkeit 4: Ein Landwirt baut die Rohstoffe an und liefert sie an die Betreiber einer Biogasanlage. Durch langfristige Lieferverträge können Preise festgesetzt werden. Der Landwirt beteiligt sich weiterhin finanziell an Planung, Bau und Betrieb der Biogasanlage, so dass er neben den Erlösen für den Verkauf der Rohstoffe auch am Erfolg der Anlage beteiligt ist. Die Vermarktung des durchgeleiteten Gases erfolgt durch das EVU.

Welche Anteile der Wertschöpfung verbleiben in der Region?

Es wird angenommen, dass das Energieversorgungsunternehmen außerhalb der Region ansässig ist und die mit der Wertschöpfung verbundenen Finanzflüsse daher aus der Region abfließen. Demgegenüber sind die landwirtschaftlichen Betriebe regional verortet. Durch sie erzeugte Wertschöpfung verbleibt daher auch in der Region.

Bild 4-22 Anteile der Biomethan-Prozessschritte an der Wertschöpfung in der Region Altmark (Quelle: Wuppertal Institut)

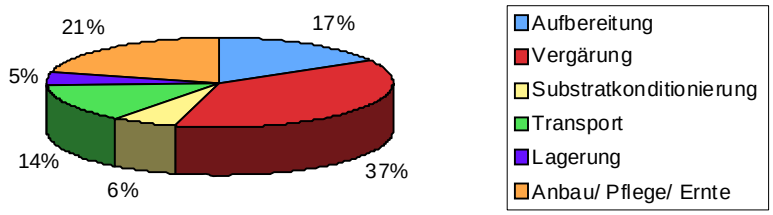
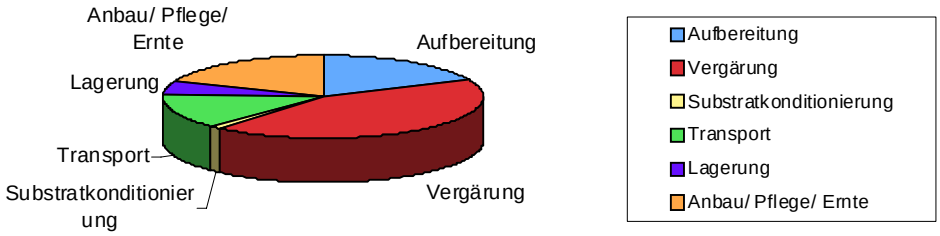


Bild 4-22 zeigt die Anteile der einzelnen Stufen an der Gesamtwertschöpfung in der Region Altmarkt. Wird der landwirtschaftliche Sektor lediglich als Rohstofflieferant an der Wertschöpfungskette beteiligt, verbleiben 21 % der regionalen Wertschöpfung durch Biomethannutzung in der Altmark. Wird der Landwirt in die Logistik der Substratbereitstellung einbezogen, erhöht sich der Anteil inklusive Lagerung und Transport auf 40 %. Ist der Landwirt selbst auch Betreiber der Biogasanlage können bis zu 83 % der Wertschöpfung in der Region gehalten werden.

Bild 4-23 Anteile der Biomethan-Prozessschritte an der Wertschöpfung in der Region Niederrhein (Quelle: Wuppertal Institut)



Analog gilt für die Region Niederrhein, dass der Anteil der Substratbereitstellung knapp ein Fünftel an der Wertschöpfung ausmacht. Bild 4-23 zeigt die Anteile der einzelnen Stufen an der Gesamtwertschöpfung in der Region Niederrhein. Auch hier kann der Anteil der Gesamtwertschöpfung verdoppelt werden, wenn der Landwirt Lagerung und Transport des Substrats übernimmt. Ist der Landwirt selbst auch Betreiber der Biogasanlage, können bis zu 82 % der Wertschöpfung in der Region gehalten werden.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass Regionen dann von der Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz profitieren, wenn es ihnen – möglicherweise im Rahmen eines Regionalmanagements – gelingt, den Anteil regionaler Beteiligter an den Wertschöpfungsketten »Betrieb von Biogasanlagen« (aber auch »Bau von Biogasanlagen«) zu erhöhen, damit das vorhandene Potenzial nicht durch Fremdkapital gebunden und Gewinne abgeschöpft werden.

Darüber hinaus gibt es neben der Nutzung des EEG 2009 und der Wärmeerlöse weitere wichtige Stellhebel zur systematischen Erschließung von Erlösquellen [Haag et al., 2008]. Dazu zählen die Bereiche Gülle-Veredlung, die Erschließung neuer Wärmesenken, die Margenoptimierung durch Direktvermarktung sowie ein modernes Risiko- und Vertragsmanagement sowie kostenseitige Optimierungen.

Ein Ansatzpunkt bei der Gülle-Veredlung ist zum Beispiel die Zusammenführung der Güllemengen z. B. mittels »Gülle-Tausch«, da Größen von 150 kW angesichts der Investitionskosten gegenüber Kleinstanlagen vorteilhaft sind.

Zur Erschließung neuer Wärmesenken auch im kleineren und mittleren Leistungsbereich dienen Mikrogasleitungen, die im Vergleich zur Nahwärme auf längere Distanzen deutlich günstiger sind. Die Gaseinspeisung wiederum ermöglicht die bundesweite Nutzung bestehender BHKWs zur Biogasverstromung. Allerdings nur, wenn hohe Rohgasmengen erreicht werden, um die Investitionskosten der Aufbereitung zu rechtfertigen.

Die Direktvermarktung von Strom stellt eine Möglichkeit für zusätzliche Erlöse dar, erfordert jedoch Marktwissen bezüglich der Strompreisentwicklung. Die Reststoffe nach Vergärung der Gülle zu Biogas können als hochwertiger Dünger in der Landwirtschaft und damit als weitere Erlösquelle genutzt werden.

Die Vertragsgestaltung von Substratlieferverträgen und von Wärmeversorgungsverträgen ist erfolgskritisch und sollte gezielt zur Risikostreuung eingesetzt werden. So ist zum Beispiel bei der Anlieferung des Substrates die Unterscheidung zwischen gewerblichem und nicht gewerblichem Transport von Bedeutung. Es kann vertraglich festgelegt werden, dass die Biomasse während des Transportes im Besitz des Landwirts bleibt und erst an der Anlage in den Besitz des Anlagenbetreibers übergeht. Denn bei gewerblichen Transporten gehen steuerliche Vergünstigungen und Vereinfachungen für die Land- und Forstwirtschaft verloren.

Bioenergie-Anlagen stellen eine sinnvolle Diversifizierung für Land- und Forstwirte dar, um Einnahmen zu verstetigen und Risiken aus teilweise stark volatilen Lebensmittel- bzw. Holzmärkten abzufedern [Haag et al, 2008]. Neuen Abhängigkeiten kann entgegengewirkt werden, indem die Anbauflächen für den Energiepflanzenanbau nur teilweise bereit gestellt werden. In der Landwirtschaft lässt sich durch den Anbau von Zwischenfrüchten zusätzliche Flexibilität in der Substratlieferung gewinnen. Der begrenzten Verfügbarkeit von Substraten kann durch Portfoliostrategien auf Betreiberseite begegnet werden. Hier sollte insbesondere auf eine sinnvolle Flexibilität beim Mix der Substrate geachtet werden.

4.3 Anwendung von Biomasse zur Energiegewinnung: welcher Bereich hat Priorität?

In einer weiteren Untersuchung soll geprüft werden, ob die Optionen zur Biomethannutzung auch gegenüber anderen Anwendungen von Biomasse vorteilhaft sind. Da die verfügbare Ackerfläche zum Anbau von NawaRo begrenzt ist, konkurrieren die verschiedenen Bioenergien stets um den »besten Nutzen«, also z. B. um die höchsten THG-Einsparungen oder die niedrigsten Vermeidungskosten. Zukünftig wird sich diese Nutzungskonkurrenz noch verstärken, wenn auch die stoffliche Nutzung von NawaRo an Bedeutung gewinnt.

Im Rahmen der vorliegenden Studie ist auf die Gegenüberstellung zur stofflichen Nutzung allerdings verzichtet worden. Als alternative energetische Anwendungen werden die Optionen betrachtet, die in Abschnitt 4.1 eingeführt worden sind. Dabei handelt es sich im Einzelnen um

- Wärmebereitstellung aus Holzhackschnitzeln für den Hauswärmebereich
- Verstromung von Holzhackschnitzeln in ORC-Anlagen
- Verstromung von Holzhackschnitzeln in (Heiz-)Kraftwerken
- Verstromung von Stroh in (Heiz-)Kraftwerken (Mitverbrennung)

- Bereitstellung von Biodiesel auf Basis von Raps
- Bereitstellung von Bioethanol auf Basis von Weizen
- Bereitstellung von BTL (Biomass-to-Liquid) auf Basis von Holz

Damit sind die drei Sektoren der Strom-, Wärme- und Kraftstoffproduktion abgedeckt. Mit Ausnahme der ORC-Anlage und der Produktion von BTL sind die Optionen auf einem validen Stand der Technik, so dass sie schon heute zum Einsatz kommen.

Insbesondere für die Entwicklung der Biokraftstofflinien sollte aber über den heutigen Stand der Biokraftstoffe der ersten Generation hinaus geblickt werden, da sich in vielen, gerade auch politischen Dokumenten Hinweise auf die innovative Technik wiederfinden. Es gilt also verstärkt, zu prüfen, ob und welche Vorteile dieser Nutzungspfad gegenüber dem Einsatz von Biomethan aufweist.

4.3.1 Erzeugung von Bioenergie – Treibhausgasemissionen und Kosten

Die sieben aufgeführten Nutzungspfade sind nicht in gleicher Detailliertheit wie die Biomethanpfade untersucht und bilanziert worden. Die relevanten Kenndaten zu Kosten und THG-Emissionen sind aus [Zimmer et al., 2008] extrahiert worden. Abweichend zu der dortigen Darstellung sind in diesem Fall keine Erlöse in die Betrachtung eingeflossen, sondern die Gegenüberstellung bleibt auf die Gestehungskosten begrenzt. Die Daten für BTL sind aus [Arnold et al., 2006] entnommen.

4.3.2 Gesamtbetrachtung im Vergleich zu Biomethan

Da die alternativen Bionenergie-Pfade insbesondere im Vergleich zu Biomethan untersucht werden sollten, wird der Übersichtlichkeit halber auf die Einbindung in die jeweiligen Energiesysteme verzichtet und die Optionen direkt mit Biomethan in Beziehung gesetzt. Eine Ermittlung der erzielbaren THG-Vermeidungen und Differenzkosten bringt in Bezug auf die Fragestellung, ob und welche alternativen Anwendungen vorteilhafter sind als der Einsatz von Biomethan keinen zusätzlichen Erkenntnisgewinn. Dies gilt insbesondere, als es in jedem der drei Bereiche – Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung – eine direkte Konkurrenzanwendung für Biomethan gibt. Diese sind im Vergleich mit Biomethan in Bild 4-24 dargestellt. Die THG-Emissionen und Kosten, die mit dem Einsatz von Biomethan zusammenhängen, sind dabei in jedem der Bereiche zu 100 % gesetzt.

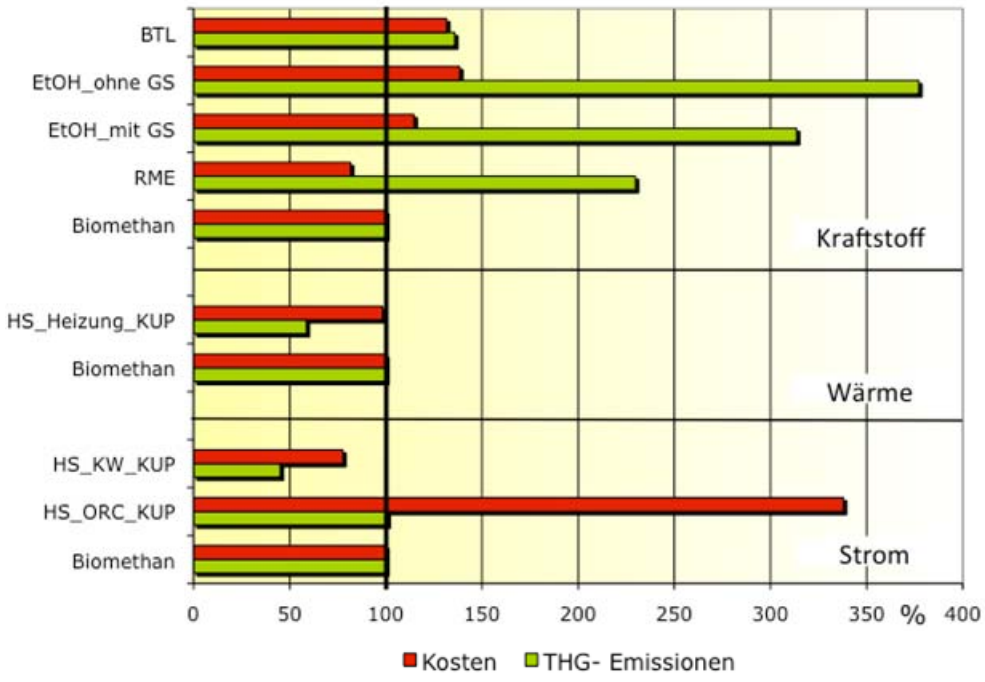


Bild 4-24: Vergleich alternativer Bioenergien mit Biomethan in den drei Anwendungsbereichen; Biomethan = 100 %; GS...Gutschrift; HS..Hackschnitzel; KW...Kraftwerk, KUP...Kurzumtriebsplantage (Quelle: Wuppertal Institut)

4.3.3 Fazit und THG-Vermeidungskosten

Im Folgenden werden die THG-Vermeidungskosten der oben ausgewählten sieben Biomassenutzungspfade sowie die vier Biomethannutzungspfade miteinander verglichen und zusammenfassend bewertet. Bild 8-5 in Anhang A2 veranschaulicht den angestellten Vergleich.

Im Einzelnen lässt sich daraus folgendes schließen:

- Unter den Optionen zur Stromerzeugung ist die Nutzung von Biomethan nur die zweitbeste Möglichkeit. Durch Einsatz von Holz in ORC-Technik sind zwar ähnliche Emissionen pro kWh zu erwarten, die Kosten liegen allerdings erheblich höher. Das ist darauf zurückzuführen, dass die ORC Technik derzeit noch eine innovative Lösung mit ökonomischem Optimierungspotenzial ist. In einem großmaßstäblichen Holz-Kraftwerk lässt sich dagegen zu niedrigeren Kosten Energie erzeugen, die außerdem noch geringere Emissionen verursacht.
- Allerdings ist diese Form der Stromerzeugung nicht auf dezentraler Ebene verfügbar. Die Möglichkeit, die entstehende Abwärme sinnvoll zu nutzen, ist aus strukturellen Gründen nicht in jedem Fall gegeben und kann auch nicht an jedem Ort geschaffen werden.
- Ähnlich sieht es bei der Bereitstellung von Wärme aus: eine Hackschnitzelbefeuerte Heizung liefert Energie zu vergleichbaren Kosten, aber geringeren Emissionen als eine Biomethan-Therme.
- Die Synthesegasnutzung bietet im Wärmefall gegenüber der direkten Holznutzung den geringsten ökologischen Nutzen, da der direkte Holz-

einsatz zu Heizzwecken eine vergleichbare THG-Minderung bei geringen Mehrkosten liefert. Im Fall der Holzheizungen sind jedoch weitere ökologische Aspekte (lokale Emissionen wie NOx, Staub usw.) sowie Markthemmnisse (Akzeptanz, sowie Verfügbarkeit von Lagerraum) zu berücksichtigen, die das Gesamtpotenzial einschränken.

- Der Einsatz von Biogas als Kraftstoff bietet neue Möglichkeiten mit interessanten Klimaschutzpotenzialen. Verglichen mit der Substitution der konventionellen Stromerzeugung, die durch hohe Kohlestromanteile gekennzeichnet ist, liefert die Endenergienutzung als Kraftstoff zwar tendenziell geringe THG-Minderungen. Für eine künftige Biokraftstoffstrategie ist allerdings besonders relevant, welche Energiepflanzen die höchsten Erträge liefern, damit die verfügbaren Flächen möglichst optimal ausgenutzt werden. Im Ergebnis liefert NawaRo-Biogas als Kraftstoff fast ebenso hohe spezifische THG-Minderungen pro ha Anbaufläche wie die BHKW-Verstromung. Aufgrund der Kostenstrukturen im Kraftstoffmarkt sind die Differenzkosten pro kWh allerdings deutlich niedriger als im Fall der Stromerzeugung. Das gilt analog für die Güllenutzung.
- Unter den Kraftstoffoptionen ist die Nutzung von Biomethan dagegen aus Kosten- und Klimaschutzsicht die deutlich beste Option. Die Emissionen aller anderen Biokraftstoffe liegen über denen, die durch Biomethan verursacht werden. Ökonomisch betrachtet, ist Biomethan die zweitbeste Option nach Biodiesel (RME), das derzeit noch von einer finanziellen Gutschrift für das Nebenprodukt Glyzerin profitiert.
- Energie- und klimapolitisch relevant ist zudem, dass NawaRo-Biogas als ein Pfad mit Nutzung der Ganzpflanze signifikant höhere Flächenerträge als Biodiesel und Ethanol bietet und dabei deutlich günstiger als EtOH ist. Ertragssteigerungen im Anbau können das THG-Verhältnis tendenziell zugunsten von NawaRo-Mais verbessern. Insgesamt ist ein weiterer starker Ausbau der RME-Produktion allerdings eher unwahrscheinlich. Angesichts der aktuellen Biokraftstoffdebatte mit starker Betonung auf Biodiesel und Ethanol ist daher eine Neubewertung der Kraftstoffoption angebracht. Der gegenwärtig laufende Ausbau einer flächendeckenden Versorgung mit Erdgastankstellen bietet daher die Basis für eine Verbreitung von Biogas als Kraftstoff, so dass keine grundsätzlichen infrastrukturellen Hemmnisse vorliegen.

Einschränkend ist zu beachten, dass sämtliche alternativen Biokraftstoffe in flüssiger Form vorliegen. Wie Erdgas als Kraftstoff wird auch Biomethan mit den Einschränkungen im Straßenverkehr zu tun haben, die z. B. mit der Errichtung einer neuen Tankstelleninfrastruktur, neue Tanksystemen und vor allem der Kundenakzeptanz verbunden sind.

Bild 4-25: Treibhausgasvermeidungskosten der alternativen Biomasse-Nutzungspfaden GS.Gutschrift; HS..Hackschnitzel; KW..Kraftwerk, KUP..Kurzumtriebsplantage (Quelle: Wuppertal Institut)

	Leistszenario	Referenz
	2010	
	€/t THG	
HS_ORC	830,6	725,2
HS_ORC_mit WN	65,9	74,6
HS_KW	68,3	81,1
HS_KW_mit WN	-48,2	-33,4
HS_Heizung	261,5	268,7
RME	201,8	235,6
EtOH_mit GS	630,9	691,9
EtOH_ohne GS	1590,2	1730,9
BTL	343,5	368,1

Setzt man die alternativen Bioenergien ebenso mit den beiden betrachteten Szenarien in Bezug, wie es mit den Biomethan-Optionen detailliert erläutert worden ist, sind in gleicher Weise Treibhausgas-Vermeidungskosten zu errechnen. Diese sind in Bild 4-25 aufgelistet. Die Hinweise zur Vorsicht im Umgang mit den hoch verdichteten Kennwerten gelten gleichermaßen.

5 Arbeitspaket 9: Biomethanerzeugung – Potenziale vor dem Hintergrund unterschiedlicher Flächenverfügbarkeit

Wie bereits in Abschnitt 3.4 gezeigt worden ist, ist die Menge an produzierbarem Biomethan in den Modellregionen wesentlich von der verfügbaren Ackerfläche abhängig. Gleiches gilt natürlich auch, wenn die Ergebnisse und Erfahrungen aus den detailliert betrachteten Modellregionen auf Gesamtdeutschland übertragen werden sollen.

5.1 Ansatz: Übertragung der Ergebnisse auf Basis von statistischen Daten

5.1.1 Vorgehen und Methodikentwicklung

Ein Teilziel von AP 9 ist es, eine Methode zu entwickeln, um die Ergebnisse der regionalisierten Potenzialberechnung aus den Modellregionen auf andere Regionen Deutschlands zu übertragen. Gelingt es, die spezifischen regionalen Fragestellungen und Erfahrungen aus den Modellregionen auf gleicher räumlicher Ebene auf das gesamte Bundesgebiet zu übertragen, so erhält man ein detaillierteres Bild, als es eine Sicht auf Deutschland als eine homogene Einheit erlaubt. Hintergrund dieser Zielsetzung ist, dass die vergleichsweise komplexe Berechnung, die für die Modellregionen vorgenommen wird, zu detailliert ist, um sie flächendeckend für ganz Deutschland durchzuführen.

Für die Übertragung wird eine Methode entwickelt, die es ermöglicht, die Modellregionen auf Basis geeigneter Indikatoren zu beschreiben und anschließend die übrigen Regionen Deutschlands hinsichtlich der Ausprägung dieser Indikatoren zu untersuchen, um Ähnlichkeiten und Abweichungen zu den Modellregionen zu identifizieren. Es sollen Indikatoren aus der amtlichen Statistik [Destatis, 2006] ausgewählt werden, die Rückschlüsse auf das Potenzial zur Biogaserzeugung zulassen. Sind die Indikatoren in den Modellregionen und in den Nicht-Modellregionen ähnlich ausgeprägt, wird ein vergleichbares Potenzial angenommen. Entsprechend ist vorgesehen, Abweichungen der Indikatoren in den Nicht-Modellregionen mit entsprechenden Ab- oder Aufschlägen bezüglich des Biogaspotenzials zu verbinden.

Im Folgenden wird das weitere Vorgehen ausführlich beschrieben. Es behandelt die Aspekte:

- Festlegung der regionalen Betrachtungsebene
- Erste Analyseebene: Bevölkerungsdichte
- Zweite Analyseebene: Indikatoren zu Beschreibung des Biogaspotenzials
- Dritte Analyseebene: Vergleich Modellregion und Nicht-Modellregion
- Ergebnisse des Vergleichs

5.1.1.1 Festlegung der regionalen Betrachtungsebene

In einem ersten Schritt erfolgt die Festlegung der regionalen Betrachtungsebene der Nicht-Modellregionen. Da die amtliche Statistik [Destatis, 2006] als Datenquelle dient, wird eine Untersuchung auf kommunaler Ebene angestrebt. Da die Indikatoren zur Beschreibung des Biogaspotenzials jedoch in der amtlichen Statistik nicht einheitlich erfasst sind, muss für die ostdeutschen Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen eine Betrachtung auf der übergeordneten Kreisebene erfolgen. Weiterhin wurden die in der Statistik als »gemeindefrei« geführten Gebiete von der Analyse ausgenommen, da grundlegende Daten für diese Bereiche nicht erfasst sind.

Tabelle 5-1: Übersicht regionale Betrachtungsebene nach Bundesländern

Bundesland	Untersuchungsebene
Schleswig-Holstein	Gemeinden
Bremen	Land
Hamburg	Land
Niedersachsen	Gemeinden
Nordrhein-Westfalen	Gemeinden
Hessen	Gemeinden
Rheinland-Pfalz	Verbandsgemeinden
Saarland	Gemeinden
Baden-Württemberg	Gemeinden
Bayern	Gemeinden
Mecklenburg-Vorpommern	Kreise
Brandenburg	Kreise
Berlin	Kreise
Sachsen-Anhalt	Kreise
Sachsen	Gemeinden
Thüringen	Kreise

Aufgrund dieser Kriterien ergeben sich rund 7.000 räumliche Untersuchungseinheiten für den Vergleich zwischen Modellregionen und Nicht-Modellregionen. Auf die Modellregionen entfallen 45 räumliche Untersuchungseinheiten (43 Gemeinden in der Modellregion Niederrhein, zwei Kreise in der Modellregion Altmark).

5.1.1.2 Erste Analyseebene: Bevölkerungsdichte

Eine erste Untergliederung der räumlichen Untersuchungseinheiten erfolgt auf Basis der Bevölkerungsdichte. Zugrunde liegende Annahme ist hierbei,

dass sich die Potenziale einer Region zur Biogaserzeugung dahingehend unterscheiden lassen, wie dicht die entsprechende Region besiedelt ist. Die Einführung dieser ersten Analyseebene ist nicht ausschließlich inhaltlich zu verstehen, sondern dient auch einer übersichtlicheren Strukturierung der folgenden inhaltlichen Untersuchung.

Die Bildung der Bevölkerungsdichteklassen folgt gängigen Ansätzen, wie sie beispielsweise durch das Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung vorgelegt werden [BBR, 2008]. Um die Untersuchung und die resultierenden Ergebnisse nicht zu komplex werden zu lassen, wird jedoch nur eine dreigliedrige Unterteilung vorgenommen. Dabei handelt es sich um

- Dünn besiedelte Räume mit unter 100 EW/km^2 (Bevölkerungsdichteklasse 1)
- Gering besiedelte Räume mit 100 bis unter 500 EW/km^2 (Bevölkerungsdichteklasse 2)
- Verdichtete Räume mit 500 und mehr EW/km^2 (Bevölkerungsdichteklasse 3)

Die Zuordnung der Untersuchungseinheiten in diese Klassen ergibt folgendes Bild:

In die Klasse dünn besiedelter Räume entfallen rund 2.700 der untersuchten Kreise und Gemeinden. Von diesen liegen lediglich zwei in den Modellregionen. Es handelt sich dabei um die Landkreise Altmarkkreis Salzwedel und Stendal (und damit die komplette Modellregion »Altmark«). In die Klasse gering besiedelter Räume entfallen annähernd genauso viele der untersuchten Räume. Von diesen liegen 21 in der Modellregion »Niederrhein«, rund 2.750 außerhalb der Modellregion. In die Klasse verdichteter Räume entfallen knapp 650 der untersuchten Räume, von denen wiederum 22 in der Modellregion »Niederrhein«, der Großteil aber außerhalb der Modellregion liegen.

5.1.1.3 Zweite Analyseebene: Indikatoren zu Beschreibung des Biogaspotenzials

Im weiteren Schritt wird eine Auswahl von Indikatoren getroffen, die geeignet erscheinen, Biogaspotenziale zu bestimmen. Diese Indikatoren werden dann für alle Untersuchungseinheiten in den jeweiligen Bevölkerungsdichteklassen analysiert.

Indikator: Flächenanteil Landwirtschaft

Der Indikator wird abgeleitet aus den Angaben der amtlichen Statistik zur Art der tatsächlichen Flächennutzung [Destatis, 2006]. Er stellt das Verhältnis zwischen landwirtschaftlicher Nutzfläche zur Gesamtfläche des jeweiligen Untersuchungsraumes dar und liefert somit einen Hinweis auf den ländlichen Charakter der zu untersuchenden Region.

Von den vier ausgewählten Indikatoren stellt der landwirtschaftliche Flächenanteil die zuverlässigste und belastbarste Größe dar, weil zu den benö-

tigten Angaben in der amtlichen Statistik nahezu keine Fehlstellen auftreten (vgl. Tabelle 5-2). Stand der Daten ist das Jahr 2004. Ein Plausibilitätscheck durch Bildung einer Zeitreihe und Ableitung eines entsprechenden Mittelwertes erscheint nicht notwendig, da davon ausgegangen werden kann, dass die Flächenanteile keinen nennenswerten jährlichen Schwankungen unterworfen sind.

Tabelle 5-2: Gültige und fehlende Werte des Indikators Flächenanteil Landwirtschaft nach Modellregionen (MR) und Nicht-Modellregionen (NMR)

Flächenanteil Landwirtschaft						
	Bevölkerungsdichteklasse 1		Bevölkerungsdichteklasse 2		Bevölkerungsdichteklasse 2	
	dünn besiedelt		gering besiedelt		verdichtet	
	MR	NMR	MR	NMR	MR	NMR
gültig	2	2.950	21	3.052	22	720
fehlend	0	0	0	1	0	0

Indikator: Felderträge Mais

Über den Indikator der Felderträge wird ausgedrückt, wie viele Tonnen Mais sich in der entsprechenden Untersuchungsregion pro Hektar Ackerfläche im Jahr produzieren lassen. Er gibt demnach einen Hinweis darauf, ob sich die jeweilige Region aufgrund ihrer Bodenqualität zur Produktion von Substraten für die Biogaserzeugung in besonderer Weise eignet. Abgeleitet wird dieser Indikator aus Angaben der amtlichen Statistik, die jedoch lediglich auf Ebene der Kreise vorliegen. Dementsprechend wurde eine Zuordnung der Kreis-Werte zu den kreisangehörigen Gemeinden vorgenommen. Eine dadurch gegebene leichte Ungenauigkeit, besonders im Fall großer Landkreise, lässt sich an dieser Stelle nicht vermeiden.

Eine Besonderheit dieses Indikators ergibt sich daraus, dass die zugrunde liegenden Werte auf Basis von Angaben zu produzierten Mengen aus dem Vorjahr generiert werden. Nimmt man die Werte nur eines einzelnen Jahres als Basis für die folgenden Analysen, besteht die Gefahr, dass nicht-repräsentative Angaben (z. B. aufgrund des Auftretens von Ernteausfällen im ausgewählten Jahr) in die Berechnungen einfließen. Um dies zu vermeiden, werden Mittelwerte zu den Felderträgen für Mais über die letzten Jahre gebildet. Dieser Mittelwert wird als Berechnungsgrundlage für den Indikator verwendet.

Wie die folgende Tabelle zeigt (vgl. Tabelle 5-3), fallen die fehlenden Angaben auch bei diesem Indikator vergleichsweise gering aus. Lediglich bei den Nicht-Modellregionen der Klasse mit hoher Bevölkerungsdichte fehlen knapp neun Prozent der Werte.

Tabelle 5-3: Gültige und fehlende Werte des Indikators Felderträge Mais nach Modellregionen (MR) und Nicht-Modellregionen (NMR)

Flächenanteil Landwirtschaft						
	Bevölkerungsdichteklasse 1		Bevölkerungsdichteklasse 2		Bevölkerungsdichteklasse 2	
	dünn besiedelt		gering besiedelt		verdichtet	
	MR	NMR	MR	NMR	MR	NMR
gültig	2	2.920	21	2.998	22	661
fehlend	0	30	0	55	0	59

Indikator: Flächenanteil Mais

Der Indikator gibt Auskunft darüber, welcher Anteil der ausgewiesenen Ackerflächen für die Produktion von Mais genutzt wird. Er vermittelt damit einen Eindruck, wie intensiv die Produktion von Mais in den einzelnen Modellregionen ausfällt. Die Auswertung zeigt jedoch, dass eine vergleichsweise hohe Zahl an fehlenden Werten den Indikator relativ unsicher erscheinen lässt (vgl. Tabelle 5-4). Durch einen Plausibilitätscheck kann nicht hinreichend geklärt werden, ob die Angabe des Werte »0« tatsächlich bedeutet, dass in der entsprechenden Untersuchungsregion tatsächlich kein Mais angebaut wurde oder ob lediglich keine Angaben vorliegen. Für die Analyse muss daher davon ausgegangen werden, dass »Null« gleichzusetzen ist mit »keine Maisproduktion«. Da keine Zeitreihen vorliegen, kann der Plausibilitätscheck an dieser Stelle nicht vertieft werden. Im Vergleich zu den ersten beiden Indikatoren scheint der Indikator »Flächenanteil Mais« daher mit einer größeren Unsicherheit behaftet zu sein.

