



Methodenhandbuch

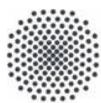
„Bioenergie als Flexibilitätsoption
im Energiesystem“



**Energetische
Biomassenutzung**

METHODENHANDBUCH

Bioenergie als Flexibilitätsoption im Energiesystem



Universität Stuttgart

IER Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung

Ludger Eltrop

Sylvio Nagel



Technische Hochschule
Ingolstadt
Institut für
neue Energie-Systeme

Uwe Holzhammer

Tanja Mast

Volker Selleneit

Annika Tronnier



Gisela Wachinger

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Koordiniert von:



Unterstützt von:



IMPRESSUM

Herausgebende

Dr. Ludger Eltrop

Universität Stuttgart
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle
Energieanwendung (IER)

Hessbrühlstrasse 49a, 70569 Stuttgart

Prof. Dr.-Ing. Uwe Holzhammer

Technische Hochschule Ingolstadt (THI)
Forschungsprofessur Energiesystemtechnik, Fakultät
Maschinenbau, Institut für neue Energie-Systeme (InES)

Esplanade 10, 85049 Ingolstadt

Kontaktadressen

Dr. Ludger Eltrop

Telefon +49 (0) 711 685 87816

E-Mail ludger.eltrop@ier.uni-stuttgart.de

Prof. Dr.-Ing. Uwe Holzhammer

Telefon +49 (0) 841 9348 5025

E-Mail uwe.holzhammer@thi.de

Kontakt Veröffentlichung Schriftenreihe „Energetische Biomassenutzung“

DBFZ – Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

Telefon +49 (0)341 2434 554

E-Mail diana.pfeiffer@dbfz.de

www.energetische-biomassenutzung.de

Autor*innen

IER Ludger Eltrop, Sylvio Nagel

THI Uwe Holzhammer, Tanja Mast, Volker Selleneit, Annika Tronnier

DIALOGIK Gisela Wachinger

Bildnachweis

Wenn nicht anders am Bild verzeichnet, liegen die Bildrechte bei den Herausgebenden.

Layout

Tanja Mast (THI); Sylvio Nagel (IER); Diana Pfeiffer und Sophie Reinisch (DBFZ)

Förderung

Erstellt mit finanziellen Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), Berlin

Schriftenreihe „Energetische Biomassenutzung“

ISSN 2701-2719

DBFZ, Leipzig 2021 (online Veröffentlichung)

© **Copyright:** Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieser Publikation darf ohne schriftliche Genehmigung des Herausgebers vervielfältigt oder verbreitet werden. Unter dieses Verbot fällt insbesondere auch die gewerbliche Vervielfältigung per Kopie, die Aufnahme in elektronische Datenbanken und die Vervielfältigung auf anderen digitalen Datenträgern.

Datum: August 2020

VORWORT

Bioenergie – das Multitalent mit den vielen verschiedenen Konversionspfaden und Nutzungsmöglichkeiten aus den vielfältigen nachwachsenden Rohstoffen! Wird ihre Rolle im Energiesystem angemessen gewürdigt? Werden ihre Funktion und ihre besonderen Potenziale im Systemzusammenhang realistisch dargestellt und analysiert? Welche Kenngrößen sind zur Abbildung des hochgradig diversen Bioenergieanlagenparks von relevanter Bedeutung für die Systemanalyse?

Dies ist ein Ausschnitt der zentralen Fragen, mit denen sich dieses Handbuch aus methodischer Sicht beschäftigt. Im Rahmen des vom BMWi im Programm „Energetische Biomassenutzung“ geförderten Projektes „OptiSys“ (FKZ O3KB129) haben sich die Projektpartner deshalb mit der Frage beschäftigt, wie die Bioenergie im großen Zusammenhang des Energiesystems adäquat beschrieben werden kann bzw. sollte. Im Projekt wurde dazu am Beispiel des Biogas-Sektors in Deutschland untersucht, wie sich die zentralen technischen, ökonomischen und ökologischen Eigenschaften von Biogasanlagen in Anlagenparks und im Energiesystem sinnvoll systematisieren und typisieren lassen. Darüber hinaus wurde die Einflussstärke der so strukturierten Anlagenparameter auf die Ergebnisse der Modellierung des Energieversorgungssystem Deutschland erarbeitet, um die Relevanz einzelner Parameter herauszuarbeiten und darzustellen. Im Modell wurden sowohl der Strom- und Wärmemarkt als auch der Transportsektor berücksichtigt, wenngleich nicht im identischen Detaillierungsgrad.

Im Ergebnis halten Sie nun ein Methodenhandbuch in den Händen, aus dem sowohl erfahrene Energiesystemmodellierende als auch Neulinge fundiert und umfangreich in Erfahrung bringen können, wie die Bioenergie im Energiesystemzusammenhang modelliert und analysiert werden kann bzw. sollte. Vom Leser wird dabei kein Expertenwissen zur Bioenergie vorausgesetzt, vielmehr reduziert das Methodenhandbuch das Fachwissen der Biogastechnik auf wenige für die Systemmodellierung relevante Aspekte. Dieses Handbuch soll den Nutzer unterstützen eine bewusste Technologie- und Parameterauswahl für den verwendeten Systemkontext zu treffen und diese auch entsprechend zu kommunizieren.

Im Methodenhandbuch werden zum einen allgemein übertragbare Erkenntnisse und Methoden für die Modellierung der Bioenergie formuliert (Teil I) und zum anderen die spezifischen Annahmen aus dem Projekt „OptiSys“ transparent dargestellt (Teil II). Die Verfassenden dieses Methodenhandbuches erheben damit keinen Anspruch auf eine vollständige Darstellung aller Facetten der Bioenergie oder auf eine Allgemeingültigkeit der Aussagen zur modelltechnischen Abbildung. Vielmehr geht es um Anregungen, Impulse und Reflexionen bezogen auf das komplexe Themenfeld Bioenergienutzung als Bestandteil der Energiewende. Durch die adäquate Berücksichtigung der Bioenergie sollen die Ergebnisse zukünftiger Systemanalysen belastbarer und die Qualität erhöht werden. Das vorliegende Methodenhandbuch will die im Projekt gewonnenen Erfahrungsschätzen teilen. Ein Beitrag dazu ist sicherlich auch der in Teil II bereitgestellte umfangreiche Datensatz zu den technischen und ökonomischen Parametern der untersuchten Biogaskonzepte.

Gern nehmen die Projektpartner auch Rückmeldungen, Kritik oder positive Anmerkungen entgegen.

Stuttgart / Ingolstadt im August 2020

Ludger Eltrop, Uwe Holzhammer, Tanja Mast, Sylvio Nagel, Volker Selleneit, Annika Tronnier, Gisela Wachinger

INHALTSVERZEICHNIS

IMPRESSUM	I
Vorwort	I
Inhaltsverzeichnis	2
Abkürzungs- und Symbolverzeichnis	7
I. Abbildung von Bioenergie in Energiesystemmodellen	8
1 Motivation und Ziel des Methodenhandbuchs	8
1.1 Grundlegender Aufbau und Fokus dieses Handbuchs	8
1.2 Motivation - Bedeutung von Bioenergie im Energiesystem	9
1.3 Ansatzpunkte zur Berücksichtigung von Bioenergie in Energiesystemmodellen	11
1.4 Zielsetzung und Zielgruppen für das Methodenhandbuch	13
2 Wichtigste Kernergebnisse und Empfehlungen in Kürze	14
3 Definitionen und Begrifflichkeiten	20
3.1 Grundlegende Festlegung von Begrifflichkeiten	20
3.2 Definition und Indikatoren von Flexibilität	23
3.2.1 Allgemeine Definitionen und Indikatoren zur Kennzeichnung von Flexibilität	23
3.2.2 Spezifische Indikatoren zur detaillierten Beschreibung von Flexibilität	27
3.2.3 Abgeleitete Indikatoren zur ergänzenden Beschreibung von Flexibilität	32
4 Untersuchungsrahmen des Handbuchs	35
4.1 Technologiefokus: flexible Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung	35
4.1.1 Technische und ökonomische Beschreibung der Flexibilisierung von Biogasanlagen	35
4.1.2 Übertragung der Flexibilitätsindikatoren auf flexible Biogasanlagen	36
4.2 Modelltechnische Adaption von Bioenergie in Energiesystemstudien – ein Überblick	39
4.3 Steckbrief des verwendeten Strommarktmodells E2M2-Bio inkl. Abbildungsmethodik der Bioenergie	44
4.4 Vorgehen zur Erstellung und Gültigkeit des vorliegenden Handbuchs	46
4.5 Aufbau der Kapitel und Arbeit mit dem Handbuch	47
5 Abbildung von Biogasanlagen auf Technologieebene	49
5.1 Flexible Fahrweise durch Leistungszubau	49
5.1.1 Technische und ökonomische Beschreibung	49
5.1.2 Modelltechnische Adaption	49
5.1.3 Wirkung	50

5.1.4	Empfehlung/Bewertung	55
5.2	Einteilung in Leistungsklassen (Clusterung)	56
5.2.1	Technische und ökonomische Beschreibung	56
5.2.2	Modelltechnische Adaption	57
5.2.3	Methoden der Clusterung	58
5.2.4	Wirkung	62
5.2.5	Empfehlung/Bewertung	65
5.3	Verhältnis der Leistungsklassen (Cluster).....	66
5.3.1	Technische und ökonomische Beschreibung	66
5.3.2	Modelltechnische Adaption	67
5.3.3	Wirkung	67
5.4	Prozessabschnitt Rohbiogaserzeugung	69
5.4.1	Technische und ökonomische Beschreibung	69
5.4.2	Modelltechnische Adaption	70
5.4.3	Wirkung	71
5.4.4	Empfehlung/Bewertung	75
5.5	Prozessabschnitt Biogasspeicher und BHKW.....	76
5.5.1	Technische und ökonomische Beschreibung	76
5.5.2	Modelltechnische Adaption	78
5.5.3	Wirkung	79
5.5.4	Empfehlung/Bewertung	83
5.6	Einsatzoptimierung im Strom-Wärme-Sektor.....	84
5.6.1	Technische und ökonomische Beschreibung	84
5.6.2	Modelltechnische Adaption	85
5.6.3	Wirkung	85
5.6.4	Empfehlung/Bewertung	86
5.7	Wechselwirkung der betriebs- und kapitalgebundenen Parameter	87
5.7.1	Exkurs: Umgang mit Kostensteigerung oder -degression und Inflation	87
5.7.2	Hintergrund	88
5.7.3	Modelltechnische Adaption	89
5.7.4	Wirkung	89

5.7.5	Empfehlung/Bewertung	90
5.8	THG-Emissionen von Biogasanlagen	91
5.8.1	Hintergrund	91
5.8.2	Modelltechnische Adaption	91
5.8.3	Wirkung	92
5.8.4	Empfehlung/Bewertung	93
6	Abbildung von Biogasanlagen im Hinblick auf modelltechnische Rahmenbedingungen	95
6.1	Politische Rahmenbedingungen	95
6.1.1	Hintergrund	95
6.1.2	Modelltechnische Adaption	96
6.1.3	Wirkung	96
6.1.4	Empfehlung/Bewertung	99
6.2	Konkurrierende Flexibilitätsoptionen	99
6.2.1	Hintergrund	99
6.2.2	Modelltechnische Adaption	100
6.2.3	Wirkung	100
6.2.4	Empfehlung/Bewertung	102
6.3	Fluktuierende Erneuerbarer Energien	102
6.3.1	Hintergrund	102
6.3.2	Modelltechnische Adaption	103
6.3.3	Wirkung	104
6.3.4	Empfehlung/Bewertung	107
7	Abbildung von Biogasanlagen in Wechselwirkung mit dem Mobilitätssektor	108
7.1	Höhere Stromnachfrage durch den Mobilitätssektor	108
7.1.1	Technische und ökonomische Beschreibung	108
7.1.2	Modelltechnische Adaption	108
7.1.3	Wirkung	109
7.1.4	Empfehlung/Bewertung	110
7.2	Flexible Stromnachfrage im Verkehrssektor	111
7.2.1	Technische und ökonomische Beschreibung	111
7.2.2	Modelltechnische Adaption	112

7.2.3	Wirkung	113
7.2.4	Empfehlung/Bewertung	114
7.3	Verstärkte Nutzung von Kraftstoffen aus Biomasse	114
7.3.1	Technische und ökonomische Beschreibung	114
7.3.2	Modelltechnische Adaption	115
7.3.3	Wirkung	115
7.3.4	Empfehlung/Bewertung	116
8	Partizipation von Stakeholdern bei der Modellierung	117
8.1	Hintergrund: Was ist partizipative Modellierung.....	117
8.2	Methoden zur Akteurseinbindung durch Workshops	119
8.3	Lessons learned aus den vier "Runden Tischen" im Projekt OptiSys	120
8.4	Empfehlungen zur Partizipativen Modellierung	120
9	Fazit und Ausblick	123
II.	Fallbeispiel Projekt OptiSys: Abbildung und Analyse der Bioenergie in einem Energiemarktmodell	127
10	Beschreibung des Forschungsprojektes OptiSys.....	127
11	Modellbeschreibung E2M2-Bio.....	127
11.1	Räumliche Dimension	129
11.2	Zeitliche Dimension	129
11.3	Energetische Dimension	130
11.4	Ökonomische Dimension	131
11.5	Abbildung der Biogasanlagen in E2M2-Bio.....	132
12	Beschreibung und Annahmen des betrachteten Technologiespektrums	133
12.1	Beschreibung und Annahmen konventioneller fluktuierender sowie Speicher- und Power-to-Heat-Technologien.....	133
12.2	Beschreibung und Annahmen von Biogasanlagen als Flexibilitätsoptionen	136
12.2.1	Technologiebeschreibung Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung.....	136
12.2.2	Gewählte Clustergrößen und Flexibilisierungsgrade der Biogasanlagen	137
12.2.3	Annahmen für die Berechnung der Rohbiogaskosten	141
12.2.4	Annahmen für die letzte Konversionsstufe (Biogasspeicher und BHKW)	151
12.3	Beschreibung und Annahmen für den Mobilitätssektor.....	165
13	Methodik zur Szenarienbildung und Referenz-Ansatz für die Methodenempfehlungen.....	166
13.1	Begrifflichkeiten des Themenfeldes „Szenarien“	166

13.2	Methodik der Szenarioentwicklung	166
13.3	Beschreibung der angewendeten Analysemethoden zur Erstellung des Handbuchs	168
13.3.1	Referenzszenario.....	168
13.3.2	Szenariovariationen	170
13.3.3	Mobilitätsszenarien	170
13.3.4	Sensitivitätsanalysen	170
14	Auswertungen der OptiSys-Workshops	171
14.1	Methodik der vier Workshops „Modellierung trifft Praxis“ im Projekt OptiSys.....	171
14.2	Methodik der Evaluation	173
14.3	Ergebnisse der Evaluationen	174
14.3.1	Ergebnisse der Teilnehmendenbefragung.....	174
14.3.2	Ergebnisse der Kurzinterviews mit den Projektmitarbeiter*innen	178
15	Abbildungsverzeichnis	181
16	Tabellenverzeichnis	185
17	Literaturverzeichnis	187
III.	Anhang	195
A.	Verwendete Datensätze zur Abbildung der Biogasanlagen (inkl. Parameterverzeichnis)	195
A1.	Rohbiogaskosten	195
A2.	Technische und ökonomische Parameter der Referenzbiogasanlagen	196
B.	Weitere Abbildungen	198
C.	Stichwortverzeichnis	207

ABKÜRZUNGS- UND SYMBOLVERZEICHNIS

Abkürzungen

Bem	Bemessungsleistung
BG	(Roh-)Biogas
BHKW	Blockheizkraftwerk
BioKraftQuG	Biokraftstoffquotengesetz
BNetzA	Bundesnetzagentur
DSM	Demand-Side-Management
E	Energie
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-WärmeGesetz
elektr / el.	elektrisch
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
fEE	fluktuierende Erneuerbare Energien
FF	Flexfaktor bzw. Grad der Überbauung
HVO	hydrierte Pflanzenöle
Inst	installierte Leistung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
max	maximal
min	minimal/mindest
N	Nennbetrieb
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
P	Leistung
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
StörfallV	Störfall-Verordnung
therm / th	thermisch
THG	Treibhausgas(e)
VLH	Volllaststunden
η	Wirkungsgrad

Einheiten

€	Euro
a	Jahr
ct	Eurocent
d	Tag
GV	Großvieheinheit
h	Stunde
ha	Hektar
kg	Kilogramm
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
m³	Kubikmeter
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde

I. ABBILDUNG VON BIOENERGIE IN ENERGIESYSTEMMODELLEN

1 MOTIVATION UND ZIEL DES METHODENHANDBUCHS

Dieses Methodenhandbuch behandelt die Vorgehensweise und Rahmenbedingungen für die Modellierung und Interpretation von Bioenergie in Energiesystemmodellen. Es soll eine Antwort auf die Frage liefern, wie Bioenergie in ausreichend präziser Form und Detaillierung in Energiesystemmodellen abgebildet werden kann, damit ihre Eigenschaften und spezifischen Stärken gut repräsentiert sind, die Übersichtlichkeit, Tiefe und methodische Praktikabilität der Modellanalysen aber gewahrt bleiben.

1.1 Grundlegender Aufbau und Fokus dieses Handbuchs

Das Methodenhandbuch ist in zwei Teile gegliedert und gibt in seinem ersten Teil einen Einblick in allgemeingültige Regeln für die Abbildung der Bioenergie in Systemmodellen. Dies wurde konkretisiert anhand der Vorgehensweise und Ergebnisse im Forschungsprojekt OptiSys (BMW, FKZ: O3KB129), die im zweiten Teil genauer beschrieben sind. Im Rahmen der Simulation wurde in einem erweiterten Strommarktmodell die Rolle der Bioenergie im Energiesystem, aber auch unter Berücksichtigung der Mobilität systematisch, umfangreich und vertieft analysiert. Die Analysen erfolgten mit dem Fokus auf die Konversionstechnik Biogas, da diese aktuell - sowohl nach Anlagenanzahl als auch nach Energiemenge - den größten Beitrag zur Stromerzeugung aus Biomasse leisten (Hoffstede et al. 2018). Gleichzeitig bieten Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung, im Vergleich zu anderen Bioenergietechnologien, ein sehr hohes Flexibilisierungspotenzial. Trotz dem Technologiefokus verliert das Handbuch nicht den Anspruch auf Übertragbarkeit der Empfehlungen auf das breite Spektrum der Bioenergietechnologien.

Im Teil I des Methodenhandbuchs werden zuerst allgemeingültige Kennwerte definiert, um ein einheitliches Begriffsverständnis zu schaffen. Anschließend wird der Untersuchungsrahmen des Handbuchs konkretisiert. In drei thematisch geordneten Kapiteln wird eine zusammenfassende Darstellung und Bewertung der untersuchten Methoden und ergebnisbestimmender Faktoren bei der Abbildung von Bioenergie in der Systemanalyse gegeben. Die Einflussfaktoren werden methodisch anhand von exemplarischen Sensitivitätsanalysen und Szenariovergleichen ermittelt. Bei allen Untersuchungspunkten sollen differenzierte Empfehlungen zur adäquaten Abbildung der Bioenergie gegeben werden, die je nach Fragestellungen und Rahmenbedingungen der Systemanalyse unterschiedlich ausfallen können. Abgeschlossen wird die umfangreiche Analyse durch die Darstellung der Konzeption und die praktischen Empfehlungen bei der Beteiligung von Stakeholdern (Verfahrensbeteiligte, Akteure, Modellierer, Interessengruppen) für die Energiesystemmodellierung.

Im Teil II des Methodenhandbuchs wird das für die Bioenergie erweiterte Strommarktmodell E2M2-Bio aus dem Projekt OptiSys als Grundlage für die Erarbeitung der Empfehlungen detaillierter dargestellt und transparent gemacht. Das detaillierte Hintergrundwissen aus dem Fallbeispiel soll das Verständnis der ausgesprochenen Empfehlung im ersten Teil des Handbuchs unterstützen. Zusätzlich werden die im Projekt OptiSys erarbeiteten Technologieparameter und Szenarioarchitekturen transparent aufbereitet sowie verständlich dargestellt und können so für zukünftige Forschungsarbeiten als einheitliche Ausgangsdaten genutzt werden. Darüber hinaus sind auch die gewählte Methodik und die Evaluationsergebnisse des Partizipationsprozesses im Projekt OptiSys dokumentiert.

Das Methodenhandbuch soll in seinem Teil I in sich verständlich sein. Teil II dient vor allem der Konkretisierung und Validierung sowie der Untermauerung des Teil I durch die transparente Dokumentation der Datengrundlage und ausführliche Ergebnisdarstellungen.

1.2 Motivation - Bedeutung von Bioenergie im Energiesystem

Bioenergie ist nach wie vor die bedeutendste Energieform und Technologie unter den erneuerbaren Energien (EE) in Deutschland. Sie leistet erhebliche Beiträge zur Energieversorgung in allen drei Teilbereichen: der Strombereitstellung, der Wärmeversorgung und auch dem Transportsektor (BMWi 2020).

Die Bioenergie kann für das Energieversorgungssystem in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr wesentliche Beiträge erbringen:

1. Die Bioenergie stellt eine regenerative Energiequelle dar mit überwiegend lokalem bzw. regionalem Potenzial und trägt zum Erreichen der Zielanteile Erneuerbarer Energien bei.
2. Die Bioenergie ist eine CO₂-arme Energietechnologie und leistet Beiträge zur Dekarbonisierung (Minderung von THG-Emissionen) des Energiesystems (lokal, in Deutschland, Europa und darüber hinaus).
3. Biomasse ist als Lignozellulose-haltiger Rohstoff sehr variabel einsetzbar und kann in allen Sektoren der Energiewirtschaft (Strom, Wärme, Transport) als auch der stofflichen Nutzung (s.u.) eingesetzt werden, Dadurch übernimmt sie eine wichtige sektorübergreifende Funktion im Energie- und Rohstoffsystem (Thrän und Pfeiffer [im Druck]).
4. Die Bioenergie ist als biochemischer Speicher eine flexibel einsetzbare Technologie für das Energiesystem (Pfluger et al. 2017b) und kann ausgleichend für verschiedene Systemdienstleistungen eingesetzt werden. Auch als Sekundärenergieträger in seinen verschiedenen Formen (Roh- oder Synthesegas, Pflanzenöl, Biokraftstoff) wird diese Speicherbarkeit gezielt genutzt. Sie kann insgesamt wichtige Beiträge zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen im Stromnetz (wie Blindleistung- und Kurzschlussleistung, Schwarzstart- sowie Redispatch-Fähigkeit) sowie im Allgemeinen zur Sicherung der Systemstabilität (Regelleistung, sichere und planbare Residualversorgung) beitragen.
5. Die Bioenergie ist gegenwärtig der bedeutendste Rohstoff für regenerative Kraftstoffe im Verkehr (Biodiesel, E10 oder E5-Kraftstoff, Biomethan) und auch für die Wärmebereitstellung (Holzhackschnitzel, Pellet, Biogas-BHKW-Wärme) für Schwimmbäder, Schulen, Quartiere und Privathaushalte.
6. Bioenergie ist als energiereiche Kohlenstoff-Quelle perspektivisch auch besonders zur Erzeugung von Kraftstoffen mit hoher Energiedichte für den Verkehrssektor („C-Fuels“) geeignet. Der Biomasse-Kohlenstoff kann auch für die Methanisierung von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff dienen. Dadurch kann die Biomasse bzw. Bioenergie bedeutende Beiträge zur klimaschonenden Kraftstoffversorgung und Power-to-X-Dienste in Deutschland leisten.

Darüber hinaus hat der Rohstoff Biomasse auch bei der nicht-energetischen, stofflichen Nutzung vielfältige wichtige Funktionen, wie z. B.:

7. Biomasse-Kohlenstoff und auch Biomasse-Inhaltsstoffe und ihre Derivate können vielfältig im Bereich der chemischen und Grundstoffindustrie bzw. von Bioraffinerie-Konzepten genutzt werden.
8. Biomasse ist ein wertvoller Rohstoff für die Bau- Industrie- und Anlagenwirtschaft (z. B. Baumaterialien, Kunststoff-Kompositen, Verpackungsmaterialien etc.) und kann dort wichtige Beiträge für eine nachhaltige und CO₂-sparende Wirtschaft und Industrie leisten.
9. Biomasse ist ein wichtiger Rohstoff für die Papier- und Zellstoffindustrie.
10. Die Nutzung von Biomasse stellt ein hohes Potenzial für eine Wertschöpfung im ländlichen Raum dar und ist auch für die soziale, sowie ökologische Nachhaltigkeit (Arbeitsplätze, Landschaftspflege, Forstwirtschaft, Lebensraum für Tiere und Pflanzen, Naherholung, etc.) von hoher Bedeutung.

Biomasse ist in vielen dieser Wirtschaftsbereich ein hoch akzeptierter Roh- bzw. Ausgangsstoff mit flexiblen und sektorübergreifenden Systemwirkungen. Diese Eigenschaft ist jedoch relativ schwer zu konkretisieren und zu beziffern. Insbesondere entziehen sich viele Eigenschaften einer Monetarisierung (Pfluger et al. 2017b). Diese methodischen Schwierigkeiten werden in der vorliegenden Arbeit nicht tiefer behandelt, da sie für die Fragestellung zur Rolle der Bioenergie bei der Energiesystemmodellierung vorab bereits als gelöst angenommen werden. Das Handbuch konzentriert sich auf die Analyse und Berücksichtigung von Biomasse in Energiesystemanalysen – somit in der Strom- und auch kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung (KWK), und schließt auch die Nutzung als Kraftstoff im Transportsektor ein.

Zwischen diesen verschiedenen Nutzungspfaden bestehen oft Konkurrenzen, da der Rohstoff nur in begrenzter Menge zur Verfügung steht. Die Biomasse- bzw. Bioenergiepotenziale stehen - trotz aller Variabilität bei der Flächennutzung, den Ertragssteigerungsmöglichkeiten und konkurrierenden Nutzungsoptionen - weitestgehend fest (Aretz und Hirschl 2007; FNR 2016b). Die Bioenergie kann dabei einen Teil der Energieversorgung ausmachen, der von der FNR für 2050 auf 26 % des dann deutlich reduzierten Primärenergiebedarfs geschätzt wird (FNR 2016b). Hierin sind Energiepflanzen bereits enthalten, die z. T. gesellschaftlich kritisch gesehen werden aufgrund der Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion und deshalb immer mehr aus dem Rohstoffportfolio für Bioenergieanlagen entzogen werden.

Für eine steigende Anzahl von Akteuren, insbesondere aus der Politik, stellt die Bioenergie kein wesentliches Entwicklungsfeld mehr dar und wird nicht mehr relevant ausgebaut. Dies liegt zum Teil auch am begrenzten Biomasspotential. So wird von (UBA 2013) für die Bioenergie in der Zukunft kaum mehr eine Nutzung im Bereich der Energiewirtschaft – auch bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien - gesehen. Gleichwohl stehen Entscheidungen, wo Bioenergie zukünftig eingesetzt werden soll - in der Energiewirtschaft oder bei der stofflichen Nutzung - weitgehend aus. Diese Entwicklung beinhaltet die Gefahr einer Geringschätzung der Nutzungsmöglichkeiten der Bioenergie in unserem Energiesystem und eines Verlustes bzw. einer zunehmend mangelnden Verfügbarkeit von Know-How für diesen - wie beschriebenen - aktuell und in naher Zukunft noch sehr wichtigen Bereich der Energiewende.

Anders stellt sich die Situation bei den fluktuierenden erneuerbaren Energien (fEE) wie Wind und Sonnenenergie dar. Sie werden zunehmend zu tragenden Säulen des zukünftigen Energieversorgungssystems (BMWi 2017). In diesem Segment der Erneuerbaren Energien kann mit einem relevanten Zubau an Kapazität gerechnet werden.

Mittelfristig kann mit absolut eher gleichbleibenden, relativ aber rückläufigen Anteilen der Bioenergie an der Gesamtenergieversorgung gerechnet werden. Dennoch ist die Bioenergie mit ihrer gegenwärtigen Basis in den nächsten Jahren weiter ein wichtiges Element der Energieversorgung (Thrän und Pfeiffer 2015). Die langfristigen Optionen für die Bioenergie werden vielfach und insbesondere mit Szenarioanalysen untersucht, u. a. auch im Forschungsprojekt OptiSys (BMWi, FKZ: 03KB129), das Grundlage der vorliegenden Ausarbeitung ist.

Die Bioenergie steht jedoch nicht für sich allein, sondern leistet ihre Beiträge im Zusammenspiel aller anderen erneuerbaren und auch der konventionellen bzw. fossilen Energietechnologien. Angesichts von sehr differenzierten zeitlichen Verbrauchsprofilen für Strom, Wärme und Kraftstoffe und der zunehmenden Bedeutung der fluktuierenden Erzeugung in einem System mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien kann die flexibel einsetzbare Bioenergie ein verbindendes Element zwischen Erzeugung und Verbrauch darstellen. Geringe Klimagasemissionen über die gesamte Nutzungskette sind hierfür eine wichtige Voraussetzung. Da in einem solchen Energiesystem eine Vielzahl von Technologien mit sehr unterschiedlichen Eigenschaften verknüpft werden müssen, ist der Integration und Sektorkopplung der unterschiedlichen Technologien eine besondere Aufmerksamkeit zu schenken.

Die Aufgaben der Bioenergie im Energiesystem sollten auch deshalb zukünftig stärker auf ihre spezifischen Eigenschaften, worin sie sich von anderen erneuerbaren Quellen unterscheiden, ausgerichtet werden. Dazu zählen die Speicher- und Steuerbarkeit sowie die hohe Energiedichte. Daher wird der Biomasse zukünftig z. T. eine stärkere Rolle als regenerativer Kraftstoff, für industrielle Anwendungen, aber auch bei der stofflichen Nutzung im Rahmen der Bioökonomie zugeschrieben (UBA 2010). Aktuell leisten die Bioenergie an der EE-Stromerzeugung mit knapp 20 % auch hier einen wichtigen Beitrag (Umweltbundesamt 2020).

Für die Analyse, Bewertung und Planung von zukünftigen Energieversorgungssystemen müssen Ansätze für eine adäquate Abbildung und Einbindung der Bioenergie entwickelt und erprobt werden, damit robuste Aussagen über Effekte und Wechselwirkungen möglich werden. Die Ergebnisse solcher Energiesystemanalysen sind insbesondere für Akteure – Betreiber*innen von Bioenergieanlagen, Planer*innen, Wissenschaftler*innen, Politiker*innen und Unternehmer*innen – für die zukünftige Ausgestaltung ihres Engagements im Bioenergiebereich von Bedeutung. Es beeinflusst die Entscheidungen für die zukünftigen Rahmenbedingungen und auch den konkreten Anlagenbetrieb, die von der Anlagen-Reduzierung (Stilllegung) über die Weiterführung und -entwicklung bis ggf. zur Anlagen-Erweiterung oder Kombination (Pooling) reichen können.

1.3 Ansatzpunkte zur Berücksichtigung von Bioenergie in Energiesystemmodellen

Der aktuelle Anlagenpark zur energetischen Nutzung von Biomasse im Bereich der Strom- und Wärmeerzeugung ist sehr heterogen. Die Heterogenität äußert sich in der Vielfalt von Anlagentypen und Verfahrenskonzepten, sowie Leistungsklassen und Betriebsformen. Es lassen sich mit Bezug auf den Brennstoff grob Verbrennungs- und Vergasungsanlagen für die Nutzung holzartiger fester Biomasse und Biogasanlagen für die Nutzung eines gemischten Substratsortimentes - meist feuchter, nicht-holzartiger Biomasse aus Energiepflanzen, organischen Reststoffen und Abfällen - unterscheiden. Durch diese Vielgestaltigkeit an Anlagen kann der Bioenergiesektor in Systemanalysen kaum vollständig und anlagenscharf abgebildet werden. Kennzeichnend von Modellen ist, dass sie die Realität nicht vollumfänglich abbilden können und deshalb eine Reduktion und Auswahl von wichtigen Parametern und Typisierungen erforderlich ist. Viele Eigenschaften sind für ein Anlagenkollektiv insgesamt kennzeichnend und können auf wenige verschiedene Anlagentypen zusammengefasst werden. Die Parameter zur Abbildung der Bioenergieanlagen werden durch die techno-ökonomischen Parameter des jeweiligen Anlagentyps repräsentiert. Auf die Frage wie eine solche Einteilung/Clustering in Leistungsklassen für einen Technologietyp erfolgen kann, wird eigens in diesem Handbuch eingegangen.

Vielfach wird die mögliche Rolle von Energietechnologien und auch der Bioenergie in komplexen System- oder Marktmodellen untersucht. Häufig werden bei Szenarioanalysen zum Energiesystem der Zukunft in Grundlast betriebene Biomasseanlagen herangezogen (z. B. in Erlach et al. 2018, Guss et al. 2016, Thrän und Pfeiffer 2013). In aktuellen Studien wird aber schon sehr deutlich, dass die Bioenergie in Zukunft insbesondere im flexiblen Betrieb sinnvoll eingesetzt werden sollte, dies wurde bei u. a. Pfluger et al. (2017b), Holzhammer (2015) und Fleischer (2019) durch verschiedene Szenarien, mit und ohne flexibel genutzter Bioenergie, deutlich.

Im Gegensatz dazu stehen Bioenergiestudien, die auf der Ebene einer Einzel- oder Beispielanlage detaillierte Prozessparameter die Flexibilität explizit im Fokus haben (z. B. in Dotzauer et al. 2019). Sie setzen sich meist mit der technischen Umsetzung der Anlagenflexibilisierung an konkreten Standortorten auseinander und bilden insofern keine Systemperspektive ab. Die Diskrepanz zwischen einer sehr detaillierten, realitätsnahen Betrachtung auf Anlagenebene und einer eher abstrakten Abbildung in Energiesystemmodellen gilt es zu reduzieren. Dabei spielt besonders die Flexibilität, als wichtiges Merkmal im Stromsystem der Zukunft eine erhebliche Rolle (Pfluger et al. 2017b; Holzhammer 2015).

Bereits bei der Modellbildung muss das Ziel und der Rahmen der Analyse genau definiert werden um die technische Wahl der Modelltypologie und -konfiguration entsprechend anzupassen. Auch deshalb muss je nach Modelltyp und Projektziel ein entsprechender Kompromiss zwischen wünschenswerter Detailtiefe, praktischem Modellierungsaufwand und technischer Machbarkeit (Rechenkapazität) gefunden werden. Stakeholder-Workshops, wie "Modellierung trifft Praxis" bilden hier eine gute Möglichkeit, Erwartungen der Praktiker zu klären, die Fragen nach der notwendigen Detailtiefe zu stellen und mögliche Vereinfachungen zu diskutieren. Eine Einbeziehung der Personen, die später die Modelle anwenden können und neue Optionen der Bioenergie verstehen und dadurch dieser mehr Raum verschaffen sollen, ist daher schon von Beginn der Modellentwicklung an sinnvoll. Denn Energiesystemmodelle bieten die Chance, mögliche Zukunftsentwicklungen in ihren Wechselwirkungen zu analysieren und für Entscheidungsfindungsprozesse heranzuziehen. Da die Bioenergie in vielfältiger Weise mit anderen Teilbereichen des Energiesystems verknüpft ist, sollte dies immer in ganzheitlicher Weise unter Berücksichtigung der verschiedenen technologischen Möglichkeiten und der nicht-technischen Rahmenbedingungen sowie in transparenter Weise und z. T. standardisierter Vorgehensweisen geschehen.

Durch eine solche Grundlage, kann sichergestellt werden, dass die Bioenergie in der Politik, in der Wissenschaft und in der Wirtschaft präziser bewertet, adäquat berücksichtigt und deren mögliche Rolle einfacher akzeptiert wird.

Dieses Methodenhandbuch will hierzu einen Beitrag leisten und für die Modellierung und Analyse von Energieversorgungssystemen Regeln, Parameter, Kennwerte und Anhaltspunkte identifizieren und beschreiben. Damit soll die Bioenergie einfacher, hinreichend genau und ausreichend umfangreich in Systemmodellierungen berücksichtigt werden können.

Für die (modelltechnische) Analyse der Rolle der Bioenergie im Rahmen des Energiesystems ergeben sich daher eine Reihe zentraler Ansatzpunkte, die bei der Modellkonfiguration berücksichtigt werden sollten. Viele – in dieser Arbeit als die entscheidenden bewerteten - Ansatzpunkte werden in diesem Handbuch versucht entsprechend differenziert zu beschreiben. Zu diesen gehören:

1. Flexibilität der Bioenergie: Eine der wesentlichen grundsätzlichen Eigenschaft ist die Speicherbarkeit des Rohstoffs Biomasse und seiner Sekundärprodukte (Gas, flüssige Kraftstoffe, etc.). Auch können durch viele technische Lösungen sehr kurze Reaktionszeiten umgesetzt werden und somit die Strombereitstellung aus Biomasse präzise an den Bedarf angepasst werden. Damit geht die Option einher, Bioenergie als Flexibilitätsoption im Energiesystem einzusetzen. Das hohe Potenzial zur Flexibilisierung und bedarfsgerechten Steuerung ist ein großer Vorteil der Biomassetechnologien gegenüber anderen Erneuerbaren Energien wie Wind und PV. Auf Grund der begrenzten Biomasse-Potenziale gewinnen diese Beiträge zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen im Stromnetz und zur Sicherung der Systemstabilität relevant an Bedeutung als Geschäftsmodell für den Weiterbetrieb von Bestands- und Neuanlagen. Der Wertigkeit dieser Technologieeigenschaft wird daher in diesem Handbuch eine hohe Aufmerksamkeit geschenkt.
2. Biomasse-Potenziale: Die Festlegung der Biomasse-Potenziale zur energetischen Nutzung ist ebenfalls ein zentraler Baustein zu adäquater Beurteilung der Möglichkeiten und Grenzen des Einsatzes der Bioenergie im Energiesystem. Das Flächenpotenzial für nachwachsende Rohstoffe wird langfristig (2030/2050) von verschiedenen Autoren sehr unterschiedlich gesehen. Während Pfluger et al. (2017a) für 2050 in Deutschland ein Potenzial von 1,25 Mio. ha sehen, kommt Zeddies et al. (2012) auf bis zu 7,9 Mio. ha. Die Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen und Energiepflanzen für die energetische Nutzung ist aber gegenwärtig stark umstritten und verliert insbesondere an politischer Unterstützung. Die Gesamt-Energiepotenziale sind hingegen relativ einheitlich und gut belegt. Sie werden mit ca. 900 (Majer et al. 2013), 990 PJ/a (Daniela Thrän 2016) bis zu 940-1.140 PJ/a (Aretz und Hirschl 2007) für Deutschland (für 2020) beziffert. Inklusive Import kommen Pfluger et al. (2017a) auf für 2030 auf 1.320 und 2050 auf 1.434 PJ/a. In diesen Größenordnungen wird das Biomasse-Brennstoffpotenzial auch als ‚begrenzt‘ betrachtet. Ein Potenzial, welches relevant über diesen angesetzt wird, kann eine Übernutzung darstellen und daher nur mit deutlichen Nachhaltigkeitsdefiziten einhergehen. Es ist deshalb empfehlenswert, sich an die o.a. Angaben zu orientieren. Dennoch werden innerhalb gewisser Grenzen auch dynamische Betrachtungen des Biomasse-Potenzials vorgenommen. Grund hierfür ist der Einfluss der Nutzungsart und der eingesetzten Technologie als auch das Energiepotenzial der Biomasse selbst auf die absolute Höhe der Energiebereitstellung. Ebenso sollte der Allokation der Biomassepotenziale auf verschiedene Nutzungssektoren (Strom/Wärme und Kraftstoff) bei der Abbildung der Biomasse in Energiemodellen aufgrund der großen Bedeutung eine besondere Aufmerksamkeit geschenkt werden. In diesem Handbuch wird auf die Effekte verschiedener Rohstoffallokationen hingewiesen.
3. Technologieportfolio: Bioenergie ist durch ein sehr großes Spektrum an unterschiedlichen Technologien und technischen Verfahren gekennzeichnet. Es ist auch eine große Bandbreite an Anlagengrößen (Skalierung) zu verzeichnen. Gleichzeitig wird ein breites Spektrum an Biomasse eingesetzt, die für sich sehr unterschiedliche Eigenschaften aufweisen. Ein zentrales Element für die korrekte Abbildung der Bioenergie in Energiesystemmodellen ist daher die Auswahl der Anlagenarten und ggf. die Clusterung von Technologietypen. Auch hierzu liefert das vorliegende Handbuch prototypische Ansätze und liefert technisch-inhaltliche als auch methodisch Vorgehensweisen, mit der sich systemanalytische (Modell-)Arbeiten im Vorfeld intensiv auseinandersetzen müssen, um die Bioenergie adäquat abzubilden.
4. Datengrundlagen, Einschätzungen und Annahmen: Die Vielfalt der Bioenergie und der zu berücksichtigenden Parameter in den einzelnen Sektoren und Technologien für eine Systemanalyse ergeben ein enormes Spektrum von möglichen Daten, Kennwerten und Parametern, die für die Modellbildung und Modellanalyse erforderlich sind. Oftmals können keine harten Daten ermittelt werden, weil z. B. die in Quellen genannten Bandbreiten sehr groß sind oder sich erst gar keine verlässlichen Quellen finden lassen. In diesen Fällen werden häufig Annahmen getroffen. Sie sollten transparent dargestellt werden (auch auf welchen Grundlagen diese basieren), um eine Überprüfbarkeit und Einschätzung/Bewertung zu gewährleisten bzw. zu ermöglichen. Es kann aber auch hilfreich

sein, Expert*innen und Interessensgruppen an der Validierung von Parametern bzw. der Datenauswahl und -einschätzung zu beteiligen und so eine Verifizierung vornehmen zu können. Durch die Stakeholder-Workshops bereits zu Anfang der Modellentwicklung kann eine adäquate Abbildung der Bioenergie besser eingeschätzt bzw. eine höhere Akzeptanz der Ergebnisse sichergestellt werden. Dies wurde auch im Projekt OptiSys durchgeführt. Die Konzeption und die praktischen Erfahrungen bei der Beteiligung von Interessensgruppen für die Datenauswahl und Konfiguration von Energiemodellen werden im vorliegenden Handbuch ebenfalls genauer beschrieben (siehe Kapitel 8).

1.4 Zielsetzung und Zielgruppen für das Methodenhandbuch

Ziel des Methodenhandbuches ist es, eine Hilfestellung zur möglichst realitätsnahen, aber auch praktikablen Abbildung von Bioenergie in Energiesystem- und Energiemarktmodellen in der Systemanalyse zu geben. Es soll auch dargestellt werden, welche Folgen bestimmte Entscheidungen für die Modellbildung, die Annahmen, genutzte Kennwerte und Detaillierungsgrad von Technologien oder zur Berücksichtigung von Eigenschaften der Flexibilität für die Analyse bzw. die Modellierung in Systemmodellen haben. Dadurch sollen die Ergebnisse zukünftiger Systemanalysen, insbesondere bei gleichzeitiger adäquater Berücksichtigung der Rolle der Bioenergie, belastbarer werden. Insgesamt soll die Qualität der Ergebnisse von Gesamtsystemanalysen durch das Handbuch erhöht werden. Das Methodenhandbuch liefert hier Methoden und Datensätze zu Annahmen, die wiederum Richtschnur für eine einheitlichere Datenbasis und Methodennutzung darstellen können. Damit sollen die Ergebnisse vergleichbarer und detaillierter werden und eine höhere Verbreitung und Anwendung und vielleicht auch Akzeptanz finden können. Das Methodenhandbuch will für methodische Fragen bei der Modellbildung und -konfiguration sensibilisieren, damit die Bioenergie in Energiesystemmodellen zukünftig adäquat und besser abgebildet werden kann. Für ein solches Ziel ist eine allgemeingültige Methode dennoch nur schwer aufzustellen. Sie muss vielmehr mit Beispielen unterlegt werden. Diese Vorgehensweise hat auch das vorliegende Handbuch gewählt.

Zielgruppen: Das Methodenhandbuch ist als Handreichung insbesondere für die Systemanalyse und Modellierer konzipiert, die sich mit dem Energiesystem beschäftigen und die Bioenergie in ihren Systemmodellen hinreichend realitätsnah abbilden möchten, um ihre wissenschaftlichen Fragestellungen beantworten zu können. Es soll besonders Modellierer unterstützen, die sich noch nicht vertieft mit der Bioenergie beschäftigt haben und hierfür auch keine größeren zeitlichen Kapazitäten vorsehen können. Darüber hinaus richtet es sich an Fachleute aus der Bioenergie und der Energiewirtschaft, die verstehen wollen, auf welcher methodischen Grundlage die Bioenergie im Systemkontext analysiert wird bzw. werden sollte. Weitere adressierten Zielgruppen sind Wissenschaft, Politik und Marktakteure, die sich mit der systemischen Bewertung und Modellierung des Ausbaus und Einsatzes von erneuerbaren Energien, insbesondere von flexiblen Bioenergieanlagen, auseinandersetzen bzw. möchten.

2 WICHTIGSTE KERNERGEBNISSE UND EMPFEHLUNGEN IN KÜRZE

Die untersuchten Einflussfaktoren auf die Abbildung von Biogasanlagen in Systemmodellen werden in den Kapiteln 5 bis 7 detailliert betrachtet. Nachfolgend sind die Kernergebnisse und Empfehlungen der einzelnen Einflussfaktoren stichpunktartig aufgeführt, um einen ersten Überblick zu liefern. Diese Zusammenfassung der Kernergebnisse findet sich auch am Ende des jeweiligen Kapitels wieder. Für detaillierte Ausführungen zum Hintergrund dieser Empfehlungen, kann direkt zu den spezifischen Unterkapiteln (Gliederungsebene 2) gesprungen werden. Da die drei Kapitel mit ihren Unterkapiteln inhaltlich nicht aufeinander aufbauen, ist das Lesen in chronologischer Reihenfolge nicht zwingend erforderlich.

In Kapitel 5 werden die Einflussfaktoren auf die Abbildung von Biogasanlagen auf Technologieebene detailliert analysiert. Daraus können nachfolgende Kernergebnisse und Empfehlungen abgeleitet werden.

Empfehlungen aus Kapitel 5.1 Flexible Fahrweise durch Leistungszubau:

1. Bei den Stromgestehungskosten von Biogasanlagen sollte der Flexibilisierungsgrad berücksichtigt werden. Besonders im Leistungsbereich unter 2 MW Bemessungsleistung sollte die Kostenstruktur individuell für jede Flexibilisierungsstufe festgelegt werden (keine Vereinfachung mit identischer Stromgestehungskosten einer Grundlastanlage). Weitere Empfehlungen siehe auch Kapitel 5.5.4.
2. Die Entscheidung über die Anzahl der BHKW zum Flexbetrieb sollte fundiert auf Basis praxisrelevanter Daten getroffen werden, da sie sich sehr sensitiv auf die Stromgestehungskosten auswirken.
3. Die Eigenschaft ‚flexible Fahrweise‘ von Biogasanlagen darf in Energiesystemanalysen nicht vernachlässigt werden, da sie einen sehr relevanten Einfluss auf die Rolle der Biogasanlagen sowie den restlichen Erzeugungsanlagen im Energiesystem hat, insbesondere bei hohen EE-Anteilen. In der modelltechnischen Abbildung wird dies durch die Implementierung eines Flexfaktors empfohlen. Details zur Implementierung finden sich in Abschnitt 5.1.2.
4. Die Festlegung der Höhe des Flexfaktors sollte entsprechend der Fragestellung bewusst und begründet getroffen werden, da der Grad der Flexibilisierung eine entscheidende Rolle für die Kostenstrukturen der Anlagenkonzepte spielt.

Empfehlungen aus Kapitel 5.2 Einteilung in Leistungsklassen (Clusterung):

1. Die Methode der Clusterung und die Anzahl der Cluster sollten entsprechend der Zielstellung gewählt und in den Annahmen kenntlich gemacht werden. Zusammen mit der Festlegung der min. und max. Leistungsgrenzen des Anlagenparks wird durch diese drei Größen die repräsentative Bemessungsleistung je Cluster bestimmt.

Die Bemessungsleistung des Clusters beeinflusst:

- die Zuordnung der Wärmeversorgungsaufgabe des Clusters. D. h. darüber wird bestimmt für welche Wärmelieferverpflichtungen Biogas eingesetzt werden kann.
 - die Kostenstrukturen des Clusters (zusammen mit dem Flexfaktor bzw. der Nennleistung) - und somit auch des gesamten Biogasparcs. Über die Gleichung (8) (Seite 26) können der Flexfaktor, die Bemessungsleistung und die Nennleistung ineinander umgerechnet werden. Es ist daher ausreichend, zwei dieser drei Größen festzulegen.
2. Mit steigender Clusteranzahl nimmt die Realitätsnähe zu, aber gleichzeitig auch die Modellkomplexität. Die Anzahl der Cluster sollte daher entsprechend der Fragestellung sinnvoll gewählt werden. Um die Qualität der Unterscheidung zwischen den Clustern (d. h. Polarität des Anlagenparks (maximale Unterschiede) und damit der Kostenstruktur) zu verbessern, ist es empfehlenswert so wenig Cluster wie möglich umzusetzen. Gleichzeitig sollte die Anzahl der zu berücksichtigenden Cluster für eine angemessene Abbildung der Anlagenvielfalt ausreichend groß sein. Die Clusterdefinition soll daher große Aufmerksamkeit erhalten, um gut abgewogen zu sein.

Empfehlungen aus Kapitel 5.3 Verhältnis der Leistungsklassen (Cluster)

Entsprechend des Untersuchungsrahmens (z. B. Zeithorizont) ist das Verhältnis der Leistungsklassen (Cluster) einer Technologie zu fixieren oder nicht.

- 1a. Für eine Abbildung des aktuellen, realen Anlagenbestandes (z. B. für die Szenarienentwicklung mit kurzfristiger Perspektive aufbauend auf den Bestandsanlagen), sollte das Verhältnis der Anlagen-Cluster über einen festgelegten Verteilungs-Schlüssel fixiert werden. Dazu wird das Verhältnis der Energiemenge zwischen den Leistungsklassen fixiert. Als Bezugsgröße sind verschiedene Kenngrößen wie der Anteil an der Gesamtanlagenanzahl, der Anteil an der installierten Gesamtleistung oder der Anteil an der gesamt produzierten Energiemenge denkbar. Die Bezugsgröße sollte entsprechend der Zielstellung der Untersuchung gewählt werden.
- 1b. Bei einer reinen theoretischen Kostenoptimierung und unberücksichtigt der Bestandsstruktur (z. B. für extrem langfristige Perspektiven), ist die Vereinfachung ohne fixierte Clusterverteilung ist zulässig.

Empfehlungen aus Kapitel 5.4 Prozessabschnitt Rohbiogaserzeugung bzw. Rohbiogaskosten:

1. Werden die Rohbiogaskosten nicht der Literatur entnommen, sondern selbst berechnet, so können folgende Empfehlungen gegeben werden:
 - a. Bei exogener Vorgabe des Biomasseeinsatzes (d. h. Zuweisung von Rohbiogasmengen zu konkreten Konversionsanlagen):

Die Berechnung der Rohbiogaskosten wird für die vorgegebenen Anlagenkonfigurationen (z. B. Nennleistung, Volllaststunden) anhand der exakten Berechnungsmethode (Beispiel siehe Abschnitt 12.2.3) durchgeführt.
 - b. Bei endogener Optimierung des Biomasseeinsatzes (d. h. modellendogene Zuweisung von Rohbiogasmengen zu Konversionsanlagen):

Die Berechnung der Rohbiogaskosten kann auf Bezug der Bemessungsleistung durchgeführt werden. Folgende Vereinfachungen sind hierfür zulässig:

 - Der Betrachtungszeitraum entspricht der mittleren Lebensdauer des BHKW über alle Flexibilisierungsstufen (die Lebensdauer in Abhängigkeit der Volllaststunden kann in Abbildung 69 (siehe Kapitel 12.2.4) abgelesen werden)
 - Anstelle der Nennleistung wird die Bemessungsleistung zur Berechnung der spezifischen Investitions- und Betriebsausgaben in den Gleichungen (26) bis (28) (siehe Kapitel 12.2.3) sowie des Wirkungsgrades nach Gleichung (46) (siehe Kapitel 12.2.4) herangezogen.
2. Für die Berechnung der Rohbiogaskosten sollten in beiden Fällen die Substratkosten und der elektrische Wirkungsgrad möglichst exakt recherchiert werden, da sie den größten Einfluss auf die Rohbiogaskosten haben. Die restlichen Parameter spielen eine untergeordnete Rolle und müssen daher nicht so exakt bestimmt werden.
3. Eine variable Rohgasproduktion als Flexibilisierungsoption kann in Energiesystemanalysen vernachlässigt werden. Eine Ausnahme stellt die gezielte Untersuchung einer saisonalen Bedarfsanpassungsfähigkeit (saisonale Flexibilisierung) dar. Für diesen Untersuchungsfall sollte eine variable Rohgasproduktion mitberücksichtigt werden.

Empfehlungen aus Kapitel 5.5 Prozessabschnitt Biogasspeicher und BHKW bzw. Stromgestehungskosten und Kapitel 5.7 Wechselwirkung der betriebs- und kapitalgebundenen Parameter:

1. Die technischen und ökonomischen Parameter für den flexiblen BHKW-Betrieb sollten individuell für jede Flexibilisierungsstufe berücksichtigt werden (keine Vereinfachung mit identischen Parametern eines Grundlast-BHKW). Lediglich beim Eigenstrombedarf ist die Vereinfachung auf einen einheitlichen, durchschnittlichen Wert für alle Flexibilisierungsstufen akzeptabel.
2. Die Abbildung flexibler Biogasanlagen in Energiesystemmodellen sollte auf folgende technische und ökonomische Parameter konzentriert werden:
 - elektrischer Wirkungsgrad
 - Rohbiogaskosten
 - Betrachtungszeitraum
 - Investitionsausgaben (v.a. Kapitalkosten des BHKW vgl. Kapitel 5.7.5)
 - variable und fixe Betriebskosten
 - Vorgabe eines Flexfaktor bzw. Volllaststunden (vgl. Kapitel 5.1.4)
 - elektrische Nenn- bzw. Bemessungsleistung (vgl. Kapitel 5.2.5)
3. Die Rohbiogaskosten und der elektrische Wirkungsgrad sollten am fundiertesten recherchiert werden, da sie den größten Einfluss auf die Stromgestehungskosten haben. Die exakte Bestimmung der restlichen Parameter spielt eine untergeordnete Rolle.
4. Um entsprechend der Zielstellung möglichst realitätsnahe Werte zu garantieren, empfiehlt sich die Einbindung von Stakeholdern zur Validierung dieser Annahmen (mögliche Konzepte und Empfehlungen zur partizipativen Modellierung in Kapitel 8).
5. Alle flexiblen Technologien (auch Konkurrenztechnologien zur Bioenergie, z. B. Erdgas-BHKW oder Stromspeicher) sollten in einem ähnlich Detailgrad abgebildet werden, da sie sonst nicht untereinander vergleichbar sind.

Empfehlungen aus Kapitel 5.6 Einsatzoptimierung im Strom-Wärme-Sektor:

1. Für Untersuchungen mit EE-Anteilen unter 80 % sollte entweder der Wärmesektor teilweise mit abgebildet oder aber zumindest den KWK-Anlagen kostentechnische Boni mitgegeben werden. Diese sollten sowohl den Preis für die Wärmeversorgung, aber auch eine zeitliche und flexibilitätsgesteuerte Komponente beinhalten.
2. Für Untersuchungen mit EE-Anteilen über 80 % kann die Eigenschaft der gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung für Biogasanlagen auf eine reine Stromerzeugung reduziert werden.

Empfehlungen aus Kapitel 5.8 THG-Emissionen von Biogasanlagen und Kapitel 6.1 Politische Rahmenbedingungen:

1. Die Festlegung des vorgegebenen Wertes für den Zielanteil EE als Rahmenbedingung für ein kostenoptimiertes Systemmodell ist entsprechend der Fragestellung fundiert zu treffen, da dies die ergebnisbestimmende Restriktion darstellt und sein Wert einen großen Einfluss auf die Rolle der Biogasanlagen im Strom- und Wärmesystem hat. Die Vorgabe des korrespondierenden THG-Reduktionsziels ist optional bzw. eine grobe Abschätzung ist ausreichend (vgl. Kapitel 6.1.4).
2. Die Berücksichtigung von indirekten THG-Emissionen (d. h. Emissionen zur Produktion, Aufbereitung und Transport der Biomasse) spielt daher für Biogasanlagen nur eine untergeordnete Rolle und kann in Energiesystemanalysen vernachlässigt werden. Für bestimmte Fragestellungen kann die Berücksichtigung der THG-Emissionen dennoch von Bedeutung sein und muss individuell abgewogen werden (vgl. Kapitel 5.8.4).

Die Einflussfaktoren auf die Abbildung von Biogasanlagen in Hinblick modelltechnischer Rahmenbedingungen werden in Kapitel 6 ausführlich betrachtet. Daraus lassen sich die nachfolgenden Kernergebnisse und Empfehlungen ableiten.

Empfehlung aus Kapitel 6.2 Konkurrierende Flexibilitätsoptionen:

Die Kosten von Stromspeichern zeigen lediglich einen geringen Einfluss auf den Wert von Biogas im Strom-Wärme-System. Dennoch sollte bei zukünftigen Analysen die stetige Verbesserung und Kostenreduktion der elektrischen Speicher beachtet werden, da sie eine starke Wechselwirkung mit der Einspeisung von fEE hat.

Empfehlungen aus Kapitel 6.3 Fluktuierende Erneuerbarer Energien:

1. Die Variation der Wetterjahre zeigt lediglich einen geringen Einfluss auf den Wert von Biogas im Strom-Wärme-System. Dennoch sollte die Wahl des Wetterjahres gut überlegt sein. Es wird empfohlen ein Jahr mit ausreichend Extremwettersituationen (z. B. "Dunkelflauten") zu wählen. Wie beispielsweise ein generisches Wetterjahr, das z. B. über den Service des Deutschen Wetterdienstes (DWD) erstellt werden kann.
2. Die Netzkosten zur Integration großer Kapazitäten fluktuierender Erneuerbarer Energien sollten berücksichtigt werden, da sie einen großen Einfluss auf Biogasanlagen und andere Technologien haben. Die zusätzlichen Leitungskapazitäten können entweder über Netz- und Engpasssimulationen optimiert und mit separaten Kosten belegt, oder die entstehenden Kosten bei den Stromgestehungskosten für fEE eingepreist werden.

In Kapitel 7 werden die Abbildung von Biogasanlagen in Wechselwirkung mit dem Mobilitätssektor intensiv untersucht. Daraus können nachfolgende Kernergebnisse und Empfehlungen abgeleitet werden.

Empfehlungen aus Kapitel 7.1 Höhere Stromnachfrage durch den Mobilitätssektor:

1. Für eine ganzheitliche Betrachtung sollte die Stromnachfrage durch den Mobilitätssektor berücksichtigt werden, um die sektorübergreifende Bedeutung der Bioenergie adäquat abzubilden.
2. Bei Berücksichtigung der Stromnachfrage durch den Mobilitätssektor ist die Abbildung der Flexibilität der Bioenergie von großer Bedeutung und kann entsprechend Kapitel 5.1.2 modelltechnisch integriert werden.
3. Die Höhe und der zeitliche Verlauf der Stromnachfrage hat einen großen Einfluss auf den Bedarf an Stromerzeugungskapazitäten. Da die Prognosen hierfür mit großen Unsicherheiten behaftet sind, sollten bei systemischen Untersuchungen verschiedene Entwicklungspfade (Szenarien) in Bezug auf diesen Parameter analysiert werden.

Empfehlung aus Kapitel 7.2 Flexible Stromnachfrage im Verkehrssektor:

Für langfristige Betrachtungsszenarien mit hohen Anteilen fluktuierender Energien, sollte die verschiebbarer Stromnachfrage aus dem Mobilitätssektor berücksichtigt werden, um alle Flexibilitäts-Optionen adäquat abzubilden. Auch wenn die Wirkung der flexiblen Stromnachfrage im Verkehrssektor auf die Rolle der Biogasanlagen selbst gering ausfällt.

Empfehlung aus Kapitel 7.3 Verstärkte Nutzung von Kraftstoffen aus Biomasse:

Für eine gezielte Analyse der Frage, in welchem Verwertungspfad Biomasse einzusetzen ist, empfiehlt sich ein sektorübergreifendes Energiesystemmodell oder eine Kopplung von adäquaten Modellen. Diese sollten jedoch die in diesem Handbuch identifizierten wichtigen Eigenschaften der Bioenergie - und insbesondere Biogasanlagen und deren Flexibilität - berücksichtigen.

3 DEFINITIONEN UND BEGRIFFLICHKEITEN

3.1 Grundlegende Festlegung von Begrifflichkeiten

Flexibilität im Stromsektor

Flexibilität im Stromsektor wird nach einer Definition der Internationalen Energieagentur (IEA 2011) als Fähigkeit des Elektrizitätssystems beschrieben, Erzeugung und Nachfrage trotz ausgeprägter, kurzfristiger Schwankungen im Gleichgewicht zu halten (Haasz 2017).

Elektrische Nennleistung ($P_{N,el}$) [kW]

Die elektrische Nennleistung ist die vom Hersteller empfohlene höchste abgebbare Dauerleistung einer Bioenergieanlage (Nennbetrieb) (Thrän und Pfeiffer 2013). Daher ist im Folgenden von Nennleistung als Synonym für die elektrische Leistung einer Anlage auszugehen, sofern keine weitere Präzisierung angegeben wird. Zusammen mit der installierten Leistung gehört die Nennleistung zu den festen unveränderlichen, technischen Daten der Anlage. Je nach Bauart, Hersteller und Funktionsweise der Anlage können Nennleistung und installierte Leistung mehr oder weniger identisch sein (Next Kraftwerke GmbH 2017).

Installierte elektrische Leistung ($P_{inst,el}$) [kW]

Die installierte Leistung beschreibt hingegen die technische Spitzenleistung (elektrisch) einer Konversionsanlage (z. B. BHKW) (Next Kraftwerke GmbH 2017).

Elektrische Bemessungsleistung ($P_{Bem,el}$) [kW]

Die elektrische Bemessungsleistung ist eine bilanzielle Kenngröße. Sie ergibt sich aus der effektiv produzierten elektrischen Energiemenge eines Jahres geteilt durch die Summe aller Jahresstunden und dient zur Berechnung der Vergütung nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) (Next Kraftwerke GmbH 2017). Für die Praxis von Biogasanlagen entspricht dies der theoretischen elektrischen Leistung einer unterbrechungsfreien Verstromung bei kontinuierlicher Gasproduktion.

Zur Berechnung der Bemessungsleistung findet die Anzahl der vollen Zeitstunden eines Jahres (Next Kraftwerke GmbH 2017) Berücksichtigung:

- kein Schaltjahr: $h_a=8.760$ h/a
- Schaltjahr: $h_a=8.784$ h/a

$$P_{Bem,el} = \frac{\sum_{t=1}^n E_{t,el}}{h_a} \quad (1)$$

$P_{Bem,el}$	<i>Elektrische Bemessungsleistung [kW]</i>
$E_{t,el}$	<i>Produzierte elektrische Energiemenge je Zeitschritt [kWhel]</i>
h_a	<i>Summe voller Zeitstunden eines Jahres [h/a]</i>

Jahresvolllaststunden (VLH) [h/a]

Die Jahresvolllaststunden werden rechnerisch über die bereitgestellte elektrische Energie innerhalb eines Jahres durch die elektrische Nennleistung (netto) je Konversionsanlage berechnet. Zum einen sind sie von der technischen Verfügbarkeit der Gesamtanlage (technologiespezifisch) und zum anderen von dem Anlagenbetrieb (wärme-, stromgeführt oder im Volllastbetrieb) abhängig (Thrän und Pfeiffer 2013).

$$VLH = \frac{\sum_{t=1}^n E_{t,el}}{P_{N,el}} \quad (2)$$

VLH	<i>Volllaststunden eines Jahres [h/a]</i>
$E_{t,el}$	<i>Produzierte elektrische Energiemenge je Zeitschritt [kWhel]</i>
$P_{N,el}$	<i>Elektrische Nennleistung [kWel]</i>

Anzulegender Wert (AW) [ct/kW]

Der Anzulegende Wert dient zur Berechnung des Fördersatzes für Erneuerbare Energien, welcher über die EEG-Umlage finanziert wird (Next Kraftwerke GmbH). Der Anzulegende Wert wird in Cent pro Kilowattstunde installierter Leistung angegeben und wird für die Förderdauer von 20 Jahren fixiert. Die Höhe des Anzulegenden Wertes war im EEG 2012 und EEG 2014 noch gesetzlich für jeden Energieträger festgelegt. Seit dem EEG 2017 müssen Anlagen, die nach dem 1. Januar 2017 in Betrieb genommen wurden und eine installierte Leistung innerhalb des Bereichs von 150 kW bis 20 MW aufweisen, an einem Auktionsverfahren zur Bestimmung ihres Anzulegenden Wertes teilnehmen. Die Höhe des anzulegenden Wertes ist nun nicht mehr für alle Anlagen des gleichen Energieträgers einheitlich, sondern gestaltet sich je nach abgegebenem Gebot individuell. Zudem wurde eine Gebotsobergrenze, die zusätzlich einer jährlichen Degression von 1 %, unterliegt eingeführt.

Marktprämie (MP) [ct/kWh]

Die Marktprämie stellt die Förderhöhe über das EEG dar. Sie bildet den Ausgleich zwischen individuell garantiertem Anzulegendem Wert und dem Monatsmarktwert an der Strombörse. Der Förderbetrag der Marktprämie wird somit, abhängig vom Monatsmarktwert, monatlich gleitend angepasst.

$$MP = AZ - MW \quad (3)$$

MP	<i>Marktprämie [ct/kWh]</i>
AZ	<i>Anzulegender Wert [ct/kWh]</i>
MW	<i>Monatsmarktwert [ct/kWh]</i>

Monatsmarktwert Bioenergie (MWBio) [ct/kWh]

Der Monatsmarktwert spiegelt den Marktwert an der Strombörse wider. Für Bioenergieanlagen entspricht er dem monatlich ermittelten durchschnittlichen Börsenstrompreis und wird kalendermonatlich und rückwirkend berechnet.

Flexibilitätsprämie (FP) / Flexibilitätszuschlag (FZ) [€/a]

Biogasanlagen können die für die Flexibilisierung notwendigen Zusatzinvestitionen in der Regel nicht ausschließlich über Mehrerlöse an der Strombörse kompensieren. Um trotzdem die Flexibilisierung von Biogasanlagen anzureizen

hat der Gesetzgeber hierfür einen Fördermechanismus eingeführt. Werden die notwendigen technischen Anforderungen zum flexiblen Anlagenbetrieb erfüllt, so wird die Flexibilitätsprämie bzw. der Flexibilitätszuschlag zusätzlich zur gleitenden Marktprämie gewährt und stellt eine weitere Förderkomponente über das EEG dar.

Hierbei wird nach Bestands- und Neuanlagen differenziert:

a) Die Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen, die vor dem 01.08.2014 in Betrieb genommen wurden, fördert die Bereitstellung zusätzlich installierter Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung (§ 50b EEG 2017).

Die jährliche Flexibilitätsprämie berechnet sich nach dem EEG folgendermaßen:

$$FP = \left(P_{inst,el} - (P_{Bem,el} * 1,1) \right) * 130 \text{ €/}(kW * a) \quad (4)$$

<i>FP</i>	<i>Flexibilitätsprämie [€/a]</i>
<i>P_{inst,el}</i>	<i>Installierte elektrische Leistung [kW]</i>
<i>P_{Bem,el}</i>	<i>Elektrische Bemessungsleistung [kW]</i>

Für die Inanspruchnahme der Flexprämie muss als Untergrenze die installierte Leistung mindestens das 1,1-fache (Korrekturfaktor für Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung) der Bemessungsleistung und andererseits gilt als Bedingung für die Förderung das 5-fache der Bemessungsleistung als Obergrenze der installierten Leistung. Zur Ermittlung der maßgeblichen „zusätzlich bereitgestellten Leistung“ (P_{Zusatz}) wird die Bemessungsleistung mit dem Korrekturfaktor für die Auslastung der Anlage multipliziert und dieses Produkt anschließend von der installierten Leistung subtrahiert.

Der Korrekturfaktor beträgt für Biogasanlagen 1,1 und für Biomethan-BHKW-Anlagen 1,6. Die Höhe der jährlichen Flexibilitätsprämie beträgt 130 €/kW Differenzleistung pro Jahr. Die Flexibilitätsprämie wird für die Dauer von 10 Jahre gewährt.

b) Flexibilitätszuschlag für Neuanlagen ab dem 01.08.2014 fördert die Bereitstellung von Leistung.

Der jährliche Flexibilitätszuschlag für Neuanlagen berechnet sich nach dem EEG folgendermaßen:

$$FZ = P_{inst,el} * 40 \text{ €/}(kW * a) \quad (5)$$

<i>FZ</i>	<i>Flexibilitätszuschlag [€/a]</i>
<i>P_{inst,el}</i>	<i>Installierte elektrische Leistung [kW]</i>

Der Flexibilitätszuschlag wird für Biogas- und Biomethan-BHKW mit einer installierten Leistung über 100 kW gewährt. Die Höhe des jährlichen Flexibilitätszuschlags (Kapazitätzuschlag) beträgt 40 € je installiertem Kilowatt und wird über die gesamte Förderdauer von 20 Jahren garantiert. Bedingung hierfür ist, dass die Anlage in Summe maximal nur 50 % der installierten Leistung im Jahresverlauf ausgelastet und vergütet wird ($P_{Bem} < 0,5 * P_{inst}$).

3.2 Definition und Indikatoren von Flexibilität

Im folgenden Kapitel wird die elektrische Flexibilität aus technischer Sicht beschrieben. Zunächst werden in Kapitel 3.2.1 allgemeine Definitionen zur Flexibilität festgelegt. Zur Unterstützung dessen Definition werden allgemeingültige Aspekte, Kennzahlen und Indikatoren genannt, die auf alle Technologien und elektrische Kapazitäten angewendet werden können. In Kapitel 3.2.2 werden die Indikatoren im Speziellen und in detaillierter ausgearbeiteter Form beschrieben. Der Unterschied besteht daher allein in der Detailtiefe bei der Beschreibung der Kennzahlen und Indikatoren von Flexibilität.

3.2.1 Allgemeine Definitionen und Indikatoren zur Kennzeichnung von Flexibilität

Um Flexibilität auf technischer Ebene vollumfänglich zu beschreiben, ist die Berücksichtigung von drei Aspekten notwendig (Holzhammer et al. 2016). Sobald einer dieser Aspekte nicht berücksichtigt wird, ist die Beschreibung der Flexibilität unvollständig.

Aus der **Sicht des Energiesystems** bestehen die drei Aspekte der Flexibilität in den **Anforderungen**, die das System an eine Energiewandlungsanlage stellt. Der erste Aspekt ist die Leistungsanforderung zu einem bestimmten Zeitpunkt bzw. über einen bestimmten Zeitraum, also der angeforderten Energiemenge. Ein weiterer Aspekt ist die zeitliche Änderung der Anforderung, d. h. die Änderungsrate der Leistungsanforderung. Ergänzt werden die Aspekte durch die Anforderungsdauer, wie lange eine jeweils angeforderte Leistung am Stück erbracht werden muss.

Die Beschreibung der **Flexibilität von Konversionsanlagen** kann aus diesen systemischen Anforderungen abgeleitet werden. So bestehen für die Konversionsanlage die drei Aspekte in den **Fähigkeiten** der Anlage, die Anforderungen des Energiesystems erfüllen zu können. In Deckung mit den Anforderungen bestehen diese nach Selleneit et al. (2019) in der **Leistungsfähigkeit**, der **Reaktionsfähigkeit** und der **Bedarfsanpassungsfähigkeit** (siehe **Abbildung 1**). In den nachfolgenden Ausführungen wird sich ausschließlich auf die Definition der Anlagenflexibilität fokussiert, um damit einheitliche Kriterien zu definieren, anhand derer sich verschiedene Technologien hinsichtlich ihrer technischen Fähigkeit zur Bereitstellung von Flexibilität vergleichen lassen.

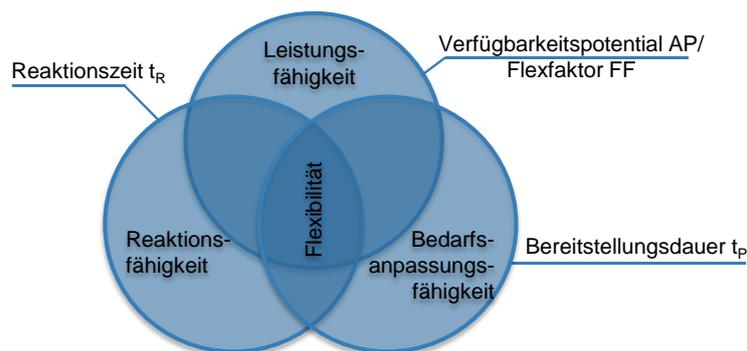


Abbildung 1: Aspekte der Fähigkeiten einer Technologie auf Flexibilitätsanforderungen des Energiesystems zu reagieren, sowie die wichtigsten Indikatoren zur Flexibilitätsbeschreibung in geringer Detailtiefe (nach Selleneit et al. (2019))

Die **Leistungsfähigkeit** beschreibt die Fähigkeit eine bestimmte Leistung zu einem bestimmten Zeitpunkt bzw. über einen bestimmten Zeitraum dem Energiesystem zur Verfügung zu stellen.

Der Aspekt der zeitlichen Änderung der Leistungsbereitstellung wird im Wesentlichen durch die Änderungsraten der Leistung definiert und spiegelt sich in der **Reaktionsfähigkeit** wider.

Vervollständigt wird die Beschreibung der Flexibilität durch den Aspekt der **Bedarfsanpassungsfähigkeit**, da die Leistungsfähigkeit noch keine Aussage darüber macht, über welchen Zeitraum am Stück die Leistung bereitgestellt werden kann. Die Bedarfsanpassungsfähigkeit beschreibt die Dauer einer Leistungsbereitstellung ohne Unterbrechung.

Die Fähigkeiten der Anlagen-Flexibilität sind durch die technischen Eigenschaften bestimmt und können über sogenannte Anlagen-Indikatoren einer Konversionsanlage beschrieben werden. Die anlagenspezifischen Indikatoren sind statische Anlagengrößen und spiegeln die technischen Möglichkeiten der Anlage bzw. des Anlagenverbundes wieder. Im realen Feldbetrieb können die Fähigkeiten zur Flexibilität durch technische und/oder ökonomische Restriktionen eingeschränkt werden. Restriktionen treten besonders durch Integration von Konversionsanlagen in eine technische und ökonomische Umgebung auf, was durch Einbinden in einen Verbund mehrerer voneinander abhängiger Anlagen(-komponenten) oder in ein größeres Energieversorgungssystem erfolgen kann. Die Indikatoren einer Einzelanlage beschreiben dabei die maximal möglichen Werte eines Flexibilitätsaspektes, ohne Berücksichtigung der Restriktionen durch Einbindung in eine konkrete technische/ökonomische Umgebung (sog. Prüfstandbedingungen). Da die Anlage im Realbetrieb i.d.R. in einen Anlagenverbund und einen bestimmten Standort integriert ist, fallen die Werte des Anlagenverbundes immer geringer aus als die der Einzelanlage unter Prüfstandbedingungen (für den Anwendungsfall Biogasanlagen sind in Kapitel 4.1.2 konkrete Beispiele genannt). Mit ihrer Hilfe kann eine quantitative Technologie- oder Anlagenbewertung vorgenommen und Aussagen getroffen werden, inwieweit diese den Flexibilitätsanforderungen des Systems gerecht werden.

Die notwendigen Anlagen-Indikatoren zur Beschreibung der Flexibilität in geringer Detailtiefe sind nachfolgend beschrieben und im Leistungsänderungsdiagramm der **Abbildung 2** aufgezeichnet. Die hier beschriebenen Indikatoren können als Aggregation oder Vereinfachung der sehr detaillierten Beschreibung in Kapitel 3.2.2 gesehen werden. Sie beschreiben somit dieselbe technische Fähigkeit der Anlage, nur in konzentrierter und vereinfachter Form. In Selenite et al. (2020) werden mit Hilfe dieser Indikatoren die Flexibilität und Systemeffizienz fünf ausgewählter Technologien (u. a. Biogasanlagen) bewertet.