Tabelle 5-4: Gültige und fehlende Werte des Indikators Flächenanteil Mais nach Modellregionen (MR) und Nicht-Modellregionen (NMR)

Flächenanteil Landwirtschaft						
	Bevölkerungsdichteklasse 1		Bevölkerungsdichteklasse 2		Bevölkerungsdichteklasse 2	
	dünn besiedelt		gering besiedelt		verdichtet	
	MR	NMR	MR	NMR	MR	NMR
gültig	2	2.661	21	2.752	22	625
fehlend	0	289	0	301	0	95

Indikator: Dichte an Großvieheinheiten

Mit Hilfe dieses Indikators wird ausgedrückt, wie hoch der Viehbestand bezogen auf die landwirtschaftliche Nutzfläche in den jeweiligen Untersuchungsregionen ist. Die Angaben zu Rindern, Schweinen und Schafen sind der amtlichen Statistik entnommen und werden auf Großvieheinheiten (GVE) umgerechnet. Die so errechnete Zahl wird dann in Bezug zur landwirtschaftlichen Fläche der Untersuchungsregion gesetzt.

Der Indikator Dichte an Großvieheinheiten weist von den betrachten Indikatoren die meisten Fehlstellen auf (vgl. Tabelle 5-5). Insbesondere in der Bevölkerungsdichteklasse »Verdichtet« ist das Fehlen dieser Angaben auffällig. Über ein Drittel der Nicht-Modellregionen weisen keine Viehbestände nach. Ein Plausibilitätscheck mit Hilfe einer Betrachtung von Zeitreihen brachte an dieser Stelle keine Klärung.

Tabelle 5-5: Gültige und fehlende Werte des Indikators Dichte von Großvieheinheiten nach Modellregionen (MR) und Nicht-Modellregionen (NMR)

Flächenanteil Landwirtschaft						
	Bevölkerungsdichteklasse 1		Bevölkerungsdichteklasse 2		Bevölkerungsdichteklasse 2	
	dünn besiedelt		gering besiedelt		verdichtet	
	MR	NMR	MR	NMR	MR	NMR
gültig	2	2.741	20	2.728	22	528
fehlend	0	206	1	325	0	192

5.1.1.4 Beschreibung der inhaltlichen Indikatoren nach Bevölkerungsdichteklasse

In den folgenden Abschnitten wird vertiefend auf die Ausprägung der einzelnen Indikatoren in den Bevölkerungsdichteklassen eingegangen. Diese Betrachtung leitet über zum folgenden Kapitel, in dem es um die Beschreibung der Nicht-Modellregionen hinsichtlich ihrer Ähnlichkeit zu den untersuchten Modellregionen, bezogen auf Erzeugungspotenziale, geht.

Bevölkerungsdichteklasse 1 – dünn besiedelt

Grundsätzlich fällt es in dieser Bevölkerungsdichteklasse schwer, verallgemeinernde Aussagen aus den Untersuchungsergebnissen zum Verhältnis der Indikatoren zwischen den Modellregionen und den Nicht-Modellregionen zu ziehen, da nur die Modellregion »Altmark« in die Gruppe der dünn besiedelten Modellregion fällt. Die Modellregion »Niederrhein« ist nicht repräsentiert. Erschwerend kommt hinzu, dass die Modellregion »Altmark« aus lediglich zwei administrativen Raumeinheiten besteht (Altmarkkreis Salzwedel und Landkreis Stendal), anhand derer die Indikatoren untersucht werden. Alle Aussagen zur Ausprägung der Indikatoren in der dünn besiedelten Modellregion stützen sich folglich auf zwei Werte.

Die Differenzierung zwischen Modellregion und Nicht-Modellregion zeigt in der Bevölkerungsdichteklasse unter 100 EW/km^2 bei den Indikatoren Maisanteil, Großvieheinheiten und Felderträgen eine – teilweise erhebliche – Abweichung nach unten. Besonders deutlich ist die Abweichung bei den Großvieheinheiten bezogen auf die landwirtschaftliche Fläche sowie den Felderträgen. Lediglich bei den Anteilen landwirtschaftlicher Flächen werden ähnliche Werte erreicht.

Tabelle 5-6: Durchschnittswerte in dünn besiedelten Räumen

	Maisanteil	GVE	LW-Flächen	Ertrag
Modellregion	11,7	0,46	63,4	379,9
Nicht-Modell-region	15,6	1,14	61,9	436, 5

Tabelle 5-7: Dünn besiedelte Räume – Minimum, Maximum und Spannweite

	Maisanteil		GVE		LW-Flächen		Ertrag	
	MR	NMR	MR	NMR	MR	NMR	MR	NMR
Min	11	0	0,45	0	61	2	371	285
Max	12	100	0,47	154	66	95	389	601
Spannwei-te	1	100	0,02	154	5	93	18	316

Bevölkerungsdichteklasse 2 – gering besiedelt

In den gering besiedelten Räumen liegt die Ausprägung aller vier Indikatoren – anders als in den dünn besiedelten Räumen – in der Modellregionen (hier: Niederrhein) über den Werten der Nicht-Modellregion.

Beim Maisanteil ist die Abweichung noch relativ gering, auch bei den Großvieheinheiten liegt die Überschreitung im Bereich des Standardfehlers des Mittelwertes, ist demnach nicht signifikant höher. Beim Anteil landwirtschaftlicher Flächen an den Gesamtflächen und bei den Felderträgen liegen die Werte der Modellregionen jedoch deutlich über denen der Nicht-Modellregionen. In den gering besiedelten Räumen der Modellregion liegt der Flächenanteil landwirtschaftlicher Flächen um knapp 10 Prozent höher als in den Nicht-Modellregionen.

In den deutlichen Abweichungen der Felderträge spiegelt sich die gute Bodenqualität am Niederrhein wider.

Tabelle 5-8: Durchschnittswerte in gering besiedelten Räumen

	Maisanteil	GVE	LW-Flächen	Ertrag
Modellregion	15,1	1,07	64,7	505,9
Nicht-Modell-region	11,2	0,83	55,0	454,6

Tabelle 5-9: Gering besiedelte Räume – Minimum, Maximum und Spannweite

	Maisanteil		GVE		LW-Flächen		Ertrag	
	MR	NMR	MR	NMR	MR	NMR	MR	NMR
Min	0	0	0	0	29	2	418	285

	Maisanteil		GVE		LW-Flächen		Ertrag	
Max	33	100	2	36	87	91	560	609
Spannweite	33	100	2	36	58	88	142	324

Bevölkerungsdichteklasse 3 – verdichtet

Auch in den verdichteten Räumen liegen die Werte der untersuchten Indikatoren in den Modellregionen höher als in den Nicht-Modellregionen. Während die Unterschiede beim Maisanteil und den Großvieheinheiten nicht signifikant sind, sind die Unterschiede beim Anteil landwirtschaftlicher Flächen und den Felderträgen deutlich. Wie schon bei den Ausführungen zur Bevölkerungsdichteklasse 2 kann auch hier angemerkt werden, dass die Modellregion Niederrhein sich durch eine gute Bodenqualität auszeichnet, was sich unter anderem auch derart auswirken kann, dass selbst in verdichteten Gebieten die Landwirtschaft einen hohen Stellenwert hat.

Tabelle 5-10: Durchschnittswerte in dünn besiedelten Räumen

	Maisanteil	GVE	LW-Flächen	Ertrag
Modellregion	10,5	0,7	53	519
Nicht-Modellregion	7,4	0,6	42	450

Tabelle 5-11: Dünn besiedelte Räume – Minimum, Maximum und Spannweite

	Maisanteil		GVE		LW-Flächen		Ertrag	
	MR	NMR	MR	NMR	MR	NMR	MR	NMR
Min	0	0	0	0	27	3	441	217
Max	28	88	2	4	69	75	560	695
Spannweite	128	88	2	4	42	72	120	478

Belastbarkeit der inhaltlichen Indikatoren

Die vorausgehenden Ausführungen haben gezeigt, dass belastbare Ergebnisse in erster Linie durch die Indikatoren »Landwirtschaftliche Flächen« und »Felderträge« geliefert werden. Mit Abstrichen gilt dieses auch für den Indikator »Maisanteil«. Die Datengrundlage für den Indikator »Großvieheinheiten« scheint jedoch derartig lückenhaft, dass keine weiteren Analysen darauf gestützt werden sollen.

5.1.1.5 Dritte Analyseebene: Vergleich von Modellregion und Nicht-Modellregion

Ziel des AP 9 ist es, eine Vergleichbarkeit zwischen den Modellregionen und den Kreisen und Gemeinden der Nicht-Modellregionen hinsichtlich ihres Potenzials zur Biogaserzeugung herzustellen. Dieses geschieht anhand der Ähnlichkeit in der Ausprägung der analysierten Indikatoren. Innerhalb jeder Bevölkerungsdichteklasse werden aus den Untersuchungseinheiten der Nicht-Modellregionen diejenigen ausgewählt, die eine ähnliche Indikator-Ausprägung aufweisen, wie die Modellregionen. Für diesen Teil der Nicht-Modellregionen wird ein vergleichbares Potenzial zur Biogaserzeugung zu den Modellregionen angenommen.

Die verbleibenden Untersuchungseinheiten der Nicht-Modellregionen werden dahingehend untersucht, ob aufgrund der Indikatorenausprägung ein niedrigeres oder höheres Potenzial im Vergleich zu den Modellregionen angenommen werden kann. Ziel ist es, für alle Regionen in Deutschland das Biogaserzeugungspotenzial abzuschätzen.

Für diese Analyse stehen, wie oben dargestellt, zwei solide Indikatoren (Flächenanteil und Felderträge) und ein etwas weniger stabiler Indikator (Maisanteil) zur Verfügung. Innerhalb der drei Bevölkerungsdichteklassen werden für die Ausprägung der drei Indikatoren in der Gruppe der Untersuchungseinheiten der Modellregion Grenzwerte gebildet. Fällt die Ausprägung eines Indikators in einer Untersuchungseinheit der Nicht-Modellregionen in diese Grenzen, wird dies als »Ähnlichkeit« angenommen.

Die Grenzwerte der Indikatorenausprägung werden nicht über den Mittelwert und Standard-Abweichungen gebildet, da eine erste Betrachtung gezeigt hat, dass die Merkmalsausprägungen nicht normal verteilt um den Mittelwert liegen. Um dieser »schiefen« Verteilung Rechnung zu tragen, werden Quintile gebildet. Die Grenze zum oberen und unteren Quintil bildet den Grenzwert des jeweiligen Indikators in der Bevölkerungsdichteklasse. Diese Vorgehensweise führt zu folgenden Grenzenwerten der Indikatorenausprägung (Tabelle 5-12).

Tabelle 5-12: Grenzwerte der Indikatoren in der Modellregion zur Abbildung der Ähnlichkeit mit den Nicht-Modellregionen

	Unterer Wert	Oberer Wert
Bevölkerungsdichteklasse 1: dünn besiedelt		
Landwirt. Flächenanteil	60,94	65,78
Feldertrag	359,19	363,13
Maisanteil	0,31	0,47
Bevölkerungsdichteklasse 2: gering besiedelt		
Landwirt. Flächenanteil	59,84	73,9
Feldertrag	481,27	530,57
Maisanteil	11,41	21,64

	Unterer Wert	Oberer Wert
Bevölkerungsdichteklasse 3: verdichtet		
Landwirt. Flächenanteil	42,12	64,59
Feldertrag	471,00	530,75
Maisanteil	2,27	16,73

Im Folgenden werden die Kreise und Gemeinden der Nicht-Modellregion dahingehend untersucht, ob sie die Grenzwerte der Indikatoren einhalten oder nicht. Anhand dieses Abgleichs werden sie in Potenzialklassen der Biogaserzeugung verteilt. Dieser Abgleich erfolgt mehrstufig. Im ersten Schritt wird die Übereinstimmung mit dem Indikator »Landwirtschaftlicher Flächenanteil« verglichen, darauf folgend findet der Abgleich mit dem Indikator »Feldertrag« statt. Dieser Untersuchungsschritt wird wiederum innerhalb der drei Bevölkerungsdichteklassen durchgeführt.

Das folgende Bild 5-1 zeigt exemplarisch für die Bevölkerungsdichteklasse 2 »gering besiedelt« die Analyseschemata, anhand derer die Nicht-Modellregionen den Potenzialklassen zur Biogaserzeugung zugeordnet wurden. Analoge Abbildungen für die anderen beiden Bevölkerungsdichteklassen sind dem Anhang A6 zu entnehmen.

In den Tabelle steht »+« für »Indikator liegt in der Nicht-Modellregion höher als in der Modellregion«, »=« steht für »Indikator liegt in der Nicht-Modellregion innerhalb der Grenzwerte der Modellregion« und »-« steht für »Indikator liegt in der Nicht-Modellregion niedriger als in der Modellregion«.

Bild 5-1: Ausprägung der Indikatoren der Nicht-Modellregionen im Vergleich zur Modellregion für die Bevölkerungsdichteklasse 2 (Quelle: Wuppertal Institut)

	Klasse	Ausprägung der Indikatoren im Vergleich zur Modellregio		
Höheres Potenzial	1	+ LW-Fläche >73,9	+ Ertrag >530,57	
	2	+ LW-Fläche >73,9	= Ertrag 481,27 - 530,57	
	3	+ LW-Fläche >73,9	- Ertrag <481,27	
	4	= LW-Fläche 59,84 - 73,9	+ Ertrag >530,57	
Ähnliches Potenzia	5	= LW-Fläche 59,84 - 73,9	= Ertrag 481,27 - 530,57	+ Mais >21,64
	6	= LW-Fläche 59,84 - 73,9	= Ertrag 481,27 - 530,57	= Mais 11,41 - 21,64
	7	= LW-Fläche 59,84 - 73,9	= Ertrag 481,27 - 530,57	- Mais <11,41
Geringeres Potenzi	8	= LW-Fläche 59,84 - 73,9	- Ertrag <481,27	
	9	- LW-Fläche <59,84	+ Ertrag >530,57	
	10	- LW-Fläche <59,84	= Ertrag 481,27 - 530,57	
	11	- LW-Fläche <59,84	- Ertrag <481,27	

Aus den Abbildungen wird deutlich, dass der Indikator »Maisanteil« lediglich zu einer weiteren Differenzierung innerhalb der Potenzialklassen mit ähnlichem Potenzial (Klassen 5 bis 7) hinzugezogen wird. Durch die bereits beschriebene Ungenauigkeit des Indikators aufgrund der unzureichenden Datengrundlage wird begründet, dass er in den anderen Klassen nicht in die Betrachtung mit aufgenommen wird.

5.1.2 Ergebnisse zur Übertragbarkeit auf Basis statistischer Daten

Die folgenden Karten zeigen die Ergebnisse des beschriebenen Abgleichs der Indikatorenausprägung von Modellregionen und innerhalb der Nicht-Modellregionen. Um die Darstellungen übersichtlicher zu gestalten, wurden die Potenzialklassen zusammengefasst. In oranger Signatur werden die Gemeinden und Kreise der Nicht-Modellregion gekennzeichnet, die ein ähnliches Potenzial wie die Modellregionen aufweisen (Potenzialklasse 5-7). Grün gekennzeichnet sind die Untersuchungseinheiten der Nicht-Modellregionen, die ein höheres Potenzial aufweisen als die Modellregionen (Potenzialklasse 1-3), und mit grauer Signatur sind die Gebiete der Nicht-Modellregionen versehen, die niedrigere Biogaserzeugungspotenziale besitzen als die Modellregionen (9-10). In einem hellen grün und in beige sind Untersuchungseinheiten der Nicht-Modellregionen im Übergangsbereich zwischen ähnlichem Potenzial und der Abweichung nach oben bzw. unten gekennzeichnet. Die Modellregionen sind blau dargestellt. Die im Folgenden erläuterten Karten Bild 8-8- Bild 8-11 sind im Anhang A6 zu finden.

Untersuchungsergebnisse nach Bevölkerungsdichteklassen

Die Analyse innerhalb der Bevölkerungsdichteklasse 1, also in den **dünn besiedelten Regionen**, zeigt in Bild 8-8, dass keine Untersuchungseinheit innerhalb der Nicht-Modellregion dieser Dichteklasse die Ähnlichkeitskriterien zur entsprechenden Modellregion »Altmark« erfüllt. Zwei Untersuchungseinheiten der Nicht-Modellregion weisen ein leicht nach unten abweichendes Potenzial auf. Hierbei handelt es sich um die Kreise Märkisch-Oderland und die Uckermark im östlichen Brandenburg. Einige weitere Untersuchungseinheiten der Nicht-Modellregion weisen ein leicht nach oben abweichendes Potenzial auf. Der Großteil der Kreise und Gemeinden der Nicht-Modellregion hat innerhalb dieser Bevölkerungsdichteklasse jedoch ein deutlich höheres oder niedrigeres Potenzial. Eine erste Schlussfolgerung muss an dieser Stelle lauten, dass die Modellregion »Altmark« als nicht-repräsentativ hinsichtlich der Möglichkeiten der Biogaserzeugung angesehen werden kann. Es wurde jedoch bereits darauf hingewiesen, dass die geringe Datengrundlage (die Modellregion setzt sich aus lediglich zwei administrativen Einheiten zusammen) dieses Problem möglicherweise verschärft.

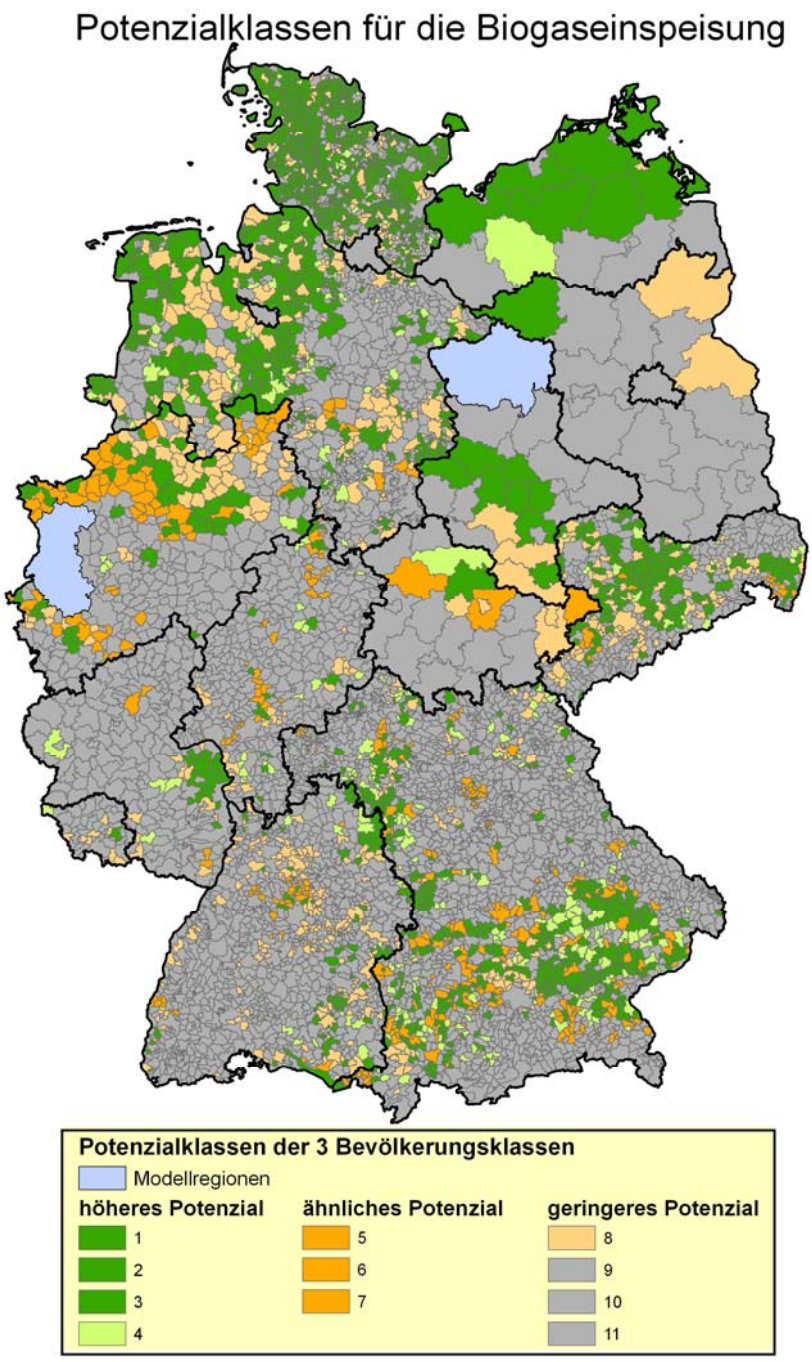
Innerhalb der **gering besiedelten Regionen** (Bild 8-9) finden sich die meisten Untersuchungseinheiten der Nicht-Modellregion, die ein ähnliches Biogaserzeugungspotenzial aufweisen wie die Modellregionen. Sie finden sich vor allem im nord-westlichen Nordrhein-Westfalen, sowie in Bayern; hier jedoch deutlich kleinräumiger und versprengter. Weiterhin finden sich in den Untersuchungseinheiten dieser Bevölkerungsdichteklasse auch zahlreiche Kreise und Gemeinden, die ein ähnliches Potenzial mit leichter Abweichung nach unten verzeichnen (Klasse 8). Zudem ist auffällig, dass nur ein sehr geringer Teil der untersuchten Kreise und Gemeinden ein höheres Erzeugungspotenzial als die Modellregionen hat, der Großteil weist geringere Werte auf.

In den Gebieten mit einer **hohen Bevölkerungsdichte** ist der Anteil der Untersuchungseinheiten mit ähnlichem Potenzial zu den Modellregionen am höchsten. Dieses liegt jedoch in der vergleichsweise geringen Zahl der Untersuchungseinheiten in dieser Bevölkerungsdichteklasse begründet. Wiederum zeigt sich (Bild 8-10), dass nur wenige der untersuchten Kreise und Gemeinden ein höheres Potenzial aufweisen als die Modellregionen.

Bild 8-11 fasst die Kreise und Gemeinden aus den drei Bevölkerungsdichteklassen zusammen, die bei allen drei untersuchten Indikatoren eine Ähnlichkeit zur Modellregion aufweisen. Nur sehr wenige Untersuchungseinheiten erfüllen dieses »harte« Kriterium. Auffällig ist, dass sich ein Großteil der »ähnlichen« Untersuchungseinheiten in Nordrhein-Westfalen direkt an den nördlichen Rand der Modellregion anschließt. Daraus kann gefolgert werden, dass die Indikatoren zwar gut geeignet sind, eine Region hinsichtlich ihres landwirtschaftlichen Charakters zu beschreiben, dass aber gleichzeitig die Modellregion »Niederrhein« und das daran anschließende nord-westliche Nordrhein-Westfalen nicht repräsentativ für das übrige Bundesgebiet sind. Weitere Untersuchungseinheiten mit ähnlicher Indikatorenausprägung finden sich vor allem in Bayern, gefolgt mit deutlichem Abstand von Baden-Württemberg und Hessen. Auf Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg,

Sachsen-Anhalt und das Saarland entfallen überhaupt keine ähnlichen Untersuchungseinheiten, auf Rheinland-Pfalz vier, auf Schleswig-Holstein drei und auf Thüringen ganze zwei Untersuchungseinheiten.

Bild 5-2: Karte der Potenzialklassen für die Biogaseinspeisung, alle drei Bevölkerungsklassen (Quelle: Wuppertal Institut)



In Bild 5-2 werden die Ergebnisse des Abgleichs der Möglichkeiten zur Biogaserzeugung zwischen Modellregionen und Nicht-Modellregion noch einmal zusammengefasst. Auf die aggregierten Ergebnisse für die Potenzialklassen 5 bis 7 wurde in den vorhergehenden Ausführungen bereits eingegangen. Anhand dieser Karte zeigt sich zusätzlich, dass der weitaus größte Teil der

abweichenden Untersuchungseinheiten in der Nicht-Modellregion ein deutlich geringeres Erzeugungspotenzial als die Modellregionen aufweist. Auch in den Übergangspotenzialklassen (4 und 8) finden sich folglich mehr Untersuchungseinheiten mit einer Abweichung von der Modellregion nach unten.

Interpretation der Ergebnisse und abgeleitete Aussagen zum bundesdeutschen Biogaspotenzial

Die Ergebnisse der Ähnlichkeitsanalyse zwischen Modellregionen und den Kreisen und Gemeinden außerhalb der Modellregionen haben gezeigt, dass über die hier entwickelte Methode nur in sehr geringem Maße Aussagen über die Biogaserzeugungspotenziale außerhalb der Modellregion getroffen werden können. Nur ein sehr kleiner Teil der Untersuchungseinheiten der Nicht-Modellregion erfüllt die Ähnlichkeitskriterien zur Modellregion. Nur für diese geringe Anzahl der Untersuchungseinheiten könnte daher eine Übertragung der detaillierten Berechnungen aus den Modellregionen vorgenommen werden.

Für die Untersuchungseinheiten der Nicht-Modellregion, die nach oben oder unten von den Potenzialen der Modellregionen abweichen, ist vorgesehen gewesen, mit Hilfe von Zu- bzw. Abschlägen zu den errechneten Potenzialen in den Modellregionen zu Abschätzungen für diese Regionen und damit in der Summe für das gesamte Bundesgebiet zu kommen. Da die vorhergehende Darstellung der Untersuchungsergebnisse jedoch offenbart hat, wie erheblich die Anzahl der abweichenden Kreise und Gemeinden ist, muss von dieser Vorgehensweise Abstand genommen werden. Eine Schätzung der Potenziale für den weitaus überwiegenden Anteil der untersuchten räumlichen Einheiten lässt die Ergebnisse zu ungenau werden. Für ein »Hochrechnen« der Ergebnisse aus der Modellregion auf das gesamte Bundesgebiet, wie es ursprünglich vorgesehen war, erscheint diese Methode zu ungenau.

Zwei wesentliche Aspekte führen zu dem Ergebnis, wie es sich hier darstellt.

1. Die ausgewählten Untersuchungseinheiten sind nicht repräsentativ für das übrige Bundesgebiet.

   Dies lässt sich zum einen daran erkennen, dass innerhalb der Bevölkerungsdichteklasse 1, in der die Altmark die Modellregionen repräsentiert, keine weiteren Untersuchungseinheiten eine Ähnlichkeit in der Indikatorenausprägung aufweisen können. Die Merkmalsausprägung hinsichtlich landwirtschaftlicher Flächen, der Felderträge und dem Maisanteil an der landwirtschaftlichen Produktion stellen in der Altmark keine übertragbaren Größen dar. Erschwert wird dieser Umstand durch die Tatsache, dass die Indikatoren aus der amtlichen Statistik abgeleitet werden und sich die Altmark aus nur zwei administrativen Einheiten (Altmarkkreis Salzwedel und Landkreis Stendal) zusammensetzt. Die statistische Basis scheint in diesem Fall unzureichend zu sein. Eine Vertiefung, beispielsweise auf Gemeindeebene, ist jedoch aufgrund der fehlenden Daten nicht möglich.

2. Auf Basis flächendeckend verfügbarer Daten sollten die Ergebnisse aus den Modellberechnungen auf das gesamte Bundesgebiet zu übertragen werden. Flächendeckend verfügbare und gleichzeitig konsistente Daten finden sich nur in der amtlichen Statistik; die Möglichkeiten, aus diesen Daten Kennwerte für die Potenziale der Biogaserzeugung abzuleiten, sind jedoch begrenzt.

   In dem hier vorgestellten Ansatz wurden vier Indikatoren entwickelt. Bereits die ersten Untersuchungsergebnisse zeigten jedoch, dass der Indikator »Großvieheinheiten« derartige Schwächen aufwies, dass er in die weitere Analyse nicht mit einbezogen werden konnte. Auch der Indikator »Maisanteil« ist aufgrund der lückenhaften Datengrundlage ebenfalls nur bedingt aussagekräftig. Es verbleiben demnach zwei stabile Indikatoren, um Ähnlichkeiten zwischen Modellregionen und Nicht-Modellregion abzugleichen; hieraus belastbare Aussagen über bundesdeutsche Biogaspotenziale abzuleiten, erscheint kaum möglich. Gleichzeitig zeigt die hier vorgenommene Untersuchung aber auch, dass selbst bei zwei Indikatoren bereits Zuordnungsprobleme auftreten. In der Bevölkerungsdichteklasse 1 erfüllte keine Untersuchungseinheit der Nicht-Modellregion die Ähnlichkeitskriterien. Eine weitere Einbeziehung zusätzlicher Indikatoren würde das Ergebnis weiter schmälern.

Für das Ziel des AP 9 bedeuten diese Erkenntnisse, dass auf Basis der Berechnungen in den Modellregionen keine quantitative regionalisierte Aussage über die gesamtdeutschen Biogaspotenziale abzuleiten ist. Sollte dieses Vorgehen dennoch angewandt werden, sollte – folgend aus den beiden wesentlichen, oben dargestellten Hemmnissen der Analyse – zum einen die Basis für eine Übertragung erweitert werden, indem weitere Modellregionen untersucht werden, die eine höherer Repräsentanz für das Bundesgebiet aufweisen sollten. Eine andere Möglichkeit besteht darin, jeweils nur Teilausschnitte Deutschlands zu betrachten, indem von einer ausgewählten Modellregion nur auf die umliegenden Gebiete geschlossen wird.

Des Weiteren muss bei einer solchen Übertragung sichergestellt sein, dass die Datenbasis der betrachteten Gebiete, sowohl für die detaillierte Untersuchung der Modellregion, als auch für die anderen Regionen, möglichst vollständig und korrekt vorliegt. Die Genauigkeit der Übertragung wird nicht durch die Wahl von weiteren Indikatoren verbessert; umso wichtiger ist es, dass die relevanten Indikatoren so weit wie möglich belastbar und dokumentiert sind.

Um dennoch eine Abschätzung der Effekte leisten zu können, die durch einen bundesweiten Ausbau der Option »Biomethan zur Einspeisung« erreicht werden können, wird im folgenden Abschnitt eine Übertragung der Ergebnisse aus den Modellregionen auf Gesamtdeutschland vorgenommen, die auf vorliegenden Daten für das Bundesgebiet basiert.

5.2 Ansatz: Übertragung der Ergebnisse auf Basis von vorliegenden Daten für Gesamtdeutschland

In der vorliegenden Studie ist erarbeitet worden, dass es in Deutschland prinzipiell keine infrastrukturellen Hemmnisse bei der Erschließung des Biogas-Potenzials gibt, die nicht durch sorgfältige und detaillierte Planung überwunden werden können. Ein solches Planungsinstrument steht z. B. mit dem entwickelten GI-System zur Verfügung.