Aspekt Leistungsfähigkeit

Indikator Verfügbarkeitspotenzial (AP) [-]

Allein über die elektrische Leistung kann der Aspekt der Leistungsfähigkeit einer Anlage bzw. eines Anlagenverbunds über einen bestimmten Zeitraum nicht hinreichend umfänglich beschrieben werden. Mit herangezogen werden muss immer die theoretisch maximale Verfügbarkeitsdauer und damit die maximale Energiemenge, die innerhalb des Betrachtungszeitraum bereitgestellt werden kann. Das theoretische Verfügbarkeitspotenzial (AP) vereint die beiden Größen als anschaulicher Indikator und spiegelt das Verhältnis aus theoretisch maximaler elektrischer Energiemenge (über einen betrachteten Zeitraum) und elektrischer Anlagenleistung wieder. Der Faktor wird somit zu einer dimensionslosen Größe und kann maximal den Wert $AP=1$ annehmen. Kürzt man in der Gleichung (6) die elektrische Leistung, so lässt sich das Verfügbarkeitspotenzial auch als Verhältnis der theoretisch maximalen Betriebsstunden unter Nennleistung im Betrachtungszeitraum $h_{PN,max}$ und dem Betrachtungszeitraum ausdrücken. Bei einem Betrachtungszeitraum von einem Jahr entspricht dies dem Verhältnis der maximal möglichen VLH zu den Stunden eines Jahres. Das Verfügbarkeitspotenzial ist nicht mit der etablierten Kennzahl der Anlagenverfügbarkeit gleichzusetzen. Die Anlagenverfügbarkeit grenzt sich als Kennzahl zur Ex-post-Betrachtung zum Ende eines bestimmten Zeitraums durch die zusätzliche Berücksichtigung ungeplant eingetretener Reduzierung der Energiemenge vom Verfügbarkeitspotenzial einer Technologie ab. AP berücksichtigt nur die vor dem Betrachtungszeitraum vorab geplanten Reduzierungen, die sich in der Energiemenge niederschlagen. Das Verfügbarkeitspotenzial kann somit maximal den Wert $AP=1$ annehmen.

$$AP = \frac{E_{AP,el}}{P_{el} \Delta t} = \frac{h_{PN,max}}{\Delta t} \text{ bzw. } \frac{VLH_{max}}{h_a} \quad (6)$$

VP	<i>Verfügbarkeitspotenzial [-]</i>
P_{el}	<i>Elektrische Leistung [kW]</i>
$E_{AP,el}$	<i>Theoretisch maximale elektrische Energieerzeugung [kWh]</i>
Δt	<i>Summe voller Zeitstunden im Betrachtungszeitraum [h]</i>
$h_{PN,max}$	<i>Summe der theor. max. Betriebsstunden unter Nennleistung im Betrachtungszeitraum [h]</i>
h_a	<i>Summe voller Zeitstunden eines Jahres [h/a]</i>
VLH_{max}	<i>Maximal mögliche Volllaststunden [h/a]</i>

Indikator Maximaler Flexfaktor (FF_{max}) [-]

Die Leistungsfähigkeit einer Anlage bzw. eines Anlagenverbunds kann auch mit dem maximalen Flexfaktor beschrieben werden. Der maximale Flexfaktor stellt keinen zusätzlichen Indikator zur Beschreibung der Leistungsfähigkeit dar, sondern gilt parallel zu AP als alternative Darstellung. Er enthält gegenüber AP keine zusätzliche Information und ist lediglich als eine andere Darstellungsmöglichkeit zu sehen. Der maximale Flexfaktor spiegelt das Verhältnis aus dem Betrachtungszeitraum und den Zeiten des technisch notwendigen sowie geplanten Stillstandes der Anlage während dieses Zeitraumes, für z. B. die Durchführung von Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten, wieder. Er ist somit ebenfalls eine dimensionslose Größe. Je weniger geplante Stillstandzeiten es gibt, desto höher fällt der maximale Flexfaktor aus. Je nachdem, was mit dem Indikator bezweckt oder ausgesagt werden soll, ist FF_{max} oder AP anzuwenden.

$$FF_{max} = \frac{\Delta t}{h_{restr}} \text{ bzw. } \frac{h_a}{h_a - VLH_{max}} \quad (7)$$

FF_{max}	<i>Maximal möglicher Flexfaktor [-]</i>
Δt	<i>Summe voller Zeitstunden im Betrachtungszeitraum [h]</i>
h_{restr}	<i>Summe der Zeitstunden für geplanten Stillstand [h]</i>
h_a	<i>Summe voller Zeitstunden eines Jahres [h/a]</i>
VLH_{max}	<i>Maximal mögliche Volllaststunden [h/a]</i>

Zur vollständigen Beschreibung der Leistungsfähigkeit ist eine Differenzierung zwischen Ex-ante-Bewertung und Ex-post-Betrachtung notwendig. Bis hierhin erfolgte die Beschreibung der Leistungsfähigkeit mittels statischer Anlagenkennwerte zur Bewertung der maximal möglichen Flexibilität. Aus diesen statischen/unveränderlichen Anlagen-Indikatoren, lässt sich keine Aussage zum tatsächlichen Betriebsverhalten der Anlage treffen. Wie die Flexibilität der Anlage mit seinen Aspekten tatsächlich genutzt wird, kann erst eine Ex-post-Analyse Aufschluss geben. Das tatsächliche Betriebsverhalten ist u. a. von der Witterung, dem Nutzerverhalten, der Auftrags- und Wirtschaftslage abhängig und wird sich zwischen den betrachteten Zeiträumen immer wieder ändern. Als dynamische Kennzahl kann hierfür der Flexfaktor dienen.

Kennzahl Dynamischer Flexfaktor (FF) [-]

Der Flexfaktor spiegelt das Verhältnis aus maximaler Leistung und bereitgestellter Energie im Betrachtungszeitraum wieder. Dabei wird die Energiemenge durch die tatsächlich realisierte Bemessungsleistung (Definition siehe Seite 20) als Durchschnittsleistung über einen festgelegten Zeitraum repräsentiert. Das Verhältnis der Nennleistung zur Bemessungsleistung entspricht dem Verhältnis der Stunden eines Jahres zu den tatsächlich erreichten Volllaststunden der Konversionsanlage. Der Faktor wird wiederum zur dimensionslosen Kenngröße. Die Festlegung des Betrachtungszeitraums kann je nach Fragestellung unterschiedlich gewählt werden und beispielsweise einen Tag, eine Woche oder ein Jahr betragen. Der dynamische Flexfaktor berücksichtigt den tatsächlichen Betrieb der Anlage während des Betrachtungszeitraums und damit die tatsächlich flexibel zur Verfügung gestellte Energiemenge (ex-post). Da diese Energiemengen beim Vergleich aufeinanderfolgender Zeitintervalle (z. B. Vergleich von verschiedenen Jahren) unterschiedlich ausfallen können, wird der Flexfaktor zu einer dynamischen Kennzahl. Der dynamische Flexfaktor berücksichtigt somit die Wechselwirkungen aller statischen Anlagen-Indikatoren über einen konkreten Betrachtungszeitraum mittels realen Werten, wodurch die Bedeutung dieser Kennzahl deutlich. So wirkt sich beispielsweise die reale Reaktionsfähigkeit und Bedarfsanpassungsfähigkeit auch auf die tatsächliche Bemessungsleistung P_{Bem} im Anlagenbetrieb aus. Die getrennte Betrachtung einzelner Aspekte hat also nur eine geringe Aussagekraft. Zudem berücksichtigt der dynamische Flexfaktor durch die ex-post gemessene Energiemenge im Betrachtungszeitraum auch in welchem Umfang die (mögliche) Leistungsfähigkeit als Aspekt der Flexibilität tatsächlich vom Energiesystem angefordert wurde. Die somit tatsächlich erreichten Volllaststunden ergeben sich also nicht allein auf Grund der technischen Fähigkeiten der Anlage (statische Anlagen-Indikatoren), sondern auch aus den Anforderungen des Energiesystems während des betrachteten Zeitraums. Aus dem mathematischen Zusammenhang in Gleichung (8) ergibt sich eine potentielle Abhängigkeit des dynamischen Flexfaktors von der Bemessungsleistung bzw. Volllaststundenzahl. Sinkt die Bemessungsleistung bzw. Volllaststundenzahl, so steigt der dynamische Flexfaktor potentiell an.

$$FF = \frac{P_{N,el}}{\frac{E_{el}}{\Delta t}} \text{ bzw. } \frac{P_{N,el}}{P_{Bem,el}} = \frac{h_a}{VLH} \quad (8)$$

<i>FF</i>	<i>Flexfaktor [-]</i>
<i>P_{N,el}</i>	<i>Elektrische Nennleistung [kW]</i>
<i>E_{el}</i>	<i>Elektrische Energieerzeugung im Betrachtungszeitraum [kWh]</i>
<i>Δt</i>	<i>Zeitraum der Bilanzierung bzw. Summe voller Zeitstunden im Betrachtungszeitraum [h]</i>
<i>P_{Bem,el}</i>	<i>Elektrische Bemessungsleistung [kW]</i>
<i>h_a</i>	<i>Summe voller Zeitstunden eines Jahres [h/a]</i>
<i>VLH</i>	<i>Volllaststunden eines Jahres [h/a]</i>

Erst durch eine Ex-post-Betrachtung des Flexfaktors kann ein Abgleich der maximal möglichen technischen Fähigkeiten der Anlage (statische Anlagen-Indikatoren) mit der tatsächlichen Flexibilitätsbereitstellung im Anlagenbetrieb erfolgen. So lässt sich der dynamische FF gut von den statischen Indikatoren FF_{max} bzw. AP abgrenzen. Der dynamische FF wird für Ex-post-Betrachtungen eines Anlagenbetriebes herangezogen, während FF_{max} bevorzugt als statische Bewertungskennzahl von Technologien und Anlagen herangezogen wird (Ex-ante-Betrachtung). Der dynamische FF kann den maximalen FF nicht übertreffen, da dieser die maximal möglichen technischen Fähigkeiten der Anlage im Verbund darstellt.

Aspekt Reaktionsfähigkeit

Indikator Reaktionszeiten (t_R) [s]

Die Reaktionszeiten beschreiben die Fähigkeit von einer aktuell erforderlichen Leistung innerhalb eines Zeitraums auf eine neue Leistungsanforderung reagieren zu können. Es muss zur Vollständigkeit zwischen positiver Reaktionszeit t_{R+} bei Leistungserhöhung und negativer Reaktionszeit t_{R-} bei Leistungsverringerung unterschieden werden. Diese können unterschiedlich ausfallen, da bei positiver Leistungserhöhung oft eine technisch bedingte Vorlaufphase notwendig ist, während bei der negativen Leistungsänderung meist ein sofortiges Trennen vom Stromnetz (sofortige Reduktion auf $P=0$) möglich ist.

t_{R+} Reaktionszeit bei Leistungserhöhung [s]

t_{R-} Reaktionszeit bei Leistungsverringerung [s]

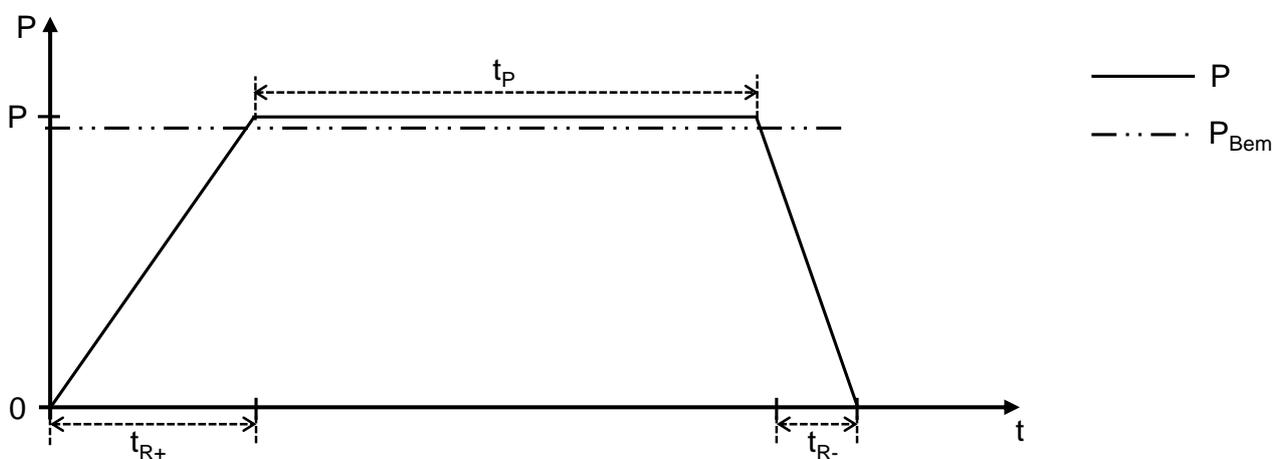


Abbildung 2: Leistungsänderungsdiagramm mit den Indikatoren der Flexibilität in allgemeiner Form (d. h. niedriger Detailgrad)

Aspekt Bedarfsanpassungsfähigkeit

Indikator Bereitstellungsdauer (t_p) [h]

Der Zeitraum t_p dient im allgemeinen Fall zur Beschreibung der Bedarfsanpassungsfähigkeit, und somit der Beschreibung über welchen Zeitraum eine Leistung (auch $P_{el}=0$ kW) zur Erfüllung der Leistungsanforderung ohne Unterbrechung bereitgestellt werden kann. Der Zeitraum kann sowohl auf ein Maximum, als auch auf ein Minimum eingeschränkt sein.

t_p Bereitstellungsdauer [h]

3.2.2 Spezifische Indikatoren zur detaillierten Beschreibung von Flexibilität

Es kann notwendig sein, die drei Aspekte der Flexibilität über die vereinfachte Beschreibung hinaus mit weiteren Indikatoren zu präzisieren. Dies ist besonders dann der Fall, wenn eine detaillierte Betrachtung der Technologie (Einzelanlage) oder des Anlagenverbunds beschrieben werden soll und dafür die allgemeinen Indikatoren aus Kapitel 3.2.1 nicht ausreichen. Zur Spezifizierung der Aspekte in einem höheren Detailgrad sind somit weitere Indikatoren notwendig. In aggregierter Form finden sich diese bereits in den Ausführungen von Kapitel 3.2.1 wieder. Nachfolgend

wird somit dieselbe technische Fähigkeit der Anlage, nur mit einem höheren Detailgrad beschrieben. Diese Beschreibungen stellen somit ergänzende und keine zusätzlichen Indikatoren dar. Im Folgenden sind typische Indikatoren aufgelistet, welche in dieser Detailtiefe herangezogen werden können oder welche sich in der Praxis bereits bewährt haben (siehe auch **Abbildung 4**) (Dotzauer et al. 2019). Die nachfolgenden Indikatoren sind als Empfehlung zu betrachten. Sie haben keinen Anspruch auf Vollständigkeit und können nach Bedarf und Anwendungsfall angepasst oder erweitert werden. Die Indikatoren sind in **Abbildung 3** den drei Flexibilitätsaspekten zugeordnet.

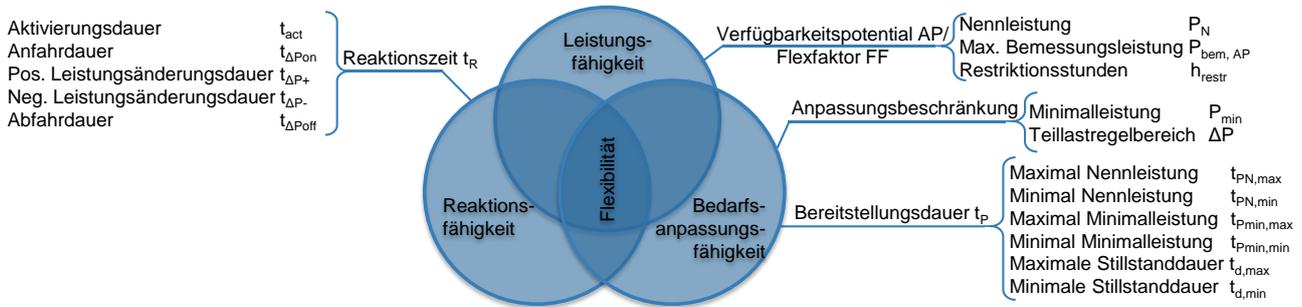


Abbildung 3: Indikatoren der drei notwendigen Fähigkeiten einer Technologie auf Flexibilitätsanforderungen zu reagieren (Selleneit et al. 2019)

In Kapitel 4.1.2 werden diese spezifischen Indikatoren zur Beschreibung flexibler Biogasanlagen herangezogen um ein besseres Verständnis anhand der konkreten Anwendungsbeispiele zu geben.

Aspekt Leistungsfähigkeit

Indikator Elektrische Nennleistung (P_N) [kW]

Unter Einbezug der technischen Vorgaben des Anlagenherstellers ist die maximale elektrische Anlagenleistung in der Praxis auf die elektrische Nennleistung beschränkt. Eine Definition der Nennleistung findet sich auf Seite 20 in Kapitel 3.1.

P_N elektrische Nennleistung [kW]

Indikator Maximale elektrische Bemessungsleistung ($P_{Bem, AP}$) [kW]

Die maximal mögliche Energiemenge über einen bestimmten Zeitraum wird durch die Größe Nennleistung als Indikator des Aspektes der Leistungsfähigkeit und darüber hinaus durch Wechselwirkung mit den anderen zwei Flexibilitäts-Aspekten beeinflusst. So wirkt sich eine eingeschränkte Reaktionsfähigkeit oder Bedarfsanpassungsfähigkeit auch auf die mögliche Energiemenge und somit auf die Leistungsfähigkeit aus. Sie wird durch die maximal mögliche Bemessungsleistung (Definition siehe Gleichung (9)) als Durchschnittsleistung über einen festgelegten Zeitraum repräsentiert.

Alternativ können auch die theoretisch maximalen Betriebsstunden unter Nennleistung ($h_{PN,max}$) im Betrachtungszeitraum zur Beschreibung dieser Fähigkeit herangezogen werden. Wird der Betrachtungszeitraum als ein Kalenderjahr festgelegt, so entsprechen die maximalen Betriebsstunden den maximal möglichen Volllaststunden (VLH_{max}) der Anlage.

$$P_{Bem,AP} = \frac{E_{AP,el}}{\Delta t} \text{ oder alternativ } h_{PN,max} \text{ bzw. } VLH_{max} \quad (9)$$

$P_{Bem,AP}$	<i>Theoretisch maximale elektrische Bemessungsleistung [kW]</i>
$E_{AP,el}$	<i>Theoretisch maximale elektrische Energieerzeugung [kWh]</i>
Δt	<i>Summe voller Zeitstunden im Betrachtungszeitraum [h]</i>
$h_{PN,max}$	<i>Summe der theor. max. Betriebsstunden unter Nennleistung im Betrachtungszeitraum [h]</i>
VLH_{max}	<i>Maximal mögliche Volllaststunden [h/a]</i>

Indikator Restriktionsstunden (h_{restr}) [h/a]

Als Restriktionsstunden werden die Zeiten des technisch notwendigen und geplanten Stillstandes der Anlage bezeichnet. Diese können z. B. für die Durchführung von Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten entstehen. Ebenso können weitere äußere Einflussfaktoren die technisch-bedingten Stillstandzeiten erhöhen. Die Restriktionsstunden stellen die Differenz zwischen dem Betrachtungszeitraum und den technisch maximalen Betriebsstunden unter Nennleistung ($h_{PN,max}$) bzw. VLH im selben Zeitraum dar.

$$h_{restr} = \Delta t - h_{PN,max} \text{ bzw. } h_a - VLH_{max} \quad (10)$$

h_{restr}	<i>Summe der Zeitstunden für geplanten Stillstand [h] bzw. [h/a]</i>
Δt	<i>Summe voller Zeitstunden im Betrachtungszeitraum [h]</i>
$h_{PN,max}$	<i>Summe der theor. max. Betriebsstunden unter Nennleistung im Betrachtungszeitraum [h]</i>
h_a	<i>Summe voller Zeitstunden eines Jahres [h/a]</i>
VLH_{max}	<i>Maximal mögliche Volllaststunden [h/a]</i>

Aspekt Reaktionsfähigkeit:

Indikator Aktivierungsdauer (t_{act}) [s]

Die Aktivierungsdauer t_{act} beschreibt den Zeitraum vom Empfang des Signals der Leistungsanforderung an der Konversionsanlage bis elektrische Leistung zur Endnutzung bereitgestellt wird. Diese Dauer ist eine Einschränkung der Reaktionsfähigkeit. Sie kann, je nach Technologie, wiederum aus mehreren einzelnen Zeitabschnitten zusammengesetzt sein. Darunter können beispielsweise Reaktionszeiten der Steuer- und Regelungseinheiten sowie Zeiträumen für die Vorwärmung, den Startvorgang und die Netzsynchrisation verstanden werden. Die Aktivierungsdauer kann durch vorgeschriebene Start- und Stoppprogramme des Anlagen-Herstellers (Leistungsänderungsrate für Start- und Stoppvorgänge) restringiert sein.

t_{act}	<i>Aktivierungsdauer [s]</i>
-----------	------------------------------

Indikator Leistungsänderungsdauer ($t_{\Delta P}$) [s]

Sobald der Leistungsbereich einer Anlage durch eine minimale Leistung limitiert ist, treten zusätzlich Einschränkungen in der Reaktionsfähigkeit auf. Diese können durch Unterteilung der Leistungsänderungsdauer auf mehrere Reaktionsabschnitte beschrieben werden. So muss zwischen der Leistungsänderungsdauer im Zeitraum von der Netzsynchrisation (nach Ende t_{act}) bis zum Erreichen von P_{min} und der Änderungsdauer von P_{min} auf P_N unterschieden

werden. Dabei ist jeweils eine Differenzierung nach der Richtung der Leistungsänderung notwendig. Der erste Abschnitt zwischen $P=0$ und P_{\min} wird über die Änderungsdauer $t_{\Delta P_{0n}}$ bzw. zwischen P_{\min} und $P=0$ mit $t_{\Delta P_{off}}$ beschrieben. Die Änderungsdauer über den Leistungsbereich ΔP einer Anlage wird mit $t_{\Delta P+}$ bei Leistungserhöhung und mit $t_{\Delta P-}$ bei Leistungsverringerung angegeben.

$t_{\Delta P_{0n}}$	<i>Anfahrdauer [s]</i>
$t_{\Delta P+}$	<i>Positive Leistungsänderungsdauer [s]</i>
$t_{\Delta P-}$	<i>Negative Leistungsänderungsdauer [s]</i>
$t_{\Delta P_{off}}$	<i>Abfahrdauer [s]</i>

Aspekt Bedarfsanpassungsfähigkeit:

Indikator Minimale elektrische Leistung ($P_{\min,el}$) [kW]

Die elektrische Leistung einer Konversionsanlage kann durch eine Mindestleistung (minimale elektrische Leistung $P_{\min,el}$) nach unten begrenzt sein. Die absolute Limitierung folgt im Regelfall technischen Eigenschaften der jeweiligen Technologie, wenngleich auch ökonomische Gründe diese Eigenschaften prägen können. Im Anlagenbetrieb ist in einigen Fällen die Begrenzung oberhalb des technischen Minimums sinnvoll. Dies kann z. B. durch zu hohe Effizienzbußen oder erhöhte Emissionen und Umweltbelastungen durch den Betrieb weit außerhalb des optimalen Betriebsbereichs gegeben sein. Eine -Reduktion der Leistung der Anlage auf Null ist i.d.R. dann zweckmäßig, wenn entweder die Emissionsanforderungen bzw. die ökonomische Bilanz bei Leistungshaltung auf $P_{\min,el}$ bis zur nächsten geforderten Leistungserhöhung nicht eingehalten wird bzw. schlechter ausfällt, als bei einem zusätzlichen Stopp-Start-Vorgang.

$P_{\min,el}$	<i>Minimale elektrische Leistung [kW]</i>
---------------	---

Indikator Teillastregelbreite (ΔP) [%]

Der Teillastregelbreite beschreibt die Bandbreite zwischen Nennleistung und minimaler Leistung. Im Wesentlichen resultiert die Teillastregelbreite aus der Differenz der beiden Größen, welche oft auch auf die Nennleistung bezogen wird. Ist die Leistungsabgabe einer Konversionsanlage nicht nach unten begrenzt (also ist ein kein halten einer Mindestleistung notwendig), so kann der volle Leistungsbereich ausgeschöpft werden, was einem Teillastregelbereich von 100 % entspricht.

$$\Delta P = \frac{P_{N,el} - P_{\min,el}}{P_{N,el}} \quad (11)$$

ΔP	<i>Teillastregelbreite [%]</i>
$P_{N,el}$	<i>Elektrische Nennleistung [kW]</i>
$P_{\min,el}$	<i>Minimale elektrische Leistung [kW]</i>

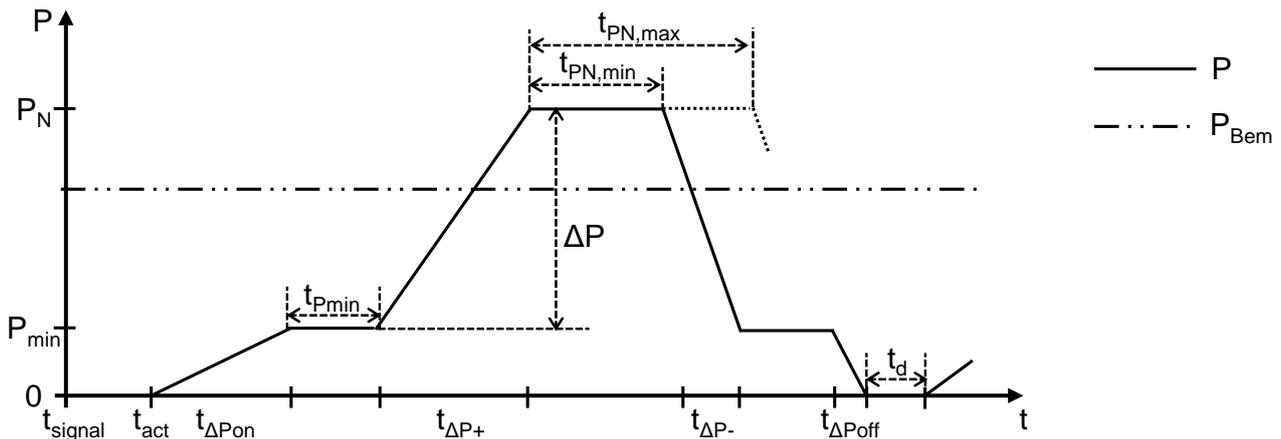


Abbildung 4: Leistungsänderungsdiagramm mit den Indikatoren der Flexibilität in höherem Detailgrad

Indikator Bereitstellungsdauer Nennleistung (t_{PN}) [h]

Die Bereitstellung der maximalen (Nenn-)Leistung $P_{N,el}$ kann aus techno-ökonomischen Gründen zeitlich begrenzt sein. Die Begrenzung kann sowohl maximal durch $t_{PN,max}$, als auch minimal $t_{PN,min}$ erforderlich sein. $t_{PN,max}$ beschreibt dabei die maximale Dauer, die eine Anlage in der Lage ist, die Nennleistung ohne Unterbrechung bereitzustellen. Die Dauer, in der eine Anlage mindestens auf Nennleistung betrieben werden sollte, bevor sie wieder heruntergefahren werden kann, wird mit $t_{PN,min}$ beschrieben (Mindestbetriebsdauer). Diese ist auch der absolute minimale Zeitraum, in dem eine Anlage Leistung bereitstellen kann.

$t_{PN,max}$ Maximale Bereitstellungsdauer Nennleistung [h]

$t_{PN,min}$ Minimale Bereitstellungsdauer Nennleistung [h]

Indikator Bereitstellungsdauer Minimalleistung (t_{Pmin}) [h]

Liegt bei einer Konversionsanlage eine Begrenzung der Leistungsabgabe auf $P_{min,el}$ vor, kann zur vollständigen Beschreibung der Bereitstellungsfähigkeit analog zu t_{PN} die Betriebsdauer t_{Pmin} bei minimaler Leistung hilfreich sein. Es ergeben sich daraus $t_{Pmin,max}$ und $t_{Pmin,min}$.

$t_{Pmin,max}$ Maximale Bereitstellungsdauer Minimalleistung [h]

$t_{Pmin,min}$ Minimale Bereitstellungsdauer Minimalleistung [h]

Indikator Stillstanddauer (t_d) [min]

Die minimale Stillstanddauer $t_{d,min}$ kennzeichnet den Zeitabschnitt, den eine Konversionsanlage mindestens im ausgeschalteten Zustand verweilen sollte, bis ein erneuter Start erfolgen kann. Sie ergibt sich durch techno-ökonomische Einschränkungen, welche ein sofortiges Neustarten einer Anlage ohne Pause nicht zulassen. Durch technische Restriktionen der Konversionsanlage (z. B. maximal verfügbare Gasspeicherkapazität) kann auch die maximale Stillstanddauer $t_{d,max}$ beschränkt sein. Eine Beschränkung auf $t_{d,max}$ kann auch aus ökonomischen Restriktionen entstehen. Für den Fall, dass eine Leistungsanforderung von $P=0$ kW aus dem Energiesystem heraus besteht, die über eine maximale unterbrechungsfreie Stillstanddauer erfüllt werden kann.

$t_{d,max}$ Maximale Stillstanddauer [min]

$t_{d,min}$ Minimale Stillstanddauer [min]

3.2.3 Abgeleitete Indikatoren zur ergänzenden Beschreibung von Flexibilität

Ergänzend zu den Indikatoren der allgemeinen Beschreibung der Flexibilität (siehe Kapitel 3.2.1) und den speziellen Indikatoren zur Berücksichtigung der Restriktionen im Anlagenbetrieb (siehe Kapitel 3.2.2), werden in diesem Kapitel weitere aus diesen abgeleitete Größen beschrieben. Die abgeleiteten Indikatoren können aus den zuvor vorgestellten Indikatoren zusammengesetzt werden und stellen somit keine eigenständigen und neuen Definitionen dar. Sie sind daher nicht primär als Indikatoren zur Definition von Flexibilität notwendig, können aber als ergänzende Indikatoren für eine bessere Veranschaulichung der Flexibilität einer Anlage nützlich sein (siehe auch Dotzauer et al. (2019)).

Aspekt Reaktionsfähigkeit:

Indikator Startdauer (t_s) [s]

Die Startdauer t_s beschreibt die Dauer vom Empfang des Signals einer Leistungsanforderung bei Anlagenstillstand bis zur Bereitstellung der minimalen Leistung $P_{\min,el}$. Sie ist die Summe aus der Aktivierungsdauer und der Anfahr-dauer.

$$t_s = t_{act} + t_{\Delta P_{on}} \quad (12)$$

t_s	Startdauer [s]
t_{act}	Aktivierungsdauer [s]
$t_{\Delta P_{on}}$	Anfahrdauer [s]

Indikator Leistungsänderungsrate (m_P) [%/min]

Die Leistungsänderungsrate kann ergänzend zur Leistungsänderungsdauer herangezogen werden. Sie kann als nützlicher prägnanter Indikator zur Beschreibung der Reaktionsfähigkeit einer Anlage dienen. Die Änderungsrate verliert gegenüber $t_{\Delta P}$ an Information in Form des Start- und Endzeitpunktes der Leistungsänderung, wenn diese nicht über die in 3.2.2 genannten Parameter ermittelt werden. Auf Grund der abweichenden Ermittlung (siehe Gleichung (13)), findet keine Unterscheidung zwischen einem Start aus dem Ruhezustand oder einer Leistungsänderung im laufenden Betrieb statt. Die Änderungsrate wird häufig im einfachsten Fall als linear angenommen. Der Begriff Lastrampe ist hier in Gebrauch.

$$m_P = \frac{\Delta P_{el}}{P_{N,el} * t_{\Delta P}} \quad (13)$$

m_P	Leistungsänderungsrate [%/min]
$P_{N,el}$	Änderung der elektrischen Leistung [kW]
$P_{N,el}$	Elektrische Nennleistung [kW]
$t_{\Delta P}$	Erforderliche Leistungsänderungsdauer [min]

Auf die richtige Zuordnung von Änderungsdauer $t_{\Delta P}$ und Leistungsänderungen (z. B. von $P_{\min,el}$ auf $P_{N,el}$ in $t_{\Delta P+}$) ist zu achten, da sich sonst eine mittlere Leistungsänderungsrate ergibt. Dies führt bei häufigen Leistungsänderungen über einen längeren Anlagenbetriebszeitraum zu einer fehlerhaften Berechnung der Energie über den Betrachtungszeitraum. Es muss zwischen positiver Änderungsrate bei Leistungserhöhung und negativer Änderungsrate bei Leistungsverringerung unterschieden werden. Die üblichsten Indikatoren wie die Anfahrtrate $m_{P_{on}}$, die positive und negative Leistungsänderungsrate m_{P+} und m_{P-} , sowie der Abfahrtrate $m_{P_{off}}$ sind jeweils analog der erforderlichen Leistungsänderungsdauer im Folgenden aufgelistet.

$$m_{Pon} = \frac{P_{min,el} - P_0}{P_{N,el} * t_{\Delta P_{on}}} \quad (14)$$

m_{Pon}	Anfahrrate [%/min]
$P_{N,el}$	Elektrische Nennleistung [kW]
$P_{min,el}$	Minimale elektrische Leistung [kW]
P_0	Keine elektrische Leistungsbereitstellung bei Anlagenstillstand; $P_{el}=0$ kW
$t_{\Delta P_{on}}$	Anfahrdauer [min]

$$m_{P+} = \frac{P_{N,el} - P_{min,el}}{P_{N,el} * t_{\Delta P+}} \quad (15)$$

m_{P+}	Positive Leistungsänderungsrate [%/min]
$P_{N,el}$	Elektrische Nennleistung [kW]
$P_{min,el}$	Minimale elektrische Leistung [kW]
$t_{\Delta P+}$	Positive Leistungsänderungsdauer [min]

$$m_{P-} = \frac{P_{min,el} - P_{N,el}}{P_{N,el} * t_{\Delta P-}} \quad (16)$$

m_{P-}	Negative Leistungsänderungsrate [%/min]
$P_{N,el}$	Elektrische Nennleistung [kW]
$P_{min,el}$	Minimale elektrische Leistung [kW]
$t_{\Delta P-}$	Negative Leistungsänderungsdauer [min]

$$m_{Poff} = \frac{P_0 - P_{min,el}}{P_{N,el} * t_{\Delta P_{off}}} \quad (17)$$

m_{Poff}	Abfahrrate [%/min]
$P_{N,el}$	Elektrische Nennleistung [kW]
$P_{min,el}$	Minimale elektrische Leistung [kW]
P_0	Keine elektrische Leistungsbereitstellung bei Anlagenstillstand; $P_{el}=0$ kW
$t_{\Delta P_{off}}$	Abfahrdauer [min]

Aspekt Bedarfsanpassungsfähigkeit

Indikator Aktivierungshäufigkeit (f_{start}) [1/h]

Die Aktivierungshäufigkeit f_{start} kann auf verschiedene Weise als wichtiger Indikator zur Veranschaulichung der Flexibilität dienlich sein. Sie ist ein zeitlich basierter Indikator für einen kompletten Start-Stopp-Zyklus und beschreibt die technische Fähigkeit einer Konversionsanlage wie häufig dieser Zyklus innerhalb eines definierten Zeitintervalls durchlaufen werden kann um auf die Flexibilitätsanforderungen innerhalb dieses Zeitraums reagieren zu können. Sie

setzt sich aus allen beschriebenen Zeitabschnitten eines Zyklus – Reaktionszeiten, Bereitstellungsdauer, Stillstandzeit – zusammen. Zur Vollständigkeit ist zwischen zwei Häufigkeiten zu unterscheiden. Die maximale Aktivierungshäufigkeit $f_{start,max}$ setzt sich aus den minimalen Zeitabschnitten zusammen. Die minimale Aktivierungshäufigkeit $f_{start,min}$ setzt sich dagegen aus den maximalen Zeitintervallen, die sich aus technischen und ökonomischen Einschränkungen ergeben, zusammen. Beide Indikatoren sind eher von theoretischer Natur. Der in der Praxis relevante Indikator, auch als Anzahl möglicher Startvorgänge gekennzeichnet, wird zwischen minimaler und maximaler Aktivierungshäufigkeit liegen. Die Indikatoren $f_{start,max}$ und $f_{start,min}$ legen lediglich die technisch möglichen Extremwerte der Aktivierungshäufigkeit fest und bestimmen somit die Bandbreite fest, innerhalb der sich die realen Werte bewegen. Die Anzahl der Startvorgänge ist eine herstellerseitig vorgegebene, techno-ökonomisch eingeschränkter Indikator der Aktivierungshäufigkeit. Dieser Flexibilitätsparameter liegt nur selten für alle Technologien bzw. Anlagen vor. Es ist zu beachten, dass die Startvorgänge eng mit der Lebensdauer oder zumindest mit den Instandhaltungsaufwendungen korrelieren und sich die Herstellerangabe meist auf die garantierte Lebensdauer bzw. Instandhaltungskosten bei konventioneller Betriebsweise beziehen. Zu unterscheiden sind außerdem die betrachteten Zeiträume, auf die bei praxisrelevanten Angaben zu achten ist. Die Angabe der Aktivierungshäufigkeit kann sich auf einen Tag beziehen, was zur Fahrplanerstellung des nächsten Tages als Kenngröße herangezogen werden kann. Die Angabe kann sich auch auf ein Jahr beziehen, was zur Einhaltung der jährlichen herstellerseitigen und förderrechtlichen Restriktionsvorgaben zu berücksichtigen ist.

$$f_{start,max} = \frac{1}{t_{act} + t_{\Delta Pon} + t_{Pmin,min} + t_{\Delta P+} + t_{PN,min} + t_{\Delta P-} + t_{\Delta Poff} + t_{d,min}} \quad (18)$$

$f_{start,max}$	Maximale Aktivierungshäufigkeit [1/h]
t_{act}	Aktivierungsdauer [h]
$t_{\Delta Pon}$	Anfahrdauer [h]
$t_{Pmin,min}$	Minimale Bereitstellungsdauer Minimalleistung [h]
$t_{\Delta P+}$	Positive Leistungsänderungsdauer [h]
$t_{PN,min}$	Minimale Bereitstellungsdauer Nennleistung [h]
$t_{\Delta P-}$	Negative Leistungsänderungsdauer [h]
$t_{\Delta Poff}$	Abfahrdauer [h]
$t_{d,min}$	Minimale Stillstanddauer [h]

$$f_{start,min} = \frac{1}{t_{act} + t_{\Delta Pon} + t_{Pmin,max} + t_{\Delta P+} + t_{PN,max} + t_{\Delta P-} + t_{\Delta Poff} + t_{d,max}} \quad (19)$$

$f_{start,min}$	Minimale Aktivierungshäufigkeit [1/h]
t_{act}	Aktivierungsdauer [s]
$t_{\Delta Pon}$	Anfahrdauer [min]
$t_{Pmin,max}$	Maximale Bereitstellungsdauer Minimalleistung [h]
$t_{\Delta P+}$	Positive Leistungsänderungsdauer [min]
$t_{PN,max}$	Maximale Bereitstellungsdauer Nennleistung [h]
$t_{\Delta P-}$	Negative Leistungsänderungsdauer [min]
$t_{\Delta Poff}$	Abfahrdauer [min]
$t_{d,max}$	Maximale Stillstanddauer [min]

4 UNTERSUCHUNGSRAHMEN DES HANDBUCHS

4.1 Technologiefokus: flexible Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung

4.1.1 Technische und ökonomische Beschreibung der Flexibilisierung von Biogasanlagen

Der Bedarf zur Bereitstellung von Flexibilität kommt für Biogasanlagen aktuell überwiegend aus dem Stromsektor (vgl. FNR 2018b) und wird durch verschiedene Marktmechanismen finanziell angereizt. Zu nennen sind hier (vgl. Thrän und Pfeiffer [im Druck]):

- Mehrerlöse am Sportmarkt (Day-Ahead-Auktion und Intraday-Handel)
- EEG-Förderung (Marktprämie, Flexibilitätsprämie bzw. Flexibilitätszuschlag)
- Mehrerlöse durch Bereitstellung von Systemdienstleistung (Regelenergie)

Darüber hinaus können sich auch aus der (vor allem saisonal) schwankenden Wärmenachfrage die Anforderungen nach einer flexiblen Betriebsweise ergeben (FNR 2018b). Untersuchungen zeigen, dass die Erlöspotenziale auf dem Wärmemarkt oftmals die Anforderungen aus dem Spotmarkt überbieten, so dass die technisch mögliche Flexibilität der Biogasanlagen nicht vollumfänglich dem Stromsystem bereit gestellt wird (Klobasa et al. 2017).

Unabhängig davon woher der Bedarf an Flexibilität kommt, können die jeweiligen Flexibilitätsanforderungen (siehe die drei Flexibilitätsaspekte in **Abbildung 1**) durch Biogasanlagen mit unterschiedlichen technischen Möglichkeiten bereitgestellt werden. Im ersten Schritt ist die bedarfsorientierte Betriebsweise des BHKW zu sehen. Um Strom und/oder Wärme bedarfsfokussiert bereitzustellen werden sogenannte Fahrpläne mit zusammenhängenden Betriebs- und Stillstandszeiten (Intervallbetrieb) für das BHKW erstellt. Daraus resultiert eine Reduktion der Volllaststunden des BHKW gegenüber einer kontinuierlichen Einspeisung. Wie der Begriff Volllaststunden bereits impliziert, handelt sich bei der Beschreibung der BGA-Flexibilisierung quasi um eine Ex-Post-Betrachtung, die den realisierten Fahrplan im Anlagenbetrieb vorgibt. Sie beschreibt daher einen dynamischen Prozess und ist von der rein statischen Bewertung des theoretischen Flexibilitätspotenzials zu unterscheiden.

Die Reduktion der zusammenhängenden Betriebszeiten kann auf zwei Arten im Anlagenbestand realisiert werden (FNR 2018b):

- Zubau der BHKW-Leistung bei gleichbleibender jährlich bereitgestellter Energiemenge (aktive Flexibilisierung)
- Reduktion der jährlich bereitgestellten Energiemenge bei gleichbleibender elektrischer Nennleistung (passive Flexibilisierung)

Beim Leistungszubau wird entweder das vorhandene durch ein größeres BHKW ausgetauscht (1 BHKW) oder ein vorhandenes BHKW um ein oder mehrere Weitere ergänzt (min. 2 BHKW). Mit der höheren Gesamtleistung am Standort werden die Betriebszeiten (bzw. Volllaststunden) so angepasst, dass die jährlich eingespeiste elektrische Energiemenge und somit auch die tatsächlich realisierte Bemessungsleistung i. d. R. gleichbleibt (vgl. Gleichung (1), Seite 20).

Für den Leistungszubau ist eine Anpassung an folgenden Komponenten notwendig (Holzhammer 2015; FNR 2018b):

- BHKW
- Transformator/Netzanschluss
- Gasleitungen (Anpassungen an Gasvolumenströme) und -reinigung (Entschwefelung, Trocknung etc.)

Gleichzeitig steigen damit auch die Kosten für Planung und Genehmigung der Anlage.

Im Gegensatz dazu wird bei der passiven Flexibilisierung die jährlich eingespeiste elektrische Energiemenge reduziert. Die tatsächlich realisierte Bemessungsleistung verringert sich dadurch, während die elektrische Nennleistung gleichbleibt (da meist keine Veränderung am BHKW vorgenommen wird).

Für die passive Flexibilisierung wird die Substratmenge reduziert und die Fütterung entsprechend gedrosselt (FNR 2018b).

Darüber hinaus sind für beide Konzepte folgende Anpassungen zur Realisierung der Fahrpläne notwendig (Holzhammer 2015; FNR 2018b):

- Installation einer bidirektionalen Schnittstelle zur Messdaten- und Fahrplanübermittlung
- Warmhaltung der BHKW während Stillstand

Des Weiteren gehen mit dem Intervallbetrieb des BHKW auch steigende Betriebskosten einher. Der Intervallbetrieb führt zu höherem Materialverschleiß und höherem Brennstoffbedarf während den Start- und Stoppvorgängen (Holzhammer 2015; FNR 2018b). Somit steigen die Betriebskosten mit zunehmender Startanzahl pro Tag.

Mit der Flexibilisierung des BHKW geht auch die Umstellung auf eine bedarfsgerechte Rohbiogasbereitstellung einher. Um die Biogasmenge in kürzerer Zeit (Intervallbetrieb) zu verstromen, muss der Gasvolumenstrom zeitlich darauf abgestimmt werden. Je größer die Zeiträume der Bedarfsschwankungen sind, die bei der Stromproduktion berücksichtigt werden, desto größer werden die Anforderungen an die Anlagentechnik. Für Biogasanlagen kann dies durch zwei verschiedene Maßnahmen oder eine Kombination aus beiden realisiert werden (Holzhammer 2015; Hoffstede et al. 2018). Die beiden Möglichkeiten sind:

- Vergrößerung des Biogasspeichers
- Variable Gasproduktion

Die Größe des Biogasspeichers begrenzt sowohl die maximal zusammenhängenden Stillstandszeiten des BHKW als auch die maximale Betriebsdauer je Start. Mit der Erhöhung der Speicherkapazität können Intervalle von mehreren Stunden bis zu Wochenenden ermöglicht werden (Holzhammer 2015; FNR 2018b). Eine Vergrößerung des Biogasspeichers kann zu genehmigungsrechtlichen Änderungen führen. Übersteigt die gespeicherte Gasmenge den kritischen Wert von 10.000 kg (vgl. 12.BImSchV Anhang I), so müssen Maßnahmen zur Einhaltung der Störfall-Verordnung (StörfallIV) getroffen werden. Was mit zusätzlichen Kosten verbunden ist.

Eine gezielt bedarfsangepasste Gasproduktion kann zum einen durch Fütterungsmanagement und zum anderen durch den Einsatz schneller verfügbarer Substrate umgesetzt werden. Beim Fütterungsmanagement wird die Menge der Substratzufuhr pro Zeiteinheit variiert, während beim Substratwechsel die Menge ggf. konstant bleiben kann und allein der Wechsel zu anderen, schneller verfügbaren Substraten zur Steuerung der Biogasproduktion beiträgt. Mit einer variablen Gasproduktion kann auf Bedarfsschwankungen im Wochenverlauf (und z. T. auch darüber hinaus) präzise reagiert werden (Holzhammer 2015).

Die meisten Wärmenutzungen benötigen eine permanente Wärmezufuhr, was durch einen Intervall-Betrieb des BHKW nicht mehr realisiert werden kann. Mit einem ausreichend groß dimensionierten Wärmespeicher kann die Strom- und Wärmebereitstellung zeitlich voneinander entkoppelt werden (FNR 2018b).

4.1.2 Übertragung der Flexibilitätsindikatoren auf flexible Biogasanlagen

Im konkreten Fall von Biogasanlagen können folgende technische und ökonomische Restriktionen, die Fähigkeiten zur Flexibilität einschränken, wie in Kapitel 3.2.2 beschrieben:

- Maximal verfügbare Rohbiogasspeicherkapazität (Größe des Gasspeichers)
- Vorgeschriebenes Start- und Stoppprogramm des BHKW-Herstellers (Leistungsänderungsrate für Start- und Stoppvorgänge, vorgeschriebene Stillstandszeiten)
- Vorgeschriebene maximale und minimale Dauerleistungsabgabe des BHKW-Herstellers
- Reaktionszeiten der Steuer- und Regelungseinheiten
- Hohe CO₂-Emissionen und Verschleiß bei Teillastbetrieb

- Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten
- Wärmelieferverpflichtungen oder Optimierung der Eigenversorgung (im Extremfall: Inselbetrieb)

Dahingegen unterstützt die förderrechtliche Vorgabe einer maximaler Volllaststundenzahl (siehe Definition Flexibilitätszuschlag auf Seite 22) eine bedarfsorientierte Betriebsweise von Biogas-BHKWs.

Nachfolgend werden ausgewählte Anlagen-Indikatoren der Flexibilität aus Kapitel 3.2.2 auf das konkrete Anwendungsbeispiel von flexiblen Bioenergieanlagen übertragen.

Aspekt Leistungsfähigkeit

Das theoretische **Verfügbarkeitspotenzial (AP)** eines BHKW beschreibt das Verhältnis der theoretisch maximal möglichen Bemessungsleistung zur elektrischen Nennleistung oder anders ausgedrückt das Verhältnis der theoretisch maximal möglichen Volllaststunden zu den Stunden eines Jahres (vgl. Gleichung (6)). Diese theoretische Fähigkeit des BHKW 8.760 Stunden im Jahr die Nennleistung bereit zu stellen, wird z. B. aufgrund von geplanten Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten auf maximal 8.000 h/a eingeschränkt (entspricht $AP=0,91$ bzw. $FF_{max}=1,095$). Weitere Restriktionen ergeben sich durch die Einbindung des BHKW im Anlagenverbund mit weiteren Komponenten der Biogasanlage (z. B. Substrateinbringung, Rührwerke und Pumpen im Fermenter, Schwankungen in der Biogasproduktion) oder die Einbindung in ein Nahwärmenetz und entsprechender Wärmelieferanforderung. Die einzelnen Komponenten weisen jeweils eine eigene Verfügbarkeit auf. Das Verfügbarkeitspotenzial der Gesamtanlage kann somit z. B. reduziert sein, wenn die Wartungszeiten an den Fermentern, der Substrateinbringung, dem Biogasspeicher oder dem Wärmenetz sich nicht mit denen des BHKW überschneiden, sondern dazu addiert werden. Die technischen Ausführungen im Anlagenverbund schränken die möglichen Stunden zur Flexibilitätsbereitstellung der Gesamtanlage z. B. auf 7.500 h/a weiter ein und führen damit zu geringeren Verfügbarkeitspotenzialen von $AP=0,86$ bzw. $FF_{max}=1,17$ (vgl. auch Holzhammer (2015)).

Beim Leistungszubau zur Flexibilisierung von Biogasanlagen wird die elektrische **Nennleistung** des BHKW erhöht. Damit steigt proportional auch die maximal mögliche **Bemessungsleistung** an, da sich an den möglichen Stunden zur Flexibilitätsbereitstellung nichts ändert. Das Verfügbarkeitspotenzial bleibt daher unverändert. Die Flexibilisierungsmaßnahmen Energiereduktion, Vergrößerung des Rohbiogasspeichers und variable Rohgasproduktion haben ebenso wenig einen Einfluss auf das Verfügbarkeitspotenzial der Biogasanlage. Die Einschränkungen der Zeiträume zur Flexibilitätsbereitstellung bleiben in gleichem Maße bestehen, da die Wartungszeiträume der Komponenten davon nicht beeinflusst werden. Die maximale Bemessungsleistung bleibt somit unverändert.

Aspekt Reaktionsfähigkeit

Für einen verschleißarmen Betrieb werden vom BHKW-Hersteller Start- und Stoppprogramme mit festen Leistungsänderungsraten vorgegeben. Diese können unter den theoretisch möglichen Leistungsänderungsgradienten liegen und so die Reaktionsfähigkeit des BHKW einschränken. Wie aus den Gleichungen (49)-(51) auf Seite 159 hervorgeht, sind die Leistungsänderungsraten und damit auch die **Leistungsänderungsdauern** von der elektrischen Nennleistung des BHKW abhängig. Mit höherer Nennleistung steigt zwar die Änderungsrate, aber die Änderungsdauer nimmt dennoch zu. Die Flexibilisierungsmaßnahme des Leistungszubaus führt demnach bei Biogasanlagen zu längeren Leistungsänderungsdauern.

Aspekt Bedarfsanpassungsfähigkeit

Die Limitierung der **minimalen elektrischen Leistung** eines BHKW erfolgt auf Grund von Werkstoffeigenschaften und wird üblicherweise von den BHKW-Herstellern in Höhe der halben elektrischen Nennleistung angegeben (vgl. Gleichung (45) auf Seite 158). Das BHKW kann stufenlos zwischen Nennleistung und minimaler elektrischer Leistung betrieben werden (Dotzauer et al. 2019). Durch die Flexibilisierungsmaßnahme Leistungszubau wird die elektrische

Nennleistung einer Biogasanlage erhöht und dadurch auch die minimale elektrische Leistung des BHKW. Im Anlagenbetrieb ist in einigen Fällen die Begrenzung oberhalb des technischen Minimums sinnvoll. Dies kann z. B. durch zu hohe Effizienzeinbußen oder erhöhte Emissionen und Umweltbelastungen außerhalb des optimalen Betriebsbereichs gegeben sein. Weitere Restriktionen ergeben sich beispielsweise durch die Einbindung des BHKW in eine Biogasanlage mit Nahwärmenetz und damit verbundene Wärmelieferverpflichtungen. Diese Restriktionen sind meist nicht technisch bedingt, sondern beispielsweise ökonomisch auf Grund höherer Erlöspotenziale auf dem Wärme­markt (Klobasa et al. 2017) oder regulatorisch auf Grund eines gesetzlich vorgeschriebenen EE-Anteil an der Wärmeversorgung (z. B. EEWärmeG). Die Erfüllung der Wärmeverpflichtungen machen evtl. den Betrieb in Teillast (noch oberhalb der technisch möglichen Minimalleistung) notwendig, und schränkt damit die **Teillastregelbreite** des BHKW nach Gleichung (11) (Seite 30) ein.

Um frühzeitige Materialermüdung des BHKW zu vermeiden werden meist Mindestbetriebs- und Stillstandzeiten durch den BHKW-Hersteller vorgeschrieben. Aus technischer Sicht kann ein BHKW unbegrenzte Zeit am Stück in Betrieb sein oder stillstehen. Mit der Einbindung des BHKW in eine Biogasanlage kommt die Restriktionen des Biogasspeichers hinzu. So kann bei komplett leerem Gasspeicher auch eine minimale Stillstanddauer erforderlich sein, bis wieder eine ausreichende Gasmenge zum erneuten Start und Betrieb des BHKW vorhanden ist. In Abhängigkeit des Speicherfüllstandes ist die maximale zusammenhängende Betriebs- und Stillstanddauer begrenzt.

Während dem Stillstand des BHKW wird in der Regel kontinuierlich Biogas über den Fermentationsprozess nachproduziert. Die Gasproduktionsrate kann dabei über die realisierte elektrische Bemessungsleistung des BHKW (z. B. als Durchschnitt der letzten Jahre) ausgedrückt werden. Wird der maximale Speicherfüllstand während der Dauer des Stillstands (ohne gleichzeitige Entnahme) überschritten, so muss das überschüssige bzw. ungenutzte Biogas über die Gasfackel verbrannt werden und kann nicht energetisch genutzt werden. Die maximale **Stillstanddauer** am Stück ergibt sich aus der maximalen Gasspeicherkapazität (umgerechnet in elektrische Energie), geteilt durch die mittlere reale elektrische Bemessungsleistung des BHKW.

Die maximale Betriebsdauer ist abhängig von der im Moment bereitgestellten elektrischen Leistung des BHKW. So ist beispielsweise die maximale **Bereitstellungsdauer der Minimalleistung** bei vollem Gasspeicher deutlich länger als die maximale **Bereitstellungsdauer der Nennleistung**. Zur Berechnung der maximalen Bereitstellungs­dauer wird von einem vollen Gasspeicher ausgegangen. Die gespeicherte Gasmenge (in elektrische Energie umgerechnet) wird durch die Differenz aus aktueller elektrischer Leistung (z. B. Minimalleistung oder Nennleistung) – also der Entnah­meleistung – und der realen Bemessungsleistung – also der Leistungszufuhr – teilt, um die maximale Bereit­stellungsdauer für die Betriebszustände Minimalleistung oder Nennleistung zu berechnen.

Durch alle auf Seite 35 beschriebenen Flexibilisierungsmaßnahmen für Biogasanlagen werden die maximalen Bereitstellungs- und Stillstanddauer beeinflusst. Durch den Leistungszubau wird sowohl die elektrische Nennleistung als auch die Minimalleistung der Biogasanlage erhöht, was bei gleichbleibendem Gasspeicher die maximale Bereitstellungs­dauer der Minimalleistung und der Nennleistung verkürzt. Bei der Energiereduktion und der variable Rohgasproduktion bleibt die Größe/Kapazität des Gasspeichers zwar unverändert, aber die Gasproduktionsrate wird in Form der tatsächlich realisierten elektrischen Bemessungsleistung verändert und führt zu einer dauerhaft oder zeitlich variablen Steigerung der maximal zusammenhängenden Bereitstellungs- und Stillstanddauer. Dahingegen wird durch die Vergrößerung des Rohbiogasspeichers mehr Speicherkapazität geschaffen, was bei gleichbleibender realer Bemessungs- und Nennleistung ebenso zu längeren maximalen Bereitstellungs- und Stillstanddauern führt.

In **Tabelle 1** wird zusammengefasst, auf welche spezifischen Flexibilitäts-Indikatoren (siehe Kapitel 3.2.2) die auf Seite 35 beschriebenen Flexibilisierungsmaßnahmen für Biogasanlagen einen Einfluss haben. Die Pfeilrichtung hinter dem Indikator gibt an, ob die Maßnahmen zu kleineren oder größeren Werten der aufgeführten Flexibilitäts-Indikatoren führen und somit einen Einfluss auf die jeweilige Fähigkeit nehmen.

Tabelle 1: Einfluss der verschiedenen Flexibilisierungsmaßnahmen von Biogasanlagen auf die spezifischen Flexibilitätsindikatoren, inklusive Zuordnung zu den 3 Flexibilitätsaspekten Leistungsfähigkeit (L), Reaktionsfähigkeit (R) und Bedarfsanpassungsfähigkeit (B); abgeleitete Indikatoren in Grau dargestellt.

Flexibilisierungsmaßnahme Biogasanlage	Einfluss auf Flexibilitätsindikator
Leistungszubau inkl. Warmhaltung	<ul style="list-style-type: none"> • Nennleistung (L)↑ • Max. Bemessungsleistung (L)↑ • Minimale elektrische Leistung (B)↑ • Max. Bereitstellungsdauer Nennleistung (B)↓ • Max. Bereitstellungsdauer Minimalleistung (B)↓ • Leistungsänderungsdauer (R)↑ / Startdauer (R)↑ / max. Aktivierungshäufigkeit (B)↓
Energiereduktion (passive Flexibilisierung) inkl. Warmhaltung	<ul style="list-style-type: none"> • Max. Bereitstellungsdauer Nennleistung (B)↑ • Max. Bereitstellungsdauer Minimalleistung (B)↑ • Max. Stillstanddauer (B)↑ • Min. Aktivierungshäufigkeit (B)↓
Vergrößerung Rohbiogasspeicher	<ul style="list-style-type: none"> • Max. Bereitstellungsdauer Nennleistung (B)↑ • Max. Bereitstellungsdauer Minimalleistung (B)↑ • Max. Stillstanddauer (B)↑ • Min. Aktivierungshäufigkeit (B)↓
Variable Rohgasproduktion	<ul style="list-style-type: none"> • Max. Bereitstellungsdauer Nennleistung (B)↑ • Max. Bereitstellungsdauer Minimalleistung (B)↑ • Max. Stillstanddauer (B)↑ • Min. Aktivierungshäufigkeit (B)↓

Tabelle 1 zeigt, dass die Maßnahmen der Energiereduktion, die Vergrößerung des Rohbiogasspeichers und die variable Rohgasproduktion vor allem auf den Aspekt der Bedarfsanpassungsfähigkeit einen positiven Einfluss nehmen. Während die Maßnahme Leistungszubau vornehmlich auf die Aspekte der Leistungsfähigkeit und der Reaktionsfähigkeit einen Einfluss hat. Dies macht deutlich, dass erst durch die Kombination der Maßnahmen, also die Leistungserhöhung zusammen mit einer Vergrößerung des Rohbiogasspeichers und/oder einer variablen Rohgasproduktion, zu einer ganzheitlichen Flexibilität der Anlage führen. Je nach Anforderung der Flexibilität können die einzelnen Maßnahmen wirtschaftlich sinnvoll dimensioniert und aufeinander abgestimmt werden.

4.2 Modelltechnische Adaption von Bioenergie in Energiesystemstudien – ein Überblick

Der aktuelle Anlagenpark zur energetischen Nutzung von Biomasse im Bereich der Strom- und Wärmeerzeugung ist sehr heterogen. Die Heterogenität äußert sich in der Vielfalt von Anlagentypen und Verfahrenskonzepten, sowie Leistungsklassen und Betriebsformen. Um diese Vielgestaltigkeit der Bioenergie mit ihren anlagenspezifischen Parametern in der Systemanalyse zu berücksichtigen, müssen grundlegende Vereinfachungen und Typisierungen getroffen werden.

Die Wahl der Abbildungsmethodik der Bioenergie hängt stark von den Rahmenbedingungen des verwendeten Energiesystemmodells ab. Zu nennen sich hier beispielsweise Einschränkungen im Detailgrads der Abbildung durch die gewählte zeitliche und räumliche Auflösung des Modells, den mathematischen Ansatz, sowie ein unterschiedlicher Abbildungsfokus durch die Wahl der Optimierungsgröße (z. B. Kostenminimierung, Emissionsminimierung).

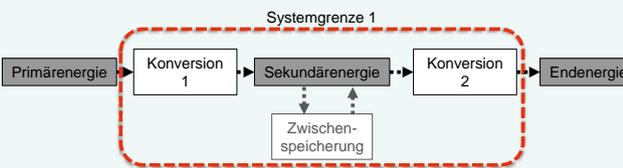
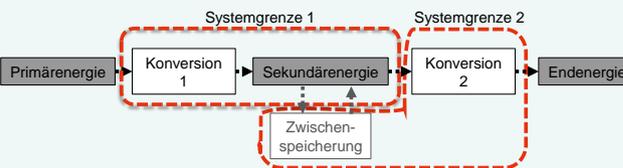
Generell lassen sich die Abbildungsmethodiken der Bioenergie anhand verschiedener Kriterien vergleichen. Nachfolgend wird auf die unterschiedlichen Ausprägungen innerhalb ausgewählter Kriterien eingegangen. Diese Ausprägungen repräsentieren die Abstufung des Detailgrads der Abbildung innerhalb des Kriteriums. Je nach Forschungsfrage können unterschiedliche Detailgrade relevant sein. Hierzu soll auch die Analyse in den Kapiteln 5 bis 7 Empfehlungen aussprechen.

Die Notwendigkeit einer neuen Untersuchung von technischen, ökonomischen und systemischen Eigenschaften von Bioenergieanlagen kommt aus der teils sehr oberflächlichen Untersuchung von Bioenergieanlagen in Energiesystemstudien, wie bereits in Kapitel 1.3 aufgezeigt. Doch aus Sicht der energetischen Biomassenutzung greift dies zu kurz, da die Wertigkeit der technologischen Vielfalt und Faktoren wie Flexibilisierung, Aufbereitung und Kraft-Wärme-Kopplung dadurch meist vernachlässigt bzw. unterschätzt werden. In den folgenden Abschnitten soll daher zuerst der Status Quo der Abbildung von Bioenergie auf Anlagenebene und auf Ebene von Systemmodellen aufgezeigt werden.

Systemgrenze auf Technologieebene und endogene vs. exogene Einsatzoptimierung

Die Systemgrenze auf Technologieebene stellt die kleinste geschlossene Einheit dar und kann eine isolierte Einzelkomponente, Einzelanlage oder Anlagenverbund repräsentieren. Je nach gewählter Systemgrenze werden die technischen und ökonomischen Fähigkeiten aller Komponenten dieser Einheit aggregiert und stehen dem Modell zur Optimierung des Gesamtsystems zur Verfügung. D. h. je weniger Einzelkomponenten zu einer Einheit zusammengefasst werden, umso weniger Restriktionen unterliegen die aggregierten Technologieeigenschaften dieser Einheit (vgl. Kapitel 3.2.1). **Tabelle 2** zeigt einen Ausschnitt der möglichen Bandbreite bei der Wahl der Systemgrenze auf Technologieebene.

Tabelle 2: Bandbreite der Systemgrenzen bei der Abbildung von Bioenergie in Energiesystemstudien

Wenig detailliert	Sehr detailliert
	
<p>Gesamtanlage: Zusammenfassung der gesamten Prozesskette vom Primärenergieträger (z. B. Biogassubstrate) bis zur Endenergie (z. B. Strom)</p>	<p>Prozessabschnitte: Trennung zwischen Sekundärenergieträger (z. B. Rohbiogas) und letzter Konversionsstufe (z. B. BHKW) Ermöglicht modellendogene Einsatzoptimierung der Sekundärenergie (z. B. Rohbiogas)</p>

Mit der Wahl der Systemgrenze auf Technologieebene wird auch festgelegt, ob eine freie Optimierung des Biomasseeinsatzes modellendogen ermöglicht wird oder nicht. So ermöglicht die Unterteilung in Prozessabschnitte (rechte Spalte in **Tabelle 2**) eine modellendogene Einsatzoptimierung der Sekundärenergie (z. B. Rohbiogas) in verschiedenen Konversionsanlagen (z. B. Biogas-BHKW oder Biogasaufbereitung). Siehe dazu auch **Abbildung 23** in Kapitel 5.4.2.

Mit der Wahl der Systemgrenze auf Technologieebene geht auch die Frage nach der Abbildung der Einsatzgebiete der Bioenergie einher. Während Energiesystemmodelle häufig eine gemeinsame Deckung des Strom- und Wärmebedarfs optimieren, endet dagegen für Strommarktmodelle die Betrachtung beim nutzbaren elektrischen Strom. In

diesen Vereinfachungen wird die technische Möglichkeit der Kraft-Wärme-Kopplung von Bioenergietechnologien dafür oft über den theoretischen Wärmeverkauf finanziell berücksichtigt. Dieser zusätzliche Faktor reduziert die Kosten des BHKWs. Häufig wird jedoch trotz dieser Vereinfachung im Strom-Wärmesektor die Aussage getroffen, dass die Nutzung von Bioenergie zukünftig vorwiegend im Wärme- oder Verkehrssektor liegen wird (siehe z. B. in (König 2009)). Der Verwertungspfad des Rohstoffes Biomasse wird somit exogen dem Modell vorgegeben. Eine freie Optimierung des Rohstoffeinsatzes findet in den meisten Energiesystemstudien nicht statt. Dennoch kann dies, je nach Zweck der Untersuchung, ausreichend sein. In anderen Fällen kann eine umfangreiche, sektorübergreifende Betrachtung zum Einsatz der Biomasse notwendig sein.

Technologieportfolio Biomasse

Die meisten Energiesystemstudien berücksichtigen die Bioenergie nur auf Basis des Energieträgers Biomasse und unterstellen einen Anlagenpark mit einheitlichen Anlagen, der durch die techno-ökonomischen Parameter nur eines Technologietyps repräsentiert wird. Meist werden hierfür Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung herangezogen (siehe **Tabelle 3**).

Spezifische Bioenergiestudien fokussieren sich hingegen auf einen Technologiepfad (z. B. (Dotzauer et al. 2019)) oder ein großes Spektrum an Konversionspfaden (z. B. (Thrän und Pfeiffer 2015)).

Tabelle 3: Bandbreite des Technologieportfolios bei der Abbildung von Bioenergie in verschiedenen Energiesystemstudien

Technologie		Literaturquellen																					
		Lauer, Dotzauer et al. (2015)	Dotzauer, Pfeiffer et al. (2019)	Kost et al. (2018)	Hoffstede, Hochloff et al. (2016)	Guss, Pertagnol et al. (2016)	Benz, Dickert et al. (2015)	Huneke, Perez Linkenheil et al. (2017)	FNR (2016a)	Holzhammer (2015)	Pfluger, Testeegen et al. (2017b)	Nitsch (2016)	Gerhardt, Böttger et al. (2017)	KTBL (2013)	Dotzauer, Pfeiffer et al. (2018)	Weidner und Eisner (2016)	ASUE (2014)	Gerhardt, Sandau et al. (2015)	Öko-Institut, Fraunhofer ISI (2015)	Erlach, Henning et al. (2018)	Fleischer (2019)	Thrän, Pfeiffer (2013)	Thrän, Pfeiffer (2015)
Technologie	Biogas-Vor-Ort-Verstromung	1	1	1		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Biomethanaufbereitung und Verbrennung im BHKW							1	1					1		1	1	1		1	1	1	1
	SNG-BHKW													1	1	1	1		1	1	1	1	1
	Holz-Heizkraftwerk				1						1					1			1	1	1	1	1
	dezentrale Holzessel												1								1	1	1
	Pflanzenöl-BHKW																1		1	1			
	Biokraftstoff (Verkehr)											1		1	1			1	1			1	1
Gesamtergebnis		1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	3	3	4	4	4	4	5	5	6	6	
		wenig → sehr detailliert																					

Flexibilisierungsstufen und Clusteranzahl

Die **Tabelle 4** zeigt die Differenzierung der Anlagentypen in Leistungsklassen und Flexibilisierungsstufen in verschiedenen Energiesystemstudien. Es wird deutlich, dass nur wenige Energiesystemstudien mehr als eine Größenklasse innerhalb einer Bioenergietechnologie betrachten. Zum Beispiel wird häufig vereinfacht von nur von einer Anlagengrößenklasse (als Durchschnitt des aktuellen Anlagenbestandes) mit festen Eigenschaften und Kennwerten ausgegangen. Die Anlagenvielfalt in Form heterogener Leistungsklassen und Betriebsformen werden zu einem Anlagenpark zusammengefasst. Die Interpolation die spezifischen Parameter einzelner Anlagen zu einem Anlagenpark stellt eine starke Vereinfachung dar.

Des Weiteren unterstellen die meisten Studien einen Grundlastbetrieb oder maximal einen Flexfaktor von 2. Die Möglichkeit der Anlagen-Flexibilisierung (Beschreibung am Beispiel Biogasanlagen siehe Kapitel 4.1.1) wird somit häufig außer Acht gelassen. In neueren Studien, z. B. (Pfluger et al. 2017b) wird zwar auf die Existenz flexibler Biogasanlagen hingewiesen, diesen aber eine feste Rohstoffverteilung und ein maximaler Flexfaktor von 2 unterstellt. Dies wird den technischen Möglichkeiten aktuell und in Zukunft, sowie der Bedeutung einer hohen zeitlichen Flexibilität der Stromproduktion von Biogasanlagen jedoch nicht gerecht.

Tabelle 4: Häufigkeit der berücksichtigten Clusteranzahl und Flexibilisierungsstufen von Bioenergieanlagen in verschiedenen Energiesystemstudien

		Flexibilisierungsstufe					
		1	2	3	4	5	
Clusteranzahl	1	7	7	1	2	1	sehr ↓ detailliert wenig
	2	1	2	0	1	0	
	3	1	0	0	0	0	
	4	1	0	0	0	0	
	5	1	1	0	0	1	
	6	2	1	0	0	0	
		wenig	flexibel →			sehr	

Technische und ökonomische Parameter

Die Veröffentlichung der techno-ökonomischen Parameter von Bioenergieanlagen zeigt in vielen Studien wenig Transparenz auf. Die in diesen Studien veröffentlichten Datensätze weisen teils große Lücken auf, wie **Tabelle 5** deutlich macht. Außerdem sind sie meist stark vereinfacht und gelten entweder spezifisch für eine Größenklasse und einen Flexibilisierungsgrad oder nennen eine sehr große Bandbreite. Je nach erforderlichem Detaillierungsgrad können jedoch auch schon wenige Parameter ausreichend für die modelltechnische Abbildung der Bioenergie (siehe Kapitel 3.2.1). In der Literatur finden sich daher meist folgende veröffentlichten Parameter um den Anlagenpark zu beschreiben: elektrische Nennleistung, elektrischer Wirkungsgrad, Investitionsausgaben, Betriebskosten und der Flexfaktor bzw. die Volllaststundenzahl (siehe **Tabelle 5**). Es ist anzunehmen, dass die Anzahl der veröffentlichten Parameter auch den tatsächlich im Modell implementierten Variablen entsprechen.

Tabelle 5: Bandbreite der veröffentlichten technischen und ökonomischen Parameter in verschiedenen Energiesystemstudien

Literaturquellen		Pfluger, Testeegen et al. (2017b)	Lauer, Dotzauer et al. (2015)	Erlach, Henning et al. (2018)	Thrän, Pfeiffer (2013)	ASUE (2014)	Thrän, Pfeiffer (2015)	Guss, Pertagnol et al. (2016)	Dotzauer, Pfeiffer et al. (2018)	Benz, Dickert et al. (2015)	Kost et al. (2018)	FNR (2016a)	Dotzauer, Pfeiffer et al. (2019)	Hoffstede, Hochloff et al. (2016)	KTBL (2013)	Weidner und Eisner (2016)	Holzhammer (2015)	Fleischer (2019)	meist veröffentlichte Parameter	
Techn. Parameter	el. Maximalleistung		1				1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13
	el. Mindestleistung							1					1	1						3
	max. el. Wirkungsgrad		1	1		1	1	1		1	1	1		1	1	1	1	1	1	13
	min. el. Wirkungsgrad							1						1						2
	Startrampe												1	1		1	1			4
	pos. Leistungsrate												1	1		1	1			4
	neg. Leistungsrate													1	1			1		3
	Mindestbetriebszeit																		1	1
	Mindeststillstandszeit																		1	1
	Flexfaktor	1			1		1		1		1		1		1	1		1	1	9
	Energieinhalt Gasspeicher													1		1		1	1	4
Ökon. Parameter	Investitionsausgaben			1		1	1		1	1	1	1			1	1	1	1	1	11
	Variable Betriebskosten				1				1		1	1			1	1		1	1	7
	Fixe bzw. jährliche Betriebskosten			1	1	1				1	1	1			1	1	1	1	1	10
	Investitionsausgaben Gasspeicher											1			1		1	1	1	4
Gesamtergebnis		1	2	3	3	3	4	4	4	4	6	6	7	7	8	8	9	10		
		wenig \longrightarrow sehr detailliert																		

Wie in Kapitel 3.2.1 deutlich gemacht wurde, kann die technische Fähigkeit der Anlagenflexibilität in geringem Detailgrad anhand von drei Indikatoren beschrieben werden. Da zur Beschreibung des Aspektes Leistungsfähigkeit in der Modellierung das dynamische Betriebsverhalten abgebildet werden soll, wird meist die dynamische Kennzahl Flexfaktor (Definition siehe Seite 26) herangezogen. Wie aus Gleichung (8) hervorgeht, kann der Flexfaktor auch über die Volllaststundenzahl ausgedrückt werden. Obwohl der Flexfaktor laut Definition erst ex-post berechnet werden kann, wird für die Modellierung der gewünschte Zielfaktor vorgegeben oder auf reale Daten z. B. der letzten Jahre zurückgegriffen. Dennoch wird in einigen Studien die flexibel steuerbare Einspeisung von Biomasseanlagen lediglich über einen statischen Verfügbarkeitsfaktor (vgl. (Schubert 2016)) begrenzt. Dies vernachlässigt die technische Restriktion des Biogasspeichers bei flexibler Fahrweise. Nur wenige Studien zeigen einen höheren Detailgrad auf und geben Daten zur Speichergröße und -kosten an. Eine Abbildung von Teillastbetrieb und Leistungsänderungsraten ist in Energiesystemstudien meist auf Grund des gewählten Optimierungsverfahrens (linear oder nichtlinear) oder -zeit-schrittes nicht möglich.

Zeitliche Auflösung der Daten

Für die Abbildung der zeitlichen Flexibilität der Stromproduktion von Bioenergieanlagen, spielt die zeitliche Auflösung in der Modellierung eine entscheidende Rolle. Aktuell können durch viele technische Lösungen schon sehr kurze Reaktionszeiten umgesetzt werden um die Strombereitstellung aus Biomasse präzise an den Bedarf anzupassen.

Aktuell wird bei Energiesystemanalysen und Modellen meist eine stündliche Auflösung als Standard angesehen - so auch die Rückmeldung der Expert*innen der OptiSys-Workshops (Protokolle siehe Anhänge in Eltrop et al. (2020)). Durch diese geringe zeitliche Auflösung kommt der kurzen Reaktionsfähigkeit einer realen Anlage keine adäquate Bedeutung in der Simulation zu. In der Energiesystemanalyse geht der Trend zukünftig in Richtung 1/4-stündlicher Auflösung um den steigenden Anteil fluktuierender Energien wie Wind- und Sonnenenergie und die größere Bedeutung des Intraday-Handels berücksichtigen zu können. Dies würde die Berücksichtigung der hohen zeitlichen Flexibilität von Bioenergieanlagen ermöglichen. Jedoch stößt eine 1/4-h-Auflösung bei vielen Modellen an eine Grenze der Realisierbarkeit, da mit einem sehr hohen Rechenaufwand und langen Modelllaufzeiten gearbeitet werden muss. Damit steigt der Gesamtaufwand überproportional und es muss bereits aus arbeits- bzw. ressourcentechnischer Sicht über eine Vereinfachung nachgedacht werden.

4.3 Steckbrief des verwendeten Strommarktmodells E2M2-Bio inkl. Abbildungsmethodik der Bioenergie

Um die zukünftige Rolle der Biogasanlagen analysieren zu können, wird auf Grundlage einer weitreichenden Datenrecherche zu Biogasanlagen ein Strommarktmodell parametrisiert und verwendet. Die wesentlichen Eigenschaften des Modells sind in Kapitel 11 beschrieben. Eine detaillierte Listung aller verwendeten Parameter erfolgt in Kapitel 12. Insbesondere die für dieses Projekt schwerpunktmäßig recherchierten Biogas-Daten finden sich in Kapitel 12.2.

Tabelle 6: Hauptmerkmale und Steckbrief des verwendeten Modells [nach (Openenergy Platform (OEP)) und (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER))]

Merkmal	Ausprägung
Name	European Electricity Market Model
Akronym	E2M2
Methodischer Fokus	Bottom-Up, Dispatch, Investment
Entwickelnde Institution	IER, Universität Stuttgart
Open Source	Nein
Modellierungssoftware	GAMS
Ergänzende Software	GIT, Sourcetree, Excel, Access, Matlab, Python
Solver	CPLEX
Modellklasse	LP, MILP
Zielfunktion	Kostenminimierung

Merkmal	Ausprägung
Hauptzweck	Optimieren der Investitionsentscheidungen und des Dispatch im Strom- und Wärmesektor
Abgebildete Sektoren	Strom, Netzgebundene Wärme (Fernwärme), Teile des Transports mit Einfluss auf Strom
Abgebildete Primärenergieträger	- gasförmig (Erdgas, Biogas) - flüssig (Öl) - fest (Steinkohle, Braunkohle, Uran, Holz) - andere (Sonne, Wind, Wasser)
Haupt-Outputs	Investitionsentscheidungen, Einsatzentscheidungen, stündliche Spotmarktpreise
Modellspezifische Stärken	+ gleichzeitige Optimierung von Dispatch und Investment + vollständiges Jahr mit 8760 Stunden + detaillierte Biomasse-Darstellung möglich + detailliertes Demand Side Management möglich + Anpassbarkeit auf spezielle Probleme, z. B. stochastische Version verfügbar (E2M2s)
Modellspezifische Schwächen	- Methodische Schwächen der ‚perfect foresight‘-Optimierung

Während der Analysen für dieses Handbuch wurde das vorliegende Modell zur besseren Erfüllung des vorgesehenen Zweckes adaptiert. Ausgewählte Eigenschaften, die von der Beschreibung abweichen oder diese ergänzen, sind:

- Greenfield-Optimierung (Erklärung siehe Kapitel 11.1)
- Optimierung des Strom- und KWK-Wärme-Sektors inkl. Einflüssen des Verkehrs (siehe **Abbildung 58** in Kapitel 11)
- Optimierungshorizont: ein Jahr; zeitliche Auflösung: stündlich (Erklärung siehe Kapitel 11.2)

Um die Stromgestehungskosten verschiedener Technologien vergleichbar zu machen und eine rein kostenoptimale Betrachtung durchführen zu können, werden nach dem Greenfield-Ansatz Fördermechanismen, sowie Steuern und Umlagen nicht berücksichtigt. Im Modell wird die kostenoptimale Erfüllung der Strom- und Wärmenachfrage gemeinsam optimiert, d. h. beide Energiebedarfe müssen zu jedem Zeitpunkt gedeckt sein. Der Gesamtwärmebedarf für Deutschland wird ausschließlich über die leitungsgebundene Wärmenachfrage für Nah- und Fernwärmenetze berücksichtigt und ist in vier Wärmeversorgungsaufgaben unterteilt, die unterschiedlich großen Versorgungsgebieten entsprechen (siehe auch Kapitel 5.6.2). Die Elektrifizierung des Verkehrssektors findet über einer erhöhte Stromnachfrage Berücksichtigung (siehe auch Kapitel 7.1.2), während der Einsatz von Biokraftstoffen das Biomassepotenzial für den Strom- und Wärmesektor reduziert (siehe auch Kapitel 7.3.2). Die Einsatzoptimierung der Rohstoffe erfolgt zwischen dem Strom- und Wärmesektor modellendogen und wird für den Verkehrssektor exogen über Szenarien vorgegeben. Die Technologien der Sektorkopplung können somit im Modell berücksichtigt werden.