5.2.1 Potenzial an Biomethan aus Fermentation

Das Potenzial an Biogas aus NawaRo ist damit vor allem von der Flächenverfügbarkeit abhängig. Diese hängt wiederum von agrar-ökonomischen und gesellschaftlich-politischen Rahmenbedingungen ab. Diese Rahmenbedingungen können nur schwer anhand von statistischen Indikatoren ermittelt werden, sondern müssen in Nutzungsszenarien ermittelt werden. Für die folgende überschlägige Rechnung wird angenommen, dass sich die ermittelten Kenndaten aus den Modellregionen bezüglich der Felderträge der Substrate, der Ausbeute an Biogas sowie die spezifischen Emissions- und Kostendaten auch auf andere Regionen in Deutschland anwenden lassen.

Bild 5-3: Erzielbare Menge an Biomethan durch NawaRo und Gülle bis 2050 unter definierten Randbedingungen (Quelle: Wuppertal Institut)

Menge Biomethan	**2010**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Anteil Biogassubstrat [Mio ha /a]	0,5	0,7	1,4	2,4	3,4
Biogassubstrat (Mais) [Mio t/a]	21	32	62	102	148
Biomethan Nawaro [Mrd. m3/a]	2,1	3,3	6,4	10,6	15,4
BG Substrat (Gülle)	24	24	24	24	24
Biomethan Gülle [Mrd. m3/a]	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Gesamtmenge Biomethan [Mrd. m3/a]	**2,7**	**3,9**	**7,0**	**11,1**	**15,9**

Die überschlägigen Rechnungen zeigen den Effekt bei vollständiger Nutzung der laut [Nitsch, 2007] ermittelten Fläche für Biogassubstrate. Mit gleichzeitiger Erschließung des Wirtschaftsdüngerpotenzials können in 2010 rund 2,7 Mrd. m^3 an Biogas (2030: 7 Mrd. m^3) produziert werden.

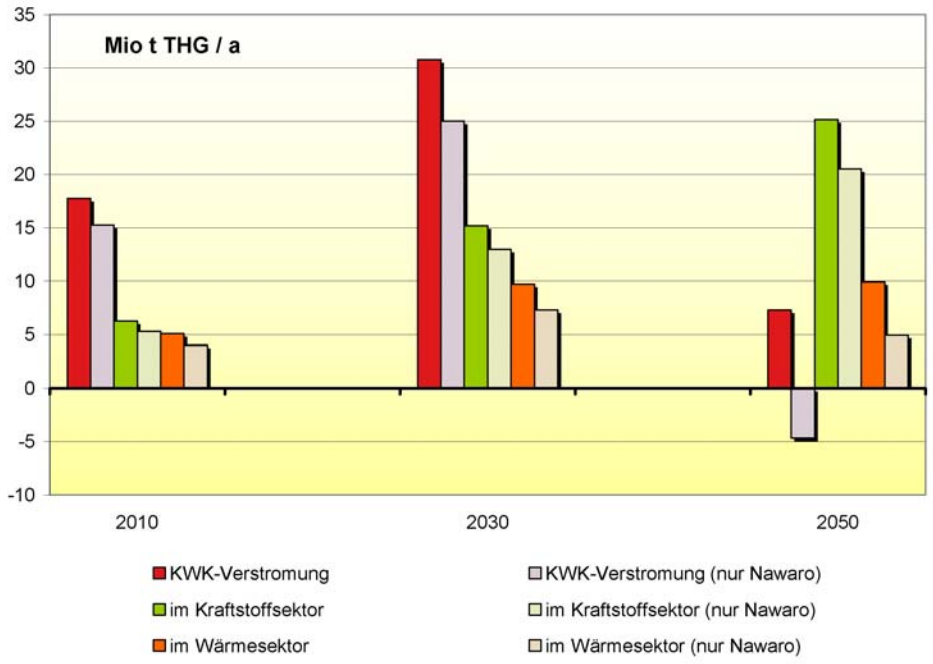
Um die resultierenden Treibhausgas-Minderungen zu bestimmen, ist die Wahl des hinterlegten Energieszenarios sowie der Einsatzoption für den Energieträger Biomethan entscheidend, wie im vorigen Kapitel erläutert. Bild 5-4 gibt einen Eindruck, welche Mengen an Treibhausgasen durch den Einsatz von Biomethan in Deutschland vermieden werden können, wenn eine Entwicklung des Energiesystems nach dem Leitszenario angenommen wird.

In Abhängigkeit des gewählten Nutzungspfades, können in 2010 zwischen 6 und 17 Mio. t THG/a im Wärmesektor bzw. durch KWK-Nutzung vermieden werden; im Jahr 2030 steigt die Minderung auf 9,7 bzw. 30 Mio. t pro Jahr. Mit den weiteren Entwicklungen im Energiesystem nehmen die spezifischen und damit auch die absoluten Minderungspotenziale im Strom- bzw. KWK-Sektor bis zum Jahr 2050 gegenüber den anderen Einsatzbereichen ab.

Bei der Bewertung der unterschiedlichen Optionen muss aber berücksichtigt werden, dass nicht allein die THG-Minderungen ausschlaggebend sind. Gerade im Strom- und KWK-Bereich ist der Einsatz von steuerbaren regenerativen Energien wie Biomethan von Bedeutung für den Aufbau und die Funktion des Gesamtsystems.

Aus Bild 5-4 wird ebenfalls noch einmal die Bedeutung der Nutzung von Wirtschaftsdünger als Einsatzstoff verdeutlicht. Wird dieses Potenzial nicht genutzt, sinkt zum einen die erzeugbare Menge an Biogas auf 2,1 Mrd. m^3 im Jahr 2010 (2030: 6,4 Mrd. m^3). Die erzielbaren THG-Minderungen fallen noch stärker ab, da die »THG-Senkenfunktion« des Wirtschaftsdüngers nicht genutzt werden kann.

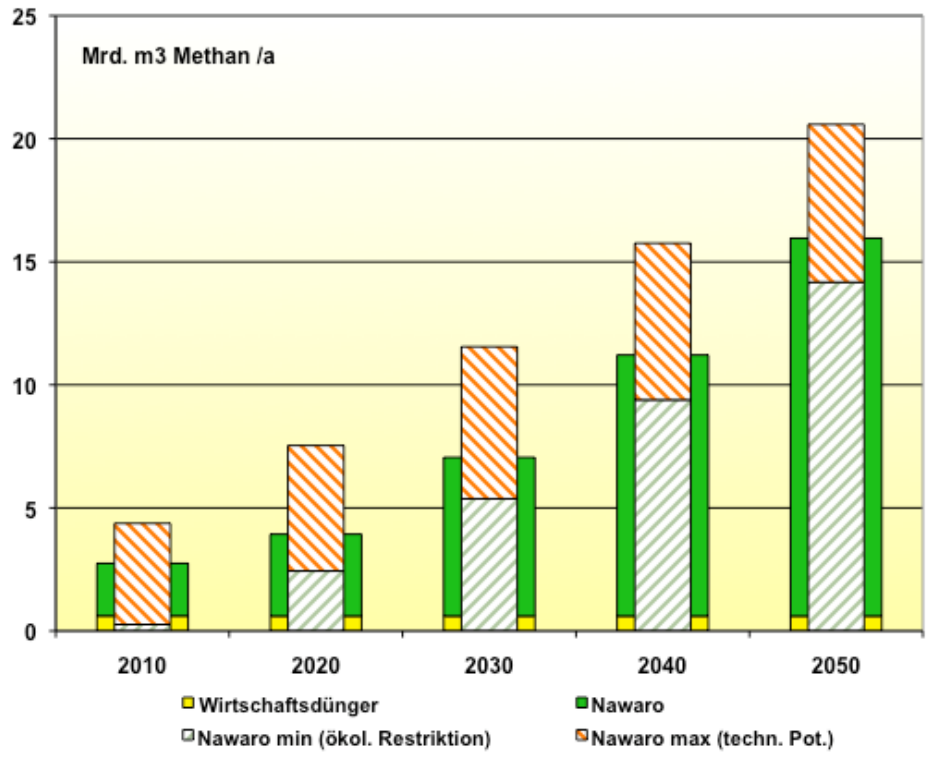
Bild 5-4: Mögliche Treibhausgas-Minderung durch Einsatz von Biomethan im Leitszenario (Quelle: Wuppertal Institut)



Wird das Potenzial an Wirtschaftsdünger nicht genutzt, sinkt die erzeugbare Menge an Biogas auf 2,1 Mrd. m^3 (2030: 6,4 Mrd. m^3). Es können zwischen 4 und 15 Mio. t THG (2030: zwischen 7 und 25 Mio. t) gemindert werden.

In einer anschließenden Sensitivitätsbetrachtung wird die zugrunde gelegte Flächenverfügbarkeit variiert, während der Sockel an Wirtschaftsdünger als Substrat als konstant angesehen wird (Bild 5-5). Da im Projekt bereits recht strikte Anforderungen an eine nachhaltige Flächennutzung angelegt worden sind (vgl. 3.2), weicht die minimal erzeugbare Menge an Biomethan nicht wesentlich nach unten ab. Es werden für diesen Fall die Kriterien einer nachhaltigen Flächennutzung nach [BMU, 2004a] angelegt, die im Leitszenario leicht nach oben gesetzt worden sind, um den aktuellen Entwicklungen aus den Jahren 2004 bis 2007 Rechnung zu tragen.

Bild 5-5: Sensitivität: Entwicklung des Biomethan-Potenzials auf Basis verschiedener Flächenverfügbarkeiten in Deutschland bis 2050 (Quelle: Wuppertal Institut)



Als ein Maximum der Bereitstellung von Biomethan ist das technische Potenzial der verfügbaren Ackerflächen angesetzt worden [BMU, 2004a]. Damit wird eine absolute Obergrenze beschrieben; dieses Potenzial wird aller Wahrscheinlichkeit nach eher nicht vollständig umgesetzt werden. Das resultierende Potenzial an Biomethan im Jahr 2050 entspricht unter Anrechnung einer Fläche von rund viereinhalb Millionen Hektar für den Anbau von Biogassubstraten mit ca. 20 Mrd. m^3 Methan pro Jahr etwa einem Fünftel des deutschen Erdgasverbrauchs in 2005 [DVGW/BGW, 2006].

5.2.2 Potenzial an Biomethan aus Vergasung

Auch das Potenzial an Biomethan aus Vergasung kann aus den vorhandenen Daten für das gesamte Bundesgebiet abgeleitet werden. Analog zu den vorhandenen Ackerflächen können z. B. die Angaben bezüglich des Holzpotenzials aus den beiden betrachteten Szenarien genutzt werden.

Diese Daten sind allerdings mit erheblicher Unsicherheit verbunden: gerade um die langfristige Verfügbarkeit von Holz wird eine sehr kontroverse Debatte geführt, die im Rahmen dieser Studie nicht aufgearbeitet werden konnte. Verschiedene Einschätzungen gehen aber in die Richtung, dass Holz ein knappes Gut ist und es auch absehbar bleiben wird. Diese Annahmen deuten darauf hin, dass die abgeschätzten Potenziale in den beiden hier verwendeten Energieszenarien wahrscheinlich zu hoch liegen.

Festzuhalten ist, dass etwa die Erfassung von Holzrohstoffen einen großen Umfang von Datenerhebungen erfordert, da diese nicht in der offiziellen Statistik erfasst werden [Mantau, Sörgel, 2006].

Eine Erhöhung des inländischen Rohholzangebotes scheint technisch möglich, ist aber begrenzt, da neben den regional unterschiedlichen Holzaufkommen, der forstpolitischen Situation und gesellschaftlichen Strukturen einer Region zudem noch Klimaveränderungen und neuartige Waldschäden einen Einfluss auf das Rohholzaufkommen haben. All diese Faktoren stellen Risiken dar, die das Potenzial absehbar eher schrumpfen lassen werden.

Es ist zu erwarten, dass das Potenzial des Anbaus von holzartiger Biomasse auf landwirtschaftlichen Flächen (z. B. in Kurzumtriebsplantagen) erst mittelbis langfristig zu einem veränderten Angebot von energetisch und stofflich nutzbarem Holz führen könnte.

Die Nutzung von Holz als Input in den Vergasungsprozess für die Bereitstellung von Biomethan konkurriert nicht nur mit den anderen Möglichkeiten der energetischen Nutzung von Holz, sondern deutlich auch mit der stofflichen Nutzung von Holz, z. B. in der Holzwerkstoffindustrie, dem Bau- und Möbelbereich etc.

Eine Einschätzung der Mengen, die in einer dynamischen Betrachtung für SNG zur Verfügung stehen könnte, muss neben den vielfältigen Konkurrenzen um den Rohstoff Holz zudem den Faktor des Anlagenbaus in Betracht ziehen: die Vergasung und Methanisierung zu SNG ist eine großmaßstäbliche Technologie, so dass sich Produktionskapazitäten nicht ohne weiteres aufbauen lassen. Insbesondere in wirtschaftlich schwierigen Zeiten sind die Entwicklungen im Anlagenbau nur schwer vorherzusehen.

Auf ein dynamisches Mengengerüst zur Produktion von SNG in Deutschland muss daher an dieser Stelle verzichtet werden.

5.2.3 Einschätzung des Beitrags zur Schonung natürlicher Ressourcen und zur Versorgungssicherheit

Nach Berechnungen der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) neigen sich die Gasressourcen – bei weiter steigendem Konsum – in rund 50 Jahren dem Ende zu [BGR, 2007]. Da Deutschland lediglich geringe Vorkommen aufweist, müssen rund 86 % der 950 Mrd. kWh Jahresverbrauch mit Importen gedeckt werden: Im Jahr 2008 kamen etwa 37 % des in Deutschland verbrauchten Gases aus Russland, 26 % aus Norwegen und 18 % aus den Niederlanden.

Als rohstoffarme Region ist Deutschland von Energieimporten abhängig. Dies ist mit ein Grund, warum die Bundesregierung im Sektor Gas das Ziel erklärt hat, bis 2020 6 % des derzeitigen Erdgasverbrauches von 100 Mrd. m^3 durch Biogas zu ersetzen und bis 2030 die Marke von rund 10 % zu erreichen. Dies wären 10 Mrd. m^3 pro Jahr [Lessner, 2009]. Zum jetzigen Zeitpunkt produzieren deutschlandweit 17 Anlagen Biomethan. Derzeit beläuft sich die eingespeiste Menge auf rund 55 Mio. m^3/a.

Zur Beurteilung des Beitrags der Biomethannutzung zur Schnung natürlicher Ressourcen und zur Versorgungssicherheit kommt es jedoch nicht nur auf die absolute Menge eingespeisten Biogases an. Von Bedeutung ist auch,

welche Importrohstoffe ersetzt werden und wie hoch dort das Potenzial zur Importsubstitution ist.

Bei der Versorgungssicherheit schneidet die Wärmeversorgung aus Biomasse positiv ab, da fast ausschließlich die Importrohstoffe Erdöl und Erdgas ersetzt werden [BMU, 2009]. Gleichzeitig werden relativ große Energiemengen pro Flächeneinheit auf heimischer Fläche erzeugt, weshalb der Umfang der Importsubstitution auch relativ hoch ist.

In der Stromerzeugung spielt die Biomasse vor dem Hintergrund des angestrebten Ersatzes von Kraftwerkskapazitäten eine wichtige Rolle [BMELV/ BMU, 2009]. Biomasse und entsprechende Bioenergieträger sind lagerfähig und machen dadurch die Biomasse grundlastfähig. Da jedoch bei der Stromproduktion der Anteil fossiler Importrohstoffe geringer ist, ist demensprechend der Beitrag der Biomasse zur Versorgungssicherheit auch kleiner.

Biomethan kann insbesondere als Kraftstoff besonders zur Versorgungssicherheit beitragen, denn Erdöl wird auch in den kommenden Jahrzehnten eine bedeutende Rolle im Kraftstoffmix spielen. Die gesamte substituierbare Energiemenge ist jedoch pro Flächeneinheit als auch absolut geringer als im Wärmebereich [BMU, 2009]. Für die Nutzung von Biomethan als Kraftstoff gibt es derzeit erst wenige Referenzadressen. Bundesweit liegt der Schnitt der Neuzulassungen von Erdgasfahrzeugen bei 0,01 %. Interessant ist allerdings die zukünftig erwartete Möglichkeit des Betriebs von Elektrofahrzeugen mit regenerativ erzeugtem Strom und der regenerativen Wasserstoffgewinnung. Hier sind spürbare Substitutionseffekte jedoch erst ab 2020 zu erwarten. Die regenerative Wasserstoffgewinnung ist mit weit größeren Unsicherheiten behaftet und wird frühestens ab 2040 zur Verfügung stehen.

Die Versorgungssicherheit durch Biomethan kann auf zwei Arten gewährleistet werden: Durch Biomethan aus heimischer Produktion, wobei die Flächenverfügbarkeit dem Ziel Versorgungssicherheit Grenzen setzt. Die zweite Möglichkeit ist daher der Import von Biomethan bzw. Energiepflanzen.

Es wird geschätzt, dass die ambitionierten nationalen und EU-weiten Mengenziele nur durch Importe von Biomasse zu erreichen sein werden [SRU, 2007]. Dabei sind Nutzungskonkurrenzen zu erwarten. Geht die gegenwärtig hohe Nachfrage nach landwirtschaftlich erzeugten Energieträgern aufgrund des zunehmenden Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstums mit einer höheren Nachfrage nach Lebens- und flächenintensiven Futtermitteln einher, steigt in der Konsequenz die Nachfrage nach Energiepflanzen. Dabei ist es möglich, dass die erhöhte Rentabilität des Energiepflanzenanbaus eine Verdrängung des Nahrungsmittelanbaus auf minderwertige Böden mit sich bringt. Darüber hinaus kann eine erhöhte Energieversorgungssicherheit in der EU durchaus zu Lasten der Versorgungssicherheit mit Lebensmitteln gehen.

6 Literaturverzeichnis

[ASUE, 2007] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch ASUE: BHKW Kenndaten. Module, Anbieter, Kosten. 2007

[Altmann, 2003] Altmann, J., Volkswirtschaftslehre. 6. Auflage. Stuttgart, 2003

[Arnold et al., 2006] Arnold, K., Grube, T., Ramesohl, S., Menzer, R., Peters, R.: Strategische Bewertung der Perspektiven synthetischer Kraftstoffe auf Basis fester Biomasse in NRW; Wuppertal Institut/FZ Jülich, im Auftrag des MWME NRW, 2006

[Bartelmus et al., 2003] Bartelmus, P., Albert, J., Tschochohei, H., Wie teuer ist (uns) die Umwelt? Zur umweltökonomischen Gesamtrechung in Deutschland, in: Wuppertal Papers, Nr. 128, Wup-pertal, 2003.

[BBR, 2008] Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung: Raumordnungsprognose 2025: BBR Bericht KOMPAKT 2/

[Bill, 1999] Bill, R., Grundlagen der Geo-Informationssysteme, Band 1: Hardware, Software und Daten, Heidelberg, 41999.

[BMELV, 2007] Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV), Agrarbericht 2007, Berlin

[BMELV, 2007b] Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV), Förderung landwirtschaftlicher Unternehmen – 2008. Agrarinvestitionsförderungen durch EU, Bund, Länder und die Landwirtschaftliche Rentenbank, Bonn, 2007

[BMU, 2004a] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland, 2004

[BMU, 2004b] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse, 2004

[BMU, 2005] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Nationales Klimaschutzprogramm 2005 Sechster Bericht der Interministeriellen Arbeitsgruppe »CO2-Reduktion«, Berlin, 2005

[BMU, 2007] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.), Leiststudie 2007, »Ausbaustrategie Erneuerbare Energien«. Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050. Stuttgart 2007

[BMU, 2007b] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/klimapaket_aug2007.pdf, Zugriffsdatum: 14.05.2009

[BMWi, 2007] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Hrsg.), Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm, 2007

[BMWi, 2008] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Hrsg.), Auswirkungen der verstärkten Nutzung von Biomasse im Energiebereich auf die stoffliche Nutzung in der Biomasse verarbeitenden Industrie und deren Wettbewerbsfähigkeit durch staatlich induzierte Förderprogramme, Wuppertal 2008

[BMU, 2009] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung; BMU, Juni 2009

[BORIS.nrw, 2008] Internetseite Der Obere Gutachterausschuss für Grundstückwerte im Land NRW

http://www.boris.nrw.de/borisplus/initParams.do; Zugriffsdatum: 29.10.2008

[Brinkhoff, 2008] Brinkhoff, Th., Geodatenbanksysteme in Theorie und Praxis – Einführung in objektrelationale Geodatenbanken unter besonderer Berücksichtigung von Oracle Spatial, 2. überarbeitete und erweitere Auflage, 2008, Herbert Wichmann Verlag, Verlagsgruppe Hüthig Jehle Rehm GmbH, Heidelberg, München, Landsberg, Berlin

[Breuer, Holm-Müller, 2006] Breuer, T., Holm-Müller, K., Abschätzung der Chancen aus der Förderung von Biokraftstoffen für die ländlichen Regionen in Nordrhein-Westfalen. Landwirtschaftliche Fakultät der Universität Bonn, Schriftenreihe des Lehr- und Forschungsschwerpunktes USL, Nr. 137, 2006

[Bruns, 2008a] Bruns, V., Woraus resultieren steigende Bodenpreise? Vortrag auf dem 5. Bodenforum der Neuen Landwirtschaft, 22.01.2008, Berlin

[Bruns, 2008b] Bruns, V., Wer dreht an der Bodenpreis-Schraube? In: Neue Landwirtschaft, Berlin, 2/2008, S. 16-19

[David, 1985] David, P. A., Clio and the Economics of QWERTY. In: American Economic Review, 75 (2): 332-337, o.O., 1985

[Destatis, 2006] Statistische Ämter des Bundes und der Länder: Statistik lokal. Daten für Gemeinden, kreisfreie Städte und Kreise Deutschlands. ISBN-10: 3-935372-99-X. Ausgabe 2006

[Diekmann et al., 1997] Diekmann, J.; Eichelbrönner, M., Langniß, O. unter Mitarbeit von Beck, B., Aktionsprogramm Abbau von Hemmnissen bei der Realisierung von Anlagen erneuerbarer Energien. Schriftenreihe des Forums für Zukunftsenergien, Band 41. gefördert durch BMWi. Bonn, 1997

[Döhler, 2005] Döhler, H.; Schliebner, P., KTBL-Vortrag, Möglichkeiten der Behandlung und Weiterverarbeitung von Gärresten, 25.11.05, Bernburg.

[Döring, Rose, 2002] Döring, H., Rose, J., Pfadabhängigkeit und die Machbarkeit von holistischen Reformen. Seminararbeit am Inst. für Sozialwissenschaften der Humboldt-Universität Berlin, Berlin, 2002

[DVGW/BGW, 2006] Ramesohl, S., Scholwin, F., Urban, W., Burmeister, F., et al. Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse. WI, IEL, UMSICHT, GWI; Wuppertal, Leipzig, Oberhausen, Essen, 2006, im Auftrag von DVGW/BGW

[Ecoinvent, 2004] Frischknecht, R., Jungbluth, N., Althaus, H.-J., Doka, G., Hellweg, S., Hischier, R., Nemecek, T., Rebitzer, G., Spielmann, M., Code of Practice. Ecoinvent report No. 2 Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, 2004

[Ecologic, 2007] ECOLOGIC, Akzeptanz Erneuerbarer Energien auf regionaler Ebene – Endbericht zum Teilprojekt B im Rahmen des Verbundforschungsprojektes »Akzeptanz und Strategien für den Ausbau Erneuerbarer Energien auf kommunaler und regionaler Ebene«. Gefördert durch das BMU, Berlin, 2007

[Energieagentur NRW, forseo GmbH, 2006] Energieagentur NRW, forseo GmbH, Biogas. Leitfaden für Kreditinstitute, 2006, o.O.

[Energiebilanzen, 2006] Internetseite der AG Energiebilanzen für Deutschland, Abruf der Bilanzen für 2006, http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=63, Zugriffsdatum: 16.07.2008

[Energieverwertungsagentur, 1995] Energieverwertungsagentur, Ökologie-Institut, Wirtschaftsforschungsinstitut Swoboda, LCP in Österreich, Endbericht, Teil E, Teil J. Studie i.A. der Bundesministerien für Umwelt, Jugend und Familie, wirtschaftliche Angelegenheiten, Wissenschaft, Verkehr und Kunst. Wien, 1995, überarb. 1996

[EWI/Prognos, 2005] Ewi/Prognos: Energie Report IV. Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliches Institut an der

Universität zu Köln (Hrsg.) 2005. Oldenbourg Industrieverlag

[EWI/Prognos, 2006] Ewi/Prognos: Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und –nachfrage. Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (Hrsg.) 2006. Oldenbourg Industrieverlag

[FfU, 2007] FfU Forschungsstelle für Umweltpolitik, Freie Universität Berlin, Fachbereich Politik- und So-zialwissenschaften, Otto-Suhr-Institut für Politikwissenschaft, Zukünftiger Ausbau erneuerbarer Energieträger unter besonderer Berücksichtigung der Bundesländer. Endbericht für das BMU Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, 2007

FNR, 2005] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, Ergebnisse des Biogas-Messprogramms, Gülzow, 2005

[FNR, 2005b] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, Leitfaden Bioenergie – Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen – Datensammlung, Gülzow, 2005

[FNR, 2007] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (Hrsg.), Makroökonomische Effekte des Anbaus und der Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen, Studie i.A. des BMELV; Bearbeitung: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe und Institut für Betriebslehre der Agrar- und Ernährungswirtschaft der Justus-Liebig-Universität Gießen. Gülzow, 2007

[FNR, 2009] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe: Basisinfo Nachwachse Rohstoffe, http://www.nachwachsenderohstoffe.de/index.php?id=2293&spalte=3, Zugriffsdatum: 02.04.2009

[Fritsche et al., 2007] Fritsche, U. R., Hünecke, K., Rausch, L., BioRegio: Entwicklung und Nutzung von EDV-Werkzeugen, Endbericht, Öko-Institut e.V., Freiburg, 2007

[Gagern, 2002] Gagern, W. v., Hanff, H., Roggen, Situationsbericht Land Brandenburg, Landesamt für Verbraucherschutz und Landwirtschaft, 2002

[Gehrlein, 2004] Gehrlein, U., Nachhaltigkeitsindikatoren zur Steuerung kommunaler Entwicklung. Wiesbaden. 2004

[GIS-Steiermark, 2008] Internetseite des Amts der Steiermärkischen Landesregierung http://www.gis.steiermark.at/; Zugriffsdatum: 04.11.2008

[Gömann, 2008] Gömann, H., Kreins, P., Breuer, T., Einfluss steigender Weltagrarpreise auf die Wettbewerbsfähigkeit des Energiemaisanbaus in Deutschland, Schriften der Gesellschaft für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften des Landbaues, Band 43, Seite 517-527, 2008

[Gothe, Hahne, 2005] Gothe, D.; Hahne, U., Regionale Wertschöpfung durch Holz-Cluster, Best-Practice-Beispiele regionaler Holz-Cluster aus den Bereichen Holzenergie, Holzhaus- und Holzmöbelbau, wald Arbeitspapier Nr. 14, Juni, 2005

[greengas, 2008] Internetseite der bmp greengas GmbH http://www.bmp-greengas.de/, Zugriffsdatum: 18.11.2008

[Grunwald, Kopfmüller, 2007] Grunwald, A., Kopfmüller, J., Die Nachhaltigkeitsprüfung: Kernelement einer angemessenen Umsetzung des Nachhaltigkeitsleitbildes in Politik und Recht, Wiss. Bericht FZKA 7349 des Forschungszentrums Karlsruhe, ITAS, Karlsruhe, 2007

[Güntersperger, 2000] Güntensperger, H. et al., Gruppenspezifische Hemmnisse und Maßnahmen rationeller Energienutzung, Studienteile A.1.8a, A.1.8.b, A.1.8.c, In: Enquete-Kommission »Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre« des Deutschen Bundestages (Hrsg.): Energie und Klima, Band 2, Economica Ver-

lag/Verlag C.F. Müller, Bonn, Darmstadt, 821-1124, 2000

[Hahne, 1985] Hahne, U., Regionalentwicklung intraregionaler Potenziale. Zu den Chancen »endogener« Entwicklungsstrategien. Schriften des Instituts für Regionalforschung der Universität Kiel, Bd. 8, Kiel, 1985

[Hahne, 2006a] Hahne, U., Wertschöpfungsketten - neu entdeckt. In: LEADERforum 3.2006, S. 34-35

[Hahne, 2006b] Hahne, U., Regionen als Unternehmen steuern? Veränderungsprozesse am Beispiel regionaler Wertschöpfungsketten. Euregia-Workshop am 25.10.2006. o.O. Internetpräsentation 15.5.2007.