Die verwendete Modellerweiterung E2M2-Bio ermöglicht unter anderem die detaillierte Betrachtung von Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung. Im Modell werden die Flexibilisierungsmaßnahmen des Leistungszubaus und der variablen Rohbiogasproduktion adaptiert. Die Vergrößerung des Biogasspeichers wird indirekt über die modellendogene Berechnung der optimalen Speichergröße berücksichtigt. Die Optimierung des Biogasspeichers findet unabhängig der beiden anderen Maßnahmen zu jedem Zeitpunkt statt. D. h. der Effekt dieser Maßnahme wird nicht explizit untersucht. Die technische und ökonomische Beschreibung der Maßnahmen können in Kapitel 4.1.1 nachgelesen werden. Die modelltechnische Adaption ist in den Kapiteln 5.1.2, 5.4.2 und 5.5.2 beschrieben. Aufgrund der stündlichen Modellauflösung bleiben viele technische Restriktionen des flexiblen Betriebs unberücksichtigt. Somit sind die Fähigkeiten der Biogasanlagen flexibel auf Bedarfsschwankungen zu reagieren nahezu uneingeschränkt und können im Modell mit wenigen Indikatoren beschrieben werden. Die Leistungsfähigkeit wird durch die Vorgabe eines festen Flexfaktors adaptiert. Da die Indikatoren der Reaktionsfähigkeit sich in der Praxis alle im Zeitbereich < 1 h befinden, werden diese im Modell auf 0 Stunden festgelegt. Aus der modellendogen ermittelten Kombination aus variabler Gasproduktion, Biogasspeicher- und BHKW-Größe (Beschreibung in Kapitel 5.5.2) ergeben sich die Bereitstellungs- und Stillstandsdauern als Indikatoren der Bedarfsanpassungsfähigkeit. Bei der Fahrplanermittlung der Biogasanlagen findet die Restriktion der aktuell verfügbaren Biogasmenge (d. h. der Speicherfüllstand) Berücksichtigung.

Die Flexibilitätsanforderungen kommen überwiegend aus der Nachfragestruktur des Stromsektors. Strom aus Biogasanlagen wird dann im Modell genutzt um einen Beitrag zur Deckung der Residuallastkurve zu leisten. Der Flexibilitätsbedarf aus dem Wärmesektor spielt eine untergeordnete Rolle.

Durch die Einteilung in Anlagen-Cluster und der Vorgabe eines festen Clusterverhältnisses wird modelltechnisch versucht, die Heterogenität des realen Biogasbestands abzubilden (siehe auch Kapitel 5.3.2).

4.4 Vorgehen zur Erstellung und Gültigkeit des vorliegenden Handbuchs

Die nachfolgenden Analysen werden für die Konversionstechnik Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung durchgeführt. Eine technische Beschreibung der unterstellten Anlagenkonfiguration und Betriebskonzepte finden sich in Kapitel 12.2.1.

Durch die Modellkonfiguration können jeweils Effekte einzelner Veränderungen („ceteris paribus“, vgl. Kapitel 13) auf das Gesamtsystem und die Rolle der Biogasanlagen in diesem analysiert werden. Die Ergebnisse der Variation sind allein über den Vergleich zur Referenz interpretierbar. Die beobachteten Effekte können somit eindeutig auf die Manipulation einzelner Aspekte zurückgeführt werden. Alle untersuchten Veränderungen sind in den Kapiteln 5 bis 7 aufgelistet.

Durch die Berechnung über eine Greenfield-Analyse haben absolute Werte, z. B. die der installierten Leistungen, keine Relevanz. Analysierbar sind dagegen alle Effekte, die von unterschiedlichen Abbildungen der Technologieeigenschaften der Biogasanlagen (vgl. Kapitel 5), anderen Technologien (vgl. Kapitel 6) und Veränderungen im Verkehrssektor (vgl. Kapitel 7) auf das Endergebnis und die Rolle der Biogasanlagen wirken. Beantwortbare Problemstellungen sind daher beispielsweise:

- Wie verändert sich die Rolle der flexiblen Biogasanlagen, wenn die zusätzliche Stromnachfrage des Verkehrssektors zeitlich sehr flexibel ist?
- Welche Wechselwirkungen haben die Biogasanlagen mit Stromspeichern?
- Welche Technologieeigenschaften sind ergebnisbestimmend und sollten intensiv recherchiert werden?

Dieses Handbuch gibt keine Aussagen über folgende Fragestellungen:

- Wie wird der Kraftwerkspark im Jahr 2050 aussehen?
- Wie viele Elektroautos werden wir künftig in Deutschland haben?
- In welchem Technologiepfad ist Biomasse perspektivisch einzusetzen?
- Welche Detailtiefe der Abbildungsmethodik ist für eine bestimmte Fragestellung notwendig?

Wie alle Modelle und Analysen sind auch die hier gegebenen systemischen Ergebnisse nur in bestimmten Rahmen gültig. Zwar wurde versucht differenzierte Empfehlungen zu geben, die sich je nach Fragestellung und modelltechnischen Rahmenbedingungen unterscheiden und auf andere Modelle und Systemanalysen übertragbar sind. Dies kann jedoch nicht für alle Empfehlungen uneingeschränkt gelten. Da insbesondere die Effekte in anderen Modellen vorher nicht bestimmbar sind, bleibt die Übertragbarkeit der Empfehlungen respektabel.

Explizite Ableitungen auf Einzelanlagen können nicht getroffen werden, da der vielfältige Anlagenbestand über typische Anlagenkonfigurationen repräsentiert wird. Die Parameter der einzelnen Biogasanlagen sind über eine weitreichende Literaturanalyse zusammengetragen und gelten für ebendiese im untersuchten örtlichen und zeitlichen Raum.

4.5 Aufbau der Kapitel und Arbeit mit dem Handbuch

Alle untersuchten Einflussfaktoren auf die Abbildung von Biogasanlagen in Systemmodellen sind in den Kapiteln 5 bis 7 aufgelistet. Analysiert werden die Effekte und Wechselwirkungen von unterschiedlichen Abbildungen der Technologieeigenschaften der Biogasanlagen (vgl. Kapitel 5), anderen Technologien (vgl. Kapitel 6) und Veränderungen im Verkehrssektor (vgl. Kapitel 7) auf das Endergebnis und die Rolle der Biogasanlagen. Die drei Kapitel mit ihren Unterkapiteln bauen inhaltlich nicht aufeinander auf. Daher ist das Lesen in chronologischer Reihenfolge nicht notwendig, sondern es kann zu spezifischen Unterkapiteln (Gliederungsebene 2) gesprungen werden.

Die nachfolgenden Unterkapitel 5.1 bis 7.3 sind jeweils in vier Gliederungspunkte unterteilt:

X.X.1 Technische und ökonomische Beschreibung

Dieser Abschnitt beschreibt in Kapitel 5 die realen Technologieeigenschaften bzw. den Bestandspark der Biogasanlagen. In Kapitel 6 beschreibt er die Hintergründe zu den untersuchten politischen Rahmenbedingungen bzw. den anderen Erzeugungs- und Speichertechnologien im Stromsektor. In Kapitel 7 befindet sich an dieser Stelle die technische Beschreibung der untersuchten Aspekte im Verkehrssektor. Dieser Abschnitt liefert somit Informationen zum benötigten Vorwissen zur untersuchten Problemstellung im jeweiligen Kapitel.

X.X.2 Modelltechnische Adaption

Unter „modelltechnischer Adaption“ wird jeweils die konkrete Umsetzung der unter „techno-ökonomische Beschreibung“ beschriebenen Realität im verwendeten Modell verstanden. Also wie wurde die Realität vereinfacht und methodisch ins Modell implementiert, um die spezifische Eigenschaft adäquat abzubilden. Die modelltechnische Adaption ist darauf ausgelegt, den Modellanwendern oder Modellierern klare Hilfestellung zu geben, welche Anpassungen im Modell zu treffen sind. Hier sind sowohl Formeln als auch eine Interpretation, teils grafisch aufgearbeitet, geboten, um eine Adaption im eigenen Code zu vereinfachen. Außerdem soll der Abschnitt der Transparenz dienen um die Ergebnisse in Abschnitt „Wirkung“ besser nachvollziehen zu können, indem man den Modellaufbau zu diesem Aspekt besser versteht. Meist wird in diesem Abschnitt die modelltechnische Umsetzung im Referenzfall beschrieben. Sind für den Szenarienvergleich im Abschnitt „Wirkung“ modelltechnischen Änderungen notwendig, so werden auch diese hier beschrieben.

X.X.3 Wirkung

Wie in Kapitel 4.4 beschrieben, werden die Szenarien nach dem Prinzip „Ceteris paribus“ erstellt und die kausale Wirkung der Änderung erst über den Vergleich zur Referenz interpretierbar. Dabei gilt die Wirkung modellspezifisch

für das verwendete Modell E2M2-Bio. Die Resultate werden in ausführlichen Grafiken zu installierter Leistung, Bruttostromerzeugung und Darstellungen zum Bioenergieanlagen-Park dargestellt. Zum besseren Verständnis sollte daher erst die Definition des Referenzszenarios in Kapitel 13.3.1 gelesen werden, sowie die Annahmen der technischen und ökonomischen Parameter der Biogasanlagen in Kapitel 12.2. Abweichend dazu gelten für die Untersuchungen der Wechselwirkungen mit dem Mobilitätssektor in Kapitel 7, die in Abschnitt 7.1.1 und 7.1.2 beschriebene Szenariodefinition und Implementierung des Verkehrssektors als Referenz (sog. Mobilitätsreferenz) für die nachfolgenden Variationen. Weitere Annahmen zur Mobilitätsreferenz finden sich in Kapitel 12.3. Falls nicht anders angegeben, bezieht sich die Referenz in beiden Fällen auf das Ziel von 50 % EE-Anteil an der Bruttostromerzeugung und entspricht somit dem angestrebten Zielanteil für 2030.

X.X. 4 Empfehlung/Bewertung

Aus den analysierten Effekten werden Empfehlungen zur adäquaten Abbildung von Bioenergie- und insbesondere Biogasanlagen in Systemmodellen abgeleitet. Hierbei wird auch bewertet, ob die Auswirkung der Vereinfachung im Verhältnis zum zu leistenden Aufwand einer detaillierten Adaption stehen. Bei allen Untersuchungspunkten, wird versucht differenzierte Empfehlungen zu geben, die je nach Fragestellung und modelltechnischen Rahmenbedingungen auf andere Modelle und Systemanalysen übertragbar sind.

5 ABBILDUNG VON BIOGASANLAGEN AUF TECHNOLOGIEEBENE

5.1 Flexible Fahrweise durch Leistungszubau

5.1.1 Technische und ökonomische Beschreibung

Eine ausführliche technische und ökonomische Beschreibung des Leistungszubaus als Maßnahme zur Flexibilisierung von Biogasanlagen findet sich in Kapitel 4.1.1 (Seite 35). Der ökonomische Anreiz zur Flexibilisierung bietet die seit 2012 im EEG verankerte Flexibilitätsprämie (Altanlagen bis August 2014) bzw. der Flexibilitätszuschlag (Neuanlagen ab August 2014) (Definitionen siehe Seite 22, Kapitel 3.1). Der Fördermechanismus Flexibilitätsprämie schafft Anreize für Anlagen mit einem Flexfaktor (Definition siehe Seiten 26, Kapitel 3.1) zwischen 1,1 und 5. Mit dem Flexibilitätszuschlag werden Anlagen ab einem Flexfaktor von 2 gefördert. Ältere Bestandsanlagen erhielten durch die feste EEG-Einspeisevergütung Anreize für einen möglichst durchgehenden Betrieb. Mit dem Auslaufen der 20-jährigen EEG-Vergütungsphase (für die ersten Anlagen gilt dies ab 2020) verlieren diese Grundlastanlagen zukünftig an Relevanz, da die Teilnahme an der 10-jährigen Anschlussförderung an einen minimalen Flexfaktor von 2 geknüpft ist.

5.1.2 Modelltechnische Adaption

Im Referenzszenario werden Biogasanlagen mit der Möglichkeit einer Flexibilisierung ausgestattet (vgl. Kapitel 13.3.1). Für eine modelltechnische Adaption heißt das, dass über die Vorgabe eines Flexfaktors nach Gleichung (8) sowohl die Nennleistung als auch die Volllaststundenzahl bzw. die Bemessungsleistung des Anlagentyps bestimmt wird. Nach **Tabelle 28** werden im Referenzszenario die Cluster (Einteilung siehe Kapitel 12.2.1) in drei Flexibilisierungsstufen unterteilt. Der Optimierer kann frei zwischen den verfügbaren Flexibilisierungsstufen innerhalb der Cluster wählen (siehe **Abbildung 5**). D. h. im Referenzszenario kann zwischen drei Flexibilisierungsstufen (Flexfaktor 5, 2 und 1,1) gewählt werden.

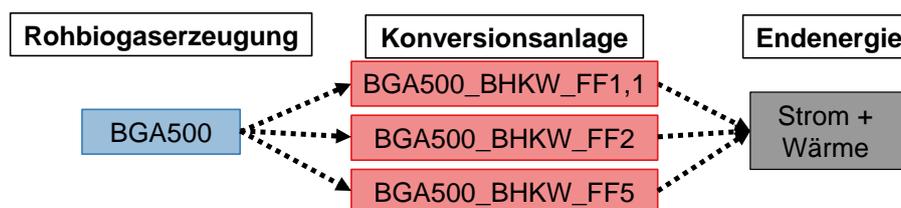


Abbildung 5: flexibler Einsatz des Rohbiogases in verschiedenen Flexibilisierungsstufen eines Anlagenclusters (identische Bemessungsleistung)

Für das Modell und den Solver gilt für die Grundlastanlagen, dass diese mit 7.964 Volllaststunden (8760 h/a / 1,1) im Jahr, nur ein sehr geringes Potenzial der Erzeugungsverschiebung haben. Mit einer zunehmenden Flexibilisierung muss für jeden Zeitschritt der Berechnung dem Modell die Entscheidung freigestellt werden, wie viel der installierten Kapazität es verwenden möchte. Dabei gilt, dass zum einen zu jedem Zeitschritt die maximale installierte Leistung und zum anderen die Summe über die erzeugte Strommenge (über die Bemessungsleistung) im Jahr nicht überschritten werden darf. Eine steigende Verschiebbarkeit der Einspeisung von flexiblen Biogasanlagen lässt diese für den Solver interessanter werden. Dabei muss beachtet werden, dass dieser gleichzeitig sowohl die Investitionen als auch den Einsatz aller Anlagen parallel optimiert.

Beispiel:

Der Solver entscheidet sich zur Investition in Biogasanlagen in Höhe einer Bemessungsleistung von in Summe 2 GW, die jeweils 5-fach überbaut sind. Das entspricht 10 GW_{el} installierter Leistung, die jeweils zu 1/5 der 8.760 Stunden (= 1.752 h/a) im Jahr mit voller Leistung laufen können. In einem Kraftwerkspark, der über Deutschland verteilt ist, werden sich Anlagenbetreiber aber nicht absprechen und alle kollektiv gleich verhalten und gleichzeitig ist ein Teillastbetrieb, der von der klassischen 0–1, aus oder an- Entscheidung abweicht, möglich. Das führt dazu, dass dem Solver durch die Investition in 10 GW Leistung an Biogas-BHKWs zwar zu jeder Stunde maximal 10 GW_{el} Leistung zur Verfügung stehen, die Gesamtsumme der genutzten Energiemenge dieses Clusters jedoch $2 \text{ GW} * 8760 \text{ h} = 17,52 \text{ TWh}_{el}$ innerhalb eines Jahres nicht übersteigen darf.

5.1.3 Wirkung

Einfluss der Flexibilisierung durch Leistungszubau auf die Stromgestehungskosten von BGAs

Die Stromgestehungskosten beziehen sich auf die ins Stromnetz eingespeiste elektrische Energie und werden in ct/kWh (el) angegeben (Berechnung siehe Abschnitt 12.2.4 auf Seite 151). Als Referenz gelten in der **Abbildung 6** die berechneten Stromgestehungskosten für eine Grundlast-Biogasanlage (Flexfaktor 1,1) mit den getroffenen Annahmen in Abschnitt 12.2.4. Als Variation wurden die Stromgestehungskosten für verschiedene Flexibilisierungsstufen (Leistungszubau) anhand der Kostenfunktionen in Abschnitt 12.2.4 berechnet. In **Abbildung 6** sind diese Ergebnisse nicht als Absolutwerte, sondern relativ in Bezug zum Referenzwert angegeben (y-Achse). Die Ergebnisse sind in Abhängigkeit zur Bemessungsleistung angegeben (x-Achse), da sich diese bei gleichem jährlichen Energieoutput durch einen Leistungszubau (Flexibilisierung) nicht ändert. So wird der Vergleich zwischen den unterschiedlich stark flexibilisierten Anlagen gleicher Bemessungsleistung möglich.

Die **Abbildung 6** zeigt, dass mit zunehmendem Flexfaktor die Stromgestehungskosten erst unter die der Grundlastanlagen (Referenz; FF 1,1) sinken (siehe FF 1,5 und FF 2) bevor sie wieder ansteigen (Grundlastanlagen übersteigen; siehe FF 3, FF 4 und FF 5). Dieser Effekt ist besonders im Leistungsbereich über 250 kW (Bemessungsleistung) ausgeprägt. Die Differenz der Gestehungskosten zwischen den unterschiedlich stark flexibilisierten Anlagen gleicher Bemessungsleistung ist im niedrigen Leistungsbereich besonders hoch. Mit zunehmender Bemessungsleistung nähern sich die Werte einander an und die Differenz wird geringer. Ab einer Bemessungsleistung von 2 MW liegt die Abweichung der Werte untereinander bei unter 3 %.

In Dotzauer et al. (2019) wird der große Einfluss des Leistungsquotienten (entspricht Flexfaktor) zur Beschreibung der Flexibilität von Biogasanlagen bestätigt.

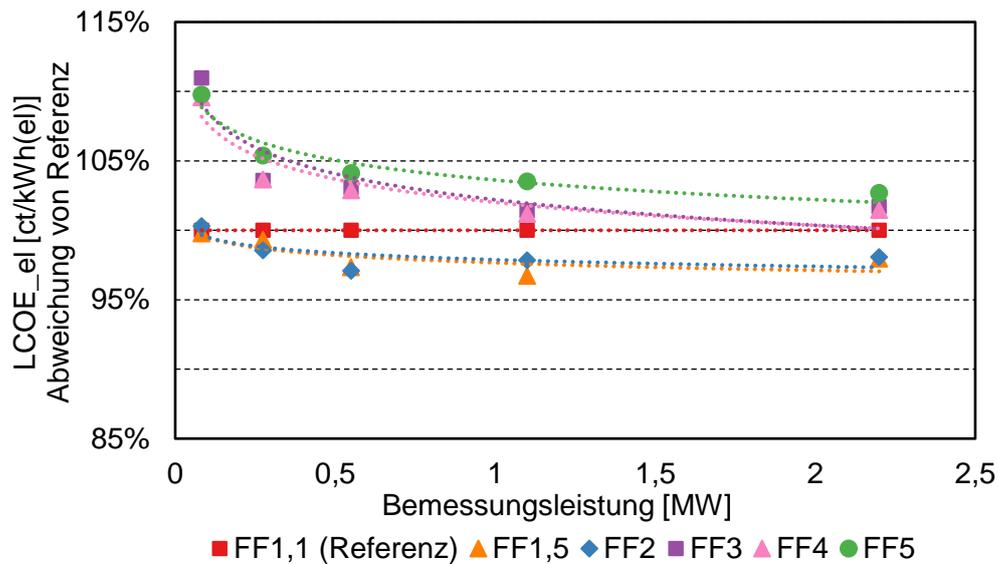


Abbildung 6: Einfluss des Flexfaktors auf die Stromgestehungskosten ($LCOE_{el}$) von Biogasanlagen

Im Projekt OptiSys wird die Installation eines größeren BHKW zur Flexibilisierung der Biogasanlage (anstelle mehrerer kleiner BHKW) unterstellt (siehe Technologiebeschreibung in Kapitel 12.2.1). Wie sich die Anzahl der BHKW auf die Stromgestehungskosten der flexiblen Fahrweise auswirken zeigen die **Abbildungen 7 und 8**. In den Grafiken werden die Ergebnisse jedoch nicht als Absolutwerte, sondern relativ in Bezug zum Referenzwert angegeben. Als Referenz gelten in den **Abbildungen 7 und 8** die berechneten Stromgestehungskosten für ein großes BHKW je Flexibilisierungsstufe. Der Unterschied zwischen den Abbildungen liegt beim Flexfaktor 5. In **Abbildung 7** werden die Stromgestehungskosten für fünf BHKW den Kosten für ein BHKW der gleichen Flexstufe FF5 (Referenz) gegenübergestellt. In **Abbildung 8** werden die Stromgestehungskosten von zwei BHKW mit den Kosten eines BHKW für die gleiche Flexstufe FF5 (Referenz) verglichen. Die Ergebnisse sind in Abhängigkeit zur Bemessungsleistung angegeben (x-Achse), um den Vergleich zwischen den unterschiedlich stark flexibilisierten Anlagen gleicher Bemessungsleistung zu ermöglichen.

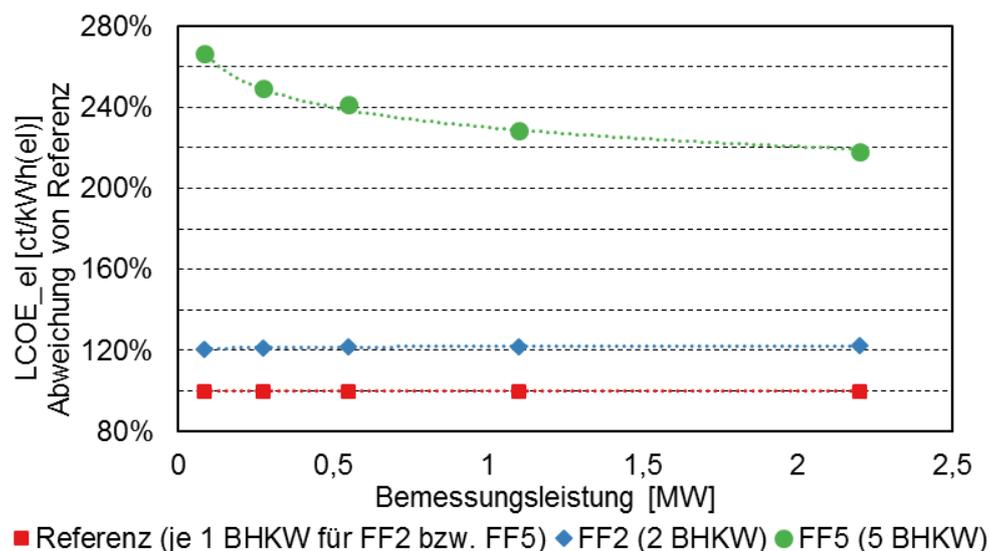


Abbildung 7: Einfluss der BHKW-Anzahl auf die Stromgestehungskosten für die Flexfaktoren 2 und 5; für FF2: zwei BHKW ggü. ein BHKW; für FF5: fünf BHKW ggü. ein BHKW

Mit dem Zubau von einem weiteren (FF2) bzw. vier weiteren (FF5) identischen BHKW zum Grundlast-Aggregat, ergibt sich für alle Flexibilisierungsstufen die gleiche Nennleistung ($\hat{=}$ Bemessungsleistung) der Einzelaggregate. Dadurch resultiert für alle Flexfaktoren der selbe Wirkungsgrad sowie dieselben spezifischen Investitionsausgaben fürs BHKW und die variablen und fixen Betriebskosten (da abhängig von Nennleistung des Einzelaggregates; vgl. Funktionsgleichungen in Kapitel 12.2.4 bzw. **Abbildung 94** und **Abbildung 95** in Anhang B). Alle anderen Parameter zur Berechnung der Stromgestehungskosten nach Gleichung (32) beziehen sich auf die Nennleistung der Gesamtanlage und ändern sich daher nicht durch die Anzahl der BHKW. Bei den Stromgestehungskosten resultieren daraus für den Flexfaktor 2 um 20 % höhere Kosten gegenüber der Referenz mit einem BHKW (siehe **Abbildung 7**). Für den Flexfaktor 5 ergeben sich mehr als doppelt so hohe Stromgestehungskosten gegenüber dem Referenzfall.

Für den Flexfaktor 5 resultieren bei zwei BHKW um 30 % höhere Stromgestehungskosten gegenüber dem Referenzfall mit einem BHKW für diese Flexstufe (siehe **Abbildung 8**). Die Abweichung ist somit deutlich geringer gegenüber den gleichen FF5 und fünf BHKW, aber dennoch nicht unerheblich. Insgesamt zeigt sich, dass sich die Anzahl der BHKW sehr sensitiv auf die Stromgestehungskosten auswirkt.

Weitere Einflussfaktoren auf die Stromgestehungskosten von Biogasanlagen werden in Kapitel 5.5.3 betrachtet.

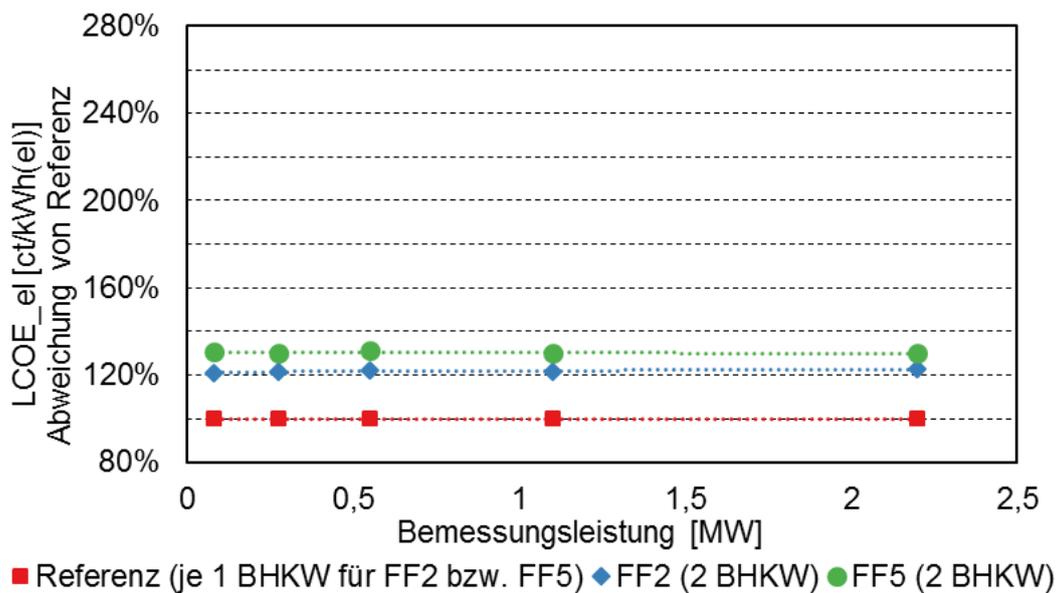


Abbildung 8: Einfluss der BHKW-Anzahl auf die Stromgestehungskosten für die Flexfaktoren 2 und 5; für FF2: zwei BHKW ggü. ein BHKW; für FF5: zwei BHKW ggü. ein BHKW

Einfluss des Flexibilisierungsgrad von Biogasanlagen auf das Gesamtsystem

Für den Referenzfall der nachfolgenden Untersuchung werden nach **Tabelle 28** die fünf (Bemessungs-)Leistungsklassen jeweils in drei Flexibilisierungsstufen unterteilt. Von diesem Referenzfall ausgehend werden zwei Änderungen durchgeführt: zum einen wird die höchstmögliche Flexibilisierungsstufe mit dem Flexfaktor 2 vorgegeben, im anderen wird nur mit Grundlastanlagen gerechnet (maximaler Flexfaktor 1,1). Das Optimierungstool kann frei zwischen den verfügbaren Flexibilisierungsstufen innerhalb der Leistungsklassen wählen. Das heißt im definierten Referenzszenario nach **Tabelle 28** kann zwischen drei Flexibilisierungsstufen (Flexfaktor 5, 2 und 1,1) und in der Variation 1 zwischen zwei gewählt werden (Flexfaktor 2 und 1,1). Für die Variante 2 stehen nur die Grundlastanlagen (Flexfaktor 1,1) zur Wahl.

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Simulationsergebnisse des Gesamtsystems für die politischen Zielanteile von 50 % Erneuerbare Energien am Bruttostrom. Auf der x-Achse sind jeweils die Ergebnisse für den Referenzfall (ganz links), sowie für die Variation 1 und 2 nebeneinander aufgetragen.

In **Abbildung 9** ist auf der y-Achse die Summe der installierten Leistung aller Erzeuger nach Energieträger zu sehen. Wie der rechte Balken in **Abbildung 9** zeigt, führt eine unflexible Abbildung von Biogasanlagen zu einem kompletten Rückgang der Biogasnutzung. Durch die Beschränkung auf den Flexfaktor 1,1, erfahren die Biogasanlagen die strikte zeitliche Vorgabe zu 90 % der Stunden eines Jahres einspeisen zu müssen, was den Wert ihrer Flexibilität drastisch senkt. Die gleichzeitig sehr hohen Gestehungskosten der Grundlastanlagen sorgen dafür, dass mit sinkenden Flexibilitätsgraden die Anzahl und damit die installierte Leistung der Biogasanlagen sinkt, welche die Simulation einsetzt um eine kostenoptimale Versorgung der Last zu erzielen. Ersetzt werden diese durch mehr fluktuierende Erneuerbare zur Erfüllung der Vorgabe von 50 % EE-Anteil und mehr Erdgaskapazitäten, für die Bereitstellung der wegfallenden Flexibilität aus Biomasse. Somit steigt, wie die **Abbildung 9** ebenfalls zeigt, die notwendige installierte Leistung zur Residuallastdeckung, obwohl die Biogasanlagen mit 0 GW unberücksichtigt bleiben. Die Flexibilität der Biogasanlagen hat somit auch auf die restlichen Erzeugungsanlagen eine Wirkung.

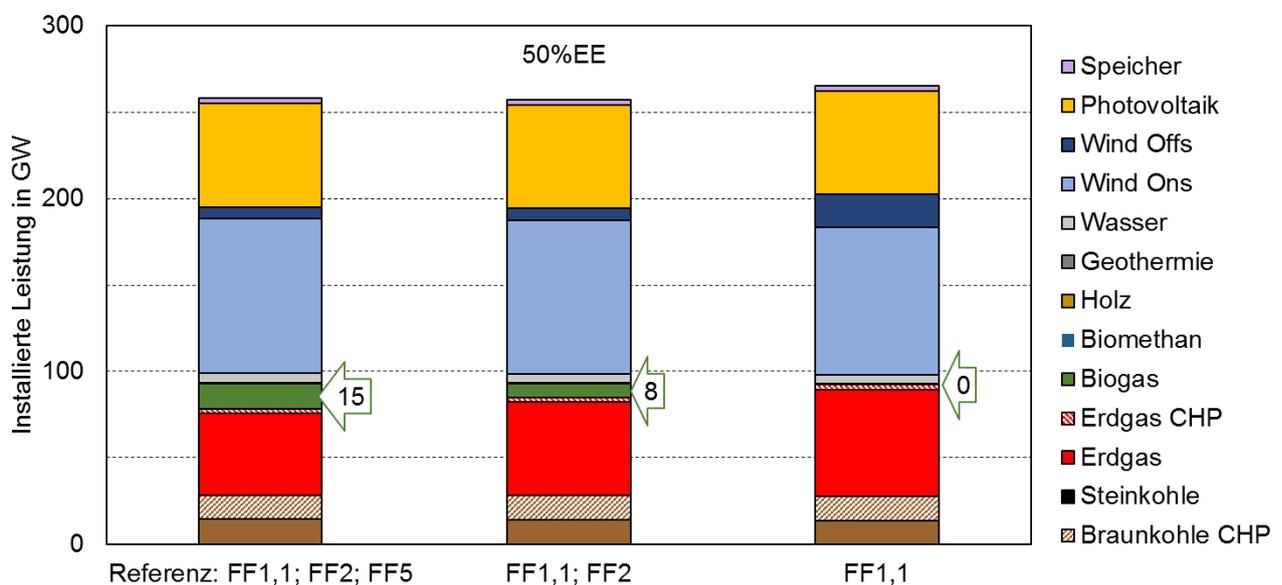


Abbildung 9: Installierte Leistung nach Energieträger - Referenz mit maximalem Flexfaktor 5 vs. reduzierter maximaler Flexibilisierungsgrad

Die **Abbildung 10** zeigt deutlich, dass eine reine Betrachtung der installierten Leistung jedoch für eine Beurteilung nicht ausreicht. In **Abbildung 10** ist auf der y-Achse der prozentuale Anteil an der Bruttostromerzeugung nach Energieträger aufgetragen, sowie auf den grünen Pfeilen die absolute Bruttostrommenge aus Biogasanlagen in MWh. Im Referenzfall (mit FF5, FF2, FF1,1) wird 95 % des verfügbaren Potentials genutzt. Selbst beim einen Flexfaktor von höchstens 2, also einer Halbierung der Volllaststunden, wird über 90 % des zur Verfügung stehenden energetischen Potentials von 38 MWh genutzt. Lediglich ohne nennenswerte Flexibilisierung (mit max. FF1,1) werden im Modell keine Biogasanlagen installiert, bzw. kein Strom aus diesen bereitgestellt.

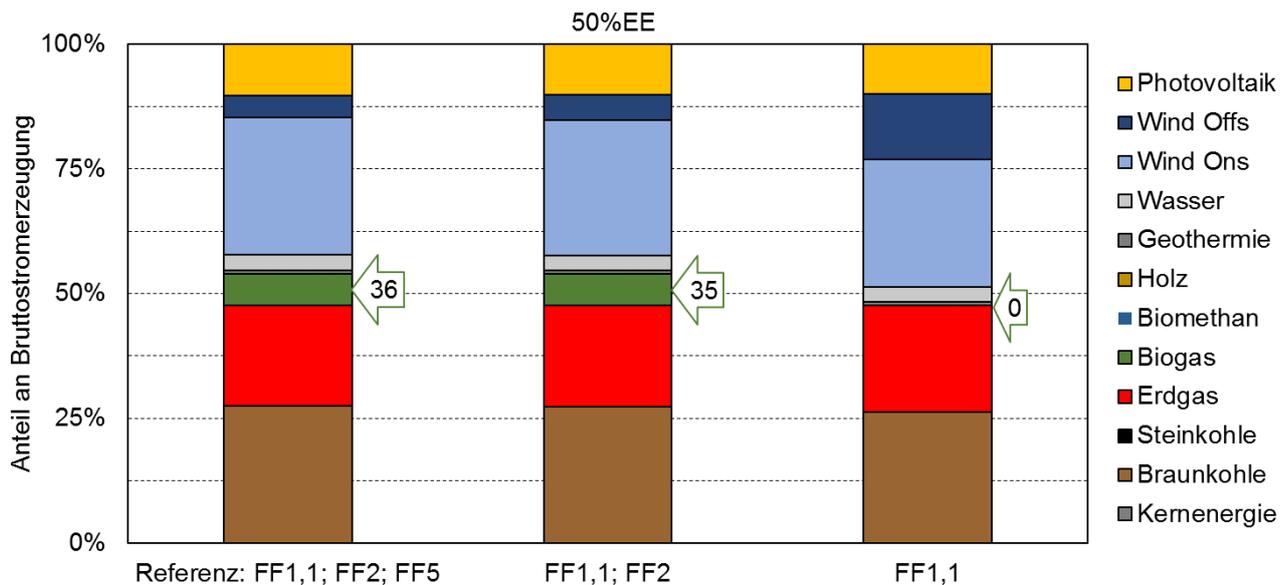


Abbildung 10: Anteil an Bruttostromerzeugung nach Energieträger – Referenz mit maximalem Flexfaktor 5 vs. reduzierter maximaler Flexibilisierungsgrad

In **Abbildung 11** ist auf der y-Achse die Summe der installierten Leistung aller berücksichtigten und vom Modell gezogenen Biogasanlagen aufgetragen. Die Farben repräsentieren hierbei die (Bemessungs-)Leistungsklasse und die Schattierung (ausgefüllt, schraffiert oder gepunktet) die Flexibilisierungsstufe. Die in der rechten Legende aufgeführten BGA-Optionen stellen das Anlagenportfolio des Modells dar. BGA-Optionen, welche in der Abbildung nicht vorkommenden, wurden von der kostenminimalen Optimierung nicht zur Deckung der Nachfrage genutzt. Dies kann auch durch die szenariobedingten Modellrestriktionen begründet sein. So wird in der vorliegenden Untersuchung das Verhältnis der Leistungsklassen jeweils anhand des Anlagenbestandes fixiert (siehe dazu Kapitel 5.3.2 und 12.2.2). Dies führt dazu, dass in der Abbildung manche Farben (=Leistungsklassen) nicht oder in sehr geringem Maße vertreten sind.

Obwohl 5-fach flexibilisierte Anlagen spezifisch höhere Gestehungskosten aufweisen als 2-fach flexibilisierte Anlagen, werden sie im Referenzszenario (FF1,1, FF2 und FF5) des Modells berücksichtigt (siehe ausgefüllte Flächen in **Abbildung 11**). Dies kann als ein hoher Wert der Flexibilität aus Biogasanlagen für das Energiesystem bewertet werden. Dennoch werden nicht nur die FF5 Anlagen gezogen, wenngleich zu über 80 %. Die 2-fach flexibilisierte Anlagen (siehe schraffierte Flächen in **Abbildung 11**) werden aufgrund der geringeren Kosten für das kostenoptimale Ergebnis eingesetzt. Grundlastanlagen (FF1,1) werden trotz niedriger Gestehungskosten vom Modell nicht gezogen (siehe fehlende gepunktete Flächen in **Abbildung 11**), was mit einem geringen Systembeitrag dieser Anlagen zu interpretieren ist.

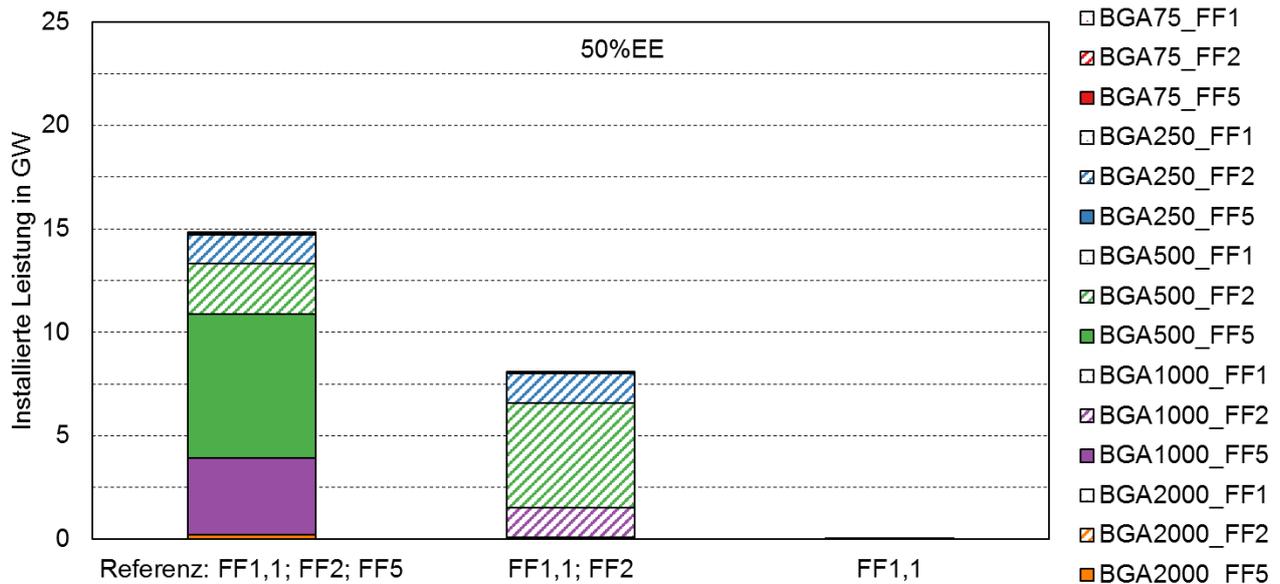


Abbildung 11: Aufteilung der installierten Biogasleistung nach Cluster - Referenz mit maximalem Flexfaktor 5 vs. reduzierter maximaler Flexibilisierungsgrad

Mit einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien in der Zukunft (z. B. Zieljahr 2050) an der Bruttostromerzeugung, verstärkt sich schon relevant der Einfluss der flexiblen Fahrweise auf die Rolle der Biogasanlagen im Energiesystem, vgl. **Abbildung 42** in Kapitel 6.1.3. Ein höherer Bedarf an erneuerbarem Strom und eine damit verbundene verstärkte Einspeisung fluktuierender Energieträger sorgen für einen steigenden Flexibilitätsbedarf. Diesen versucht das Modell mit der jeweils maximal verfügbaren Flexibilisierung von BGAs zu decken. Wird im 50 und 65 %-Szenario noch nicht die maximal mögliche Flexibilisierung der BGAs gewählt, zählt spätestens ab dem 80 %-EE-Ziel das Maximum an verschiebbarer Einspeisung.

Insgesamt zeigt sich, dass die Flexibilisierung sehr sensitiv auf die Rolle bzw. Wertigkeit von Biogasanlagen im Energiesystem wirkt.

5.1.4 Empfehlung/Bewertung

Die Analyse zeigt, dass der Einfluss des Leistungszubaus (Biogasflexibilisierung) bei den Stromgestehungskosten von Biogasanlagen nicht vernachlässigbar ist und besonders im Leistungsbereich unter 2 MW Bemessungsleistung die Kostenstruktur individuell für jede Flexibilisierungsstufe festgelegt werden sollte. Da es in der Realität nur sehr selten Anlagen mit einer Bemessungsleistung über 2 MW gibt, sollte die Höhe der Flexfaktoren entsprechend der Fragestellung bewusst und begründet getroffen werden da der Grad der Flexibilisierung eine entscheidende Rolle für die Kostenstrukturen der Anlagenkonzepte spielt.

Des Weiteren sollte die Anzahl der BHKW zum flexiblen Betrieb im Vorfeld begründet festgelegt werden, da sie sich sehr sensitiv auf die Stromgestehungskosten auswirken.

Vereinfachungen mit einheitlichen spezifischen Stromgestehungskosten für alle Flexibilisierungsstufen können zu verfälschten Ergebnissen in der Bewertung von Anlagenkonzepten im Gesamtsystem führen. So würden beispielsweise immer die maximal flexibilisierten Anlagen vom Modell gezogen werden, da sie bei gleichen Kosten mehr Flexibilität dem System zur Verfügung stellen können.

Für detailliertere Empfehlungen zum Thema Stromgestehungskosten von Biogasanlagen wird auf Kapitel 5.5.4 verwiesen.

Die Eigenschaft der flexiblen Fahrweise von Biogasanlagen darf in Energiesystemanalysen nicht vernachlässigt werden, da sie einen sehr hohen Einfluss auf die Rolle der Biogasanlagen aber auch auf die anderen Erzeuger im Energiesystem hat. Dieser an sich schon relevante Einfluss verstärkt sich mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien im Stromsektor. Eine Vereinfachung zu Grundlastanlagen oder wenig flexiblen Anlagen führt zu einer starken Unterbewertung der realen Freiheitsgrade von Biogasanlagen im Strom- und KWK-Wärme-System. Im Extremfall hat ein reiner Grundlastbetrieb von Biogasanlagen in einem kostenoptimierten Stromsystem mit hohen Anteilen fluktuierender Erneuerbarer keinen Nutzen mehr.

Empfehlungen:

1. Bei den Stromgestehungskosten von Biogasanlagen sollte der Flexibilisierungsgrad berücksichtigt werden. Besonders im Leistungsbereich unter 2 MW Bemessungsleistung sollte die Kostenstruktur individuell für jede Flexibilisierungsstufe festgelegt werden (keine Vereinfachung mit identischer Stromgestehungskosten einer Grundlastanlage). Weitere Empfehlungen siehe auch Kapitel 5.5.4.
2. Die Entscheidung über die Anzahl der BHKW zum Flexbetrieb sollte fundiert auf Basis praxisrelevanter Daten getroffen werden, da sie sich sehr sensitiv auf die Stromgestehungskosten auswirken.
3. Die Eigenschaft ‚flexible Fahrweise‘ von Biogasanlagen darf in Energiesystemanalysen nicht vernachlässigt werden, da sie einen sehr relevanten Einfluss auf die Rolle der Biogasanlagen sowie den restlichen Erzeugungsanlagen im Energiesystem hat, insbesondere bei hohen EE-Anteilen. In der modelltechnischen Abbildung wird dies durch die Implementierung eines Flexfaktors empfohlen. Details zur Implementierung finden sich in Abschnitt 5.1.2.
4. Die Festlegung der Höhe des Flexfaktors sollte entsprechend der Fragestellung bewusst und begründet getroffen werden, da der Grad der Flexibilisierung eine entscheidende Rolle für die Kostenstrukturen der Anlagenkonzepte spielt.

5.2 Einteilung in Leistungsklassen (Clusterung)

5.2.1 Technische und ökonomische Beschreibung

Der Bestandspark der Biogasanlagen zeigt eine große Vielfalt in der installierten Leistungsklasse der BHKW (siehe **Abbildung 12**). Die Hälfte der Anlagen liegt im Leistungsbereich unter 530 kW (Median). Die Leistungssumme dieser Anlagen entspricht 21 % der installierten Gesamtleistung Biogas. Die andere Hälfte der Anlagen weist eine installierte Leistung zwischen 531 und 4.800 kW auf. Die Summe dieser Anlagen machen einen Anteil von 79 % an der gesamten installierten Biogasleistung aus.

Die Leistungsvielfalt kann in Modellen der Systemanalyse nicht in diesem Detailgrad abgebildet werden. Der Anlagenpark muss daher für die Modellabbildung zu sinnvollen Gruppen aggregiert werden.

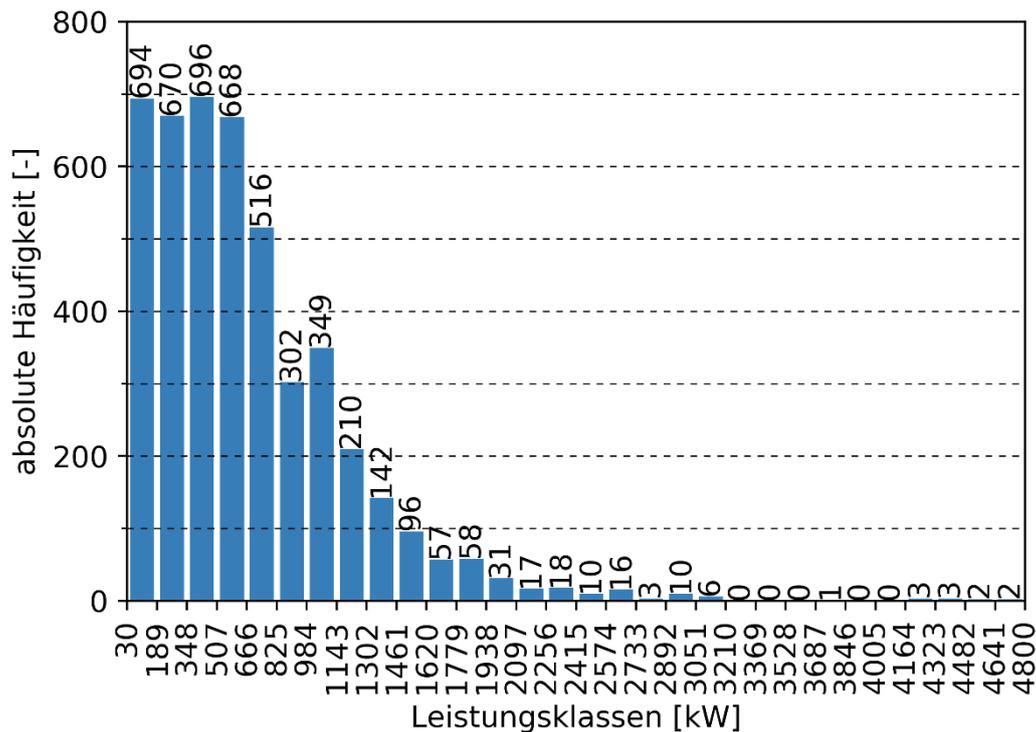


Abbildung 12: Häufigkeitsverteilung der Leistungsklassen der Biogasbestandsanlagen mit Vor-Ort-Verstromung, Stand Januar 2019; nach (Bundesnetzagentur 2019)

5.2.2 Modelltechnische Adaption

Unter dem Begriff Clusterung wird in diesem Zusammenhang die Einteilung der Konversionsanlagen in Leistungsklassen verstanden. Mit der Clusterung wird das Ziel verfolgt, Einzelanlagen zu Typ-Gruppen mit ähnlichen technischen und ökonomischen Eigenschaften zusammenzufassen, um die Modellkomplexität zu reduzieren. Für die Abbildung im Modell bedeutet dies, dass den Anlagen eines Clusters identische technische und ökonomische Parameter zugeordnet werden (siehe **Abbildung 13**). Die Einteilung in Leistungsklassen ist daher der erste Schritt, bevor die technischen und ökonomischen Parameter für die Rohbiogaserzeugung und die Konversionsanlage bestimmt werden können.

Die Clustereinteilung bezieht sich immer auf die Bemessungsleistung, da dies für die Benennung des Clusters und die Ermittlung der Rohbiogaskosten herangezogen wird (siehe auch Abschnitt 5.4.2, Seite 70). Als **Clustergrenzen** werden dabei jeweils die unteren und oberen elektrischen Leistungswerte (Bemessungsleistung) innerhalb eines Clusters bezeichnet.

Die **repräsentative Bemessungsleistung** stellt den Referenzwert des Clusters dar. Dieser wird je nach verwendeter Cluster-Methode unterschiedlich ermittelt und zur Benennung des Clusters herangezogen (Beispiele siehe Abschnitt 12.2.1). Die repräsentative Bemessungsleistung dient außerdem der Ermittlung der Rohbiogaskosten und stellt die Basis zur Bestimmung der Nennleistung für die verschiedenen Flexibilisierungsstufen eines Clusters dar (vgl. Gleichung (8), Seite 26).

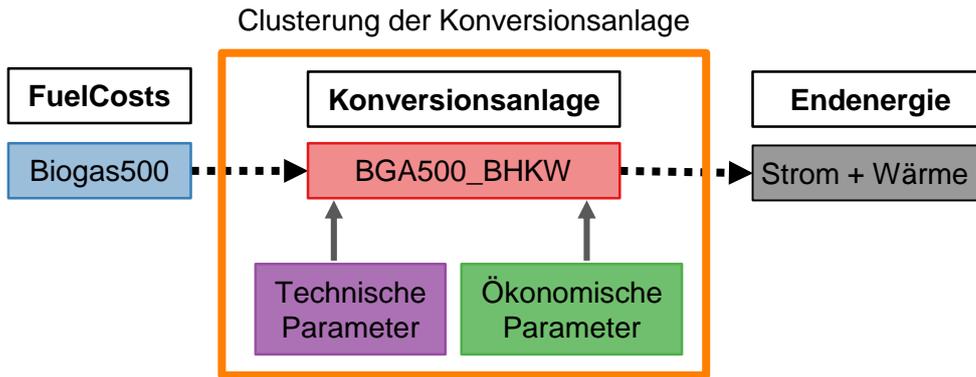


Abbildung 13: Beispiel der Parameterzuweisung für das Cluster Biogas-BHKW mit 500 kW_{el} Bemessungsleistung

5.2.3 Methoden der Clustering

Die Implementierung verschiedener Clustereinteilungen in (Energie-)Systemmodelle sollte keine große Herausforderung darstellen. Die Clustereinteilung erfolgt in einer vorgeschalteten, separaten Datenanalyse und kann nach verschiedenen Methoden getroffen werden. Sie kann nach eigenem Ermessen oder nach festen Regeln getroffen werden. Im Folgenden wird eine Auswahl möglicher Methoden zur datenbasierten Clustereinteilung vorgestellt. Darüber hinaus sind weitere Methoden denkbar. Alle vorgestellten Methoden beziehen sich ausschließlich auf die Ermittlung der Clustergrenzen (Bemessungsleistung) und der repräsentativen Bemessungsleistung je Cluster. Ihnen ist gemeinsam, dass zuerst die minimalen und maximalen Anlagengrößen des Leistungsspektrums festgelegt werden müssen.

Für die Modellimplementierung müssen lediglich die bisherigen Objekte mit den neuen clusterspezifischen Parametern aktualisiert werden. Entsprechend der neuen Einteilung müssen die technischen und ökonomischen Parameter angepasst werden, da diese meist von der Nenn- oder Bemessungsleistung des Clusters abhängig sind.

Zugleich können, sofern zusätzliche Cluster erwünscht sind, bestehende Objekte kopiert und mit den Parametern der neuen Cluster gefüttert werden.

Des Weiteren ist auch die Festlegung der Clusteranzahl bedeutend. Mit steigender Clusteranzahl steigt die Anzahl der Parametersätze und damit der Detailgrad, aber auch die Modellkomplexität (vgl. **Abbildung 14**). Daher sollte nicht nur die Methode der Clustering fundiert getroffen werden, sondern auch die Anzahl der Cluster entsprechend der Fragestellung sinnvoll gewählt werden. Empfehlungen dazu siehe Kapitel 5.2.5.

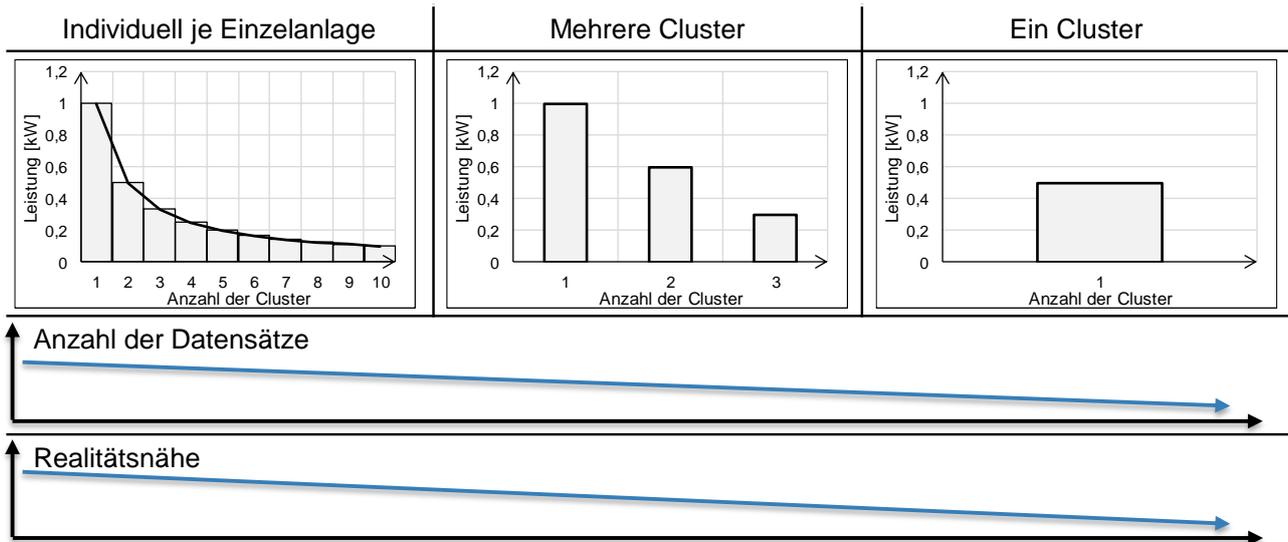
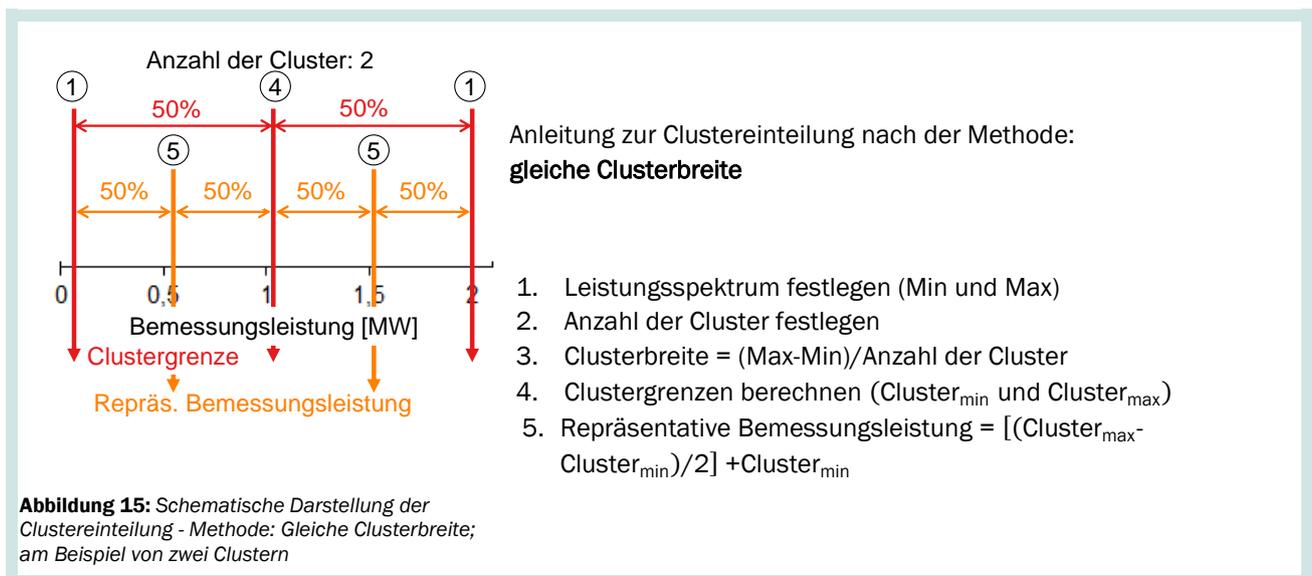


Abbildung 14: Schematische Darstellung des Einflusses der Clusteranzahl auf die Modellkomplexität

1. Methode: Gleiche Clusterbreite

Bei dieser Methode weisen alle Cluster die gleiche Clusterbreite auf. Die Clusterbreite wird aus der Differenz der maximalen und minimalen Leistungsgröße, geteilt durch die Anzahl der Cluster, bestimmt. Über die Clusterbreite werden die Werte der Clustergrenzen festgelegt. Entsprechend dem Vorgehen zur Festlegung der Clustergrenzen, wird die repräsentative Bemessungsleistung aus der Differenz der maximalen und minimalen Leistungswerte des Clusters, geteilt durch zwei, bestimmt und zu der unteren Leistungsgrenze des Clusters addiert (siehe **Abbildung 15**).

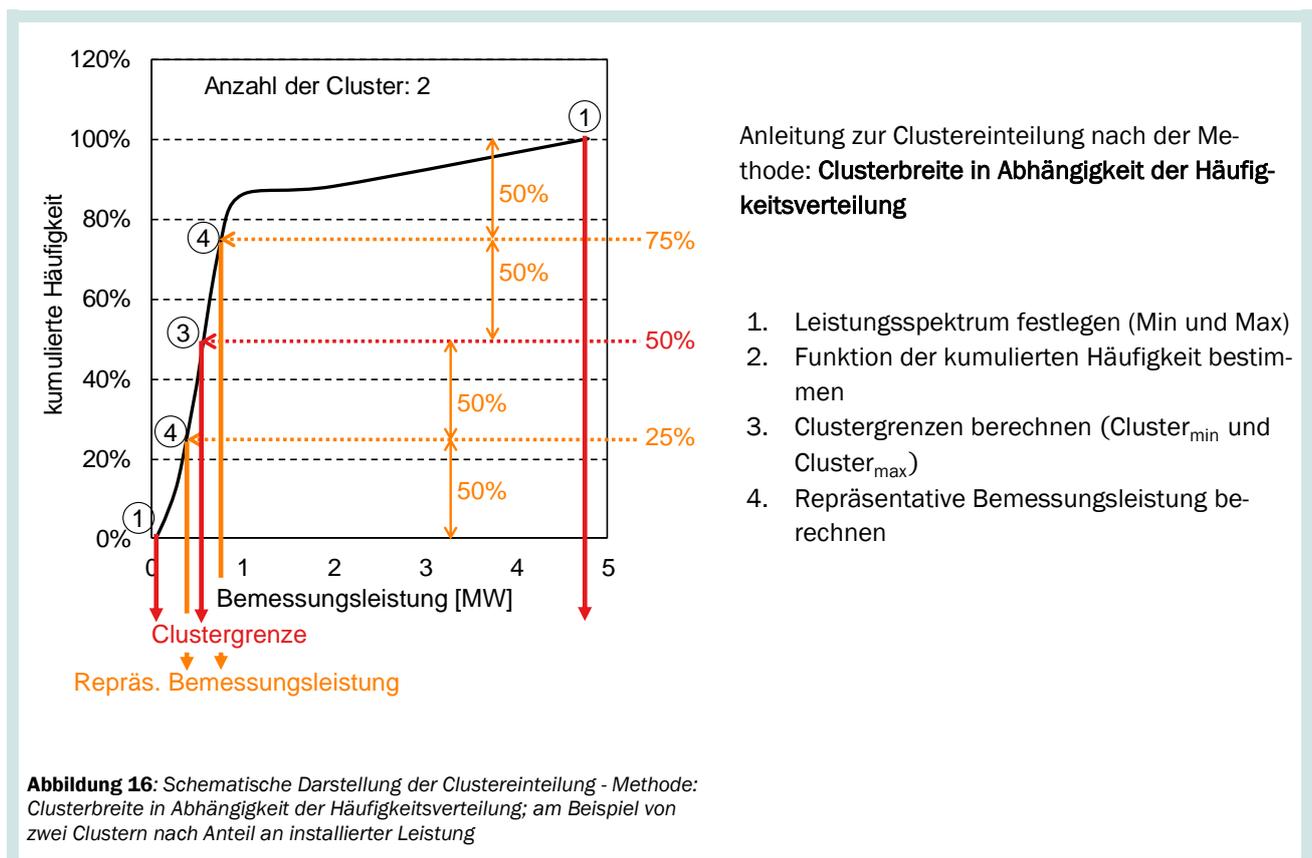


2. Methode: Clusterbreite in Abhängigkeit der Häufigkeitsverteilung

Ziel dieser Methode ist in allen Clustern die gleiche Anlagenhäufigkeit abzubilden und damit eine höhere Auflösung der Datensätze bei größerer Häufigkeit zu erhalten. Dies bedeutet, dass im Bereich hoher Häufigkeit die Clusterbreite kleiner und daher die Genauigkeit der Parameter höher ist, als in Bereichen geringer Häufigkeit. Die Häufigkeitsverteilung kann nach verschiedenen Kriterien getroffen werden - z. B. Anteil an installierter Leistung, Anteil an Energiebereitstellung oder Anteil an der Gesamtanlagenanzahl - und sollte entsprechend der Zielstellung sinnvoll gewählt werden.

Zur Bestimmung der Clustergrenzen wird die Funktion der kumulierten Häufigkeit benötigt, wie in **Abbildung 16** für den Anteil an der installierten Leistung gezeigt. Diese sollte exakt auf das zuvor festgelegte Leistungsspektrum (minimale und maximale Anlagengröße) zugeschnitten sein. Denn dann können die Clustergrenzen einfach über die Werte der kumulierten Häufigkeit bestimmt werden. Bei einer Clusteranzahl von zwei, entspricht die obere Grenze des ersten Clusters dem x-Wert der kumulierten Häufigkeit von $\frac{1}{2}$ (oder 50 %). Bei einer Clusteranzahl von fünf, werden jeweils die oberen Grenzen der Cluster für die x-Werte des Vielfachen von $\frac{1}{5}$ (oder 20 %) der kumulierten Häufigkeit abgelesen. Das schematische Vorgehen ist in **Abbildung 16** am Beispiel von zwei Clustern dargestellt.

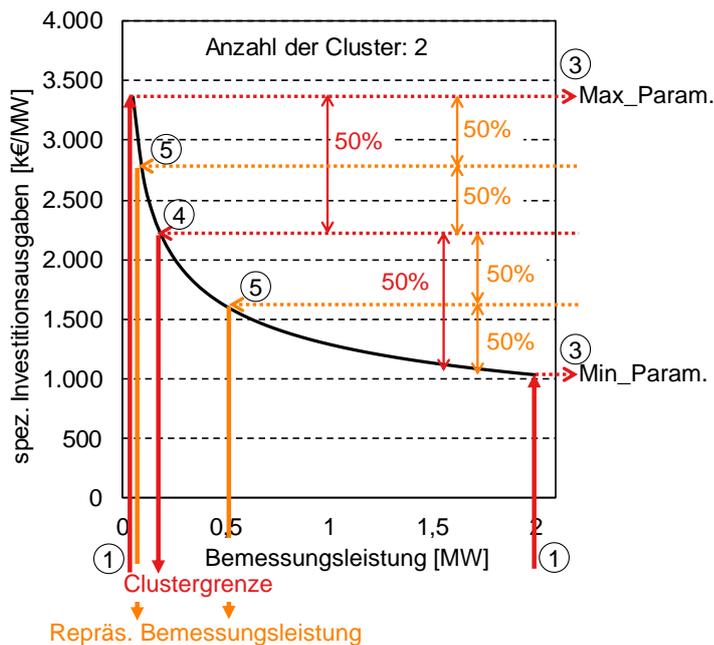
Die repräsentative Bemessungsleistung wird nach der gleichen Methodik bestimmt. So wird innerhalb der Clustergrenzen jeweils bei der Hälfte der kumulierten Häufigkeit der dazugehörige Wert der installierten elektrischen Leistung abgelesen. Dieser stellt die repräsentative Bemessungsleistung für das Cluster dar und repräsentiert die Leistungsklasse mit der mittleren Häufigkeit innerhalb des Clusters.



3. Methode: Clusterbreite in Abhängigkeit der Parameterfunktion

Da die spezifischen Parameterfunktionen in Abhängigkeit der Anlagennennleistung meist einen Kurvenverlauf aufweisen, wird mit dieser Methode der Ansatz verfolgt, eine Einteilung zu treffen bei der sich die Cluster in ihren zugehörigen Parametern größtmöglich unterscheiden. Damit wird bei größerer Änderung der Parameterfunktion eine höhere Auflösung der Datensätze durch eine geringere Clusterbreite erzielt. Je nach Fragestellung kann die Clustering anhand unterschiedlicher Parameterfunktionen erfolgen. Modellrelevante Parameter könnten beispielsweise der elektrische Wirkungsgrad, Lebensdauer, spezifische Investitionen oder die Betriebskosten sein. In Abhängigkeit der gewählten Parameterfunktion ergibt sich jeweils eine andere Einteilung der Cluster.

Für das zuvor festgelegte Leistungsspektrum (minimale und maximale Anlagengröße) wird das Minimum und Maximum der Parameterfunktion im Gültigkeitsbereich berechnet. Aus der Differenz von minimalem und maximalem Parameterwert, geteilt durch die Anzahl der Cluster, können die Clustergrenzen bestimmt werden. So wird für zwei Cluster die obere Grenze des ersten Clusters durch den zugehörigen x-Wert für den Mittelwert zwischen minimalem und maximalem Parameterwert bestimmt. Die repräsentative Bemessungsleistung wird nach dem gleichen Schema bestimmt und somit wiederum der x-Wert auf der Hälfte der vorherigen y-Werte berechnet. Das schematische Vorgehen ist in **Abbildung 17** am Beispiel von zwei Clustern dargestellt. Die repräsentative Bemessungsleistung stellt dabei eine Referenzanlagengröße mit dem mittleren Parameterwert für das Cluster dar. Das heißt die Abweichung des Referenzparametersatzes zu den oberen und unteren Grenzen des Clusters ist gleich groß und somit repräsentativ für die gesamte Clusterbreite.



Anleitung zur Clustereinteilung nach der Methode: **Clusterbreite in Abhängigkeit der Parameterfunktion**

1. Leistungsspektrum festlegen (Min und Max)
2. Parameterfunktion festlegen
3. Min und Max der Parameter berechnen
4. Clustergrenzen berechnen ($Cluster_{min}$ und $Cluster_{max}$)
5. Repräsentative Bemessungsleistung berechnen

Abbildung 17: Schematische Darstellung der Clustereinteilung - Methode: Clusterbreite in Abhängigkeit der Parameterfunktion; am Beispiel von zwei Clustern nach der Kostenfunktion der spezifischen Investitionsausgaben für die Konversionsanlage

5.2.4 Wirkung

In OptiSys wurden alle drei Methoden getestet und mit einer unsystematischen Clustereinteilung (Referenz) verglichen um die Effekte der unterschiedlichen Methoden rauszuarbeiten. Zudem wurde auch die Anzahl der Cluster variiert. Die hierfür gewählten Clustergrößen und deren Eigenschaften (Clustergrenzen und repräsentative Bemessungsleistung) können in Kapitel 12.2.2 nachgelesen werden.

Die Wahl der Methode zur Clusterung wirkt sich im Wesentlichen auf die Höhe der repräsentativen Bemessungsleistung des Clusters aus. Dies wird zum einen aus den schematischen Abbildungen in Abschnitt 5.2.3 ersichtlich und zeigt sich zum andern sehr anschaulich in den Ergebnissen in **Abbildung 18**. Obwohl dort die minimalen und maximalen Grenzen der Bemessungsleistung für alle Clustermethoden einheitlich festgelegt wurden (siehe Abschnitt 12.2.2), führt die Anwendung der verschiedenen Methode zur Clusterung zu sehr unterschiedlichen repräsentativen Bemessungsleistungen.

Die Ergebnisse in **Abbildung 18** zeigen außerdem, dass die Anzahl der Cluster einen starken Einfluss auf die repräsentativen Bemessungsleistung je Cluster hat. Bei gleicher Clustermethode und Leistungsgrenzen des Anlagenparks, führt die Anzahl an Cluster (2 oder 5) zu sehr unterschiedlichen repräsentativen Bemessungsleistungen.

Über die Wahl der Clustermethode, der minimalen und maximalen Anlagengrößen des Leistungsspektrums und der Anzahl der Cluster, wird somit die repräsentativen Bemessungsleistung festgelegt. Aus diesem Grund können nachfolgende Effekte der unterschiedlichen Cluster-Methoden allein auf die Wirkung der Bemessungsleistung zurückgeführt werden.

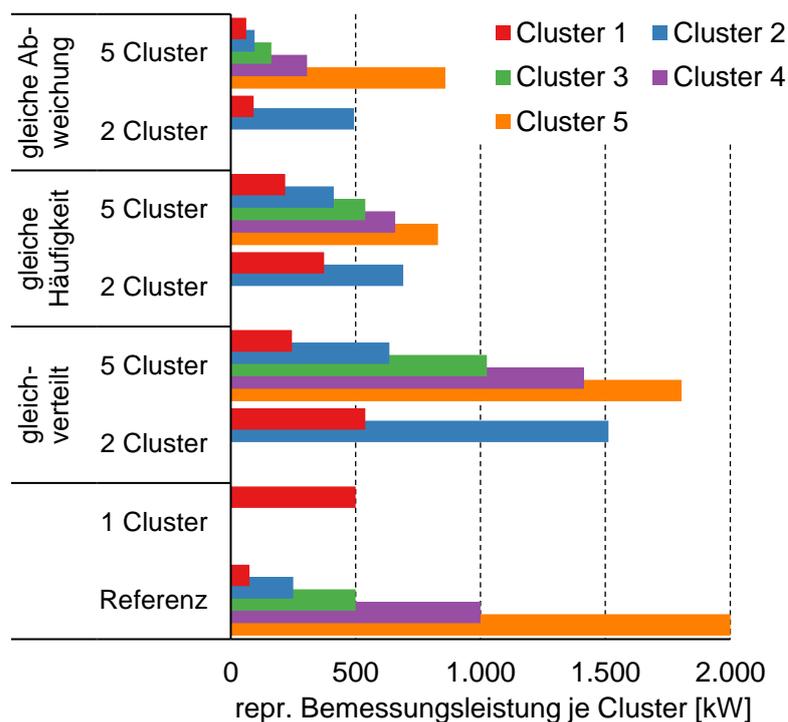


Abbildung 18: Repräsentative Bemessungsleistung je Cluster für verschiedene Methoden der Clusterung

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Simulationsergebnisse des Gesamtsystems für die politischen Zielanteile von 50 % Erneuerbare Energien am Bruttostrom. Auf der x-Achse sind jeweils die Ergebnisse für den Referenzfall (ganz links), sowie für die unterschiedlichen Methoden der Clusterung nebeneinander aufgetragen.

In **Abbildung 19** ist die Summe der installierten Leistung aller Erzeuger nach Energieträger zu sehen. Das Ergebnis zeigt, dass die installierte Leistung aus Biogas bei allen untersuchten Clustertechniken um das Referenzszenario herum variiert.

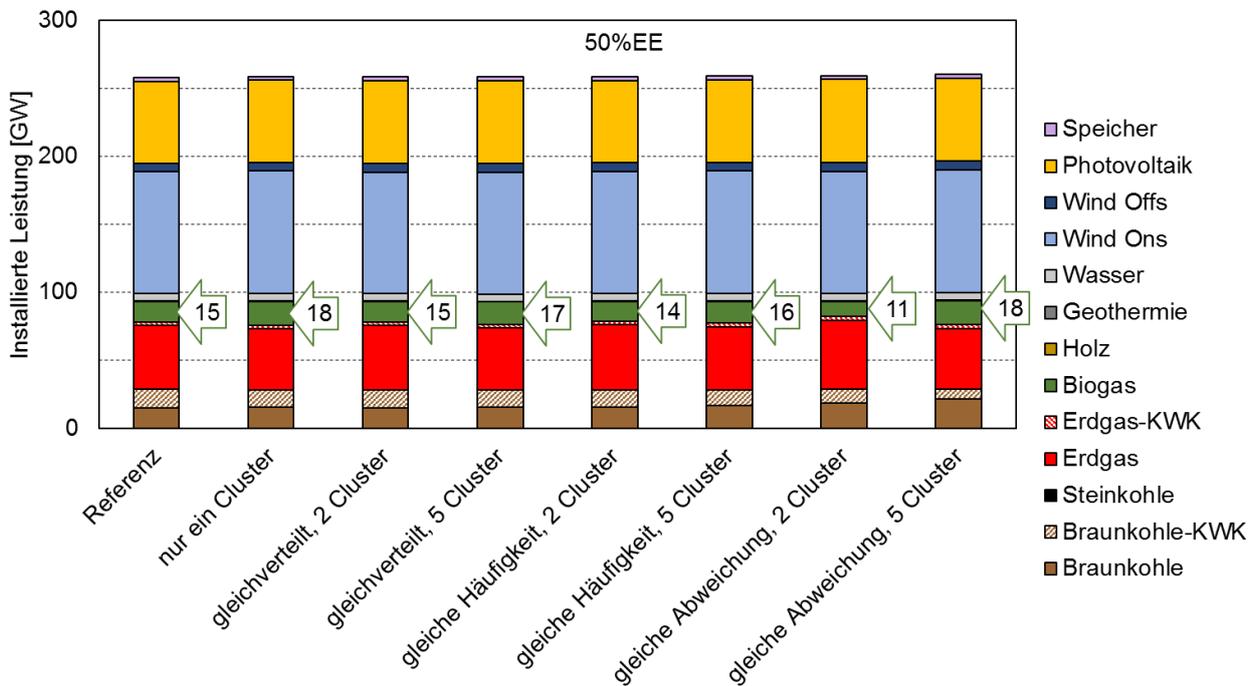


Abbildung 19: Installierte Leistung nach Energieträger - Referenz vs. alle Clustermethoden

In allen Szenarien wird das gesamte Biomassepotenzial ausgeschöpft. Die bereitgestellte Strommenge aus Biogas verändert sich zwischen den Clustermethoden nur im Rahmen von Solver-Ungeauigkeiten (siehe **Abbildung 20**).

Deutlichere Unterschiede zwischen den untersuchten Methoden zeigen sich bei der detaillierten Betrachtung der installierten Biogasleistung in **Abbildung 21**. **Abbildung 21** zeigt die Summe der installierten Leistung aller Biogasanlagen und deren Aufteilung nach Flexibilisierungsstufen innerhalb der Cluster ($\hat{=}$ Schattierung ausgefüllt, schraffiert oder gepunktet). Die in der rechten Legende aufgeführten BGA-Optionen stellen das Anlagenportfolio des Modells dar. BGA-Optionen, welche in der Abbildung nicht vorkommenden, wurden von der kostenminimalen Optimierung nicht zur Deckung der Nachfrage genutzt. Dies kann auch durch die szenariobedingten Modellrestriktionen begründet sein. So ist in der vorliegenden Untersuchung das Verhältnis der Cluster ($\hat{=}$ Verhältnis der Farben) über die jeweilige relative Häufigkeit des Clusters fixiert (siehe Abschnitt 5.3.2). Als Bezugsgröße für die relative Häufigkeit wird der Anteil einer Leistungsklasse (Leistungssumme aller Anlagen innerhalb der Cluster Grenzen) an der gesamten installierten Biogasleistung in Deutschland herangezogen (siehe auch Abschnitt 12.2.2). Dies führt dazu, dass in der Abbildung manche Farben (=Leistungsklassen) nicht oder in sehr geringem Maße vertreten sind.

Generell zeigt das Ergebnis aus **Abbildung 21**, dass in allen Szenarien die höchst möglichen Flexibilisierungsgrade innerhalb eines Clusters – ggü. dem Grundlastbetrieb - bevorzugt werden und hebt erneut die Bedeutung der Biogasflexibilisierung fürs Stromsystem hervor (wie bereits in Kapitel 5.1.3 dargestellt). Dennoch sind vor allem bei einer Clusteranzahl von zwei, Unterschiede im Ergebnis der Flexibilisierungsstufe erkennbar. Während bei der Methode „Gleiche Clusterbreite - gleichverteilt“ der Anteil des Flexfaktor 5 (FF5; ausgefüllte Fläche) gegenüber dem Flexfaktor 2 (FF2; schraffierte Fläche) sehr groß ist, ist die Bedeutung des Flexfaktor 5 (FF5) bei den Methoden „Clusterbreite in Abhängigkeit der Häufigkeitsverteilung - gleiche Häufigkeit“ und „Clusterbreite in Abhängigkeit der Parameterfunktion - gleiche Abweichung“ geringer.

Der hauptsächliche Grund dafür ist, dass das Modell die durchschnittlichen spezifischen Kosten des Biogasparcs (in Summe) optimiert.

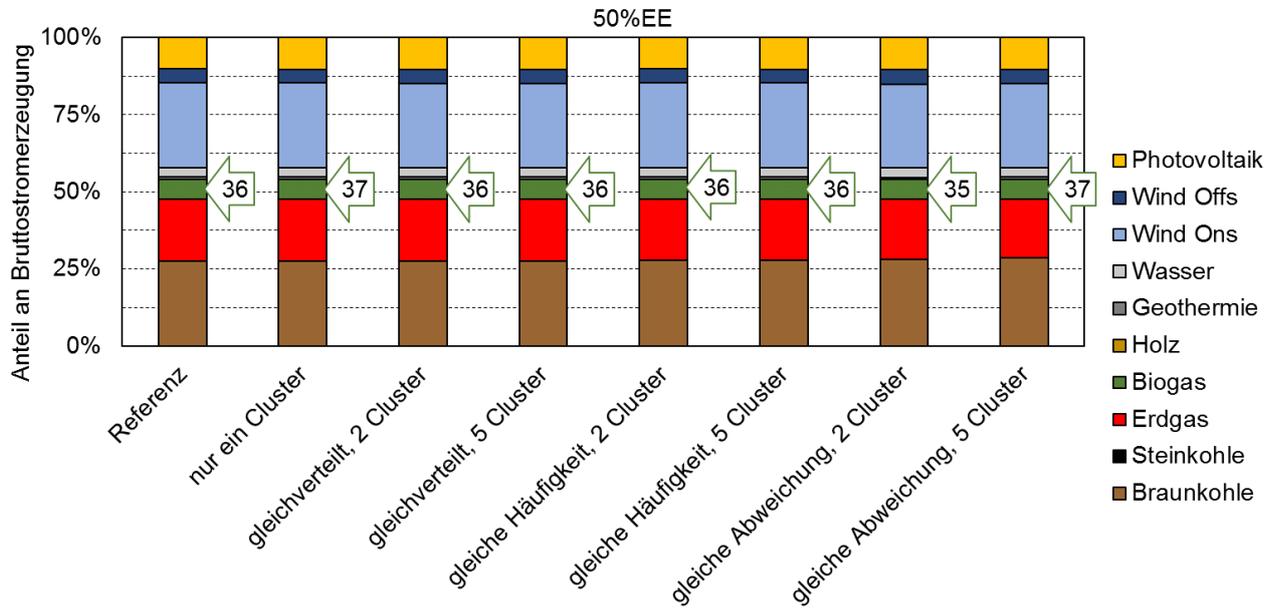


Abbildung 20: Anteil an Bruttostromerzeugung nach Energieträger – Referenz vs. alle Clustermethoden

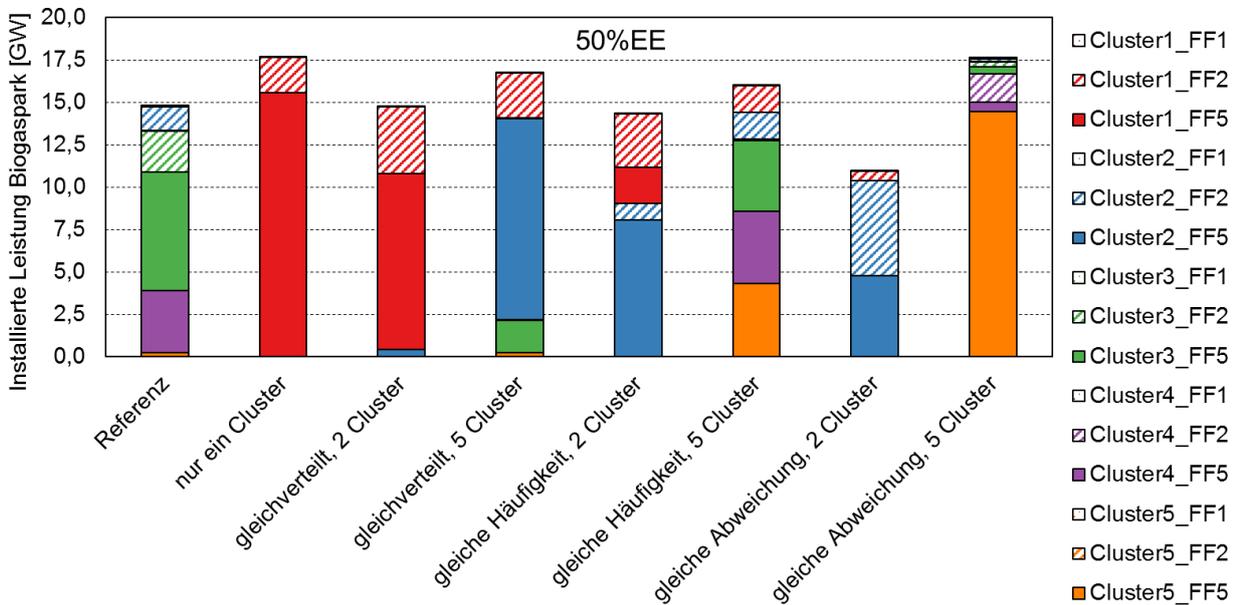


Abbildung 21: Aufteilung der installierten Biogasleistung nach Cluster - Referenz vs. alle Clustermethoden

Vorab werden für das Modell die zur Verfügung stehenden Flexibilisierungsstufen je Cluster definiert. Und damit die zu untersuchenden Biogasanlagen-Konfigurationen bzw. -konzepte festgelegt. Über die Gleichung (8) auf Seite 26 wird somit durch die Methodik der Clustereinteilung indirekt auch die elektrische Nennleistung des Clusters bestimmt. Durch eine unterschiedliche Clusterung ändern sich mit der Bemessungsleistung und des Flexibilisierungsgrads (elektr. Nennleistung) die technischen und ökonomischen Eigenschaften der repräsentierten Biogasanlagen und damit auch deren Kostenstrukturen (nach den Annahmen in Kapitel 12.2.4). Dies kann im Gesamtergebnis zu einer differenzierten Aufteilung der Flexibilisierungsstufen führen und damit die Summe der installierten Leistung beeinflussen.

Zu berücksichtigen ist außerdem, dass die veränderte Verteilung der Bemessungsleistung auch Auswirkungen auf den Wärmesektor hat. Wie in Kapitel 5.6.2 beschrieben, wird im verwendeten Modell jedem Cluster die Größe der Wärmeversorgungsaufgabe nach der Bemessungsleistung zugeordnet. So können zum Beispiel Cluster mit hoher Bemessungsleistung fossile Energieträger (z. B. Braunkohle) in den größten Wärmeversorgungsaufgaben ersetzen.

5.2.5 Empfehlung/Bewertung

Durch die Modellrechnungen konnte gezeigt werden, dass jede Methode der Clusterung ihre Daseinsberechtigung hat und zur Beantwortung verschiedener Fragestellungen herangezogen werden kann. So ist die Methode „Clusterbreite in Abhängigkeit der Häufigkeitsverteilung“ vermutlich für einen Brownfield-Ansatz (Einbeziehung des bestehenden Anlagenparks, im Gegensatz zu einem „Greenfield-Ansatz“) sinnvoll.

An dieser Stelle soll sensibilisiert werden, die Entscheidung der Einteilung bewusst nach der zu beantwortenden Frage zu treffen und diese klar in den Annahmen kenntlich zu machen, da die Art der Clusterung die Bemessungsleistung bestimmt. Zusammen mit dem Flexfaktor bzw. der Nennleistung hat dies einen wesentlichen Einfluss auf die Kostenstrukturen des Clusters - und somit auch des gesamten Biogasparks. Wie auch in den nachfolgenden Kapiteln gezeigt wird, beeinflusst dies den Wert der Biogasanlagen in Systemmodellen. Bei der Festlegung der Cluster ist auch der Einfluss der Bemessungsleistung für die Zuordnung der Wärmeversorgungsaufgaben zu berücksichtigen. D. h. darüber wird bestimmt für welche Wärmelieferverpflichtungen Biogas eingesetzt werden kann.

Über die Gleichung (8) (Seite 26) können der Flexfaktor, die Bemessungsleistung und die Nennleistung ineinander umgerechnet werden. Es ist daher ausreichend, zwei dieser drei Größen festzulegen. Mit steigender Clusteranzahl steigt die Anzahl der Parametersätze und damit der Detailgrad, aber auch die Modellkomplexität. Daher sollte nicht nur die Methode der Clusterung fundiert getroffen werden, sondern auch die Anzahl der Cluster entsprechend der Fragestellung sinnvoll gewählt werden. Denn auch die Anzahl der Cluster beeinflusst die Festlegung der Bemessungsleistung je Cluster. Um die Qualität der Unterscheidung zwischen den Clustern (d. h. Polarität des Anlagenparks und damit der Kostenstruktur) zu verbessern, sind so wenig Cluster wie möglich empfehlenswert.

Empfehlungen:

1. Die Methode der Clusterung und die Anzahl der Cluster sollten entsprechend der Zielstellung gewählt und in den Annahmen kenntlich gemacht werden. Zusammen mit der Festlegung der min. und max. Leistungsgrenzen des Anlagenparks wird durch diese drei Größen die repräsentative Bemessungsleistung je Cluster bestimmt.

Die Bemessungsleistung des Clusters beeinflusst:

- die Zuordnung der Wärmeversorgungsaufgabe des Clusters. D. h. darüber wird bestimmt für welche Wärmelieferverpflichtungen Biogas eingesetzt werden kann.
 - die Kostenstrukturen des Clusters (zusammen mit dem Flexfaktor bzw. der Nennleistung) - und somit auch des gesamten Biogasparcs. Über die Gleichung (8) (Seite 26) können der Flexfaktor, die Bemessungsleistung und die Nennleistung ineinander umgerechnet werden. Es ist daher ausreichend, zwei dieser drei Größen festzulegen.
2. Mit steigender Clusteranzahl nimmt die Realitätsnähe zu, aber gleichzeitig auch die Modellkomplexität. Die Anzahl der Cluster sollte daher entsprechend der Fragestellung sinnvoll gewählt werden. Um die Qualität der Unterscheidung zwischen den Clustern (d. h. Polarität des Anlagenparks (maximale Unterschiede) und damit der Kostenstruktur) zu verbessern, ist es empfehlenswert so wenig Cluster wie möglich umzusetzen. Gleichzeitig sollte die Anzahl der zu berücksichtigenden Cluster für eine angemessene Abbildung der Anlagenvielfalt ausreichend groß sein. Die Clusterdefinition soll daher große Aufmerksamkeit erhalten, um gut abgewogen zu sein.

5.3 Verhältnis der Leistungsklassen (Cluster)

5.3.1 Technische und ökonomische Beschreibung

Die **Abbildung 12** (Seite 57) zeigt die Verteilung der Biogas-BHKW-Leistungsklassen im Anlagenbestand. Diese Verteilung ist historisch entstanden und wurde durch verschiedene Faktoren beeinflusst. Zu den Einflussfaktoren zählen beispielsweise die förderpolitischen Rahmenbedingungen im EEG mit den Sonderkategorien zur Vergärung von Gülle (max. installierte Leistung 75 kW; min. 80 Masseprozent Gülle; §44 EEG 2017) und Vergärung von Bioabfällen (max. Bemessungsleistung 20 MW; min. 90 Masseprozent Bioabfälle; §43 EEG 2017). Sowie die Leistungsgrenzen für die gestaffelten Vergütungssätze für Biogasanlagen (§42 EEG 2017). Durch die verschiedenen EEG-Novellen wurde ein Bonussystem eingeführt (z. B. NawaRo-Bonus, KWK-Bonus oder Innovationsbonus) und damit der Bau/Umrüstung verschiedener Anlagenkonfigurationen angereizt. Das Bonussystem gibt es nach dem aktuellen EEG nicht mehr für Neuanlagen. Es hat jedoch den heutigen Anlagenbestand historisch geprägt.

Ein weiterer wichtiger Einflussfaktor für die heterogene Verteilung der Leistungsklassen ist die regional unterschiedliche Landwirtschaftsstruktur. Je nach betriebswirtschaftlich erschließbarem Biomassepotenzial am Standort, ist die Anlagengröße begrenzt, da ein Transport der häufig sehr nassen Biomasse nicht wirtschaftlich oder energetisch sinnvoll ist.

5.3.2 Modelltechnische Adaption

Diese Heterogenität und die Tatsache, dass keine Anlage der anderen gleicht, macht eine Abbildung in Systemmodellen kompliziert. Durch die Einteilung in Cluster wird modelltechnisch versucht dieses Problem anzugehen und sich der adäquaten Abbildung der technischen und ökonomischen Eigenschaft des Anlagenparks zu nähern. Kostenoptimierende Modelle würden dann diejenigen Biogascluster bevorzugen, die möglichst flexibel Strom und Wärme erzeugen können (vgl. Kapitel 5.1.3) und die geringsten Kosten mit sich tragen. Beides sind häufig besonders große Anlagen.

Mit der Vorgabe eines festen Verhältnis der Leistungsklassen (Cluster) zueinander kann die vereinfachte Abbildung der realen Anlagenvielfalt, welche nicht dem volkswirtschaftlichen Optimum folgt, im Modell garantiert werden (siehe auch Modellbeschreibung in Kapitel 4.3). Dazu wird das Verhältnis der umgewandelten Energiemenge zwischen den Leistungsklassen fixiert. Das Verhältnis wird als **relative Häufigkeit** des Clusters bezeichnet. Das sorgt dafür, dass für jedes MW der größten BGA ein fester Multiplikator jedes anderen Clusters gebaut werden muss und verhindert so, dass nur die größten BGA mit den geringsten spezifischen Kosten gebaut werden. Als Bezugsgröße für die relative Häufigkeit sind verschiedene Kenngrößen wie der Anteil an der Gesamtanlagenanzahl, der Anteil an der installierten Gesamtleistung oder der Anteil an der gesamt produzierten Energiemenge denkbar. Die Bezugsgröße sollte entsprechend der Zielstellung der Untersuchung gewählt werden.

5.3.3 Wirkung

Abbildung 22 zeigt die Summe der installierten Leistung aller Biogasanlagen und deren Aufteilung nach Flexibilisierungsstufen innerhalb der Cluster (\cong Schattierung ausgefüllt, schraffiert oder gepunktet). Die in der rechten Legende aufgeführten BGA-Optionen stellen das Anlagenportfolio des Modells dar. BGA-Optionen, welche in der Abbildung nicht vorkommenden, wurden von der kostenminimalen Optimierung nicht zur Deckung der Nachfrage genutzt. Dies kann auch durch die szenariobedingten Modellrestriktionen begründet sein. So wird im vorliegenden Referenzszenario ein festes Verhältnis der Cluster vorgegeben. Dieses wird im Szenarienvergleich einer freien Optimierung der Clusternutzung, ohne fixiertes Verhältnis, gegenübergestellt (Clustereinteilung jeweils nach Referenzszenario). Als Bezugsgröße für die relative Häufigkeit wird der Anteil einer Leistungsklasse (Leistungssumme aller Anlagen innerhalb der Clustergrenzen) an der gesamten installierten Biogasleistung in Deutschland herangezogen (siehe auch Abschnitt 12.2.2). Die getroffenen Annahmen zu den gewählten Clustern und relativen Häufigkeiten im Referenzszenario finden sich in **Tabelle 20** im Abschnitt 12.2.2.

Die Fixierung des Verhältnisses zwischen den Clustern in der Referenz (**Abbildung 22**, links) führt dazu, dass in der Abbildung manche Farben (=Leistungsklassen) nicht oder in sehr geringem Maße vertreten sind und zwingt gleichzeitig auch kleinere Anlagen in die modelltechnische Existenz. Bei einer freien Optimierung werden jeweils nur die größten und damit billigsten Anlagen gebaut (**Abbildung 22**, rechts). Dies sorgt dafür, dass die Anlagen ausschließlich den höchsten Flexibilisierungsgrad aufweisen, da insbesondere die Flexibilisierung großer Anlagen zu geringfügig höheren Stromgestehungskosten gegenüber dem Grundlastbetrieb führen (vgl. **Abbildung 6** auf Seite 51). In Summe wird somit mehr Leistung zugebaut als im Referenzfall. Die insgesamt geringeren Gestehungskosten und die größere folgende Flexibilität sorgen bei der freien Optimierung für eine starke Homogenität des Anlagenparks, mit Tendenz zu großen und stark flexibilisierten Biogasanlagen. Da in Realität aus verschiedenen Gründen (z. B. regional verfügbares Biomassepotenzial, betriebswirtschaftliche Rentabilität) nicht überall ausschließlich große und stark flexibilisierte Biogasanlagen gebaut werden können, führt die freie Optimierung zu einer relevanten Überbewertung des realen Flexibilisierungspotenzials von Biogasanlagen

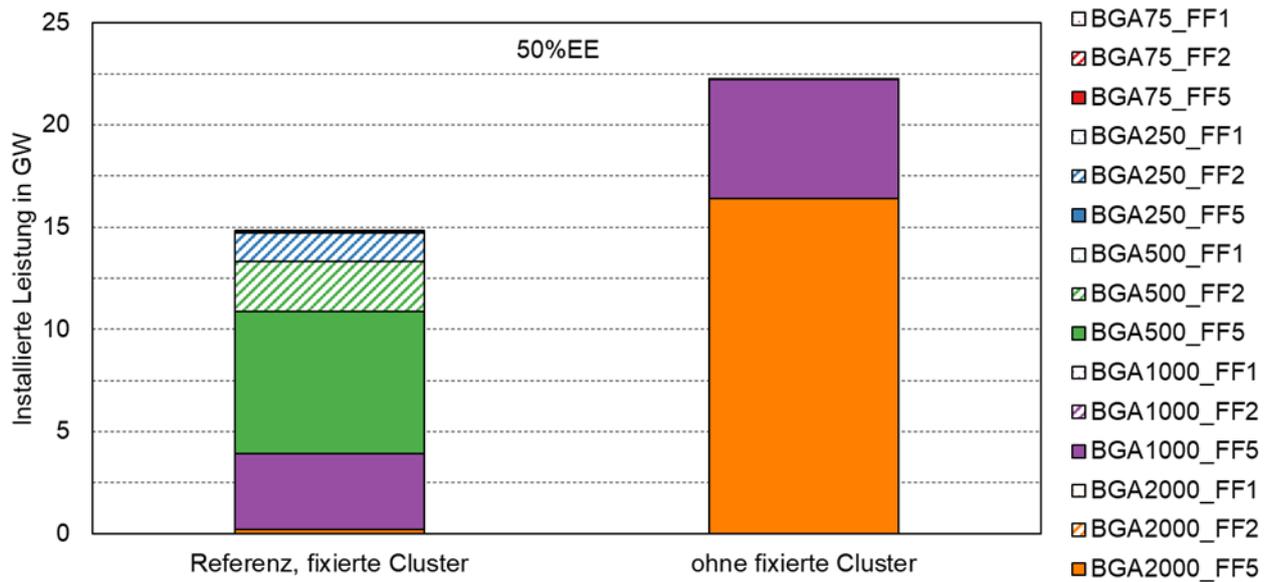


Abbildung 22: Aufteilung der installierten Biogasleistung nach Cluster - Referenz mit fixiertem Cluster-Verhältnis vs. freie Optimierung der Clusternutzung

5.3.4 Empfehlung/Bewertung

Da durch ein fixiertes Cluster-Verhältnis die Komplexität der Rechnung erhöht wird, kann nicht unabhängig des Analyseziels dazu geraten werden. Die abzuleitenden Empfehlungen hängen insbesondere damit zusammen, welche Fragestellung beantwortet werden soll. Daher sollte im ersten Schritt das Ziel der Fragestellung klar sein, um die Modellierung darauf anzupassen.

Bei einer reinen Kostenoptimierung, bei denen die reale Anlagenverteilung keine Rolle spielt, ist die fixierte Clusterverteilung nicht notwendig. Genauso gilt diese Empfehlung für extrem langfristige Perspektiven, bei denen der Biogas-Anlagenpark nicht an aktuelle Gegebenheiten wie z. B. Fördermechanismen gebunden ist, sondern frei gestaltbar wäre. Darüber hinaus kann bei Analysen, in denen hinterfragt wird, ob BGAs selbst bei optimalen Bedingungen eine Rolle im Energiesystem spielen, zu einem solch vereinfachten Vorgehen geraten werden.

Ist jedoch das Ziel den heutigen, realen Bestand abzubilden und in die eigene Modellierung aufzunehmen, so wird zu einem fixierten Cluster-Verhältnis geraten. Die Cluster werden dabei nach einem festgelegten Schlüssel, z. B. nach aktuellem Anlagenbestand, verteilt.

Empfehlungen

Entsprechend des Untersuchungsrahmens (z. B. Zeithorizont) ist das Verhältnis der Leistungsklassen (Cluster) einer Technologie zu fixieren oder nicht.

- 1a Für eine Abbildung des aktuellen, realen Anlagenbestandes (z. B. für die Szenarientwicklung mit kurzfristiger Perspektive aufbauend auf den Bestandsanlagen), sollte das Verhältnis der Anlagen-Cluster über einen festgelegten Verteilungs-Schlüssel fixiert werden.

Dazu wird das Verhältnis der Energiemenge zwischen den Leistungsklassen fixiert. Als Bezugsgröße sind verschiedene Kenngrößen wie der Anteil an der Gesamtanlagenanzahl, der Anteil an der installierten Gesamtleistung oder der Anteil an der gesamt produzierten Energiemenge denkbar. Die Bezugsgröße sollte entsprechend der Zielstellung der Untersuchung gewählt werden.

- 1b Bei einer reinen theoretischen Kostenoptimierung und unberücksichtigt der Bestandsstruktur (z. B. für extrem langfristige Perspektiven), ist die Vereinfachung ohne fixierte Clusterverteilung ist zulässig.

5.4 Prozessabschnitt Rohbiogaserzeugung

5.4.1 Technische und ökonomische Beschreibung

Die Rohbiogaskosten beschreiben die Gestehungskosten des Rohbiogases. Am Beispiel einer Biogasanlage mit Vor-Ort-Verstromung beziehen sie sich auf das Rohbiogas vor Einspeicherung in den Gasspeicher. Da die Fermentation der Einsatzstoffe ein sehr sensibler biochemischer Prozess ist (z. B. Einhalten eines definierten Temperatur- und pH-Werte-Bereichs notwendig), wird dem Prozess meist kontinuierlich Substrat zugeführt und im Fermenter gut durchmischt. Daraus folgt eine mehr oder weniger konstante Produktion des Rohbiogases. Die erforderliche Menge des Rohbiogases für ein Jahr, und damit auch die benötigte Substratmenge, hängt von den technischen Parametern der Konversionsanlage (BHKW) und dessen Betriebsstrategie ab (vgl. Gleichung (22)) in Kapitel 12.2.3) und wird mit Bezug auf den unteren Heizwert des Biogases (H_i) als Energiemenge ausgewiesen.

Die Rohbiogaskosten berücksichtigen folgende relevante Ausgaben (genauere Ausführungen siehe Kapitel 12.2.3), die vom Anbau der Substrate bis zur Speicherung des Rohbiogases anfallen. Diese beinhalten die Investitionsausgaben für:

- Substratlager
- Fermenter
- Gärrestlager
- Planungs- und Genehmigungskosten
- erforderlicher Reinvestitionen in einzelne Komponenten

Dazu kommen die jährlich fixen Betriebskosten für:

- Substratinput
- Personal (Beschickung, Wartung und Kontrolle)
- Versicherung

- Wartungs- und Instandhaltungskosten
- Betriebsmittel
- Laboranalysen
- Pachtkosten

5.4.2 Modelltechnische Adaption

Die bilanzielle Trennung zwischen Gestehungskosten des Rohbiogases und den entstehenden Kosten der Konversion ermöglicht eine endogene Einsatzoptimierung des Rohbiogases in verschiedenen Konversionsanlagen (siehe **Abbildung 23**) und Energiesektoren (Gerhardt et al. 2015).

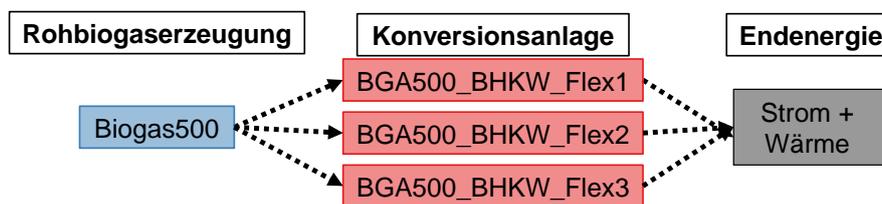


Abbildung 23: flexibler Einsatz des Rohbiogases in verschiedenen Konversionsanlagen

Es wird festgelegt, dass sich die Rohbiogaskosten auf die durchschnittliche Gasproduktion im Jahr beziehen. Für die Simulation wird auch die jährlich über Rohbiogas bereitgestellte Energiemenge innerhalb einer Größenklasse (z. B. Biogas500 in **Abbildung 23**) als konstant angesehen. In der Praxis können sich geringe Abweichungen durch unterschiedliche Betriebsweisen und natürliche biochemische Prozessschwankungen ergeben. Dies bedeutet auch, dass die Bemessungsleistung, anhand der Definition auf Seite 20, für alle Flexibilisierungsstufen einer Größenklasse gleichbleibt. Bei konstanter Bemessungsleistung ist die Verfahrenstechnik und deren Kosten von der Substratlagerung bis zur Fermentation identisch. Die Bezeichnung der Rohbiogaskosten erfolgt somit anhand der Bemessungsleistung. So bezeichnet „Biogas500“ die Rohbiogaskosten für alle Biogasanlagen mit einer Bemessungsleistung von 500 kW. Für die endogene Einsatzoptimierung werden somit identische Rohbiogaskosten für alle Flexibilisierungsstufen einer Anlagenkategorie unterstellt (siehe **Abbildung 23**).

Besteht aus der Nachfragestruktur der Bedarf nach Flexibilität, so kann die bedarfsgerechte Gasbereitstellung fürs BHKW in der Praxis durch die gezielte Anpassung der Gasproduktion (z. B. durch Fütterungsmanagement) oder/und aus dem Gasspeicher erfolgen. Die variabel anpassbare Gasproduktion kann in der Simulation durch die Vorgabe einer oberen und unteren Grenze abgebildet werden. Dabei wird die Gasproduktion für alle Zeitschritte innerhalb der vorgegebenen Grenzen optimiert. Nach festgelegten Zeitpunkten, z. B. am Ende eines Jahres, muss die Bilanz jedoch ausgeglichen und die vorher festgelegte energetische Rohbiogasmenge erreicht sein. Durch das Hinzufügen einer variablen Gasproduktion kann sich die Lösung des mathematischen Problems verlängern, da eine weitere Variable integriert werden muss.

Wird der Biomasseeinsatz exogen vorgegeben, d. h. er wird einer definierten Konversionsanlage zugeordnet (im Gegensatz zur endogenen Einsatzoptimierung nach **Abbildung 23**), so können die Rohbiogaskosten auch in einer gemeinsamen Bilanz mit der Kostenstruktur der Konversionsanlage abgebildet werden.

5.4.3 Wirkung

Die Rohbiogaskosten beziehen sich auf den unteren Heizwert des Rohbiogases (H_i) und werden in €/MWh (H_i) angegeben. In den Grafiken werden die Ergebnisse jedoch nicht als Absolutwerte, sondern relativ in Bezug zum Referenzwert angegeben. Alle getroffenen Annahmen und verwendeten Berechnungsformeln zum Referenzwert können in Abschnitt 12.2.3 nachvollzogen werden.

Einfluss der Flexibilisierung durch Leistungszubau auf die Rohbiogaskosten

Auch wenn die Flexibilisierung keine direkten Auswirkungen auf den bio-chemischen Prozess der Rohbiogasproduktion hat, so werden dennoch einige Parameter zur Berechnung der Rohbiogaskosten (vgl. Gleichung (21) bzw. (23) in Kapitel 12.2.3) durch die getroffenen Annahmen von der Flexibilisierung beeinflusst. **Abbildung 24** zeigt, dass die Flexibilisierung durch Leistungszubau primär die technischen Parameter des BHKW (Nennleistung und Volllaststunden/VLH) beeinflussen, welches eigentlich nach **Abbildung 26** in Kapitel 12.2.3 außerhalb der Systemgrenze zur Bestimmung der Rohbiogaskosten liegt. Dennoch werden die Rohbiogaskosten indirekt durch den elektr. Wirkungsgrad und die techn. Lebensdauer des BHKW beeinflusst (siehe **Abbildung 24**). Eine Herleitung zur Abhängigkeit der Rohbiogaskosten von den technischen Parametern des BHKW (elektr. Wirkungsgrad und Betrachtungsdauer bzw. techn. Lebensdauer) findet sich in Kapitel 12.2.3. **Abbildung 24** zeigt, dass die Erhöhung der Nennleistung nach Gleichung (46) (siehe Kapitel 12.2.4) zu einem höheren Wirkungsgrad führt. Somit sinkt nach Gleichung (22) (siehe Kapitel 12.2.3) die benötigte Energiemenge aus Rohbiogas zur Bereitstellung der gleichen Strommenge im Jahr. Des Weiteren sind die Investitionsausgaben, die Lohnkosten und die Kosten der Betriebsmittel direkt von der Nennleistung abhängig (siehe Gleichungen

(24), (29) und (30) in Kapitel 12.2.3) und steigen durch den Leistungszubau an. Über die steigenden Investitionsausgaben hat dies einen indirekten Einfluss auf die Genehmigungskosten, sowie die Kosten für die Versicherung und die Wartung (siehe Gleichung (23) bzw. (25) in Kapitel 12.2.3). Außerdem erhöht sich mit der Reduktion der Volllaststunden (VLH) im Rahmen der Flexibilisierung die Lebensdauer und damit die Betrachtungsdauer nach **Abbildung 69** (siehe Kapitel 12.2.4).

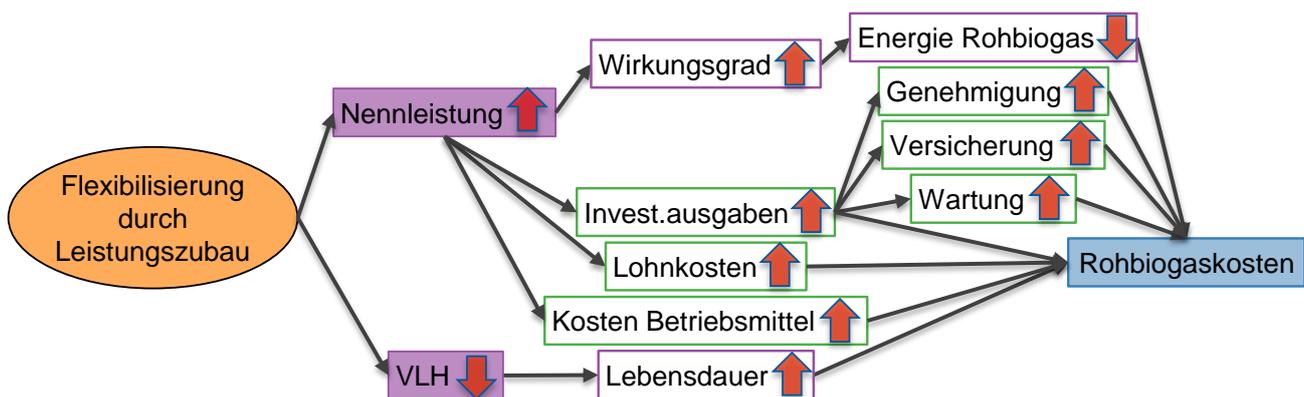


Abbildung 24: Einfluss der BGA-Flexibilisierung auf die Berechnungsgrößen der Rohbiogaskosten

Um eine einheitliche Rohbiogaskosten-Berechnung für alle Flexibilisierungsstufen zu ermöglichen, werden alle Kosten auf die Bemessungsleistung bezogen und folgende Vereinfachungen getroffen:

1. Der Betrachtungszeitraum entspricht der mittleren Lebensdauer des BHKW über alle Flexibilisierungsstufen (die Lebensdauer in Abhängigkeit der Volllaststunden kann in **Abbildung 69** (siehe Kapitel 12.2.4) abgelesen werden)
2. Anstelle der Nennleistung wird die Bemessungsleistung zur Berechnung der spezifischen Investitions- und Betriebsausgaben in den Gleichungen (26) bis (28) (siehe Kapitel 12.2.3) sowie des Wirkungsgrades nach Gleichung (46) (siehe Kapitel 12.2.4) herangezogen.

In einer Vergleichsrechnung zwischen der vereinfachten Modellabbildung mit den beschriebenen Vereinfachungen (Bezug auf Bemessungsleistung) und der exakten Berechnung (Bezug auf individuelle Nennleistung und Volllaststunden jeder betrachteten Flexibilisierungsstufe) werden in **Abbildung 25** die Effekte dieser Vereinfachung auf die Rohbiogaskosten deutlich. Auf der x-Achse ist die Bemessungsleistung und damit die Abhängigkeit von der Leistungsklasse aufgetragen. Auf der y-Achse sieht man in den verschiedenen Farben die Ergebnisse (berechnete Rohbiogaskosten) der exakten Berechnung für die untersuchten Flexibilisierungsstufen in Relation zur Referenz. Als Referenz gelten hier die berechneten Rohbiogaskosten für die Vereinfachungen bei Bezug auf die Bemessungsleistung.

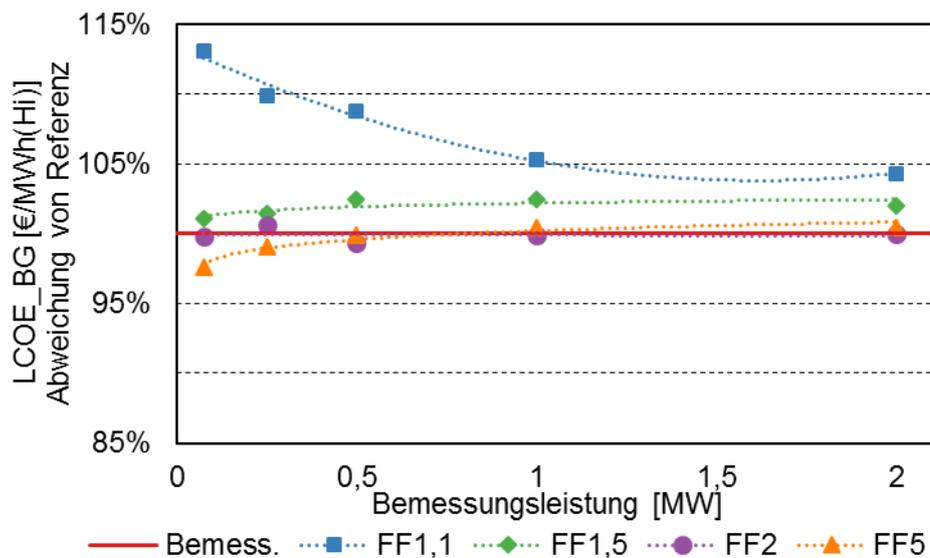


Abbildung 25: Vergleich der exakten Berechnung der Rohbiogaskosten für die Flexibilisierungsstufen 1,1 (=Flexfaktor 1,1), 1,5 (=Flexfaktor 1,5), 2 (=Flexfaktor 2) und 5 (=Flexfaktor 5) mit den Vereinfachungen bei Bezug auf die Bemessungsleistung (Referenz)

Der Kostenvergleich in **Abbildung 25** zeigt, dass die Abweichungen besonders für Anlagen mit hoher Volllaststundenzahl (d. h. kleinem Flexfaktor) und im kleinen Leistungsbereich unterhalb von 500 kW zum Teil sehr hoch sind (> +/- 5 % in Bezug zur Referenz). Im höheren Leistungsbereich, sowie ab einer Flexibilisierungsstufe von 1,5 (= Flexfaktor 1,5), liegt die Abweichung zwischen vereinfachter und exakter Berechnung unter +/- 3 %. Aus **Abbildung 94** (siehe Anhang B) wird ersichtlich, dass die Erhöhung der elektrischen Nennleistung gerade im unteren Leistungsbereich einen großen Einfluss auf den Wirkungsgrad hat. Da die Energiemenge des Rohbiogas sich umgekehrt proportional zum elektrischen Wirkungsgrad verhält, wie Gleichung (22) (siehe Kapitel 12.2.3) zeigt, sinkt die Energiemenge des Rohbiogas zur Bereitstellung der gleichen Strommenge mit steigendem Wirkungsgrad. Weitere Erklärungen zur Abhängigkeit der Rohbiogaskosten vom elektrischen Wirkungsgrad finden sich im Kontext der Gleichung (22) in Kapitel 12.2.3. Mit steigendem Energiebedarf aus dem Rohbiogas zur Bereitstellung der gleichen Strommenge sinken

die Rohbiogaskosten mit der Potenz von - 0,923 nach Gleichung (21). Gleichzeitig führt die Halbierung der Volllaststundenzahl von 8.760 h/a der Flexibilisierungsstufe 1 (Bemessungsleistung=Nennleistung) auf die Flexibilisierungsstufe 2 fast zu einer Verdoppelung der Lebensdauer (vgl. **Abbildung 69** in Kapitel 12.2.4) und somit des Betrachtungszeitraums.

Einfluss der Parameter auf die Rohbiogaskosten

Abbildung 26 zeigt die Ergebnisse aus der Sensitivitätsanalyse. Es wurden die fettgedruckten Parameter aus Gleichung (23) als Einflussfaktoren auf die Rohbiogaskosten einzeln variiert. Als Referenz gelten in der **Abbildung 26** die berechneten Rohbiogaskosten aus den getroffenen Annahmen in Abschnitt 12.2.3. Die Wirkung der Einflussfaktoren ist in **Abbildung 26** auf der y-Achse relativ in Bezug zum Absolutwert der Referenz angegeben.

Die Variation der einzelnen Parameter in **Abbildung 26** zeigt, dass der Parameter elektrischer Wirkungsgrad und der Parameter Substratkosten mit Abstand den größten Einfluss auf die Höhe der Rohbiogaskosten haben. Die lineare Abhängigkeit der Rohbiogaskosten von diesen beiden Parametern geht bereits aus Gleichung (23) in Kapitel 12.2.3 hervor und zeigt sich auch visuell in **Abbildung 26**. Sinkt oder steigt der Wirkungsgrad um 1 %, so sinken bzw. steigen die Rohbiogaskosten ebenfalls um 1 %. Eine Variation der Substratkosten um +/- 1 % führt zu einer Änderung der Rohbiogaskosten um +/- 0,7 %. In der Rangfolge der Einflussfaktoren reihen sich anschließend der Betrachtungszeitraum, die Investitionsausgaben und der kalkulatorische Zinssatz ein. Alle anderen Parameter weisen einen vernachlässigbar kleinen Einfluss auf (< +/- 1,5 %). Eine Herleitung zur Abhängigkeit der Rohbiogaskosten von den technischen Parametern des BHKW (elektr. Wirkungsgrad und Betrachtungsdauer bzw. techn. Lebensdauer) findet sich in Kapitel 12.2.3.

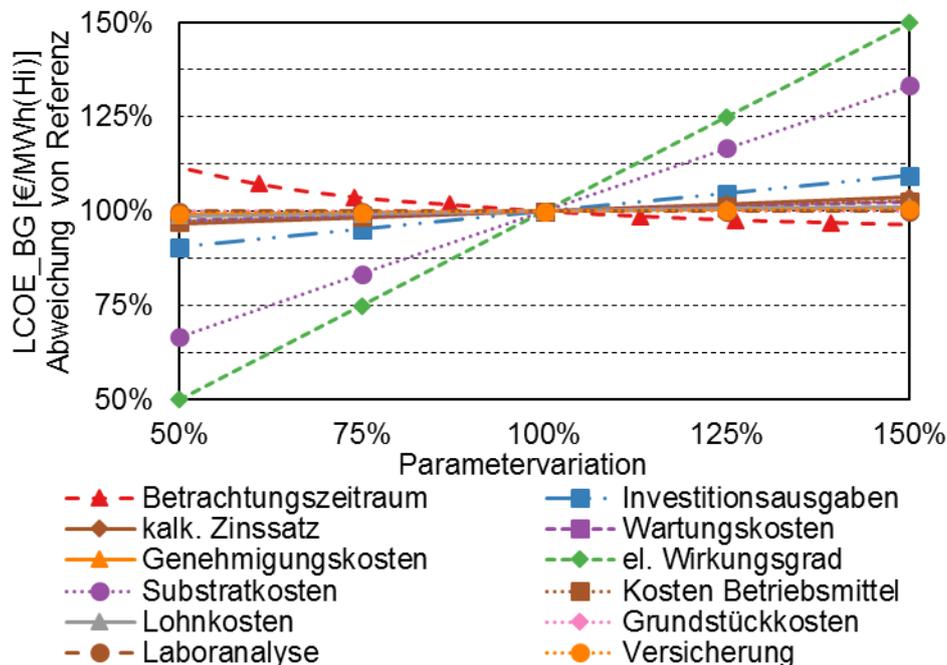


Abbildung 26: Sensitivitätsanalyse der Einflussfaktoren auf die Rohbiogaskosten am Beispiel einer 500 kW Anlage (Bemessungsleistung)

Aus **Tabelle 7** wird ersichtlich, dass bei der Bewertung der Einflussgrößen auch die reale Bandbreite der Absolutwerte berücksichtigt werden sollte. So schwanken real der elektrische Wirkungsgrad je nach verwendeter Literaturquelle bzw. Hersteller lediglich um wenige Prozent, was die mögliche Variationsbreite dieses Parameters in der Realität

entsprechend einschränkt. Dies relativiert zwar den Einfluss, führt aber nicht dazu, dass er vernachlässigt werden kann.

Tabelle 7: Beispielwerte der Sensitivitätsanalyse der Rohbiogaskosten am Beispiel einer 500 kW Anlage (Bemessungsleistung)

	Referenz	Referenz -25%	Rohbiogaskosten [€/MWh (Hi)]	Referenz +25%	Rohbiogaskosten [€/MWh (Hi)]
Betriebsmittelkosten [€]	29.162	21.871	-1,4%	36.452	1,4%
Grundstückskosten [€]	251	188	0,0%	314	0,0%
Substratkosten [€]	351.726	263.795	-16,7%	439.658	16,7%
Lohnkosten [€]	13.073	9.805	-0,6%	16.342	0,6%
Wartungskosten [€]	25.621	19.216	-1,2%	32.027	1,2%
Laboranalyse [€]	300	225	0,0%	375	0,0%
Versicherung [%]	0,5	0,38	-0,3%	0,63	0,3%
Spez. Investitionsausgaben [€/MW]	2.582.252	1.936.689	-5,1%	3.227.815	5,1%
Genehmigung [%]	10	8	-0,4%	13	0,4%
el. Wirkungsgrad [-]	0,40	0,30	-25,0%	0,50	25,0%
Zinssatz [%]	4	3	-1,7%	5	1,8%
Betrachtungszeitraum [a]	23	17	3,8%	29	-2,4%

Einfluss der flexiblen Rohbiogasproduktion aufs Gesamtsystem

Abbildung 27 zeigt die Summe der installierten Leistung aller Biogasanlagen und deren Aufteilung nach Flexibilisierungsstufen innerhalb der Cluster ($\hat{=}$ Schattierung ausgefüllt, schraffiert oder gepunktet). Die in der rechten Legende aufgeführten BGA-Optionen stellen das Anlagenportfolio des Modells dar. BGA-Optionen, welche in der Abbildung nicht vorkommenden, wurden von der kostenminimalen Optimierung nicht zur Deckung der Nachfrage genutzt. Dies kann auch durch die szenariobedingten Modellrestriktionen begründet sein. So ist in der vorliegenden Untersuchung das Verhältnis der Cluster ($\hat{=}$ Verhältnis der Farben) über die jeweilige relative Häufigkeit des Clusters fixiert (siehe Abschnitt 5.3.2). Als Bezugsgröße für die relative Häufigkeit wird der Anteil einer Leistungsklasse (Leistungssumme aller Anlagen innerhalb der Cluster Grenzen) an der gesamten installierten Biogasleistung in Deutschland herangezogen (siehe auch Abschnitt 12.2.2). Dies führt dazu, dass in der Abbildung manche Farben (=Leistungsklassen) nicht oder in sehr geringem Maße vertreten sind.

Abbildung 27 zeigt den Einfluss der variablen Rohbiogasproduktion (Referenz). Dazu wurde eine Vergleichsvariante mit unflexibler, d. h. konstanter stündlicher, Rohbiogasproduktion der Referenz gegenübergestellt.

Bei einer unflexiblen Rohbiogasproduktion muss die vom Stromsystem geforderte Flexibilität verstärkt über die BHKW-Flexibilisierung (höhere Flexfaktoren) realisiert werden. Dies äußert sich in **Abbildung 27** durch die Verschiebung hin zu einem höheren Anteil des Flexfaktors FF5 in der Leistungsklasse 500 kW (grüne Farbe) gegenüber der Referenz. Dadurch steigt die installierte Leistung Biogas (vgl. **Abbildung 27**) gegenüber der Referenz mit flexibler Gasproduktion leicht an. Die Unterschiede sind jedoch sehr gering und liegen bei 8 %. In Bezug auf das Gesamtsystem führt der Effekt lediglich zu einem Anstieg der gesamten installierten Leistung aller Energieträger um 0,5 %. Die durch Biogas bereitgestellte elektrische Energiemenge bleibt in beiden Szenarien gleich.

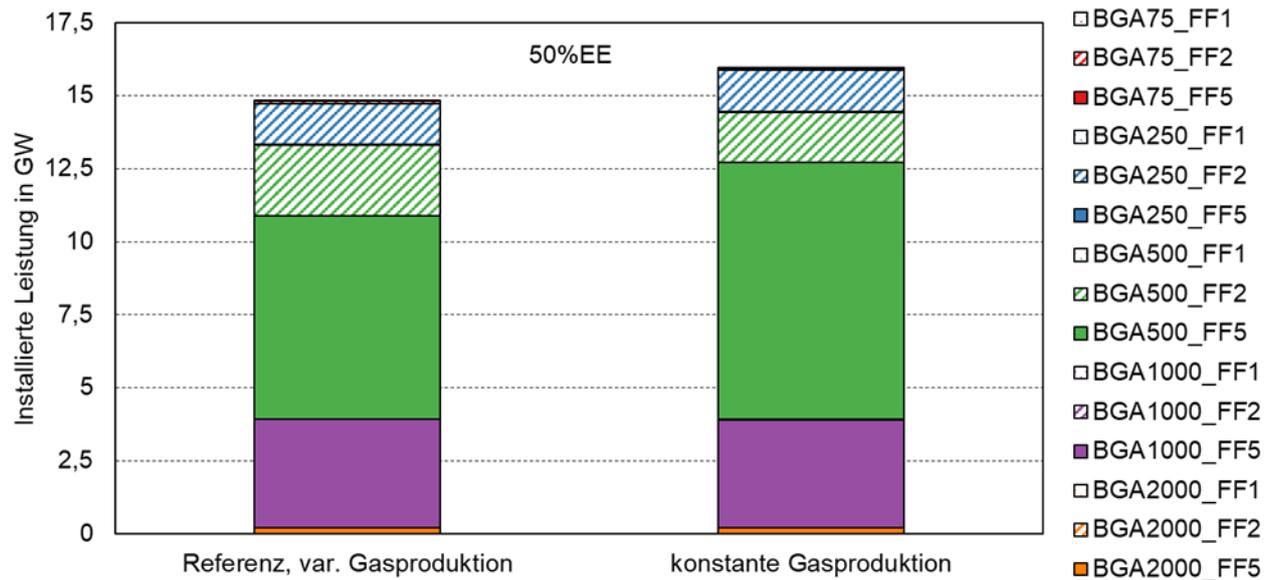


Abbildung 27: Aufteilung der installierten Biogasleistung nach Cluster - Referenz mit variabler Rohbiogasproduktion vs. unflexible Rohbiogasproduktion

5.4.4 Empfehlung/Bewertung

Die Berechnungsmethode zur Bestimmung der Rohbiogaskosten (z. B. Annuitätenmethode, Kapitalwertmethode (Barwertmethode) oder Berechnung des internen Zinsfußes) ist frei wählbar (Thrän und Pfeiffer 2013). In Abschnitt 12.2.3 wird die für das Methodenhandbuch verwendete Methode der ‚Levelized Costs of Electricity (LCOE)‘ auf Grundlage der Kapitalwertmethode als Beispiel vorgestellt.

Wird der Einsatz des Rohbiogases exogen vorgegeben, d. h. er wird einer definierten Konversionsanlage zugeordnet (im Gegensatz zur endogenen Einsatzoptimierung nach **Abbildung 23**, so sollte die Berechnung der Rohbiogaskosten anhand der exakten Berechnungsmethode für die anlagenspezifische Nennleistung und Volllaststunden durchgeführt werden. Somit wird gewährleistet, dass die Kosten des Rohbiogases auf die Konfiguration der definierten Konversionsanlage bestmöglich abgestimmt sind.

Soll dagegen der Einsatz des Rohbiogases in verschiedenen Konversionsanlagen - siehe **Abbildung 23** - und Energiesektoren modellendogen optimiert werden, so sind die Rohbiogaskosten zu vereinheitlichen um verschiedene Anlagenkonfigurationen abzudecken. Die hierfür zulässigen Vereinfachungen sind in Abschnitt 5.4.3 aufgeführt. Diese Vereinfachung führt besonders bei Anlagen mit hoher Volllaststundenzahl (d. h. Flexfaktor $< 1,5$) und im kleinen Leistungsbereich unterhalb von 500 kW zum Teil zu sehr hohen Abweichungen von $> +/- 5\%$ in Bezug zur exakten Berechnung. Im höheren Leistungsbereich, sowie ab einer Flexibilisierungsstufe von 1,5 (= Flexfaktor 1,5), liegt die Abweichungen zwischen vereinfachter und exakter Berechnung unter $+/- 3\%$.

Auf Grund der hohen Sensitivität des elektrischen Wirkungsgrades auf die Höhe der Rohbiogaskosten, sollte dieser besonders gut recherchiert werden um ein adäquates Ergebnis zu erzielen. Ebenso sollten die Substratkosten mit hoher Sorgfalt ermittelt werden, da auch diese einen sehr großen Einfluss auf das Ergebnis nehmen.

Die Eigenschaft einer variablen Rohgasproduktion hat einen sehr geringen Einfluss auf den Einsatz von Biogasanlagen im Vergleich zu anderen Eigenschaften (siehe z. B. Abschnitt 5.1). Die geringen Unterschiede im Gesamtergebnis rechtfertigen den relativ großen rechnerischen Mehraufwand hierfür nicht. Sie kann daher zur Vereinfachung des Modells vernachlässigt werden, wenn die Flexibilitätseigenschaft durch einen Gasspeicher und Flexibilisierung der

BHKW gegeben ist. Eine Ausnahme stellt die gezielte Untersuchung einer saisonalen Bedarfsanpassungsfähigkeit (saisonale Flexibilisierung) dar. Für diesen Untersuchungsfall sollte eine variable Rohgasproduktion mitberücksichtigt werden.

Empfehlungen:

1. Werden die Rohbiogaskosten nicht der Literatur entnommen, sondern selbst berechnet, so können folgende Empfehlungen gegeben werden:

a. Bei exogener Vorgabe des Biomasseeinsatzes (d. h. Zuweisung von Rohbiogasmengen zu konkreten Konversionsanlagen):

Die Berechnung der Rohbiogaskosten wird für die vorgegebenen Anlagenkonfigurationen (z. B. Nennleistung, Volllaststunden) anhand der exakten Berechnungsmethode (Beispiel siehe Abschnitt 12.2.3) durchgeführt.

b. Bei endogener Optimierung des Biomasseeinsatzes (d. h. modellendogene Zuweisung von Rohbiogasmengen zu Konversionsanlagen):

Die Berechnung der Rohbiogaskosten kann auf Bezug der Bemessungsleistung durchgeführt werden. Folgende Vereinfachungen sind hierfür zulässig:

- Der Betrachtungszeitraum entspricht der mittleren Lebensdauer des BHKW über alle Flexibilisierungsstufen (die Lebensdauer in Abhängigkeit der Volllaststunden kann in **Abbildung 69** (siehe Kapitel 12.2.4) abgelesen werden)
- Anstelle der Nennleistung wird die Bemessungsleistung zur Berechnung der spezifischen Investitions- und Betriebsausgaben in den Gleichungen (26) bis (28) (siehe Kapitel 12.2.3) sowie des Wirkungsgrades nach Gleichung (46) (siehe Kapitel 12.2.4) herangezogen.

2. Für die Berechnung der Rohbiogaskosten sollten in beiden Fällen die Substratkosten und der elektrische Wirkungsgrad möglichst exakt recherchiert werden, da sie den größten Einfluss auf die Rohbiogaskosten haben. Die restlichen Parameter spielen eine untergeordnete Rolle und müssen daher nicht so exakt bestimmt werden.

3. Eine variable Rohgasproduktion als Flexibilisierungsoption kann in Energiesystemanalysen vernachlässigt werden. Eine Ausnahme stellt die gezielte Untersuchung einer saisonalen Bedarfsanpassungsfähigkeit (saisonale Flexibilisierung) dar. Für diesen Untersuchungsfall sollte eine variable Rohgasproduktion mitberücksichtigt werden.

5.5 Prozessabschnitt Biogasspeicher und BHKW

5.5.1 Technische und ökonomische Beschreibung

Unter dem Begriff der letzten Konversionsstufe werden die Speichereinheit des Rohbiogases, die Verbrennungseinheit (BHKW) und die Auskopplung der Endenergie (Strom und Wärme) zusammengefasst, inklusive der jeweiligen Peripherie (vor allem Einhausungen).

Es werden die Investitionsausgaben für folgende Komponenten berücksichtigt:

- BHKW-Modul inkl. Peripherie
- Transformator inkl. Peripherie
- Fernsteuereinrichtung
- Biogasspeicher
- (Warmhalteeinrichtung)
- (Maßnahmen zur Einhaltung der Störfall-Verordnung)
- Kosten für Planung und Genehmigung

Dazu kommen die Betriebskosten für:

- Inspektion
- Wartung und Instandsetzung der Verschleißteile
- Generalüberholung
- Versicherung
- Personalkosten zum Bedienen des BHKWs

Das Rohbiogas wird in einem Biogasspeicher aufgefangen und bis zur Verstromung im Blockheizkraftwerk (BHKW) gespeichert. Umfasst der Inhalt im gesamten Speichersystem mehr als 10.000 kg gespeichertes Biogas, so fällt die Anlage genehmigungsrechtlich unter die Störfallverordnung (StörfallV) (vgl. 12.BImSchV Anhang I). Betreiber dieser Anlagen sind verpflichtet Sicherheitsvorkehrungen zu treffen, was mit zusätzlichen Investitionen verbunden ist (siehe dazu auch Kapitel 12.2.4).

Das gespeicherte Rohbiogas wird bedarfsgerecht zur Verbrennung in den Motor geleitet. Dabei macht es keinen Unterschied, ob das Gas in einem Aggregat oder mehreren parallellaufenden Aggregaten am gleichen Standort verbrannt wird. Der Wirkungsgrad der Motoren ist aggregatspezifisch und weicht in der Praxis meist von den Herstellerangaben ab, welche unter Prüfstandsbedingungen (Dauerlauf mit Erdgas) ermittelt wurden (FNR 2016a). Außerdem ist er im Betrieb nicht konstant, sondern stark vom aktuellem Betriebszustand und den Prozessbedingungen abhängig (FNR 2009, 2016a). So durchläuft der Motor beispielsweise im Startvorgang einen schlechteren Wirkungsgrad, bis er den Nennbetrieb erreicht. Um Kaltstarts mit besonders langen Anlaufzeiten, schlechten Wirkungsgraden und hoher Materialbelastung bei flexiblem Anlagenbetrieb mit längeren zusammenhängenden Stillstandzeiten zu vermeiden, werden die Motoren warmgehalten. Dies kann durch die zusätzliche Installation einer elektrischen Begleitheizung oder die Einbindung des Kühlkreislaufes in das Wärmeverteilsystem der Anlage erfolgen (Aschmann und Effenberger 2013). Generell führt der höhere Verschleiß bei einer bedarfsorientierten Betriebsweise durch die häufigen Start- und Stoppvorgängen zu steigenden Betriebskosten gegenüber dem Grundlastbetrieb (Aschmann und Effenberger 2013). Neben routinemäßigen Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten, fällt für das BHKW nach dem Erreichen einer definierten Betriebsstundenzahl eine große Revision bzw. Generalüberholung an. Dabei werden die Motoren komplett demontiert, geprüft und wieder neu aufgebaut.

Bei der Verstromung wird das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) genutzt. Das heißt aus dem BHKW lassen sich gleichzeitig Strom- und Wärme auskoppeln. Die vom BHKW bereitgestellte elektrische Energie wird, abzüglich des Eigenverbrauchs, über einen Transformator in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Die Auslegung des Transformators ist von der Einspeiseleistung abhängig (Holzhammer 2015). Die Abwärme der Stromerzeugung wird meist zur Beheizung der Fermenter genutzt. Der Großteil der Biogasanlagen verfügt zusätzlich über eine externe Wärmeverwertung, bei der zum Beispiel die anfallende Wärme in Privat- oder Wirtschaftsgebäuden, zur Trocknung landwirtschaftlicher Erzeugnisse oder in Nahwärmenetzen genutzt wird (FNR 2009; Hoffstede et al. 2018).

Die Abstimmung der Biogasprozesstechnik mit der Konversionsanlage und der Netzeinspeisung erfolgt über eine bidirektionale Informations- und Kommunikationseinheit (IKT) und sorgt für einen sicheren Anlagenbetrieb (Holzhammer 2015). Für den Betrieb des BHKW wird Strom für z. B. Gasverdichter, Motorkühl – und Heizkreislaufpumpen, Not- und Gemischkühlung und Steuerungstechnik benötigt. Der sogenannte Eigenstrombedarf des BHKW ist stark vom Betriebsmodus abhängig. Während des Stillstandes machen der Stand-by-Betrieb der Schaltanlagen und Pumpen einen recht geringen Anteil aus. Während der Eigenbedarf im Betrieb deutlich höher ausfällt.

5.5.2 Modelltechnische Adaption

Bei den Parametersätzen der letzten Konversionsstufe werden die technischen und ökonomischen Eigenschaften des BHKW, inklusive Transformator, und die Kosten des Gasspeichers aufeinander abgestimmt und für jeden Anlagentyp spezifisch ermittelt. Die Spezifizierung der Konversionsanlage setzt sich aus der Clusterung anhand der Bemessungsleistung (siehe Kapitel 56) und der Unterteilung in Flexibilisierungsstufen zusammen. Eine schematische Benennung der Konversionsanlagen zeigt **Abbildung 23**. Im Modell wird der Einsatz des BHKW und der Biogasspeicher getrennt voneinander, aber parallel, optimiert. Dabei ermittelt der Optimierer anhand der technischen und ökonomischen Parameter wie viele Vielfache (Dezimalzahl) eines Anlagentyps (BHKW) im Gesamtsystem benötigt werden. Das verwendete Ein-Knoten-Modell führt dazu, dass keine regionale Verteilung berücksichtigt wird und daher so getan wird als würden alle Aggregate am gleichen Ort stehen (siehe auch Kapitel 11.1). Parallel dazu wird die Größe des Gasspeichers für die Summe aller Anlagen eines Typs optimiert. Vereinfacht wird so getan als würden sie sich einen großen gemeinsamen Gasspeicher teilen. Die Kosten des Gasspeichers werden spezifisch pro gespeicherter MWh Rohbiogas angegeben und mit der ermittelten Speichergröße (in MWh (H_i)) skaliert. Da die spezifischen Kosten des Gasspeichers auf die Gasspeichergröße eines einzelnen Aggregates abgestimmt sind, entsprechen die Kosten des aggregierten Speichers der Summe der kleineren, einzelnen Anlagenspeicher. Die spezifischen Speicherkosten beziehen sich auf eine definierte BHKW-Klasse und sind daher an diese gebunden. Die Speicher werden somit nicht unabhängig, jedoch getrennt, vom BHKW optimiert. Eine schematische Darstellung der modelltechnischen Abbildung zeigt **Abbildung 28**.

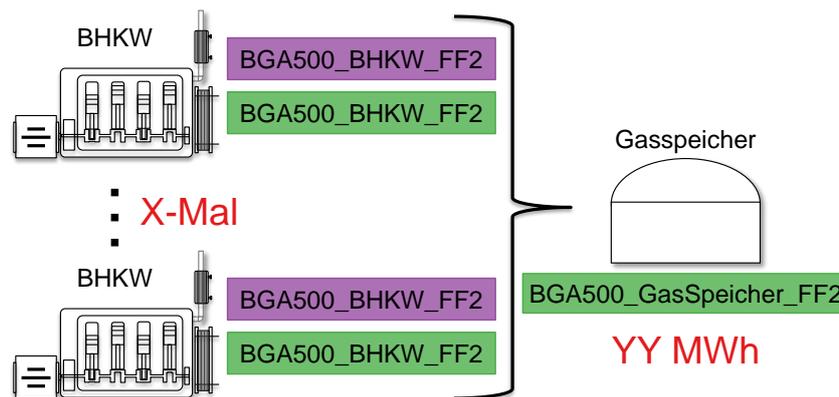


Abbildung 28: Schematische Darstellung der modelltechnischen Abbildung der letzten Konversionsstufe am Beispiel der Bemessungsleistung 500 kW und des Flexfaktors (FF) 2; in Lila die technischen Parameter; in Grün die ökonomischen Parameter; in Rot die Ergebnisse der Optimierung

Aus der Zielfunktion der Gesamtkostenoptimierung wird somit ein Optimum aus Speichergröße und Summe der installierten Anlagengröße ermittelt. Gleichzeitig ergeben sich aus dem Verhältnis der Speichergröße (in MWh (H_i)) zum Produkt aus installierter elektrischer Leistung und Wirkungsgrad die maximal realisierbaren zusammenhängenden Betriebs- und Stillstandzeiten des BHKW. Diese Modelleigenschaft der parallelen, aber getrennten, Optimierung von Biogasspeichergröße und Summe der BHKW-Leistung, führt zusammen mit der Vorgabe des Flexfaktors zu einem flexiblen Intervallbetrieb des BHKW.

Auf Grund der stündlichen Auflösung wird im verwendeten Modell kein Teillastbetrieb betrachtet. Dies erweist sich auch in der Praxis aufgrund der Wirkungsgradvorteile gegenüber einer Teillastfahrweise als vorteilhaft (Hoffstede et al. 2018). D. h. es wird ein Intervallbetrieb der BHKW angenommen bei dem die BHKW entweder auf 0 % oder 100 % der elektrischen Nennleistung laufen. Deshalb wird im Modell der Wirkungsgrad unter Nennbetrieb herangezogen (Herstellerangaben) und der Einfluss der schwankenden Prozessbedingungen vernachlässigt. Zusätzliche Kosten im flexiblen Betrieb, welche durch das Durchlaufen des schlechteren Wirkungsgradbereichs und höheren Verschleiß mit

häufigeren Starts und Stopps verbunden sind, werden in den variablen Betriebskosten berücksichtigt. Da im verwendeten linearen Modell nicht zwischen Betrieb und Stillstand unterschieden werden kann, ist eine Differenzierung des Eigenstromanteils nach Betriebsmodus nicht möglich. Stattdessen wird ein durchschnittlicher Eigenstromanteil herangezogen. Dieser repräsentiert den Eigenstromanteil über alle Betriebs- und Stillstandzeiten des BHKW im Jahr. Die jährlich eingespeiste Strommenge über den Transformator wird um diesen durchschnittlichen Eigenstrombedarf reduziert.

Eine ausführliche Beschreibung aller im Projekt OptiSys getroffenen Annahmen zur letzten Konversionsstufe finden sich in Kapitel 12.2.4.

5.5.3 Wirkung

Einfluss der Flexibilisierung durch Leistungszubau auf die Parameter

Abbildung 29 zeigt den Einfluss der Flexibilisierung durch Leistungszubau auf die spezifischen technischen und ökonomischen Parameter des BHKW. Dazu wurden die spezifischen Parameter nach den Funktionen in Kapitel 12.2.4 jeweils für die Flexfaktoren 1,1 (\cong Grundlast), 2 und 5 ermittelt. Da sich mit dem Zubau der BHKW-Leistung gegenüber dem Grundlastbetrieb sowohl die Nennleistung erhöht als auch die Volllaststunden reduzieren, wurden die ermittelten Werte für die Flexfaktoren 2 und 5 den Werten der Grundlastanlage in Bezug gesetzt. Die y-Achse zeigt somit die prozentuale Abweichung des jeweiligen Parameters vom Wert der Grundlastanlage.

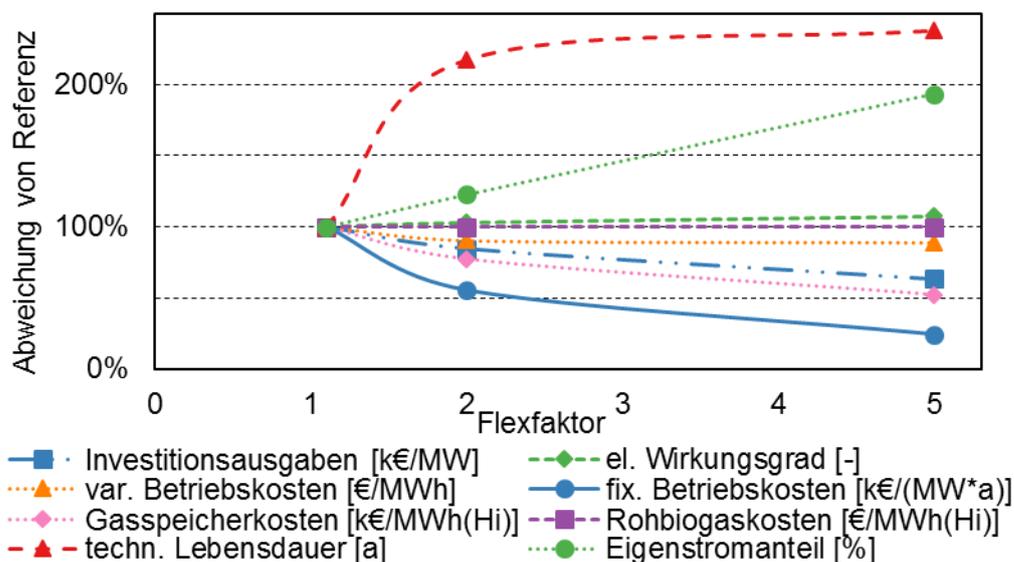


Abbildung 29: Einfluss der Flexibilisierung (Leistungszubau) auf die spez. technischen und ökonomischen Parameter des BHKW; am Beispiel $P_{Bem}=500$ kW

Auf Grund des Skalierungseffektes sinken die spezifischen Kostenparameter mit zunehmendem Flexfaktor bzw. höherer Nennleistung des BHKW. Die größte Kostendegression erfahren dabei die spezifischen fixen Betriebskosten, gefolgt von den spezifischen Gasspeicherkosten und den spezifischen Investitionsausgaben. Auf die spezifischen Rohbiogaskosten hat die Flexibilisierung keinen Einfluss, da sich diese auf die einheitliche Bemessungsleistung beziehen. Für den elektrischen Wirkungsgrad ergibt sich eine Steigerung von 7 % bei einem Flexfaktor von 5 gegenüber dem Grundlast-BHKW (FF1,1). Einen linearen Zusammenhang zeigt der steigende Eigenstromanteil (in %) mit zunehmendem Flexfaktor. Bei einem Flexfaktor von 5 ergibt sich eine Verdopplung des Eigenstromanteils gegenüber dem

Grundlast-Betrieb (FF1,1), Eigenstromanteil in %. Den größten Einfluss zeigt die Flexibilisierung jedoch auf die technische Lebensdauer des BHKW. Schon bei einem Flexfaktor von 2 wird die Lebensdauer des BHKW mehr als verdoppelt.

Einfluss der Parameter auf die Stromgestehungskosten

Abbildung 30 zeigt die Ergebnisse aus der Sensitivitätsanalyse. Es wurden die fettgedruckten Parameter aus Gleichung (32) als Einflussfaktoren auf die Stromgestehungskosten einzeln variiert. Die Stromgestehungskosten beziehen sich auf die ins Stromnetz eingespeiste elektrische Energie und werden in ct/kWh (el.) angegeben. Als Referenz gelten in der **Abbildung 30** die berechneten Stromgestehungskosten aus den getroffenen Annahmen in Abschnitt 12.2.4. Die Wirkung der Einflussfaktoren ist in **Abbildung 30** auf der y-Achse relativ in Bezug zum Absolutwert der Referenz angegeben.

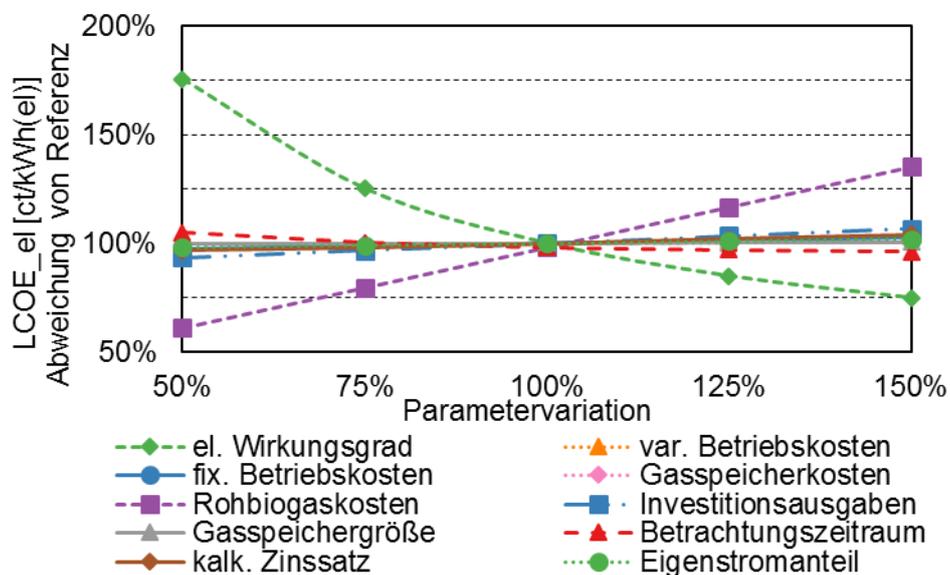


Abbildung 30: Sensitivitätsanalyse der Einflussfaktoren auf die Stromgestehungskosten am Beispiel einer 500 kW Anlage (Bemessungsleistung) und Flexfaktor 2

Die Parametervariation in **Abbildung 30** zeigt, dass der elektrische Wirkungsgrad und die Rohbiogaskosten mit Abstand den stärksten Einfluss auf die Höhe der Stromgestehungskosten haben. Die Erhöhung des Wirkungsgrades hat dabei einen geringeren Einfluss als die Erhöhung der Rohbiogaskosten. Bei einer Reduktion der Parameter verhält sich die Einflusstärke umgekehrt. Die Rohbiogaskosten stehen in linearer Abhängigkeit zu den Stromgestehungskosten, sinken die Rohbiogaskosten um 1 % so sinken die Stromgestehungskosten um 0,8 %. Der Wirkungsgrad zeigt auf Grund des mathematischen Zusammenhangs (siehe Berechnung LCOE in Gleichung (32)) keine lineare Proportionalität zu den Stromgestehungskosten. Der Wirkungsgrad ist umgekehrt proportional zu den Stromgestehungskosten, dies führt dazu, dass der Einfluss einer Wirkungsgrad Reduktion größer ist als die Erhöhung (in **Tabelle 8** sind Beispielwerte aufgeführt). In der Rangfolge der Einflussfaktoren reihen sich anschließend der Betrachtungszeitraum, die Investitionsausgaben sowie variable und fixe Betriebskosten ein. Alle anderen Parameter weisen einen vernachlässigbar kleinen Einfluss auf (unter +/- 6 %). So zeigt sich beispielsweise, dass die spezifischen Werte des Eigenstromanteils und der Gasspeicherkosten zwar sensitiv auf den Flexfaktor reagieren (siehe **Abbildung 30**), aber die Bandbreiten dieser spezifischen Parameter kaum eine Wirkung auf die Stromgestehungskosten haben und somit für alle Flexibilisierungsstufen einheitlich festgelegt werden können.

Aus **Tabelle 8** wird ersichtlich, dass bei der Bewertung der Einflussgrößen auch die reale Bandbreite der Absolutwerte berücksichtigt werden sollte. So schwanken real der elektrische Wirkungsgrad je nach verwendeter Literaturquelle

bzw. Hersteller lediglich um wenige Prozent, was die mögliche Variationsbreite dieses Parameters in der Realität entsprechend einschränkt. Dies relativiert zwar den Einfluss, führt aber nicht dazu, dass er vernachlässigt werden kann.

Tabelle 8: Beispielwerte der Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten am Beispiel einer 500 kW Anlage (Bemessungsleistung) und Flexfaktor 2

	Referenz	Referenz -25 %	Stromgestehungskosten [ct/kWh]	Referenz +25 %	Stromgestehungskosten [ct/kWh]
spez. Investitionsausgaben [ct/MW]	129.545.503	97.159.127	-3,3 %	161.931.878	3,3 %
var. Betriebskosten [ct/MWh]	868,2	651,1	-1,4 %	1.085,2	1,4 %
fix. Betriebskosten [ct/MW]	3.310.293	2.482.720	-1,2 %	4.137.866	1,2 %
Rohbiogaskosten [ct/MWh (Hi)]	4.844	3.633	-20,3 %	6.055	16,7 %
spez. Gasspeicherkosten [ct/MWh (Hi)]	1.037.400	778.050	-0,3 %	1.296.750	0,3 %
Gasspeichergröße [MWh (Hi)]	9,61	7,21	-0,3 %	12,01	0,3 %
el. Wirkungsgrad [-]	0,42	0,312	25,1 %	0,520	-15,1 %
Eigenstromanteil [%]	3,8 %	2,9 %	-1,0 %	4,8 %	1,0 %
kalk. Zinssatz [%]	5,0 %	3,8 %	-1,8 %	6,3 %	1,9 %
Betrachtungszeitraum [a]	27	20	0,1 %	34	-3,2 %

Einfluss des veränderten Eigenstrombedarfs flexibler Biogasanlagen auf das Gesamtsystem

Abweichend zum Referenzszenario mit einheitlichem Eigenstromanteil für alle Flexibilisierungsstufen der Biogasanlagen, werden in der Variation neuen Angaben zum Eigenstrombedarf in Abhängigkeit der Flexibilisierungsstufe implementiert. Da sich der Eigenstromanteil stark zwischen Betrieb und Stillstandzeiten unterscheiden (3 % im Betrieb und 0,75 % während Stillstand; (Holzhammer 2015)), ist der durchschnittliche Eigenstromanteil übers Jahr stark vom Flexfaktor (FF = Verhältnis zwischen Betriebs- und Stillstandzeiten) abhängig. **Tabelle 9** zeigt die Annahmen zum Eigenstromanteil des BHKW in Abhängigkeit des Flexfaktors.

Tabelle 9: Annahmen zum Eigenstromanteil des BHKW in Abhängigkeit des Flexfaktors

Flexfaktor (FF)	Eigenstromanteil
1,1	3,1 %
2	3,8 %
5	6,0 %

In **Abbildung 30** wurde der geringe Einfluss des Eigenstromanteils auf die Stromgestehungskosten gezeigt. Dies bestätigt sich nun auch in der Analyse des Gesamtsystems. Mit nahezu identischen Stromgestehungskosten ist der Unterschied zwischen dem konstanten Eigenstromanteil und dem veränderten Eigenbedarf in Abhängigkeit des Flexfaktors sehr gering (siehe **Abbildung 31**). Das Potenzial der Flexibilitätsbereitstellung durch BGAs überwiegt nach wie vor und sorgt dafür, dass das volle BM-Potenzial genutzt wird. Der nachteilig höhere Eigenstromanteil mit steigendem Flexfaktor zeigt kaum disruptive Wirkung auf die Rolle der Biogasanlagen im Gesamtsystem. Lediglich die durchschnittliche Flexibilisierungsstufe wird leicht reduziert (siehe **Abbildung 32**), da höher flexibilisierte Anlagen nun durchschnittlich weniger Strom erzeugen als im Referenzfall.