[Hahne et al. 2006] Hahne, U., Gothe, S., Eisenbeiß, R., Regionen als Unternehmen. Workshop. http://www.regionale-prozesse-gestalten.de, Zugriffsdatum: 23.05.2007

[Hahne, 2007] Hahne, U., Die Bedeutung regionaler Wertschöpfungspartnerschaften für die nachhaltige Regionalentwicklung. In: DVL und RA-Seminar »Regionale Wertschöpfungspartnerschaften aufbauen und in die Entwicklungsstrategie integrieren«, 27.06.2007. Weimar, 2007

[Harzer, 2008] Harzer, B., GIS-Report, Bernhard Harzer Verlag GmbH, Karlsruhe, 2008

[Hoffmann, 2007] Hoffmann, D., Regionale Wertschöpfung durch optimierte Nutzung endogener Bioenergiepotenziale als strategischer Beitrag zur nachhaltigen Regionalentwicklung, Dissertation an der Philosophischen Fakultät der Universität Saarbrücken, Saarbrücken, 2007

[Hünecke et al., 2007] Hünecke, K., Fritsche, U. R., Rausch, L., Die regionalwirtschaftliche Bedeutung der Biomassenutzung am Beispiel der Re-gion »Südlicher Oberrhein«, Arbeitspapier im Rahmen des BMU-geförderten Projekts BioRegio, Darmstadt, 2007

[IEA, 2008] International Energy Agency: World Energy Outlook, 2008

[IER, 2007] IER Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung Universität Stuttgart, Institut für Agrarpolitik und landwirtschaftliche Marktlehre Universität Hohenheim, Institut für Betriebswirtschaft, Agrarstruktur und ländliche Räume FAL, Gesamtwirtschaftliche Bewertung der Energiegewinnung aus Biomasse unter Berücksichtigung externer und makroökonomischer Effekte. i.A. des BMELF, Projekt-Nr. 95 NR 056-F. Stuttgart, Braunschweig, 2007

[ifeu, 2008] Ifeu, Bioenergie aus Getreide und Zuckerrübe: Energie- und Treibhausgasbilanzen, Endbericht, i.A. des LAB e.V., Heidelberg, 2008

[IPCC, 2000] IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change »Climate Change 2000«: Emission Scenarios, A Special report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, Cambridge, 2000

[IPCC, 2007] Intergovernmental Panel on Climate Change, Fourth Assessment Report »Climate Change 2007«. Cambridge University Press, UK, 2007

[Jandewerth, 2007] Jandewerth, M., Vorstellung angewandter GIS-Technologien, Vortrag beim PbA BMBF-Verbundprojekt »Biogaseinspeisung«, Oberhausen, 19.06.2007

[Krämer, Seidel, 2004] Krämer, M., Seidel, E., Die Bedeutung der Windenergienutzung für die Region, Regionale Wertschöpfung am Beispiel der Landkreise Cuxhaven und Stade, Oldenburg, 2004

[Kaltschmitt, 2001] Kaltschmitt, M, Hartmann, H. (Hrsg.), Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren, Springer Verlag, Berlin 2001

[Klaus, o.J.] Klaus, M., Nachhaltigkeit – Konsequenzen für das Instrumentarium der Landentwicklung, o.J. http://www.landentwicklung-muenchen.de/mitarbeit/klaus/aufsaetze/nachhaltig_konsequenzen8.pdf (Zugriffsdatum: 28.11.2008)

[Klinski, 2005] Klinski, S., Rechtliche und administrative Hemmnisse des Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland, Berlin, 2005

[Kohler, Schüle, 1990] Kohler, Schüle, Hemmnisse und Maßnahmen, Studie A 2.8 im Rahmen der Enquete-Kommission »Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre« des Deutschen Bundestages, o.O., 1990

[KTBL, 2005] Gasausbeuten in landwirtschaftlichen Biogasanlagen, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL), 2005

[LFL, 2007] Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LFL), Methanproduktivität nachwachsender Rohstoffe in Biogasanlagen, Juli 2007

[Linde, 2008] Linde, F., Ökonomie der Information, 2. überarbeitete Auflage, Universitätsdrucke des Universitätsverlages Göttingen, 2008

[lvermgeoviewer, 2008] Internetseite des LVermGeo Sachsen-Anhalt http://www.lvermgeo.sachsen-anhalt.de/de/geoservice/viewer/main.htm; Zugriffsdatum: 29.10.2008

[Mantau, Sörgel, 2006] Mantau, U., Sörgel, C., Holzrohstoffbilanz Deutschland. Bestandsaufnahme 2004. Ergebnisbericht. Hamburg

[Meyer, Schubert, 2005] Meyer, U., Schubert, C., Die Konstitution technologischer Pfade. Überlegungen jenseits der Dichotomie von Pfadabhängigkeit und Pfadkreation. Technical University Technology Studies Working Papers. In: TUTS-WP-6-2005, Berlin, 2005

[MUL, 2007] Ministerium für Landwirtschaft und Umwelt: http://www.sachsen-anhalt.de/LPSA/index.php?id=2333, Stand: 01.07.07

[Müller, 2008] Müller, W., Preisentwicklung und Preisermittlung bei der BVVG, Vortrag im Rahmen des 5. Bodenforums der Neuen Landwirtschaft auf der Internationalen Grünen Woche zum Thema »Steigende Bodenpreise in Ostdeutschland – Wirkung normaler Marktkräfte oder Spekulation?«, Berlin, 2008

[Neue Landwirtschaft, 2004/2005] Neue Landwirtschaft, Bodenmarkt 1, Sonderheft, Deutscher Landwirtschaftsverlag, Berlin, 2004/2005

[Neue Landwirtschaft, 2006/2007] Neue Landwirtschaft, Bodenmarkt 2, Sonderheft, Deutscher Landwirtschaftsverlag, Berlin, 2006/2007

[Nitsch, 2007] Nitsch, J., Leitstudie 2007. Ausbaustrategie erneuerbarer Energien; Stuttgart, 2007, im Auftrag des BMU

[Paschen, 1999] Paschen, U., Die regionalisierte Ökonomische Gesamtrechnung: Mittel zur Darstellung regionaler umweltökonomischer Tatbestände – Hintergrund, Konzeption und Anwendungsmöglichkeiten im Rahmen des interdisziplinären GRANO-Projektes, in: Finanzwissenschaftliche Diskussionsbeiträge Nr. 28 der Universität Potsdam. Potsdam, 1999

[PbA, 2007] Expertenaussagen während der Sitzung des projektbegleitenden Ausschusses am 17.10.2007 in Oberhausen

[PG_Biogas, 2008] Projektgruppe Biogas, Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland, Materialband K Hemmnisanalyse Biogasausbau, Verbundprojekt gefördert vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Heidelberg, Leipzig, Berlin, Darmstadt, 2008

[Planungsgemeinschaft Altmark, 1998] Bekanntmachung der Regionalen Planungsgemeinschaft Altmark als Träger der Regionalplanung für die Planungsregion Altmark, gemäß § 17 Abs. 1 Landesplanungsgesetz Land Sachsen-Anhalt (LPlG LSA) vom 28.04.1998 (GVBL. LSA Nr. 16/1998)

[Rohierse, 2003] Rohierse, A., Regionale Darstellung der Umweltbelastungen durch klimarelevante Gase in der Agrarlandschaft Kraichgau – Das Boden-Landnutzungs-Informations-System für Treibhausgasemissionen, Diss. An der Fakultät Agrarwissenschaften der Universität Hohenheim, Böblingen, 2003

[Rüther et al., 2008] Rüther, B., Hansen, J., Spellmann, H., Nagel, J., Möhring, B., Schmidt-Walter, P., Dieter, M., Clusterstudie Forst und Holz Sachsen-Anhalt, 2008

[Sargl, 2001] Sargl, M., Regionale Wirtschaftskreisläufe- Chancen und Risiken. Vortrag beim Bauernbund am 28.11.2001. Freie Universität Bozen, 2001

[Scharpf, 1985] Scharpf, F. W., Die »Politikverflechtungsfalle«: Europäische Integration und deutscher Föderalismus im Vergleich. In: Politische Vierteljahresschrift, Nr. 4, Jg. 26, S. 323 – 356, 1985

[SEF, 2006] Solarenergieförderverein Bayern e.V., Der Eigenstromverbrauch von Biogasanlagen und Potenziale zu dessen Reduzierung, München, 2006

[Seibel, 2005] Seibel, St., Indikatoren der deutschen Nachhaltigkeitsstrategie: Analyse von Querbeziehungen und von Ursachen für die Indikatorenentwicklung mit Hilfe von Gesamtrechnungsdaten. Hintergrundpapier. In: Statistisches Bundesamt, Umweltökonomische Gesamtrechnungen, Wiesbaden, 2005

[Seiffert, 2007] Angaben von Dipl.-Ing. agr. Michael Seiffert, Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, 23.05.07

[Scholwin, 2006] Scholwin, F. et al.: Ökologische Analyse einer Biogasnutzung aus nachwachsenden Rohstoffen, Institut für Energetik und Umwelt, Leipzig, 2006

[Schneider, 2002] Schneider, S. et al., Biomassekatalog Sachsen-Anhalt – Potenziale und energetische Nutzungsmöglichkeiten, Institut für Energetik und Umwelt gGmbH Leipzig im Auftrag des Ministerium für Raumordnung, Landwirtschaft und Umwelt des Landes Sachsen-Anhalt, Leipzig, 2002

[Skarka, 2007] Skarka, J., Ökobilanzielle Abschätzung der Bereitstellung von Bioenergie, Strom und Wärme aus Gras-, Maissilage, Heu und Pappelhackschnitzeln, Dipl.-Arb. an der Universität Karlsruhe, Institut für Geographie und Geoökologie, Forschungszentrum Karlsruhe, Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse, Karlsruhe, 2007

[SMUL, 2008] Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie, http://www.smul.sachsen.de/landwirtschaft/download/Fugat.xls, Zugriffsdatum: 31.08.2008

[SRU, 2007] SRU Sachverständigenrat für Umweltfragen, Klimaschutz durch Biomasse, Hausdruck des Sondergutachtens, Berlin, 2007

[Stat. Landesamt, 2007] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (Hrsg.), Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen der Länder – Zusammenhänge, Bedeutung und Ergebnisse, Stuttgart, 2007

[TA-Luft, 2008] Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft), Stand August 2008

[Thrän, Kaltschmitt, 2004] Thrän, D., Kaltschmitt, M., Hemmnisse bei der energetischen Nutzung biogener Festbrennstoffe. Zeitschrift für Energiewirtschaft 28, Heft 1, S. 15-17, 2004

[UBA, 2006] Umweltbundesamt (Hrsg.): Entwicklung einer Gesamtstrategie zur Einführung alternativer Kraftstoffe, insbesondere regenerativ erzeugten Wasserstoffs, 2006

[UBA, 2007] UBA Umweltbundesamt (Hrsg.), Anforderungen an Nah- und Fernwärmenetze sowie Strategien für Marktakteure in Hinblick auf die Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung bis zum Jahr 2020, Climate Change 17/07, 2007

[Urban et al. 2008] Urban, W., Girod, K., Lohmann, H., Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007- 2008. Fraunhofer UMSICHT, 2008

[Volk, 2009] Volk, G., Biogaseinspeisung in Erdgasnetze aus ökonomischer Sicht, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 59 Jahrgang, Heft 3, S. 20-26

[Voigt, 1997] Voigt, M., Die Nutzung des Wassers – Naturhaushaltliche Produktion und Versorgung der Gesellschaft, Berlin u. a. O., 1997

[Voigt, 2007] Voigt, M., Modelle – Datenbanken – Akteure – zu den Daten und Nutzerstrukturen im Projekt Biogaseinspeisung, interner Projektvortrag, unveröff., Magdeburg, 2007

[Voigt et al., 2007] Voigt, M., Dall de Cepeda, S., Nestmann, U., Weigl, D., Entwicklung von Methoden und Verfahren zur Datenerfassung und -aufbereitung als Vorbereitung für die Einführung eines Stoffstrommanagementsystems zur Standortplanung von BtL-Anlagen (Biomass to Liquid) - exemplarisch für die Region Altmark zur Übertragung auf das Land Sachsen-Anhalt und beliebige Regionen, unveröff., Magdeburg, 2007

[Voigt et al., 2008] Voigt, M., Dall de Cepeda, S., unter Mitarbeit von Nadolny, C. und Winterfeld, K., BioGIS – Erstellen von Methoden und Verfahren zur Entwicklung eines Standortatlasses Biomasse und Energie, Phase II, erstellt für: Regionale Interessengemeinschaft Die Altmark mittendrin e.V., Magdeburg, 2008

[Weiland, 2006] Weiland, P., Technische Anforderungen an die Vergärung von Energiepflanzen, Tagungsbeitrag: Bioenergie - Basis für eine wettbewerbsfähige und nachhaltige Landwirtschaft, 8.-9. März 2006

[Wenzelides, 2007] Wenzelides, M. ; Hagemann, H., Bestimmung des nachhaltig mobilisierbaren Dendromassepotenzials in Nordrhein-Westfalen anhand der Auswertung von Bundes- und Landeswaldinventur; Forstarchiv 78: S. 73-81

[Wiss. Beirat, 2007] Wissenschaftlicher Beirat Agrarpolitik beim BMELV, Nutzung von Biomasse zur Energiegewinnung – Empfehlungen an die Politik, 2007

[Wittkopf, 2003] Wittkopf, S., Horner, U., Feller, S., Bayrische Landesanstalt für Wald- und Forstwirtschaft (2003): Bereitstellungsverfahren für Waldhackschnitzel – Leistung, Kosten, Rahmenbedingungen; Bericht Nr. 38, http://www.lwf.bayern.de/lwfbericht/38/lwfbericht38.pdf

[Zah et al., 2007] Zah, R., Böni, H., Gauch, M., Hischier, R., Lehman, M., Wäger, P., Ökobilanz von Energieprodukten – ökologische Bewertung von Biotreibstoffen. EMPA, 2007, im Auftrag der schweizerischen Eidgenossenschaft

[Zeddies, 2006] Zeddies, J., Perspektiven der Landwirtschaft unter veränderten Rahmenbedingungen, Vortrag anlässlich der Mitgliederversammlung der Albrecht-Thaer-Gesellschaft am 16.05.2006, Celle

[Ziesing, 2009] Ziesing, H.-J.: Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2008. AG Energiebilanzen 1/2008

[Zimmer et al., 2008] Zimmer, Y., Berenz, S., Döhler, H., Isermeyer, F., Leible, L., Schmitz, N., Schweinle, J., Toews, T., Tuch, U., Vetter, A., de Witte, T., Klima- und energiepolitische Analyse ausgewählter Bioenergie-Linien. 2008. Sonderheft 318 VTI

7 Glossar

ABL

Alte Bundesländer

ALFF

Amt für Landwirtschaft, Flurneuordnung und Forsten

Attribut

Merkmal/Eigenschaft eines Prozesskettenelements,

z. B. *Flächengröße* für das Element *Anbau, Pflege, Ernte*; *Transportmittel* für das Element *Transport*, *Silierverlust* für das Element *Substratkonditionierung*

Attributwert

Ein Attributwert bezeichnet die qualitative Aussage eines Attributes

z. B. *Flächengröße* = 7,4 ha; *Transportmittel* = Zugmaschine mit zwei Hängern; *Silierverlust* = 5 %

BBodSchG

Bundesbodenschutzgesetz

Biogas

In Biogasanlagen durch anaerobe Vergärung organischer Substanzen erzeugte methanhaltige Gase.

Biomethan

Bundesnaturschutzgesetz

BNatschG

ESRI-spezifisches Geodatenformat; tabellarische Sammlung von Geoobjekten mit gleichen Geometrietypen (Punkt, Linie, Polygon)

BVVG

Bodenverwertungs- und verwaltungs GmbH, Immobilienverwalter des Bundes

DTV

Durchschnittlicher Tagesverkehr

FuE

Forschung und Entwicklung

FeatureKlasse

ESRI-spezifisches Geodatenformat; tabellarische Sammlung von Geoobjekten mit gleichen Geometrietypen (Punkt, Linie, Polygon)

Feldblock

Ein Feldblock ist eine zusammenhängende landwirtschaftlich nutzbare Fläche, die von in der Natur erkennbaren Außengrenzen (beispielsweise Wald, Straßen, bebautes Gelände, Gewässer, Gräben) umgeben ist. Mehrere Bewirtschafter und mehrere Kulturen sind möglich.

Interoperabilität

Fähigkeit zweier oder mehrerer Systeme, verzahnt miteinander zu arbeiten

kWh ($H_{i,N}$)

Maß für die im Gas enthaltene Energie. Bezug Heizwert unter Normbedingugen (0 °C, 1.013 mbar)

LCA

Life Cycle Assessment; Analyse der Wirkungen von Produkten auf die Umwelt, bezogen auf den gesamten Lebenszyklus des Produktes

LWK

Landwirtschaftskammer

Modul

Funktionsfähige Einheit/Baustein innerhalb des Geoinformationssystems, mit spezifischen Funktionalitäten sowie Ein- und Ausgangsgrößen

NBL

Neue Bundesländer

NRW

Nordrhein-Westfalen

RHB

Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe

SNG

SNG ist die englische Abkürzung für substitute natural gas. Unter SNG wird allgemein ein aus Biomasse erzeugtes Erdgassubstitut verstanden.

Substitutionsflächenpool

Ansammlung landwirtschaftlicher Flächen, die für den Anbau von Biogassubstraten geeignet sind. Im Sinne des Projekts befinden sich alle landwirtschaftlichen Flächen innerhalb der Sammlung, auf denen in den Jahren 2005-2007 ein Getreide angebaut worden ist.

Systemvariable

eine innerhalb bestimmter Abschnitte der Prozesskette in ihrer Dimension einheitlich gehaltene Führungsgröße.

THG

Treibhausgasemissionen

Die im Kyoto-Protokoll reglementierten THG sind: Kohlenstoffdioxid (CO_2, dient als Referenzwert), Methan (CH_4), Distickstoffoxid (Lachgas, N_2O), teilhalogenierte und perfluorierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW/HFCs) und Schwefelhexafluorid (SF_6).

VO

Verordnung

Wirtschaftsdünger

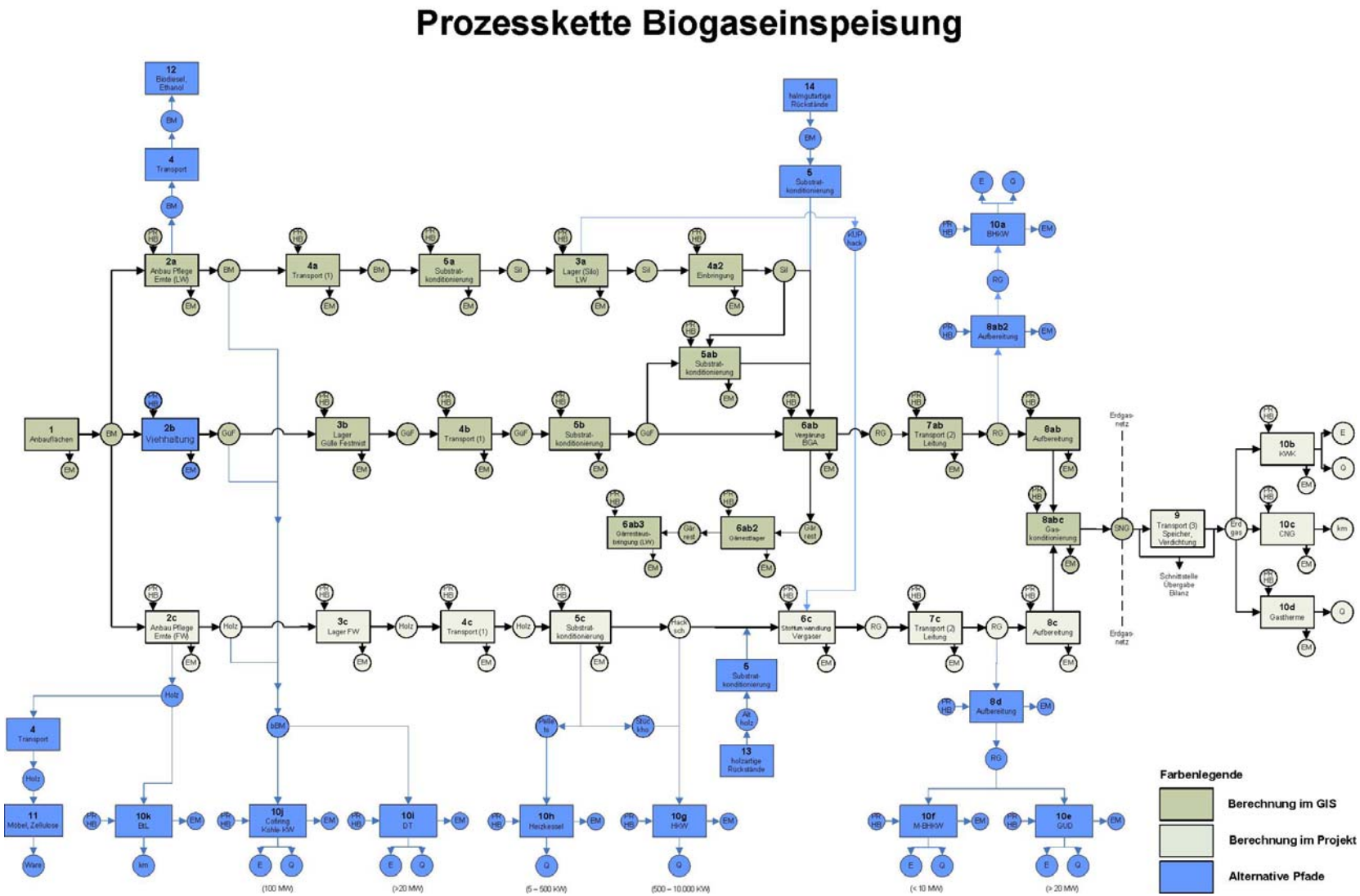
Gülle, Jauche und (Fest-)Mist

Zielgröße

Zielgrößen sind wichtige normierte und verbindliche Kenngrößen, die sich entlang der Prozesskette aus den einzelnen Elementen ableiten lassen und über die gesamte Kette bilanzierbar sind.

8 Anhang

Anhang A1:
Prozesskette »Biogaseinspeisung«



A1 Hemmnisanalyse

Prozesskettenelemente 1 und 6ab3: Anbauflächen und Gärrestausbringung auf Anbauflächen

Für die beiden im Zuge der Emissionsberechnung zusammengefassten PE 1 und 6ab3 sind zwei Hemmnis-Kategorien mit Raumbezug unterscheidbar, und zwar PE 1) (betriebswirtschaftlich tragfähige) Verfügbarkeit von Flächen für den Anbau biogasfähiger Substrate am Pacht-, Bodenmarkt sowie PE 6ab3) Hintergrund-Emissionen von Lachgas und Ammoniak infolge Gärrestausbringung/Düngung unter Berücksichtigung verschiedener Kulturarten[33]. Aufgrund der Bedeutung von PE2a ist dieses im Folgeabschnitt (0) beschrieben.

Das unter PE1) identifizierte Hemmnis zielt auf das betriebliche Flächen- und damit einhergehende Kostenmanagement im Spannungsfeld der Preise für Pacht und Flächenankauf, das in den Gesamtzusammenhang des bundesweiten landwirtschaftlichen Strukturwandels einerseits eingebunden ist und in Bezug auf die Modellregion Altmark zusätzlich aus den besonderen Bedingungen am Bodenmarkt auf dem Gebiet der ehemaligen DDR resultiert [z. B. Bruns, 2008a, Neue Landwirtschaft, 2006/2007, Müller, 2008]. So ist in den neuen Bundesländern der durchschnittliche Kaufpreis bei Verkehrswertverkäufen im Jahr 2007 um 22 % gestiegen. [Bruns, 2008b] nennt als wesentliche Gründe für den Anstieg der Boden- und Pachtpreise:

- stark gestiegene Erzeugerpreise bei Marktfrüchten und Milch,
- verstärkte Flächennachfrage,
- hohe Preiserwartungen bei den Verkäufern,
- verhaltenes Flächenangebot privater Eigentümer,
- verstärkter Einsatz des Instruments der Ausschreibung durch die BVVG,
- Flächennachfrage für die Produktion von Bioenergie.

Durch letzteren Aspekt entstehe zwar keine beängstigende Konkurrenz für die Nahrungsmittelproduktion, aber die Flächenkonkurrenz werde hierdurch deutlich verstärkt.

Die Entkopplung der Direktzahlung, verbunden mit Handelbarkeit von Zahlungsansprüchen, führt zu Auswirkungen auf dem Pachtmarkt. Es wird in Zukunft 3 Kategorien von Pachtflächen geben:

- Ackerland mit Prämienrecht: Tendenz stagnierender Pachtpreise
- Grünland mit Prämienrecht: Deutlicher Anstieg der Pachtpreise durch neue Prämie

[33] Eine die unterschiedlichen bodenkundlichen Gegebenheiten sowie Bewirtschaftungsverhältnisse in den Modellregionen berücksichtigende Differenzierung war nicht Gegenstand des Forschungsvorhabens. Die Funktion aerober Böden als Methansenke wird ebenfalls nicht betrachtet. Eine auf Baden-Württemberg bezogene ökobilanzielle Abschätzung für Bioenergie entlang ausgewählter Prozessketten findet sich z. B. in [Skarpa, 2007].

- Prämienfreie Flächen (durch betriebsaufgabebedingte Rückgabe der Pacht nach 2005, ca. 2 -4 % der LF pro Jahr): Pachtpreissenkung max. in Höhe der Prämie.

Steigende Pachtpreise sind wegen des zunehmenden Wettbewerbs um Ackerland zu erwarten. Selbst in Zuckerrübenanbaugebieten sind wesentlich niedrigere Pachtpreise zukünftig nicht zu erwarten. Ganz eindeutig steigende Pachtpreise wird es für Grünland durch die neuen kräftig steigenden Grünlandprämien geben. Prämienfreie Flächen werden entstehen, wenn bei der Rückgabe von Pachtflächen die Bewirtschafter Zahlungsansprüche behalten und auf eine Verwertung am Markt spekulieren.

Die Verhältnisse in den Modellregionen sind deutlich unterschiedlich. Während in Nordrhein-Westfalen die Bodenpreise absolut am höchsten sind und auch überproportional steigen, ist das Preisniveau in Sachsen-Anhalt insgesamt deutlich niedriger sowie die absoluten Steigerungsraten geringer [vgl. Stat. Bundesamt, Fachserie 3, Reihe 2.4, verschiedene Jahrgänge].

Es handelt sich unter den gegebenen Bedingungen (EU-Agrarrecht, Bodenmarkt) um ein auf der Ebene des landwirtschaftlichen Betriebes wirkendes Hemmnis, indem für den Marktfruchtanbau geeignete Flächen, d. h. höherwertige Standortverhältnisse, entweder für die Biogaserzeugung nicht im notwendigen langfristigen Umfang zur Verfügung stehen (Unsicherheit bei auslaufenden Pachtflächen) oder aus betriebswirtschaftlichen Erwägungen nicht für den Anbau biogasfähiger Substrate genutzt werden (Preisentwicklung).

Tabelle 8-1: PE1 und 6ab3

PE 1 und 6ab3	**Beurteilung**
Hemmnis	**PE 1** Verfügbarkeit Anbauflächen am Bodenmarkt Raumbezug: **hoch** Langfristige Verfügbarkeit von Flächen im Marktfruchtanbau im betrieblich notwendigen Umfang durch Pacht oder Ankauf ist (im Einzelfall) bei Auslaufen und Nicht-Verlängerbarkeit von Pachtverträgen nicht gesichert, so dass die Substratbereitstellung im erforderlichen Umfang und in der auf die Anlage zugeschnittenen Qualität, zu kalkulierten Kosten usw. über den Förderzeitraum nach EEG u. U. nicht sichergestellt werden kann. Steigende Preise für Pacht und Ankauf landwirtschaftlicher, insbes. für den Marktfruchtanbau geeigneter Nutzflächen können die Deckungsbeiträge für die Erzeugung biogasfähiger Substrate negativ beeinflussen, sodass es nicht zu einer Investitionsentscheidung für eine BGA kommt. Regionaler Anstieg der Bodenpreise durch BGA kommt vorwiegend in Viehhaltungsregionen mit kleinteiligerer Agrarstruktur zum Tragen, daher sind die NBL in geringerem Maß durch Preisanstieg betroffen; der Preisanstieg in den NBL ist wesentlich mitverursacht durch die Ausschreibungspraxis der BVVG; generell herrscht verhaltenes Flächenangebot privater Eigentümer [vgl. Bruns, 2008]. **PE 6ab3** Emissionen Lachgas/Ammoniak infolge Düngung mit Gärresten Raumbezug: **hoch** Raumbezug indirekt hergestellt über (statistische) Analysen zur standörtlich bedingten Anbaueignung definierter biogasfähiger Kulturarten und Ertragserwartung in den Modellregionen und damit

PE 1 und 6ab3	Beurteilung
	einhergehend dem jeweiligen Düngerbedarf.
Einstufung Hemmnis	**PE 1 Gering** in den NBL, in Einzelfällen auf Betriebsebene ggf. aber hoch; **gering** in Viehhaltungsregionen der ABL **PE 6ab3 in Kombination mit 2a hoch**
Akteure	Landwirtschaftlicher Betrieb (Bodenbearbeitung, Düngung, Flächenmanagement, Investitionsentscheidung), Landwirtschaftliche Berater
Beteiligte Akteure	Private Grundstückseigentümer, BVVG, die über die ehemals volkseigenen landwirtschaftlichen Flächen in den NBL verfügt Fördermittel- und Finanzierungsberatung, Kreditinstitute, Finanzdienstleister
Überwindung Hemmnis	**PE 1** einzelbetrieblich zugeschnittene Beratung und Planung von Finanzierbarkeit und Flächenverfügbarkeit über die Laufzeit einer BGA **PE 6ab3** Information/Beratung über emissionsmindernde, -vermeidende Ausbringungstechniken
Übergeordneter Handlungsbedarf	**PE 6ab3** Einführung einer Prüf- bzw. Überwachungspflicht bei der Genehmigung von BGA und Ausbringung von Gärresten entspr. den Abforderungen des Düngerechtes [vgl. PG Biogas, 2008, Bd. F], ggf. Entwicklung entspr. Prüf- und Überwachungsdienstleistungen resp. Zertifizierungen als Baustein der Anlagengenehmigung; Definition materieller Genehmigungsanforderungen in Bezug auf THG-Emissionen bei Gärrestausbringung, ggf. Verknüpfung mit Zahlungsansprüchen aus Cross-Compliance u.ä. Instrumenten **PE 1** Agrarpolitik und Agrarfinanzierung geben Rahmenbedingungen für den gesamten Agrarsektor und land-/forstwirtschaftlichen Bodenmarkt vor, daher (künftig) Folgenabschätzung auch für den Aspekt THG-Minderung der Landwirtschaft
Problematik	Mögliche kumulative Effekte: Flächenkonkurrenz durch Siedlungs- und Verkehrswegebau

Prozesskettenelement 2a: Anbau, Pflege, Ernte (Landwirtschaft)

Für PE 2a werden die Emissionen der Bereitstellung und des Verbrauchs an Diesel für die notwendigen Feldarbeiten ausgewählter Anbauverfahren der Erzeugung nachwachsender Rohstoffe inkl. Berücksichtigung von Vorketten ermittelt. Zusätzlich werden die Emissionen der Bereitstellung von Saatgut, verschiedener Dünger und Kalk errechnet. In den Berechnungen wird nach Schlaggröße und Ernteertrag differenziert.

Die Produktion biogasfähiger Substrate stellt sich im Rahmen der Prozesskette als Hauptemittent von THG heraus, wobei unter den hier betrachteten Rahmenbedingungen der Anteil der auf Dieselverbrauch zurückzuführenden Emissionen vergleichsweise sehr gering ist, während die eigentlichen Anbauverfahren der Ackerfrüchte als Hauptemissionsquelle anzusehen sind, hierbei insbesondere die Herstellung mineralischer Dünger.

Problematisch im Hinblick auf die Überwindbarkeit des Hemmnisses ist hierbei, dass bis auf die energiebedingten Emissionen, die bei der Herstellung oder dem Einsatz von Betriebs-/Düngemitteln auftreten, alle weiteren Emissionen bei natürlichen Prozessen entstehen, auf die nur bedingt Einfluss genommen werden kann [vgl. BMU, 2005]. Vorrangiges Ziel sollte daher sein,

die Anbauverfahren so zu gestalten, dass möglichst geringe N-Einträge in Böden stattfinden sowie feuchte, stärker organische Böden weder trockengelegt noch über Grünlandumbruch einer ackerbaulichen Nutzung zugeführt werden.

Ein weiteres bedeutendes Hemmnis stellt der mangelnde Bezug des Zulassungsrechtes für BGA zu den Rechtskreisen Düngerecht, Agrarrecht und Naturschutzrecht dar [vgl. PG Biogas, 2008, Bd. F und Bd. I]. Das Zulassungsrecht erlaubt weder eine Beeinflussung der Auswahl von Flächen für die Erzeugung biogasfähiger Substrate (Negativbeispiel Grünlandumbruch) noch Anforderungen an die Auswahl der Gärsubstrate und ihrer Anbauverfahren (z. B. standörtlich, auch unter Natur- und Umweltschutzgesichtspunkten optimale Anbauverfahren mindestens unter Wahrung der guten fachlichen Praxis). Somit kann eine auch unter dem Gesichtspunkt THG-Minderung optimierte Bewirtschaftung bisher durch die Zulassungsbehörden unter Berücksichtigung der konkreten regionalen Anbaubedingungen nicht systematisch gesteuert werden. Eine Beurteilung, ob eine solche Steuerung in der Breite insgesamt zielführend ist, war nicht Gegenstand des Vorhabens.

Tabelle 8-2: PE 2a

PE 2a	**Beurteilung**
Hemmnis	**(1)** THG-Emissionen beim Anbau nachwachsender Rohstoffe **(2)** mangelnder Bezug des BGA-Zulassungsrechtes zu Rechtskreisen, die eine klimaschonende, standortgerechte Steuerung des Energiepflanzenanbaus ermöglichen **(1)** Raumbezug THG-Emissionen: **hoch** Raumbezug der THG-Emissionen indirekt hergestellt über (statistische) Analysen zur standörtlich bedingten Anbaueignung definierter biogasfähiger Kulturarten und Ertragserwartung in den Modellregionen und damit einhergehend dem jeweiligen Bedarf an Bodenbearbeitung, Saatgut, PSM, Mineraldünger. Dies führt im hier ausschließlich betrachteten konventionellen Landbau zur Emission verschiedener klimarelevanter Gase, insbes. Kohlendioxid, Lachgas, Ammoniak, Methan und Schwefeldioxid **(2)** Raumbezug (wünschenswerter) Steuerungsinstrumente des Energiepflanzenanbaus: **hoch** Auswahl von Art und Ort des Energiepflanzenanbaus folgt bisher betriebswirtschaftlichen und praktischen Erwägungen des landwirtschaftlichen Betriebes
Einstufung Hemmnis	**(1) sehr hoch - hoch** **(2) sehr hoch - hoch** abhängig von Empfindlichkeit und Schutzbedürftigkeit der Anbauflächen aus natur-, boden- und gewässerschutzrechtlicher Sicht
Akteure	Landwirtschaftlicher Betrieb, Hersteller von Düngemitteln, PSM und sonstigen Betriebs-/Hilfsmitteln
Beteiligte Akteure	Landwirtschaftliche Beratung und Forschung, z. B. KTBL-Leitfäden und online-Rechner
Überwindung Hemmnis	THG-orientierte und auf die jeweiligen Betriebsverhältnisse zugeschnittene Optimierung der landwirtschaftlichen Anbaukulturen und -verfahren unter Berücksichtigung der standörtlichen Voraussetzungen, Anbindung an EEG-Boni und Kontrolle z. B. im Zuge eines Zertifizierungssystems für Energiepflanzen/nachwachsende Rohstoffe [vgl. PG_Biogas, 2008, Bd. I] Spezifisch auf die jeweilige Anbauregion zugeschnittene Information und Beratung der landwirtschaftlichen Betriebsführer über THG-

PE 2a	Beurteilung
	vermeidende Anbau- und Bodenbearbeitungsmethoden im Energiepflanzenanbau, Ergänzung landwirtschaftlicher Leitfäden, online-Rechner usw., Einführung einer Honorierung vermiedener THG im Zuge der landwirtschaftlichen Produktion im Ersatz für die Agrarförderung klimabelastender Produktionsmethoden
Übergeordneter Handlungsbedarf	Sensibilisierung und Fortbildung der landwirtschaftlichen Berater sowie der Anlagenplaner und Genehmigungsbehörden zum Thema THG-vermeidender und auch sonst umweltschonender Anbauverfahren im Energiepflanzenanbau unter bes. Beachtung der jeweiligen regionalspezifischen Bedingungen Spezifizierung der Regelungen zu Cross Compliance, Agrarumweltmaßnahmen u. ä. Instrumenten mit dem Ziel einer klimagerechten Steuerung des landwirtschaftlichen Anbaus (inkl. Vorketten, Entsorgung von Reststoffen/Wirtschaftsdüngern), hierbei Vermeidung von Zielkonflikten mit anderen Schutzgütern, etwa des Natur- und Gewässerschutzes Definition einer guten fachlichen Praxis der Landwirtschaft beim Energiepflanzenanbau im Hinblick auf den Klimaschutz Umschichtung finanzieller Anreize aus dem Agrarfördersektor in Rtg. umweltschonenden Energiepflanzenanbaus, auch und bes. auf EU- und Bundesländerebene, da letztere für die konkrete Umsetzung des Agrarförderrechts zuständig sind Ggf. Etablierung bundesweit gültiger Anforderungen an den Anbau nachwachsender Rohstoffe unter Berücksichtigung länderspezifischer Besonderheiten der landwirtschaftlichen Produktionsbedingungen Monitoring und ggf. fortlaufende Anpassung der EEG-Förderbedingungen im Hinblick auf nachwachsende Rohstoffe an die aktuellen Erkenntnisse der Wissenschaft (ggf. Verordnungsweg) Sicherstellung einer flächendeckenden Überwachung der Einhaltung definierter klimaschutzbezogener (und sonstigen umweltrelevanter) Anforderungen an die Landwirtschaft Definition materieller Anforderungen bei der Zulassung von BGA in Bezug auf THG-Emissionen unter Berücksichtigung der Vorketten, Nachweis z. B. über Ökobilanzen
Problematik	Marktunvollkommenheiten infolge mangelnder Bepreisung der THG-Emissionen bei Anbau/Pflege/Ernte und Substratauswahl für BGA

Da der Boden im Rahmen dieses Projektes als Methansenke bzw. als Methanemittent nicht in das GIS implementiert ist, können raumbezogene Aussagen zu diesem Themenkomplex nicht getroffen werden.

Die Klima-Neutralität des Energiepflanzenanbaus und somit der mögliche Beitrag zu der als Ziel definierten THG-Minderung durch Nutzung der Energiepflanzen zur Vergärung in Biogasanlagen ist nicht eindeutig nachgewiesen, und zwar aufgrund von

- Energieaufwendungen für Bodenbearbeitung, Düngemittel, PSM etc.
- Freisetzung von im Boden gebundenen THG durch intensive Bodenbearbeitung

- Herabsetzung der Speicherfähigkeit der Böden für CO_2 (abhängig vom Humusgehalt)
- Emissionen von Lachgas (300-mal so großes Treibhauspotenzial im Vergleich zu CO_2).

Die Landwirtschaft ist an den gesamten THG-Emissionen zu 13 % beteiligt [BMELV, 2007, S. 47]. Die Landwirtschaft ist in Bezug auf Europa der größte Emittent von Lachgas (N_2O) und Methan (CH_4) [SRU, 2007, S. 37f]. Der Wissenschaftliche Beirat Agrarpolitik beim BMELV fällt daher folgendes Urteil:

- die deutsche Bioenergiepolitik wird dem Ziel, einen effizienten Klimaschutz zu realisieren, nicht gerecht
- teure und ineffiziente Bioenergielinien werden subventioniert.

Derzeit sinnvolle Bioenergielinien sind aus Sicht des Beirates Agrarpolitik:

- Biogaserzeugung auf Güllebasis mit KWK
- Strom und Wärme aus Hackschnitzeln (KUP, Waldrestholz).

Diese Aussagen werden gestützt durch die Ergebnisse von [PG_Biogas, 2008, S. 138ff], wo ebenfalls entsprechende Empfehlungen ausgesprochen werden.

Prozesskettenelement 2b: Tierhaltung: Erzeugung Wirtschaftsdünger

Für die im Rahmen der Tierhaltung entstehenden Emissionen erfolgt keine Emissionsberechnung, da die Gülle als Wirtschaftsdünger unabhängig von ihrer Verwertung in einer Biogasanlage anfällt. Daher wird dieses PE nicht in die Hemmnisbetrachtung einbezogen. Eine Diskussion des unter Klima-/Nachhaltigkeitsgesichtspunkten problematisch hohen Fleisch- und Milchkonsums ist nicht Gegenstand dieses Forschungsvorhabens.

Prozesskettenelement 3a: Lager Landwirtschaft

In PE 3a ergeben sich Emissionen durch Verbrauch von Diesel während des Einlagerungsprozesses im Silo.

Nicht berücksichtigt sind in der Emissionsberechnung der Energie-/Materialverbrauch für Transport von Materialien sowie die Herstellung der Lager, die speziell für die ganzjährig gleichmäßige Beschickung der BGA notwendig sind.

Tabelle 8-3: PE 3a

PE 3a	Beurteilung
Hemmnis	**(1)** THG-Emissionen infolge Dieselverbrauch für Einlagerung **(2)** Atmungsverluste in Höhe von 5 % (Maissilage, GPS, Zuckerhirse) bzw. 10 % (Grassilage) während der Lagerung als CO_2 **(1)** Raumbezug Dieselverbrauch Einlagerung: **gering**

PE 3a	Beurteilung
	(2) Raumbezug Atmungsverluste: **gering** da Atmungsverluste unabhängig vom Raum sind, bedingen allein die standörtlichen Verhältnisse über die Anbaueignung den möglichen Substratanbau; die Substrate unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Atmungsverluste (s. o.)
Einstufung Hemmnis	**(1)** THG-Emissionen infolge Dieselverbrauch **(sehr) gering** **(2)** Atmungsverluste **(sehr) gering**
Akteur	Landwirtschaftliche Betriebe, Betreiber der BGA (in Abhängigkeit vom Betreibermodell)
Beteiligte Akteure	Energiedienstleister Diesel, Strom
Überwindung Hemmnis	**(1)** regenerative Bereitstellung von Kraftstoff für Transporte **(2)** Schaffung optimaler Lagerbedingungen zwecks Reduzierung der Atmungsverluste
Übergeordneter Handlungsbedarf	Optimierung THG-Emissionen des deutschen Strom-Mix
Problematik	Definition materieller Genehmigungsanforderungen in Bezug auf THG-Emissionen bei Energiepflanzenanbau und Substratwahl stößt auf verfassungsrechtliche Bedenken

Prozesskettenelement 3a2: Zwischenlager LW

Bei PE 3a2 Zwischenlager für unterschiedliche landwirtschaftliche Substrate ergeben sich Emissionen infolge der bei angenommener 2tägiger Lagerung einsetzenden Vergärungsprozesse (Atmungsverluste als CO_2).

Nicht berücksichtigt sind in der Emissionsberechnung der Energie- und Materialverbrauch für Transport von Baumaterialien sowie die Herstellung der Zwischenlager, die allein für die kurzzeitige Lagerung unmittelbar vor der Beschickung der BGA notwendig werden.

Tabelle 8-4: PE 3a2

PE 3a2	Beurteilung
Hemmnis	Atmungsverluste bei Kurzzeitlagerung vor der BGA Raumbezug Atmungsverluste: **gering**.
Einstufung Hemmnis	**Sehr gering**
Akteur	Landwirtschaftlicher Betrieb, Betreiber BGA (in Abhängigkeit vom Betreibermodell)
Beteiligte Akteure	
Überwindung Hemmnis	Technisch optimierte Silierung
Übergeordneter Handlungsbedarf	
Problematik	

Prozesskettenelement 3b: Lager Gülle, Festmist

Die Einsparungen von THG-Emissionen durch Güllenutzung entstammen den vermiedenen Methan- und Ammoniakemissionen im Vergleich zur Lagerung unvergorener Gülle (sog. Rohgülle-Gutschrift).

Da die bei der Gülle-/Festmistlagerung entstehenden Emissionen in diesem Verbundvorhaben der Tierhaltung zugeschrieben werden, erfolgt keine Emissionsberechnung.

Es ist somit im Rahmen dieses Projekts nicht möglich, die in puncto Emissions-Minderung erzielbaren regionalen Vorteile einer Güllevergärung gegenüber der herkömmlichen Verwertung unvergorener Gülle als Wirtschaftsdünger zu bilanzieren und somit der regionalen Agrar- und Politikberatung die regionalspezifischen Argumente für eine Wirtschaftsdüngervergärung an die Hand zu geben. In [PG_Biogas, 2008, S. 97, S. 139, Band E] wird trotz Defiziten in Bezug auf die Verfügbarkeit belastbarer Messdaten davon ausgegangen, dass im Gülle-Vorlager einer BGA lediglich 10 % der Emissionen entstehen, die üblicherweise bei der Lagerung (ohne Abdeckung) von Gülle zur Direktausbringung anfallen. Ursache für diese deutliche Emissionsminderung dürfte die geringere Verweil- und somit Reaktionszeit der Gülle zur BGA im Vergleich mit der Gülle zur Direktausbringung sein (mdl. Auskunft Herr Weithäuser, DBFZ, 02.10.2008).

Aus den genannten Gründen wird unter Bezugnahme auf [PG_Biogas, 2008] für das PE 3b eine Einschätzung zu Raumbezug und Hemmnisgrad vorgenommen. Der Raumbezug von Güllelagern ist unmittelbar an die standörtlich bedingte, teils historisch gewachsene Etablierung von Tierhaltung und die hieraus resultierend Notwendigkeit, zwecks Einhaltung der Vorgaben zu Ausbringzeiten und -mengen von Wirtschaftsdüngern Lagerkapazitäten in ausreichendem Umfang vorzuhalten, gebunden. Limitierender Faktor der Tierhaltung ist zunehmend ein Mangel an ausreichenden und geeigneten Flächen zur Ausbringung von Wirtschaftsdünger gewesen, da durch den Zukauf von Kraftfutter und die reine Stallhaltung eine Auflösung standörtlicher Beschränkungen der Tierhaltung möglich war. Der Raumbezug wird insoweit als »mittel« eingestuft. Die technische Ausgestaltung der Wirtschaftsdüngerlager folgte in der Vergangenheit mehr oder weniger dem Primat des betriebswirtschaftlichen Kalküls der Kostenminimierung bei Bau und Betrieb der Lager. Klimaschutz- und sonstige Umweltaspekte spielten infolge Marktunvollkommenheit eine untergeordnete Rolle. Hieraus resultieren die relativ hohen Methan- und Ammoniakemissionen nicht-abgedeckter Wirtschaftsdüngerlager zur Direktausbringung. Der Hemmnischarakter der Wirtschaftsdüngerlager zur BGA wird demgegenüber als gering eingeschätzt.

Prozesskettenelement 4a: Transport Energiepflanzen Feld – Silo

Es werden die Emissionen des Dieselverbrauchs für die Transporte der Energiepflanzen vom Acker zum PE 3a Lager (Silo) berücksichtigt. Die Höhe dieser Emissionen ist abhängig von den spezifischen Emissionsfaktoren des gewählten Transportfahrzeuges sowie von Transporthäufigkeit und -strecke.

Im GIS sind als Transportfahrzeuge schwere Schlepper mit Hänger mit 28 t Nutzlast implementiert worden.

Tabelle 8-5: PE 4a

PE 4a	Beurteilung
Hemmnis	Emissionen der Transportfahrzeuge Raumbezug: **hoch** Ausprägung des Wegenetzes (Dichte, zul. Gesamtgewicht u. ä.)
Einstufung Hemmnis	**Gering – sehr gering**
Akteur	Landwirtschaftlicher Betrieb, Betreiber BGA (je nach Betreibermodell)
Beteiligte Akteure	Ggf. Maschinenringe, landwirtschaftliche Transportunternehmen
Überwindung Hemmnis	Optimierung der betrieblichen Transportlogistik Betrieb der Fahrzeuge mit regenerativ erzeugter Energie
Übergeordneter Handlungsbedarf	
Problematik	Verkehrswegenetz auf betrieblicher Ebene kaum/nicht beeinflussbar

Prozesskettenelement 4a2: Transport (2) Lager (PE 3a) – BGA

Auch bei diesem Transport-PE werden die Emissionen des Dieselverbrauches ermittelt, und zwar für den Silagetransport von PE 3a zur BGA unter Berücksichtigung der Art der Biomasse, der Schlaggröße und der Erträge.

Tabelle 8-6: PE 4a2

PE 4a2	Beurteilung
Hemmnis	Emissionen der Transportfahrzeuge Raumbezug: **hoch**.
Einstufung Hemmnis	**Gering – sehr gering**
Akteur	Landwirtschaftlicher Betrieb, Betreiber BGA (je nach Betreibermodell)
Beteiligte Akteure	Ggf. Maschinenringe, landwirtschaftliche Transportunternehmen
Überwindung Hemmnis	Optimierung der betrieblichen Transportlogistik Betrieb der Fahrzeuge mit regenerativ erzeugter Energie
Übergeordneter Handlungsbedarf	
Problematik	Verkehrswegenetz auf betrieblicher Ebene kaum/nicht beeinflussbar

Prozesskettenelement 4b: Transport (3) Wirtschaftsdünger von 3b – BGA

Bei diesem PE werden sowohl die infolge Dieselverbrauchs entstehenden Emissionen wie auch diejenigen infolge offen transportierten Festmistes erfasst. Es wird vorausgesetzt, dass Rinder- und Schweinegülle mittels Güllefass, also geschlossen und emissionslos, transportiert werden. Im GIS sind

als Transportfahrzeuge schwere Schlepper ohne Anhänger mit 14 t Nutzlast implementiert.

Tabelle 8-7: PE 4b

PE 4b	Beurteilung
Hemmnis	Emissionen der Transportfahrzeuge sowie des offen transportierten Festmistes Raumbezug: **hoch**
Einstufung Hemmnis	**gering – sehr gering**
Akteur	Landwirtschaftlicher Betrieb, Betreiber BGA (je nach Betreibermodell)
Beteiligte Akteure	Ggf. Maschinenringe, landwirtschaftliche Transportunternehmen
Überwindung Hemmnis	Optimierung der betrieblichen Transportlogistik Betrieb der Fahrzeuge mit regenerativ erzeugter Energie Ersatz des offenen Festmisttransportes durch geschlossenen
Übergeordneter Handlungsbedarf	
Problematik	Verkehrswegenetz auf betrieblicher Ebene kaum/nicht beeinflussbar

Prozesskettenelement 5ab: Substratkonditionierung (mischen und einbringen)

Das Mischen und Einbringen der Gärsubstrate in die BGA erfordert Strom für einen Feststoffdosierer bei NawaRo-Anlagen und eine Pumpe bei Wirtschaftsdünger-Anlagen.

Tabelle 8-8: PE 5ab

PE 5ab	Beurteilung
Hemmnis	Emissionen des Strombedarfes für Betrieb von Feststoffdosierer und Pumpe Raumbezug: **sehr gering**
Einstufung Hemmnis	**mittel bis gering in Kombination mit PE 5b**
Akteur	Landwirtschaftlicher Betrieb, Betreiber BGA (je nach Betreibermodell)
Beteiligte Akteure	Energiedienstleister Strom
Überwindung Hemmnis	Betrieb von Dosierer und Pumpe mit regenerativ erzeugtem Strom
Übergeordneter Handlungsbedarf	Optimierung THG-Emissionen des deutschen Strom-Mix
Problematik	

Prozesskettenelement 5b: Substratkonditionierung Mazerator (Homogenisierung)

Dieses PE beinhaltet die durch Strombedarf bedingten Emissionen des Mazerators, der zur Homogenisierung der Wirtschaftsdünger dient. Es werden die Emissionen aus dem Strombedarf gem. deutschem Strom-Mix ermittelt. Emissionen, die mit Herstellung und Transport des Mazerators einhergehen, werden nicht berücksichtigt.

Tabelle 8-9: PE 5b

PE 5b	Beurteilung
Hemmnis	Emissionen des Strombedarfes für Betrieb des Mazerators Raumbezug: **sehr gering**
Einstufung Hemmnis	**mittel bis gering in Kombination mit PE 5ab**
Akteur	Landwirtschaftlicher Betrieb, Betreiber BGA (je nach Betreibermodell)
Beteiligte Akteure	Energiedienstleister Strom
Überwindung Hemmnis	Betrieb von Dosierer und Pumpe mit regenerativ erzeugtem Strom
Übergeordneter Handlungsbedarf	Optimierung THG-Emissionen des deutschen Strom-Mix
Problematik	

Prozesskettenelement 6ab: Vergärung BGA

Dem PE 6ab Fermenter werden zum einen die Verluste an Rohbiogas (diffuse Methanemissionen) in Höhe von 1 % der Gesamtbiogasmenge, zum anderen die Emissionen aus dem Verbrauch von Strom für Rührwerke sowie sonstiger Stromverbräuche (MSR-Technik, el. Kompressor usw.) zugeordnet. Laut [PG Biogas, 2008, Bd. E] entstehen bei Anlagen < 1,5 MW_{el} diffuse Methanemissionen in der angegebenen Größenordnung. Bei größeren Anlagen wird von einer besseren gerätetechnischen Ausstattung und diffusen Methanemissionen in Höhe von 0,45 % der gesamten produzierten Methanmenge ausgegangen. Emissionen, die mit Herstellung und Transport des Fermenters einhergehen, werden nicht berücksichtigt.

Tabelle 8-10: PE 6ab

PE 6ab	Beurteilung
Hemmnis	**(1)** THG-Emissionen aus dem Fermenter **(2)** Emissionen des Strombedarfes für Betrieb von Rührwerken und sonstigen elektrisch betriebenen Anlagenkomponenten **(1)** Raumbezug: **gering** Umfang der Emissionen abhängig von technisch-konstruktiven Merkmalen, ggf. auch vom Anlagenbetrieb und somit weitestgehend unabhängig vom konkreten Standort **(2)** Raumbezug: **gering** analog (1)

PE 6ab	Beurteilung
Einstufung Hemmnis	**hoch** nach ersten Berechnungsergebnissen vergleichbarer Umfang wie bei PE 2a Anbau/Pflege/Ernte Energiepflanzen
Akteur	Betreiber BGA
Beteiligte Akteure	Anlagenbauer, FuE
Überwindung Hemmnis	**(1)** ingenieurtechnische Optimierung der Fermenter, optimierter Anlagenbetrieb, ggf. entspr. Schulung der Anlagenbetreiber **(2)** Betrieb mit regenerativ erzeugtem Strom
Übergeordneter Handlungsbedarf	Optimierung THG-Emissionen des deutschen Strom-Mix
Problematik	

Prozesskettenelement 6ab2: Gärrestlager

Im Verbundvorhaben wird entgegen der noch weit verbreiteten Praxis [vgl. PG_Biogas, 2008] von einer gasdichten Abdeckung der Gärrestlager ausgegangen, so dass mit diffusen Methanemissionen in Höhe von 1 % vom Rohbiogasstrom (bei der Nachgärung im Gärrestlager) gerechnet wird. Emissionen, die mit der Herstellung des Gärrestlagers einhergehen, werden nicht berücksichtigt.

Tabelle 8-11: PE 6ab2

PE 6ab2	Beurteilung
Hemmnis	Raumbezug: **gering** Umfang der Emissionen abhängig von technisch-konstruktiven Merkmalen, ggf. auch vom Betrieb des Gärrestlagers und somit weitestgehend unabhängig vom konkreten Standort; keine gasdichte oder nicht-gasdichte Abdeckung bei rd. 50 % der BGA in Deutschland [PG Biogas, 2008]
Einstufung Hemmnis	**mittel-gering**
Akteur	Betreiber BGA
Beteiligte Akteure	Genehmigungsbehörde, Mittelgeber (Kreditinstitute, Genossenschafts- und Raiffeisenbanken usw.)
Überwindung Hemmnis	Schaffung einer Wissensbasis zu Ammoniakemissionen bei Lagerung und Ausbringung von Gärresten durch Erhebung von Messdaten sowie zum Einsatz von Nitrifikationshemmstoffen in Gärresten [PG_Biogas, 2008] Nachrüstung mit gasdichter Abdeckung bei Nutzung bereits bestehender Wirtschaftsdüngerlager für die Gärreste [PG_Biogas, 2008] Auflagen zur zulässigen Methanemission in der Anlagengenehmigung Bei Neuerrichtung Inanspruchnahme von Fördergeldern für Investitionen in Diversifizierung und ggf. Ausfallbürgschaft des Staates, förderfähig sind u. a. Biogasanlagen, wenn der Gärrestelagerbehälter während der gesamten Lagerungsdauer gasdicht abgedeckt ist [vgl. BMELV, 2007]
Übergeordneter Handlungsbedarf	Definition von gasdicht abgedeckten Gärrestlagern als zumutbarer Stand der Technik und Voraussetzung einer Zertifizierung »Nachhaltig erzeugtes Biogas/Biomethan«

PE 6ab2	Beurteilung
Problematik	Es ist strittig, ob die Errichtung landwirtschaftlicher Gärrestlager im Rahmen der Genehmigung/Zulassung mit Auflagen zum Klimaschutz versehen werden können.

Prozesskettenelement 6ab3: Gärrestausbringung

In diesem Modul wird der für den Transport und den Ausbringungsvorgang an sich anfallende Dieselverbrauch betrachtet. Die während des Ausbringvorgangs anfallenden Emissionen aus dem Gärrest werden in PE1 bilanziert.

Tabelle 8-12: PE 6ab3

PE 6ab3	Beurteilung
Hemmnis	THG-Emissionen aus Dieselverbrauch Raumbezug: **hoch** neben Emissionsfaktoren der gewählten Transportfahrzeuge ist die Emissionsmenge vom Verkehrswegenetz und der Struktur der landwirtschaftlichen Nutzfläche (insbes. Schlaggröße) abhängig
Einstufung Hemmnis	**in Kombination mit 1 und 2a sehr hoch**
Akteur	Betreiber BGA, landwirtschaftlicher Betrieb (in Abhängigkeit vom Betreibermodell)
Beteiligte Akteure	Energiedienstleister Kraftstoff
Überwindung Hemmnis	regenerative Bereitstellung von Kraftstoff für Transporte
Übergeordneter Handlungsbedarf	
Problematik	

Prozesskettenelement 8ab: Aufbereitung des Rohgases zur Einspeisung

Bei diesem PE entstehen Emissionen durch den Stromverbrauch für Entschwefelung und CO_2-Abtrennung. Emissionen, die mit Herstellung und Transport der Anlagenkomponenten zur Aufbereitung einhergehen, werden nicht berücksichtigt.

Tabelle 8-13: PE 8ab

PE 8ab	Beurteilung
Hemmnis	THG-Emissionen infolge Stromverbrauch Raumbezug: **sehr gering**
Einstufung Hemmnis	**sehr hoch**
Akteur	Betreiber BGA
Beteiligte Akteure	Anlagenkonstrukteure, Energiedienstleister Strom
Überwindung Hemmnis	Bereitstellung regenerativ erzeugten Stromes, Verringerung Methanschlupf, Minimierung Strombedarf

PE 8ab	Beurteilung
Übergeordneter Handlungsbedarf	Optimierung THG-Emissionen des deutschen Strom-Mix
Problematik	

A2 Details der Literaturrecherche zur regionalen Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien

[Krämer; Seidel, 2004] Die Bedeutung der Windenergienutzung für die Region. Regionale Wertschöpfung am Beispiel der Landkreise Cuxhaven und Stade.

[Gothe, Hahne, 2005]: Regionale Wertschöpfung durch Holz-Cluster. Best-Practice-Beispiele regionaler Holz-Cluster aus den Bereichen Holzenergie, Holzhaus- und Holzmöbelbau.

[Hoffmann, 2007] Regionale Wertschöpfung durch optimierte Nutzung endogener BioenergiePotenziale als strategischer Beitrag zur nachhaltigen Regionalentwicklung.

[Hünecke et al., 2007] Die regionalwirtschaftliche Bedeutung der Biomassenutzung am Beispiel der Region »Südlicher Oberrhein«, Arbeitspapier im Rahmen des BMU- geförderten Projekts BioRegio.

[Rüther et al., 2008]: Clusterstudie Forst und Holz Sachsen-Anhalt.