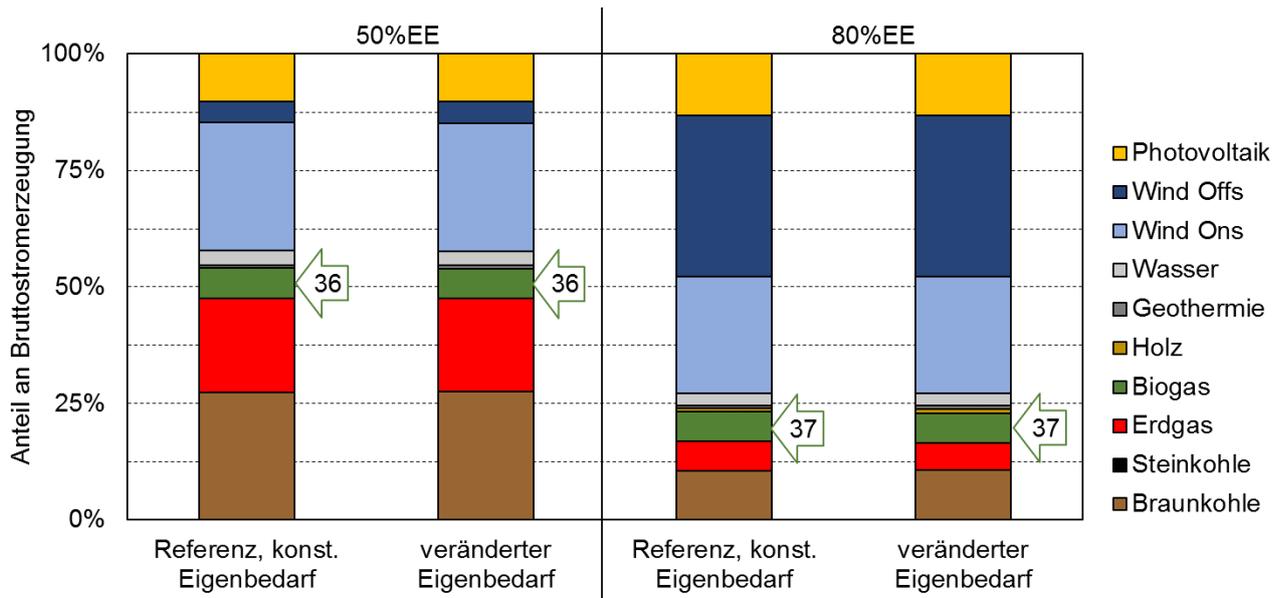


Abbildung 31: Anteil an Bruttostromerzeugung nach Energieträger – Referenz mit konstantem Eigenstrombedarf vs. veränderter Eigenstrombedarf

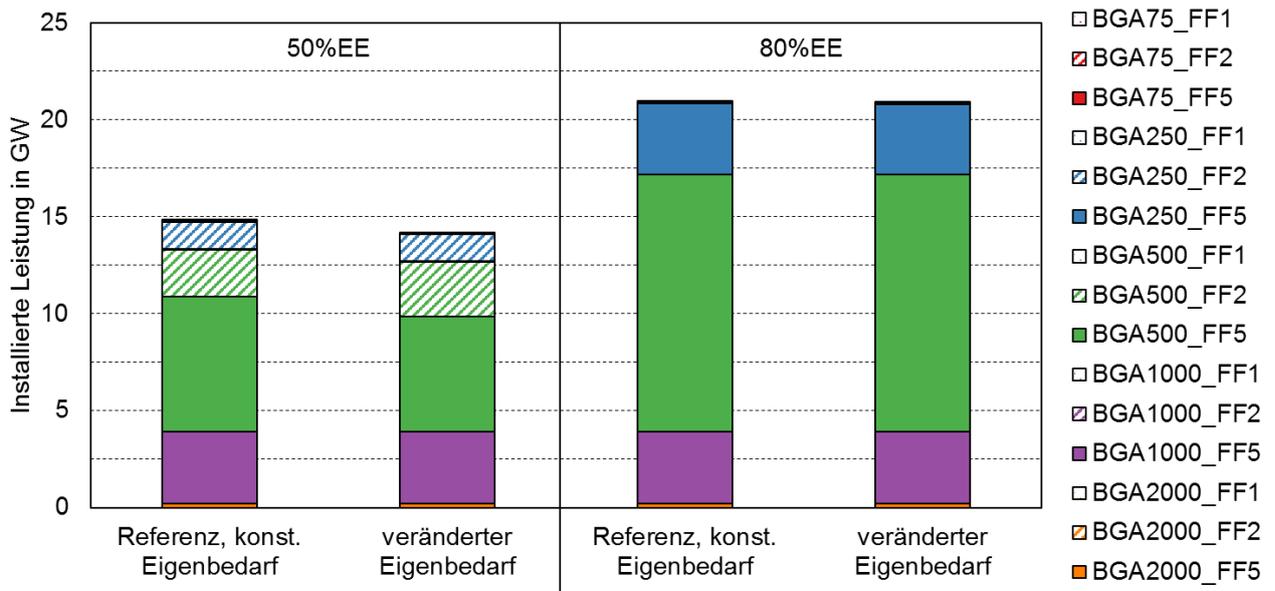


Abbildung 32: Aufteilung der installierten Biogasleistung nach Cluster - Referenz mit konstantem Eigenstrombedarf vs. veränderter Eigenstrombedarf

5.5.4 Empfehlung/Bewertung

Insgesamt zeigt sich, dass der Einfluss des Leistungszubaus (Biogasflexibilisierung) bei den technischen und ökonomischen Parametern des BHKW nicht vernachlässigbar ist. Daher sollten diese individuell für jede Flexibilisierungsstufe festgelegt werden. Vereinfachungen mit einheitlichen Parametern für alle Flexibilisierungsstufen führen zu verfälschten Ergebnissen.

Die Sensitivitätsanalyse stellt die Wichtigkeit einzelner Parameter zur Beschreibung flexibler Biogasanlagen in Energiesystemmodellen in folgender Reihenfolge heraus:

- elektrischer Wirkungsgrad
- Rohbiogaskosten
- Betrachtungszeitraum
- Investitionsausgaben
- variable und fixe Betriebskosten

Hinzu kommen noch die Vorgabe eines Flexfaktor bzw. Volllaststunden (vgl. Kapitel 5.1.4) und die elektrische Nenn- bzw. Bemessungsleistung (vgl. Kapitel 5.2.5). Alle anderen Parameter können für eine vereinfachte Betrachtung vernachlässigt werden. Diese Empfehlung wurde auch von den Fachexpert*innen in den OptiSys-Workshops bestätigt (Protokolle siehe Anhänge in Eltrop et al. (2020)).

Je nach Fragestellung kann auch eine detailliertere Abbildung der Biogasanlagen notwendig sein. Zur Implementierung der detaillierten Flexibilitätsindikatoren aus den Kapiteln 3.2.2 oder 3.2.3 (z. B. Leistungsgradienten oder Teillastfähigkeit) sind grundsätzliche Änderungen des Modells notwendig – abweichend zum verwendeten Modell E2M2-Bio (Modellsteckbrief siehe Kapitel 4.3). So sind beispielsweise kürzere Zeitintervalle (z. B. 15-Minuten) oder eine nichtlineare Optimierung notwendig. Eine detailliertere Abbildung mit mehr Variablen spiegelt zwar die Realität besser wieder, erhöht aber gleichzeitig die Modellkomplexität und damit die Rechenzeit (siehe **Abbildung 33**). Bei der Wahl der Detailtiefe, sollte darauf geachtet werden, dass alle Technologien (auch Konkurrenz zu Biogas) in einem ähnlich Detailgrad abgebildet werden sollten, da sie ansonsten nicht vergleichbar sind - so eine Empfehlung der Fachexpert*innen in den OptiSys-Workshops (Protokolle siehe Anhänge in Eltrop et al. (2020)).

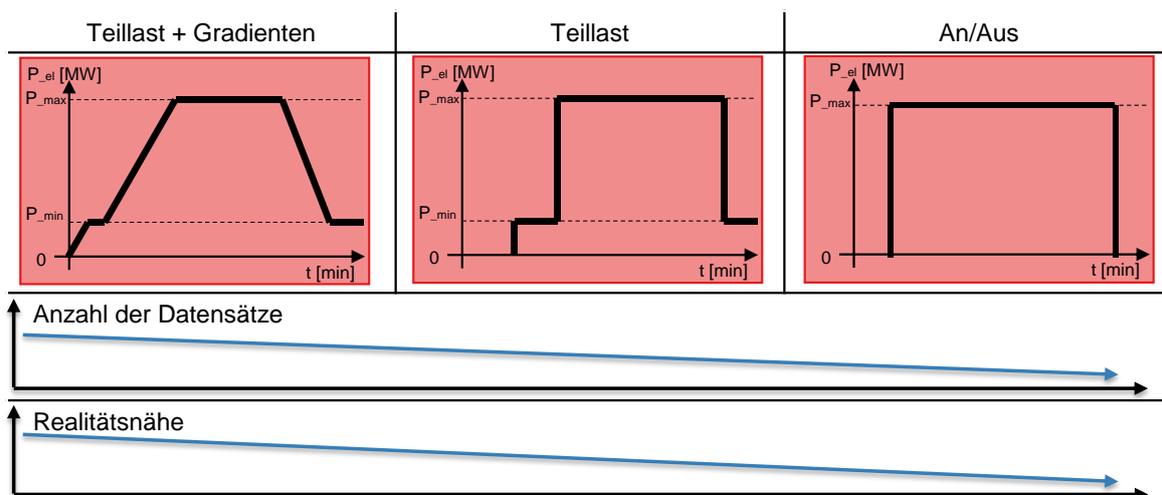


Abbildung 33: Schematische Darstellung der Möglichkeiten der Detailtiefe bei der Abbildung der Bioenergie und deren Einfluss auf die Modellkomplexität

Für den im Projekt OptiSys verwendeten Detailgrad (entspricht rechtem Bild in **Abbildung 33**) sollten die Rohbiogaskosten, der elektrische Wirkungsgrad, der Betrachtungszeitraum, die Investitionsausgaben sowie die variablen und fixen Betriebskosten am detailliertesten recherchiert werden, da sie den größten Einfluss auf die Stromgestehungskosten haben. Die Bestimmung der restlichen Parameter spielt dagegen eine untergeordnete Rolle.

Eine Abbildung des von der Flexibilitätsstufe abhängigen Eigenstrombedarfs spielt bei einer Systemuntersuchung auf höherer Ebene keine große Rolle. Die Vereinfachung eines einheitlichen, durchschnittlichen Eigenstrombedarfs ist daher in diesem Fall akzeptabel.

Empfehlungen:

1. Die technischen und ökonomischen Parameter für den flexiblen BHKW-Betrieb sollten individuell für jede Flexibilisierungsstufe berücksichtigt werden (keine Vereinfachung mit identischen Parametern eines Grundlast-BHKW). Lediglich beim Eigenstrombedarf ist die Vereinfachung auf einen einheitlichen, durchschnittlichen Wert für alle Flexibilisierungsstufen akzeptabel.
2. Die Abbildung flexibler Biogasanlagen in Energiesystemmodellen sollte auf folgende technische und ökonomische Parameter konzentriert werden:
 - elektrischer Wirkungsgrad
 - Rohbiogaskosten
 - Betrachtungszeitraum
 - Investitionsausgaben (v.a. Kapitalkosten des BHKW vgl. Kapitel 5.7.5)
 - variable und fixe Betriebskosten
 - Vorgabe eines Flexfaktor bzw. Volllaststunden (vgl. Kapitel 5.1.4)
 - elektrische Nenn- bzw. Bemessungsleistung (vgl. Kapitel 5.2.5)
3. Die Rohbiogaskosten und der elektrische Wirkungsgrad sollten am fundiertesten recherchiert werden, da sie den größten Einfluss auf die Stromgestehungskosten haben. Die exakte Bestimmung der restlichen Parameter spielt eine untergeordnete Rolle.
4. Um entsprechend der Zielstellung möglichst realitätsnahe Werte zu garantieren, empfiehlt sich die Einbindung von Stakeholdern zur Validierung dieser Annahmen (mögliche Konzepte und Empfehlungen zur partizipativen Modellierung in Kapitel 8).
5. Alle flexiblen Technologien (auch Konkurrenztechnologien zur Bioenergie, z. B. Erdgas-BHKW oder Stromspeicher) sollten in einem ähnlich Detailgrad abgebildet werden, da sie sonst nicht untereinander vergleichbar sind.

5.6 Einsatzoptimierung im Strom-Wärme-Sektor

5.6.1 Technische und ökonomische Beschreibung

Werden nachwachsende oder fossile Brennstoffe zur reinen Verstromung oder reinen Wärmebereitstellung eingesetzt, so ergibt sich eine Einsatzkonkurrenz der begrenzten Rohstoffe zwischen den Nutzungspfaden. Verstärkt wird dies durch die gesetzlichen Zielvorgaben des erneuerbaren Energien Anteils bei der Wärme- und Kälteerzeugung (§ 1 Abs. 2 EEWärmeG) und bei der Stromversorgung (§1 Abs. 2 EEG 2017), sowie der Sektorziele zur Senkung der Treibhausgas-Emissionen im Klimaschutzplan 2050.

Mit der Verbrennung in KWK-Anlagen kann bei gleichem Energieeinsatz (Primärenergie) ein wesentlich höherer Gesamtwirkungsgrad der Anlage durch die gleichzeitige Bereitstellung von Strom und Wärme erzielt werden (Schaumann und Schmitz 2010). Damit ergibt sich zugleich eine hohe CO₂-Reduktion im Strom- und Wärmesektor. KWK-Anlagen tragen also sowohl im Strom- als auch im Wärmesektor zur Deckung der Nachfragestruktur und zur CO₂-Einsparung bei. Der erzeugte Strom kann relativ verlustarm und kostengünstig über weite Strecken von der Erzeugungsanlage zum Verbraucher transportiert werden. Dagegen ist der leitungsgebundene Transport der Wärme über Nah- und Fernwärmenetze mit hohen Investitionsausgaben und energetischen Verlusten verbunden und daher nur über kurze Distanzen wirtschaftlich sinnvoll (Schaumann und Schmitz 2010).

5.6.2 Modelltechnische Adaption

Durch den Einbezug der netzgebundenen Wärmeversorgung in die Systemgrenze wird dem Modell E2M2-Bio die Möglichkeit zur Investition in KWK-Anlagen, aber auch in reine Wärmeerzeugungsanlagen und -speichern, gegeben. Dazu wird der innerdeutsche Bedarf in vier Wärmeversorgungsaufgaben unterteilt, die sich in ihrer Wärmemenge unterscheiden und somit unterschiedlich großen Versorgungsgebieten entsprechen. Jedem Anlagencluster (Leistungsklasse nach Bemessungsleistung) wird eine dieser vier Wärmeversorgungsaufgaben, entsprechend des spezifischen Potenzials zur Wärmeauskopplung, zugeordnet. Die Wärmeversorgungsgebiete sind jeweils mit einer stündlichen Bedarfskurve verbunden. Beim Gesamtwärmebedarf für Deutschland wird ausschließlich die leitungsgebundene Wärmenachfrage für Nah- und Fernwärmenetze berücksichtigt. Die modellendogene Deckung sowohl des Strom- als auch des Wärmebedarfs hat zur Folge, dass der Solver KWK-Anlagen eine weitere Aufgabe und damit Wertigkeit zuordnen kann. Dies bevorteilt den Einsatz der begrenzten Rohstoffe (z. B. Biomasse) bei der modellendogenen Einsatzoptimierung der Rohstoffe (siehe **Abbildung 23** in Kapitel 5.4.2) in KWK-Anlagen. Durch die gemeinsame Optimierung des Strom- und Wärmesektors kann sich dem Systembeitrag von Bioenergieanlagen, die auch Teile der Nahwärmeversorgung übernehmen, genähert werden.

5.6.3 Wirkung

Im Szenariovergleich wird das Referenzszenario mit Berücksichtigung der Wärmeversorgung einer Optimierung ohne Wärmenachfrage (d. h. Wärmebedarf = 0) gegenübergestellt. Dieser Vergleich soll die Dimension des Fehlers zeigen, die durch eine reine Strommarktanalyse gemacht würde. Die gewählten Cluster und Flexibilisierungsstufen entsprechenden Daten in **Tabelle 28** (Seite 141).

Ein Weglassen der Wärmenachfrage sorgt im Falle eines Zielanteils Erneuerbarer Energien von 50 % dafür, dass keine einzige Biogasanlage gebaut wird (siehe **Abbildung 34**, 2. Balken von links). Stattdessen wird die fehlende Flexibilität durch Erdgaszubau gedeckt und die weggefallene erneuerbare Stromproduktion durch fluktuierende Erneuerbare. In diesem Fall insbesondere Offshore-Wind-Anlagen, da diese unter den fEE die noch am wenigsten volatile Energiequelle ist. Bei weniger hohen EE-Anteilen werden Biogas-BHKW also hauptsächlich wegen der erneuerbaren Wärmebereitstellung zum Einsatz kommen.

Die Analyse zeigt die Wichtigkeit der gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung von Biogasanlagen. Der Einfluss dieser Eigenschaft ist besonders bei niedrigen Zielanteilen Erneuerbarer Energien sehr hoch.

Steigt der Zielanteil Erneuerbarer Energien stark an, steigt der Bedarf an fEE und damit auch an Flexibilität zum Ausgleich dieser extrem an. Biogasanlagen werden dann nicht mehr zur Wärmeversorgung, sondern hauptsächlich zum Residuallastausgleich installiert. Dies zeigt der Vergleich der beiden rechten Balken in **Abbildung 34** bei einem Zielanteil Erneuerbarer Energien von 80 %.

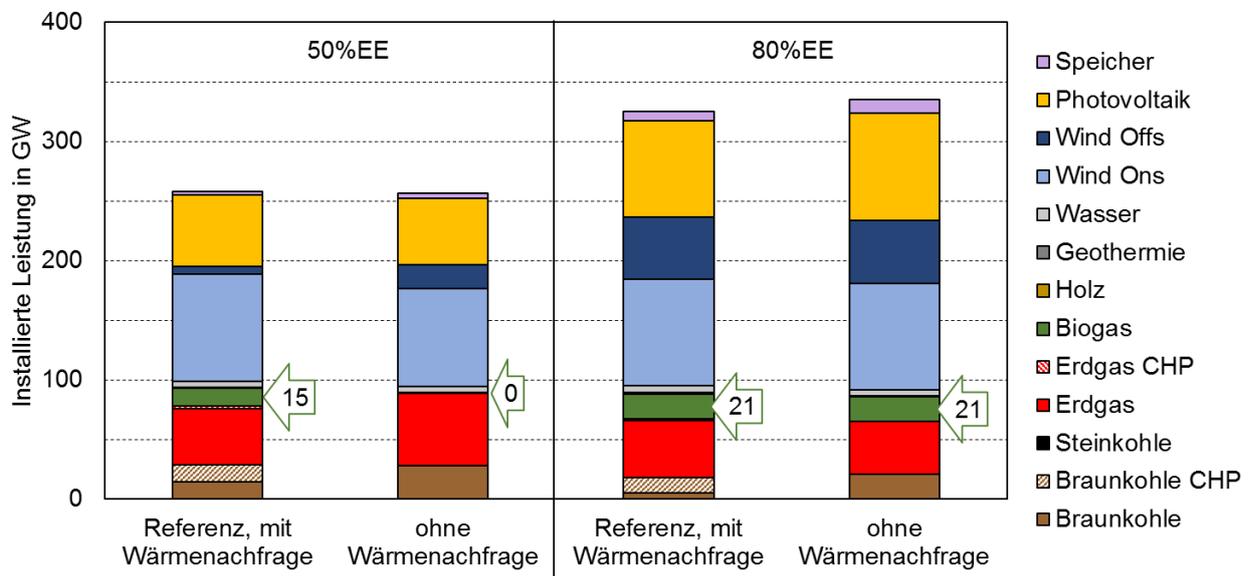


Abbildung 34: Installierte Leistung nach Energieträger - Referenz mit Strom- und Wärmenachfrage vs. ohne Wärmenachfrage bei 50 und 80 % Anteil Erneuerbarer Energien

5.6.4 Empfehlung/Bewertung

Eine reine Betrachtung der Stromerzeugung benachteiligt besonders Technologien mit einer gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion, wie z. B. Biogas-BHKW. Besonders bei niedrigen Anteilen Erneuerbarer Energien überwiegt der Einfluss der Wärmeversorgung gegenüber der Strom- bzw. Flexibilitätsbereitstellung fürs Stromsystem.

In Untersuchungen, die die nahe zeitliche Zukunft betreffen (<80 % EE-Anteil am Bruttostrom), sollte entweder der Wärmesektor teilweise mit abgebildet werden oder aber zumindest den entsprechenden Anlagen kostentechnische Boni mitgegeben werden. Diese sollten sowohl den Preis für die Wärmeversorgung, aber auch eine zeitliche und flexibilitätsgesteuerte Komponente beinhalten.

Geht der Untersuchungsrahmen in spätere Jahre mit höheren EE-Anteilen, so verliert dieser Effekt an Bedeutung. Spätestens ab 80 %-EE überwiegen die Aufgaben im Stromsektor. Dadurch rückt die Wärmedeckung in den Hintergrund und kann ggf. über PtH und Wärmespeicher sogar eine Art Flexibilität für den Stromsektor darstellen. Die Eigenschaft der gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung kann dann für Biogasanlagen auf eine reine Stromerzeugung reduziert werden.

Empfehlungen:

1. Für Untersuchungen mit EE-Anteilen unter 80 % sollte entweder der Wärmesektor teilweise mit abgebildet oder aber zumindest den KWK-Anlagen kostentechnische Boni mitgegeben werden. Diese sollten sowohl den Preis für die Wärmeversorgung, aber auch eine zeitliche und flexibilitätsgesteuerte Komponente beinhalten.
2. Für Untersuchungen mit EE-Anteilen über 80 % kann die Eigenschaft der gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung für Biogasanlagen auf eine reine Stromerzeugung reduziert werden.

5.7 Wechselwirkung der betriebs- und kapitalgebundenen Parameter

5.7.1 Exkurs: Umgang mit Kostensteigerung oder -degression und Inflation

Als Inflation wird die Erhöhung des Preisniveaus von Gütern und Dienstleistungen, verbunden mit einer Minderung der Kaufkraft, bezeichnet. Inflationsbereinigte (d. h. abzüglich der Inflation) Zahlungsflüsse werden auch als real bezeichnet. Dagegen versteht man unter nominalen Zahlungsflüssen, Geldströme bei denen die Inflation inbegriffen ist (Konstantin 2017). Übliche Annahmen zur Inflationsrate liegen bei 2 % p.a. (Kost et al. 2018), da dies dem angestrebten Wert der meisten Volkswirtschaften und Zentralbanken entspricht (Konstantin 2017).

Für die Berechnung der Stromgestehungskosten ist es entscheidend, dass alle auftretenden Zahlungsströme entweder nominal oder real angesetzt werden. Eine Vermischung realer und nominaler Größen ist fehlerhaft und unzulässig (Kost et al. 2018). Um die Unsicherheit für längere Investitionszeiträume zu umgehen, werden Investitionsrechnungen im Energiebereich gewöhnlich inflationsbereinigt mit realen Zinssätzen und Preisänderungsraten durchgeführt (Konstantin 2017; Thrän und Pfeiffer 2013). Zur Bestimmung des realen Zinssatzes kann bei relativ niedrigen Inflationsraten (<5 % p.a.) vereinfacht die Inflationsrate vom nominalen Zinssatz arithmetisch subtrahiert werden (Konstantin 2017).

Bei Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen wird meist vereinfacht mit den Durchschnittspreisen des letzten Jahres als Ausgangspunkt gerechnet und eine jährliche Preisänderungsrate unterstellt (Thrän und Pfeiffer 2013). Die Preisentwicklung kann dabei positive (z. B. durch Rohstoffverknappung) und negative (z. B. durch Skalierungs- oder Lerneffekte) Richtungen einnehmen. Konstantin (2017) empfiehlt für Brennstoffpreise die Durchschnittspreise von mindestens der letzten 10 Jahre anzusetzen. Sind keine aktuellen bzw. nur unzureichende Daten vorhanden, so muss auf eine ältere Datenbasis ausgewichen werden. Preissteigerungsraten können zum Beispiel auf Basis des Statistische Bundesamt (Destatis) (2020) oder des Kölbel-Schulz-Index für Chemieanlagen verwendet werden (Thrän und Pfeiffer 2013). Es ist darauf zu achten, dass sich alle verwendeten Kostenparameter auf das gleiche Basisjahr beziehen. Muss auf Kostenparameter mit unterschiedlichen Bezugszeitpunkten zurückgegriffen werden, so können diese Daten anhand der Preissteigerungsraten auf das einheitliche Basisjahr prognostiziert werden. Konstantin (2017) empfiehlt lineare Preissteigerungsraten zu verwenden und auf die Unterscheidung zwischen nominalen und realen Werten zu achten.

Die Berücksichtigung von Preissteigerungen für betriebs- und kapitalgebundener Parameter ist besonders bei der Inanspruchnahme einer EEG-Vergütung zwingend notwendig, da die Vergütung von elektrischer Energie über 20 Jahre fest ist, während das Risiko steigender oder fallender Brennstoffpreise über diesen Zeitraum besteht. Jedoch können im Wärme- und Kraftstoffmarkt z. B. Rohstoffteuerungen teilweise auf den Verbraucher umgelegt werden. Besser eignen sich in diesem Zusammenhang daher Sensitivitätsbetrachtungen unter der Einbeziehung erheblich höherer und niedrigerer Preise für betriebs- und kapitalgebundener Parameter (wie z. B. Brennstoffpreise), um mögliche Risiken zu analysieren (Thrän und Pfeiffer 2013; Konstantin 2017).

Im Projekt OptiSys wird keine Preisänderungsrate berücksichtigt, da unterstellt wird, dass sich die gegenläufigen Effekte von Kostensenkung und Inflation aufheben. Stattdessen werden Sensitivitätsbetrachtungen durchgeführt. Folgende Gründe wurden für diese Annahme aus der Literatur entnommen, sowie mit den Expert*innen in den OptiSys-Workshops erarbeitet (Protokolle siehe Anhänge in Eltrop et al. (2020)):

- bessere Vergleichbarkeit der Einsatzbereiche von Biomasse im Wärme-, Strom-, und Verkehrssektor, da im Wärme- und Kraftstoffmarkt Rohstoffteuerungen z. T. auf Verbraucher umgelegt werden können (Thrän und Pfeiffer 2013)
- für die Substratkosten werden keine Kostensteigerungen in der Zukunft erwartet (Scheftelowitz et al. 2016)
- Preisprognosen für Rohstoffe sind nicht vertrauenswürdig (Konstantin 2017)
- für Biogasanlagen wird in den nächsten Jahren nur mit geringen Kostensenkungen gerechnet (Kost et al. 2018)
- zukünftige Marktentwicklungen hängen von externen Parametern ab (z. B. Biomasse vermehrt als Biokraftstoff), daher schwer abschätzbar
- nur falls technologiespezifische Kosten stark oder alleinig von anderen Technologien abweichen, Preissteigerungsraten berücksichtigen; Sonst steigen nur die absoluten Werte
- Inflation und Kostensteigerung ungefähr gleich hoch, hebt sich daher durch Inflationsbereinigung auf

Empfehlungen:

1. Für die Berechnung der Stromgestehungskosten alle Zinssätze und Zahlungsströme entweder nominal oder real ansetzen, eine Vermischung ist unzulässig (Kost et al. 2018). Konstantin (2017) empfiehlt die Berechnungen im Energiebereich auf realer Basis (inflationsbereinigt) durchzuführen.
2. Für alle verwendeten Kostenparameter das gleiche Bezugsjahr heranziehen, gegebenenfalls abweichende Parameter anhand der Preisänderungsdaten auf das einheitliche Basisjahr prognostizieren (Thrän und Pfeiffer 2013).
3. Als Basis für Brennstoffpreise die Durchschnittspreise von mindestens der letzten 10 Jahre.
4. Lineare Preissteigerungsdaten, d.h. jährlich konstante Raten, für zukünftige Preisprognosen verwenden (Konstantin 2017).
5. Wird bei der Gestehungskostenrechnung auf jährliche Preisänderungsdaten verzichtet, so sollten stattdessen Sensitivitätsanalysen für abweichende Preisentwicklungen durchgeführt werden (Thrän und Pfeiffer 2013; Konstantin 2017). Bei den Sensitivitätsanalysen sowohl deutlich höhere als auch deutlich niedrigere Preise für Rohstoffe, betriebs- und kapitalgebundener Parameter berücksichtigen (Thrän und Pfeiffer 2013; Konstantin 2017).

5.7.2 Hintergrund

In Kapitel 5.4.3 wurde gezeigt, dass die Substratkosten den größten Einfluss unter den ökonomischen Parametern auf die Rohbiogaskosten haben und diese wiederum den größten ökonomischen Einflussfaktor auf die Stromgestehungskosten darstellen (vgl. Kapitel 5.5.3). Die Investitionsausgaben stehen dabei in beiden Analysen an zweiter Stelle und haben somit auch einen ergebnisbestimmenden Einfluss. Externe Einflüsse wie ein verstärkter Konkurrenzkampf zwischen den Sektoren um die begrenzte Ressource Biomasse können die zukünftige Marktentwicklungen des Biomassepreises beeinflussen und zu einem deutlichen Preisanstieg führen. Die externen Effekte beeinflussen somit die betriebsgebundenen ökonomischen Parameter der Biogasanlagen. Interne (branchenspezifische) Entwicklungen in der Biogasbranche, wie beispielsweise eine Effizienzsteigerung in der BHKW-Herstellung, können dagegen zu deutlich geringeren Investitionsausgaben führen und beeinflussen somit die kapitalgebundenen Kosten der Anlagen.

5.7.3 Modelltechnische Adaption

Um mögliche Unsicherheiten bei der Preisentwicklung der Rohstoff- und Investitionskosten zu analysieren, werden nachfolgend, wie in Thrän und Pfeiffer (2013) und Konstantin (2017) empfohlen, Sensitivitätsbetrachtungen mit deutlich höheren und niedrigeren Preisen durchgeführt. Eine Aufnahme der Analyse ins Modell erfolgt lediglich über die Variation der Inputparameter. Es sind keine strukturellen Änderungen im Modell erforderlich.

5.7.4 Wirkung

In der Sensitivitätsanalyse wurden die Kapitalkosten für Biogasspeicher und BHKW getrennt um +/- 50 % der Referenz variiert, genauso wie die Preise des Rohbiogases. Die Wirkung der veränderten ökonomischen Parameter ist auf der y-Achse relativ in Bezug zum Absolutwert der Referenz angegeben. Als Vergleichsgröße gilt in **Abbildung 35** der Anteil von Biogas an der gesamten installierten Leistung in Deutschland und in **Abbildung 36** die Gesamtsystemkosten. Die Referenzwerte wurden jeweils für die in Abschnitt 12.2.4 getroffenen Annahmen berechnet.

Auffällig ist, dass die Kapitalkosten des BHKW die größten Änderungen am Anteil der installierten Leistung hervorrufen (siehe **Abbildung 35**). Die BHKW-Kosten beeinflussen den Grad der Flexibilisierung und damit auch den Anteil der installierten Leistung von Biogas am gesamten Anlagenpark. Dies wird daraus ersichtlich, dass durchgehend das ganze Rohbiogaspotential genutzt wird, aber nicht durchgehend in der gleichen installierten Leistung resultiert. Diese Differenz kann nur durch eine Veränderung des Flexibilisierungsgrades kommen, hervorgerufen durch den einzigen veränderten Parameter. Gleichzeitig zeigen die Kapitalkosten des BHKW hingegen wenig Einfluss an den gesamten Systemkosten (siehe **Abbildung 36**).

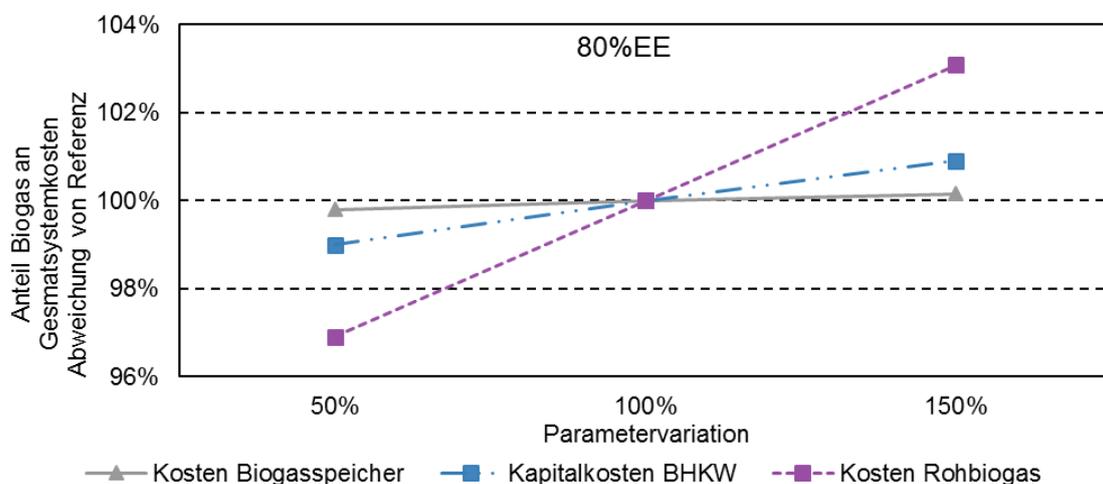


Abbildung 35: Sensitivitätsanalyse zum Einfluss der ökonomischen Parameter auf den Anteil von Biogas an der gesamten installierten Erzeugungsleistung in Deutschland

Die Rohbiogaskosten beeinflussen maßgeblich die Gesamtsystemkosten (siehe **Abbildung 36**), auch wenn sie auf die Rolle der Biogasanlagen im System keinen Einfluss haben (siehe **Abbildung 35**).

Die Preise der Biogasspeicher zeigen in beiden Analysen lediglich einen geringen Einfluss.

Die Untersuchung zeigt, dass sowohl externe als auch interne ökonomische Einflüsse eine relevante Wirkung auf die Rolle der Biogasanlagen im Strom-Wärmesektor haben. Die Rohbiogaskosten repräsentieren dabei den externen ökonomischen Einfluss auf die Biogasbranche, während die Kapitalkosten für Biogasspeicher und BHKW die brancheninternen Einflussfaktoren darstellen.

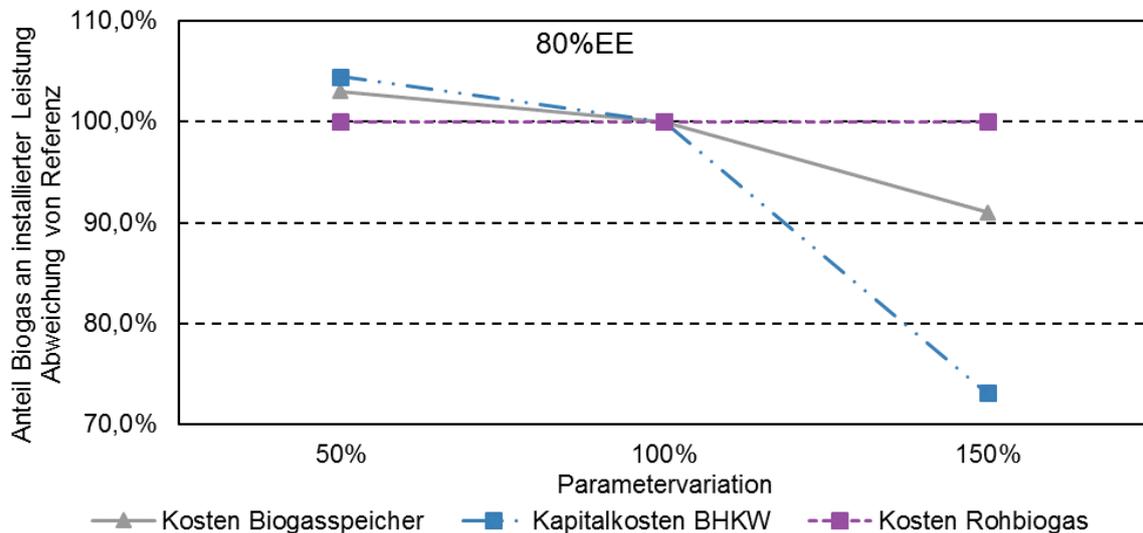


Abbildung 36: Sensitivitätsanalyse zum Einfluss der ökonomischen Parameter auf die Gesamtsystemkosten

5.7.5 Empfehlung/Bewertung

Aus systemischer Sicht sind sowohl die betriebsgebundenen (z. B. Rohbiogaspreise) als auch die kapitalgebundenen Parameter (z. B. Kapitalkosten für Biogasspeicher und BHKW) relevante Treiber für die Wertigkeit der Biogasanlagen im Gesamtsystem. Besonderen Einfluss zeigen die Rohbiogaskosten und die Kapitalkosten des BHKW. Beide Parameter sollten daher gut recherchiert und deren Entwicklung gut abgeschätzt werden. Geringeres Augenmerk kann auf die Preise der Biogasspeicher gelegt werden.

Empfehlungen:

1. Sowohl die betriebs- als auch die kapitalgebunden ökonomischen Parameter sollten besonders intensiv recherchiert und deren Preisentwicklung gut abgeschätzt werden, da sie eine hohe Sensitivität auf die Rolle der Biogasanlagen ausüben (siehe auch Kapitel 5.5.3).
2. Besonderen Augenmerk sollte auf die Rohbiogaskosten und die Kapitalkosten des BHKW gelegt werden. Die genaue Abschätzung der Preise für Biogasspeicher ist weniger relevant.
3. Um entsprechend der Zielstellung möglichst realitätsnahe Werte zu garantieren, empfiehlt sich die Einbindung von Stakeholdern zur Validierung dieser Annahmen (mögliche Konzepte und Empfehlungen zur partizipativen Modellierung in Kapitel 8).

5.8 THG-Emissionen von Biogasanlagen

5.8.1 Hintergrund

Bei der Betrachtung direkter Emissionen von Biogasanlagen wird davon ausgegangen, dass jedes Kohlenstoffatom, das durch den Konversionsprozess in die Atmosphäre gelassen wird, vorher von Pflanzen gebunden wurde. Somit wird die energetische Verwertung von Biomasse als treibhausgasneutral angesehen.

Der Einsatz von Dünger und der Energieaufwand zur Ernte und Transport des Biomasserohstoffs sowie Hilfsenergie für den Anlagenbetrieb sorgt jedoch dafür, dass Strom und Wärme aus BGAs keinesfalls THG-neutral ist. Die sogenannten indirekten Emissionen, berücksichtigen alle Emissionen zur Produktion, Aufbereitung und Transport der Biomasse (Thrän und Pfeiffer 2013). Für nachwachsende Energiepflanzen werden hierbei Emissionen und Aufwendungen für die Produktion und Nutzung von Düngemitteln, Saatgut, Diesel und Pflanzenschutzmittel zum Biomassenanbau berücksichtigt. Für die Bewertung von Reststoffen wie Gülle wird diese Vorkette nicht berücksichtigt (Thrän und Pfeiffer 2013). Die Nutzung von Gülle bringt jedoch die Möglichkeit zur Reduktion von Treibhausgasemissionen, da die Gülle nicht auf Felder ausgebracht wird, wo sie Methan freisetzt. Diese vermiedenen, negativen Emissionen können der jeweiligen BGA gutgeschrieben werden. Sowohl für die Nutzung von NawaRo als auch von Gülle als Rohstoff, werden mit den indirekten Emissionen zusätzlich die Emissionen und Aufwendungen fürs Ernten/Einsammeln, den Transport zur Anlage und die Aufbereitung, wie z. B. Trocknen, Häckseln oder Pelletieren, in die Bilanzierung mit einbezogen (Thrän und Pfeiffer 2013).

5.8.2 Modelltechnische Adaption

Energieträger konventioneller Anlagen sind im verwendeten Modell mit spezifischen Emissionen hinterlegt. Was heißt, je verwendeter Energieeinheit des konventionellen Rohstoffs wird eine bestimmte Menge an CO₂ bzw. CO_{2aq} in die Atmosphäre entlassen. Im Modell wird daher für jede genutzte Energieeinheit eines Rohstoffs die adäquate CO₂-Menge berechnet. Diese fließt in die Bilanzierung der Treibhausgasemissionen für das Gesamtsystem ein. Durch eine absolute THG-Begrenzung innerhalb der Optimierung wird dafür gesorgt, dass klimapolitisch vorgegebene THG-Grenzen nicht überschritten werden.

Biogasanlagen gehen in Systemmodellen häufig zur Vereinfachung mit 0 g_{CO2} je GJ Rohbiogas, also treibhausgasneutral, in die Berechnung ein. So auch in unserer Referenz. In der Variation werden die spezifischen Treibhausgasemissionen für durchschnittliche Anlagenkonfigurationen je BGA-Cluster berücksichtigt. Die spezifischen Werte je Cluster beinhalten THG-Emissionen für die Ernte, Transport und Hilfsenergie für den Anlagenbetrieb und können der **Tabelle 10** entnommen werden. Zugrunde gelegt ist dabei die umfragegestützte Annahme, dass kleinere Anlagen verstärkt Gülle als Substrat einsetzen und mit zunehmender Anlagenleistung der Anteil an NawaRo steigt (siehe auch **Abbildung 63** in Kapitel 12.2.3).

Insgesamt handelt es sich lediglich um eine Parametervariation (von keinen Emissionen zu spez. THG-Emissionen für BGA laut **Tabelle 10**), da keine modelltechnischen Änderungen notwendig sind.

Tabelle 10: Spezifische Treibhausgasemissionen durchschnittlicher Biogasanlagen Deutschlands (je Leistungsklasse) nach (Güsewell et al. 2019)

Größe der BGA	spezifische THG-Emissionen
kW (Bemessungsleistung)	g _{CO2} je GJ Rohbiogas
75	2,18
250	16,85
500	19,71
750	21,10
1.000	24,09

5.8.3 Wirkung

Bei einer fixierten Clusterung wurde durch die Berücksichtigung der THG-Emissionen von BGA insgesamt weniger BGA-Leistung installiert (siehe **Abbildung 37**, zweiter Balken von links). Durch die THG-Emissionen werden die Biogasanlagen weniger interessant für den Solver. Gleichzeitig ändert sich die Verteilungen zwischen den Flexibilitätsstufen hin zu höheren Flexfaktoren (siehe **Abbildung 38**, zweiter Balken von links). Bei gleichen THG-Emissionen je Cluster, gewinnt die Bedeutung der höheren Flexibilität fürs Energiesystem.

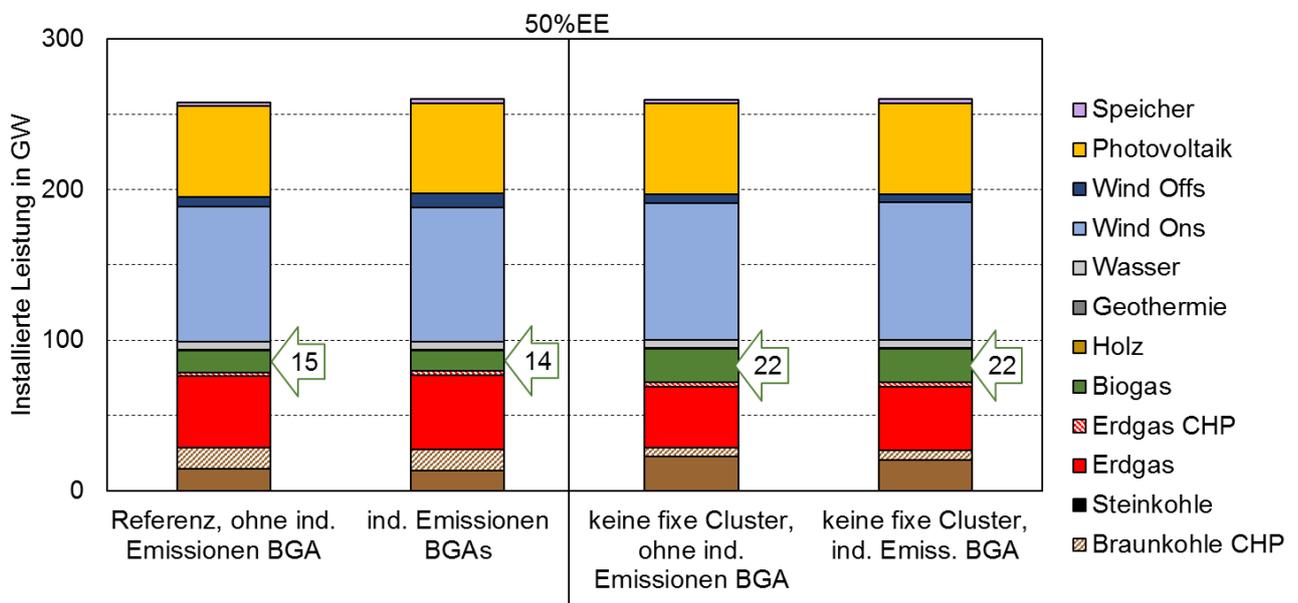


Abbildung 37: Installierte Leistung nach Energieträger - Referenz vs. Berücksichtigung von indirekten Emissionen durch Biogasanlagen

Bei einer freien Optimierung (ohne fixiertes Clusterverhältnis, vgl. Kapitel 5.3.3) dagegen verschieben sich lediglich die Anteile zwischen den Clustern (siehe **Abbildung 38**, ganz rechts). Ohne sie durch Vorgaben ins System zu zwingen, bieten Kleinanlagen mit höheren Gülleanteilen nun eine tatsächliche Alternative und Vorteile, die auch durch höhere spezifische Kosten nicht vollständig negiert werden.

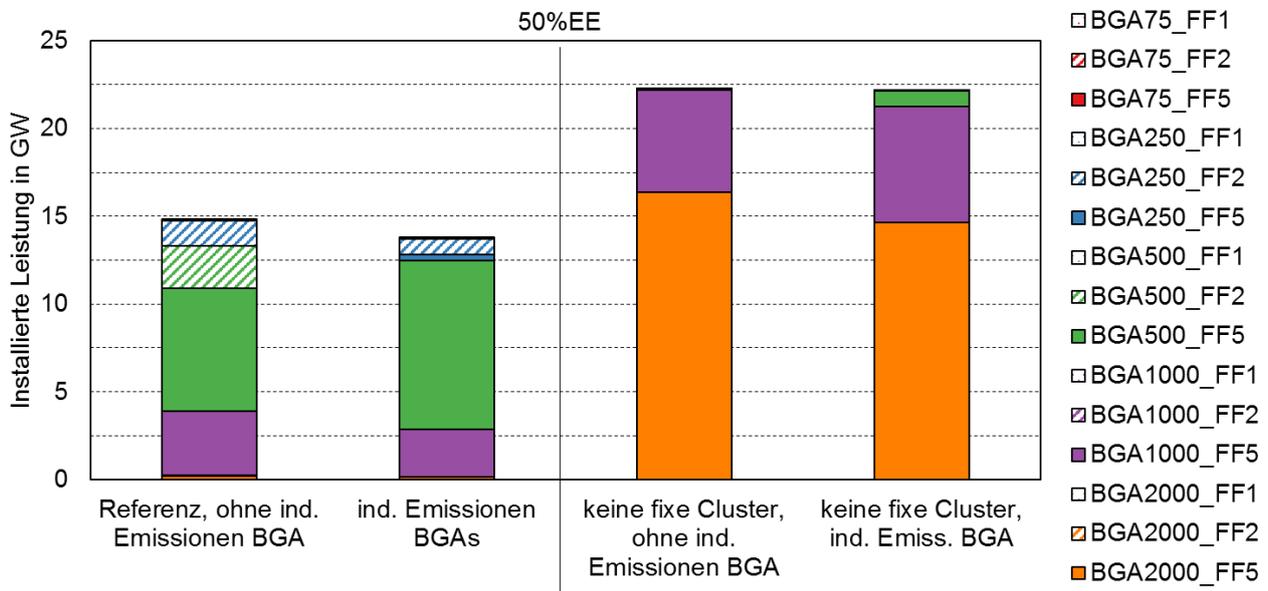


Abbildung 38: Aufteilung der installierten Biogasleistung nach Cluster - Referenz vs. Berücksichtigung von indirekten Emissionen durch Biogasanlagen

5.8.4 Empfehlung/Bewertung

Generell ist es für alle Systemmodelle sinnvoll, die Vorketten von z. B. Förderung und Transport des Rohstoffs bis hin zur Strom- oder Wärmeerzeugung zu berücksichtigen, um die in Summe klimafreundlicheren Technologien nicht zu benachteiligen. Besonders Erdgas schneidet bei Betrachtung der indirekten Emissionen schlecht ab und würden bei einer solchen Untersuchung weniger stark genutzt werden. Die wegfallende Flexibilität müsste durch Speicher oder Biogasanlagen gedeckt werden, was diese wertvoller für das System macht.

Für Biogasanlagen spielte die Berücksichtigung von THG-Emissionen nur eine untergeordnete Rolle. Zwar veränderten sich etwas die Verteilungen zwischen den Clustern bzw. Flexibilitätsstufen, der Einfluss auf das Gesamtsystem ist jedoch gering.

Bei einer fixierten Clusterung würden höher flexibilisierte Biogasanlagen bevorzugt vom Modell gebaut, da die Eigenschaft der höheren Flexibilität mit der Berücksichtigung von THG-Emissionen an Bedeutung gewinnt.

Bei einer freien Optimierung (ohne fixiertes Clusterverhältnis, vgl. Kapitel 5.3.3) würden besonders Kleinanlagen von einer solchen Perspektiverweiterungen in Modellen bevorteilt, da sie durch den Einsatz von hohen Gülleanteilen mehr von dessen THG-Einsparungspotenzial profitieren als größere NawaRo-Anlagen.

Für steigende THG-Reduktionsziele bleiben Biogasanlagen also eine gute Option, um fossile Energieträger zu ersetzen. Dabei muss abgewogen werden, ob mit Güllevergärungsanlagen teilweise sogar negative spezifische Emissionen erreicht werden sollen, oder aber mit größeren NawaRo-BGAs auch größere Mengen an fossilen Energieträgern substituiert werden sollen.

Empfehlungen:

1. Die Berücksichtigung von indirekten THG-Emissionen (d. h. Emissionen zur Produktion, Aufbereitung und Transport der Biomasse) spielt für Biogasanlagen nur eine untergeordnete Rolle und kann in Energiesystemanalysen vernachlässigt werden.
2. Für bestimmte Fragestellungen kann die Berücksichtigung der THG-Emissionen dennoch von Bedeutung sein und muss individuell abgewogen werden.

6 ABBILDUNG VON BIOGASANLAGEN IM HINBLICK AUF MODELLTECHNISCHE RAHMENBEDINGUNGEN

6.1 Politische Rahmenbedingungen

6.1.1 Hintergrund

Die deutsche Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, seine nationalen Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 %, bis 2030 um 55 % und bis 2050 um 80 bis 95 % gegenüber dem Niveau von 1990 zu reduzieren. Deutschland orientiert sich damit am Ziel des Pariser Abkommens, bis zum Jahr 2050 weitgehend treibhausgasneutral zu werden um die Erderwärmung auf deutlich unter zwei Grad Celsius und möglichst auf 1,5 Grad Celsius zu begrenzen.

Mit dem Klimaschutzplan 2050 konkretisiert die Bundesregierung auch das Klimaziel für 2030 im Sektor der Energiewirtschaft. Durch den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien und dem schrittweisen Rückgang der fossilen Energieversorgung sollen die Emissionen des Sektors bis 2030 um 61 bis 62 % gegenüber 1990 reduziert werden.

Zusätzlich zum Klimaschutzplan fördert die Bundesregierung den Ausbau des Anteils des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Darin ist das Ziel verankert den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2025 auf 40 bis 45 %, bis 2035 auf 55 bis 60 % und bis 2050 auf mindestens 80 % zu erhöhen. Da der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bereits 2017 36 % betrug, wurde mit dem Koalitionsvertrag der Großen-Koalition am 12.03.2018 der Zielanteil für 2030 auf 65 % angehoben.

Tabelle 11 zeigt die parallellaufenden Klimaschutzziele der Bundesregierung – Minderung der nationalen Treibhausgasemissionen und Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch.

Tabelle 11: nationale Klimaschutzziele Deutschland (THG-Minderungsziele und Zielanteil EE am Bruttostromverbrauch) für die verschiedenen Zieljahre sowie der Status Quo für 2019

Zieljahr	THG-Minderungsziel ggü. 1990	Zielanteil EE am Bruttostromverbrauch
Status quo 2019	-35,7 % ¹	ca. 43 %
2020	-40 % ²	
2025		40–45 % ³
2030	-55 % ²	65 % ⁴
2035		55–60 % ³
2050	-80–95 % ²	80 % ³

¹ Umweltbundesamt und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit 16.03.2020.

² Klimaschutzplan 2050, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit 2016.

³ EEG 2017, vom 20.11.2019.

⁴ Koalitionsvertrag, CDU, CSU, SPD 2018.

6.1.2 Modelltechnische Adaption

Im Modell werden die Zielanteile EE und THG-Reduktion als notwendige Randbedingungen vorgegeben. Die Werte dieser Vorgaben repräsentieren die zu untersuchenden Zieljahre. Dazu werden die Werte aus **Tabelle 11** (es werden die Werte aus EEG 2017 und Klimaschutzplan 2050 verwendet) interpoliert um für jeden EE-Anteil ein korrespondierendes THG-Minderungsziel zu erhalten. Die beiden politischen Rahmenbedingungen gelten als gleichwertige Restriktionen und müssen beide eingehalten werden.

6.1.3 Wirkung

Einfluss der Art der politischen Rahmenbedingung

In den nachfolgenden Abbildungen wird der Referenzfall, mit Berücksichtigung beider politischer Ziele - EE-Anteil und THG-Emissionsreduktion - einer Rechnung gegenübergestellt, bei der ausschließlich die THG-Grenze vorgegeben wird.

Lässt man den Zielanteil Erneuerbarer als zu erfüllende Gleichung weg, stellt sich heraus, dass deutlich weniger Kapazität zugebaut wird (siehe **Abbildung 39**). Im Detail lässt sich erkennen, dass nur fEE-Kapazitäten wegfallen und ein größerer Anteil der Stromversorgung durch Konventionelle gedeckt wird. Der Anteil an Erneuerbaren ist also das striktere und damit die ausschlaggebende Restriktion. Die THG-Ziele werden auch schon bei geringerem EE-Anteil erreicht und somit spielt die Emissionsreduktion keine restriktive Rolle bei Einhaltung der politischen Rahmenbedingung des Zieljahres.

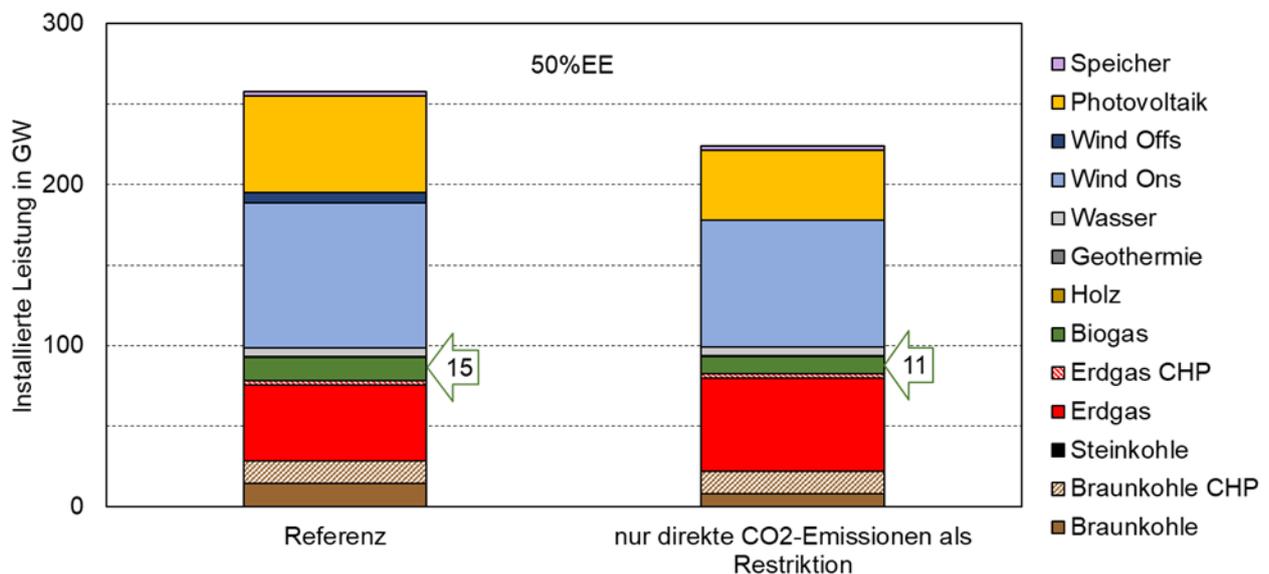


Abbildung 39: Installierte Leistung nach Energieträger - Referenz mit Vorgabe beider politischer Ziele vs. nur Vorgabe der THG-Grenze

Da weniger fEE gebaut werden, ist bei der alleinigen Vorgabe des THG-Minderungsziels der Bedarf an Flexibilität geringer und der BGA-Betrieb verschiebt sich in Richtung geringerer Flexibilisierung (siehe **Abbildung 40**).

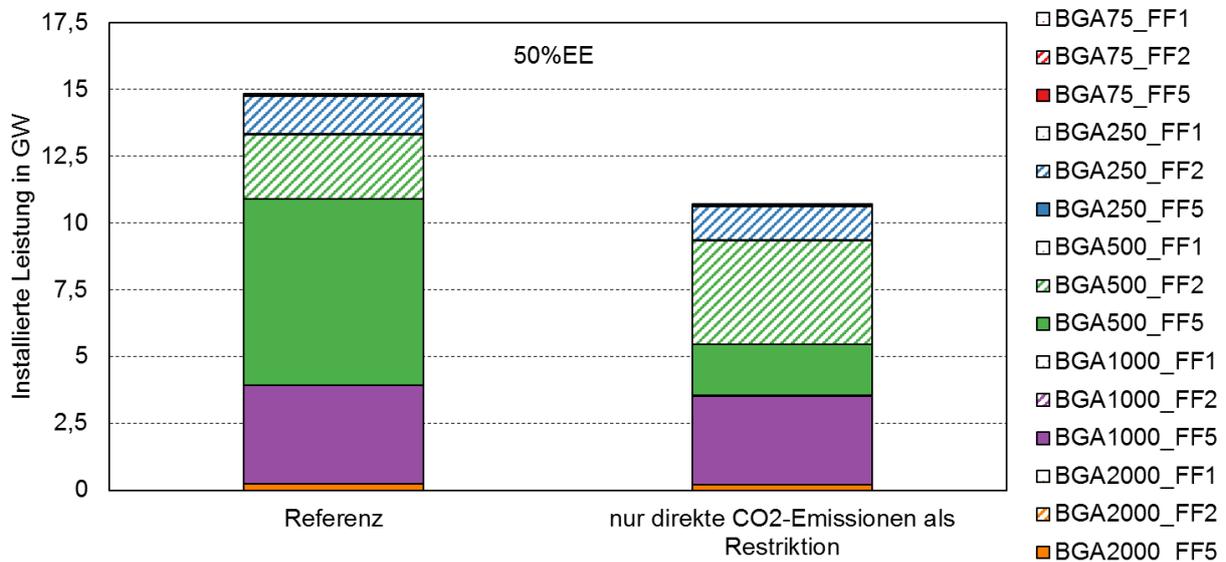


Abbildung 40: Aufteilung der installierten Biogasleistung - Referenz mit Vorgabe beider politischer Ziele vs. nur Vorgabe der THG-Grenze

Einfluss des Zieljahres

In den nachfolgenden Abbildungen wird das vorgegebene Zieljahr auf der x-Achse über den EE-Anteil ausgedrückt. Es handelt sich dennoch jeweils um den Referenzfall bei dem beide politischen Ziele - EE-Anteil und THG-Emissionsreduktion - berücksichtigt werden. Es erfolgt lediglich eine Variation der Zielwerte, entsprechend der Zieljahre.

Das politische Zieljahr hat einen großen Einfluss auf die Rolle der BGAs - aber auch auf die anderen Technologien. Wie in **Abbildung 41** beobachtet werden kann, führen ambitioniertere Ziele an THG-Emissionsreduktion und Zielanteil Erneuerbarer dazu, dass die installierte Kapazität der Fluktuierenden extrem ansteigt. Insgesamt kann bei gleicher Stromnachfrage von 550 TWh pro Jahr von einer nahezu verdoppelten innerdeutschen elektrischen Leistung ausgegangen werden.

Für die Biogasanlagen heißt das nicht nur, dass sie Teile des benötigten EE-Stroms bereitstellen können, sondern auch, dass sie die stark fluktuierende Einspeisung durch eine starke Überbauung zeitlich ausgleichen können. Wird im 50 und 65%-Szenario noch nicht die maximal mögliche Flexibilisierung der BGAs gewählt, zählt spätestens ab dem 80 %-EE-Ziel das Maximum an verschiebbarer Einspeisung (siehe **Abbildung 42**).

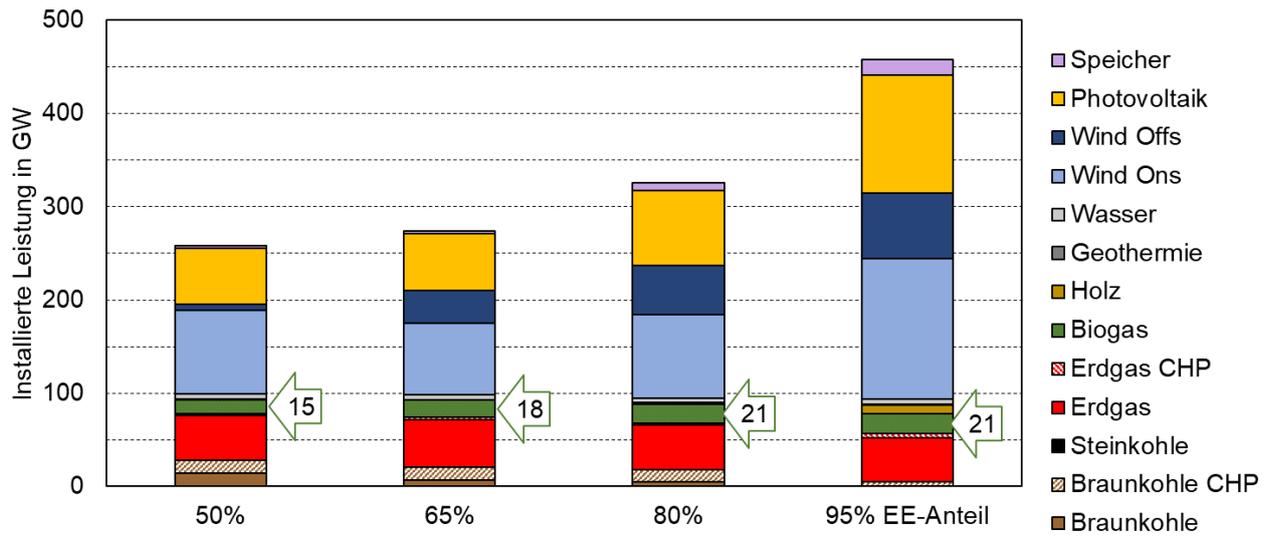


Abbildung 41: Installierte Leistung nach Energieträger - Referenz für verschiedene Zieljahre, entspricht verschiedenen Vorgaben zu EE-Anteil und THG-Emissionsreduktion

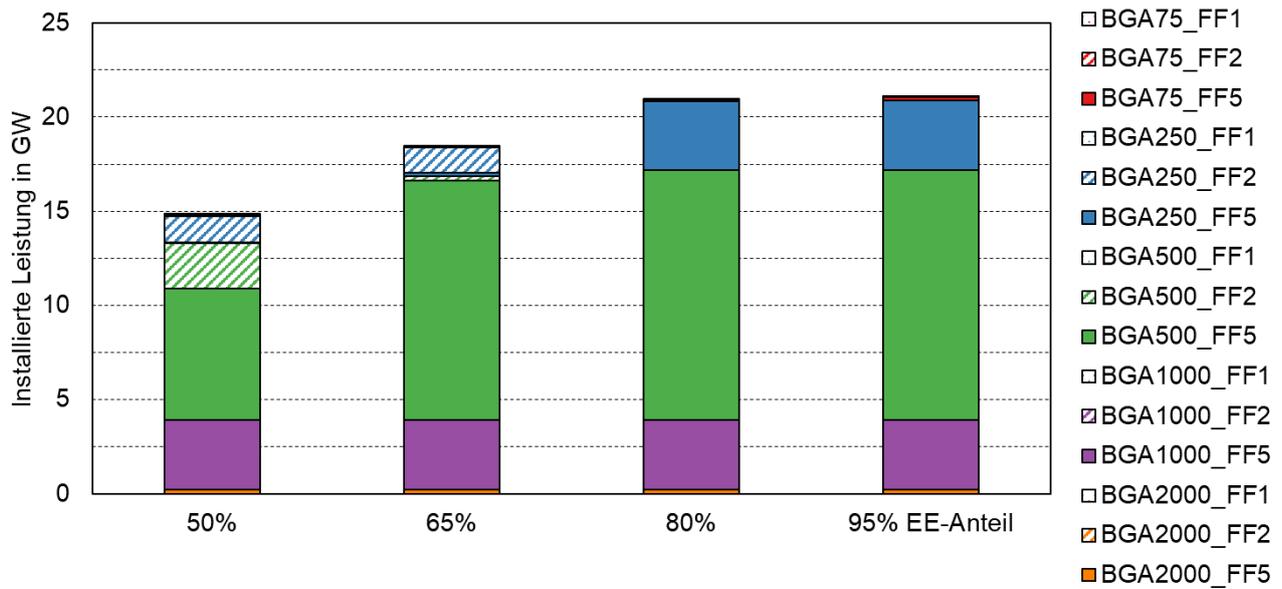


Abbildung 42: Aufteilung der installierten Biogasleistung - Referenz für verschiedene Zieljahre, entspricht verschiedenen Vorgaben zu EE-Anteil und THG-Emissionsreduktion

6.1.4 Empfehlung/Bewertung

Eine klare Empfehlung, wie mit politischen Rahmenbedingungen umzugehen ist, kann an dieser Stelle nicht gegeben werden. Da die politischen Rahmenbedingungen einen großen Einfluss auf die Rolle der BGAs haben, muss sich im Vorfeld jeder Rechnung klargemacht werden, was das Ziel der Analyse ist und für welchen Zeitbereich es Gültigkeit besitzt. Dazu müssen aktuelle politische Vorgaben beachtet werden. Jedoch ist Wissenschaft in gleichem Maße Takt- und Ideengeber für die Politik, wodurch aktuelle politische Ziele stetig hinterfragt und auf Eignung überprüft werden müssen. Die Analyse hat gezeigt, dass der Anteil an Erneuerbaren das strikere und damit die ausschlaggebende Restriktion gegenüber der Vorgabe der THG-Grenze ist. Aus diesem Grund ist die Entscheidung über den vorgegebenen Wert des Zielanteils EE entsprechend der Fragestellung fundiert zu treffen. Die Vorgabe des korrespondierenden THG-Reduktionsziels ist optional. Eine exakte Bestimmung mittels Interpolation der politischen THG-Reduktionsziele für das entsprechende Zieljahr ist nicht notwendig, eine grobe Abschätzung ist ausreichend.

Empfehlung:

Die Festlegung des vorgegebenen Wertes für den Zielanteil EE als Rahmenbedingung für ein kostenoptimiertes Systemmodell ist entsprechend der Fragestellung fundiert zu treffen, da dies die ergebnisbestimmende Restriktion darstellt und sein Wert einen großen Einfluss auf die Rolle der Biogasanlagen im Strom- und Wärmesystem hat. Die Vorgabe des korrespondierenden THG-Reduktionsziels ist optional bzw. eine grobe Abschätzung ist ausreichend.

6.2 Konkurrierende Flexibilitätsoptionen

6.2.1 Hintergrund

Um die stark schwankende Residuallast bei einem zunehmenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien (Wind- und Solarenergie) in Deutschland abzudecken, bedarf es zunehmender Flexibilität aus steuerbaren Energieumwandlungseinheiten auf Erzeugungs- und Lastseite. Die Stromspeicher, als flexible Last, stehen dabei u. a. mit steuerbaren Technologien der Biomassenutzung in ökonomischer Konkurrenz zur Deckung der Flexibilitätsanforderung im Stromsystem. Die Technologien zur Stromspeicherung reichen von Pumpspeicherkraftwerken über Druckluftspeicher und Batteriespeicher zu Power-to-Gas-Technologien. Die Entwicklungen im Zuge der Energiewende führten vor allem bei Batteriespeichern zu einer steigenden Nachfrage als stationäre Großspeicher, PV-Heimspeicher oder zum Einsatz in Elektrofahrzeugen. Dies spiegelt sich auch in der rasant fallenden Preisentwicklung der Lithium-Ionen-Speichersysteme, als führende Batterietechnologie für Heim- und Großspeicher, in den letzten Jahren wieder (Figgener et al. 2020). So sanken die Lithium-Ionen-Speichersystempreise von 2013 bis 2018 um mehr als 50 % (Figgener et al. 2020).

6.2.2 Modelltechnische Adaption

Im Modell sind Stromspeicher in drei verschiedene Größenklassen unterteilt. Diese werden unterschieden nach dem Verhältnis von speicherbarer Strommenge und elektrischer Leistung. Langzeitspeicher werden durch ein großes Verhältnis von Strommenge zu Leistung abgebildet. Pumpspeicher sind klassische Anwendungsfälle, bei denen die gespeicherte Menge an Energie im Vergleich zur Leistung relativ groß ist. Das Gegenteil dazu sind Batteriespeicher, die zwar kurzzeitig eine hohe Leistung bereitstellen können, diese aber nicht über einen längeren Zeitraum abdecken können. Wichtig für die Abbildung im Modell sind nicht die exakten Technologien, die dahinterstehen, sondern die Abdeckung der Bandbreite an technischen Fähigkeiten/Möglichkeiten zur Speicherung von Strom. Kleinere Schwankungen, z. B. in Wirkungsgrad und Kosten, lassen die Ergebnisse in den meisten Untersuchungen nur geringfügig schwanken und können leicht mittels Sensitivitätsanalysen abgedeckt werden.

Jede der drei repräsentativen Größenklassen erhält in der Modellierung eine Variable, die den Füllstand des Speichers repräsentiert. Zu jedem Zeitschritt kann das Modell für jeden Speicher separat entscheiden, diesen Füllstand zu erhöhen (einspeichern), oder zu senken (ausspeichern). Da jeder Speichervorgang mit Verlusten verbunden ist, ist es ratsam, mindestens einen dieser Vorgänge mit einem Verlustfaktor je nach Größenklassen (in Anlehnung an eine entsprechende Technologie) zu belegen. So könnten bei einem fiktiven Wirkungsgrad von 95 % von 100 kWh_{el} Strombezug aus dem Netz 95 kWh_{el} zwischengespeichert werden. Der maximale Füllstand wird begrenzt über die installierte Leistung und oben beschriebenen Verhältnis zur speicherbaren Energiemenge. Je höher die installierte Leistung, umso höher jedoch auch die daraus resultierenden Kosten für das Gesamtsystem, die der Solver zu minimieren versucht.

6.2.3 Wirkung

Die nachfolgenden Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse zeigen auf der x-Achse die Variation der Kapitalkosten der Stromspeicher um +/- 50 % und repräsentieren die Annahme einer extremen Kostenentwicklung der Stromspeicher. Auf der y-Achse kann die Wirkung dieser Parametervariation auf den Anteil von Biogas an der gesamten installierten Leistung (blaue Kurve), auf den Anteil von Biogas an der Bruttostromerzeugung (orange Kurve) sowie auf die Gesamtsystemkosten (graue Kurve) abgelesen werden. Die y-Achse zeigt jeweils die prozentuale Abweichung des Ergebnisses vom Referenzergebnis. Als Referenzwerte gelten in dieser Analyse die Ergebnisse für die Kostenannahmen der Stromspeicher aus **Tabelle 16** in Kapitel 12.1.

Die **Abbildung 43** zeigt die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für die politischen Zielanteile von 50% Erneuerbare Energien am Bruttostrom. Die Analyse zeigt, dass hauptsächlich der Anteil der Biogasanlagen an der Bruttostromerzeugung variiert. Höhere Speicherkosten führen zu einem Anstieg des Biogasanteils am Bruttostrom um ca. 10 %. Da im Referenzszenario bereits das volle Biogaspotenzial ausgeschöpft wird, wird nicht mehr Biogas verstromt, sondern durch die hohen Speicherkosten werden weniger Speicher gebaut und es wird mehr Strom aus fEE durch Einspeisemanagement abgeregelt. Die volatile Energiebereitstellung aus Wind und PV sinkt und dadurch steigt der Anteil der Biogasverstromung an der gesamten Stromproduktion. Die Wirkung der Kostenreduktion fällt in **Abbildung 43** deutlich geringer aus als die Erhöhung. So sinkt der Anteil der Biogasverstromung am Bruttostrom lediglich um ca. 3 %.

Mit einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung in der Zukunft (z. B. Zieljahr 2050), zeigt die Kostenreduktion einen stärkeren Einfluss auf den Biogasanteil am Bruttostrom (ca. -11 %) als die Kostenreduktion (ca. +8 %) (siehe orangene Kurve in **Abbildung 44**). Dies ist der umgekehrte Effekt von **Abbildung 43**. Da das Biogaspotenzial bereits bei einem Zielanteil von 50 %-EE ausgeschöpft ist, muss zur Deckung der Zielanteile 80 %-EE ein vermehrter Zubau von fEE stattfinden. Dies wird durch günstige Speicherkosten besonders attraktiv, da somit die Abregelung durch Einspeisemanagement reduziert werden kann. Dies führt zu größeren Strommengen aus fEE und einem geringeren Anteil von Biogas an der Bruttostromerzeugung.

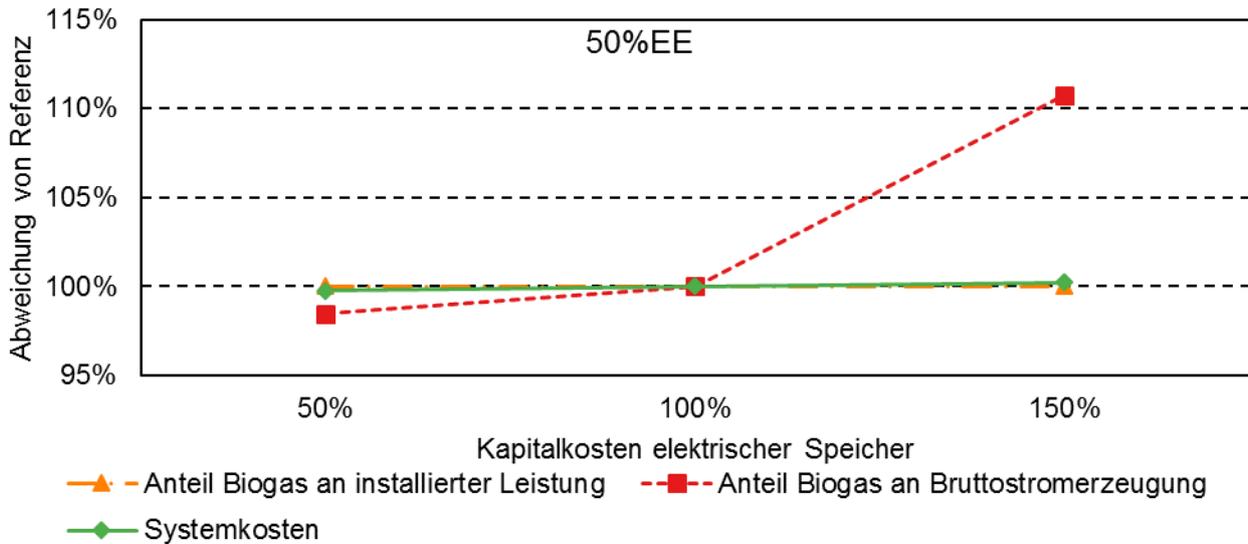


Abbildung 43: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse bei Variation der Kapitalkosten elektrischer Speicher bei 50 %-EE Zielanteil

Die Anteile von Biogas an der gesamten installierten Leistung und die Gesamtsystemkosten bleiben von der Kostenvariation der Stromspeicher nahezu unbeeinflusst. Die Änderungen betragen sowohl in **Abbildung 43** als auch in **Abbildung 44** unter +/- 1 %. Besonders der konstante Biogasanteil an der gesamten installierten Leistung zeigt, dass die Entwicklung der alternativen Flexibilitätsoption Stromspeicher keine sensitive Wechselwirkung auf den Einsatz von Biogasanlagen hat.

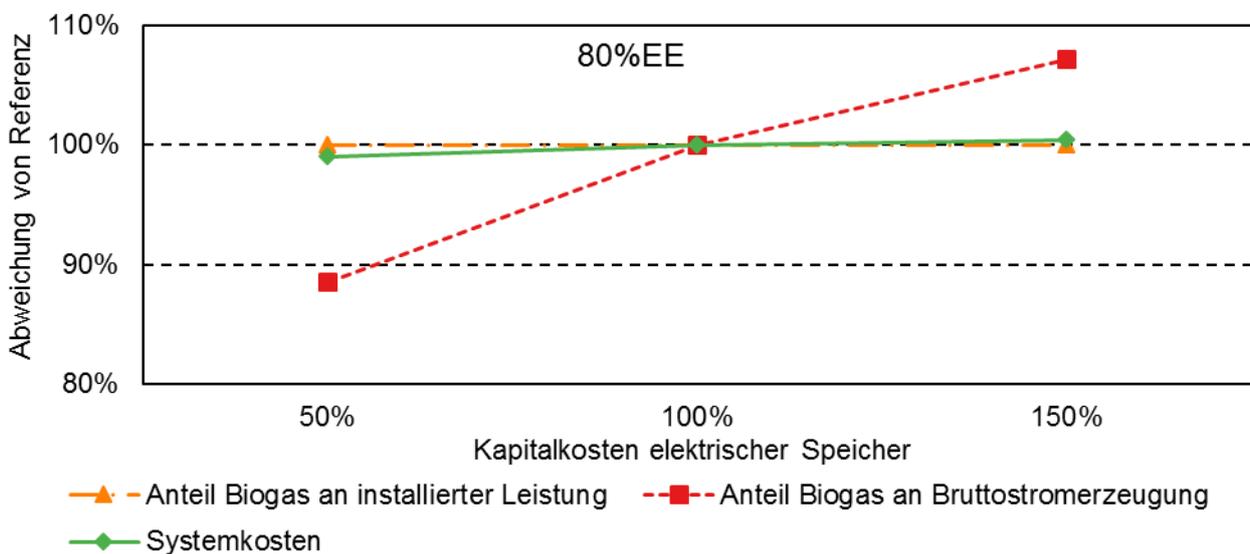


Abbildung 44: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse bei Variation der Kapitalkosten elektrischer Speicher bei 80 %-EE Zielanteil

6.2.4 Empfehlung/Bewertung

Eine Veränderung der Kapitalkosten von Stromspeichern um +50 % zur Referenz zeigt nur wenig Einfluss auf den Einsatz von Biogas zur Strom- und Wärmeerzeugung. D. h. auch durch eine extreme Kostenentwicklung der alternativen Flexibilitätsoption Stromspeicher, behält Biogas seinen

Wert im Strom-Wärme-System. Dennoch sollten bei zukünftigen Analysen die stetige Verbesserung und Vergünstigung der elektrischen Speicher nicht unbeachtet bleiben!