[PG_Biogas, 2008] Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland, Band P Volkswirtschaftliche Aspekte der Biogasbereitstellung und –nutzung

Tabelle 8-14: Zusammenfassende Literaturauswertung zur regionalen Wertschöpfung durch Nutzung erneuerbarer Energien

Ziele	Definition der regionalen Wertschöpfung	Methode	Datengrundlage	Abgrenzungskriterien für die Region	Ergebnisse
Krämer, M.; Seidel, E., Die Bedeutung der Windenergienutzung für die Region, Regionale Wertschöpfung am Beispiel der Landkreise Cuxhaven und Stade, Oldenburg, 2004					
Ermittlung des ökonomischen Einflusses des Baus und Betriebes von Windenergieanlagen auf die verschiedensten Bereiche der Dienstleister und Produzenten	Ermittlung des Zuwachses an Umsätzen; Berücksichtigung der Lage von Unternehmen und Betrieben innerhalb oder außerhalb der betrachteten Region	Empirische Untersuchungen mittels Fragebogen und Interviews	▪ Statistische Daten zu Landkreisen ▪ Empirische Daten zu: Kennzahlen der Anlagen; Finanzierung; Planungs- und Bauphase, Betriebsphase, Art und Aufteilung der Grundstücksbeschaffung zum Bau des Windparks	Verwaltungsgrenzen der Landkreise Stade und Cuxhaven Abgrenzungskriterien: amtliche Postleitzahlen	▪ Sitz der Betreiber der Windparke in der Region ▪ 50 % der Planungsgesellschaften mit Sitz in der Region ▪ Investitionen von über 140 Mio. EUR bei allen Windparkprojekten für Dienstleistungen und Infrastruktur ▪ 2,5 Mio. EUR pro durchschnittlichem Neuprojekt bleiben in der Region ▪ ca. 100 Mio. EUR fließen jährlich in die Region (EEG-Vergütung) ▪ örtliche Banken profitieren von Fremdkapitalvergabe ▪ Grundstücke überwiegend in gemeinschaftlicher Pacht, Pachteinnahmen von ca. 5 Mio. EUR jährlich
Gothe, D.; Hahne, U., Regionale Wertschöpfung durch Holz-Cluster, Best-Practice-Beispiele regionaler Holz-Cluster aus den Bereichen Holzenergie, Holzhaus- und Holzmöbelbau, wald Arbeitspapier Nr. 14, Juni, 2005					
Berechnung monetärer Leistungen (Wertschöpfung) durch regionale Holz-Cluster anhand von Beispielen; Entwicklung einer regionalen Handlungsempfehlung zur Stärkung der Holz-Cluster	Wertschöpfung als Erträge eines Unternehmens, die sich nach Abzug aller Kosten und Vorleistungen ergeben	Berechnung der regionalen Wertschöpfung für ausgewählte Bereiche Holzenergie, Holzhausbau und reg. Möbelherstellung nach Entstehungsrechnung VGR anhand von 3 Beispielen entlang der Wertschöpfungskette; empirische Datenerhebung	Datengrundlage für Best-Practice-Beispiele: ▪ Allgemeine Daten: Menge des regional vermarkteten Holzes, Verlauf der Wertschöpfungskette, Beginn des Projektes, Entstehungszusammenhänge ▪ Umsatzerlöse für Produkte, Steuern, Abschreibungen, für die Produktion eingegangene	Auswahl von Best-Practice-Beispielen auf den Ebenen Landkreis, Gemeinde und angrenzende Gemeinde (Logistik geht bis ca. 45 km) Auswahlkriterien Beispiele: enge Netzwerke von Branchen einer Wertschöpfungskette; starker reg. Bezug; erfolgreiche	Ergebnisse für die Best-Practice-Beispiele: Holzenergie: ▪ Steigerung der regionalen Wertschöpfung um das 13-fache gegenüber dem Rohholzverkauf Möbelherstellung: ▪ Erhöhung der regionalen Wertschöpfung um das 16-fache gegenüber dem Rohholzverkauf Holzhausbau: ▪ Erhöhung der regionalen Wertschöpfung um das 9,7-fache gegenüber dem Rohholzverkauf Insgesamt: ▪ Steigerung der reg. Wertschöpfung um das 9- bis 16-fache gegenüber einem Rohholzverkauf ▪ Zusammenbringen der Akteure über einen koordi-

Ziele	Definition der regionalen Wertschöpfung	Methode	Datengrundlage	Abgrenzungskriterien für die Region	Ergebnisse
		(teilstandardisierte Fragebögen, Interviews, Gespräche)	Rohstoffe und Dienstleistungen ▪ Herkunft der erbrachten Leistungen	Vermarktung; WSK weitgehend innerhalb der Region; etc.	nierenden Ansprechpartner mit Funktion des Prozessmanagements wirkt positiv auf Netzwerkbildung, Steigerung der Wertschöpfung durch professionelle Prozessorganisation
Hoffmann, D., Regionale Wertschöpfung durch optimierte Nutzung endogener BioenergiePotenziale als strategischer Beitrag zur nachhaltigen Regionalentwicklung, Dissertation an der Philosophischen Fakultät der Universität Saarbrücken, Saarbrücken, 2007					
Biomassenutzung und deren Auswirkungen auf die regionale Wertschöpfung und die regionale Entwicklung; Entwicklung einer Methodik zum Vergleich der regional geschaffenen Werte durch verschiedene Bioenergieträger	Wertschöpfung wird entlang der Prozesskette betrachtet und umfasst neben ökonomischen Aspekten ebenfalls soziale und ökologische Indikatoren	Entwicklung eines Indikatorsystems zum Vergleich der regional geschaffenen Werte durch verschiedene Bioenergieträger; empirische Untersuchung: fragebogengestützte persönliche und telefonische Interviews	sehr umfangreiche Datengrundlagen zu 14 ausgewählten Anlagentypen, u. a. landwirtschaftliche Biogasanlage: Potenzialbereitstellung, Anlagenplanung, Anlagenherstellung, Konfektionierung Anlagenbetrieb und Produktabnahme	Berücksichtigung administrativer Einheiten, interner Verflechtungsbeziehungen und Homogenität bzw. Vorhandensein ähnlicher Strukturen; Beispielregion Naturpark Saar-Hunsrück als eine der Modellregionen im BioRegio Projekt des BMU	Aufbau eines sehr umfangreichen Indikatorsystems mit ökonomischen, ökologischen, sozialen Indikatoren zur Abschätzung von z. B. Beschäftigungseffekten in einer Region durch die Nutzung von Bioenergie Ergebnisse der Untersuchung: Beispiel »Errichtung einer landwirtschaftlichen Biogasanlage«: bei der Ermittlung der Geldflüsse in der Region ergibt sich ein 4- bis 5-fach höherer Zufluss (4,3 Mio. €) aus der Alternative der Biogasnutzung im Vergleich zur Nullvariante
Hünecke, K.; Fritsche, U. R.; Rausch, L., Die regionalwirtschaftliche Bedeutung der Biomassenutzung am Beispiel der Region »Südlicher Oberrhein«, Arbeitspapier im Rahmen des BMU- geförderten Projekts BioRegio, Darmstadt, 2007					
Entwicklung einer Methodik für die Analyse und Darstellung der regionalen Wertschöpfungseffekte durch die verstärkte Nutzung von Bioenergie	(Untersuchung von Kosten- u. Beschäftigungseffekten auf der Grundlage der VGR)	Ermittlung von Effekten unter Verwendung vorhandener statistischer Daten; Voraussetzungen für die Analysen sind Potenzialermittlungen und Szenarioanalysen bzgl.	Input-Output-Analysen, nationale Input-Output-Tabelle (IOT) für das Jahr 2003, Umsatzsteuerstatistik der Kreise	untersuchte Region: »Südlicher Oberrhein«, Modellregion 2 im BMU geförderten Vorhaben »BioRegio«, geographische Abgrenzung	Einfügen eines neuen Wirtschaftssektors »Energetische Biomassenutzung«; Region erhält einen wirtschaftlichen Vorteil durch die Bioenergienutzung und Auftreten von Substitutionseffekten zu Gunsten anderer Sektoren (z. B. Landwirtschaft)

Ziele	Definition der regionalen Wertschöpfung	Methode	Datengrundlage	Abgrenzungskriterien für die Region	Ergebnisse
		Biomassenutzung für bestimmte Modellregionen mittels GEMIS; hybride Modellierung, MODOP-Verfahren			
Rüther, B.; Hansen, J.; Spellmann, H.; Nagel, J.; Möhring, B.; Schmidt-Walter, P.; Dieter, M., Clusterstudie Forst und Holz Sachsen-Anhalt, 2008					
Bestandsaufnahme des Forst-, Holz- und Papiersektors in Sachsen- Anhalt und Darstellung der Verflechtungen zu benachbarten Bundesländern: ▪ Ermittlung der Wirtschaftsdaten ▪ Beschreibung der Branchendaten u. aktuellen Entwicklungen im Holzsektor ▪ Analyse der regionalen u. überregionalen Ströme des S.-A. Rohholzes ▪ Abschätzung des Holzaufkommens	Wertschöpfungsbegriff aus der Volkswirtschaft	Berücksichtigung der ESVG (1995): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung nach dem Europäischen System; Zusammenstellung wichtiger Kennzahlen aus der Entstehungs- und Verteilungsrechnung der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (VGR); Berechnung der VGR nach dem Inlandsprinzip Schriftliche Befragung zu Absatzwegen des Rohholzes aus Sachsen-Anhalt	▪ Erhebung volkswirtschaftlicher Kennzahlen: Verwendung amtlicher statistischer Daten auf Grundlage der Umsatzsteuerstatistik (Quelle: Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt); Beschäftigungsstatistik der Agentur für Arbeit ▪ Keine volkswirtschaftlichen Kennzahlen bei der Branche der energetischen Nutzung und der Zulieferbranche im Cluster Forst und Holz ▪ Daten aus der schriftlichen Befragung zu Absatzwegen des Rohholzes wegen des Rohholzes aus Sachsen-Anhalt	Region wird durch die Grenzen eines Bundeslandes bestimmt ▪ Untersuchungsregion Sachsen-Anhalt ▪ Untersuchung der Absatzwege der Produkte in andere benachbarte Bundesländer	▪ Jahresumsatz von ca. 1,8 Mrd. € im sachsen-anhaltinischen Cluster Forst und Holz im Jahr 2005 ▪ Tabellarische Übersicht zu Bruttowertschöpfung, Vorleistungen, Bruttoproduktionswert für die unterschiedlichen Wirtschaftszweige des Clusters Forst und Holz für Sachsen-Anhalt ▪ Cluster Forst und Holz besitzt im Jahr 2004 einen Anteil von 1,6 % an der gesamtwirtschaftlichen Bruttowertschöpfung des Landes Sachsen-Anhalt

Ziele	Definition der regionalen Wertschöpfung	Methode	Datengrundlage	Abgrenzungskriterien für die Region	Ergebnisse
▪ Analyse wirtschaftlicher Potenziale					
Projektgruppe Biogas, Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland, Materialband P Volkswirtschaftliche Aspekte der Biogasbereitstellung und –nutzung, Verbundprojekt gefördert vom BMU, Heidelberg, Leipzig, Berlin, Darmstadt, 2008					
Quantifizierung der direkten und indirekten Beschäftigungseffekte durch die Biogasbereitstellung und -nutzung für die Gesamtpfade sowie die Darstellung der Netto-Effekte; Einbindung stoffstromfähiger Daten und volkswirtschaftlicher Kenndaten in GEMIS-Version 4.5	Untersuchung von Beschäftigungseffekten auf der Grundlage der VGR	Berücksichtigung der Stoffstromanalyse; Bilanzierung und Erfassung von Daten unter Verwendung des Computermodells GEMIS für den Bereich Biogasbereitstellung und -nutzung; hybride Modellierung	bereits vorhandene Input-Output-Analysen u. Input-Output-Tabellen in Anlehnung an VGR des Statistischen Bundesamtes		Ermittlung von Beschäftigungseffekten, differenziert nach Sektoren, mit dem Computermodell GEMIS Version 4.5; Ergebnisse der Berechnung in GEMIS zu verschiedenen Modellanlagen: durch Biogasnutzung entstehen direkte Beschäftigungseffekte und über die Investition ausgelöste indirekte Effekte; mittels GEMIS keine Angaben zu Geldströmen in der Region bzw. entlang der Prozesskette möglich

A3 Volkswirtschaftliche, nachhaltigkeitsorientierte Betrachtung der (regionalen) Wertschöpfung

A) [Krämer, Seidel, 2004] Die Bedeutung der Windenergienutzung für die Region. Regionale Wertschöpfung am Beispiel der Landkreise Cuxhaven und Stade.

Das Ziel der Studie zur Bedeutung der Windenergienutzung für die Region [Krämer, Seidel, 2004] liegt in der Darstellung des ökonomischen Einflusses des Baus und Betriebes von Windenergieanlagen auf die verschiedensten Bereiche der Dienstleister und Produzenten. Die wirtschaftlichen Effekte auf die Region durch die Windenergienutzung werden über die regionale Wertschöpfung ermittelt. Im Fokus stehen hierbei die Betrachtungen zu Geldflüssen in die Region.

Die Studie definiert die Wertschöpfung als Zuwachs an Umsätzen durch die wirtschaftliche Aktivität des Baus und des Betriebes von Windenergieanlagen und folgt somit nicht konsequent der wirtschaftswissenschaftlichen Definition der Wertschöpfung. Der Grund hierfür liegt darin, dass es sich nicht um eindeutig bestimmbare Sektoren im volkswirtschaftlichen Sinne handelt, die auf Wertschöpfungszuwachs hin analysiert werden können.

Die Abgrenzung der Untersuchungsregionen erfolgte unter Berücksichtigung von Gebietskörperschaften auf der Ebene der Landkreise. Die amtlichen Postleitzahlen dienten als Abgrenzungsmerkmale.

Neben der Auswertung statistischer Kenndaten der Landkreise Stade und Cuxhaven wurden Daten mittels Fragebogen zu allgemeinen Angaben der Windparks, Finanzierung und Grundstück sowie Angaben gestaffelt nach der Planungs- und Bauphase und der Betriebsphase der Windenergieanlagen empirisch erfasst. Die aufgenommenen Daten werden in der folgenden Tabelle 8-15 spezifiziert. Mit Unterstützung des Bundesverbandes Windenergie (BWE) wurden 35 Betreiber von Windparks in die Untersuchung einbezogen, wobei eine Beteiligung von 25 Anlagenbetreibern der Auswertung zu Grunde liegt.

Wichtige Kenndaten, um die regionale Wertschöpfung einzuschätzen, waren der Sitz der Planungs- und Betreibergesellschaft und der Grundstückseigentümer, Gesamtinvestitionen eines Windparks, Investitionsvolumen pro installiertem Kilowatt (spezifische Investitionsvolumina), EEG-Vergütung, Fremdkapitalvergabe – Sitz der Banken, Pachteinnahmen und die jährlichen Betriebsausgaben. Hierbei wurden einzelne Parameter, z. B. Pachteinnahmen oder EEG-Vergütung, quantifiziert. Somit konnten Aussagen zum Geldstrom in die Region getroffen werden.

Die Anlagengrößen zeigen bei der Auswertung der Erhebungen eine große Bandbreite auf, von kleinen Anlagen bis hin zu Multi-Megawatt-Projekten mit mehreren 10 Mio. Investitionsvolumen. Ein signifikanter Zusammenhang zwischen der Größe von Projekten und positiven Effekten auf die Region konnte nicht festgestellt werden. Die Erhebungen zeigten, dass sich der Sitz praktisch aller Betreibergesellschaften in der Region befindet. Somit werden

die jährlichen Umsätze (u. a. EEG-Vergütung) in der Region gemanagt. Die EEG-Vergütung bei den untersuchten Projekten liegt im Jahr 2003 bei ca. 12 Mio. EUR, die an Betreiber innerhalb der Region fließen. Es wurde abgeschätzt, dass ca. 100 Mio. EUR in der Region verbleiben. Die Planungsgesellschaften befinden sich zu ca. 50 % ebenfalls in der Region.

In der Studie wurde ermittelt, dass bei einem durchschnittlichen Neuprojekt eines Windparks bei entsprechender Bereitstellung der Dienstleistungen ca. 2,5 Mio. EUR (200 EUR pro kW) in der Region verbleiben.

Bei einem Drittel der untersuchten Projekte treten lokale Banken als Geldgeber für Fremdkapital auf. Bei jüngeren Projekten profitieren die Banken durch den hohen Anteil der Zinszahlungen, womit der Geldfluss zu den lokalen Banken als erheblich eingeschätzt wurde.

Die Baugrundstücke, auf denen die Projekte umgesetzt wurden, sind fast alle gepachtet. Die Pachteinnahmen betragen jährlich ca. 5 Mio. EUR.

Eine größere Wertschöpfung könnte erreicht werden, wenn die Etablierung von Dienstleistern in der Planungs- und Bauphase gefördert wird.

Eine Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Regionen ist fragwürdig, da es sich bei der Studie um spezielle regionale Fragestellungen handelt und kaum Verhältniszahlen, z. B. spezifisches Investitionsvolumen [€/kW], verwendet wurden. Eine volkswirtschaftliche Betrachtung oder Ermittlungen zur Wertschöpfung entlang der Wertschöpfungskette bleiben unberücksichtigt.

Tabelle 8-15: Datenaufnahme mittels Fragebogen zu Windkraftanlagen

Allgemeine Angaben	**Finanzierung/ Grundstück**	**Planungs- und Bauphase**	**Betriebsphase**
▪ Ertrag ▪ Hersteller ▪ Größe, Anzahl der Anlagen ▪ Jahr der Inbetriebnahme ▪ Gesellschaftsform und Sitz der Planungs- und Betreibergesellschaft ▪ Art der Windparkanlage, z. B. Bürgerwindpark	▪ Eigenkapital und Herkunft ▪ Fremdkapital und Herkunft ▪ Beteiligungsstruktur (Privatpersonen, Banken, Unternehmen) ---------- ▪ Sitz der Grundstückseigentümer ▪ Kauf oder Pacht der Grundstücke ▪ Art der Pacht (Flächen- oder Einzelpacht)	▪ Herkunftsort der Unternehmen, die an der Planungs- u. Bauphase beteiligt waren ▪ Entwicklung der Betreibergesellschaft ▪ Eigenkapitaleinwerbung ▪ Hersteller der WEA ▪ Infrastruktur/Erschließung ▪ Planung/Bauüberwachung ▪ Netzanbindung ▪ Ausgleichsmaßnahmen ▪ etc.	▪ Technische/ kaufmännische Betriebsführung ▪ Wartung/Installation ▪ Versicherung ▪ Rechts- und Steuerberatung ▪ Steuern ▪ Ausgleichsmaßnahmen ▪ Zinsen für Finanzierung

B) [Gothe, Hahne, 2005]: Regionale Wertschöpfung durch Holz-Cluster. Best-Practice-Beispiele regionaler Holz-Cluster aus den Bereichen Holzenergie, Holzhaus- und Holzmöbelbau.

Die Studie [Gothe, Hahne, 2005] beschäftigt sich mit der Frage, wie durch Schaffung regionaler Kreisläufe die regionale Wertschöpfung in ländlichen Regionen mit Forst- und Holzwirtschaft erhöht werden kann. Es wurde untersucht, welche Wertschöpfungsbeiträge durch neue zwischenbetriebliche Organisationsformen (Cluster) in der Region gehalten werden können. Die Cluster werden am Beispiel regionaler Holzinitiativen beschrieben und die monetären Verflechtungen innerhalb der Wertschöpfungskette untersucht. Neben der Berechnung monetärer Leistungen durch regionale Cluster werden auch Ansatzpunkte für regionalpolitische Handlungsempfehlungen gegeben.

Grundlage für die Untersuchung sind die derzeitigen Marktbedingungen und die Struktur der nationalen und regionalen Wertschöpfung der Forst- und Holzwirtschaft. Hierbei werden die Teilsegmente des Holzsektors, der Holzenergie-, Holzmöbel- und Holzhausmarkt betrachtet.

Die Studie verfolgt mit der Berechnung der regionalen Wertschöpfung nach der Entstehungsrechnung [Haller, 1997] anhand von drei Beispielen einen ökonomischen Ansatz. Für den Bereich Energieversorgung wurde die Hackschnitzelanlage der Energiegenossenschaft Lieberhausen mit dem Einzugsgebiet der Gemeinde Lieberhausen und angrenzende Gemeinden gewählt. Die Initiativen Ostalb-Holz, das Projekt Rottaler Holzhaus (Landkreis Rottal-Inn, Oberbayern) und die Firma Teredo (Landkreis Lahm, Lohberg, Arrach) sind Beispiele für den Bereich Holzhausbau. Die Firma »die Möbelmacher« in der Region Frankenalb wurde für Berechnungen im Bereich regionale Möbelherstellung ausgewählt. Die Abgrenzung der Untersuchungsregion dieser Beispielprojekte erfolgte auf den Ebenen Landkreise und Gemeinden und angrenzende Gemeinden.

Bei den Berechnungen wurde die Wertschöpfung als Erträge eines Unternehmens definiert, die sich nach Abzug aller Kosten und Vorleistungen ergeben. Die Wertschöpfung, die entscheidend für Beschäftigungseffekte ist, setzt sich aus Gewinn, Einkommen und Löhnen zusammen. Im Mittelpunkt der Berechnung stehen die Leistungen, die durch die Verwendung regionaler Rohstoffe und Dienstleistungen entlang der Wertschöpfungskette entstehen.

Bei der Datenerhebung für die Wertschöpfungsberechnung wurden teilstandardisierte Fragebögen verwendet, Interviews und Gespräche geführt und damit Informationen zu Umsatzerlösen für die Produkte, Steuern und Abschreibungen, die in die Produktion eingegangenen Rohstoffe und Dienstleistungen und die Herkunft der eingebrachten Leistungen bei Unternehmen abgefragt. Methodischer Ausgangspunkt für die Berechnungen ist die letzte Stufe der Wertschöpfungskette. Umsatzerlös, Steuern, Abgaben, Abschreibung sowie die in die Produktion eingegangenen Vorleistungen, Rohstoffe und Dienstleistungen gehen in die Berechnung ein. Es wurde hierbei berücksichtigt, inwieweit die Vorleistungen aus der Region stammen. Die Berechnungen erfolgten entlang der Wertschöpfungskette, wobei die Summe

der ermittelten Wertschöpfungen die gesamte Wertschöpfung repräsentiert [Gothe, Hahne, 2005].

Der Erfolg und die wirtschaftliche Stärkung einer Region durch die Nutzung von Holzenergie werden neben dem BiomassePotenzial einer Region durch Konkurrenznutzungen von Zellstoff,- Papier- und Energieunternehmen beeinflusst. Positiv wirkt sich eine breite Palette an Akteuren, wie fortwirtschaftliche Dienstleister, Waldbauern und Landwirte, Forstverwaltung, Ingenieure, Installateure, Architekten und Contractingunternehmen aus. Weiterhin ist bei einem Erfolg der Wertschöpfungskette regionaler Holzenergie die Logistik und somit die Einsparung von Transportwegen entscheidend. Die Berechnung der regionalen Wertschöpfung für die Best-Practice-Beispiele im Bereich Holzenergie ergab ein ungefähres regionales WertschöpfungsPotenzial von ca. 30 Prozent des Umsatzerlöses. Die hohen Investitionskosten für die Holzheizanlage führen dazu, dass ein hoher Teil des Umsatzes für Abschreibungen anzusetzen ist. Die Berechnungen ergaben, dass die ansässigen Waldarbeiter (Ernte) den größten Beitrag zur regionalen Wertschöpfung beim Bereich Holzenergie liefern. Die Wertschöpfung bei den Produktionsstufen Landwirte – Transport, forstliche Dienstleistungsunternehmen und Holzerzeuger liegt deutlich darunter. Im Vergleich zu einem bloßen Rohholzverkauf erhöht sich die regionale Wertschöpfung bei der Beispielrechnung um das 13-fache. Bei einem Durchschnittsjahresverdienst von 28.800 EUR und einer ermittelten Wertschöpfung von 45.474 EUR ergibt sich annähernd ein Arbeitsplatzäquivalent von 1,5 in der Region.

Akteure in der Wertschöpfungs- und Logistikkette regionaler Holzhausbau sind neben den traditionellen Partnern der Baubranche, Architekten, Installationsbetriebe, Ingenieurbüros und Umwelt-Beratungsunternehmen. Bei der Wertschöpfungsberechnung für ein spezielles Beispiel eines Holzhausbaus werden ca. 75 % der Wertschöpfung durch das Zimmereiunternehmen geleistet. In diesem Bereich resultierenden somit positive Beschäftigungseffekte. Das Best-Practice-Beispiel für den Holzhausbau zeigte eine regionale Wertschöpfung um das 9,7-fache gegenüber einem bloßen Rohholzverkauf.

In der Wertschöpfungs- und Logistikkette regionale Möbelherstellung treten verschiede Akteure, wie Waldbauern, Waldbauernvereinigungen, Schreiner, Tischler, forstliche Dienstleister, Landwirte und Säger, Möbelhersteller auf. Die Beispielrechnung zeigte, dass fast 90 % der regionalen Wertschöpfung in der Produktionsstufe Möbelherstellung in der Schreinerei erwirtschaftet wird. In den Produktionsstufen Sägen, Transport und Holzerzeugung ist im Vergleich zur Möbelherstellung die regionale Wertschöpfung deutlich geringer. Bei einem Möbelumsatz von 500.000 € wurde eine regionale Wertschöpfung von 273.754 € ermittelt. In der Region werden somit annähernd zehn Arbeitsplatzäquivalente geschaffen bei einem Durchschnittsjahresverdienst von ca. 28.800 Euro.

Die Studie zeigt deutlich, dass empirische Untersuchungen zu Fallbeispielen, insbesondere Fragestellungen zu Umsatzerlös, Steuern, Abgaben, Abschreibung sowie die in die Produktion eingegangenen Vorleistungen, Rohstoffe und Dienstleistungen erforderlich sind, um eine Berechnung der regionalen Wertschöpfung durchführen zu können. Grundlage der Berechnung

waren Best-Practice-Projekte, bei denen eine enge Netzwerkbildung, starker regionaler Bezug, erfolgreiche Vermarktung der regional erzeugten Produkte etc. bereits besteht. Dies sind positive Extrembeispiele und stellen somit »Idealfälle« dar. Eine Betrachtung zu Hemmnissen bei Holzclustern ist demzufolge nicht Gegenstand der Studie.

Die Berechnungen in den Bereichen regionale Möbelherstellung, Holzhausbau und Holzenergie zeigten eine Steigerung der regionalen Wertschöpfung um das 9- bis 16-fache gegenüber dem regionalen Ertrag aus dem alleinigen Rohholzverkauf. Dieses Ergebnis bezieht sich jedoch auf Best-Practice-Beispiele von Holzclustern und kann somit nur bedingt auf andere Regionen übertragen werden.

Um eine regionale Wertschöpfungskette von der Ernte bis zur Vermarktung ökonomisch effektiv zu entwickeln, sollte das Know-how von Experten, z. B. Logistikplanung, einfließen. Weiterhin spielt das Zusammenbringen von Akteuren in der Holzkette eine entscheidende Rolle. Dies kann von einem koordinierenden Ansprechpartner übernommen werden, der eine professionelle Prozessorganisation gewährleistet.

C) [Hoffmann, 2007] Regionale Wertschöpfung durch optimierte Nutzung endogener BioenergiePotenziale als strategischer Beitrag zur nachhaltigen Regionalentwicklung.

Aktuelle wissenschaftliche Arbeiten [Hoffmann, 2007] beschäftigen sich mit den Voraussetzungen für eine optimierte nachhaltige Aktivierung und Nutzung endogener Bioenergiepotenziale und hemmende Faktoren bei der Umsetzung von Bioenergieprojekten. Die Auswirkungen auf die regionale Wertschöpfung und die regionale Entwicklung stehen hierbei im Mittelpunkt der Betrachtung, wobei eine Methodik zum Vergleich der regional geschaffenen Werte durch verschiedene Bioenergieträger mittels Indikatoren entwickelt wurde. Die Untersuchungen wurden anhand einer Beispielregion Naturpark Saar-Hunsrück für die Biomassenutzung durchgeführt. Diese Region wurde unter Berücksichtigung administrativer Einheiten, interner Verflechtungsbeziehungen und Homogenität bzw. Vorhandensein ähnlicher Strukturen abgegrenzt und war eine von sechs Modellregionen im BioRegio-Projekt des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Die Wertschöpfung wird entlang der Prozesskette betrachtet und umfasst neben ökonomischen Aspekten ebenfalls soziale und ökologische Indikatoren (Tabelle 8-16), die die Auswirkung der Biomassenutzung in der Region aufzeigen. Die empirische Untersuchung beinhaltet die Befragung von regionalen Akteuren (Betreiber, Planer, Investoren, Lieferanten und Anlagenbauer) mit Hilfe von fragebogengestützten persönlichen und telefonischen Interviews. Hierbei wurden Daten zur Potenzialbereitstellung, Anlagenplanung, Anlagenherstellung, Konfektionierung Anlagenbetrieb und Produktabnahme erhoben. Die Schwerpunkte lagen auf dem Anlagenbetrieb und die getätigten Investitionen. Aus den erhobenen Daten zu 14 ausgewählten Anlagetypen werden zwei Beispiele, die Errichtung einer kommunalen Holzheizung und eine landwirtschaftliche Biogasanlage, ausgesucht und hinsichtlich ihrer betriebswirtschaftlichen und unterschiedlichen regionalen Effekte untersucht.

Dies erfolgt unter Berücksichtigung von unterschiedlichen Ausprägungen der Ersatzinvestition (Ersetzen einer bestehenden Anlage) und der Zusatzinvestition (Entscheidung zwischen Bau und Nichtbau/Nulloption). Weiterhin werden zwei unterschiedliche Ebenen der regionalen Finanzflüsse untersucht. Eine erste Ebene zeigt die Finanzflüsse direkt vom Investor und Betreiber der Anlage und eine zweite Ebene berücksichtigt Akteure, die Einnahmen (z. B. aus Dienstleistungen, Produkten) aus der ersten Ebene erwirtschaften.

Tabelle 8-16: Ausgewählte Indikatoren zur Ermittlung der Effekte der einzelnen Wertschöpfungsketten [Hoffmann, 2007]

Ökonomische Indikatoren	Soziale Indikatoren	Ökologische Indikatoren
Allgemeine Indikatoren für alle Anlagen z. B. ▪ Gesamtinvestition/Einheit Input ▪ Regionaler Umsatz (jährliche regionale Zuflüsse)/€ Gesamtinvestition ▪ Durchschnittliche Erlöse/Einheit Gesamtinput (Stoffströme) ▪ Gesamtinvestition in €/€ alternativer Gesamtfinanzmittelexport für externen Energiebezug	*Allgemeine Indikatoren für alle Anlagen z. B.* ▪ Geschaffene Arbeitsplätze/Einheit Input ▪ Geschaffene regionale Arbeitsplätze/Einheit Input ▪ Erhaltene regionale Arbeitsplätze/Einheit Input ▪ Verdrängte regionale Arbeitsplätze/Einheit Input ▪ Gesamtpersonaleinsatz/Einheit Input ▪ Staffelung nach Qualifikation, z. B. Einsatz von hoch qualifiziertem regionalem Personal/Einheit Input	*Landwirtschaftlicher Anbau* ▪ Flächenbedarf/Einheit Rohstoffinput ▪ Zusätzlich/ganzjährlich bepflanzte Fläche in ha/Einheit Rohstoffinput ▪ Eingesparte t CO_2-Äquivalent durch Mineraldüngerersatz/Einheit Energieinput ▪ Eingesparte t CO_2-Äquivalent durch Mineraldüngerersatz/Einheit Rohstoffinput
Verbraucher z. B. ▪ Bezugskosten/Einheit Wärme ▪ Bezugskosten/Einheit Strom ▪ Alternative Bezugskosten/Einheit Wärme ▪ Alternative Bezugskosten/Einheit Strom ▪ Einsparung/Einheit Wärme ▪ Einsparung/Einheit Strom		

Die allgemeinen Indikatoren wurden spezifiziert für strom- und wärmegeführte Anlagen.

Das in der Arbeit untersuchte Beispiel »Errichtung einer landwirtschaftlichen Biogasanlage« zeigt hinsichtlich der ökonomischen, sozialen und ökologischen Indikatoren positive Effekte in der Region im Gegensatz zur Nulloption. Bei der Ermittlung der Geldflüsse in der Region ergibt sich ein 4 bis 5-fach höherer Zufluss (4,3 Mio. €) aus der Alternative der Biogasnutzung im Vergleich zur Nullvariante.

Die Anwendung der entwickelten Methodik von Hoffmann, insbesondere das Indikatorsystem, ist zwar zur Ermittlung der regionalen Wertschöpfung geeignet, setzt aber eine umfassende Befragung und eine Vielzahl von betriebswirtschaftlichen Kenndaten voraus.

D) [Hünecke et al., 2007] Die regionalwirtschaftliche Bedeutung der Biomassenutzung am Beispiel der Region »Südlicher Oberrhein«, Arbeitspapier im Rahmen des BMU- geförderten Projekts BioRegio.

Das Ziel der Arbeit ist die Entwicklung einer Methodik für die Analyse und Darstellung der regionalen Wertschöpfungseffekte durch die verstärkte Nutzung von Bioenergie. Hierbei wird die Region »Südlicher Oberrhein«, die die Modellregion 2 im BMU geförderten Vorhaben »BioRegio« ist, untersucht. Grundlage für das Verfahren sind Input-Output Analysen. Hierbei erfolgt eine Ermittlung von Effekten unter Verwendung vorhandener statistischer Daten. Die Voraussetzungen für die Analysen sind Potenzialermittlungen und Szenarioanalysen bzgl. Biomassenutzung für bestimmte Modellregionen mittels GEMIS, welches zwar Kosten- und Beschäftigungseffekte angibt, jedoch keine monetären Verflechtungen aufzeigt. Die Outputs von den GEMIS-Szenarioberechnungen werden mit regionalisierten ökonomischen Modellen weiterverarbeitet. Es handelt sich hierbei methodisch um eine hybride Modellierung, so dass die Methodik auch auf andere Regionen übertragbar ist. Die monetären Ergebnisse können jedoch nur qualitativ interpretiert werden und erlauben keine detaillierten Aussagen über die Region. Grund hierfür ist, dass die für das entwickelte Modell zugrundeliegenden Daten aufgrund der Kosten nicht real und detailliert für die Region vorliegen.

Die Untersuchungen umfassen die direkte Wertschöpfung, die unmittelbar am Produktionsort entsteht und die indirekte Wertschöpfung bei den Vorlieferanten und Zulieferern des Unternehmens. Die Wertschöpfung wird als Bruttowertschöpfung (BWS) verstanden und definiert sich als Bruttoproduktionswert abzüglich der Vorleistungen. Bei der Betrachtung der regionalen Wertschöpfung werden Güterströme und Produktionsverflechtungen berücksichtigt.