Eine starke Kostenreduktion der Stromspeicher begünstigt insbesondere die Einspeisung von fEE. Je stärker die Preise für Stromspeicher fallen, umso mehr zeitlich volatile Einspeisung kann durch die Speicher ausgeglichen werden. Die Bedeutung dieses Effektes steigt mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung in der Zukunft.

Empfehlung:

Die Kosten von Stromspeichern zeigen lediglich einen geringen Einfluss auf den Wert von Biogas im Strom-Wärme-System. Dennoch sollte bei zukünftigen Analysen die stetige Verbesserung und Kostenreduktion der elektrischen Speicher beachtet werden, da sie eine starke Wechselwirkung mit der Einspeisung von fEE hat.

6.3 Fluktuierende Erneuerbarer Energien

6.3.1 Hintergrund

Die eingespeiste Energiemenge von fluktuierenden erneuerbaren Energien wie PV- und Wind-Anlagen ist sowohl den jahreszeitlichen Wetterschwankungen als auch den täglich unterschiedlichen Wetterbedingungen unterworfen. So sorgte beispielsweise der extrem windreiche Februar 2020 für einen neuen deutlichen Rekord bei der erneuerbaren Stromerzeugung mit etwa 60 % (10 % über bisherigem Rekord vom März 2019) (AGEE-Stat 2020).

Die geringe Volllaststundenzahl der fluktuierenden EE-Anlagen Photovoltaik und Wind zeigt, dass die maximale installierte Leistung nur zu wenigen Stunden im Jahr eingespeist wird. Nach EnWG §11 sind die Netzbetreiber verpflichtet, das Netz nach wirtschaftlichem Maße für die diskriminierungsfreie Einspeisung auszubauen. Für die Wahrung des Einspeisevorrangs von Wind und PV-Anlagen bedeutet dies einen Netzausbau für nur wenige Stunden Spitzenlast im Jahr. Aus diesem Grund können Netzbetreiber eine Spitzenkappung für ihre Netzplanung zugrunde legen, nach der die jährliche Energiemenge aus Windenergie an Land oder Photovoltaik um bis zu 3 % reduziert werden darf (EnWG §11 (2)).

Bei einem Vergleich verschiedener erneuerbarer Energien mit einer reinen Gestehungskostenbetrachtung, bleiben diese externen Effekte für Wind und Photovoltaik aufgrund erhöhter Kosten für das Vorhalten gesicherter Leistung (Reservekapazitäten) und den Netzausbau (sog. Integrationskosten) unberücksichtigt. Daher empfiehlt Zeymer et al. (2013) die Mehrkosten für zusätzliche Reserveleistung und Netzausbau bei den Grenzkosten von Wind und Photovoltaik zu berücksichtigen.

6.3.2 Modelltechnische Adaption

Die Einspeisezeitreihen der fluktuierenden Erneuerbaren Energien wird über normierte stündliche Einspeisefaktoren generiert. Diese Faktoren werden anhand eines sogenannten Wetterjahres generiert. Die Wetterdaten der Referenz entstanden über eine Modellentwicklung zweier Abschlussarbeitern an der Universität Stuttgart. Aus diesen wurde anschließend ein generisches Wetterjahr adaptiert. Technologien mit geringerer Volatilität haben kleinere Einspeisefaktoren, da diese gleichmäßiger über das Jahr verteilt sind. Eine Technologie mit konstanter Einspeisung hätte durchgehend den Faktor $1 / 8760 = 0,000114$. Technologien mit großer Volatilität weisen hohe Peaks auf, jedoch auch entsprechende Minima. **Abbildung 45** zeigt die normierten Einspeisefaktoren für Photovoltaik, Wind Onshore und Wind Offshore zu jeder Stunde des Referenzwetterjahres. Eine Multiplikation der normierten stündlichen Einspeisefaktoren mit den Volllaststunden der entsprechenden Technologie ergibt die jeweilige Einspeisemenge je installiertem kW. Um einen Vergleich verschiedener Wetterjahre zu ermöglichen, bleibt die Summe der Volllaststunden unverändert, nur der zeitliche Verlauf der Einspeisefaktoren verändern sich.

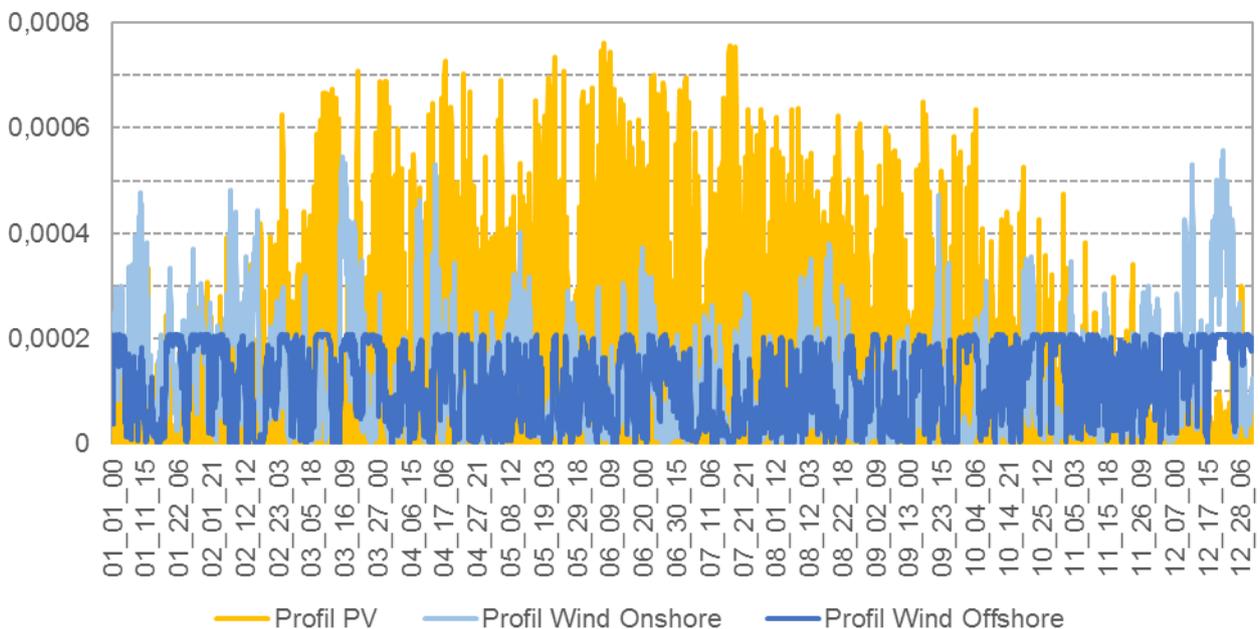


Abbildung 45: Normierte Einspeisezeitreihen fluktuierender Erneuerbarer Energien zur jeweiligen Stunde [MM_DD_HH] des generischen Wettermodells

Die Kosten der Systemintegration von fEE, die durch die volatile Einspeisung entstehen (z. B. Netzausbau) wurden entsprechend (Agora Energiewende 2015) ermittelt und auf die Technologien verteilt. Diese zusätzlichen entstehenden Kosten werden bei den Technologien Photovoltaik, Wind Onshore und Wind Offshore über eine Umrechnung je installierter Leistung als weitere ökonomischer Parameter ins Modell integriert. Die entsprechenden Daten und die Herangehensweise der Umrechnung sind **Tabelle 15** (in Kapitel 12.1) zu entnehmen.

6.3.3 Wirkung

Einfluss verschiedener Wetterjahre auf die Rolle der Biogasanlagen im Gesamtsystem

Im Projekt OptiSys wird ein generisches Wettermodell als Referenz zugrunde gelegt. Als Variation des Wetterjahres werden die realen Einspeisekurven der Jahre 2013 bis 2015 (jedoch nicht die realen Volllaststunden, da sonst die Vergleichbarkeit nicht mehr gegeben wäre) herangezogen. Dadurch soll die Auswirkung anderer Wettersituationen auf die Rolle der Biogasanlagen analysiert werden. Die Analyse wird für ein 80 %-EE-Szenario durchgeführt.

Sowohl aus **Abbildung 47** als auch aus **Abbildung 48** geht hervor, dass das volle Biogaspotenzial in allen untersuchten Szenarien voll ausgeschöpft wird. In allen Fällen ist die benötigte Flexibilität so hoch ist, dass jeweils die volle Leistung und Flexibilität abgerufen wird (vgl. **Abbildung 46**). Für die Rolle der Biogasanlagen zeigt die Wettersituation keine Auswirkungen.

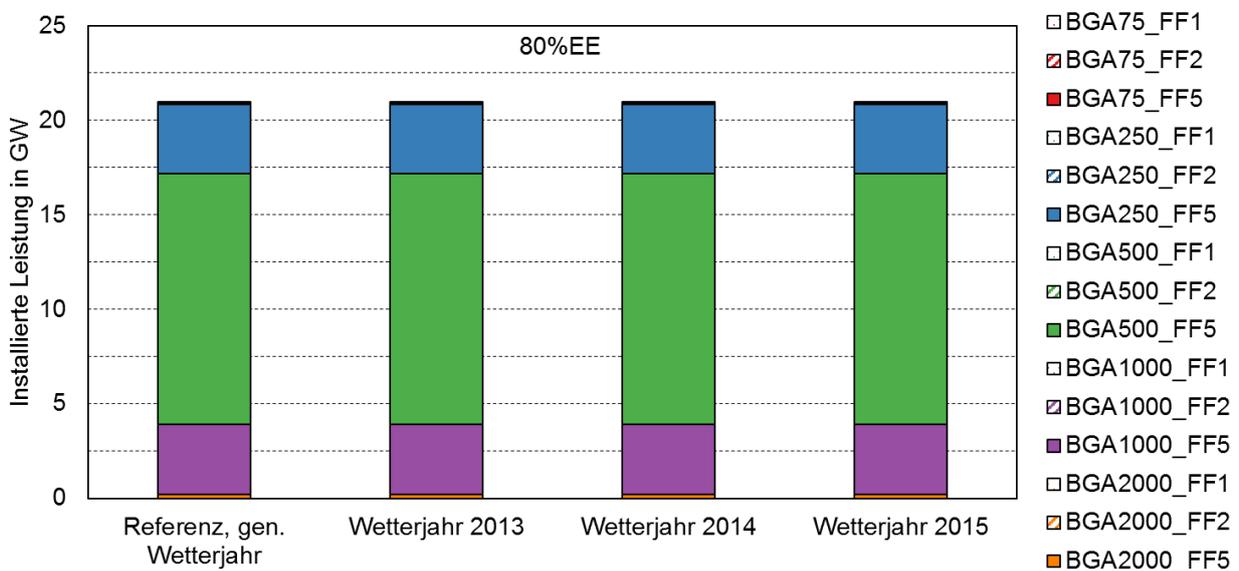


Abbildung 46: Aufteilung der installierten Biogasleistung - Referenz mit generischem Wettermodell vs. verschiedene Wetterjahre für 80 % EE-Anteil

Die Verteilung der fluktuierenden EE jedoch ändert sich jedoch besonders im Jahr 2015 maßgeblich (siehe rechter Balken in **Abbildung 47** und **Abbildung 48**). In diesem Szenario fallen die Einspeisereihe der Offshore-Windenergie und die generische Bedarfskurve zeitlich sehr gut aufeinander, dass das Modell große Vorteile für diese Technologie sieht und sie maßgeblich zubaut. Alle anderen Jahre, sowie das generische Jahr (Referenz) sind dagegen zueinander unauffällig.

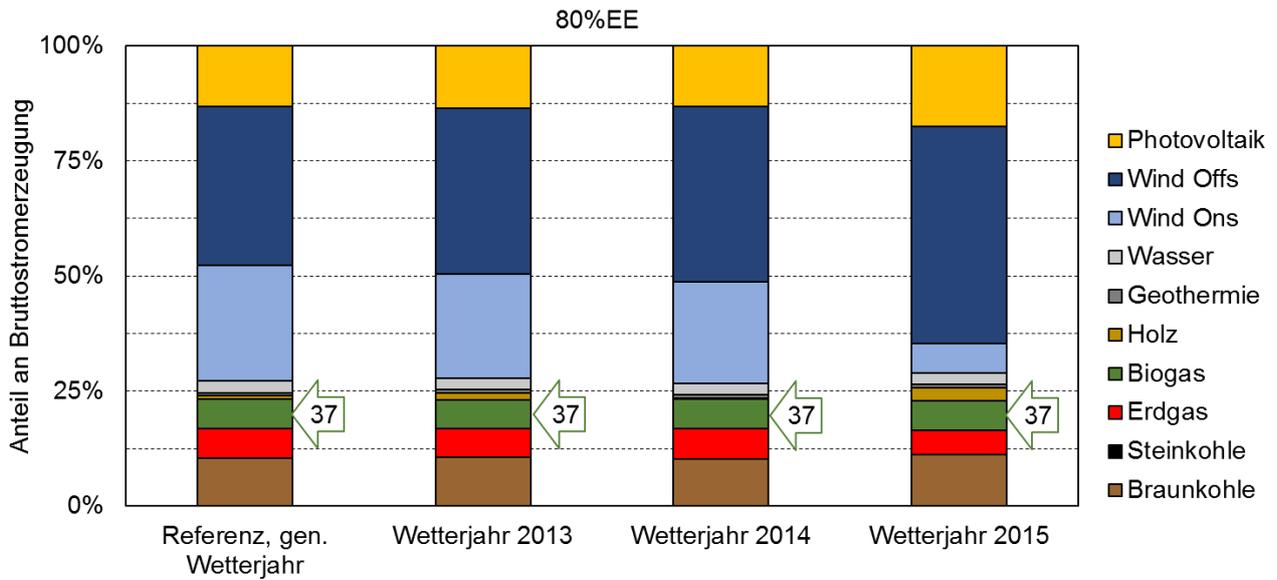


Abbildung 47: Installierte Leistung nach Energieträger – Referenz mit generischem Wettermodell vs. verschiedene Wetterjahre für 80 % EE-Anteil

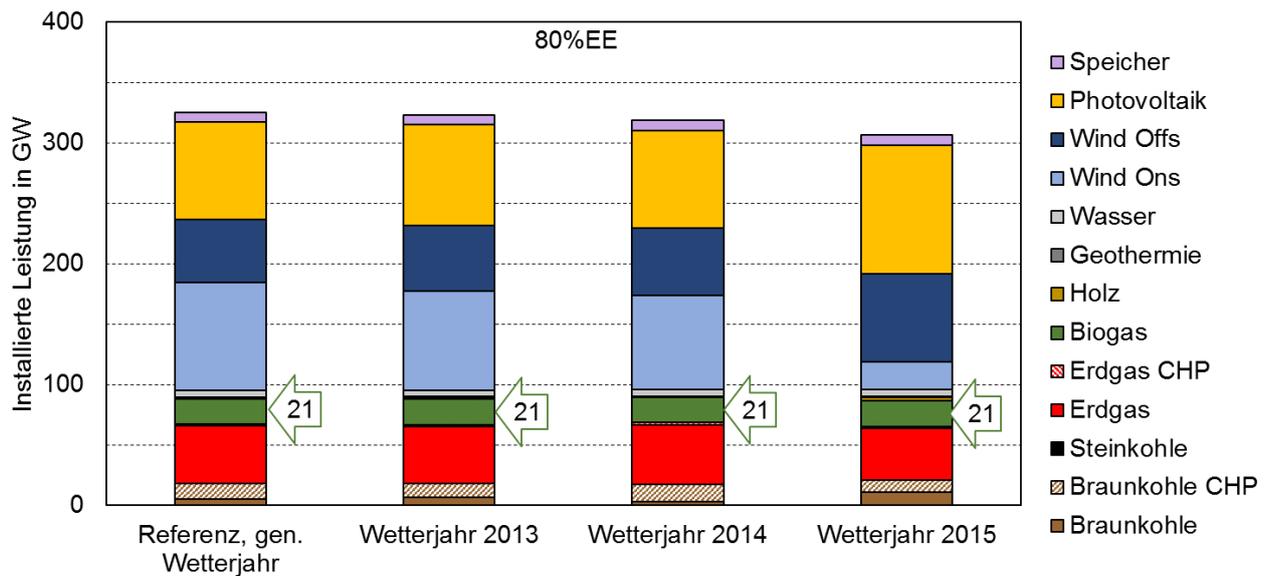


Abbildung 48: Bruttostromerzeugung - Referenz mit generischem Wettermodell vs. verschiedene Wetterjahre für 80 % EE-Anteil

Einfluss der Integrationskosten für fEE auf die Rolle der Biogasanlagen im Gesamtsystem

In einer Vergleichsanalyse werden die Simulationsergebnisse des Referenzszenarios mit Berücksichtigung der Integrationskosten für fEE einer Rechnung ohne Netzkosten für die Integration von fEE gegenübergestellt. Das Weglassen der Integrationskosten für fEE kommt einer Sozialisierung dieser technologiespezifischen Kosten gleich. Die Analyse wird für ein 50 %-EE-Szenarios durchgeführt.

Lässt man die Integrationskosten für fEE weg, werden im Modell unter den fEE hauptsächlich Offshore-Windenergieanlagen zugebaut (siehe **Abbildung 49**). Und das bereits bei EE-Anteilen unter 50 %, wohingegen es im Referenzszenario erst ab 65 %-EE eine nennenswerte Zubaurate von Wind Offshore gibt (vgl. **Abbildung 41** in Kapitel 6.1.3). Wie **Tabelle 15** (in Kapitel 12.1) entnommen werden kann, aufweisen Offshore-Windenergieanlagen die höchsten Integrationskosten unter den fEE auf. Deshalb werden sie im Szenario ohne Integrationskosten in der Simulation als bevorzugte Technologien gebaut.

Für die Biogasanlagen hat das Weglassen der Integrationskosten bei den fEE den Nachteil, dass sie zum einen relativ gegenüber den anderen EE-Erzeugungstechnologie teurer werden. Zum anderen sinkt der Bedarf an Flexibilität, da wie **Abbildung 45** auf Seite 103 zeigt, die Offshore-Windanlagen deutlich kontinuierlicher einspeisen, als Onshore-Wind- bzw. PV-Anlagen. Der geringere Flexibilitäts-Bedarf und die höheren relativen Kosten sorgen dafür, dass im kostenoptimalen Gesamtsystem deutlich weniger Biogasanlagen notwendig sind, wie aus **Abbildung 49** ersichtlich wird.

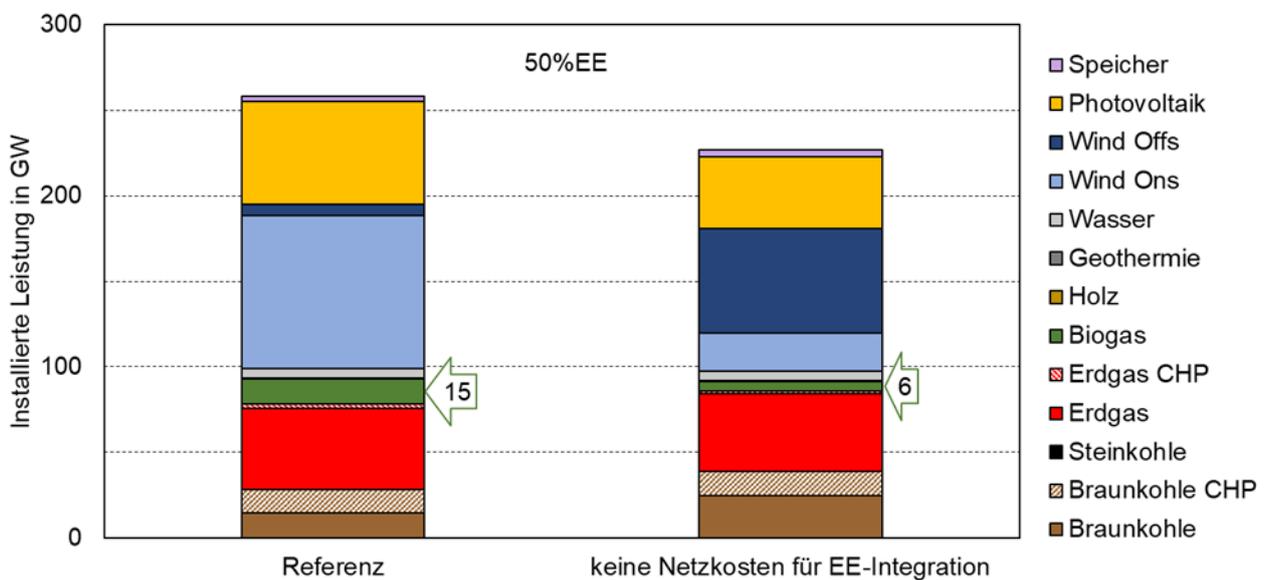


Abbildung 49: Installierte Leistung nach Energieträger - Referenz mit Integrationskosten vs. ohne Integrationskosten für fluktuierende Erneuerbarer Energien

Auch wenn die installierte Biogasleistung ohne Berücksichtigung der Integrationskosten für fEE deutlich sinkt, so wird das maximale Flexibilisierungspotenzial dieser Anlagen ausgeschöpft. Dies zeigt sich in **Abbildung 50** durch die ausschließlich ausgefüllten Flächen im rechten Balken. Das heißt die flexible Energiebereitstellung aus Biogas gewinnt an Bedeutung, wenn die Netzintegrationskosten nicht berücksichtigt werden

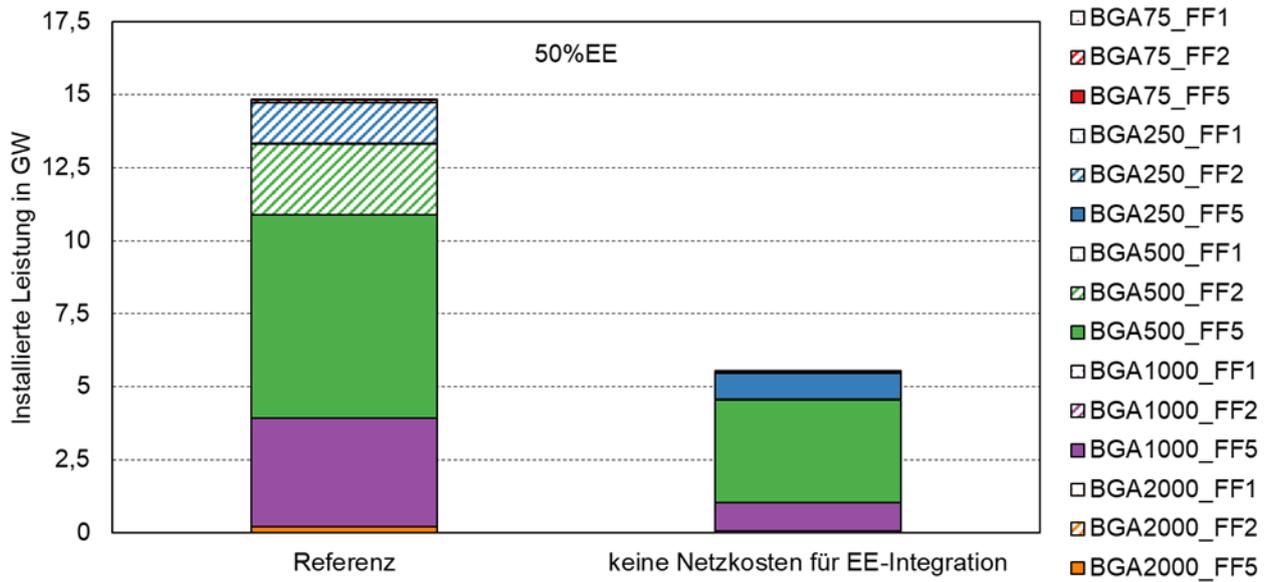


Abbildung 50: Aufteilung der installierten Biogasleistung - Referenz mit Integrationskosten vs. ohne Integrationskosten für fluktuierende Erneuerbarer Energien

6.3.4 Empfehlung/Bewertung

Der Einfluss verschiedener Wetterjahre zeigt wenig Einfluss auf die Rollen der Biogasanlagen im Strom-Wärmesystem. Für Energiesystemanalysen sollte dennoch die Wahl des Wetterjahres gut überlegt sein. Für die Wahl des Wetterjahres kann in jedem Fall empfohlen werden, dass durch das Jahr ausreichend Extremwetersituationen (z. B. eine sogenannte "Dunkelflaute") abgedeckt sind, diese aber nicht überrepräsentiert werden. Ein generisches Wetterjahr, das z. B. über den Service des Deutschen Wetterdienstes (DWD) erstellt werden kann, kann empfohlen werden.

Die Netzkosten zur Integration der fEE zeigen einen großen Einfluss auf die Stromversorgungsstruktur und vor allem auch auf die Rolle von Biogasanlagen. Ohne Berücksichtigung der Aufwendungen für den Netzausbau durch die Integration großer Kapazitäten an fEE sind systemische Aussagen zu Biogasanlagen oder anderen Technologien nicht möglich. Die zusätzlichen Leitungskapazitäten können entweder über Netz- und Engpasssimulationen optimiert und mit separaten Kosten belegt werden, oder die entstehenden Kosten werden bei den Stromgestehungskosten für fEE eingepreist.

Empfehlungen

1. Die Variation der Wetterjahre zeigt lediglich einen geringen Einfluss auf den Wert von Biogas im Strom-Wärme-System. Dennoch sollte die Wahl des Wetterjahres gut überlegt sein. Es wird empfohlen ein Jahr mit ausreichend Extremwetersituationen (z. B. "Dunkelflauten") zu wählen. Wie beispielsweise ein generisches Wetterjahr, das z. B. über den Service des Deutschen Wetterdienstes (DWD) erstellt werden kann.
2. Die Netzkosten zur Integration großer Kapazitäten fluktuierender Erneuerbarer Energien sollten berücksichtigt werden, da sie einen großen Einfluss auf Biogasanlagen und andere Technologien haben. Die zusätzlichen Leitungskapazitäten können entweder über Netz- und Engpasssimulationen optimiert und mit separaten Kosten belegt, oder die entstehenden Kosten bei den Stromgestehungskosten für fEE eingepreist werden.

7 ABBILDUNG VON BIOGASANLAGEN IN WECHSELWIRKUNG MIT DEM MOBILITÄTSSEKTOR

7.1 Höhere Stromnachfrage durch den Mobilitätssektor

7.1.1 Technische und ökonomische Beschreibung

Mit der Präzisierung der nationalen Klimaschutzziele im Klimaschutzplan 2050 wird der Bedarf eines integrierten Energiesystems zur Erreichung der Sektorziele deutlich. So treibt die zunehmende Elektrifizierung des Verkehrssektors durch z. B. batterie- oder wasserstoff-elektrische Fahrzeuge die Integration von Energienachfrage- und -angebotsseite in diesem Sektor voran (Wuppertal Institut et al. 2018).

Ein steigender Marktanteil der Elektrofahrzeuge und Wasserstoff-Elektrolyseure zur Bedarfsdeckung der wasserstoff-elektrischen Mobilität stellen neue Verbraucher im Stromsystem dar (Michaelis et al. 2015). Die neuen Verbraucher bedeuten eine zusätzliche Stromnachfrage, d. h. die Stromnachfrage bis ins Jahr 2050 steigt deutlich (Wuppertal Institut et al. 2018; Michaelis et al. 2015).

Ohne entsprechende Anreize ist anzunehmen, dass Elektrofahrzeuge nach jedem Weg geladen werden. Bei einer steigenden Durchdringung der Elektrofahrzeuge würde dies zu Gleichzeitigkeitseffekten führen und bestehende Nachfragespitzen - bspw. in den Abendstunden - verstärken (Michaelis et al. 2015).

7.1.2 Modelltechnische Adaption

Mit der steigenden Stromnachfrage durch die verstärkte Elektrifizierung des Straßen- und Schienenverkehrs wird im Modell die gesamtdeutsche Lastkurve verändert. Im Projekt OptiSys wird hierfür eine Vorgehensweise verwendet, bei der die zusätzliche Nachfrage an Strom auf die ursprüngliche Nachfragekurve addiert wird. Die konkreten Werte können je nach Betrachtungshorizont und Annahmen stark variieren, die Methodik der Abbildung bleibt jedoch gültig. Eine schematische Darstellung der modelltechnischen Adaption findet sich in der nachfolgenden Grafik (siehe **Abbildung 51**).

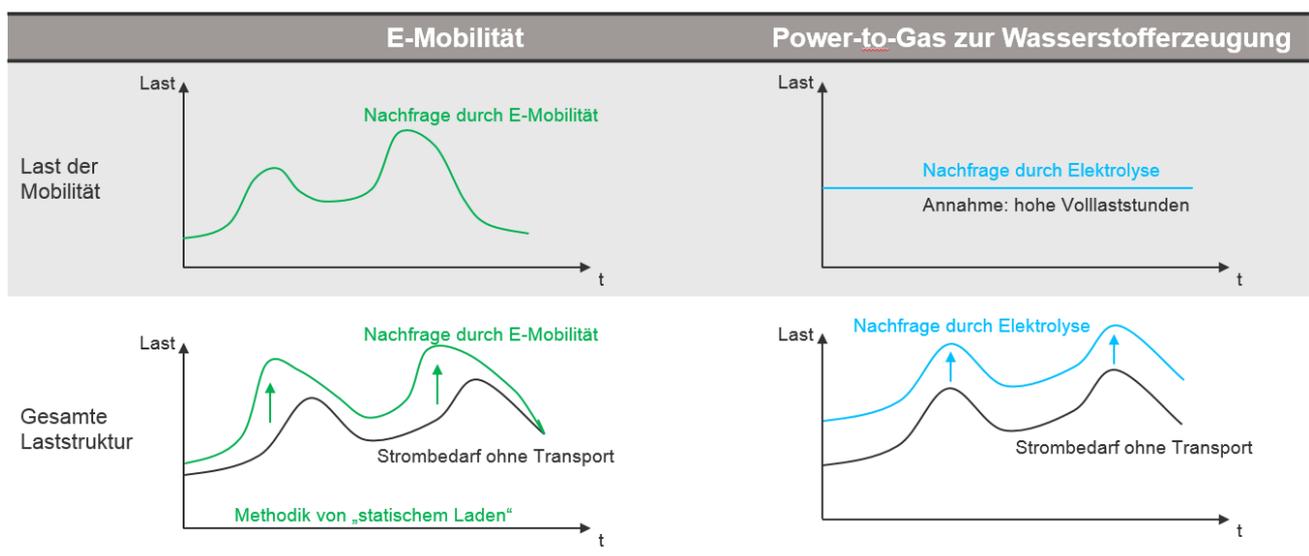


Abbildung 51: Methodik der Abbildung von statischem Laden von E-Autos und statischer Wasserstoffproduktion

Bei der Abbildung von Elektroautos existieren zwei verschiedene Abbildungsweisen, z. B. beschrieben bei (Michaelis et al. 2015). In der ersten wird das Auto dann geladen, sobald es ans Netz angeschlossen wird. Dabei wird unterstellt, dass die Nutzer immer dann laden, wenn sie eine Wegstrecke absolviert haben und zusätzlich keine Anreize erhalten, ihr Ladeverhalten zu ändern. Es handelt sich um eine reine datentechnische Anpassung der ursprünglichen Nachfragekurve für Strom und ist daher sehr einfach umzusetzen. Die zweite Abbildungsmethode zur Berücksichtigung eines flexiblen Ladeverhaltens wird in Kapitel 7.2.2 beschrieben.

Heutige Elektrolyseanlagen sind geprägt von hohen Kapital- und niedrigen variablen Kosten. Das hat zur Folge, dass sie zur finanziellen Rentabilität so viele Stunden wie möglich laufen. Ihnen wird daher im Modell eine sehr hohe Volllaststundenzahl bei konstantem Leistungsbezug unterstellt (siehe **Abbildung 51**).

Für die weiteren Untersuchungen der Wechselwirkung von Biogasanlagen mit dem Mobilitätssektor in Kapitel 7.2 und 7.2 dient das hier definierte Mobilitätsszenario als Referenz. Der unflexible/statische Strombezug im Verkehrssektor ist somit der Ausgangspunkt für die weiteren Analysen in diesem Kapitel. Die Annahmen für das Mobilitätsszenario als Referenz finden sich in Kapitel 12.3.

7.1.3 Wirkung

In der nachfolgenden Analyse werden die Ergebnisse der bisherigen Referenz (Cluster und Flexibilisierungsgrade nach **Tabelle 28**, inkl. Wärmeauskopplung, ohne THG-Emissionen, ohne Berücksichtigung des Verkehrssektors) mit dem Mobilitätsszenario (siehe Kapitel 7.1.2 bzw. 12.3) verglichen.

Eine verstärkte Stromnachfrage hat vielseitige Auswirkungen auf das gesamte kostenoptimale System. Schon bei niedrigeren EE-Anteilen werden hohe Mengen an fluktuierenden Erneuerbaren zugebaut (siehe **Abbildung 52**, zweiter Balken von links). Dies zieht nach sich, dass viel Flexibilität durch andere Einspeisende bereitgestellt werden muss um die Last jederzeit zuverlässig zu decken. Das lässt die Simulation zum einen die Biogasanlagen stärker flexibilisieren (vgl. **Abbildung 53**, zweiter Balken von links), als auch mehr Erdgaskraftwerke zuzubauen (siehe **Abbildung 52**). Mit der größeren Stromnachfrage zeigt sich die steigende Bedeutung der zwar teureren, aber zeitlich flexiblen Kraftwerke (Erd- und Biogasanlagen) gegenüber den günstigen Grundlastanlagen (Braunkohle).

Bei höheren THG-Reduktions- und EE-Ausbau-Zielen, verringert sich dieser Effekt etwas. Da selbst im 80 %-Referenzszenario die Biogasanlagen schon mit maximaler Potenzialnutzung und höchstmöglicher Flexibilisierung voll ausgebaut ist, ergeben sich durch eine Nachfrageerhöhung keine Unterschiede im Gesamtsystem für den Biogasanlagenpark.

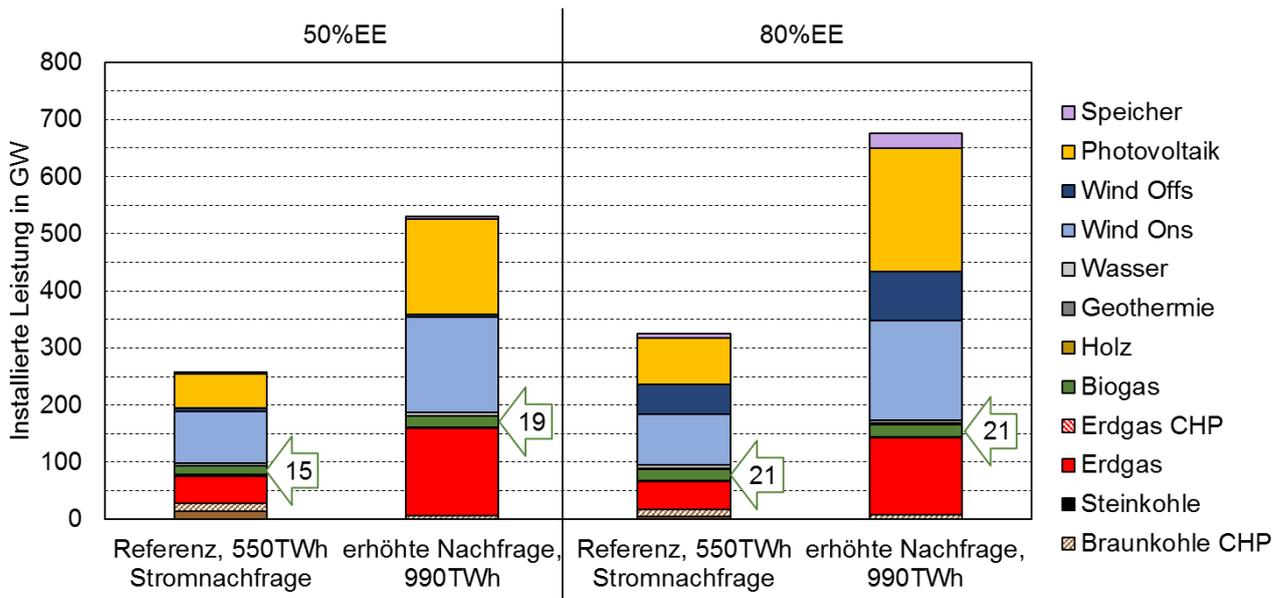


Abbildung 52: Installierte Leistung nach Energieträger - Referenz ohne Verkehrsnachfrage vs. erhöhte statische Stromnachfrage aus dem Mobilitätssektor

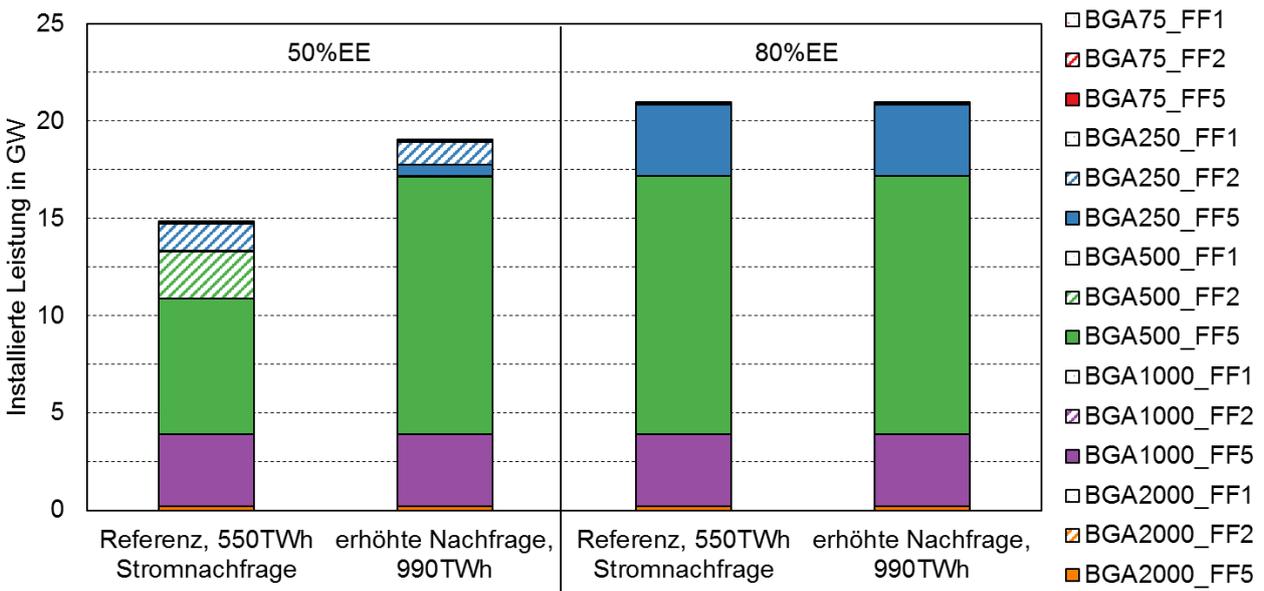


Abbildung 53: Aufteilung der installierten Biogasleistung nach Cluster – Referenz ohne Verkehrsnachfrage vs. erhöhte statische Stromnachfrage aus dem Mobilitätssektor

7.1.4 Empfehlung/Bewertung

Die Höhe und der zeitliche Verlauf der Stromnachfrage hat einen großen Einfluss auf den Bedarf an Stromerzeugungskapazitäten. Da die Entwicklung dessen extrem an die Entwicklung im Verkehrssektor gekoppelt ist, sollten bei systemseitigen Untersuchungen verschiedene Entwicklungspfade analysiert werden.

Eine steigende Nachfrage im Stromsektor bei gleichen EE-Anteilen verstärkt die Relevanz der Biogasanlagen im Energiesystem generell und im Speziellen die Bedeutung als flexible Erzeugungskapazität. Für eine ganzheitliche Betrachtung sollte die Stromnachfrage durch den Mobilitätssektor berücksichtigt werden, um die sektorübergreifende Bedeutung der Biogasanlagen adäquat abzubilden. In welchem Sektor der Einsatz von Bioenergie aus Sicht der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten am besten ist, lässt sich jedoch mit dieser Analyse nicht beantworten. Dagegen kann aufgezeigt werden, dass zur Beantwortung der eben genannten Frage zwingend eine flexible Betrachtung der Biogasanlagen notwendig ist, da der Wert der Bioenergie fürs Stromsystem eben aus jener Flexibilität kommt. Eine Nichtbeachtung führt dazu, dass sie im Strom- und Wärmemarkt unterbewertet werden würde und somit wiederum keine Aussage über einen sektoralen Vergleich möglich wäre.

Empfehlungen:

1. Für eine ganzheitliche Betrachtung sollte die Stromnachfrage durch den Mobilitätssektor berücksichtigt werden, um die sektorübergreifende Bedeutung der Bioenergie adäquat abzubilden.
2. Bei Berücksichtigung der Stromnachfrage durch den Mobilitätssektor ist die Abbildung der Flexibilität der Bioenergie von großer Bedeutung und kann entsprechend Kapitel 5.1.2 modelltechnisch integriert werden.
3. Die Höhe und der zeitliche Verlauf der Stromnachfrage hat einen großen Einfluss auf den Bedarf an Stromerzeugungskapazitäten. Da die Prognosen hierfür mit großen Unsicherheiten behaftet sind, sollten bei systemischen Untersuchungen verschiedene Entwicklungspfade (Szenarien) in Bezug auf diesen Parameter analysiert werden.

7.2 Flexible Stromnachfrage im Verkehrssektor

7.2.1 Technische und ökonomische Beschreibung

Aus Sicht des Stromsystems ist das Laden von batterieelektrischen Fahrzeugen in Zeiten mit geringer Residuallast von Vorteil, um das Vorhalten von Erzeugungskapazitäten für hohe Lastspitzen gering zu halten. Als Steuersignal könnten die Spotmarktpreise dienen. Die Verbraucher wären angereizt zu Zeiten mit niedrigen Strompreisen und daher eingehender hoher EE-Einspeisung zu Laden. Diese Preisanreize werden jedoch derzeit noch nicht an private Verbraucher weitergegeben (Michaelis et al. 2015).

Unter der Annahme, dass jeder zweite Pendler ca. 30 Minuten pro Arbeitsweg unterwegs ist und zusätzlich täglich 30 Minuten für sonstige Fahrten das Auto benutzt, wird deutlich, dass die Fahrzeuge täglich ca. 22,5 Stunden nicht genutzt werden und während dieser Zeit flexibel geladen werden könnten. Dabei müsste der Nutzer lediglich den Zeitpunkt der nächsten Fahrt und die geplante Fahrstrecke vorgeben, um einen bestimmten Ladezustand vor der nächsten Fahrt zu garantieren (Michaelis et al. 2015). Diese Restriktionen beeinflussen das Ladeverhalten und stellen sicher, dass die batterieelektrischen Elektrofahrzeuge in Zeiten niedriger Residuallast aufgeladen und so negative Flexibilität fürs Stromnetz bereitstellen können (Künzel et al. 2017).

7.2.2 Modelltechnische Adaption

Abweichend zur statischen Stromnachfrage aus dem Mobilitätssektor in der Referenz (vgl. Kapitel 7.1.2) ist die Abbildung von flexiblem Laden von E-Autos und flexibler Wasserstoffproduktion etwas komplizierter umzusetzen. Die E-Autos sollen dann geladen werden, wenn es dem Gesamtsystem dienlich ist. Dieser Zeitpunkt muss modellendogen ermittelt werden und erfordert eine Veränderung im Code.

Die in diesem Kapitel als flexibles Laden beschriebene Fähigkeit sorgt dafür, dass eine zeitliche Verschiebung der Lastkurve für den Mobilitätssektor (vgl. Kapitel 7.1.2) möglich wird. Dem Solver wird erlaubt, bis zu 25 % der Nachfrage auf spätere Stunden zu verteilen. Diese Methodik ähnelt der Abbildung des konventionellen Lastmanagements. Da es besonders bei Elektroautos nicht zulässt, die Nachfrage über mehrere Tage hinweg zu verteilen, wird eine Grenze eingeführt, an der die Nachfrage der E-Autos gedeckt sein muss. Weniger abstrakt ausgedrückt, bedeutet dies, dass alle E-Autos zu einem bestimmten Zeitpunkt (z. B. typischer Arbeitsbeginn) ganz geladen sein müssen. Diese Grenze wurde in unseren Untersuchungen auf 6 Uhr morgens gesetzt. Die täglich geforderte Stromnachfrage zum Laden der E-Autos kann also vom Solver zu einem systemdienlichen Zeitpunkt gedeckt werden und muss lediglich innerhalb von 24 Stunden (6 Uhr bis 6 Uhr des Folgetages) vollständig erbracht sein. Dies repräsentiert eine interne Steuerung der Autos, zu niedrigen Spotmarktpreisen zu laden.

Eine schematische Darstellung der modelltechnischen Adaption findet sich in der nachfolgenden Grafik (**Abbildung 54**), bei der der Ausgleichszeitpunkt abweichend zum Projekt zu Illustrationszwecken auf den Tageswechsel gesetzt wurde.

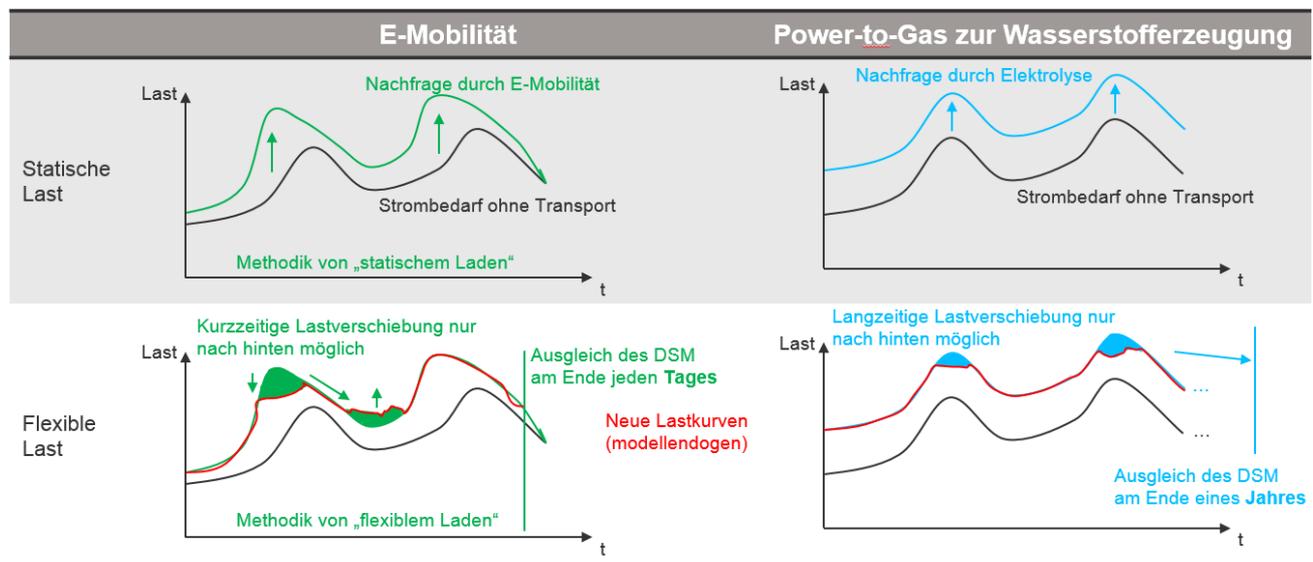


Abbildung 54: Methodik der Abbildung von flexiblem Laden von E-Autos und flexibler Wasserstoffproduktion

Prinzipiell gäbe es noch eine dritte Variante. Die Akkumulatoren der E-Fahrzeuge könnten sowohl flexibel geladen werden als auch anschließend die gespeicherte Energie wieder in das Netz einspeisen, sofern benötigt. Dieser Anwendungsfall wird häufig auch als Vehicle-to-grid (V2G) bezeichnet. Da diese jedoch in den OptiSys-Workshop diskutiert und als in naher Zukunft nicht realisierbar eingestuft wurde (Protokolle siehe Anhänge in Eltrop et al. (2020)), wird sie in dieser Analyse nicht betrachtet. Als Grund wurden beispielsweise die Nachteile für den E-Auto-Besitzer durch kürzere Lebensdauern der Batterien auf Grund der höheren wöchentlichen Zyklenzahl genannt.

Zusätzlich zu E-Fahrzeugen können auch flexibel laufende Elektrolyseanlagen einen Flexibilitätsbeitrag aus dem Verkehrssektor bieten. Die Modellintegration folgt einem ähnlichen Schema wie das flexible Laden von E-Autos. Die

ursprünglich glatte Lastkurve der Wasserstoffproduktion (vgl. **Abbildung 51** auf Seite 108) kann nun vom Modell endogen verschoben werden. Wichtig dabei ist, dass die Last nicht wie bei den Elektroautos nach 24 Stunden ausgeglichen sein muss. Sondern es wird unterstellt, dass die verschobene Last erst zum Jahresende ausgeglichen sein muss. Bei hohen Anteilen fluktuierender Einspeisung aus PV- und Windanlagen mit großen Leistungsänderungsgradienten können daraus große Schwankungen der Spotmarktpreise resultierenden. Dies kann dazu führen, dass sich der Betrieb von Elektrolyseuren auch bei weniger Betriebsstunden im Jahr betriebswirtschaftlich rentiert. Im Modell werden daher für die flexible Wasserstoffproduktion 4.380 Volllaststunden unterstellt. Ob sich das zukünftig als realistisch erweist, bleibt abzuwarten.

7.2.3 Wirkung

Durch den Flexibilitätsbeitrag aus dem Verkehrssektor in Form des flexiblen Ladens von E-Autos bzw. der flexiblen Wasserstoffproduktion, reduziert sich der Flexibilitätsbedarf aus anderen Quellen. So beispielsweise der Bedarf an Flexibilität durch Stromspeicher, der Bedarf an Flexibilität durch Erdgas, die installierte fEE-Kapazität durch weniger Einspeisemanagementmaßnahmen (siehe **Abbildung 55**). Wenig Einfluss zeigt die verschiebbare Stromnachfrage aus dem Mobilitätssektor auf die Rolle der Biogasanlagen (installierte Leistung Biogas bleibt in allen Szenarien in **Abbildung 55** gleich). Da Biogas nicht nur Flexibilität im Stromsektor bereitstellt, sondern gleichzeitig in das EE-Ziel hineinzählt und dadurch notwendige Kapazitäten von Wind und PV zur Zielerreichung reduziert, bietet dies einen deutlichen Vorteil gegenüber anderen Flexibilitäts-Optionen, wie Speichern und Erdgas. Biogasanlagen gewinnen dadurch an Bedeutung innerhalb der Merit-Order der Flexibilitätsoptionen.

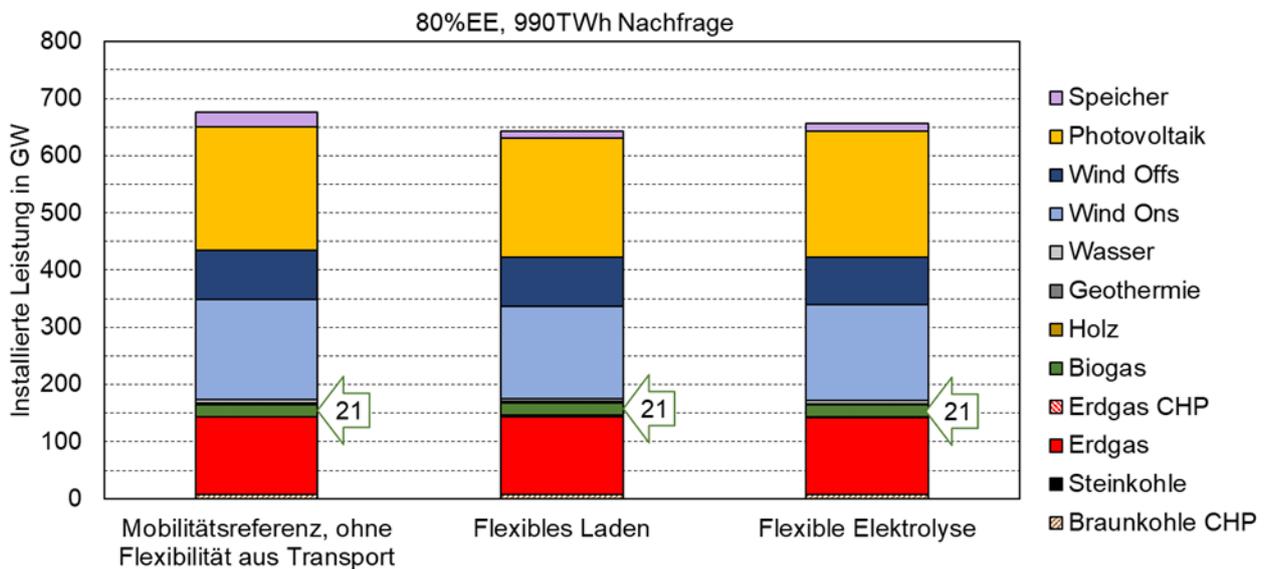


Abbildung 55: Installierte Leistung nach Energieträger - Mobilitätsreferenz vs. zeitlich verschiebbare Stromnachfrage aus dem Mobilitätssektor (durch flexibles Laden von E-Autos bzw. flexibler Wasserstoffproduktion)

7.2.4 Empfehlung/Bewertung

Auch wenn der Einfluss verschiebbarer Stromnachfrage aus dem Mobilitätssektor auf die Rolle der Biogasanlagen gering anmutet, sollte dieser bei Betrachtungen mit hohen Anteilen fluktuierender Energien nicht vernachlässigt werden. Da insbesondere der Effekt auf andere flexible Technologien, wie Speicher und Erdgas, von Bedeutung ist.

Empfehlung:

Für langfristige Betrachtungsszenarien mit hohen Anteilen fluktuierender Energien, sollte die verschiebbarer Stromnachfrage aus dem Mobilitätssektor berücksichtigt werden, um alle Flexibilitäts-Optionen adäquat abzubilden. Auch wenn die Wirkung der flexiblen Stromnachfrage im Verkehrssektor auf die Rolle der Biogasanlagen selbst gering ausfällt.

7.3 Verstärkte Nutzung von Kraftstoffen aus Biomasse

7.3.1 Technische und ökonomische Beschreibung

Zu den markteingeführten Biokraftstoffen zählt man Biodiesel, Rapsöl, Ethanol, Biomethan und hydrierte Pflanzenöle (HVO). In der Entwicklung befindlichen sich folgende zukünftigen Biokraftstoffoptionen: synthetische Kraftstoffe aus Biomasse (BtL-Kraftstoffe), Ethanol aus Cellulose, sowie Biokraftstoffe aus Algen und Biowasserstoff (FNR 2014). Als Rohstoffe für die derzeit etablierte Biokraftstoffproduktion dienen im Wesentlichen Raps für Biodiesel, Getreide und Zuckerrüben für Ethanol, Mais für Biomethan und Palmöl für HVOs. Abgesehen von Biomethan, sind Biokraftstoffe flüssig und lassen sich leicht speichern. Auf Grund ihrer chemischen Ähnlichkeit mit fossilen Kraftstoffen, können sie meist mit verhältnismäßig geringen Umrüstungsmaßnahmen in bestehenden Verbrennungsmotoren eingesetzt werden und über bestehende Infrastrukturen (Erdgas- und Tankstellennetz) verteilt werden (FNR 2014). Im Fahrverhalten (z. B. Beschleunigung, Reichweite) sind daher durch die Umstellung keine Änderungen bemerkbar. Obwohl bei der Verbrennung der Biokraftstoffe nur das Kohlendioxid frei wird, das die Pflanzen zuvor gebunden haben, ist ihre CO₂-Bilanz nicht vollständig neutral (bedingt durch die Herstellungsverfahren). Dennoch kann der Einsatz von Biokraftstoffen in erheblichem Maß zur Reduktion von Treibhausgas-Emissionen im Verkehrssektor beitragen (FNR 2014).

Die Erreichung der Sektorziele allein durch die Elektrifizierung des Verkehrs (E-Fahrzeuge und strombasierter Wasserstoff) gestaltet sich aus technischer Sicht besonders für Schwerlast-, Güter-, Schiffs- und Flugverkehrs schwierig. Eine verstärkte Substitution fossiler durch biogene Kraftstoffe muss daher in diesen Mobilitätsbereichen umgesetzt werden. Mit der Einführung des Biokraftstoffquotengesetzes (BioKraftQuG) 2006 wurde der Beitrag von Biokraftstoffen zur Klimaneutralität erstmals auch gesetzlich verankert. Die Konkurrenz um den nachwachsenden Rohstoff Biomasse zwischen den energiewirtschaftlichen Sektoren gewinnt hierdurch an Bedeutung. Diese Fragestellung, wo Biomasse einzusetzen ist, wird in der kommenden Phase des auslaufenden EEGs der ersten BGAs an Bedeutung gewinnen. Auf Grund des beschränkten Biomassepotenzials würde man auch bei Nutzung des ganzen Potenzials im Verkehr nicht um einen starken Ausbau fluktuierender Erneuerbarer herum kommen um die gewünschte vollständige Dekarbonisierung des Straßenverkehrs zu erreichen.

7.3.2 Modelltechnische Adaption

Eine verstärkte Nutzung von biogenen Kraftstoffen lässt sich in Strommarktmodellen nicht endogen berücksichtigen. Dazu wäre ein gesonderter Sektor zur Verkehrsoptimierung notwendig, was den Rahmen eines Elektrizitätsmodells sprengt. Als mögliche Lösung des Problems wird im verwendeten Modell eine vorgelagerte, exogene Betrachtung und Berechnung durchgeführt. Hierzu wird nach eigener Annahme der Biomasse-Bedarf für biogene Kraftstoffe (vor allem für Schwerlastverkehr) getroffen und die für den Strom- und Wärmesektor zur Verfügung stehende Menge an Rohstoffen um diesen Betrag reduziert. Gleichzeitig reduziert die Nutzung dieser Kraftstoffe die Notwendigkeit von Wasserstoff- oder E-Mobilität, was den Strombedarf aus diesem Sektor weniger stark steigen lässt. Dabei wurde weiterhin angenommen, dass durch Umwandlungsverluste nur 50 % des Biomassepotenzials die entsprechenden Alternativen, wie Strombedarf für E-Mobilität und Wasserstoffproduktion verdrängen. Das Verhältnis dieser beiden bleibt dabei konstant. Es wird zudem angenommen, dass biogene Kraftstoffe vor allem im Schwerlastverkehr zum Einsatz kommen und der Personenverkehr überwiegend elektrisch betrieben wird.

Für die Szenariovariation in Abschnitt 7.3.3 gelten nun, abweichend zur Mobilitätsreferenz aus Kapitel 7.1, folgende Annahmen:

Tabelle 12: Annahmen für die Optimierung des Strom-Wärmesektors bei einer verstärkten Nutzung von Kraftstoffen aus Biomasse

Verfügbares Biomassepotenzial im Strom-Wärmesektor	Strombedarf für Elektrofahrzeuge	Strombedarf für die Wasserstoffproduktion
85 TWh _{th}	340 TWh _{el}	100 TWh _{el}

7.3.3 Wirkung

Obwohl das Biomassepotential im Strom-Wärmesektor stark reduziert wurde um diese im Verkehrssektor nutzen zu können, steigt die installierte Leistung an fluktuierenden Erneuerbaren im Szenario 50 % EE nur gering an (v. a. offshore Wind). Im Szenario 80 % EE bleibt die installierte Leistung an fluktuierenden Erneuerbaren fast konstant und die fehlende Leistung der Biogasanlagen wird durch mehr Speicherkapazität gedeckt. In beiden Szenarien (50 % und 80 % EE) reduziert sich die Summe der gesamten installierten elektrischen Leistung zur Lastdeckung in geringem Maße (siehe **Abbildung 56**). Dies lässt sich dadurch erklären, dass neben dem BM-Potenzial im Strombereich auch die Stromnachfrage im Bereich E-Mobilität sinkt. Eine eindeutige Zuordnung der gesehenen Effekte ist dabei jedoch nicht mehr möglich.

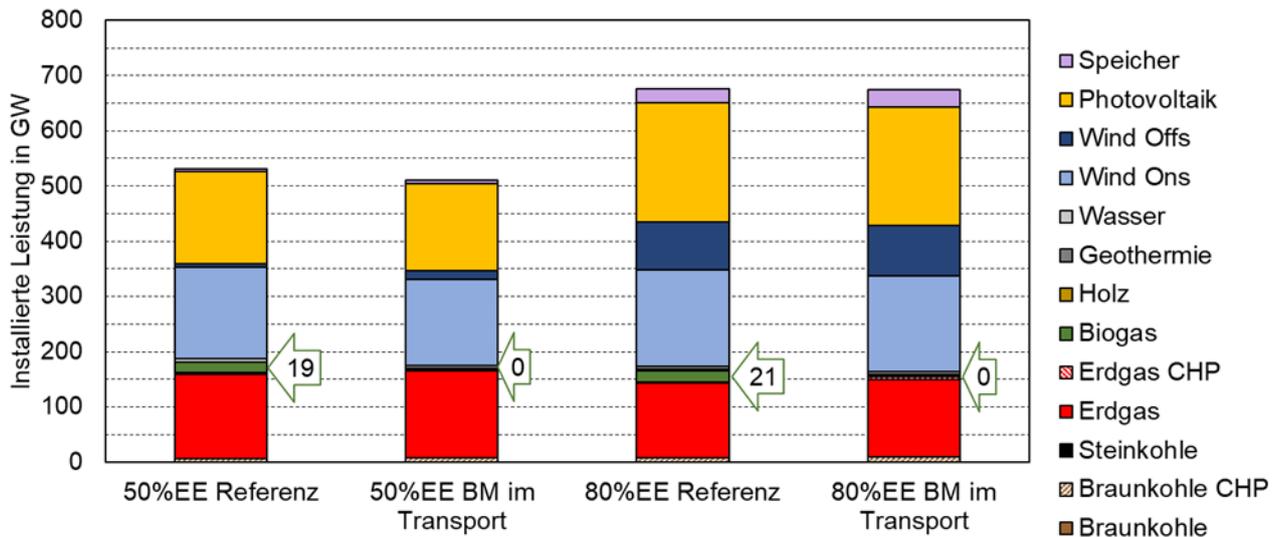


Abbildung 56: *Installierte Leistung nach Energieträger - Referenz mit Biomassepotenzial im Strom-Wärmesektor vs. Biomassepotenzial für Kraftstoffnutzung im Transport*

7.3.4 Empfehlung/Bewertung

Für die vorliegenden Analysen wurde ein Strommarktmodell eingesetzt, das eine ausreichende zeitliche Auflösung für den flexiblen Einsatz von Biogasanlagen im Strom- und Wärmemarkt berücksichtigt, jedoch die Parameter des Kraftstoffsektors ggf. nicht ausreichend scharf abbildet. Durch die mangelnden Schnittpunkte zwischen den schwer zu dekarbonisierenden Bereichen im Verkehrssektor (z. B. Schwerlast) und dem Stromsektor, sind Aussagen, in welchem Verwertungspfad Biomasse einzusetzen ist, in der vorliegenden Untersuchung nicht detailliert beantwortet worden. Für eine gezielte Analyse dieser Frage empfiehlt sich ein sektorübergreifendes Energiesystemmodell oder ggf. auch eine Modellkopplung zweier für die jeweiligen Sektoren geeigneter Modelle. Diese sollten jedoch die in diesem Handbuch identifizierten wichtigen Eigenschaften der Bioenergie - und insbesondere Biogasanlagen und deren Flexibilität - ausreichend detailliert berücksichtigen. Aus der Sicht der Autoren ist dies bisher noch ein offenes Forschungsfeld.

Empfehlung:

Für eine gezielte Analyse der Frage, in welchem Verwertungspfad Biomasse einzusetzen ist, empfiehlt sich ein sektorübergreifendes Energiesystemmodell oder eine Kopplung von adäquaten Modellen. Diese sollten jedoch die in diesem Handbuch identifizierten wichtigen Eigenschaften der Bioenergie - und insbesondere Biogasanlagen und deren Flexibilität - berücksichtigen.

8 PARTIZIPATION VON STAKEHOLDERN BEI DER MODELLIERUNG

8.1 Hintergrund: Was ist partizipative Modellierung

Die Komplexität und die Unsicherheit von natürlichen Systemen erfordert Flexibilität und Transparenz bei der Entscheidungsfindung. Meist ist eine große Bandbreite von Werten, Wissen und Lebenserfahrung wichtig für Entscheidungsprozesse (Reed 2008). Nach Reed (2008) sind diese beiden Aspekte die Basis des Erfolges der "partizipativer Modellierung", also der Einbeziehung von unterschiedlichen Stakeholdern in den Modellierungsprozess: Einerseits fundierte naturwissenschaftliche Methoden und Kriterien, andererseits die frühe Einbeziehung der Stakeholder, die dann über den ganzen Modellierungsprozess hindurch aufrechterhalten wird. Partizipative Modellierung ist ein Begriff, der in der Literatur unterschiedlich besetzt ist. Während Sozialwissenschaftler*innen bisweilen darunter die Aufstellung von "Mind models" in der Partizipation verstehen (Wachinger et al. 2018), ist hier die technisch-mathematische (und im speziellen Sinn numerische) Modellierung gemeint, die durch Partizipation mit lokalem Wissen von Stakeholdern und/oder Expert*innen aus der Anwendungspraxis verknüpft ist (Wachinger et al. 2018). Die Wahrscheinlichkeit, erfolgreich Lösungen für Umweltprobleme zu finden, steigt, wenn eine Stakeholder-Partizipation dafür sorgt, dass Informationen zwischen Personen ausgetauscht werden, die unterschiedliche Gesichtspunkte und Erfahrungen einbringen. So kann ein gemeinsames Verständnis komplexer Systeme erreicht werden (Carmona et al. 2013). Die Partizipation dient dazu, alle Schritte im Verlauf der Modellierung (Auswahl der Methode, Parametrisierung, Kalibrierung und Validierung) für Praxisexpert*innen transparent zu machen und durch die Diskussion der Wissenschaftler*innen mit diesen zumindest eine robustere, weniger fehleranfällige Modellierung zu erreichen, im besten Falle aber auch eine Verbesserung der Qualität der Modellierung und der Modellergebnisse.

Für die transdisziplinäre Verständigung ist möglicherweise eine Definition von Begriffen notwendig: "Partizipation" etwa wird sehr unterschiedlich verwendet: „At its most basic, participation involves action, a ‘taking part’ in ‘something’“ (Radtke et al. 2018, S. 22). Im Zusammenhang dieses Methodenhandbuches dient Partizipation dem Ziel, Personen in die Modellierung zu involvieren, die sonst keinen Zugang zum Modellierungsprozess haben, aber durch ihr persönliches Wissen relevante Inhalte dazu beitragen können und durch ihre Stellung in Wissenschaft und Gesellschaft auch an der Verbreitung der Ergebnisse mitwirken können.

Kriterien für eine erfolgreiche partizipative Modellierung beruhen auf Erfolgsfaktoren der Bürgerbeteiligung, die in internationalen Studien zu Partizipationsforschung herausgearbeitet wurden und die sich auch in der konkreten Umsetzung als unverzichtbar erwiesen haben (National Research Council 2008; Benighaus et al. 2016). Die folgenden Kriterien bilden auch die Grundlage der vom VDI erarbeiteten ISO 7000 und 7001 (Wachinger et al. 2020).

1. Eine frühzeitige Beteiligung
2. Ein Mandat für die Beteiligung
3. Ein Entscheidungsspielraum
4. Die Umsetzbarkeit und Anschlussfähigkeit
5. Die Nachhaltigkeit
6. Angepasste Verfahren
7. Die Transparenz
8. Die Fairness
9. Die Haltung der Akteure/Ernsthaftigkeit

Diese Erfolgsfaktoren dienen als Richtschnur für die Konzeption der partizipativen Modellierung und werden daher hier etwas genauer beschrieben:

Frühzeitige Beteiligung

Idealerweise beginnt die Beteiligung der partizipativen Modellierung zu einem Zeitpunkt, an dem noch keinerlei Entscheidungen gefallen sind und die Ausgestaltung der Modellierung noch diskutiert werden kann (Benighaus et al.

2016). Je frühzeitiger eine Beteiligung der Kolleg*innen, der Zielgruppen und der Praxisakteure stattfindet, desto eher können die Projektbeteiligten die Vorstellungen dieser Personen kennenlernen und verwerten.

Das Mandat für die Beteiligung

Um die Umsetzung der Ergebnisse aus den Workshops zu sichern ist es wichtig, ein klares Mandat für eine Beteiligung und das Erarbeiten von Empfehlungen auszusprechen. Nur wenn vereinbart ist, dass die mit der Modellierung befassten Wissenschaftler sich mit den erarbeitenden Empfehlungen auseinandersetzen, diese prüfen und berücksichtigen, kann eine Beteiligung gelingen. Darum muss vor Beginn der Beteiligung eine grundsätzliche Beauftragung der Teilnehmenden stehen und die Zusage, wann und in welcher Form sich die Gremien mit den Ergebnissen der Beteiligung auseinandersetzen.

Entscheidungsspielraum

Bei der partizipativen Modellierung muss, wie auch z. B. bei öffentlichen Planungsvorhaben, der Entscheidungsspielraum zu Beginn eines Prozesses oder Projektes klar im Mandat definiert und mit allen Beteiligten kommuniziert werden, um Erwartungshaltungen nicht zu enttäuschen: Wozu sollen Empfehlungen erarbeitet werden? Was steht fest und kann nicht diskutiert werden? Wer entscheidet am Ende über das Ergebnis? Es empfiehlt sich, dies schon in der Einladung zu kommunizieren. Nur wenn alle Beteiligten wissen, wie der Entscheidungsspielraum aussieht und in welchem Rahmen diskutiert wird, werden Prozesse als „ernsthaft“ und „fair“ empfunden (s.u.).

Umsetzbarkeit und Anschlussfähigkeit

Ziel der partizipativen Modellierung ist es, dass die Anregungen zum Projekt, die die Teilnehmer*innen der Workshops eingebracht haben, geprüft und in die weitere Vorgehensweise einbezogen werden. Dazu ist eine kontinuierliche Interaktion der Wissenschaftler mit den Praktikern notwendig. Die Ablehnung einer Anregung muss jeweils begründet werden. Die letzte Entscheidung darüber haben die Wissenschaftler*innen im Projekt. Daher müssen die Empfehlungen der Teilnehmenden in den Workshops möglichst detailliert aufgenommen und in geeigneter Form aufbereitet werden, damit die Wissenschaftler*innen im Projekt sie im Detail prüfen und darüber entscheiden können.

Nachhaltigkeit

Eine nachhaltige Beteiligung bedeutet, dass diese nicht nur möglichst frühzeitig einsetzt, sondern über den gesamten Projektverlauf begleitend stattfindet. Das trägt auch zur Motivation und zur Unterstützung der Teilnehmenden bei. Alle Beteiligten müssen darüber hinaus auch nach Abschluss der Workshops über die Ergebnisse der Modellierung informiert werden.

Angepasste Verfahren

Die Güte eines partizipativen Workshops wird von der passgenauen Konzeption des Verfahrens maßgeblich beeinflusst. Einige Formate können sowohl für die Information aus dem Projekt, als auch für das Einholen von Anregungen aus der Praxis, und für die sehr spezielle Diskussion über Modellierungsverfahren angewendet werden (bspw. Runde Tische). Je nach Ziel eignen sich wiederum andere Workshop-Formate. So unterstützen PowerPoint-Vorträge und Ausstellungen von Postern die Informationsbereitstellung, Fragebögen oder Diskussion an Postern mit der Möglichkeit zur Beschriftung können für das Einholen von Anregungen hilfreich sein und die interaktive Arbeit am Modell kann sich für die Diskussion über Verfahren eignen.

Es bedarf der genauen Prüfung der Ziele und des Zwecks der jeweiligen Workshops: Soll informiert, beraten oder beteiligt werden? Die Kunst liegt darin, die Formate passgenau zu wählen und ggf. miteinander zu verknüpfen.

Transparenz

Nur wenn die Teilnehmenden zu Beginn eines Prozesses alle Informationen in verständlicher Darstellung zur Verfügung gestellt bekommen, kann eine Diskussion auf Augenhöhe (mit Expert*innen und Fachleuten) gewährleistet werden. Doch nicht nur innerhalb des Beteiligungsprozesses ist eine transparente und verständliche Darstellung wichtig. Auch Akteure, die nicht an dem Prozess teilnehmen können, müssen im Sinne der Dissemination die Möglichkeit bekommen, sich über die Ergebnisse zu informieren.

Fairness

Dieser Erfolgsfaktor besagt, dass alle Teilnehmenden im Prozess, unabhängig von Expertise, Status oder beruflicher Stellung, die Möglichkeit bekommen müssen sich mit ihren Argumenten einzubringen. Ein Beteiligungsprozess sollte also so aufgesetzt werden, dass alle Teilnehmenden sich umfassend äußern können. Bei den Veranstaltungen selbst bedarf es einer kompetenten Moderation zur Einhaltung der Fairness-Regeln.

Haltung der Akteure / Ernsthaftigkeit der Partizipation

Auch wenn es dem ersten Anschein nach banal klingt, ist dies einer der wichtigsten und meist nicht beachteten Erfolgsfaktoren: Alle Beteiligten müssen den Prozess ernst nehmen. Hierzu gehört, dass die Entscheidungsträger im Projekt die Ergebnisse des an die Teilnehmenden kommunizierten Entscheidungsspielraums gewissenhaft bearbeiten und prüfen: Wie wird mit den Ergebnissen umgegangen? In welchen Gremien werden die Ergebnisse diskutiert? Wann und wie erfolgt eine Rückmeldung? Diese Ernsthaftigkeit muss auch von der Moderation vermittelt werden. Nur wenn die Initiatoren der partizipativen Modellierung sich an den Workshops beteiligen und miteinander ins Gespräch kommen, kann es gelingen, gemeinsam umsetzbare Projektergebnisse zu generieren.

8.2 Methoden zur Akteurseinbindung durch Workshops

Ein Runder Tisch ist die Organisationsform einer Gruppendiskussion (Wegweiser Bürgergesellschaft). Die Bezeichnung „Runder Tisch“ beschreibt eine praktische Arbeitsweise in einer gleichberechtigten Gesprächsrunde, die den Regeln des demokratischen Diskurses verpflichtet ist. Im Einzelnen können die Methoden des gemeinsamen Arbeitens entsprechend den zu behandelnden Themen und dem Ziel variieren, je nachdem, ob es um einen Austausch an Informationen zum aktuellen Projektstand, die gemeinsame Bearbeitung eines Themas oder die Erarbeitung von Empfehlungen geht. Dabei stehen gelegentlich eher Methoden der Ideenfindung im Vordergrund, gelegentlich mehr die argumentative Auseinandersetzung um unterschiedliche Bewertungen.

Die Teilnehmenden des Runden Tisches werden so ausgewählt, dass möglichst alle Wissensgebiete und Interessen zum jeweiligen Thema vertreten sind und damit relevante Aussagen zu einer Fragestellung zu erwarten sind. Die Fachkompetenz möglichst aller für ein Thema relevanter Akteure soll in einem produktiven, ergebnisorientierten Gespräch zusammengeführt und Standpunkte integriert werden. Dabei wird das Potenzial der Vielfalt der Kompetenzen und Interessen genutzt. Ziel der Diskussion ist die Vielfalt der Argumente sichtbar zu machen und/oder gemeinsame Entscheidung zu treffen. Der Runde Tisch wird neutral moderiert, um eine Trennung zwischen der Fachrolle und der Moderationsrolle sicherzustellen (Wachinger et al. 2020).

8.3 Lessons learned aus den vier "Runden Tischen" im Projekt OptiSys

Die folgenden Erfahrungen beruhen aus den vier Workshops „Modellierung trifft Praxis“ im Projekt OptiSys (Protokolle siehe Anhänge in Eltrop et al. (2020)). Die Methodik und die Ergebnisse der durchgeführten Evaluation können in Kapitel 14 nachgelesen werden.

Die Ergebnisse der Evaluationen (siehe Kapitel 14.3) zeigen sowohl aus der Sicht der Teilnehmenden, als auch aus der Sicht der Projektmitarbeiter*innen auf, welche der angewandten Methoden hilfreich waren und wo noch Herausforderungen liegen. Einige praktische Methoden werden im Einzelnen als Empfehlungen in Kapitel 8.4 aufgeführt und näher erläutert.