Die Untersuchungsregion wurde geographisch abgegrenzt. Die Datenerhebung in der Region mittels direkter Befragung erwies sich als sehr schwierig, da viele ansässige Unternehmen keine Auskünfte zu Umsätzen und der Steuerbelastung erteilten. Aus diesem Grund wurde ein Top-Down-Ansatz gewählt, bei dem die aktuelle nationale Input-Output-Tabelle (IOT) für das Jahr 2003 verwendet wurde. Diese IOT wurde mit Hilfe der Umsatzsteuerstatistik der Kreise angepasst. Die Ermittlung der regionalisierten IOT auf Kreisniveau auf der Grundlage der Bundes-IOT erfolgte schrittweise, u. a. unter Verwendung des MODOP-Verfahrens. Weiterhin wurde ein neuer Wirtschaftssektor »Energetische Biomassenutzung« eingeführt. Die weiteren Berechnungen erfolgten mit den Ergebnissen verschiedener Szenarienberechnungen in GEMIS, die als Ausgangswerte in die IOT eingespeist wurden. Es wurde hierbei angenommen, dass im Jahr 2020 ca. 750 Mio. € Umsatz im Sektor Bioenergie getätigt wird.

Die weiteren Ermittlungen ergaben, dass sich durch die Einführung des neuen Sektors die gesamtwirtschaftlichen Zusammenhänge verschieben und die Region einen wirtschaftlichen Vorteil durch die Bioenergienutzung erhält. Neben der Wertschöpfung werden Substitutionseffekte zugunsten anderer Sektoren (z. B. Landwirtschaft) ersichtlich. Im Gegensatz zum Ist-Zustand steigt die Arbeitsproduktivität in den Sektoren Land- und Forstwirtschaft bei den Szenarien.

Insgesamt ist das entwickelte Verfahren auf der Grundlage der regionalen IOT geeignet, um Tendenzen abzuleiten. Eine genaue Darstellung des Sektors Bioenergie ist über eine regionale detaillierte Datenaufnahme möglich.

E) [Rüther et al., 2008]: Clusterstudie Forst und Holz Sachsen-Anhalt.

Die Clusterstudie Forst und Holz Sachsen- Anhalts [Rüther et al., 2008] enthält eine erste ökonomische Bestandsaufnahme des Forst-, Holz- und Papiersektors und stellt wirtschaftliche Verflechtungen zu benachbarten Bundesländern und zum Ausland dar. Die Studie beinhaltet Angaben zur inneren Struktur der Forst- und Holzwirtschaft, z. B. Wirtschaftsdaten – Umsätze, Anzahl der Betriebe und Beschäftigungszahlen. Weiterhin wurden Analysen zu wirtschaftlichen Potenzialen und Prognosen zu möglichen Holzaufkommen bei unterschiedlichen Bewirtschaftungsstrategien für einen Zeitraum von 30 Jahren durchgeführt. Die Untersuchungen berücksichtigen die wichtigsten Branchendaten und aktuelle Entwicklungen der Holz verarbeitenden und bearbeitenden Industrie.

Die volkswirtschaftliche Beschreibung des Holz-Clusters für die Untersuchungsregion Sachsen-Anhalt erfolgte auf der Grundlage der Kennzahlen zur Umsatzsteuerstatistik des Statistischen Landesamtes Sachsen-Anhalt und der Beschäftigungsstatistik der Agentur für Arbeit. Es wurden somit Daten zum Umsatz von Unternehmen, Unternehmensanzahl und Informationen zu den Beschäftigten des Clusters Forst und Holz aus der amtlichen Statistik verwendet. Die Branche der energetischen Nutzung des Holzes und die Zulieferbranche des Forst- und Holz-Bereichs blieben aufgrund mangelnder Daten unberücksichtigt.

Die Angaben zu volkswirtschaftlichen Kennzahlen im sachsen-anhaltinischen Cluster Forst und Holz erfolgten unter Berücksichtigung des Europäischen Systems Volkswirtschaftlicher Gesamtrechnung [ESVG, 1995]. Die Abteilungen »Baugewerbe mit Holz« und »Holzhandel« wurden aufgrund fehlender Daten bei der Berechnung nicht berücksichtigt.

Eine Berechnung der VGR (Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung) erfolgte nach dem Inlandskonzept. Hierbei werden alle wirtschaftlichen Aktivitäten des Clusters Forst und Holz in Sachsen-Anhalt unabhängig vom Wohnort der Beschäftigten erfasst. Die Berechnungen wurden für verschiedene Wirtschaftsabteilungen »Forstwirtschaft«, »Holzbe- und –verarbeitung«, »Papiergewerbe« und »Verlags- und Druckgewerbe« erstellt. Datengrundlage sind die Erhebungen des Statistischen Landesamtes Sachsen-Anhalt.

Die Absatzwege des sachsen-anhaltinischen Rohholzes bis zur ersten Verarbeitungsstufe wurden über schriftliche Befragungen des Landesforstbetriebes Sachsen-Anhalt, des Landesbetriebes für Privatwaldbetreuung und Forstservice, der Bundesforstämter und privater Forstbetriebe recherchiert.

Sachsen-Anhalt gehört mit einem Jahresumsatz von ca. 1,8 Mrd. € im Jahr 2005 im Cluster Forst und Holz zu den umsatzschwächsten Ländern der Bundesrepublik. In dem Bereich Papier-, Zellstoff- und Holzwerkstoffindustrie konnte jedoch in den letzten Jahren seit 1998 eine Umsatzerhöhung um 30 % erzielt werden. Im Jahr 2005 beträgt der Anteil des Clusters Forst und Holz am gesamten steuerlich ausgewiesenen Umsatz von Sachsen-Anhalt etwa 3,6 %. Das Papiergewerbe besitzt mit 33 % Anteil am Gesamtumsatz von den untersuchten Wirtschaftsabteilungen den höchsten Jahresumsatz.

Der Cluster Forst und Holz in Sachsen-Anhalt ist geprägt von kleinen und mittleren Unternehmen. Von insgesamt 2.300 umsatzsteuerpflichtigen Unternehmen des Clusters fallen 53 % (1.250 Unternehmen) in die Wirtschaftsabteilung Holzbau.

Die Studie zeigt umfassend die Entwicklung der Beschäftigtenzahlen in den unterschiedlichen Wirtschaftsabteilungen und geht auf die sozialversicherungspflichtigen Beschäftigten im Cluster Forst und Holz ein. Die meisten Beschäftigten im Cluster sind in der Holzbe- und -verarbeitung.

Die Ergebnisse der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung für das sachsen-anhaltinische Cluster Forst und Holz sind in der folgenden Tabelle 8-17 zusammengefasst.

Tabelle 8-17: Bruttoproduktionswerte, Vorleistungen und Bruttowertschöpfung des Clusters Forst und Holz in Sachsen-Anhalt [Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt, 2007; Rüther et al., 2008]

Wirtschaftszweig	Bruttoproduktionswert (Mio. €)	Vorleistungen (Mio. €)	Bruttowertschöpfung (Mio. €)
Forstwirtschaft	64	24	40
Holzgewerbe	500	367	133
Papiergewerbe	512	373	139
Verlags- und Druckgewerbe	487	272	215
Herstellung von Möbeln etc.	419	261	157
Summe	1.982	1.298	684
Anteil an der Gesamtwirtschaft (%)	2,4	3,3	1,6
Sachsen-Anhalt	84.077	41.209	42.868

Der Bruttoproduktionswert im Jahr 2004 beträgt in Sachsen-Anhalt ca. 2 Mrd. €. Hierbei hat das Papiergewerbe den höchsten Anteil an diesem Wert. Die Bruttowertschöpfung des Clusters Forst und Holz beträgt im Jahr 2004

etwa 684 Mio.€ und hat einen Anteil von 1,6 % an der gesamtwirtschaftlichen Bruttowertschöpfung des Landes Sachsen-Anhalt.

Die Untersuchung zu den Absatzwegen des Rohholzes aus Sachsen-Anhalt erfolgte mittels Einteilung in sägefähiges und nicht sägefähiges Laub- und Nadelholz. Von dem im Jahr 2004 in Sachsen-Anhalt eingeschnittenen Rohholz wurden über 60 % von der sachsen-anhaltinischen Nadelholzsägeindustrie verarbeitet.

Grundlage für die volkswirtschaftlichen Berechnungen und Angaben zu Beschäftigungsentwicklungen sind amtliche Daten. Der interessante und in der weiteren Entwicklung befindliche Bereich der energetische Nutzung im Cluster Forst und Holz wurde nicht berücksichtigt, da keine statistische Daten vorlagen. Hier liegen offenbar Lücken, die nur über empirische Untersuchungen geschlossen werden können.

F) [PG_Biogas, 2008] Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland, Band P Volkswirtschaftliche Aspekte der Biogasbereitstellung und -nutzung

Der Schwerpunkt der Untersuchung lag auf der Quantifizierung der direkten und indirekten Beschäftigungseffekte durch die Biogasbereitstellung und -nutzung für die Gesamtpfade sowie die Darstellung der Netto-Effekte. Die Ergebnisse der Berechnungen waren Grundlage für eine Aktualisierung von Szenario-Daten. Stoffstromfähige Daten und volkswirtschaftliche Kenndaten wurden in GEMIS-Version 4.5 eingebunden. Es handelt sich um eine Fortschreibung bereits vorhandener wirtschaftlicher Kenngrößen aus dem abgeschlossenen BMU- Projekt »Stoffstromanalyse zur nachhaltigen Nutzung von Biomasse« mittels Praxisdaten und Literaturangaben für den Teilbereich Biogas.

Die Betrachtungen erfolgen methodisch unter Berücksichtigung der Stoffstromanalyse. Hierbei wird die Nachfrage nach Produkten und Dienstleistungen über alle vorgelagerten Prozessstufen bis zur Primärenergiebereitstellung bilanziert. Hilfsenergie- und Hilfsstoffeinsätze und Transporte werden ebenfalls berücksichtigt. Die Bilanzierung und Erfassung von Daten erfolgt unter Verwendung des Computermodells GEMIS (Globales Emissions-Modell integrierter Systeme).

Die Grundlagen für die Berechnungen der Beschäftigungseffekte von Bioenergiesystemen sind bereits vorhandene Input-Output-Analysen, die aktualisiert wurden, und Input-Output-Tabellen im Zusammenhang mit der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung vom Statistischen Bundesamt. Für den Bereich Biogas wurden neben den relevanten Sektoren auch indirekte Verflechtungen und resultierende mittelbare (indirekte) Beschäftigungseffekte berechnet.

Der »Budget«-Effekt in Bezug auf die Netto-Beschäftigungsbilanzen und die volkswirtschaftlichen Effekte (z. B. externe Kosten) wurden untersucht. Unter dem Budget-Effekt wird verstanden, dass durch die Förderung von erneuerbaren Energien Mehrkosten anfallen, die auf die Verbraucher umgelegt wer-

den. Während der Bruttoeffekt alle entstandenen Arbeitsplätze durch den Bau und den Betrieb der Anlagen berücksichtigt, wird beim Nettoeffekt das Wegfallen von Arbeitsplätzen einbezogen. Analysen in Verbindung mit dem Budgeteffekt werden mittels gesamtwirtschaftlichen ökonomischen Gleichgewichtsmodellen möglich, da diese Verflechtungen eines gewählten Sektors im Hinblick auf seine wirtschaftlichen Aktivitäten als auch bezogen auf Beschäftigungseffekte und seine Wechselwirkungen mit der Gesamtwirtschaft aufzeigen. Da GEMIS kein gesamtwirtschaftliches Modell ist, kann der Budgeteffekt nicht ermittelt werden und es erfolgen Einschränkungen in den Szenarioberechnungen. Eine Abschätzung, in welcher Größe ein Budgeteffekt entstehen kann, wird mittels Differenzkosten abgeschätzt.

Mit dem Coputermodell GEMIS Version 4.5 lassen sich nun Beschäftigungseffekte, differenziert nach Sektoren, berechnen. Geldströme werden aufgrund eines zu hohen Aufwandes bei der Recherche nicht entlang der Prozesskette ermittelt. Die Bilanzierung der Beschäftigungseffekte erfolgte mittels hybrider Modellierungsform. Eine Kostenerhebung in GEMIS für jeden Prozess ist mit Angaben zu Investitionskosten, fixen jährlichen Kosten, variablen Kosten und Kosten der Ersatzstoffe verbunden. Bei der Ermittlung der Beschäftigungseffekte werden die Kosten verschiedenen Wirtschaftssektoren anteilig zugeordnet (ausgenommen sind die Kosten für Ersatzstoffe). Es ist gem. VGR bekannt, welche Kosten je Sektor mit welchen Beschäftigungseffekten verbunden sind. Weiterhin ist eine Bilanzierung externer Kosten der Energiebereitstellung möglich, so dass entstehende Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen über den Vermeidungskostenansatz bestimmt werden. Neben der Aktualisierung der Basisdaten in GEMIS wurden auch Beschäftigungseffekte für diverse Biogasprozesse angepasst und verschiedene Modellanlagen neu implementiert. Die Modellierung umfasste Bereitstellungsprozesse (Anbau von Mais etc.) und Blockheizkraftwerke verschiedener Leistungsklassen.

Die Berechnungen mit GEMIS zu verschiedenen Modellanlagen zeigten bei der Erzeugung von Strom durch die Nutzung von Biogas in Blockheizkraftwerken direkte Beschäftigungseffekte über den Betrieb der Anlage und die Bereitstellung der Inputs. Indirekte Beschäftigungseffekte durch die Investion in die Anlage konnten ebenfalls induziert werden. Eine Auswahl der Ergebnisse zeigt folgende Tabelle 8-18. Die Ergebnisse sind mit den Effekten bei der Stromerzeugung nach dem deutschen Kraftwerkmix des Jahres 2005 und den neuen Importsteinkohle- und Ergas-GuD-Kraftwerken vergleichbar.

Tabelle 8-18: Brutto-Beschäftigungseffekte der Strombereitstellung aus Biogas für verschiedene Anlagentypen [ausgewählt aus: PG_Biogas, 2008]

Option [Personenjahre/GWh_{el}]	direkt	investiv	fix	variabel	Summe
Strommix-DE-2005	0,12	0,10	0,24	0,17	0,63
Kohle-Imp-KW-DT-DE-2005	0,04	0,06	0,17	0,14	0,42
Gas-KW-GuD-DE-2005	0,01	0,05	0,05	0,28	0,39
Mais10+Gülle90-BHKW-100 kW	0,71	0,38	0,57	2,06	3,72
Mais10+Gülle90-BHKW-500 kW	0,30	0,23	0,35	1,35	2,23

Option [Personenjahre/GWh$_{el}$]	direkt	investiv	fix	variabel	Summe
Mais90+Gülle10-BHKW-100 kW	0,99	0,40	0,61	2,06	4,07
Mais90+Gülle10-BHKW-500 kW	0,54	0,24	0,37	1,35	2,51

Die durch Biogasnutzung entstehenden direkten Beschäftigungseffekte und die über die Investition ausgelösten indirekten Effekte sind hoch im Vergleich zu den Beschäftigungseffekten des Strommixes sowie denen von neuen Importsteinkohle- und Erdgas-GuD-Kraftwerken (vgl. Tabelle 8-18). Die Nettobilanz (Abrechnung der Beschäftigungseffekte durch die ersetzten Gasheizungen) fällt ebenfalls hoch aus. Der spezifische Netto-Beschäfti-gungseffekt je kWh Strom beträgt im ungünstigsten Fall etwa das Dreifache als durch den Kraftwerkspark des Jahres 2005. Bei der Stromerzeugung aus Biogas liegen die externen Kosten (Vermeidungskosten) niedriger und die internen (betriebswirtschaftliche Bilanz) z. T. höher als der Strommix oder fossile Neuanlagen.

Die Ermittlungen zum volkswirtschaftlichen Nutzen durch Biogasanlagen führten zu folgenden Ergebnissen:

»Demgegenüber erreichen Biogasanlagen mit hohem Gülleanteil ab einer Leistung von 500 kWel bei Einrechnung ihres volkswirtschaftlichen Nutzens schon heute geringere Stromgestehungskosten als neue fossile Kraftwerke. Diese Systeme sind somit auch aus gesamtwirtschaftlicher Sicht eindeutig vorteilhaft, da durch sie netto kein Budgeteffekt auftritt. Ein gezielter Ausbau der Güllenutzung in größeren Biogasanlagen mit BHKW in der 500- kWel-Klasse ist somit volks- und gesamtwirtschaftlich besonders förderungwürdig.«

Insgesamt können für Modellanlagen Beschäftigungseffekte ermittelt werden, jedoch werden mittels GEMIS keine Angaben zu Geldströmen in der Region bzw. entlang der Prozesskette möglich.

Volkswirtschaftliche, nachhaltigkeitsorientierte Betrachtung der (regionalen) Wertschöpfung

Die Untersuchung der regionalen Wertschöpfung insbes. in der Modellregion Altmark entspricht dem ausdrücklichen Wunsch der Landesregierung Sachsen-Anhalt (MLU, Herr Schulz, Mitglied im PbA) wie auch der Regionalen Planungsgemeinschaft als Trägerin der Regionalplanung für die Landkreise Salzwedel und Stendal (RePla, Herr Kunert, Mitglied des PbA). Die energetische Biomassenutzung wird eindeutig unter dem Gesichtspunkt der Zielstellung einer wirtschaftlichen Stärkung der äußerst dünn besiedelten, nach wie vor durch Abwanderung gekennzeichneten und schwach strukturierten Region gesehen.

Wie in [Altmann, 2003] ausgeführt, werden zur Beschreibung der Leistungskraft einer Volkswirtschaft meist makroökonomische Aggregate wie das Bruttoinlandsprodukt (BIP) gem. Inlandskonzept (Wert aller Waren, Dienstleistungen und Rechte innerhalb der politischen Grenzen einer Volkswirtschaft) oder das Bruttonationaleinkommen (BNE; früher: Bruttosozialprodukt) gem.

dem Inländerkonzept (alle Waren, Dienstleistungen und Rechte, die von Personen oder Unternehmen mit ständigem Sitz im Inland) verwendet. Die genannten Größen ergeben sich aus der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (VGR) und spiegeln Produktion, Investition, Einkommen und Konsum einer Volkswirtschaft innerhalb eines definierten Zeitraumes, meist ein Jahr, wider. Die Konzepte und Definitionen der VGR sind durch das Europäische System Volkswirtschaftlicher Gesamtrechnungen (ESVG) verbindlich vorgegeben und ersetzen seit 1999 die deutsche VGR.

Bei der Berechnung des (Brutto- oder Netto)Inlandsprodukts werden in der VGR je nach Perspektive drei Berechnungsmethoden unterschieden, und zwar die Entstehungsrechnung (Produktionsansatz), die Verteilungsrechnung (Einkommensansatz) und die Verwendungsrechnung (Ausgabenansatz). Jede der Erfassungsmethoden hat unterschiedliche wirtschaftspolitische Zielsetzungen. Die Verteilungsrechnung bildet die Grundlage für einkommens- und vermögenspolitische Überlegungen, während die Verwendungsrechnung für Fragen der Konjunkturpolitik herangezogen wird.

Die Entstehungsrechnung steht im Zusammenhang mit der Strukturpolitik und lässt u. a. Rückschlüsse auf regionale Produktionswerte, d. h. einer geographisch abgrenzbaren Einheit, zu. Solche Ansätze bilden die Grundlage für die Förderung strukturschwacher Gebiete oder den Länderfinanzausgleich. Die Entstehungsrechnung bietet sich demnach im Projektzusammenhang als Berechnungsmethode an. Die Entstehungsrechnung geht von der Ebene der Güterproduktion aus.

Hieraus leitet sich auch der Begriff der Wertschöpfung ab, welcher ausdrückt, in welchem Umfang in einer Volkswirtschaft Werte (Güter) entstanden sind. Das Inlandsprodukt bietet mit Einschränkungen (s. u.) einen Anhalt für Aussagen über den Lebensstandard in einer Volkswirtschaft. Zu den methodischen Grenzen der Aussagekraft des Inlandsproduktes, und damit der Wertschöpfung, finden sich bei Altmann [2003] eine Reihe von Ausführungen, als deren Wichtigste im Projektzusammenhang zu nennen sind:

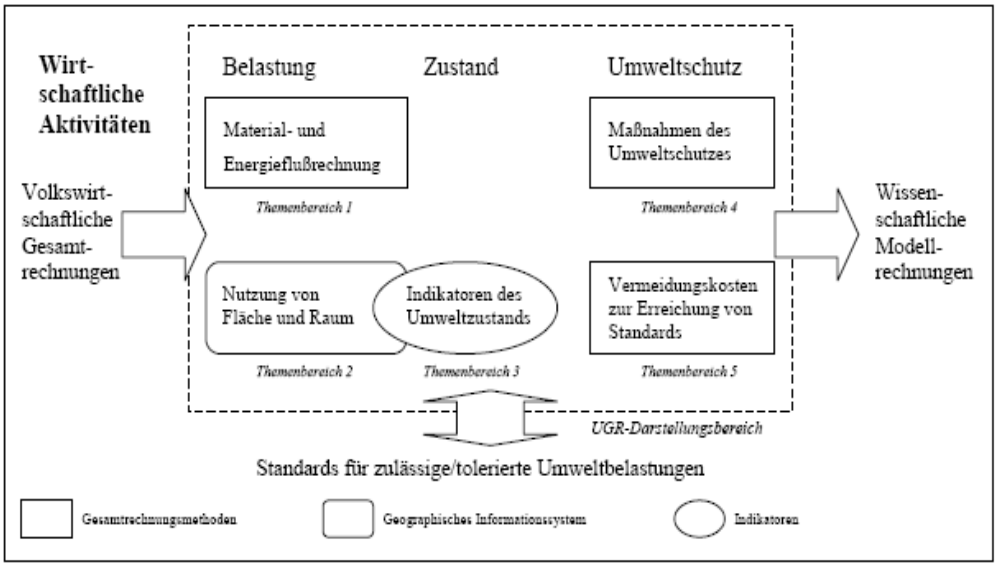
- Nichterfassung produktiver Tätigkeiten, das BIP wird üblicherweise zu Marktpreisen berechnet, d. h. es werden nur solche Güter erfasst, die auch am Markt gehandelt werden (können); es sollte im Rahmen des Projektes angestrebt werden, bei der Ermittlung der durch Biogas induzierten Wertschöpfung auch solche Tätigkeiten zu ermitteln und zu berücksichtigen, die nicht oder nur schwer am Markt gehandelt werden, wie z. B. Do-it-yourself-Arbeiten eines bäuerlichen Biogasanlagenbetreibers im Zuge der Vorplanung einer Anlage oder auch bei der Wartung.
- Reales oder nominales Inlandsprodukt; bei Vergleichen derselben Volkswirtschaft im Zeitverlauf sind nominale Werte wenig hilfreich, da sie die Inflation nicht berücksichtigen und es zu einer Aufblähung des Wertes kommt; bei der Ermittlung des realen Inlandsproduktes spielt das Bezugsjahr, dessen Preise zur Bewertung herangezogen werden, eine Rolle; es sollte auf das reale Inlandsprodukt bei Zeitreihenvergleichen und Szenarien abgestellt werden.

- Wichtig ist ferner die Festlegung, auf welche Größe sich die ermittelten absoluten Werte des Inlandsproduktes beziehen sollen, z. B. pro Kopf (stat. Durchschnitt), je geleistete Arbeitsstunde, je Erwerbstätige; hierzu besteht noch eine methodische Unsicherheit.
- Der letzte hier genannte Einwand gegen das Inlandsprodukt als »Wohlstandsindikator« ist: bei der Ermittlung des Inlandsproduktes wird jede produktive, am Markt gehandelte Tätigkeit als positiver Beitrag erfasst, d. h. auch die Beseitigung von Umweltschäden infolge der wirtschaftlichen Tätigkeit schlägt positiv zu Buche. Wie [Altmann, 2003] ausführt, gibt es eine Reihe von Ansätzen, das Inlandsprodukt um soziale und umweltbezogene Indikatoren zu ergänzen, um nicht-ökonomische Größen mitzuerfassen und im Grunde wohlfahrtsmindernde Komponenten als negativ zu erfassen. »Es liegt auf der Hand, dass die Konstruktion solcher sozialer Indikatoren mit Problemen behaftet ist, u. a. im Hinblick auf die Auswahl der zu erfassenden Größen, auf ihre Messung, Quantifizierung und Gewichtung« [Altmann, 2003, S. 159].

Verschiedene ökonomische Ansätze versuchen, im Kontext der Nachhaltigkeit die skizzierten Grenzen der volkswirtschaftlichen Wertschöpfungsbetrachtung zu überwinden. Im Besonderen ist die Umweltökonomische Gesamtrechnung (UGR) des Statistischen Bundesamtes und der Statistischen Landesämter mit ihren Erweiterungen und Modifikationen zu erwähnen. Es werden hierbei stoffliche Ströme und nicht-stoffliche Nutzungswerte berücksichtigt (u. a. Material-, Energieverbrauch, Fläche, Raum). Mithilfe von Indikatoren wird der jeweilige Umweltzustand beschrieben, dem dann Maßnahmen des Umweltschutzes gegenübergestellt werden. Im Ergebnis werden vom VGR-Nettoinlandsprodukt Wertminderungen durch Ressourcenabbau und Qualitätsverschlechterungen abgezogen. Besondere Schwierigkeiten bereitet die Erfassung und insbes. monetäre Bewertung der Leistungsfähigkeit von Natur und Landschaft (Boden, Wasser, Klima/Luft, Arten und Lebensgemeinschaften, Vielfalt, Eigenart und Schönheit der Landschaft, Leben, Gesundheit und Wohlbefinden des Menschen).

Bild 8-1 zeigt die Elemente der UGR im Überblick.

Bild 8-1: Elemente der UGR [StBA, 1998, S.2, in Paschen, 1999]



Da auch diese um Umweltaspekte erweitere Gesamtrechnung im Hinblick auf die Berücksichtigung von Nachhaltigkeitsaspekten weiterhin Lücken und methodische/datentechnische Probleme aufweist, ist sie um eine regionalisierte Betrachtungsweise ergänzt worden [vgl. Paschen, 1999, S. 44ff]. Die Regionalisierte Ökologische Gesamtrechnung (RÖG) verschiebt die Perspektive von der nationalen auf die regionale Ebene, um dort verstärkt konkrete Handlungen in Richtung einer nachhaltigen Bewirtschaftung der natürlichen Ressourcen zu bewirken.

Zum damaligen Zeitpunkt musste jedoch konstatiert werden, dass v. a. aufgrund eines Mangels an repräsentativen, statistisch abgesicherten und unter Beachtung von Datenschutzgesichtspunkten verfügbaren Daten »eine flächendeckende Einführung der RÖG nicht realistisch« [Paschen, 1999, S. 73] erscheint.

Die Notwendigkeit einer Erweiterung der VGR um eine gleichwertige/kompatible Nachhaltigkeitskomponente wird jedoch nach wie vor gesehen, so z. B. von [Bartelmus et al., 2003, S. 5-6]: »Die quantifizierbare Definition der Nachhaltigkeit sollte es ermöglichen, die konventionelle Wirtschafts-, Umwelt- und Sozialpolitik mit eindeutigen Fakten zu konfrontieren und damit das Ausweichen auf Nachhaltigkeitsrhetorik zu erschweren«. »An der monetären Bewertung von Umweltbelastungen und -schäden scheiden sich (in Deutschland jedoch, Anmerk. d. Verf.) die Geister« [Bartelmus et al., 2003, S. 11]. Breiter Raum wird einer ausführlichen Darstellung der widerstreitenden Positionen eingeräumt und dafür plädiert, dass die amtliche Statistik ihre Vorbehalte gegenüber der IUGR aufgibt, die als zur VGR paralleles Satellitensystem formuliert worden ist.

Die Autoren stellen den Ansatz einer Integrierten Umweltökonomischen Gesamtrechnung (IUGR) zur Erweiterung der VGR um ökonomische Nachhaltigkeitsaspekte vor, der wie die RÖG auf dem amerikanischen Konzept

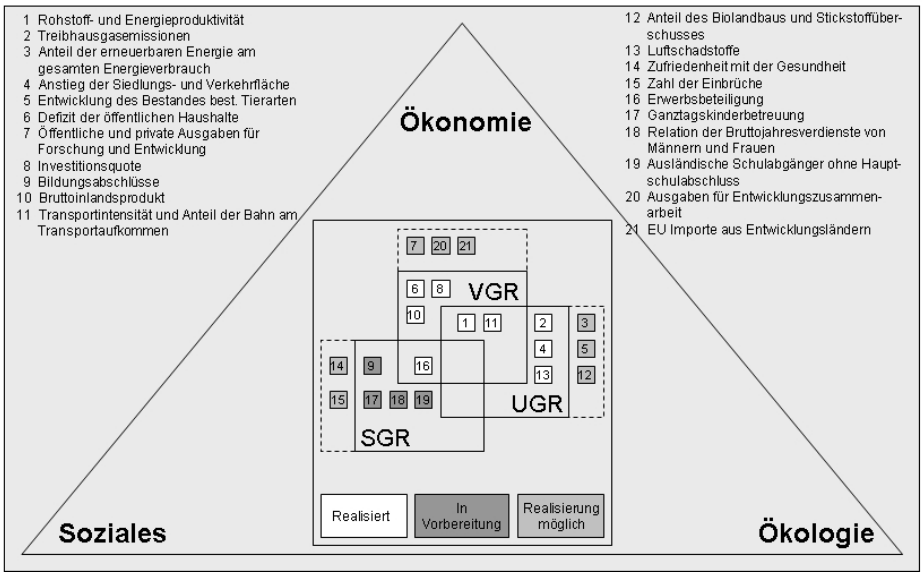
SEEA basiert. Dieses erzielt durch monetarisierte Bewertung von Umweltbelastungen eine kompatible Erweiterung der VGR [S. 25 ff]. Erreicht wird dies durch Erfassung und Einbringung der Kosten des Naturkapitalverbrauchs in die Entstehungs- und Verwendungsrechnung der VGR. In einer Pilotstudie ist auf die Erfassung von Bestandsveränderungen fokussiert worden, da »Die Feststellung des Naturkapitalbestands selbst ... vorläufig noch an Zeit und Kosten bereits bei der physischen Datenerhebung« [S. 27] scheitert.

Das folgende Bild 8-2 zeigt, welche Indikatoren der deutschen Nachhaltigkeitsstrategie aktuell mithilfe der VGR und UGR abgebildet werden können [aus: Stat. Ämter der Länder, 2004, S. 27]. Mit der Fokussierung des Verbundvorhabens auf die THG-Emissionen ist ein Bestandteil der Nachhaltigkeitsindikatoren abgedeckt.