Die Ansprache und Einladung der Teilnehmenden stellten die größten Herausforderungen dar. Auch wenn nur 8-12 Expert*innen für jeden Runden Tisch gewonnen werden mussten, konkurrierte jede Veranstaltung mit mehreren anderen Terminen bei den Expert*innen. Auch die terminliche Verbindung des letzten Workshops mit einer wissenschaftlichen Tagung war leider nicht erfolgreich, da die Tagung nicht die Interessen der Zielgruppe für die Workshops adressierte und somit die Synergien für die Teilnehmenden der vorherigen Workshops nicht gegeben waren. Viele Expert*innen kamen zu den OptiSys-Workshops, weil sie persönlich durch die Projektmitarbeiter*innen angesprochen wurden, die sie aufgrund ihrer Arbeit schätzten, und den Austausch mit diesen für wichtig und interessant ansehen. Die persönliche telefonische Einladung durch die Wissenschaftler*innen des Projektes erwies sich als wichtiger als das Angebot einer Aufwandspauschale. Die angebotene Aufwandspauschale wurde nur von etwa einem Drittel der Teilnehmenden in Anspruch genommen

Je nach Terminmöglichkeit kamen die Expert*innen auch zu zwei oder mehreren Workshops wieder. Diese Mischform aus „Stamm-Teilnehmenden“ und „Einzelexpert*innen“, führte zwar insgesamt zu einer sehr interessanten Besetzung der Workshops, aber hatte zwei Nachteile: Die Teilnehmendenakquise war vor jedem Workshop von neuem sehr aufwändig und es musste jedes Mal ein ausführlicher Informationsteil vorgeschaltet werden

Die in Kapitel 8.1 genannten Erfolgsfaktoren ließen sich auch auf die Runden Tische übertragen: Die Frühzeitigkeit und Transparenz der Kommunikation war den Expert*innen sehr wichtig. Eine besonders große Rolle spielte auch hier das Mandat und der Entscheidungsspielraum. Fragen, wie „Für wen machen wir das?“ „Was passiert dann mit den Ergebnissen?“ „Werden die Ergebnisse Eingang in das Projekt finden?“ „Ändert Ihr die Methodik aufgrund unserer Anregungen?“ musste sich das Projektteam im Vorfeld schon stellen und auch beantworten können. Als wesentlich wurde von den Projektmitarbeiter*innen geschätzt, dass die Moderation die Anregungen der Teilnehmenden in geeigneter Form aufnimmt und visualisiert (z. B. über Moderationskarten). Somit konnten die Wissenschaftler*in aus dem Projekt mitdiskutieren und sich auf die Inhalte konzentrieren.

Der wichtigste Faktor war aber auch hier (wie in der Partizipationsliteratur beschrieben) die Haltung der Akteure. Es war wesentlich und wurde auch von den Teilnehmenden gewürdigt, dass der Projektleiter bei allen Sitzungen des Runden Tisches anwesend war und die Leitung übernahm. Dies trug auch dazu bei, dass die Teilnehmenden der OptiSys-Workshops sehr zufrieden waren und in hohem Maße ihr Vertrauen äußerten, dass ihre Anregungen ins Projekt aufgenommen wurden.

Die Zufriedenheit der Teilnehmenden in den Workshops war auch den befragten Projektmitarbeiter*innen ein wichtiges Anliegen.

Zudem wurde auch die Absicherung des Vorgehens als ein großer Vorteil der Workshops im Projekt angesehen in der Evaluation durch Kurzinterviews gesehen (siehe Kapitel 14.3.2).

8.4 Empfehlungen zur Partizipativen Modellierung

Die Empfehlungen basieren auf der Evaluation der OptiSys-Workshops (siehe Kapitel 14.3) und auf den Erkenntnissen aus weiteren partizipativen Modellierungen. Die Empfehlungen leiten sich somit aus drei Gruppen ab:

Erstens wurden die Teilnehmenden der OptiSys-Workshops über Rückmeldefragebögen zum Ende jedes Workshops befragt. Die Auswertung der Befragungen ist in Kapitel 14.3.1 grafisch dargestellt und beschrieben.

Zweitens wurden die Wissenschaftler des Projektes in qualitativen Kurzinterviews befragt (siehe Kapitel 14.3.2)

Drittens wurden die Erfahrungen aus den OptiSys-Workshops mit anderen Projekten verglichen, in denen partizipative Modellierung zum Einsatz kam.

Folgende zehn Praxistipps/ Empfehlungen können gegeben werden:

1. Jeder Runde Tisch ist so gut wie seine Teilnehmenden:
Durch Frühe und persönliche Ansprache der Expert*innen durch die Wissenschaftler*innen können die „Wunsch“-Expert*innen gewonnen werden. Gegenwärtig gibt es viele Projekte, die einen Dialog mit der Praxis fordern. Dadurch sind besonders Praxisexpert*innen aus Verbänden und Vereinen stark gefragt. Auch wissenschaftliche Expert*innen haben meist einen Vorlauf für Terminvorgaben von mehreren Monaten. Dazu kommt, dass ehrenamtlich Tätige oft auch in ihrer Freizeit mehrfach beansprucht sind. Eine große Auswahlliste an Expert*innen (mindestens die vierfache Anzahl von der angestrebten Teilnehmendenzahl), eine frühzeitige Ansprache (3–6 Monate im Voraus) ist notwendig. In den OptiSys-Workshops hat sich eine Teilnehmendenzahl von 12–15 als besonders hilfreich erwiesen: Das ist eine ausreichende Anzahl um eine Vielfalt des Wissens und der Meinungen in einer moderierten Diskussion zu nutzen.
2. Aufwandspauschale anbieten (und im Projektbudget einkalkulieren):
Auch Praxisberater sind Berater und bringen ihre Zeit und Expertise in das Projekt mit ein! Der Aufwand muss „sich lohnen“. Dafür kommen verschiedene Anreize in Frage: Persönlicher und wissenschaftlicher Austausch zu einem interessanten Projekt, Mitsprachemöglichkeit bei einer wichtigen Fragestellung, oder das Honorar. Die Aufwandspauschale ist da meist nur ein kleinerer Beitrag zum Honorar, ermöglichen es aber, Wissenschaftlern und Praxisexpert*innen auch außerhalb ihrer beruflichen Tätigkeit als Ehrenamtliche zu kommen.
3. Aufbau eines Beraterstammes:
Wer einmal an dem Runden Tisch teilgenommen hat, kommt gerne wieder. Es ist sehr hilfreich im Projekt Praxisberater*innen und wissenschaftliche Begleiter*innen zu haben, die den Projektverlauf mit beurteilen können, die Methodik schon kennen und nicht jedes Mal von Neuem in das Projekt eingeführt werden müssen. Hat man einen festen Teilnehmenden-Stamm kann man mit diesen Teilnehmenden weitere Termine abstimmen und erreicht so eine höhere Teilnehmenden-Anzahl. Allerdings muss man sich bei der Konzeption der Workshops entscheiden, ob die kontinuierliche Beratung im Projekt im Vordergrund stehen soll oder die Vielfalt der Teilnehmenden zu den unterschiedlichen Workshop-Themen.
4. Einberufung des Runden Tisches bei relevanten Projektschritten oder passend zu Tagungen, um doppelten Reiseaufwand für die Teilnehmenden zu vermeiden:
Das Datum der Workshops sollte möglichst gleich bei Projektbeginn festgelegt werden. Das hat den Vorteil, dass die Workshops als Taktgeber für das Projekt fungieren und die Teilnehmenden eine hohe Terminalsicherheit haben, was die frühzeitige Teilnehmendenakquise sehr erleichtert. Die Termine können eventuell auch mit den Teilnehmenden zusammen bei dem ersten Workshop abgestimmt werden und an bestimmte Tagungen angepasst werden, um den Teilnehmenden die Anreise zu erleichtern.
5. Kurze Vorträge, viel Raum für Diskussionen:
Bei der partizipativen Modellierung ist es wesentlich, dass zunächst alle Teilnehmenden auf einen möglichst gleichen Informationsstand gebracht werden, damit sie fundierte Beiträge liefern können. Die Workshops dienen dazu, dass die Ideen und Anmerkungen der Teilnehmenden zu dem Projekt eingeholt werden. Daher sollte den Teilnehmenden mindestens 75 % der Workshopzeit eingeräumt werden, die Zeit für Vorträge sollte man so weit wie möglich beschränken.
6. Vorbereitung der Inhalte, zu denen die Teilnehmenden etwas beitragen sollen in Form von geeigneten Visualisierungs- und Bearbeitungsmethoden:
Wie bei dem Erfolgsfaktor „angepasste Verfahren“ (siehe oben) beschrieben, muss die Konzeption eines Workshops sich daran orientieren, welche Ergebnisse erzielt werden sollen. Dazu gehört die prägnante Information

an die Teilnehmenden, was von Ihnen erwartet wird und die Vorbereitung, wie die Teilnehmenden ihre Anregungen in geeigneter Form einbringen können.

Die Vorbereitung dieser Methoden erfordert eine rechtzeitige Abstimmung der Inhalte und Vorgehensweise im Projektteam, mindestens 3 Wochen vor dem Workshop, und gegebenenfalls auch eine Vorab-Information an die Teilnehmenden.

7. **Neutrale Moderation in regelmäßiger Absprache mit den Fachleuten des Projektes:**
Die Evaluation durch die Projektmitarbeiter*innen (siehe Kapitel 14.3.2) unterstreicht die hilfreiche Rolle einer neutralen Moderation, die sich auf den Ablauf und die Dokumentation des Workshops konzentrieren kann und nicht gleichzeitig für die Inhalte des Workshops verantwortlich ist. Dafür ist ein Verständnis der Inhalte des Projektes notwendig. Daher wird eine Leitung der Workshops durch zwei Personen empfohlen: Einer Prozessverantwortlichen Moderation und einer fachlichen Leitung. Diese sollen sich im Vorfeld und während des Workshops eng abstimmen. Die neutrale Moderation sollte in der Methodik geschult sein.
8. **Mitschrift und Visualisierung aller Fragen und Antworten, sowie alle Anregungen auf Karten/Flipchart/Postern und Dokumentation dieser in ausführlichen Ergebnisprotokollen:**
Die Ergebnisse der Workshops sind die Anregungen der Teilnehmenden. Diese können auch über die Antworten auf die vorbereitenden Fragen hinausgehen. Das ist der Vorteil von den (im Vergleich zu Fragebogenaktionen sehr aufwändigen) Präsenzworkshops. Es ist daher wesentlich alle Fragen und Antworten möglichst genau festzuhalten und zugleich für alle Teilnehmenden sichtbar zu visualisieren. Dazu eignet sich entweder die Protokollführung in einem Dokument, das in der Sitzung mit einem Beamer an die Wand geworfen wird, oder die Darstellung auf Moderationskarten an Pinnwänden, sowie die Visualisierung auf einem Flipchart. In jedem Falle sollte die Dokumentation von Fragen und Antworten von einer neutralen Person durchgeführt werden, damit die wissenschaftlichen Projektmitarbeiter*innen sich auf die Inhalte konzentrieren und mitdiskutieren können. Handschriftlich festgehaltene Ergebnisse werden abfotografiert, wörtlich abgeschrieben, in Tabellen eingetragen (es empfiehlt sich Excel oder ein ähnliches Datenbankprogramm, in dem die Ergebnisse nach Inhalten sortiert werden können) und in Form eines ausführlichen Ergebnisprotokolls mit allen Teilnehmenden abgestimmt. Wichtig: Anders als bei reinen Fachdiskussionen auf einer wissenschaftlichen Tagung, die meist nicht festgehalten werden, kommt es hier im Einzelnen auf die Inhalte der Diskussion an, diese dürfen nicht verlorengehen, um die Anschlussfähigkeit der Ergebnisse in das Projekt sicherzustellen.
9. **Darstellung des Fortschritts des Projektes bei jedem Workshop, inklusive der Bewertung der Beiträge der Teilnehmenden und was sie zu den Entscheidungen im Projekt beigetragen haben:**
Die „Ernsthaftigkeit“ als Erfolgsfaktor ist eine wichtige Voraussetzung für die Motivation der Teilnehmenden dafür, dass der hohe Aufwand der Workshops gerechtfertigt ist. Nur, wenn die Anregungen aus den Workshops dazu beitragen, die Projektergebnisse abzusichern und ihre Qualität und Sichtbarkeit zu erhöhen, haben sich die Workshops gelohnt. Auch die Teilnehmenden der Workshops, die diese Beratung ja geleistet haben, müssen über den Projektfortschritt und über ihren Beitrag dazu informiert werden: Durch Ergebnisprotokolle, durch persönliche Berichte bei den jeweils folgenden Workshops und durch eine Ergebnisdokumentation zum Abschluss des Projektes.
10. **Und zuletzt: Gute Organisation der Anreise und gutes Essen!**
Dazu gehört auch, dass sie sich körperlich wohlfühlen: Eine gute Organisation der Anreise (z. B. Tagungszeiten gut an Zugverbindungen anpassen, ausführliche Anfahrtsbeschreibung verschicken), angepasste Räumlichkeiten und eine gute Verpflegung sind daher wesentlich, damit die Teilnehmenden sich 6-8 Stunden auf die Arbeit an dem Projekt konzentrieren können.

9 FAZIT UND AUSBLICK

Es lässt sich zusammenfassen, dass Biogasanlagen zwar unter den erneuerbaren Energietechnologien vergleichsweise hohe Stromgestehungskosten aufweisen (Kost et al. 2018), aber ihnen dennoch eine große Bedeutung im kostenoptimierten Strom-Wärme-System zukommt - auch ohne Berücksichtigung weiterer ökonomischer (z. B. Fördermechanismen) und ökologischer Effekte (z. B. Entwicklung ländlicher Räume, Nährstoffmanagement, Landschaftspflege, Emissionsreduktion in der Fleischproduktion, Gewässerschutz (Guss et al. 2016)). In der vorliegenden Analyse werden folgende Eigenschaften von Biogasanlagen als besonders systemrelevant herausgestellt: die Fähigkeit zur zeitlich verschiebbaren Strombereitstellung (strommarkt- und stromnetzdienlicher flexibler Betrieb), die Bereitstellung von EE-Strom (Beitrag zur Erfüllung des Zielanteil EE am Bruttostrom), die gekoppelte Bereitstellung von Strom und -Wärme (hoher Gesamtwirkungsgrad und Beitrag zur EE-Zielerreichung im Wärmebereich). Diese Aspekte führen dazu, dass fEE-Kapazität und andere elektrische Kapazitäten eingespart werden können, um die gleichen Klimaschutzziele zu erreichen. Insbesondere im Kontext sinkender Akzeptanz im Windkraftbereich und immer knapper werdenden Standorten für fEE-Projekte eine wichtige Erkenntnis. Betrachtet man besonderes die langfristigen Szenarien, welche durch hohe Zielanteile EE an der Bruttostromerzeugung gekennzeichnet sind, gewinnen die Eigenschaften der Biogastechnologie an Bedeutung und sollten deshalb besonders adäquat in Energiesystemmodellen abgebildet werden.

Die Ergebnisse aus den Kapiteln 5 bis 7 zeigen, dass die Eigenschaft der Biogas-Flexibilisierung den größten Einfluss auf die Rolle der Biogasanlagen im Rahmen von Energiesystemanalysen hat. Ohne Flexibilisierung bieten Biogasanlagen in einem rein (gestehungs-)kostenoptimierten Strom- und Wärmesystem keinen Mehrwert und werden durch die kostenoptimale Simulation nicht zugebaut. Erst durch die Eigenschaft einer flexiblen Strom- und Wärmebereitstellung werden Biogasanlagen als kostengünstige Lösung zum Ausgleich von Residuallastschwankungen eingesetzt und kommen nahe an ihrem maximalen Potential zum Einsatz. Die Eigenschaft der flexiblen Fahrweise von Biogasanlagen gewinnt mit höherem EE-Anteil an der Bruttostromerzeugung (vgl. Kapitel 6.1.3) und einer höheren Stromnachfrage (z. B. auf Grund der Elektrifizierung des Verkehrssektors, vgl. Kapitel 7.1.3) an Bedeutung. Daher sollte insbesondere bei langfristigen Betrachtungsszenarien die Bioenergie als flexible Erzeugungskapazität abgebildet werden und für eine ganzheitliche Betrachtung die Stromnachfrage durch den Mobilitätssektor berücksichtigt werden, um die sektorübergreifende Bedeutung der Bioenergie adäquat abzubilden. In der modelltechnischen Abbildung wird die Eigenschaft der flexiblen Fahrweise von Biogasanlagen durch die Implementierung eines Flexfaktors empfohlen. Details zur Implementierung finden sich in Abschnitt 5.1.2. Der Flexfaktor repräsentiert die Kombination der Flexibilisierungsmaßnahmen des Leistungszubaus und der dazu angepassten Gasspeichergröße. Eine variable Rohgasproduktion kann in Energiesystemanalysen vernachlässigt werden (vgl. Kapitel 5.4.4). Darüber hinaus steigt die Systemdienlichkeit flexibler Biogasanlagen mit zunehmendem Grad der Flexibilisierung (d. h. höherer Flexfaktor) (vgl. Kapitel 5.1.3). Die Höhe des Flexfaktors ist ergebnisbestimmend und sollte daher sinnvoll festgelegt werden.

Werden die Rohbiogaskosten nicht der Literatur entnommen, sondern selbst berechnet, so kann die vereinfachte Berechnung der Rohbiogaskosten auf folgende Parameter reduziert werden (vgl. Kapitel 5.4.4):

- Substratkosten
- elektrischer Wirkungsgrad des BHKW und somit der absolute Rohgasbedarf für die Stromproduktion
- Betrachtungszeitraum ($\hat{=}$ Lebensdauer des BHKW)
- Investitionsausgaben der Gasproduktionseinheiten
- kalkulatorischer Zinssatz

Auf Grund des gewählten methodischen Ansatzes und der Konsistenz der Kostenberechnung, weisen die Rohbiogaskosten eine Abhängigkeit von den technischen Parametern des BHKW (elektr. Wirkungsgrad und Betrachtungsdauer bzw. techn. Lebensdauer), obwohl dieses in der Praxis keinen direkten Einfluss auf die Gasproduktion haben. Eine Herleitung dieser indirekten Abhängigkeit der Rohbiogaskosten von den technischen Parametern des BHKW findet sich in Kapitel 12.2.3.

Die aufgelisteten Parameter sollten möglichst exakt recherchiert werden, da sie den größten Einfluss auf die Rohbiogaskosten haben. Alle anderen Parameter weisen einen sehr geringen Einfluss auf ($< \pm 1,5\%$) und müssen daher nicht so exakt bestimmt werden.

Die Berechnungsmethode zur Bestimmung der Rohbiogaskosten (z. B. Annuitätenmethode, Kapitalwertmethode (Barwertmethode) oder Berechnung des internen Zinsfußes) ist frei wählbar (Thrän und Pfeiffer 2013). In Abschnitt 12.2.3 wird die für das Methodenhandbuch verwendete Methode der ‚Levelized Costs of Electricity‘ (LCOE) auf Grundlage der Kapitalwertmethode als Beispiel vorgestellt.

Wird der Einsatz der Biomasse in einer konkreten Konversionsanlage exogen vorgegeben, so sollte die Berechnung der Rohbiogaskosten für die vorgegebenen Anlagenkonfigurationen (z. B. Nennleistung, Volllaststunden) anhand der exakten Berechnungsmethode (Beispiel siehe Abschnitt 12.2.3) durchgeführt werden. Um die modellendogene Einsatzoptimierung der Biomasse in verschiedenen Konversionsanlagen zu ermöglichen, wird die Berechnung der Rohbiogaskosten mit Bezug auf die Bemessungsleistung empfohlen. Folgende Vereinfachungen sind hierfür zulässig:

- Der Betrachtungszeitraum entspricht der mittleren Lebensdauer des BHKW über alle Flexibilisierungsstufen (die Lebensdauer in Abhängigkeit der Volllaststunden kann in **Abbildung 69** (siehe Kapitel 12.2.4) abgelesen werden)
- Anstelle der Nennleistung wird die Bemessungsleistung zur Berechnung der Investitions- und Betriebsausgaben in den Gleichungen (26) bis (28) (siehe Kapitel 12.2.3) sowie des Wirkungsgrades nach Gleichung (46) (siehe Kapitel 12.2.4) herangezogen

Die Berücksichtigung von indirekten THG-Emissionen (d. h. Emissionen zur Produktion, Aufbereitung und Transport der Biomasse) spielt für Biogasanlagen nur eine untergeordnete Rolle, da die Erfüllung des Zielanteils an EE in der kostenoptimalen Greenfield-Simulation die stärkere Restriktion ggü. der THG-Grenzwerte darstellt (vgl. Kapitel 6.1.3). Vor allem bei langfristigen Szenarien können daher in Energiesystemanalysen die indirekten THG-Emissionen von Biogasanlagen vernachlässigt werden (vgl. Kapitel 5.8.4).

Die Heterogenität des Biogas-Anlagenparks kann für die Systemanalyse zu typischen Leistungsklassen und Betriebsformen (sog. Cluster) zusammengefasst und vereinfacht werden. Die spezifischen Parameter einzelner Anlagen werden interpoliert und repräsentieren die technischen und ökonomischen Eigenschaften des Clusters. Die Methode der Clusterung (Beispiele siehe Abschnitt 5.2.3) und die Anzahl der Cluster sollten entsprechend der Zielstellung sinnvoll gewählt werden. Zusammen mit der Festlegung der min. und max. Leistungsgrenzen des Anlagenparks wird durch diese drei Größen die repräsentative Bemessungsleistung je Cluster bestimmt.

Die Bemessungsleistung des Clusters beeinflusst:

- die Zuordnung der Wärmeversorgungsaufgabe des Clusters. D. h. darüber wird bestimmt für welche Wärmelieferverpflichtungen Biogas eingesetzt werden kann.
- zusammen mit dem Flexfaktor bzw. der Nennleistung die Kostenstrukturen des Clusters - und somit auch des gesamten Biogasparcs.

Für eine Abbildung des aktuellen, realen Anlagenbestands (z. B. für Szenarienentwicklung mit kurzfristiger Perspektive aufbauend auf Bestandsanlagen), sollte das Verhältnis der Anlagen-Cluster über einen festgelegten Schlüssel fixiert werden. Details zur Implementierung finden sich in Abschnitt 5.3.2. Bei einer reinen theoretischen Kostenoptimierung und unberücksichtigt der Bestandsstruktur (z. B. für extrem langfristige Perspektiven), ist die Vereinfachung ohne fixierte Clusterverteilung zulässig (vgl. Kapitel 5.3.4).

Die flexible Einheit der letzten Konversionsstufe einer Biogastechnologie (d. h. Biogasspeicher und BHKW) kann für eine einfache Abbildung in Energiesystemmodellen auf einige wenige, aber technisch und ökonomisch relevanten Parameter und Eigenschaften reduziert werden:

- elektrischer Wirkungsgrad (vgl. Kapitel 5.5.4)
- Rohbiogaskosten (vgl. Kapitel 5.5.4 und 5.7.5)
- Betrachtungszeitraum (vgl. Kapitel 5.5.4)

- Investitionsausgaben (vgl. Kapitel 5.5.4); v. a. Kapitalkosten des BHKW (vgl. Kapitel 5.7.5)
- variable und fixe Betriebskosten (vgl. Kapitel 5.5.4)
- unter 80 %-EE-Anteil gekoppelte Strom-Wärmeproduktion berücksichtigen; über 80 % reine Betrachtung des Stromsektors als Vereinfachung zulässig (vgl. Kapitel 5.6.4)
- Vorgabe eines Flexfaktor bzw. Volllaststunden (vgl. Kapitel 5.1.4)
- elektrische Bemessungsleistung z. B. über eine fundierte Methode der Clusterung (vgl. Kapitel 5.2.5)

Über die Gleichung (8) (Seite 26) können der Flexfaktor, die Bemessungsleistung und die Nennleistung ineinander umgerechnet werden. Es ist daher ausreichend, zwei dieser drei Größen festzulegen - egal welche.

Die aufgelisteten Parameter entsprechen zudem den meist veröffentlichten Parametern aus der Literaturrecherche (vgl. **Tabelle 5** in Kapitel 4.2) und wurden auch von den Fachexpert*innen in den OptiSys-Workshops als wichtigste Parameter zur adäquaten Abbildung identifiziert (Protokolle siehe Anhänge in Eltrop et al. (2020)). Sie sollten daher besonders intensiv recherchiert werden, um belastbare Simulationsergebnisse zu erzielen. Diese ergebnisbestimmenden Parameter für den flexiblen BHKW-Betrieb sollten individuell für jede Flexibilisierungsstufe (Bezug auf elektr. Nennleistung) berücksichtigt werden (keine Vereinfachung mit identischen Parametern eines Grundlast-BHKW). Da sich die Anzahl der BHKW zum Flexbetrieb auf die zugrunde gelegte Nennleistung zur Ermittlung der technischen und ökonomischen Parameter auswirkt (und somit sehr sensitiv auf die Stromgestehungskosten), sollte die Entscheidung über die BHKW-Anzahl nachvollziehbar hergeleitet werden.

Alle anderen Parameter können für eine vereinfachte Betrachtung vernachlässigt werden, da sie im Vergleich zu den aufgeführten Eigenschaften einen sehr geringen Einfluss auf die Stromgestehungskosten aufweisen.

Im Projekt OptiSys erwies sich die Einbindung von Fachexpert*innen und Interessensgruppen der Bioenergiebranche zur Validierung von Inputparametern und Simulationsergebnissen als äußerst hilfreich. Konkrete Antworten auf abstrakte Fragen zur Modellierung können in der Regel jedoch nicht erwartet werden. Durch die partizipative Beteiligung konnte eine hohe Akzeptanz der Ergebnisse bei gleichzeitiger Qualitätssteigerung der Ergebnisse sichergestellt werden. Für die Konzeption der partizipativen Modellierung kann die Einbindung eines breit gefächerten Expert*innengremiums aus verschiedenen Fachbereichen, Forschung und Praxis sehr empfohlen werden, um eine Unterstützung von Expert*innen aus der Praxis bei der Beantwortung wissenschaftlicher Fragestellungen zu erreichen. Um die komplexen Zusammenhänge, methodischen Herausforderungen und Zwischenergebnisse der Systemmodellierung für ein gemischtes Publikum aufzuarbeiten, erwies sich in den OptiSys-Workshops die Aufarbeitung als Poster und Tabellen als sehr konstruktives Werkzeug. Des Weiteren sollte den Teilnehmenden eine aktive Beteiligung mindestens 75 % der Workshopzeit eingeräumt werden. Die Vorträge sollten daher kurzgehalten und viel Raum für Diskussionen eingeplant werden (vgl. Kapitel 8.4). Eine echte interaktive Arbeit an den Modellen kann nur mit ausreichend geschultem Fachpublikum empfohlen werden. Dennoch ist der Zeitaufwand zur gemeinsamen Durchführung von Modelldurchläufen nicht zu unterschätzen. Für eine solche Vorgehensweise der partizipativen Modellierung wäre ein entsprechend ausreichender Zeitrahmen für die Workshops einzuplanen, sowie ein fester Teilnehmendenkreis, der Projektwissen mit der Zeit aufbauen kann. Weitere Empfehlungen zur Konzeption und praktischen Umsetzung der partizipativen Modellierung finden sich in Kapitel 8.4.

Der im Rahmen des Projektes OptiSys erarbeitete Datensatz liefert die Möglichkeit, die entsprechenden Parameter je nach Leistungsklasse (elektr. Bemessungsleistung) und Flexibilisierungsgrad (elektr. Nennleistung) zu skalieren und ermöglicht somit die breite Anwendung der spezifischen Inputparameter zur Modellierung flexibler Biogasanlagen in der Systemanalyse. Mit der transparenten Dokumentation der Datengrundlage wird eine Überprüfbarkeit und Einschätzung/Bewertung des Datensatzes gewährleistet bzw. geschaffen.

Ist zur Beantwortung der wissenschaftlichen Fragestellung eine detailliertere Abbildung der Biogasanlagen notwendig (z. B. Leistungsgradienten oder Teillastfähigkeit), so sind grundsätzlich detailliertere Daten von Biogasanlagen in das Modell zu integrieren. Außerdem können grundsätzliche Änderungen des Modells wie z. B. kürzere Zeitintervalle (z. B. 15-Minuten) oder eine nichtlineare Optimierung notwendig sein. Bei der Wahl der Detailtiefe, sollte darauf geachtet werden, dass alle Technologien (auch Konkurrenz zu Bioenergie) in einem ähnlichen Detailgrad abgebildet werden sollten, da sie sonst nicht untereinander vergleichbar sind (vgl. Kapitel 5.5.4).

Des Weiteren zeigen die Ergebnisse, dass der Zielanteil EE am Bruttostromverbrauch eine ergebnisbestimmende Restriktion darstellt und einen großen Einfluss auf die Rolle der Biogasanlagen im Strom- und Wärmesystem hat. Die Festlegung des vorgegebenen Wertes für den Zielanteil EE ist daher entsprechend der Fragestellung fundiert zu treffen. Die Vorgabe des korrespondierenden THG-Reduktionsziels ist optional bzw. eine grobe Abschätzung ist ausreichend (vgl. Kapitel 6.1.4).

Bei langfristigen Betrachtungshorizonten mit hohen EE-Anteilen am Bruttostromverbrauch, sollten die Netzkosten zur Integration großer Kapazitäten fluktuierender Erneuerbarer Energien (fEE) nicht vernachlässigt werden, da sie einen großen Einfluss auf den Einsatz und die Rolle der Biogasanlagen sowie anderer Technologien haben (vgl. Kapitel 6.3.4). Die zusätzlichen Leitungskapazitäten können entweder über Netz- und Engpasssimulationen optimiert und mit separaten Kosten belegt werden, oder die entstehenden Kosten werden bei den Stromgestehungskosten für fEE eingepreist (Beispiel siehe Abschnitt 6.3.2).

Da Biogasanlagen nicht nur zeitlich flexibel Strom und Wärme bereitstellen können, sondern der Strom und die Wärme gleichzeitig als EE-Strom bzw. EE-Wärme zählen und damit einen Beitrag zur Erfüllung des Zielanteil EE am Bruttostrom und Wärmebedarf liefert, zeigen die Entwicklung konkurrierender Flexibilitätsoptionen (z. B. Kostenentwicklung von Stromspeicher in Kapitel 6.2.3 oder neue Flexibilität aus Lastverschiebung der Stromnachfrage im Verkehrssektor in Kapitel 7.2.3) lediglich einen geringen Einfluss auf den Wert von Biogas im Strom-Wärme-System. Dennoch sollte bei zukünftigen Analysen die stetige Verbesserung und Vergünstigung der anderen Flexibilitätsoptionen nicht unbeachtet bleiben, da sie eine starke Wechselwirkung mit der Einspeisung von fEE hat. Die Wahl des Wetterjahres beeinflusst zwar die Einspeisung von fEE, zeigt aber keine nennenswerte Rückwirkung auf den Wert von Biogas im Strom-Wärme-System (vgl. Kapitel 6.3.4).

Aktueller denn je ist die Debatte, wo die begrenzte Ressource Biomasse einzusetzen ist. Im Kraftstoffsektor kann sie besonders im Schwerlastverkehr in schwierig zu dekarbonisierenden Bereichen zukünftig eine stärkere Rolle spielen. Jedoch birgt sie im Stromsektor bei steigenden EE-Anteilen gleichzeitig relevante Potenziale zur Bereitstellung regenerativer und flexibler Energie. Diese Fragestellung, wo Biomasse einzusetzen ist, wird in der kommenden Phase des auslaufenden EEGs der ersten BGAs an Bedeutung gewinnen. Durch die mangelnden Schnittpunkte zwischen den schwer zu dekarbonisierenden Bereichen im Verkehrssektor (z. B. Schwerlast) und dem Stromsektor, sind Aussagen, in welchem Verwertungspfad Biomasse einzusetzen ist, in der vorliegenden Untersuchung nicht detailliert beantwortet worden. Für eine gezielte Analyse dieser Frage empfiehlt sich ein sektorübergreifendes Energiesystemmodell oder eine Kopplung von adäquaten Modellen, die jedoch die in diesem Handbuch identifizierten wichtigen Eigenschaften der Bioenergie - und insbesondere Biogasanlagen und deren Flexibilität - berücksichtigen sollen. Aus der Sicht der Autoren ist dies bisher noch ein offenes Forschungsfeld.

II. FALLBEISPIEL PROJEKT OPTISYS: ABBILDUNG UND ANALYSE DER BIOENERGIE IN EINEM ENERGIEMARKTMODELL

10 BESCHREIBUNG DES FORSCHUNGSPROJEKTES OPTISYS

Ziel des Projektes ist es, die Einflussfaktoren auf den Einsatz der Bioenergie in künftigen, gekoppelten Elektrizitäts- und KWK-Systemen in Deutschland zu konkretisieren. Dabei berücksichtigt das unterstellte Mengengerüst der Biomassenutzung nicht nur den Strombereich, sondern ebenso Wärme und Verkehr, wodurch die Beziehungen zueinander aufgezeigt werden. Es werden die unterschiedlichen technischen Konzepte von Biogasanlagen untersucht und anderen konkurrierenden Technologie- und Flexibilitätsoptionen im Rahmen einer systemischen Bewertung der sektorübergreifenden Flexibilitätsbereitstellung durch Bioenergieanlagen vergleichend gegenübergestellt. Damit soll die Wechselwirkung der Bioenergie mit anderen Flexibilitätsoptionen betrachtet sowie bewertet werden und die Lücke zwischen „EE-Systemstudien“ und „Bioenergie-Systemstudien“ geschlossen werden. Für das Jahr 2050 und die Stützjahre 2030 und 2040 werden die kostenoptimalen Anteile der Bioenergie für das Energieversorgungssystem unter Berücksichtigung der energie- und klimapolitischen Ziele zum Anteil Erneuerbarer und zur Reduktion von CO₂-Emissionen ermittelt. Weiterhin wird der Einfluss unterschiedlicher Technologieeigenschaften wie die BGA-Flexibilisierung durch Leistungszubau oder die Kraft-Wärme-Kopplung auf den Systembeitrag von Biogasanlagen bewertet. Die Bewertung findet sowohl auf Technologieebene und als auch auf Energiesystemebene statt. Methodisch wird das für die erweiterte Analyse von Sektorkopplung in den Bereichen Strom-Wärme und E-Mobilität entwickelte fundamental-analytische Elektrizitätsmarktmodell E2M2-Bio eingesetzt und die Bewertung mit Stakeholdern validiert.

11 MODELLBESCHREIBUNG E2M2-BIO

Für die Untersuchung des Systembeitrags von Biogasanlagen, wird das am IER der Universität Stuttgart entwickelte europäische Strommarktmodell "E2M2" (Europäisches Elektrizitätsmarktmodell) verwendet. Basierend auf einem deterministischen, fundamental-analytischen Ansatz optimiert E2M2 parallel die zukünftigen Investitionen und den Betrieb von Kraftwerken, während eine zuverlässige Strom- und Fernwärmeversorgung sichergestellt wird (vgl. **Abbildung 57**).

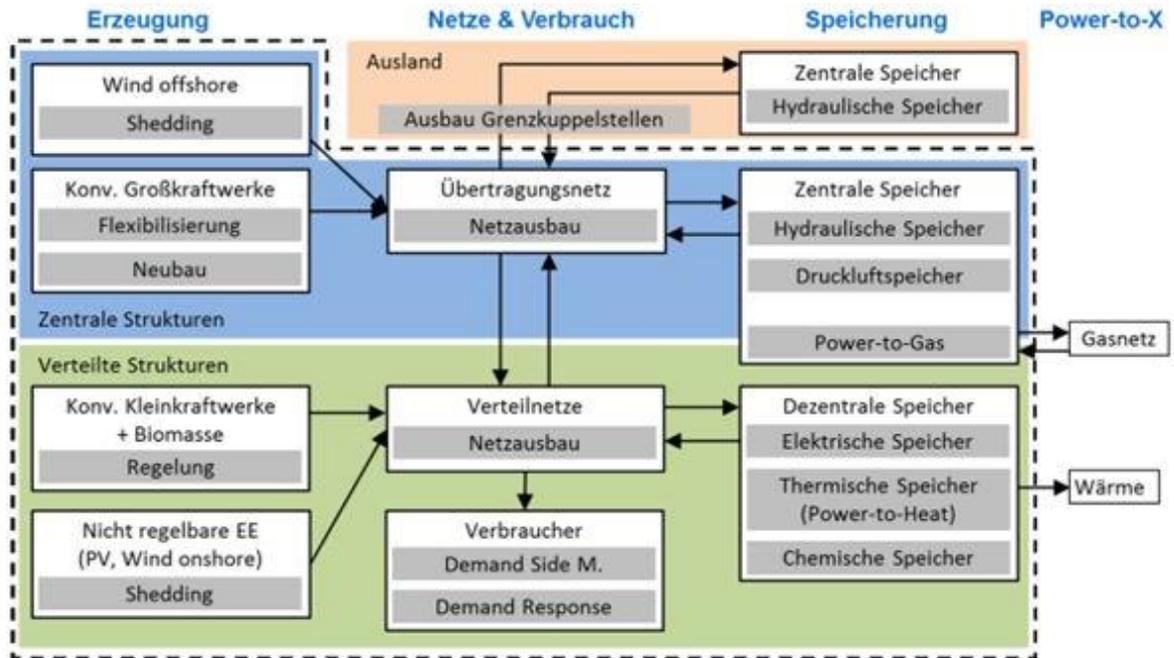


Abbildung 57: Übersicht des Strommarktmodells E2M2 [eigene Darstellung, IER]

E2M2 und die Bio-Version ist in der algebraischen Modellierungssprache GAMS (GAMS 2020) geschrieben. Für die Lösung des aufgestellten mathematischen Problems wird der CPLEX-Solver zur linearen Minimierung der Kostenfunktion eingesetzt. Die zu minimierende Kostenfunktion beinhaltet sowohl Kapitalkosten, Betriebskosten und Kosten für den Netzausbau der einzelnen Technologien, aber auch Kosten für die benötigten Systemdienstleistungen.

Um viele verschiedene Fragestellungen bearbeiten zu können, weist E2M2 eine hohe Anpassbarkeit auf spezifische Fragestellungen auf. Unterschiedliche Forschungsfragen benötigen unterschiedliche Modelleigenschaften und Detailtiefen. Für die Untersuchung der Rolle der Bioenergie zwischen Strom, Wärme und Verkehr wurde E2M2-Bio entwickelt. Diese Modellerweiterung enthält nicht nur den reinen Strommarkt, sondern sowohl alle Einflüsse auf die Stromnutzung aus den beiden anderen Sektoren (PtH, PtG, etc.) als auch eine detaillierte Betrachtung der Bioenergieanlagen - und insbesondere Biogasanlagen.

Die Erweiterung E2M2-Bio ist in **Abbildung 58** dargestellt. Dabei wird besonders auf die Schnittstellen zwischen Verkehr und Stromsektor eingegangen. Auswirkungen, die durch verändertes Transportverhalten auf den Strom- und Wärmesektor wirken, sollen damit abgebildet werden können. Dies beinhaltet sowohl E-Mobilität und eine verstärkte Wasserstoffproduktion (die beide teilweise ein flexibler Verbraucher sein können) als auch eine höhere Nachfrage an Biomasse, um biogene Kraftstoffe für den Schwerlastverkehr bereitstellen zu können. Weitere Details und eine Untersuchung dieser Schnittstellen findet sich im Kapitel 7.

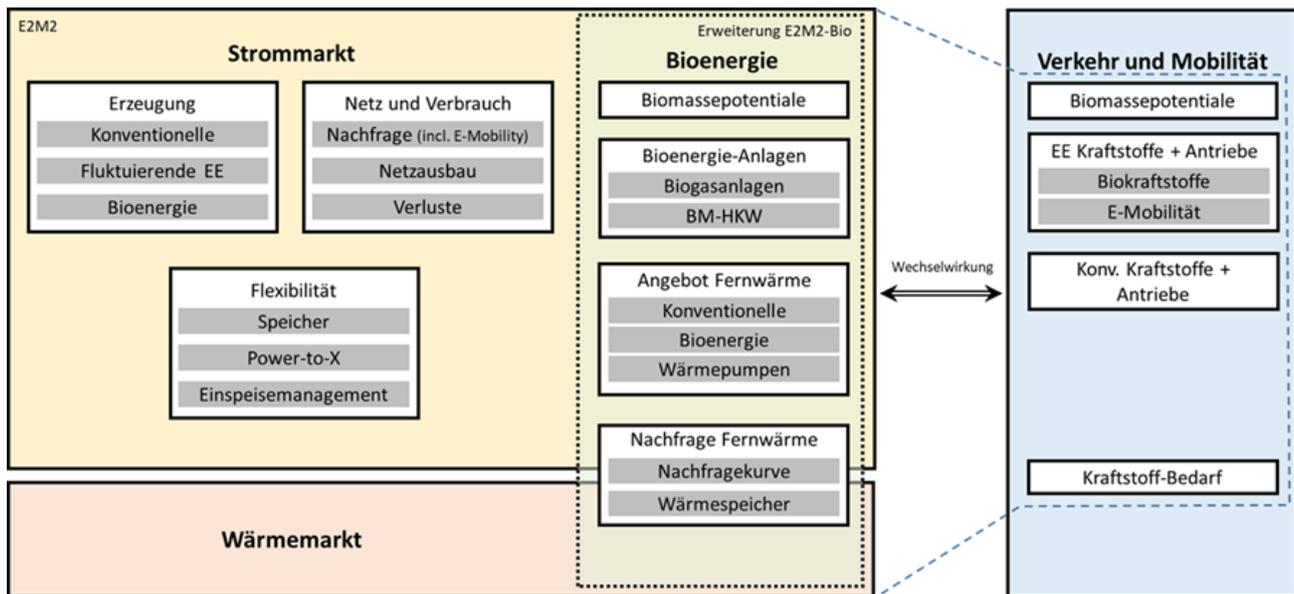


Abbildung 58: Erweiterung E2M2-Bio – Integration von Teilen des Wärmesektors und Ankopplung des Transportsektors [eigene Darstellung, IER 2019]

Nachfolgend wird die Beschreibung des Modells in vier Dimensionen unterteilt: die räumliche, zeitliche, energetische und wirtschaftliche. Eine vergleichbare Modellbeschreibung findet sich ebenfalls in (Chudinow et al. 2020).

11.1 Räumliche Dimension

Generell ist das Modell E2M2 auf die Abbildung des europäischen Strommarktes ausgelegt. Im Rahmen des Projektes wird der Fokus auf den deutschen Raum, mit festen Mengen importierter und exportierter elektrischer Energie, beschränkt, um die Analysen auf die hiesigen Gegebenheiten anzupassen. Weiterhin wird Deutschland über einen einzigen Knoten repräsentiert. Daher werden räumliche Unterschiede, Netzengpässe und Flächenpotenziale nicht berücksichtigt.

Ausgangspunkt für alle Modellläufe ist eine "Greenfield"-Betrachtung, d. h. der Optimierer geht von einer frei optimierbaren Landschaft aus, in der noch keine nicht-optimalen Entscheidungen und Investments vorweggenommen wurden. Durch diese Eigenschaft und die resultierenden größeren Freiheitsgrade reagiert der Solver deutlich stärker und Effekte lassen sich einfacher bestimmen. Dagegen kann mit dieser Eigenschaft keine Aussage mehr darüber getroffen werden, wie das System exakt in Zukunft aussehen wird. Da jedoch Effekte und keine Absolutwerte herausgearbeitet werden sollen, wurde sich für den sogenannten Grüne-Wiese-Ansatz entschieden.

11.2 Zeitliche Dimension

Der zeitliche Optimierungshorizont ist ein hypothetisches Jahr, in dem der zukünftige Zeitpunkt durch die angenommenen energiepolitischen Randbedingungen (z. B. dem Anteil von EE-Strom und der notwendigen Reduktion der Treibhausgas-Emission gegenüber 1990) charakterisiert wird.

Alle über mehrere Jahre anfallenden Kosten werden dabei über die Lebensdauer jeder investierten Technologie verteilt, sodass bei der Optimierung nur die annualisierten Kosten des optimierten Jahres berücksichtigt werden. Weiterhin sind dem Solver während des gesamten Optimierungsprozesses die Zustände aller Variablen (z. B. Kosten, Stromerzeugung aller Technologien in jeder Stunde des Jahres) bekannt. Dieses Verhalten wird als "perfect foresight", also vollkommene Voraussicht, bezeichnet.

Investitionsentscheidungen und der Kraftwerkseinsatz (Dispatch) werden gleichzeitig und parallel optimiert. Der Einsatz von Kraftwerken wird dabei unter anderem durch die Berechnung der Residuallast (elektrische Gesamtlast abzüglich der Einspeisung von ungesteuerten PV- und Windkraftanlagen) bestimmt, welche durch unflexible und flexible, teils konventioneller Energieanlagen abgedeckt werden muss. Zu jedem Zeitpunkt muss das Angebot an Strom gleich der Nachfrage sein, sowie der Wärmebedarf gedeckt werden können.

Um die Auswirkungen der Verwendung von Bioenergie- und insbesondere flexiblen Biogasanlagen und die Interaktion mit anderen Flexibilitätsoptionen beurteilen zu können, wird mit einer stündlichen zeitlichen Auflösung gerechnet.

11.3 Energetische Dimension

Durch die modellendogenen Entscheidungen über Investitionen und den Einsatz von Kraftwerken wird eine zuverlässige Versorgung mit Strom und Fernwärme gewährleistet. Dazu gehört sowohl die Abdeckung der spezifizierten Last an Elektrizität und Wärme als auch die Bereitstellung ausreichender Reservekapazitäten. Der im Modell berechnete Reserveleistungsbedarf ist abhängig von der Zusammensetzung des gesamten Kraftwerksparks bzw. kann durch verschiedene Kraftwerke zu unterschiedlichen Teilen gedeckt werden. Der Dispatch bestimmt für jede Erzeugungseinheit den Betriebszustand und gegebenenfalls die Erzeugungskapazität zu jedem Zeitpunkt. Auch wird bei Kraftwerken zwischen rotierenden und stationären Zuständen unterschieden. Die durch einen rotierenden Status gekennzeichneten Kraftwerke (z. B. KWK, Fernheizwerke) konnten Strom ins Netz einspeisen und gleichzeitig je nach aktueller Erzeugungsleistung zur Bereitstellung von Reservekapazität beitragen.

Um den Wärmebedarf zu decken, betrachtet das Modell auch die Möglichkeit der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme (KWK). Abhängig vom technischen Aufbau eines BHKW wird zwischen Gegendruck- und Extraktionskondensationsanlagen unterschieden. Während erstere Strom und Wärme in einem festen Verhältnis erzeugen, ist letzteren ein flexibles Erzeugungsverhältnis von Strom und Wärme möglich. Eine weitere Möglichkeit, den Wärmebedarf zu decken, sind Wärmepumpen, deren Einsatz direkten Einfluss auf die Stromnachfrage haben. Die Investition und der Betrieb von Wärmepumpen werden genauso endogen optimiert. Alle Technologieoptionen sind in Abschnitt 12 dargestellt.

Aus Gründen der Vergleichbarkeit wird der Bedarf Deutschlands an Strom und netzgebundener Wärme für alle untersuchten Szenarien auf dem heutigen Niveau festgelegt und nicht verändert. Dabei zählt als netzgebundene Wärme die Wärmeversorgung im Temperaturbereich bis 100 Grad, die mittels Wärmenetzen abgedeckt wird. Sowohl Wärme als auch Stromnachfrage basieren auf der heutigen Nachfrage, die Haushalte, GHD und Industrie umfasst. Die hinterlegten Nachfragekurven sind dabei überlagerte Kurven einzelner, aufgeschlüsselter Sektoren und Nachfrager.

Alle fluktuierenden erneuerbaren Energien (PV, Wind Onshore & Offshore) werden mit repräsentativen Einspeisekurven integriert. Um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten, verändern sich auch hier die Einspeisezeitreihen zwischen den verschiedenen Szenarien nicht. Die Modellierung ist daher deterministisch und nicht stochastisch. Die Kurven werden über ein generisches Wetterjahr bestimmt, das mittlere jahresübliche Schwankungen abbilden soll.

Damit die relativ teuren erneuerbaren Energien überhaupt in einem kostenoptimierenden Modell genutzt werden, werden Restriktionen getroffen, die über eine alleinige Kostenperspektive hinausgehen.

In E2M2-Bio werden zwei Mechanismen betrachtet, die für einen Ausbau Erneuerbarer Energien sorgen können:

- **Minimaler Anteil erneuerbarer Energien:** Ein fester Teil der Wärme und des Stroms muss aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden. Der festgelegte Grenzwert (entsprechend des gewählten Szenarios) darf nicht unterschritten werden.
- **Maximale direkte CO₂-Emissionen:** Alle fossilen Technologien sind durch einen CO₂-Emissionsfaktor je Energieeinheit gekennzeichnet. Da bei keinem Brennstoff die Vorketten betrachtet werden, geht Bioenergie im Referenzfall ohne Emissionsfaktor ein. Eine Untersuchung mit indirekten Emissionen findet sich in Abschnitt 5.8. Die jährlichen Emissionen dürfen den festgelegten Grenzwert (entsprechend des gewählten Szenarios) nicht überschreiten. Dieser wird über eine prozentuale Reduktion bestimmt, basierend auf 366 Mio. Tonnen CO₂-Emissionen im Jahr 1990 in Deutschland (Umweltbundesamt 2017). Da hierbei nur direkte Emissionen berücksichtigt werden, sind die zugehörigen Werte für erneuerbare Technologien null.

11.4 Ökonomische Dimension

In der Zielfunktion werden alle anfallenden Kosten addiert und anschließend mittels CPLEX minimiert. Die Systemkosten setzen sich dabei aus den annualisierten Kapitalkosten für die Investition von Kraftwerken, den variablen Kosten für deren Betrieb sowie aus Kosten für Systemdienstleistungen und Netzausbau aufgrund schwankender erneuerbarer Energien zusammen. Alle Kostenannahmen sind in Kapitel 12 ausgeführt. Es werden bei den Kosten keine Steuern, Umlagen oder politische Fördermechanismen berücksichtigt, um ein rein kostenoptimiertes System zu modellieren. Alle enthaltenen Kosten sind dem Schema in **Abbildung 59** zu entnehmen.

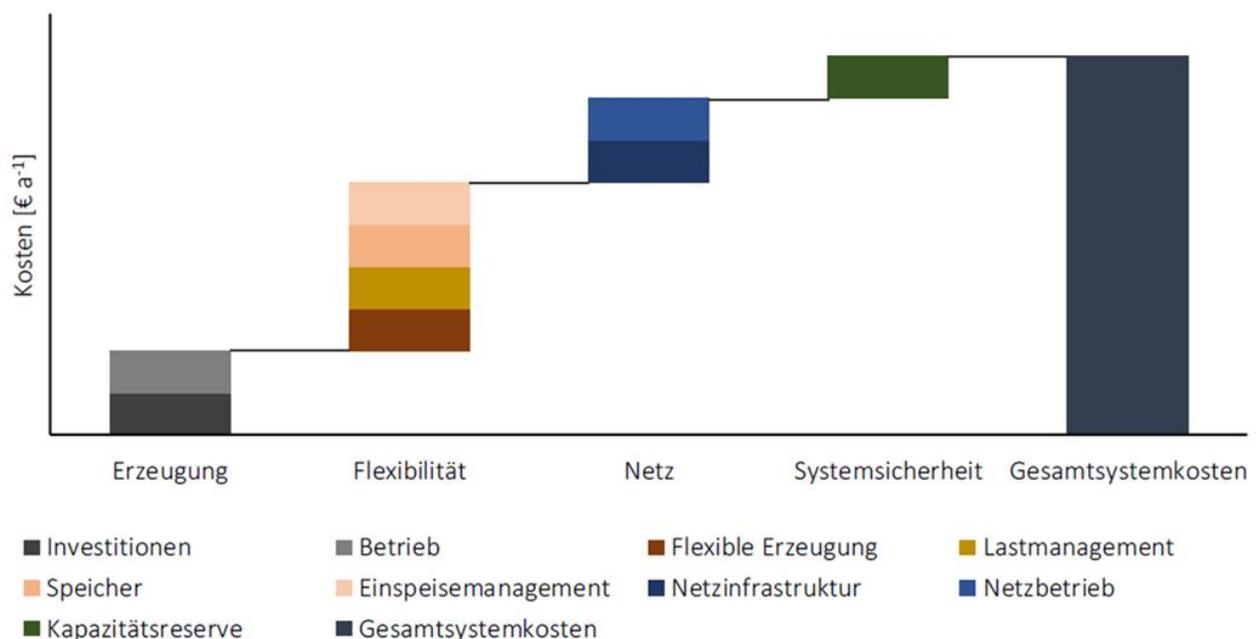


Abbildung 59: Schema der Kosten, die in einem Strom- und KWK-Wärmesystem entstehen (Fleischer 2018)

Da der Schwerpunkt dieser Arbeit in der Untersuchung des kostenoptimalen Designs des Strom- und Wärmesystems sowie resultierender Effekte liegt, werden keine Subventionen berücksichtigt. Diese würden das Kostenoptimum verzerrern und zu anderen Ergebnissen führen. Alle in den Ergebnissen aufgeführten, eingesetzten Technologien sind

also im Rahmen der Systembetrachtung kostenoptimal, ohne energiepolitische Förderung. Weitere Informationen können IER (2016) entnommen werden.

Kosten für den Netzausbau, wurden im Rahmen der Studie Agora Energiewende (2015) untersucht und bewertet. Die entstehenden Mehrkosten werden auf die jeweilige Technologie umgelegt und im Rahmen der Kostenminimierung berücksichtigt (siehe **Tabelle 15** auf Seite 134).

11.5 Abbildung der Biogasanlagen in E2M2-Bio

Eine detaillierte Beschreibung der Abbildung der Biogasanlagen findet sich in der Dissertation von Fleischer (2019). Allgemein gibt es eine Unterteilung zwischen fester Biomasse und einem erzeugten Rohbiogas. Die feste Biomasse kann über HKWs in Strom und Wärme gewandelt werden, oder aber über eine Aufbereitung ebenfalls als Rohstoff für Methan-BHKWs genutzt werden. Rohbiogas kann letzterem Verwertungspfad folgen, oder aber über eine Einspeicherung in einen Speicher einem Biogas-BHKW zugänglich gemacht werden. Allen Verwertungspfaden werden Eigenschaften wie Kosten, Wirkungsgrade und natürlich Potentiale hinterlegt. Eine genaue Auflistung der Kostenparameter erfolgt in Abschnitt 12.2.

Das Biomassepotenzial wird im Referenzfall auf 50 TWh_{th} an holzartiger Biomasse, zur Nutzung in Holz-HKWs, und 85 TWh_{th} an sonstigen Biomasseströmen, z. B. aus Abfallstoffen oder Energiepflanzen zur Nutzung in Biogasanlagen, festgelegt. Um Auswirkungen der Verwendung des aktuellen Potenzials in anderen Sektoren (Wärme, Transport, ggf. rein stofflich ohne anschließende energetische Nutzung) bewerten zu können, wird es variiert und daraufhin die resultierenden Effekte analysiert. Die Untersuchungen dazu finden sich in Kapitel 7.2. Eine genauere Beschreibung der Vorgehensweise der Szenariobildung findet sich in Kapitel 13 und 13.3 wieder.

Wie ein flexibler Betrieb von Biogasanlagen in E2M2-Bio abgebildet wird, zeigt **Abbildung 60**. Wichtig dabei ist, dass alle Schritte, gemeinsam mit den Investitionsentscheidungen selbst, parallel vom Solver optimiert werden. Der erste Freiheitsgrad besteht dabei in der Variation der Biogasproduktionsrate. Diese kann zwischen dem 1,2-fachen und dem 0,8-fachen des stündlichen Durchschnitts variiert werden. Über den gesamten Zeitraum muss die Rate jedoch wieder den Durchschnitt ergeben.

Der zweite Freiheitsgrad wird durch die Modellierung eines Biogasspeichers gewährleistet. Reicht die Variation der Rohbiogaserzeugung nicht aus, um die gewünschte Flexibilität des BHKWs zu versorgen, kann das Modell in einen Biogasspeicher investieren. Dies ist mit spezifischen Kosten je zu speichernder Energieeinheit verbunden und erhöht somit die Gesamtsystemkosten. Jedoch kann so der dritte Freiheitsgrad gewährleistet werden: ein flexibilisiertes BHKW. Es kann also ein größeres BHKW gekauft werden als die konstante Rohbiogasproduktion eigentlich zulassen würde. Durch Speicherung des Biogases kann die Strom- und Wärmeerzeugung zeitlich verlagert werden.

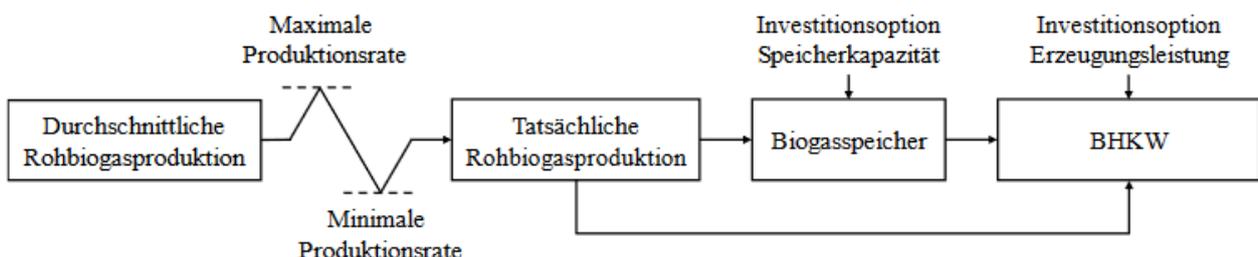


Abbildung 60: Modellierungsschema einer Biogasanlage mit variabler Rohbiogasproduktion, Biogasspeicher und Vor-Ort-Blockheizkraftwerk (Fleischer 2019)

12 BESCHREIBUNG UND ANNAHMEN DES BETRACHTETEN TECHNOLOGIESPEKTRUMS

12.1 Beschreibung und Annahmen konventioneller fluktuierender sowie Speicher- und Power-to-Heat-Technologien

Bei einer modelltechnischen Abbildung der Realität müssen aufgrund der Komplexität Annahmen getroffen werden. So auch bei der Auswahl der Technologien, die dem Modell zur Optimierung zur Verfügung stehen. Jede Technologie steht dabei für eine diskrete, repräsentative Anlage, die das lineare Optimierungsmodell in kontinuierlichen Größenordnungen bauen und einsetzen darf. Unterschieden werden in diesem Fall

- Konventionelle Anlagen zur Verbrennung von Energieträgern (z. B. Kohle)
- Erneuerbare, fluktuierende Energiequellen (PV, Wind on- und offshore)
- Elektrisch und thermische Speicher zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage
- Konversionsanlagen zur Wandlung von elektrischer in thermische Energie [Power-to-Heat (PtH)]

Alle Anlagen werden dabei mit heutigen Kennwerten bestimmt. Konventionelle Kraftwerke können als Anlagen zur reinen Stromerzeugung (vgl. **Tabelle 13**), oder aber auch mit Option zur Kraft-Wärme-Kopplung (vgl. **Tabelle 14**) installiert werden. Unterschieden werden dabei die Energieträger Steinkohle, Braunkohle und Erdgas mit ihren jeweiligen Eigenschaften, wie Preisen und Emissionsfaktoren [$\text{g}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}_{\text{th}}$].

Für die Stromerzeugung ohne (direkte) Emissionen können Anlagen mit Erneuerbaren Energien (vgl. **Tabelle 15**) genutzt werden. Aus rein ökonomischer Sicht, ohne zusätzliche begrenzende Faktoren, würden diese Möglichkeiten nie genutzt werden, da die Kosten je Energieeinheit sowohl deutlich teurer sind, als auch der Zeitpunkt der Einspeisung vorgegeben ist. Bei zu vielen fluktuierenden Erneuerbaren Energien (fEE) werden daher noch Speicher (vgl. **Tabelle 16**) oder PtH-Anlagen (vgl. **Tabelle 17**) notwendig, um die zeitliche Verschiebung von Angebot und Nachfrage auszugleichen.

EE-Anlagen werden jedoch dann unabdingbar, wenn ökologische Restriktionen eingeführt werden. Denkbar sind

- Mindestanteil EE an der Bruttostromerzeugung
- Begrenzung der Emission durch konventionelle Kraftwerke

Beide Formen der Restriktion führen dazu, dass nicht durchgehend nur die billigste Form der Strom- bzw. Wärmeerzeugung genutzt werden kann, sondern ebenfalls ein vorgegebenes Maß an ökologischen Zielen erreicht werden muss. Erst durch diese externe Vorgabe, werden PV- und Windkraftanlagen aus Modellsicht interessant.

Eine Besonderheit bei fEE ist die dezentrale Struktur und eine räumliche Verschiebung von Angebot und Nachfrage. Besonders im Fall von Windanlage auf See liegt der Verbraucher teils mehrere hundert Trassenkilometer entfernt. Durch diese dezentrale Entwicklung und die benötigten Netzverstärkungen oder -neubauten entstehen Kosten, die sich in einem Punktmodell wie E2M2-Bio nicht abbilden lassen. Daher wurden die Mehrkosten des Netzausbaus nach (Agora Energiewende 2015) analysiert und auf die fEE umgelegt.

Tabelle 13: Kostenübersicht konventioneller Großkraftwerke zur Stromerzeugung (Feischer 2019)

	Investitionsausgaben	Jährliche Fixkosten	Variable Kosten	Wirkungsgrad
	[€ / kW _{el}]	[€ / (kW _{el} * a)]	[€ / MW _{he} l]	[%]
Steinkohle	1300	35	4	49
Braunkohle	1600	43	2	46
Erdgas GuD	780	22	1,5	61
Erdgas GT	400	15	1,5	41
Kernkraft	---	---	---	---

Tabelle 14: Kostenübersicht konventioneller Kraftwerke zur Strom- und Wärmeerzeugung (Feischer 2019)

	Investitionsausgaben	Jährliche Fixkosten	Variable Kosten	Wirkungs-grad/JAZ	
	[€ / kW _{el}]	[€ / (kW _{el} * a)]	[€ / MW _{he} l]	[%]	
Steinkohle klein	2100	34	2,4	39	
Steinkohle groß	1900	30	2,2	43	
Braunkohle	1800	32	2,2	42	
Erdgas GuD klein	1200	26	1,8	50	
Erdgas GuD groß	1100	24	1,6	52	
Erdgas Spitzenkessel	92	2,6	0,2	90	
Innova- tive KWK	Erdgas-BHKW	626	40,5	7,2	45
	Heizstab	115	1,4	0	1
	Wärmepumpe	1614	40,4	0	4,3

Ein erhöhter Zubau von fEE führt zu einer größeren zeitlichen Differenz von Stromerzeugung und -nachfrage. Um diese auszugleichen, existieren verschiedengroße Speicheroptionen (vgl. **Tabelle 16**), die repräsentativ für Kurz-, Mittel- und Langzeitspeicher stehen. Eine entsprechende Entscheidung und Legitimierung der Kategorisierung wurde in den OptiSys-Workshops mit den Teilnehmenden getroffen (Protokolle siehe Anhänge in Eltrop et al. (2020)).

Tabelle 15: Kostenübersicht fluktuierender Erneuerbarer Energien (Fleischer 2019)

	Investitionsausgaben	Jährliche Fixkosten	Kosten Ausbau Übertragungs- / Verteilnetz	Volllaststunden
	[€ / kW _{el}]	[€ / (kW _{el} * a)]	[€ / kW _{el}]	[h / a]
Photovoltaik	1000	15	238 / 119	950
Wind Onshore	1200	60	360 / 180	1750
Wind Offshore	2800	112	2520 / 180	4000

Tabelle 16: Kostenübersicht elektrischer Speicher (Fleischer 2019)

	Investitionsausgaben	Jährliche Fixkosten	Variable Kosten	Wirkungsgrad	Energie zu Leistung
	[€ / kW _{el}]	[€ / (kW _{el} * a)]	[€ / MWh _{el}]	[%]	
Größenklasse 1	714	10	2,5	81	2
Größenklasse 2	1059	10	2,5	81	7
Größenklasse 3	9219	10	2,5	81	500

Neben der Versorgungsaufgabe „Strom“ muss auch die Nachfrage von netzgebundener Wärme zu jedem Zeitpunkt erfüllt sein. Für die Wärmeerzeugung stehen dem Modell sowohl konventionelle KWK-Anlagen und Holz- und Biogasanlagen zur Verfügung, als auch die Möglichkeit Strom über Heizstäbe oder Wärmepumpen in Wärme zu wandeln (vgl. **Tabelle 17**). Dies erhöht den Strombedarf in der jeweiligen Stunde des Einsatzes, kann aber das Wegfallen konventioneller KWK durch striktere ökologische Restriktionen kompensieren.

Auch im Wärmebereich können mögliche Überproduktionen über – in diesem Fall thermische – Speicher aufgefangen und zu einem späteren Zeitpunkt genutzt werden (vgl. **Tabelle 18**).

Tabelle 17: Kostenübersicht von Power-to-Heat-Anlagen (Fleischer 2019)

	Investitionsausgaben	Nutzungsdauer	Jährliche Fixkosten	JAZ
	[€ / kW _{th}]	[a]	[€ / (kW _{th} * a)]	
Heizstab Größe 1	115	20	1,4	1
Heizstab Größe 2	100	20	1,3	1
Heizstab Größe 3	85	20	0,9	1
Heizstab Größe 4	75	20	0,5	1
WP Größe 1	2800	20	75	3
WP Größe 2	1250	20	46	3
WP Größe 3	700	20	9	3
WP Größe 4	600	20	5	3

Tabelle 18: Kostenübersicht von Wärmespeichern (Fleischer 2019)

	Investitionsausgaben	Jährliche Fixkosten	Wirkungsgrad	Speicherverluste je Tag
	[€ / kWth]	[€ / (kWth * a)]	[%]	[%]
Größenklasse 1	200	0,65	0,97	2,4
Größenklasse 2	150	0,6	0,97	2,4
Größenklasse 3	120	0,5	0,97	2,4
Größenklasse 4	90	0,3	0,97	2,4

Anlagen für die energetische Nutzung von Biomasse bilden den Fokus unserer Untersuchung und werden daher besonders detailliert abgebildet.

Tabelle 19 beschreibt die Eigenschaften der zur Verfügung stehenden Biomethananlagen und Holzheizkraftwerke. Der Aufschlüsselung der Parameter flexibler Biogasanlagen ist das ganze nachfolgende Unterkapitel 12.2 gewidmet.

Tabelle 19: Kostenübersicht von Biomethan-BHKW und Technologien fester Biomasse (Fleischer 2019)

	Investitionsausgaben	Jährliche Fixkosten	Variable Kosten	Wirkungsgrad
	[€ / kWel]	[€ / (kWel * a)]	[€ / MWhe]	[%]
Biomethan-BHKW		65,7	8,5	48
HHKW Größe 1	3300	53	8,4	
HHKW Größe 2	3800	66	9,5	
Holz Spitzenkessel	250	3,5	0,8	

12.2 Beschreibung und Annahmen von Biogasanlagen als Flexibilitätsoptionen

12.2.1 Technologiebeschreibung Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung

Die Analysen erfolgten mit dem Fokus auf die Konversionstechnik Biogas, da diese aktuell - sowohl nach Anlagenanzahl als auch nach Energiemenge - den größten Beitrag zur Stromerzeugung aus Biomasse leisten (Hoffstede et al. 2018). Gleichzeitig bieten Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung, im Vergleich zu anderen Bioenergietechnologien, ein sehr hohes Flexibilisierungspotenzial.

Als Referenzanlagen für die Bestimmung der Parameter wird die Prozesstechnik eines klassischen Durchmischungsfermenter (d. h. kein Trockenfermenter) unterstellt. Des Weiteren wird, wenn nicht anders angegeben, unter der Flexibilisierung von Biogasanlagen immer der Zubau der BHKW-Leistung und damit zusammenhängend die Vergrößerung des Biogasspeichers und eine variable Gasproduktion verstanden (technische Beschreibung siehe Kapitel 4.1.1). Auf Grund des höheren Wirkungsgrades und der geringeren spezifischen Investitionskosten (da abhängig

von Nennleistung des Einzelaggregates; vgl. Gleichung (46) und (52)–(60)) wird im Modell die Installation eines größeren BHKW zur Flexibilisierung der Biogasanlage als beste ökonomische Wahl herangezogen (anstelle mehrerer kleiner BHKW).

Als Betriebskonzept wird allen Anlagen eine Überschusseinspeisung unterstellt, das heißt sie nutzen den erzeugten Strom zunächst für den Eigenverbrauch der Anlage und speisen nur darüberhinausgehende Mengen in das Stromnetz ein. Zusätzlich wird die gleichzeitige Strom- und Wärmebereitstellung und damit die Einbindung des BHKWs in ein Nahwärmenetz als Betriebskonzept unterstellt.

12.2.2 Gewählte Clustergrößen und Flexibilisierungsgrade der Biogasanlagen

Allgemeine Festlegung

Um dem Modell die Wahlmöglichkeit zwischen verschiedenen Flexibilisierungsgraden zu geben, erfolgt die Clustereinteilung im Projekt OptiSys anhand der elektrischen Bemessungsleistung. Bei gleicher Bemessungsleistung je Cluster, wird die elektrische Nennleistung der einzelnen Biogas-Optionen innerhalb der Cluster über den Flexfaktor bestimmt (vgl. Gleichung (8), Seite 26).

In den OptiSys-Workshops waren sich die Expert*innen einig, dass Biogas-BHKWs (Vor-Ort-Verstromung) unter 30 kW nicht wirtschaftlich zu realisieren sind, aber trotzdem kleine Anlagen auch zukünftig als wichtig angesehen werden (Protokolle siehe Anhänge in Eltrop et al. (2020)). Daraufhin wurde die Mindestbemessungsleistung auf 50 kW festgelegt. Zur Festlegung des Maximums wurde sich am Bestand der Biogas-BHKWs orientiert. Die maximale Bemessungsleistung eines Einzelaggregates wird auf 2.000 kW festgelegt (auch in Anlehnung an KTBL (2013)). Diese Festlegung der Grenzwerte deckt den aktuellen Anlagenbestand zu 98 % ab (Bundesnetzagentur 2019).

Diese minimalen und maximalen Grenzen für Biogas-BHKWs werden für alle Clustermethoden einheitlich festgelegt.

Die relative Häufigkeit der Cluster wird hier als Anteil einer Leistungsklasse (Leistungssumme aller Anlagen innerhalb der Cluster Grenzen) an der gesamten installierten Biogasleistung in Deutschland bezeichnet. Unter der Annahme, dass die Anlagen aller Größenklassen durchschnittlich gleich viele VLH im Jahr fahren, entspricht dieser Wert auch dem Verhältnis der Energiemengen. Zur Bestimmung der relativen Häufigkeit wurden die EEG-Anlagenstammdaten der Bundesnetzagentur (2019) mit dem Stand vom Januar 2019 herangezogen.

Clustereinteilung – Status Quo (Referenz)

Die Festlegung der Cluster Grenzen und der repräsentativen Bemessungsleistung erfolgt im Status Quo (Referenz), bis auf die einheitliche Definition der minimalen und maximalen Grenzen, ohne definierte Regeln. Die Clustereinteilung erfolgt im kleineren Leistungsbereich lediglich in kleineren Schritten als im größeren Leistungsbereich.

Tabelle 20: Clustereigenschaften des Status Quo (Referenz)

Bezeichnung	Clustergrenzen [kW]	Repräsentative Bemessungsleistung [kW]	Relative Häufigkeit
BGA75	50–75	75	0,01
BGA250	76–325	250	0,18
BGA500	326–750	500	0,63
BGA1000	751–1.500	1.000	0,17
BGA2000	1.501–2.000	2.000	0,01

Clustereinteilung – ein Cluster

Da in vielen Studien aktuell nur mit einer Größenklasse an Biogasanlagen gerechnet wird, wird auch diese Einteilung in einem Szenario gerechnet. Die Festlegung der minimalen und maximalen Grenzen erfolgt nach der einheitlichen Definition. Die repräsentative Bemessungsleistung wird auf 500 kW festgelegt, da Biogasanlagen dieser Leistungs-kategorie derzeit den größten Marktanteil besitzen. Es entspricht ungefähr dem Median der Biogas Vor-Ort-Verstromung aus Bundesnetzagentur (2019).

Tabelle 21: Clustereigenschaften eines einzigen Clusters

Bezeichnung	Clustergrenzen [kW]	Repräsentative Bemessungsleistung [kW]	Relative Häufigkeit
BGA500	50–2.000	500	1

Clustereinteilung – Methode: Gleiche Clusterbreite

Anhand der einheitlich festgelegten unteren und oberen Leistungsgrenze von 50 kW und 2.000 kW, wird die Cluster-grenze einmal beim Mittelwert (2 Cluster) und einmal bei einem Fünftel (5 Cluster) des Wertebereichs festgelegt. Die repräsentative Bemessungsleistung entspricht jeweils dem Mittelwert des Clusterbereichs.

Tabelle 22: Eigenschaften der zwei Cluster für die Methode "gleiche Clusterbreite"

Bezeichnung	Clustergrenzen [kW]	Repräsentative Bemessungsleistung [kW]	Relative Häufigkeit
BGA540	50–1.025	538	0,98
BGA1510	1.026–2.000	1.513	0,02

Tabelle 23: Eigenschaften der fünf Cluster für die Methode "gleiche Clusterbreite"

Bezeichnung	Clustergrenzen [kW]	Repräsentative Bemessungsleistung [kW]	Relative Häufigkeit
BGA250	50–440	245	0,34
BGA640	441–830	635	0,56
BGA1030	831–1.220	1.025	0,09
BGA1420	1.221–1.610	1.415	0,00
BGA1810	1.611–2.000	1.805	0,01

Clustereinteilung – Methode: Clusterbreite in Abhängigkeit der Häufigkeitsverteilung

Abweichend von den anderen Methoden, wurde sich hierbei an den tatsächlichen Bestandsdaten aus den EEG-Anlagenstammdaten der Bundesnetzagentur (2019) orientiert. Demnach liegt die untere Grenze bei 30 kW und die obere Grenze bei 4.800 kW Bemessungsleistung.

Als Häufigkeitsfunktion wird hier der Anteil einer Leistungsklasse an der gesamten installierten Biogasleistung in Deutschland herangezogen. Unter der Annahme, dass die Anlagen aller Größenklassen durchschnittlich gleich viele VLH im Jahr fahren, entspricht dieser Wert auch dem Verhältnis der Energiemengen.

Die Kurve der kumulierten Häufigkeit wurde als Regressionsfunktion aus Daten der Berichte Daniel-Gromke et al. (2017) und Hoffstede et al. (2018) erstellt. Die Daten von Daniel-Gromke et al. (2017) beziehen sich auf statistische Daten der BNetzA von 2015. Die Daten von Hoffstede et al. (2018) beziehen sich auf die Stamm- und Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber von 2016. Aus den verfügbaren Daten ergibt sich die Regressionsfunktion nach folgender Gleichung:

$$R(x) = \frac{-7,04 + 148,49 * P_{Bem,el} - 204,35 * P_{Bem,el}^2 + 325,25 * P_{Bem,el}^3}{316,68 - 536,86 * P_{Bem,el} + 272,45 * P_{Bem,el}^2 + 252,22 * P_{Bem,el}^3} \quad (20)$$

$R(x)$ Regressionsfunktion der kumulierten Häufigkeit [%]

$P_{Bem,el}$ Elektrische Bemessungsleistung [MW]

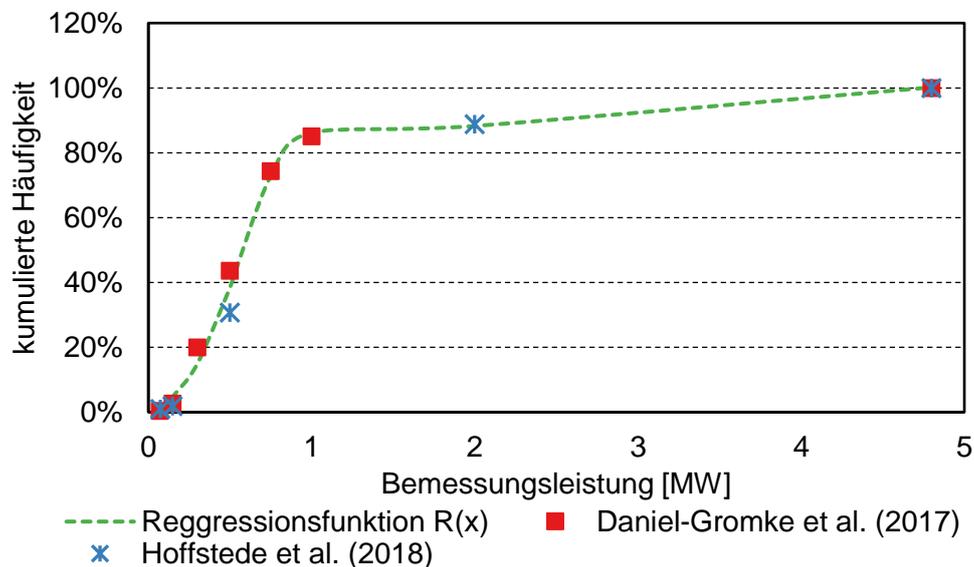


Abbildung 61: Kumulierte Häufigkeit des Biogasanlagenbestandes (Anteil der installierten Leistung am Gesamtbestand) als Regressionsfunktion aus Daten der Berichte Daniel-Gromke et al. (2017) und Hoffstede et al. (2018)

Tabelle 24: Eigenschaften der zwei Cluster für die Methode "Clusterbreite in Abhängigkeit der Häufigkeitsverteilung"

Bezeichnung	Clustergrenzen [kW]	Repräsentative Bemessungsleistung [kW]	Relative Häufigkeit
BGA370	50–538	374	0,5
BGA690	539–2.000	691	0,5

Tabelle 25: Eigenschaften der fünf Cluster für die Methode "Clusterbreite in Abhängigkeit der Häufigkeitsverteilung"

Bezeichnung	Clustergrenzen [kW]	Repräsentative Bemessungsleistung [kW]	Relative Häufigkeit
BGA220	50–330	218	0,2
BGA410	331–479	412	0,2
BGA540	480–597	539	0,2
BGA660	598–729	658	0,2
BGA830	730–2.000	830	0,2

Clustereinteilung – Methode: Clusterbreite in Abhängigkeit der Parameterfunktion

Da im Projekt OptiSys die Minimierung der Gesamtkosten die Zielgröße darstellt, erfolgt die Clustereinteilung nach der Kostenfunktion der Investitionsausgaben für die Konversionsanlage (Funktion siehe Gleichung (52)).