Bild 8-2: Nachhaltigkeitsindikatoren und UGR [Seibel, 2005, S. 11]

Ziel: Unterstützung der Nachhaltigkeitsstrategie

Einbettung der Indikatoren der deutschen Nachhaltigkeitsstrategie in den Gesamtrechnungsdatensatz



A4 Datenverfügbarkeit

Tabelle 8-19: Überblick zur Verfügbarkeit und Verwendung öffentlicher Daten für die Modellregion Altmark in Sachsen-Anhalt [nach Voigt et al., 2007, Voigt et al., 2008]

Datenbasis, Quelle	Kurzcharakteristik	Kriterien						Einstufung der Datenlage
		Sachangemessenheit	Aktualität/ Aktualisierungsrhythmus	Art der Bereitstellung (analog, digital)	Vollständigkeit (räumlich, sachlich), Maßstab	Verfügbarkeit[34], generell	Verwendung im Verbundprojekt Biogaseinspeisung	Probleme bei der Datenbereitstellung
LVermGeo Geobasisdaten	TK DOP ATKIS/ALK/ALB DGM/DLM	**Hoch** für räumliche Darstellungen, Ermittlung von Restriktionsflächen, Standortplanung	Fortlaufend	shp + Datenbank	Flächendeckend, z. T. mit hoher Auflösung	**Ja**	**Ja**	Fehlende Metadaten, unterschiedlicher Aktualisierungsgrad, Unvollständigkeit, defekte shp-Daten, unvollständige Datenbankauszüge
ROK	F-Plan, B-Pläne BImSchG genehmigte Bauvorhaben, Schutzflächen, Versorgung, Energie, Verkehr, Wasser, Altlasten, Forst, Denkmale	**Hoch** Ermittlung von Restriktionsflächen, Standortplanung,	Unterschiedliche Aktualität	shp	Flächendeckend, aber lückenhaft	**Ja**	**Ja**	z. T. schlechter Detaillierungsgrad

[34] Ohne Beachtung von Restriktionen hinsichtlich Kosten, Datenschutz, Zeitaufwand u. a.

Datenbasis, Quelle	Kurzcharakteristik	Kriterien						Einstufung der Datenlage
		Sachangemessenheit	**Aktualität/ Aktualisierungsrhythmus**	**Art der Bereitstellung (analog, digital)**	**Vollständigkeit (räumlich, sachlich), Maßstab**	**Verfügbarkeit[34], generell**	**Verwendung im Verbundprojekt Biogaseinspeisung**	**Probleme bei der Datenbereitstellung**
LAGB Bodendaten	Klassenflächen mit Klassenzeichen, nat. ackerbaul. Ertragsfähigkeit, pflanzenverfügbares Bodenwasser, klimatische Wasserbilanz	**Hoch** wg. Klärung der standörtlichen Eignung für Anbau von Energiepflanzen bzw. Ermittlung von Ertragspotenzialen	»zeitlos«, auf Bodenschätzung beruhend	shp + Datenbank	Flächendeckend im Maßstab 1:5.000	**Ja**	**Nein**	erforderliche Auswertethemen liegen im Maßstab 1:5.000 vor
DWD Klimadaten Internetbereitstellung oder auf Anfrage; **MLU**, Abtlg. 3 (Immissionsschutz); **LAU** Halle	Niederschlag, Temperatur, Wind, Strahlung Auswertungen/Prognosen	**Hoch** für kleinräumige Planungen sind ggf. die Daten weiterer Wetterstationen notwendig	DWD veröffentlicht die langjährigen Durchschnittswerte	Daten im ASCII-Format, Rasterformate, fehlende, GI-Systemfähig	Kleinmäßstäbig flächendeckend für die DWD-Wetter-Stationen	**Ja**	**Nein**	Gebührenerhebung bei kommerzieller Nutzung, fehlende Attributierung
KTBL Kosten, Emissionen für Anbau, Pflege, Ernte	Basis zur Berechnung der aufkommenden Kosten und Emissionen	**Hoch**	Bietet Internet basierte Tools für Landwirte (u. a. Energiepflanzen- und Biogasrechner)	Analog + Internettools	Umfassend, aber nicht vollständig	**Ja**	**Ja**	Nein
MLU Abtlg. 5 InVeKoS,	Identifizierung landwirtschaftlich	**Hoch** wg. hoher Detailgenauigkeit	Jährl. zum 15.Mai	shp (InVeKoS-GI-System) + Excel-	Vollständig für alle landwirt-	**Ja**	**Ja:** InVeKoS 2006	Datenschutz, Nutzungsberech-

Datenbasis, Quelle	Kurz-charakteristik	Kriterien						Einstufung der Datenlage
		Sach-angemessenheit	**Aktualität/ Aktualisierungs-rhythmus**	**Art der Bereit-stellung (analog, digital)**	**Vollständigkeit (räumlich, sach-lich), Maßstab**	**Verfügbarkeit[34], generell**	**Verwendung im Verbundprojekt Biogaseinspei-sung**	**Probleme bei der Datenbereit-stellung**
Stall- und Standortkataster Veterinärämter **LLFG**, Agrarin-formationssyste-me	genutzter Parzel-len nach Lage und Größe auf Feldblock-Ebene; Nachweis der GVE	der tatsächlichen landwirtschaftli-chen Nutzung und Tierbestände als Voraussetz-zung für die Er-mittlung von Biomassepoten-zialen und Stoff-strömen[35];		Tabellen	schaftlich genutz-ten Parzellen > 0,3 ha, die an dem entspr. Prä-mienverfahren teilnehmen, Flä-chen-Referenz ist der Feldblock	**Ja** **Ja**	**Ja:** Stall- und Standortkataster der Veterinärämter **Nein:** Tierdaten	tigung der Geo-daten
StaLa Bodennutzungs-haupterhebung, bes. Ernteermitt-lung gem. AgrarStatG	Jährl. repräsenta-tive Erhebung der selbstbewirt-schafteten Fläche eines landwirt-schaftl. Betriebes nach Hauptnut-zungsarten sowie Untergliederung nach Kultur- und Fruchtarten, darüber hinaus Viehzählung; alle	**Hoch**, Problematik s. o. insbes. im Hin-blick auf die Zu-ordnung von Flächen, die ein Betrieb bewirt-schaftet und die nicht zwangsläu-fig zu 100 % in der Region liegen müssen	Pflanzenproduktio-on allg. alle 4 Jahre, repräsen-tativ jährlich; Viehzählung: Geflügel + Pferde alle 4 Jahre, Schafe 1x jährl., Rinder + Schwei-ne halbjährlich	Digital	Vollständig, teils statistische Hoch-rechnung	**Ja**	**Nein**	Datenschutz, Nutzungsberech-tigung der Geo-daten

[35] Problem: Betriebs- und Produktionsstandort sind nicht immer identisch, so dass eine tatsächliche Verortung der Flächen nicht zu 100% möglich ist

Datenbasis, Quelle	Kurz-charakteristik	Kriterien						Einstufung der Datenlage
		Sach-angemessenheit	**Aktualität/ Aktualisierungs-rhythmus**	**Art der Bereit-stellung (analog, digital)**	**Vollständigkeit (räumlich, sach-lich), Maßstab**	**Verfügbarkeit[34], generell**	**Verwendung im Verbundprojekt Biogaseinspei-sung**	**Probleme bei der Datenbereit-stellung**
Hektarerträge	4 Jahre allg. Haupterhebung durchschnittliche kreisbezogene, substratspezifi-sche Hektarerträ-ge	**Hoch,** jedoch statisti-sche Daten ge-ben keine flä-chenscharfe Informationen wieder	Für ausgewählte Substrate jährlich vorhanden	Analog + Internet	Kreisbezogen	**Ja**	**Ja**	
MLU, Abtlg. 4, **LFB** bzw. Lan-desbetrieb Pri-vatwaldbetreuung und Forstservice (**LPF**) Wald sonstiger öffentlich-rechtlicher Institutio-nen (Kommunal-wald etc.)	Forstliches Infor-mationssystem LSA (FISSA) mit Sach- und Geo-daten, Identifizie-rung forstwirt-schaftlich genutz-ter Parzellen nach Lage und Größe auf Abtei-lungs-Ebene; Nachweis der Holzvorräte; Nachweis länger-fristig bestehen-der Holzlager-plätze Waldfunktionskar-te	**Hoch**	Daten zu bewirt-schafteten Flä-chen und Holz-markt werden laufend aktuell gehalten; Wald-flächen und deren Nutzung unterlie-gen einer langfris-tigen Planung und sind insoweit hinsichtlich des Biomassepoten-zials rel. gut ab-zuschätzen	shp + Tabellen + Datenbank(en)	**Vollständig** für die bewirtschafte-ten Forstflächen im Beritt der öff. Hand sowie der organisierten Privatwaldbesit-zer; **keine** für den unbetreuten Pri-vatwald	**Ja:** nur shp-Dateien zur Forstgrundkarte die ohne ergän-zende Tabellen und Metadaten eine weiterge-hende Interpreta-tion i.S. des Pro-jektes nicht er-möglichen; keine Verfügbar-keit von Daten für den unbetreuten Privatwald Wald-Biomasse-datenbank **Ja:** Waldfunkti-onskarte	**Nein**	Wald-Biomasse-datenbank enthält kein eindeutiges Schlüsselfeld zur Anknüpfung an die Forstgrund-karte Datenschutz, Nutzungsberech-tigung der Geo-daten

Datenbasis, Quelle	Kurzcharakteristik	Kriterien						Einstufung der Datenlage
		Sachangemessenheit	**Aktualität/ Aktualisierungsrhythmus**	**Art der Bereitstellung (analog, digital)**	**Vollständigkeit (räumlich, sachlich), Maßstab**	**Verfügbarkeit[34], generell**	**Verwendung im Verbundprojekt Biogaseinspeisung**	**Probleme bei der Datenbereitstellung**
Regionale Planungsgemeinschaft Verfahrensrechtliche Aspekte; Literaturrecherche	Klärung verfahrensrechtlicher Aspekte zu Standortfragen, Sachdaten zur räumlichen Gesamtplanung und zu den Fachplanungen	**Hoch** da Kenntnis rechtlicher und raumbezogener Informationen eine Voraussetzung zur Entwicklung und Anwendung eines Tools zur Standortsuche, -optimierung darstellen	In Abhängigkeit v. Stand der jeweiligen Planung; reg. Entwicklungsplan mit Stand 2006	Reg. Entwicklungsplan: digital, shp;	**Nein** es fehlen originäre Daten zu den Fachplanungen	**Ja** Rechtl. Rahmenbedingungen, REP Altmark, übrige Fachplanungen	**Nein**	Keine Aussage möglich
Standortsuche	Angaben zu räumlichen Daten (RO, Fachplanungen, Restriktionsgebiete)	**Hoch** wg. Ermittlung von Eignungs- bzw. Ausschlussflächen für Anlagen-Standorte	2006, Reg. Entwicklungsplan	shp	Sollte flächendeckend vorliegen, M 1:100.000	**Ja**	**Nein**	
Tele Atlas Logistik	Tele Atlas Daten zum Verkehrswegenetz routingfähig	**Hoch** Notwendig für die Betrachtung der Transportlogistik (kürzeste Wege, Kosten, Emissionen etc.)		shp	deutschlandweit	**Ja**	**Ja**	
LAU Standortsuche Restriktionsflä-	Angaben zu den im Raum befindlichen naturschutz-	**Hoch** zur Ermittlung von Ausschluss-	31.12.2006	shp	Schutzgebiete Maßstab 1:10.000	**Ja**	**Ja**	

Datenbasis, Quelle	Kurz-charakteristik	Kriterien						Einstufung der Datenlage
		Sach-angemessenheit	**Aktualität/ Aktualisierungs-rhythmus**	**Art der Bereit-stellung (analog, digital)**	**Vollständigkeit (räumlich, sach-lich), Maßstab**	**Verfügbarkeit[34], generell**	**Verwendung im Verbundprojekt Biogaseinspei-sung**	**Probleme bei der Datenbereit-stellung**
chen	recht-lichen Re-striktionen	flächen für Anla-gen-Satdnorte			Geplante Schutz-gebiete Maßstab 1:10.000 Natura 2000 Maßstab 1:25.000 Biotopverbund-flächen (flächig, linienhaft) Biotopverbund-einheiten (flächig, linienhaft)	**Ja** **Ja** **Ja** **Ja**	**Ja** **Ja** **Ja** **Ja**	
Landschafts-pflege-, Natur-schutzverbände, Unterhaltungs-verbände, Stra-ßenmeistereien etc.	Angaben zum Landschaftspfle-geaufkommen	**Hoch** zur Ermittlung von Potenzialen aus der Land-schaftspflege				Eventuell er-schließbar durch empirische Erhe-bung	**Nein**	Bisher keine Recherche er-folgt, somit keine Einschätzung zu diesem Zeitpunkt möglich

A5 Datentabellen zu AP 8

Bild 8-3: Datentabelle zu Bild 4-15 (Differenzkosten und THG-Vermeidung beim Einsatz von Biomethan aus Fermentation im Leitszenario)

	Differenzkosten	THG Vermeidung
	€ ct/kWh EE	g THG/kWh EE
	2010	
Strom	5,6	374,7
KWK_Strom	-0,1	686,8
Wärme	6,1	198,8
Kraftstoff	4,7	242,6
	2030	
Strom	2,9	205,3
KWK_Strom	-2,8	466,3
Wärme	4,1	149,5
Kraftstoff	2,4	227,5
	2050	
Strom	2,4	-100,9
KWK_Strom	-3,3	76,7
Wärme	2,2	75,3
Kraftstoff	0,8	170,1

Bild 8-4: Datentabelle zu Bild 4-16 (Differenzkosten und THG-Vermeidung beim Einsatz von Biomethan aus Fermentation im Referenzszenario)

	Differenzkosten	THG Vermeidung
	€ ct/kWh EE	g THG/kWh EE
	2010	
Strom	6,8	445,3
KWK_Strom	1,1	744,9
Wärme	6,0	187,9
Kraftstoff	5,2	241,3
	2030	
Strom	5,2	439,1
KWK_Strom	-0,5	709,9
Wärme	5,0	158,0
Kraftstoff	3,7	221,2
	2050	
Strom	4,1	345,4
KWK_Strom	-1,6	553,4
Wärme	3,9	101,9
Kraftstoff	2,6	193,9

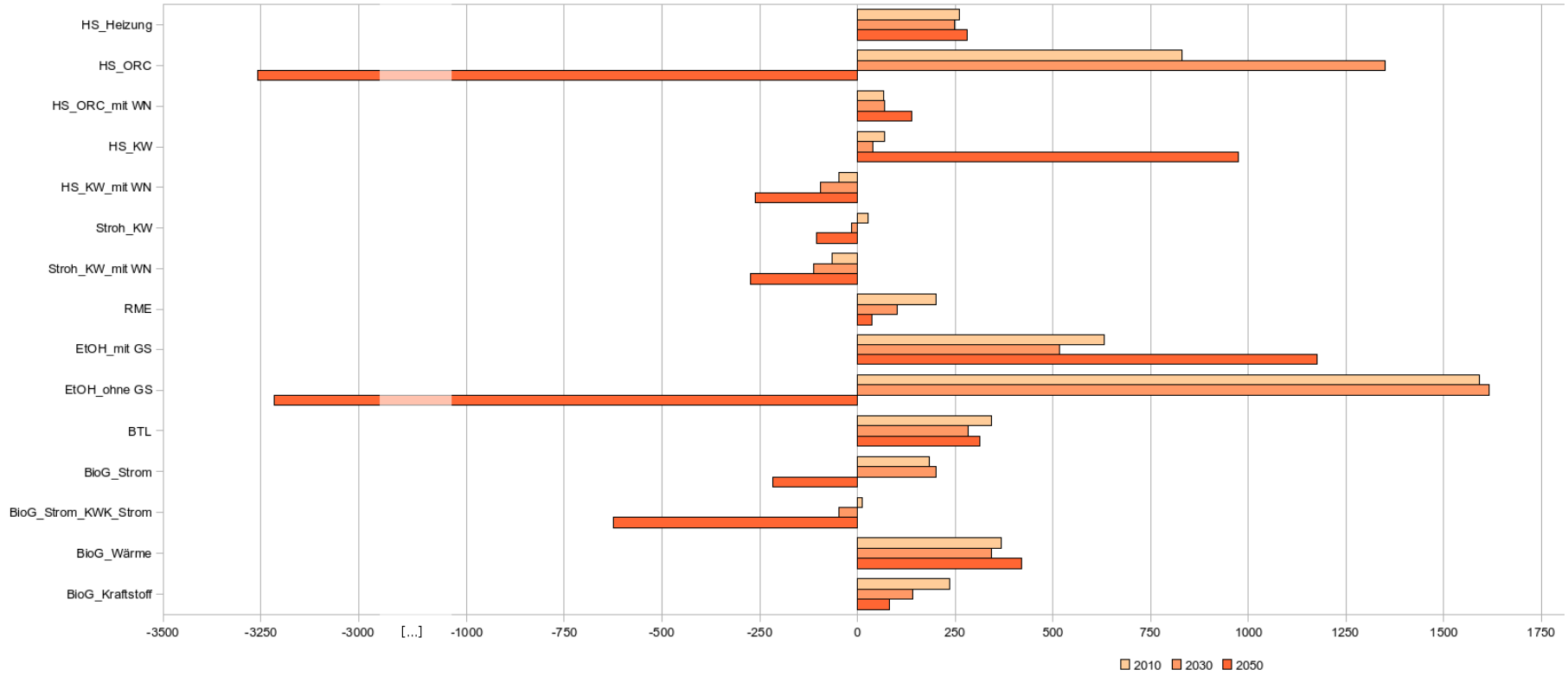


Bild 8-5: Ökologisch-ökonomische Bewertung des Einsatzes ausgewählter Biomassenutzungspfade zu den Zeitpunkten 2010 - 2030 - 2050 (THG-Minderung und Differenzkosten jeweils gegen Energieträgermix gerechnet)

A6 Anhang zu AP9

Bild 8-6: Ausprägung der Indikatoren der Nicht-Modellregionen im Vergleich zur Modellregion für die Bevölkerungsdichteklasse 1
Quelle: Wuppertal Institut

	Klasse	Ausprägung der Indikatoren im Vergleich zur Modellregion		
Höheres Potenzial	1	+ LW-Fläche >65,78	+ Ertrag >363,13	
	2	+ LW-Fläche >65,78	= Ertrag 356,19 - 363,13	
	3	+ LW-Fläche >65,78	- Ertrag <356,19	
	4	= LW-Fläche 60,94 - 65,78	+ Ertrag >363,13	
Ähnliches Potenzial	5	= LW-Fläche 60,94 - 65,78	= Ertrag 356,19 - 363,13	+ Mais >0,47
	6	= LW-Fläche 60,94 - 65,78	= Ertrag 356,19 - 363,13	= Mais 0,31 - 0,47
	7	= LW-Fläche 60,94 - 65,78	= Ertrag 356,19 - 363,13	- Mais <0,31
Geringeres Potenzial	8	= LW-Fläche 60,94 - 65,78	- Ertrag <356,19	
	9	- LW-Fläche <60,94	+ Ertrag >363,13	
	10	- LW-Fläche <60,94	= Ertrag 356,19 - 363,13	
	11	- LW-Fläche <60,94	- Ertrag <356,19	

Bild 8-7: Ausprägung der Indikatoren der Nicht-Modellregionen im Vergleich zur Modellregion für die Bevölkerungsdichteklasse 3
Quelle: Wuppertal Institut

	Klasse	Ausprägung der Indikatoren im Vergleich zur Modellregion		
Höheres Potenzial	**1**	+ LW-Fläche >64,59	+ Ertrag >530,57	
	2	+ LW-Fläche >64,59	= Ertrag 471 - 530,57	
	3	+ LW-Fläche >64,59	- Ertrag <471	
	4	= LW-Fläche 42,12 - 64,59	+ Ertrag >530,57	
Ähnliches Potenzial	**5**	= LW-Fläche 42,12 - 64,59	= Ertrag 471 - 530,57	+ Mais >16,73
	6	= LW-Fläche 42,12 - 64,59	= Ertrag 471 - 530,57	= Mais 2,27 - 16,73
	7	= LW-Fläche 42,12 - 64,59	= Ertrag 471 - 530,57	- Mais <2,27
Geringeres Potenzial	**8**	= LW-Fläche 42,12 - 64,59	- Ertrag <471	
	9	- LW-Fläche <42,12	+ Ertrag >530,57	
	10	- LW-Fläche <42,12	= Ertrag 471 - 530,57	
	11	- LW-Fläche <42,12	- Ertrag <471	

Bild 8-8: Karte der Potenzialklassen für die Biogaseinspeisung, Bevölkerungsklasse 1 Quelle: Wuppertal Institut, Fraunhofer UMSICHT

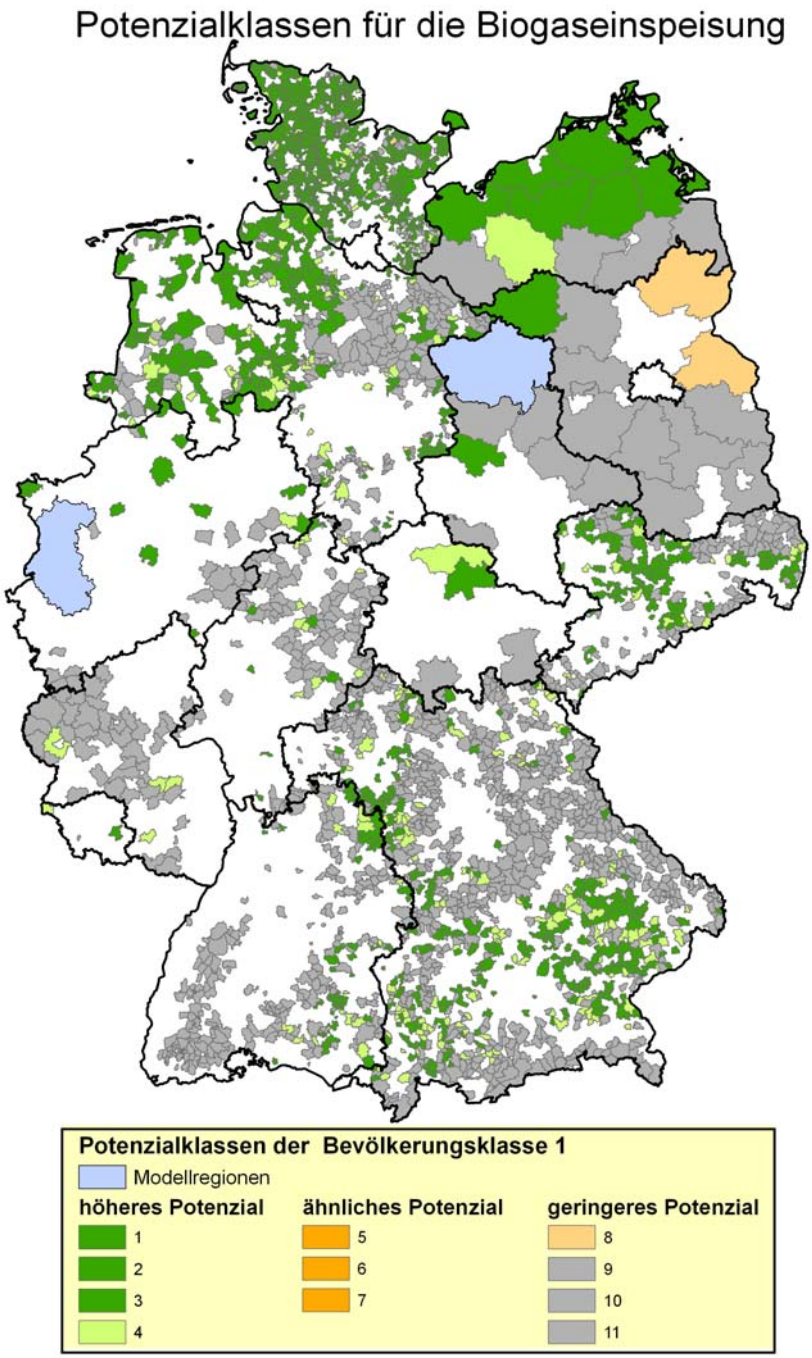


Bild 8-9: Karte der Potenzialklassen für die Biogaseinspeisung, Bevölkerungsklasse 2 Quelle: Wuppertal Institut, Fraunhofer UMSICHT

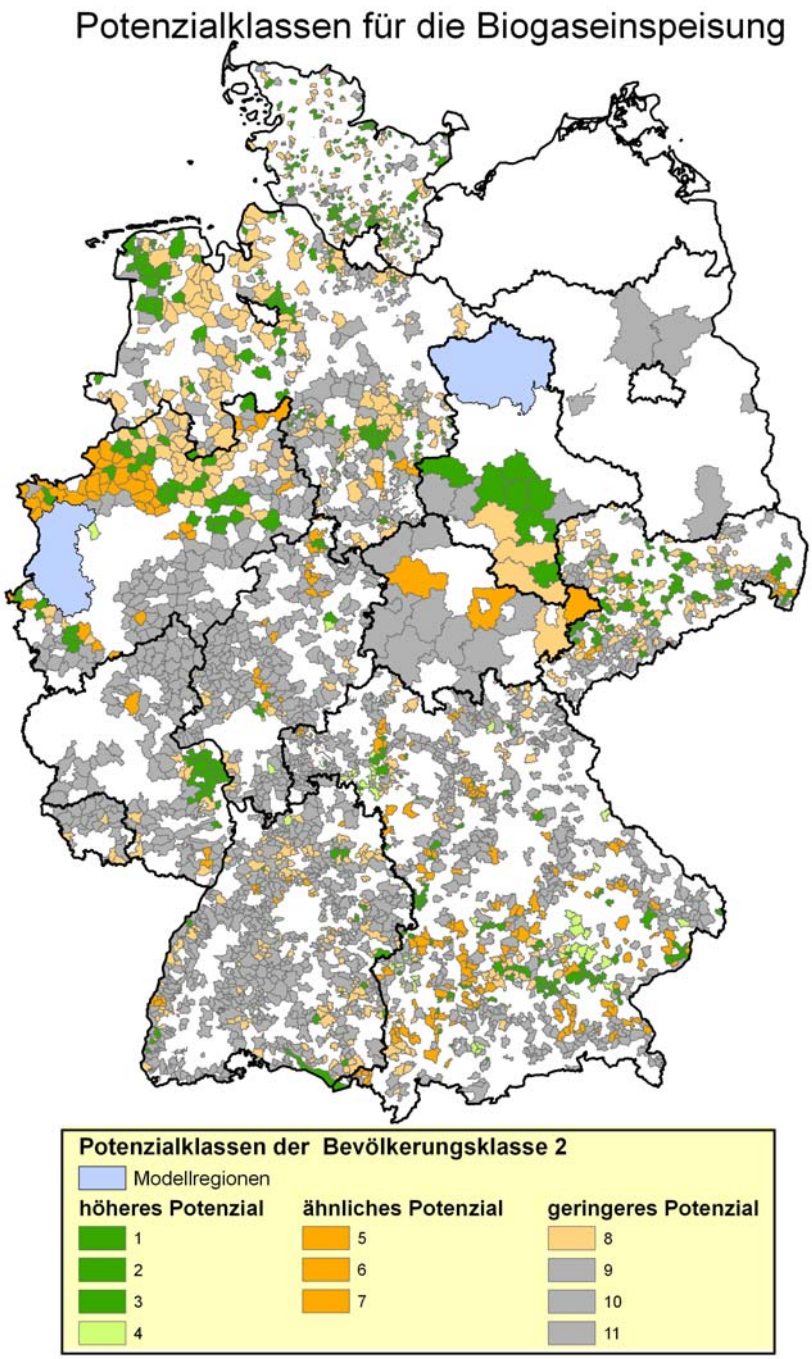


Bild 8-10: Karte der Potenzialklassen für die Biogaseinspeisung, Bevölkerungsklasse 3 Quelle: Wuppertal Institut, Fraunhofer UMSICHT

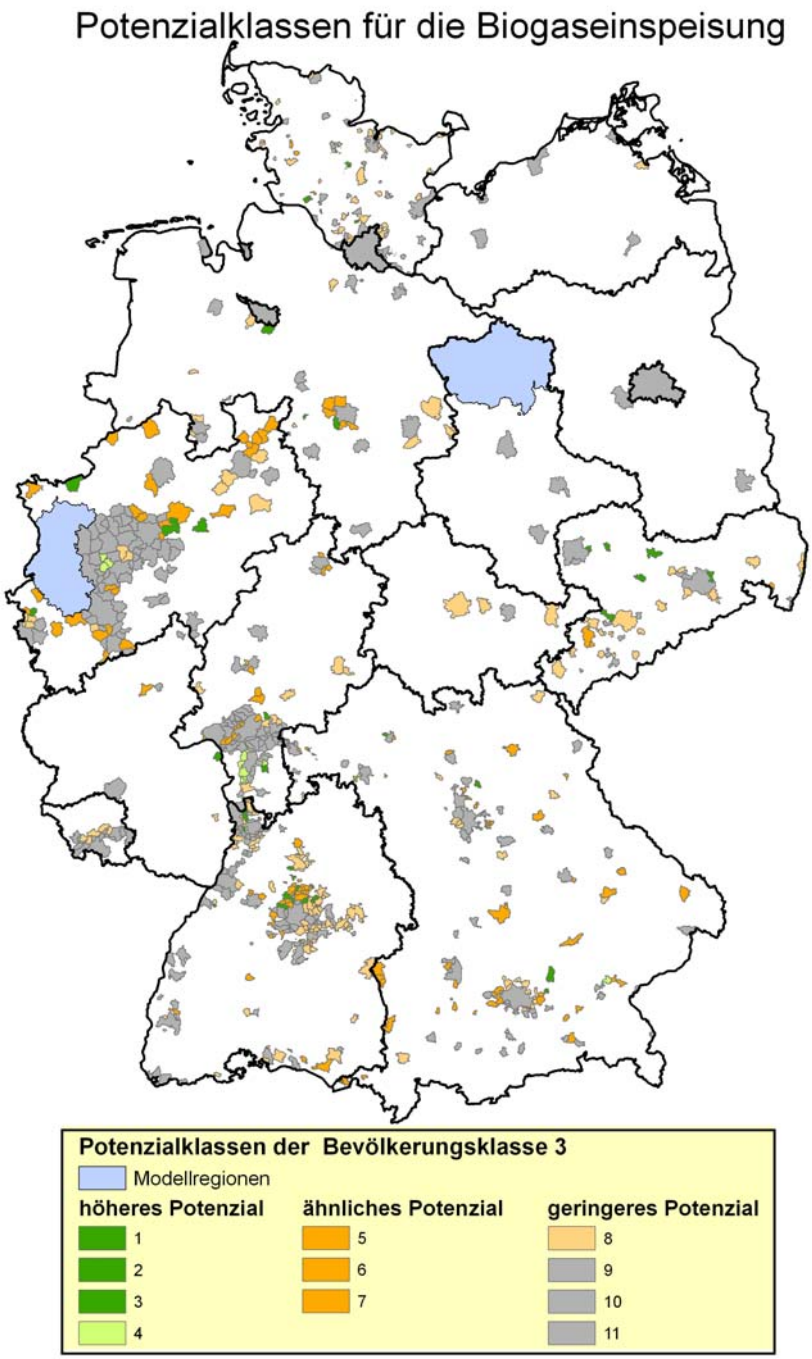


Bild 8-11: Karte ähnlicher Potenzialklassen für die Biogaseinspeisung
Quelle: Wuppertal Institut, Fraunhofer UMSICHT