Tabelle 26: Eigenschaften der zwei Cluster für die Methode "Clusterbreite in Abhängigkeit der Parameterfunktion"

Bezeichnung	Clustergrenzen [kW]	Repräsentative Bemessungsleistung [kW]	Relative Häufigkeit
BGA90	50–189	91	0,08
BGA490	190–2.000	493	0,92

Tabelle 27: Eigenschaften der fünf Cluster für die Methode "Clusterbreite in Abhängigkeit der Parameterfunktion"

Bezeichnung	Clustergrenzen [kW]	Repräsentative Bemessungsleistung [kW]	Relative Häufigkeit
BGA60	50–76	62	0,01
BGA100	77–123	95	0,02
BGA160	124–219	162	0,06
BGA310	220–443	305	0,24
BGA860	444–2.000	859	0,67

Untersuchte Flexibilisierungsgraden der Biogasanlagen

In den OptiSys-Workshops wurde gemeinsam mit den Expert*innen die Untersuchung von Grundlastanlagen, sowie die Flexibilisierungsstufen 2 (als häufigster Flexfaktor im Bestand (Hoffstede et al. 2018)) und 5 (als maximale Flexibilisierung nach Flexibilitätsprämie) festgelegt (Protokolle siehe Anhänge in Eltrop et al. (2020)). Dies bedeutet, dass der Optimierer innerhalb eines Clusters (Einteilung siehe Kapitel 12.2.1) frei zwischen diesen drei Flexibilisierungsstufen wählen kann (siehe auch **Abbildung 23**). Für die Clustereinteilung des Referenzszenarios ist in **Tabelle 28** die Untereinteilung in drei Flexibilisierungsgrade aufgezeigt. Über den Flexfaktor wird nach Gleichung (8) sowohl die Nennleistung als auch die Volllaststundenzahl des jeweiligen Parametersatzes bestimmt.

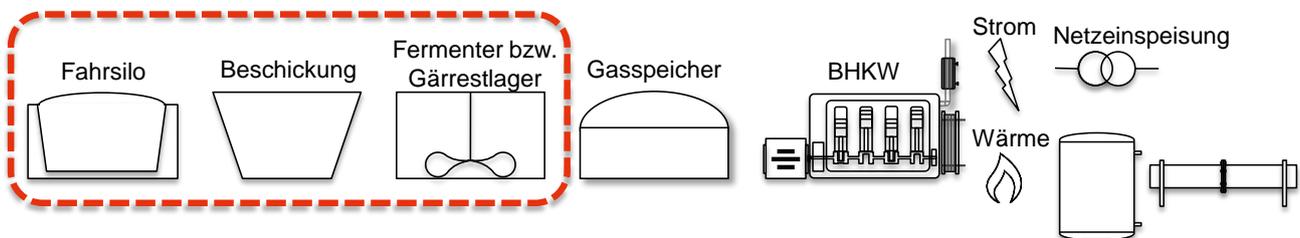
Tabelle 28: Untereinteilung der Cluster in drei Flexibilisierungsstufen; am Beispiel des Referenzszenarios

Bezeichnung	Bemessungsleistung [kW]	Flexfaktor (FF) bzw. Flexibilisierungsgrad		
BGA75	75	1,1	2	5
BGA250	250	1,1	2	5
BGA500	500	1,1	2	5
BGA1000	1.000	1,1	2	5
BGA2000	2.000	1,1	2	5

12.2.3 Annahmen für die Berechnung der Rohbiogaskosten

System-/Bilanzgrenze

Um eine modellendogene Berechnung des Biomasseeinsatzes zu ermöglichen, werden die Gestehungskosten bilanziell für die Systemgrenzen der Rohbiogasbereitstellung und der letzten Konversionsstufe (elektrische und/oder thermische Umwandlung), abweichend zu Thrän und Pfeiffer (2013), getrennt ermittelt. Die Annahmen für die technischen und ökonomischen Parameter der Konversionsanlage können in Kapitel 12.2.4 nachgelesen werden. Die Systemgrenze der Rohbiogasbereitstellung beinhaltet alle Prozessschritte, die von der Lagerung der Substrate bis zur Speicherung des Rohbiogases anfallen (siehe **Abbildung 62**). Die Vorkette (Substratanbau, Ernte, Transport und Einlagerung) wird über die Substratkosten berücksichtigt.

**Abbildung 62:** Systemgrenze der Rohbiogaskosten (in Rot eingezeichnet)

Berechnungsmethodik

Zur Berechnung der Gasgestehungskosten können nach VDI 6025 verschiedene Berechnungsverfahren angewandt werden, wie z. B. die Annuitätenmethode, die Kapitalwertmethode (Barwertmethode) oder die Berechnung des internen Zinsfußes (Thrän und Pfeiffer 2013). Im Projekt OptiSys wurde die Methode der Levelized Costs of Electricity (LCOE) zur Berechnung der Rohbiogaskosten herangezogen, welche im Projekt eine Erweiterung der Kapitalwertmethode darstellt (Kost et al. 2018; Fleischer 2019). Auf Grund der gezogenen Bilanzgrenze beziehen sich die Rohbiogaskosten auf den unteren Heizwert des Rohbiogases (H_i) und werden in €/MWh (H_i) angegeben. Zur Berechnung der Rohbiogaskosten werden die Parameter meist über die exogene Vorgabe einer definierten Konversionsanlage festgelegt (z. B. Nennleistung, Volllaststunden, Substratkosten).

$$LCOE_{BG} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + I_{t,Gen} + B_{t,B} + B_{t,I} + B_{t,Lab} + B_{t,V} + B_{t,L} + B_{t,G} + B_{t,S}}{(1+p)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_{t,Gas}}{(1+p)^t}} \quad (21)$$

$LCOE_{BG}$	<i>Gestehungskosten Rohbiogas [€/MWh (Hi)]</i>
I_t	<i>Investitionsausgaben im Jahr t [€]</i>
$I_{t,Gen}$	<i>Genehmigungskosten im Jahr t [€]</i>
$B_{t,B}$	<i>Betriebskosten für Betriebsmittel im Jahr t [€]</i>
$B_{t,I}$	<i>Betriebskosten für Wartung und Instandhaltung im Jahr t [€]</i>
$B_{t,Lab}$	<i>Betriebskosten für Laboranalyse im Jahr t [€]</i>
$B_{t,V}$	<i>Betriebskosten für Versicherung im Jahr t [€]</i>
$B_{t,L}$	<i>Betriebskosten für Lohnkosten für Beschickung, Wartung und Kontrolle im Jahr t [€]</i>
$B_{t,G}$	<i>Betriebskosten für Grundstück (Pacht) im Jahr t [€]</i>
$B_{t,S}$	<i>Betriebskosten für Substrat im Jahr t [€]</i>
$E_{t,Gas}$	<i>Bereitgestellte Energiemenge des Rohbiogases im Jahr t [MWh (Hi)]</i>
p	<i>Realer kalkulatorischer Zinssatz</i>
n	<i>Wirtschaftliche Nutzungsdauer/Betrachtungszeitraum [a]</i>
t	<i>Jahr der Nutzungsperiode/ des Betrachtungszeitraums (0, 1, 2,...n)</i>

Ersetzt man in Gleichung (21) einige der absoluten Werte durch die spezifischen Parameter oder prozentualen Ansätze, so erhält man die Darstellung in Gleichung (23). In der Darstellung wurde bereits die Bemessungsleistung anstelle der Nennleistung als Bezugsgröße für die spezifischen Parameter gewählt. Die Zulässigkeit dieser Vereinfachung ist in Kapitel 5.4.3 ausgeführt. Laut exakter Definition müssten sich die Parameter in Gleichung (23) auf die Nennleistung beziehen und die Stunden eines Jahres (8.760 h) durch die Volllaststunden ersetzt werden.

Mit Hilfe der Bemessungsleistung und des Wirkungsgrades (Berechnung siehe Gleichung (46)) werden die jährliche benötigte Energiemenge aus Rohbiogases in MWh(Hi)/a (siehe Gleichung (22)) und der Substratbedarf ermittelt (Thrän und Pfeiffer 2013). Diese Abhängigkeit rührt auf Grund der gängigen Schritte zur Anlagenplanung her. Demnach wird nach ökonomischen Gesichtspunkten zuerst der zu erzielende elektrische Output (Energiemenge) der Anlage festgelegt. Über die Auswahl des BHKW und dessen spezifischen elektrischen Wirkungsgrad, kann die benötigte Rohbiogasmenge bestimmt werden. Auch für die Bestimmung des Wirkungsgrades nach Gleichung (46) (siehe Kapitel 12.2.4) wird nach Kapitel 5.4.3 die Bemessungsleistung herangezogen.

$$E_{t,Gas} = \frac{P_{Bem,el} * 8.760h}{\eta_{el}} \quad (22)$$

$E_{t,Gas}$	<i>Jährlich bereitgestellte Energiemenge des Rohbiogases [MWh(Hi)/a]</i>
$P_{Bem,el}$	<i>Elektrische Bemessungsleistung [MW]</i>
η_{el}	<i>Elektrischer Wirkungsgrad des BHKW [-]</i>

Da die Gasmenge entscheidend für die Auslegung der Prozesstechnik ist (z. B. Größe der Fermenter und Substratmenge) ist, werden in der Berechnung der Rohbiogaskosten die Betriebs- und Investitionsausgaben der Gasproduktion auf die Gasmenge nach Gleichung (22) bezogen (siehe Gleichung (21) bzw. (23)). Die Rohbiogaskosten weisen somit eine Abhängigkeit von den technischen Parametern des BHKW auf (siehe elektrischer Wirkungsgrad in Gleichung (23)), obwohl dieses in der Praxis keinen direkten Einfluss auf die Gasproduktion aufweist und auch nicht in der Systemgrenze der Rohbiogaskosten nach **Abbildung 62** enthalten ist.

Unter der Voraussetzung, dass die Bemessungsleistung über die Anlagendefinition bestimmt sind, ist diese Variablen unveränderlich und in Gleichung (23) Grau schattiert dargestellt.

$LCOE_{BG} =$

$$\frac{\sum_{t=0}^n \frac{i_t * P_{Bem,el} + p_{Gen} * i_t * P_{Bem,el} + B_{t,B} + B_{t,I} + B_{t,Lab} + p_V * i_t * P_{Bem,el} * (1 + p_{Gen}) + B_{t,L} + B_{t,G} + B_{t,S}}{(1 + p)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{\left(\frac{P_{Bem,el} * 8.760h}{\eta_{el}} \right)}{(1 + p)^t}} \quad (23)$$

i_t Spez. Investitionsausgaben im Jahr t [€/MW]

$P_{Bem,el}$ Elektrische Bemessungsleistung [MW]

p_{Gen} Prozentsatz Genehmigung von Investitionsausgaben [-]

p_V Prozentsatz Versicherung von ges. Investitionsausgaben inkl. Genehmigung [-]

η_{el} Elektrischer Wirkungsgrad [-]

mit den Bestandteilen:

$$i_t = (i_{t,S} + i_{t,F} + i_{t,G}) * 1.000 \quad (24)$$

$$B_{t,I} = p_{I,S} * i_{t,S} * 1.000 + p_{I,F} * i_{t,F} * 1.000 + p_{I,G} * i_{t,G} * 1.000 \quad (25)$$

$i_{t,S}$ Spez. Investitionsausgaben für Substratlager im Jahr t [k€/MW]

$i_{t,F}$ Spez. Investitionsausgaben für Fermenter im Jahr t [k€/MW]

$i_{t,G}$ Spez. Investitionsausgaben für Gärrestelager im Jahr t [k€/MW]

$p_{I,S}$ Anteil für Wartung am Substratlager von Investitionsausgaben [-]

$p_{I,F}$ Anteil für Wartung am Fermenter von Investitionsausgaben [-]

$p_{I,G}$ Anteil für Wartung am Gärrestelager von Investitionsausgaben [-]

Allgemeine Annahmen

Aus Konsistenzgründen wird **keine reale, inflationsbereinigte Kostenänderung** angenommen (Begründung siehe Kapitel 5.7.1). Dies bedeutet auch, dass Reinvestitionen in Zukunft genauso hoch sind wie zum Start des Betrachtungszeitraumes $t=0$. Des Weiteren bedeutet es, dass für die Angaben der Rohbiogaskosten kein Bezugsjahr festgelegt wird, da die Kosten für alle Zeitpunkte identisch sind.

Ebenso wird auf eine Effizienzsteigerung für Reinvestitionen verzichtet (Kost et al. 2018). Eine Effizienzsteigerung wäre lediglich für den elektrischen Wirkungsgrad entscheidend. Die Steigerung des Wirkungsgrades würde im Zuge der Generalüberholung erfolgen. Der Zeitpunkt der Generalüberholung und ob diese überhaupt notwendig ist, hängt von der Betriebsweise bzw. Volllaststundenanzahl ab (siehe **Abbildung 69**) und damit vom Flexibilisierungsgrad. Da die

Rohbiogaskosten jedoch einheitlich gültig sein sollen, unabhängig des Flexibilisierungsgrades, wird auf die **Effizienzsteigerung verzichtet**.

In vielen Studien wird der kalkulatorische Zinssatz (Diskontierungsfaktor) über die Kapitalkosten bzw. den Weighted average cost of capital (WACC), d. h. dem gewichteten Mittel aus Eigenkapitalkosten und Fremdkapitalkosten bestimmt. Diese können sich je nach Technologie, Standort, Anlagengröße (Kleinanlage oder Kraftwerkspark) und Technologiereifegrad stark unterscheiden und nehmen somit Einfluss auf die Stromgestehungskosten (siehe dazu Kost et al. (2018)). In Konstantin (2017) wird der reale WACC als kalkulatorischer Zinssatz (Diskontierungssatz) angewandt und für erneuerbare Energieanlagen mit 4,58 % angegeben. Für die Berechnung der Gasgestehungskosten wird der reale (inflationsbereinigt) **kalkulatorische Zinssatz auf 4 %** festgelegt (entspricht Annahme in FNR (2016a)).

Die **wirtschaftliche Nutzungsdauer entspricht der Lebensdauer der Konversionsanlage** (z. B. BHKW) um die Betrachtungszeiträume zur Berechnung der Rohbiogaskosten und der Kosten für die Konversionsanlage konsistent zu halten. Der Betrachtungszeitraum ist somit abhängig von der Betriebsweise/Volllaststunden und der Nennleistung des BHKWs (vgl. **Abbildung 69** in Abschnitt 12.2.4) (23)), obwohl dieses in der Praxis keinen direkten Einfluss auf die Gasproduktion aufweist und auch nicht in der Systemgrenze der Rohbiogaskosten nach **Abbildung 62** enthalten ist.

Im Modell wird eine **Verschiebung der Gasproduktion zwischen 80 und 120 % je Zeitschritt** (eigene Annahme) zugelassen. Am Ende eines Jahres, muss die Bilanz der energetischen Rohbiogasmenge nach Gleichung (22) entsprechen.

Annahmen zu Investitionsausgaben

Anhand verschiedener einschlägiger Literatur (z. B. KTBL (2013), FNR (2016a)) werden folgende Güter zur Berechnung der Rohbiogaskosten unter der Positionen Investitionsausgaben zusammengefasst:

- Substratlager
- Fermenter
- Gärrestelager
- Planungs- und Genehmigungskosten
- erforderlicher Reinvestitionen in einzelne Komponenten

Es wird unterstellt, dass die Höhe der Investitionen für alle Anlagenstandorte gleich ist. In der Praxis können sich die Anlageninvestitionen, je nach regionaler Marktentwicklung deutlich unterscheiden (Kost et al. 2018).

Tabelle 29 gibt für alle betrachteten Komponenten der Gaserzeugung die spezifischen Investitionsausgaben in Abhängigkeit der elektrischen Nennleistung in k€/MW an (Gleichungen (26)–(28)). Bei den angegebenen Werten handelt es sich um Netto-Angaben, d. h. sie enthalten keine Mehrwertsteuer (FNR 2016a). In der Tabelle ist zudem aufgeführt, welche Einzelbauteile und -komponenten unter der jeweiligen Kostenposition zusammengefasst werden. Dies wird zudem über die Rot eingezeichnete Bilanzgrenze je Position grafisch unterstützt. Die verschiedenen Kostenpositionen werden aufsummiert (Gleichung (29)) und fließen als Gesamtkosten durch Investitionen zum Zeitpunkt 0 in die Berechnung der Rohbiogaskosten anhand Gleichung (21) ein.

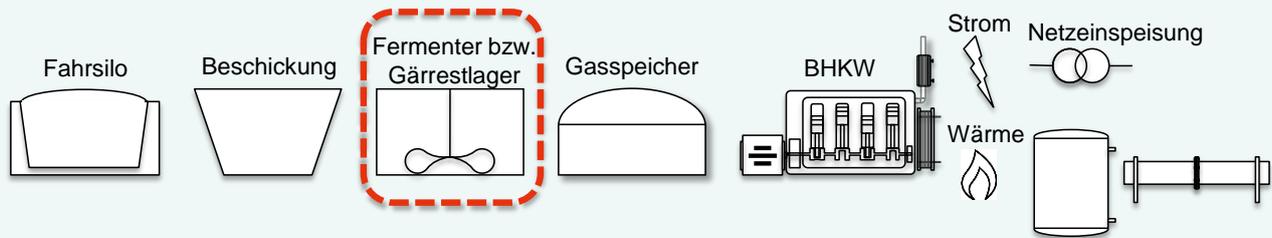
Tabelle 29: Annahmen der Investitionsausgaben zur Berechnung der Rohbiogaskosten

Substratlager	
<ul style="list-style-type: none"> Fahrsilo ggf. Fahrzeugwaage Vorgrube inkl. Rührtechnik mobile Technik (Frontlader bzw. Radlader) Feststoffeintrag inkl. Annahmebehälter (FNR 2016a)	
$i_{t0,S} = 848,46 * P_{N,el}^{(-0,34)} \quad (26)$ (eigene Berechnung nach FNR (2016a))	
$i_{t0,S}$	Spez. Investitionsausgaben für Substratlager zum Zeitpunkt $t=0$ [k€/MW]
$P_{N,el}$	Elektrische Nennleistung [MW]
Fermenter	
<ul style="list-style-type: none"> 1–2 Fermenter, Nachgärer, Gärrestlager Betonbehälter inkl. Leckageerkennung, Heizung, Isolierung und Verkleidung Rührwerke ggf. Technik zur internen Entschwefelung (Fällung) Gas- und Substratleitungen, Pumpen Mess-, Sicherheits- und Regeltechnik (FNR 2016a)	
$i_{t0,F} = 676,32 * P_{N,el}^{(-0,284)} \quad (27)$ (eigene Berechnung nach FNR (2016a))	
$i_{t0,F}$	Spez. Investitionsausgaben für Fermenter zum Zeitpunkt $t=0$ [k€/MW]
$P_{N,el}$	Elektrische Nennleistung [MW]

Gärrestelager

- Betonbehälter inkl. Leckageerkennung und Verkleidung
- Rührwerke
- Gas- und Substratleitungen
- Mess-, Sicherheits- und Regeltechnik
- ggf. Separator
- Betankungsplatz

(FNR 2016a)



$$i_{t0,G} = 449,33 * P_{N,el}^{-0,608} \quad (28)$$

(eigene Berechnung nach FNR (2016a))

$i_{t0,G}$	Spez. Investitionsausgaben für Gärrestelager zum Zeitpunkt $t=0$ [k€/MW]
$P_{N,el}$	Elektrische Nennleistung [MW]

Planung und Genehmigung

- Einmaliger Aufschlag zum Betrachtungszeitpunkt $t=0$
- 10 % der Investitionssumme aus Gleichung (26) bis (28) (FNR 2016a)

Reinvestition/ Ersatzbeschaffung

Pumpen und Rührwerke:

- müssen nach 10 Jahren ersetzt werden (Afa-Tabelle, VDI 2067)
- Anteil der Pumpen und Rührwerke entspricht jeweils 8,2 % der Investitionsausgaben für Fermenter und Gärrestelager (Gleichungen (27) und (28)) (eigene Annahme)

Gasführende Leitungen; Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik:

- Lebensdauer ca. 20 Jahre
- Vereinfachung/Annahme: müssen während Betrachtungszeitraum nicht ersetzt werden (eigene Annahme)

Bauliche Anlagen (z. B. Substratlager, Fermenter):

- Lebensdauer ca. 50 Jahre (VDI 2067); müssen daher während Betrachtungszeitraum nicht ersetzt werden

Annahmen zu Betriebskosten für Instandhaltung und Betrieb

Zu den Betriebskosten zählen die jährlich anfallenden Kosten (fixe Betriebskosten), die zur Aufrechterhaltung der Rohbiogaserzeugung notwendig sind. Dazu gehören laut einschlägiger Literatur (z. B. (KTBL 2013; FNR 2016a)) folgende Positionen:

- Personalkosten für Beschickung, Wartung und Kontrolle
- Versicherungskosten
- Wartungs- und Instandhaltungskosten
- Kosten für Betriebsmittel
- Kosten für Laboranalysen
- Pachtkosten

Es wird unterstellt, dass die Höhe der Betriebskosten (Instandhaltung und Betrieb) für alle Anlagenstandorte gleich ist. In der Praxis können sich die Betriebskosten, je nach regionaler Marktentwicklung deutlich unterscheiden (Kost et al. 2018).

Tabelle 30 gibt für alle betrachteten Komponenten der Gaserzeugung die Betriebskosten für Instandhaltung und Betrieb in Abhängigkeit der elektrischen Nennleistung in €/a an (Gleichungen (29)–(30)). Die Kosten beziehen sich jeweils auf die in Rot eingekreiste Bilanzgrenze aus **Abbildung 62**. Bei den angegebenen Werten handelt es sich um Netto-Angaben, d. h. sie enthalten keine Mehrwertsteuer (FNR 2016a). In der Tabelle ist zudem aufgeführt, welche Einzelkomponenten unter der jeweiligen Kostenposition zusammengefasst werden. Die verschiedenen Kostenpositionen werden aufsummiert und fließen als jährlich fixe Betriebskosten für Instandhaltung und Betrieb in die Berechnung der Rohbiogaskosten anhand Gleichung (21) ein.

Tabelle 30: Annahmen der Betriebskosten für Instandhaltung und Betrieb zur Berechnung der Rohbiogaskosten

Betriebsmittel		
<ul style="list-style-type: none"> • Schmieröl • Diesel für Fahrzeuge • Siloabdeckung: Folien, Sandsäcke • (Aktivkohle) (FNR 2016a) 		
$B_{t,I,B} = 5.9146 * P_{N,el}^{(1,0202)}$ (eigene Berechnung nach FNR (2016a))		(29)
$B_{t,I,B}$	Jährlich fixe Betriebskosten für Instandhaltung und Betrieb, Betriebsmittel [€/a]	
$P_{N,el}$	Elektrische Nennleistung [MW]	
Wartung und Instandhaltung		
<ul style="list-style-type: none"> • je nach Bauteil 1 bis 3 % des jeweiligen Investitionsbedarfs aus Gleichung (26)-(28) (FNR 2016a) • tw. längere wirtschaftl. Nutzungsdauer als in VDI 2067 (siehe auch Tabelle 29), dafür höhere Wartungskosten 		
Fermenter inkl. Pumpen/Rührwerke	1,1 %	Eigene Annahme
Gärrestelager inkl. Pumpen/Rührwerke	1,1 %	Eigene Annahme
Substratlager inkl. Feststoffeintrag	3,2 %	Eigene Annahme
(Pumpen/Rührwerke)	(3,6 %)	(Eigene Annahme)

Laboranalysen	
<ul style="list-style-type: none"> • 2 Analysen pro Jahr zu jeweils 150 € -> 300 €/a (FNR 2016a) 	
Versicherung	
<ul style="list-style-type: none"> • 0,5 % der Investitionssumme inkl. Genehmigung ($I_{t0}+I_{t0,Gen}$) (FNR 2016a) 	
Lohnkosten	
<ul style="list-style-type: none"> • Beschicken, Wartung, Kontrolle • Stundenlohn: 25 €/h (eigene Annahme) 	
$B_{t,I,L} = 20.690 * P_{N,el} + 2.728,3$ (eigene Berechnung nach FNR (2016a))	
$B_{t,I,L}$	<i>Jährlich fixe Betriebskosten für Instandhaltung und Betrieb, Lohnkosten [€/a]</i>
$P_{N,el}$	<i>Elektrische Nennleistung [MW]</i>
Pachtkosten	
<ul style="list-style-type: none"> • Pachtpreis: 288 €/ha (Stand 2016; Deutscher Bauernverband e.V. 2018) • Aber Sensitivitätsanalyse (Abbildung 26 in Kapitel 5.4.3) zeigt, dass Pachtpreis sehr geringen Einfluss auf die Rohbiogaskosten hat; daher keine Pachtkosten berücksichtigt 	

Annahmen zu Betriebskosten für Substrat

Die Substratkosten werden frei Fermenter angegeben (KTBL 2017), d. h. in den Kosten wird die komplette Vorkette inkl. Substratanbau, Ernte, Transport, Einlagerung, Verdichtung und Silierverluste berücksichtigt. Die Silierverluste betragen generell 12 %, Ausnahmen bilden Zuckerrüben (Lagune) mit 15 % und Getreidekorn Roggen mit 1,4 % (FNR 2016a).

Anhand einer Datenberechnung für Bestandsbiogasanlagen (Güsewell et al. 2019) wird der Substratmix für jede Clustereinteilung bestimmt. Der Substratmix wird als relativer, massebezogener Anteil verschiedener Substrate angegeben (siehe **Abbildung 63**).

Über diese relative Beziehung und dem substratspezifischen Gasertrag (Methanertrag) je Tonne Frischmasse wird der absolute Bedarf in Tonnen Frischmasse jeder Substratart bestimmt. Dabei muss die Summe der absoluten Methanmenge der Energiemenge des Rohbiogases aus Gleichung (22) entsprechen. Die Umrechnung der Energiemenge auf Normkubikmeter erfolgt über den unteren Heizwert von Methan mit 9,97 kWh/Nm³ (KTBL 2013).

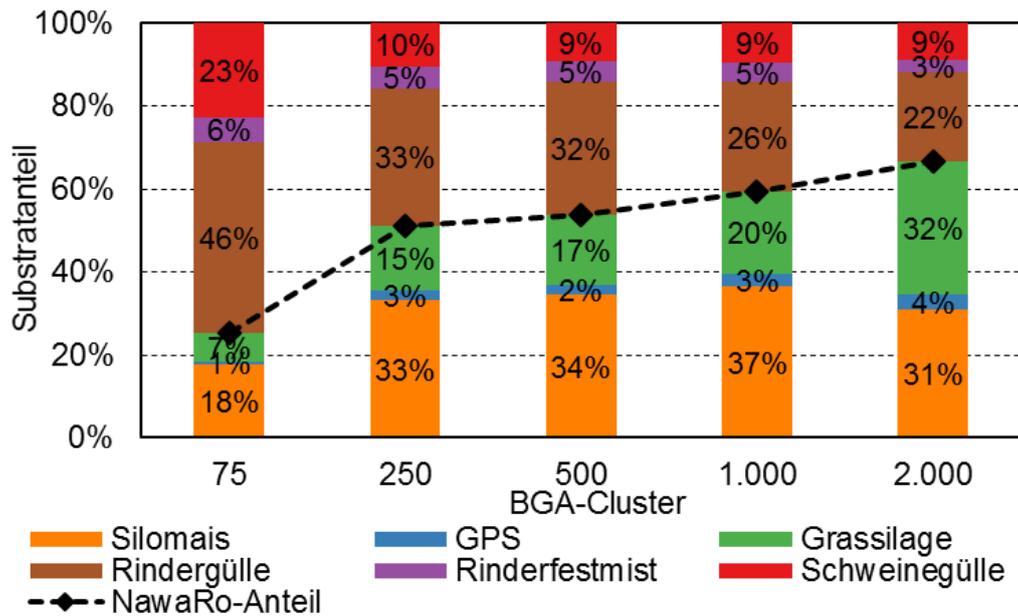


Abbildung 63: Annahmen zum Substratmix je BGA-Cluster als relativer, massebezogener Anteil

Mit Hilfe des absoluten Substratbedarfs können die Kosten je Substratart über die spezifischen Substratpreise ermittelt werden. Aus FNR (2018a) geht hervor, dass Maissilage, Grassilage, Getreide-GPS, Rindergülle, Rinderfestmist und Schweinegülle die bedeutendsten Substrate (massebezogen) darstellen. Die Preisspanne dieser Substrate zeigt **Abbildung 64**.

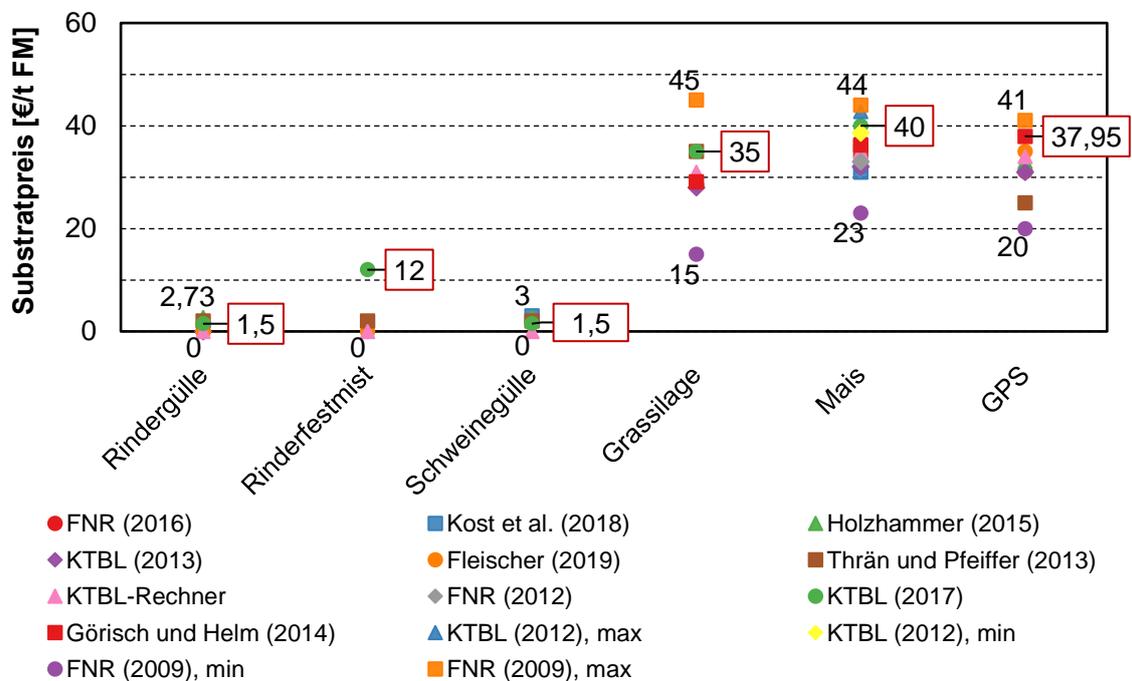


Abbildung 64: Übersicht der Substratpreise frei Fermenter verschiedener Quellen; angegeben sind jeweils die Werte der höchsten und der niedrigsten Angaben; in Rot umrandet, die für OptiSys gewählten Werte

In **Tabelle 31** sind die in OptiSys gewählten spezifischen Substratkosten frei Fermenter und der Methanertrag für diese Substrate aufgeführt. Die Werte wurden nach Aktualität der Datenquelle und eigener realer Einschätzung gewählt.

Tabelle 31: Annahmen zu spezifischen Substratkosten frei Fermenter und Methanertrag

	Substratpreis frei Fermenter [€/t _{FM}]	Quelle	Methanertrag [Nm ³ /t _{FM}]	Quelle
Rindergülle	1,50 ¹	KTBL 2017	14	KTBL 2017
Rinderfestmist	12,00 ¹	KTBL 2017	53	KTBL 2017
Schweinegülle	1,50 ¹	KTBL 2017	12	KTBL 2017
Mais	40,00	KTBL 2017	112	KTBL 2017
Grassilage	35,00	KTBL 2017	101	KTBL 2017
GPS	37,95	Görisch und Helm 2014	109	KTBL 2013

Die angegebenen Substratpreise für die Wirtschaftsdünger beziehen sich ausschließlich auf den Substratzukauf. Da viele der landwirtschaftlichen Biogasanlagen an einen Betrieb mit Tierhaltung angeschlossen sind, wird in vielen Tabellenwerten davon ausgegangen, dass die Wirtschaftsdünger als kostenloses Substrat am Standort der Biogasanlage zur Verfügung stehen. Im Projekt OptiSys wird von einem durchschnittlichen landwirtschaftlichen Betrieb mit 225 Großvieheinheiten (GV) (FNR 2016a) als Referenz ausgegangen. Wird für eine Anlagenkonfiguration weniger als 225 GV Wirtschaftsdünger benötigt, so werden hierfür keine Kosten angesetzt. Übersteigt die benötigte Menge den Referenzwert, so werden für den Anteil über dem Referenzwert die Substratpreise anhand **Tabelle 31** angesetzt. Die Preise in **Tabelle 31** für den Zukauf der Wirtschaftsdünger beziehen sich hauptsächlich auf die Transportkosten des Substrats. Die Umrechnung der benötigten Tonne Wirtschaftsdünger auf Großvieheinheiten (GV) erfolgt über den spezifischen Gülleanfall je Tierplatz und dem Faktor GV je Tier. **Tabelle 32** zeigt die angenommenen Substratkennzahlen von den ausgewählten Wirtschaftsdüngern. Dabei entspricht ein Kubikmeter einer Tonne ($1 \text{ m}^3 = 1 \text{ t}$) (KTBL 2013).

Die einzeln ermittelten Kosten je Substratart werden aufsummiert und gehen als jährlich fixe Betriebskosten für Substrat in die Gleichung (21) zur Berechnung der Rohbiogaskosten ein.

¹ Preise gelten für Substratzukauf. Bei Eigenproduktion werden Kosten von 0 € angesetzt.

Tabelle 32: Annahmen zu den Substratkennzahlen von ausgewählten Wirtschaftsdüngern

	Gülleanfall je Tier [m ³ /a]	Quelle	GV je Tier [-]	Quelle
Rindergülle ¹	17	FNR 2018a	1,2	KTBL
Rinderfestmist ²	2,8	FNR 2018a	0,6	LANUV NRW 2010
Schweinegülle ³	1,6	FNR 2018a	0,15	KTBL

12.2.4 Annahmen für die letzte Konversionsstufe (Biogasspeicher und BHKW)

System-/Bilanzgrenze

Die Systemgrenze der letzten Konversionsstufe beinhaltet alle Prozessschritte, die von der Speicherung des Rohbiogases bis zur Netzeinspeisung anfallen (siehe **Abbildung 65**). Dabei wird zwischen der elektrischen und thermischen Endenergieauskopplung unterschieden. Für die elektrische Energie zählt der Netzeinspeisepunkt zur Bilanz dazu, d. h. die Systemgrenze endet hinter der Sekundärseite des Transformators. Für die thermische Energie endet die Systemgrenze mit der ausgekoppelten Wärme aus dem BHKW, d. h. ein Wärmespeicher oder Wärmeübertrager als Einspeisepunkt ins Nahwärmenetz werden nicht mitbilanziert. Die Annahmen zur Vorkette der Rohbiogaserzeugung können in Kapitel 12.2.3 nachgelesen werden.

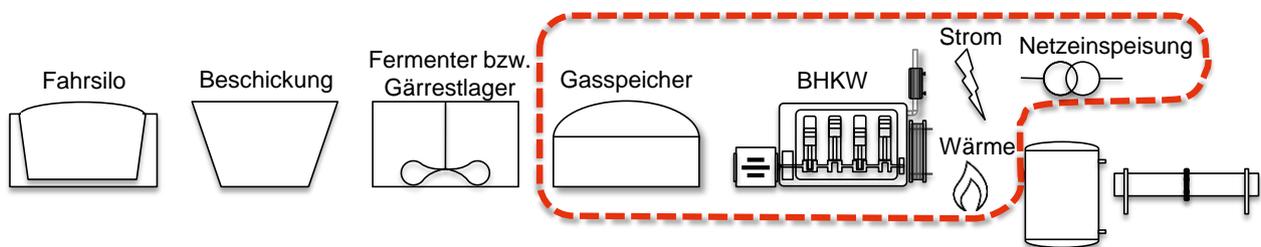


Abbildung 65: Systemgrenze der letzten Konversionsstufe (in Rot eingezeichnet)

Berechnungsmethodik

Zur Berechnung der Gestehungskosten können nach VDI 6025 verschiedene Berechnungsverfahren angewandt werden, wie z. B. die Annuitätenmethode, die Kapitalwertmethode (Barwertmethode) oder die Berechnung des internen Zinsfußes (Thran und Pfeiffer 2013). Im Projekt OptiSys wurde die Methode der Levelized Costs of Electricity (LCOE)

¹ Milchkuh (über 2 Jahre)

² Mastrind von 6 Monaten bis 2 Jahren

³ Mastschwein (bis 120 kg)

zur Berechnung der Stromgestehungskosten herangezogen, welche im Projekt eine Erweiterung der Kapitalwertmethode darstellt (Kost et al. 2018; Fleischer 2019). Auf Grund der gezogenen Bilanzgrenze beziehen sich die Stromgestehungskosten auf die elektrische Energie die dem Energiesystem bereitgestellt wird, also inkl. Transformatorverlusten und abzüglich Eigenverbrauchsanteil und werden in ct/kWh_{el} angegeben.

$$LCOE_{el} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + I_{BGS} + B_{t,var} + B_{t,fix} + B_{t,BG}}{(1+p)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_{t,el}}{(1+p)^t}} \quad (31)$$

$LCOE_{el}$	Stromgestehungskosten [ct/kWh (el)]
I_t	Investitionsausgaben im Jahr t [ct]
I_{BGS}	Investitionsausgaben Biogasspeicher [ct]
$B_{t,var}$	Variable Betriebskosten für Instandhaltung und Betrieb im Jahr t [ct]
$B_{t,fix}$	Fixe Betriebskosten für Instandhaltung und Betrieb im Jahr t [ct]
$B_{t,BG}$	Rohbiogaskosten im Jahr t [ct]
$E_{t,el}$	Im Jahr t ins Netz eingespeiste elektrische Energiemenge [kWh (el)]
p	Realer kalkulatorischer Zinssatz
n	Wirtschaftliche Nutzungsdauer/Betrachtungszeitraum [a]
t	Jahr der Nutzungsperiode/ des Betrachtungszeitraums (0, 1, 2,...n)

Ersetzt man in Gleichung (31) die absoluten Werte durch die spezifischen Parameter, so erhält man die Darstellung in Gleichung (32). Unter der Voraussetzung, dass die Nenn- und Bemessungsleistung über die Anlagendefinition bestimmt sind, sind diese Variablen unveränderlich und in Gleichung (32) Grau schattiert dargestellt.

$$LCOE_{el} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{i_t * P_{N,el} + i_{t,BGS} * E_{t,BGS} + b_{t,var} * P_{Bem,el} * 8.760h + b_{t,fix} * P_{N,el} + LCOE_{t,BG} * \frac{P_{Bem,el} * 8.760h}{\eta_{el}}}{(1+p)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{P_{Bem,el} * 8.760h * (1-e) * 1.000}{(1+p)^t}} \quad (32)$$

i_t	Spez. Investitionsausgaben im Jahr t [ct/MW]
$P_{N,el}$	Elektrische Nennleistung [MW]
$i_{t,BGS}$	Spez. Investitionsausgaben Biogasspeicher [ct/MWh (H _i)]
$E_{t,BGS}$	Maximaler Energieinhalt des Biogasspeichers [MWh (H _i)]
$b_{t,var}$	Spez. variable Betriebskosten im Jahr t [ct/MWh]
$P_{Bem,el}$	Elektrische Bemessungsleistung [MW]
$b_{t,fix}$	Spez. fixe Betriebskosten im Jahr t [ct/MW]
$LCOE_{t,BG}$	Spez. Rohbiogaskosten im Jahr t [ct/MWh (H _i)]
η_{el}	Elektrischer Wirkungsgrad [-]
e	Eigenstromanteil [-]

mit den Bestandteilen: (33)

$$i_t = (i_{t,BHKW} * f_P + i_{t,W} + i_{t,Stör}) * 100.000 \quad (34)$$

$$i_{t,BGS} = i_{t,BGS} * 100.000 \quad (35)$$

$$b_{t,var} = b_{t,var} * 100 \quad (36)$$

$$b_{t,fix} = b_{t,fix} * 100.000 \quad (37)$$

$$LCOE_{t,BG} = LCOE_{t,BG} * 100$$

$i_{t,BHKW}$ *Spez. Investitionsausgaben für BHKW [k€/MW]*

f_P *Zuschlag für Transformator + Peripherie des BHKW [-]*

$i_{t,W}$ *Spez. Investitionsausgaben für Warmhalteeinrichtung [k€/MW]*

$i_{t,Stör}$ *Spez. Investitionsausgaben für Einhaltung der Störfall-Verordnung [k€/MW]*

Allgemeine Annahmen

Als Betrachtungszeitraum wird für alle Komponenten innerhalb des Bilanzkreises aus **Abbildung 65** die technische **Lebensdauer des BHKW** herangezogen (analog zu VDI 2067). Die Annahmen zur Lebensdauer finden sich in den Gleichungen (41) bis (44).

Der **Eigenstromanteil** beschreibt den Anteil des produzierten Stroms, der zum Betrieb des BHKWs mit seiner Peripherie benötigt wird. Dies umfasst den Strombedarf folgender Bauteile:

- Motorkühl- und Heizkreislaufpumpen
- Ventilatoren
- Technikcontainerlüftung
- Not- und Gemischkühlung
- Steuerung
- Startanlage und Zündanlage (Holzhammer 2015)

Der durchschnittliche Eigenstromanteil übers Jahr wird für alle Biogasanlagen mit **2 %** angenommen.

Aus Konsistenzgründen wird **keine Kostensteigerung** angenommen (Begründung siehe Kapitel 5.7.1). Dies bedeutet auch, dass Reinvestitionen nach x Jahren genauso hoch sind wie zum Start des Betrachtungszeitraumes $t=0$. Des Weiteren bedeutet es, dass für die Angaben der Stromgestehungskosten kein Bezugsjahr festgelegt wird, da die Kosten für alle Zeitpunkte identisch sind.

Ebenso wird auf eine Effizienzsteigerung für Reinvestitionen verzichtet (Kost et al. 2018). Eine Effizienzsteigerung wäre lediglich für den elektrischen Wirkungsgrad entscheidend. Die Steigerung des Wirkungsgrades würde im Zuge der Generalüberholung erfolgen. Der Zeitpunkt der Generalüberholung und ob diese überhaupt notwendig ist, hängt von der Betriebsweise bzw. Volllaststundenzahl ab (siehe **Abbildung 69**) und damit vom Flexibilisierungsgrad. Es wird auf die **Effizienzsteigerung verzichtet**.

Der reale (inflationsbereinigt) **kalkulatorische Zinssatz** (Diskontierungsfaktor) wird auf **5 %** festgelegt.

Biogasspeicher

Das Gasspeichersystem umfasst alle gasführenden Leitungen und schließt die Einleitung des Rohbiogas aus den Fermentern, dem Nachgärer und dem Gärrestelager zur Speicherung des Gases, die Speicher selbst sowie die bedarfsgerechte Weiterleitung zur Verbrennung im BHKW ein (Bilanzgrenze siehe **Abbildung 66**).

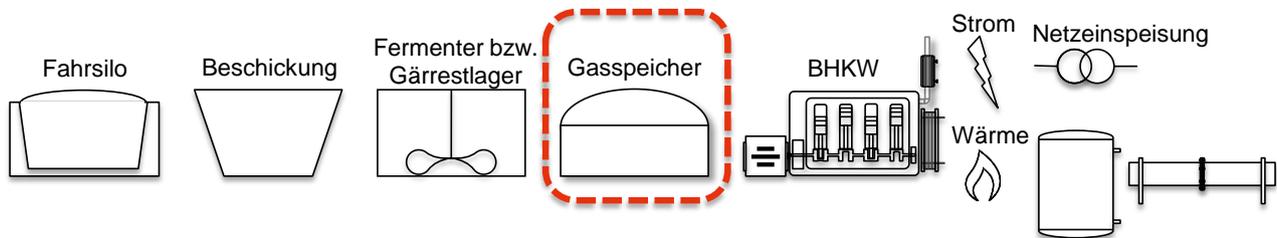


Abbildung 66: Systemgrenze des Biogasspeichers (in Rot eingezeichnet)

Der gespeicherte Biogasinhalt im gesamten Speichersystem wird zur Ermittlung der kritischen Biogasmenge von 10.000 kg (vgl. 12.BImSchV Anhang I) herangezogen und nach Gleichung (38) berechnet. Hierfür wird der Speicherinhalt mit einem Zuschlag für die Biogasmenge im Gärrestelager und den Rohrleitungen beaufschlagt sowie ein Realgasfaktor zur Umrechnung von Normkubikmetern auf Netto-Volumen des Real-Biogases berücksichtigt. Die Annahmen für die Berechnung sind in **Tabelle 33** aufgeführt.

$$m_{BG} = \frac{P_{Bem,el} * t_{d,max} * f_{real} * f_K * (y_{CH_4} * \rho_{CH_4} + (1 - y_{CH_4}) * \rho_{CO_2})}{\eta_{el} * H_{i,CH_4} * y_{CH_4}} \quad (38)$$

m_{BG}	Maximal gespeicherte Rohbiogasmenge [kg]
$P_{Bem,el}$	Elektrische Bemessungsleistung [kW]
$t_{d,max}$	Speicherdauer bzw. max. zusammenhängende Stillstandzeit des BHKW [h]
f_{real}	Realgasfaktor [-]
f_K	Zuschlag für Gärrestlager- und Rohrleitungsvolumen [-]
y_{CH_4}	Methangehalt im Rohbiogas [-]
ρ_{CH_4}	Dichte Methan bei Normalbedingungen [kg/m ³]
ρ_{CO_2}	Dichte Kohlendioxid bei Normalbedingungen [kg/m ³]
η_{el}	Elektrischer Wirkungsgrad [-]
H_{i,CH_4}	Unterer Heizwert Methan [kWh/m ³]

Mit dem Korrekturfaktor:

$$f_K = -0,806 * \ln(P_{Bem,el}) + 7,9487 \quad (39)$$

f_K	Zuschlag für Gärrestlager- und Rohrleitungsvolumen [-]
$P_{Bem,el}$	Elektrische Bemessungsleistung [kW]

Tabelle 33: Annahmen für die Berechnung der kritischen gespeicherten Biogasmenge nach StörfallIV

	Wert	Quelle
Realgasfaktor	1,87	Holzhammer (2015)
Zuschlag Gärrestlager- und Rohrleitungsvolumen	Siehe Gleichung (39)	Eigene Berechnung nach Holzhammer (2015)
Unterer Heizwert Methan	9,97 kWh/m ³	FNR (2018a)
Methangehalt Biogas	55%	Eigene Annahme nach FNR (2018a)
Dichte CH ₄ ¹	0,72 kg/m ³	DGUV
Dichte CO ₂ ¹	1,98 kg/m ³	DGUV
Elektr. Wirkungsgrad	Siehe Gleichung (46)	Eigene Berechnung nach ASUE (2014)
Speicherdauer bzw. max. zusammenhängende Stillstandzeit des BHKW	FF1: 4 Stunden FF2: 8 Stunden FF5: 11 Stunden	Eigene Annahmen

Es werden die Kosten von internen Biogasspeichern herangezogen, da diese in der Praxis am häufigsten zu finden sind (FNR 2009). Die spezifischen Kosten für die Tragluft-Doppelmembranspeicher sind von den Durchmessern der bedeckenden Behälter (Fermenter, Nachgärer, Gärrestlager) und der Form des Gasspeichers abhängig (Holzhammer 2015). In Szenariorechnungen wurden die Gasspeicherkosten für verschiedene BGA-Größen ermittelt und aus den Ergebnissen eine aggregierte Kostenfunktion ermittelt. Die Kostenfunktion in Abhängigkeit der Nennleistung zeigt Gleichung (40). Die Investitionsausgaben für den Biogasspeicher beziehen sich auf den unteren Heizwert des Rohbiogases (H_i) und damit auf den Energieinhalt des gespeicherten Biogases. Zusätzliche Informationen zur Gültigkeit der Kostenfunktion finden sich in **Tabelle 34**.

Tabelle 34: Annahmen der Investitionsausgaben für den Biogasspeicher

Investitionsausgaben Biogasspeicher	
<ul style="list-style-type: none"> • Tragluft-Doppelmembranspeicher (Holzhammer 2015) • Speichervolumen verteilt auf mehrere Behälter (Fermenter, Nachgärer, Gärrestlager) • Spez. Kosten beziehen sich auf Energieinhalt des maximal gespeicherten Rohbiogases (Speichergröße) • Lebensdauer: 10 Jahre (Holzhammer 2015) 	
$i_{t0,BGS} = 12,124 * P_{N,el}^{-0,356}$ (eigene Berechnung nach Holzhammer (2015))	
$i_{t0,BGS}$	Spez. Investitionsausgaben Biogasspeicher (Bezug: Energieinhalt des Speichers) zum Zeitpunkt $t=0$ [k€/MWh(H_i)]
$P_{N,el}$	Elektrische Nennleistung [MW]

¹ unter Normalbedingungen (0 °C, 1013 mbar)

BHKW + Transformator

Die Systemgrenze der Konversionsanlage (BHKW) schließt den Netzanschlusspunkt (Transformator) mit ein (siehe **Abbildung 67**). Der Transformator wird lediglich bei den ökonomischen Parametern einbezogen und zu den Investitionsausgaben der Konversionsanlage (BHKW) dazugerechnet (siehe **Tabelle 36**). Da je nach Netzanschluss auch mehrere Nachfrager oder Produzenten an einem Transformator angeschlossen sein können, können die technischen Eigenschaften (wie Trafo- und Netzverluste) nicht einer Einzelanlage zugeordnet werden. Die **Netzverluste (inkl. Trafo-Verluste)** werden daher pauschal berechnet und betragen **5 %** (eigene Annahme).

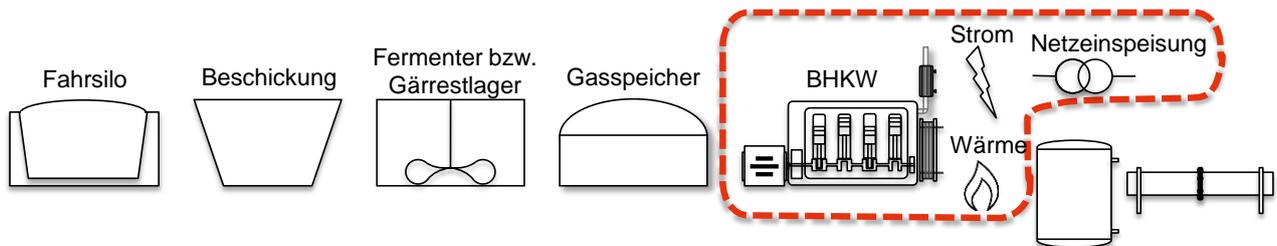


Abbildung 67: Systemgrenze des BHKW, inkl. Transformator (in Rot eingezeichnet)

Für die Parameter des BHKW werden die technischen und ökonomischen Eigenschaften eines Gas-Ottomotors herangezogen, da dieser in der Praxis am häufigsten eingesetzt werden (FNR 2009, 2016a).

Die technischen Parameter beschreiben die Betriebseigenschaften des BHKWs und beinhalten somit auch einige der Flexibilitätsindikatoren aus Kapitel 3.2.2. Die Parameter in **Tabelle 35** beziehen sich allein auf das BHKW (siehe **Abbildung 68**).

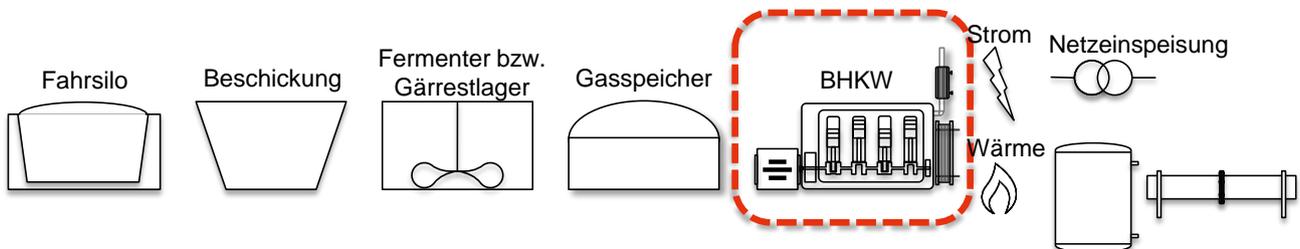


Abbildung 68: Systemgrenze der technischen Parameter der letzten Konversionsstufe

In der einschlägigen Literatur (z. B. Holzhammer (2015), Dotzauer et al. (2019)) werden folgende technische Parameter zur Beschreibung des BHKW-Betriebs herangezogen:

- Lebensdauer
- Mindestlast
- Elektrischer Wirkungsgrad
- Stromkennzahl, Max. Wärmeauskopplung
- Verfügbarkeit
- Anfahrrampe, positive und negative Leistungsänderungsrate
- Mindestbetriebs- und Mindeststillstandsdauer

Nicht alle der hier aufgeführten Parameter wurden in den Simulationen des Projektes OptiSys berücksichtigt. So ist beispielsweise die Leistungsänderungsrate auf Grund der stündlichen Auflösung in der Simulation nicht entscheidend. Des Weiteren wurde kein Teillastbetrieb mit schlechteren Wirkungsgraden betrachtet. D. h. im Projekt OptiSys wird ein Intervallbetrieb der BHKW angenommen bei dem die BHKW entweder auf 0 % oder 100 % der elektrischen Nennleistung laufen. **Tabelle 35** zeigt die ausführliche Auflistung wesentlicher technischer Parameter der BHKW, welche je nach wissenschaftlicher Fragestellung mehr oder weniger erforderlich sind (Empfehlungen zur Detailtiefe auch Kapitel 5.5.4). In der Tabelle sind zudem detaillierte Erklärungen für die Gültigkeit der Parameter aufgeführt.

Tabelle 35: Annahmen der technische Parameter des BHKW

Lebensdauer BHKW		
<ul style="list-style-type: none"> • Maximale technische Lebensdauer durch Alterung des BHKW: 30 Jahre • große Revision bzw. Generalüberholung (GU) nach definierter Betriebsstundenzahl, danach Weiterbetrieb um weitere maximale Betriebsstundenzahl möglich • Lebensdauer abhängig von: <ul style="list-style-type: none"> ○ Nennleistung ○ Flexibilisierungsstufe bzw. jährliche Volllaststunden (eigene Annahmen auf Grundlage einer Herstellerbefragung) 		
<p>*GU= Generalüberholung</p>		
<p>Abbildung 69: technische Lebensdauer des BHKW in Abhängigkeit der Nennleistung und der jährlichen Volllaststundenzahl</p>		
<p>(a) $P_{N,el} > 700 \text{ kW}; VLH > 3.000 \text{ h/a}$</p>	$T_L = 120.000 * VLH^{(-1)}$	<p>(41)</p>
<p>(b) $P_{N,el} < 400 \text{ kW}; VLH > 2.900 \text{ h/a}$</p>	$T_L = 100.000 * VLH^{(-1)}$	<p>(42)</p>
<p>(c) $P_{N,el} > 700 \text{ kW}; VLH < 3.000 \text{ h/a}$</p>	$T_L = 60.000 * VLH^{(-1)}$	<p>(43)</p>
<p>(d) $P_{N,el} < 400 \text{ kW}; VLH < 2.900 \text{ h/a}$</p>	$T_L = 50.000 * VLH^{(-1)}$	<p>(44)</p>
<p>(eigene Annahmen auf Grundlage einer Herstellerbefragung)</p>		
<p>T_L</p>	<p>Technische Lebensdauer [a]</p>	
<p>VLH</p>	<p>Volllaststunden [h/a]</p>	

Minimale elektrische Leistung

- BHKW kann stufenlos zwischen Nennleistung ($P_{N,el}$) und minimaler elektrischer Leistung ($P_{min,el}$) betrieben werden (Dotzauer et al. 2019)
- aufgrund der Wirkungsgradnachteile im Modell nicht berücksichtigt! (siehe auch Kapitel 5.5.2, auf Seite 78)

$$P_{min,el} = 0,5 * P_{N,el} \quad (45)$$

(angelehnt an Dotzauer et al. (2019) und Thrän und Pfeiffer ([im Druck]))

$P_{min,el}$ Minimale elektrische Leistung [MW]

$P_{N,el}$ Elektrische Nennleistung [MW]

Maximaler elektrischer Wirkungsgrad

- Verhältnis zwischen Energie des Rohbiogases und maximal auskoppelbarer elektrischer Energie aus dem BHKW

$$\eta_{el} = 0,0199 * \ln(P_{N,el}) + 0,4161 \quad (46)$$

(eigene Berechnung nach ASUE (2014))

η_{el} Elektrischer Wirkungsgrad [-]

$P_{N,el}$ Elektrische Nennleistung des Einzelaggregates [MW]

Stromkennzahl

- Verhältnis zwischen auskoppelbarer elektrischer und thermischer Energie bzw. Verhältnis zwischen elektrischem und thermischem Wirkungsgrad des BHKW

$$\sigma = \frac{E_{el}}{E_{th}} = \frac{\eta_{el}}{\eta_{th}} = 0,9872 * P_{N,el}^{(0,0942)} \quad (47)$$

(eigene Berechnung auf Datengrundlage ASUE (2014))

σ Stromkennzahl [-]

E_{el} Elektrische Energie [MW]

E_{th} Thermische Energie [MW]

η_{el} Elektrischer Wirkungsgrad [-]

η_{th} Thermischer Wirkungsgrad [-]

$P_{N,el}$ Elektrische Nennleistung [MW]

Maximale Wärmeauskopplung	
<ul style="list-style-type: none"> Maximal auskoppelbare Wärmeleistung 	
$P_{th} = \sigma * P_{N,el} \quad (48)$	
P_{th}	<i>Thermische Leistung [MW]</i>
σ	<i>Stromkennzahl [-]</i>
$P_{N,el}$	<i>Elektrische Nennleistung [MW]</i>
Verfügbarkeit	
<ul style="list-style-type: none"> Verfügbarkeit = 93 % (eigene Annahme nach Holzhammer (2015) und Fleischer (2019)) 	
Anfahr- oder Startrampe	
<ul style="list-style-type: none"> Leistungsänderungsrate über die Startdauer (Dauer vom Empfang des Signals einer Leistungsanforderung bei Anlagenstillstand bis zur Bereitstellung der minimalen Leistung $P_{min,el}$) (Holzhammer 2015; Dotzauer et al. 2019) auf Grund der stündlichen Auflösung in der Simulation nicht berücksichtigt! 	
$m_S = 10,34 \frac{\%}{min} * P_{N,el} \quad (49)$ <p>(eigene Berechnung nach Dotzauer et al. (2019) und Thrän und Pfeiffer ([im Druck]))</p>	
m_S	<i>Startrampe [MW/min]</i>
$P_{N,el}$	<i>Elektrische Nennleistung [MW]</i>
Positive Leistungsänderungsrate	
<ul style="list-style-type: none"> Definition siehe Seite 33 (Holzhammer 2015; Dotzauer et al. 2019) auf Grund der stündlichen Auflösung in der Simulation nicht berücksichtigt! 	
$m_{p+} = 20 \frac{\%}{min} * P_{N,el} \quad (50)$ <p>(angelehnt an Dotzauer et al. (2019) und Thrän und Pfeiffer ([im Druck]))</p>	
m_{p+}	<i>Positive Leistungsänderungsrate [MW/min]</i>
$P_{N,el}$	<i>Elektrische Nennleistung [MW]</i>
Negative Leistungsänderungsrate	
<ul style="list-style-type: none"> Definition siehe Seite 33 Kontrollierter Abschaltvorgang Auf Netzseite durch Trennung des Leistungsschalters auch unmittelbar möglich: $m_P=1$ auf Grund der stündlichen Auflösung in der Simulation nicht berücksichtigt! 	

$$m_{p-} = 30 \frac{\%}{\text{min}} * P_{N,el} \quad (51)$$

(angelehnt an Dotzauer et al. (2019) und Thrän und Pfeiffer ([im Druck]))

m_{p-} Negative Leistungsänderungsrate [MW/min]

$P_{N,el}$ Elektrische Nennleistung [MW]

Mindestbetriebsdauer

- 1 Stunde (eigene Annahme)

Mindeststillstandsdauer

- 0 Stunden (eigene Annahme)

Nach der VDI 2067 gehören zu den kapitalgebundenen Kosten neben den technischen Aggregaten auch die baulichen Anlagen und die Anschlusskosten. Anhand verschiedener einschlägiger Literatur (z. B. KTBL (2013), FNR (2016a), Holzhammer (2015)) werden folgende Komponenten unter der Positionen Investitionsausgaben für das BHKW und den Transformator zusammengefasst (siehe auch **Tabelle 36**):

- BHKW
- Transformator
- Peripherie des BHKW und des Transformators
- (Warmhalteeinrichtung)
- (Maßnahmen zur Einhaltung der Störfall-Verordnung)
- Fernsteuereinrichtung
- Kosten für Planung und Genehmigung

Es wird unterstellt, dass die Höhe der Investitionen für alle Anlagenstandorte gleich ist. In der Praxis können sich die Anlageninvestitionen, je nach regionaler Marktentwicklung deutlich unterscheiden (Kost et al. 2018).

Tabelle 36 gibt für alle betrachteten Komponenten des BHKW, inklusive Peripherie, die spezifischen Investitionsausgaben in Abhängigkeit der elektrischen Nennleistung in k€/MW an (Gleichungen (52)–(60)). Bei den angegebenen Werten handelt es sich um Netto-Angaben, d. h. sie enthalten keine Mehrwertsteuer (FNR 2016a). In der Tabelle ist zudem aufgeführt, welche Einzelbauteile und -komponenten unter der jeweiligen Kostenposition zusammengefasst werden. Dies wird zudem über die Rot eingezeichnete Bilanzgrenze je Position grafisch unterstützt. Die verschiedenen Kostenpositionen fließen in die Berechnung der Gesamtkosten durch Investitionen zum Zeitpunkt 0 in Gleichung (31) ein und tragen somit zur Bestimmung der Stromgestehungskosten bei. Im Projekt OptiSys wurde zur Vereinfachung der Datenmenge ein Peripherie-Faktor ermittelt (siehe Gleichung (53)). Unter diesem Faktor sind alle Investitionsausgaben zusammengefasst, welche zusätzlich zum BHKW-Modul anfallen. Diese beinhalten:

- BHKW-Peripherie
- Trafo+Trafo-Peripherie
- Fernsteuerbarkeit laut EEG
- Planung und Genehmigung

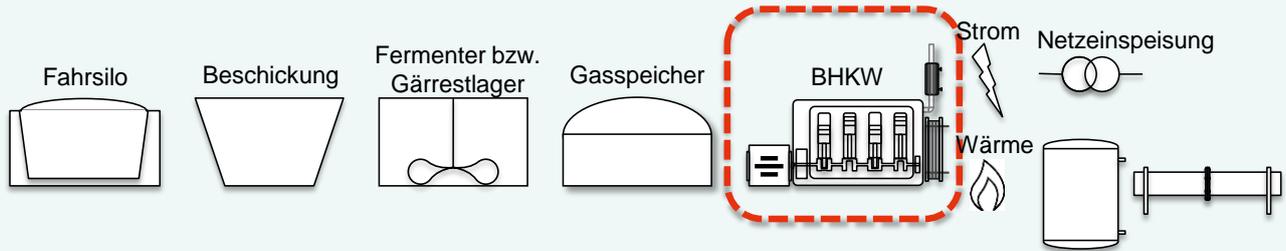
Die darüber hinausgehen Positionen für die Maßnahmen zur Einhaltung der Störfall-Verordnung und der Warmhalteeinrichtung, fallen nur an, wenn die jeweiligen Bedingungen erfüllt sind (siehe Gleichungen (58) bis (60)).

Tabelle 36: Annahmen der Investitionsausgaben für das BHKW, inkl. Transformator

BHKW-Modul	
<p>Gas-Ottomotor inkl.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Schalt- und Steuerschrank, Fernüberwachung • Schmierölver- und entsorgung • Katalysator • Abgasschalldämmkapsel • Be- und Entlüftung • Transport • Einbindung <p>(ASUE 2014)</p>	
$i_{t0,BHKW} = 803,76 * P_{N,el}^{-0,247}$ <p>(eigene Berechnung nach ASUE (2014))</p>	
$i_{t0,BHKW}$	<i>Spez. Investitionsausgaben für BHKW zum Zeitpunkt t=0 [k€/MW]</i>
$P_{N,el}$	<i>Elektrische Nennleistung des Einzelaggregates [MW]</i>
Peripherie-Faktor	
<p>Fasst folgende Einzelpositionen zusammen (Gleichungen (54)-(57)):</p> <ul style="list-style-type: none"> • BHKW-Peripherie • Transformator+ Transformator-Peripherie • Fernsteuerbarkeit laut EEG • Planung und Genehmigung 	
$f_P = 1,5583 * P_{N,el}^{-0,087}$ <p>(berechnet aus den Gleichungen (54), (56) und (57), inkl. Genehmigung)</p>	
f_P	<i>Zuschlag für Transformator + Peripherie des BHKW [-]</i>
$P_{N,el}$	<i>Elektrische Nennleistung [MW]</i>

BHKW-Peripherie

- Notkühler
 - Wärmemengen- und Stromzähler
 - Kondensatabscheider
 - Druckluftstation
 - Container/Einhausung
 - Gasfackel
 - Gastrocknung
 - Aktivkohlefilter
- (Holzhammer 2015)



$$i_{t0,BP} = 290,61 * P_{N,el}^{(-0,578)} \tag{54}$$

(eigene Berechnung nach Holzhammer (2015))

$i_{t0,BP}$ *Spez. Investitionsausgaben Peripherie BHKW zum Zeitpunkt t=0 [k€/MW]*
 $P_{N,el}$ *Elektrische Nennleistung [MW]*

Transformator

- Verlustarmer Öl-Transformator (Holzhammer 2015)

$$i_{t0,T} = 18,849 * P_{N,el}^{(-0,341)} \tag{55}$$

(eigene Berechnung nach Holzhammer (2015))

$i_{t0,T}$ *Spez. Investitionsausgaben Transformator zum Zeitpunkt t=0 [k€/MW]*
 $P_{N,el}$ *Elektrische Nennleistung [MW]*

Transformator-Peripherie

- Aufschläge für Übergabestation, Messtechnik, 20 kV-Schaltanlage, 20 kV-Netzanschluss, Einhausung (Holzhammer 2015)

Faktor für die Peripherie des Transformators (f_{TP})=2,2
 Bandbreite zwischen 3 (505 kW) und 2 (2.694 kW)
 (Holzhammer 2015)

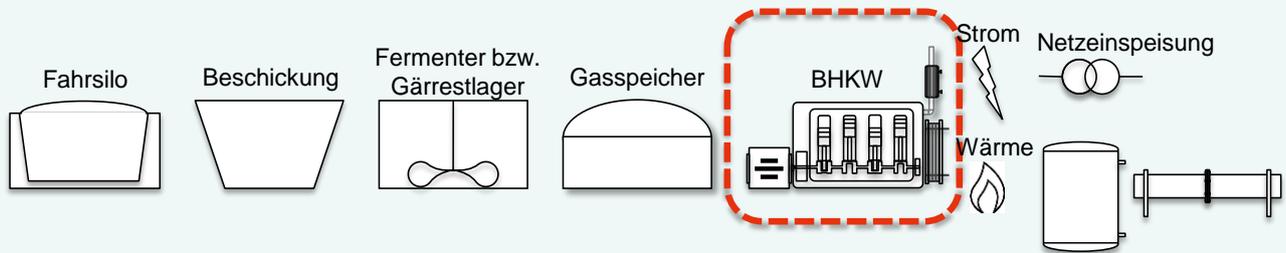
$$i_{t0,T+P} = f_{TP} * i_T \tag{56}$$

$i_{t0,T+P}$ *Spez. Investitionsausgaben Transformator inkl. Peripherie zum Zeitpunkt t=0 [k€/MW]*
 f_{TP} *Zuschlag für Peripherie des BHKW [-]*
 $i_{t0,T}$ *Spez. Investitionsausgaben Transformator zum Zeitpunkt t=0 [k€/MW]*

Fernsteuereinrichtung

Die Fernsteuerbarkeit zur Stromdirektvermarktung (nach § 20 des EEG 2017) wird für alle Biogasanlagen verpflichtend unterstellt

- Funkrundsteuerempfänger
- Antenne
- Installation und Inbetriebnahme

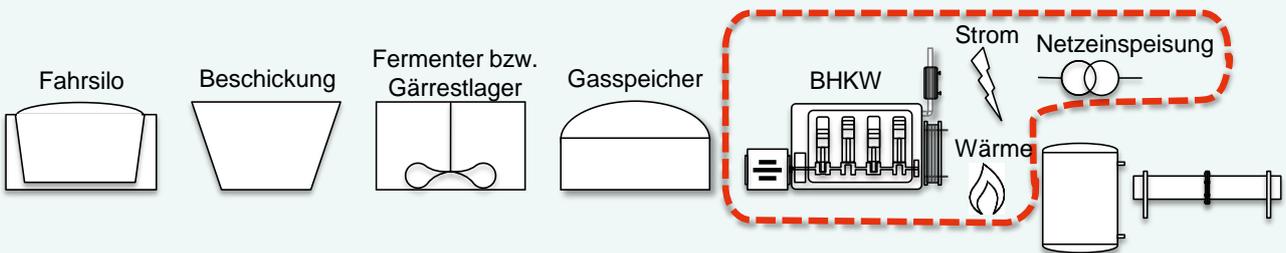


$$i_{t0,Fern} = 4,6 * P_{N,el}^{(-1)} \quad (57)$$

$i_{t0,Fern}$ Spez. Investitionsausgaben Fernsteuereinrichtung zum Zeitpunkt $t=0$ [k€/MW]

$P_{N,el}$ Elektrische Nennleistung [MW]

Planung und Genehmigung

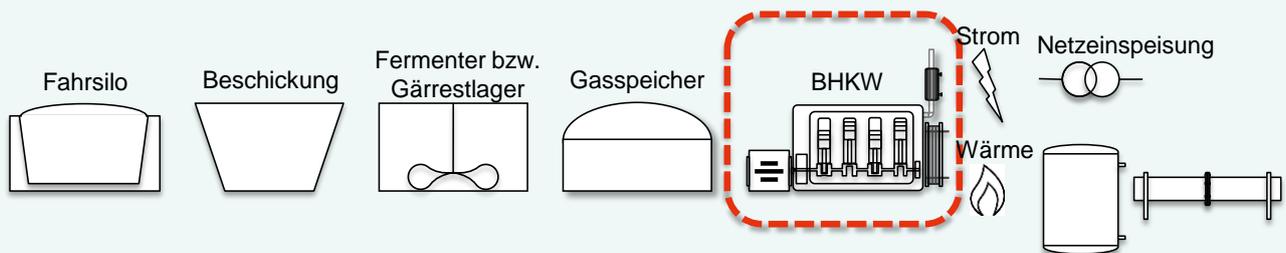


- Einmaliger Aufschlag zum Betrachtungszeitpunkt $t=0$
- 10 % der Investitionssumme aus den Gleichungen (52), (54) und (56) (FNR 2016)

Warmhalteeinrichtung

Warmhaltung kann je nach zusammenhängender Stillstandsdauer über folgende Komponenten kostengünstig realisiert werden:

- Elektrischer Heizstab (Lebensdauer 10 Jahre)
- Wärmespeicher für die Fermenterbeheizung, anteilige Investitionsausgaben berücksichtigt (Lebensdauer 20a) (Holzhammer 2015)



(a) ab Flexfaktor 1,5 bis 2,5 oder Stillstandsdauer < 9 h: Heizstab	$i_{t0,W} = 0,4853 * FF^2 - 3,0927 * FF + 16,078$	(58)
(b) ab Flexfaktor 2,5 oder Stillstandsdauer > 9 h: Wärmespeicher	$i_{t0,W} = 0,3308 * FF^2 - 7,6281 * FF + 57,515$ (eigene Berechnung nach Holzhammer (2015))	(59)
$i_{t0,W}$	Spez. Investitionsausgaben für Warmhalteeinrichtung zum Zeitpunkt $t=0$ [k€/MW]	
FF	Flexfaktor [-]	
Störfall-Verordnung		
Wenn gespeicherte Rohbiogasmenge (m_{BG}) > 10.000 kg (überschlägige Berechnung nach Gleichung (38)):		
<ul style="list-style-type: none"> • Kosten zur Einzäunung (im Rahmen der gesetzlichen Pflicht) • höhere Aufwendungen für Prüfcertifikate • Störfallplan • Sicherheitstechnik (Holzhammer 2015; FNR 2018b)		
	$i_{t0,Stör} = 20,438 * P_{N,el}^{-0,99}$	(60)
	(eigene Berechnung nach Holzhammer (2015) und FNR (2018b))	
$i_{t0,Stör}$	Spez. Investitionsausgaben für Einhaltung der Störfall-Verordnung zum Zeitpunkt $t=0$ [k€/MW]	
$P_{N,el}$	Elektrische Nennleistung [MW]	

Tabelle 37: Annahmen der Betriebskosten des BHKW

Variable Betriebskosten		
<ul style="list-style-type: none"> • Wartungsvertrag nach VDI 4880: <ul style="list-style-type: none"> ○ Inspektion ○ Wartung und Instandsetzung der Verschleißteile (ASUE 2014) ○ FF1: 1 Start pro Tag (eigene Annahme) ○ FF2: höhere Wartungskosten auf Grund 2 Starts pro Tag (eigene Annahmen) ○ FF5: höhere Wartungskosten auf Grund 3 Starts pro Tag (eigene Annahmen) • ohne Generalüberholung 		
(a) FF1	$b_{t,var} = 8,3224 * P_{N,el}^{-0,24}$	(61)
(b) FF2	$b_{t,var} = 8,9075 * P_{N,el}^{-0,288}$	(62)
(c) FF5	$b_{t,var} = 11,363 * P_{N,el}^{-0,294}$	(63)
	(eigene Berechnung nach ASUE (2014))	
$b_{t,var}$	Spez. variable Betriebskosten [€/MWh (el)]	
$P_{N,el}$	Elektrische Nennleistung des Einzelaggregates [MW]	

Jährlich fixe Betriebskosten		
<ul style="list-style-type: none"> • Generalüberholung (> 3.000 h/a; siehe Abbildung 69): 24–40 % der BHKW-Modulkosten (eigene Annahmen auf Grundlage einer Herstellerbefragung) • Ohne Generalüberholung (< 3.000 h/a; Ersatz von kleineren Verschleißteilen (z. B. elektr. Bauteile, Peripherie)): 5 % der BHKW-Modulkosten (eigene Annahmen auf Grundlage einer Herstellerbefragung) • Versicherung (0,5 % der Investitionssumme aus Tabelle 36 (FNR 2016a)) • Personalkosten zum Bedienen des BHKWs (nach FNR (2016a); Stundenlohn: 25 €/h) 		
(a) FF1	$b_{t,fix} = 41,486 * P_{N,el}^{-0,577}$	(64)
(b) FF2	$b_{t,fix} = 33,954 * P_{N,el}^{-0,599}$	(65)
(c) FF5	$b_{t,fix} = 25,94 * P_{N,el}^{-0,631}$	(66)
<i>(eigene Berechnung nach FNR (2016a) und Herstellerbefragung)</i>		
$b_{t,fix}$	Spez. fixe Betriebskosten [k€/MW]	
$P_{N,el}$	Elektrische Nennleistung des Einzelaggregates [MW]	

12.3 Beschreibung und Annahmen für den Mobilitätssektor

Die zusätzliche Lastkurve für Elektroautos wurde nach Hartmann (2012) erstellt. Die Summe der jährlichen Mobilitätsnachfrage beinhaltet den Strombedarf für das Laden von Elektrofahrzeugen und den Betrieb von Elektrolyseuren zur Bereitstellung von Wasserstoff für den Verkehrssektor. Von einer Elektrifizierung des Schiff- und Luftverkehrs wird nicht ausgegangen. Die jährliche Mobilitätsnachfrage beträgt nach Gerbert et al. (2018) im Maximalfall 440 TWh_{el} aufgeteilt auf 340 TWh_{el} für Elektrofahrzeuge und 100 TWh_{el} für die Wasserstoffproduktion.

Heutige Elektrolyseanlagen sind geprägt von hohen Kapital- und niedrigen variablen Kosten. Das hat zur Folge, dass sie zur finanziellen Rentabilität so viele Stunden wie möglich laufen müssen. Durch technischen Fortschritt, sinkende Kapitalkosten und eine größere Schwankung der Strombezugskosten kann sich diese Eigenschaft jedoch verändern und eine größere Flexibilität zulassen. Bei den Analysen im Mobilitätssektor wird daher optimistischer Weise davon ausgegangen, dass jede Elektrolyseanlage 50 % der Zeit (4380 h/a) Wasserstoff produziert. Wann diese Stunden sind, darf das Modell frei wählen um Kostenoptimalität zu gewährleisten. Auch hier wird von einer perfekten Voraussicht (perfect foresight) des ganzen Jahres ausgegangen.

Wie eine modelltechnische Adaption des Verkehrssektors an ein Strom- und KWK-Wärmemodell durchgeführt werden kann, wurde bereits in **Abbildung 51** auf Seite 107 aufbereitet.

13 METHODIK ZUR SZENARIENBILDUNG UND REFERENZ-ANSATZ FÜR DIE METHODENEMPFEHLUNGEN

13.1 Begrifflichkeiten des Themenfeldes „Szenarien“

Um eine Basis für die Analyse der beschriebenen Probleme zu haben, wurde festgelegt, Szenarien zu definieren, für welche die Berechnungen und Auswertungen stattfinden soll. Zum gemeinsamen Verständnis des Themenfeldes „Szenarien“ wird definiert, was Szenarien sind, worüber sie definiert werden und worin sie sich zueinander unterscheiden. Folgende Begriffe wurden im Projekt OptiSys für einen gemeinsamen Sprachraum zur Erstellung des vorliegenden Handbuches definiert und in **Abbildung 70** grafisch verdeutlicht.

- Deskriptor: Beschreibende Größe
- Parameter: Zustand eines Deskriptors
- Parametrierung: Versehen eines Parameters mit Werten sowie deren Änderung

Dabei besteht jedes Szenario aus derselben Anzahl an Deskriptoren, die jedoch unterschiedliche Parameter beinhalten können.

Jahr	THG-Emissionen
2020	-40% ^a
2030	-55% ^a
2040	-70% ^a
2050	-80% ^a

^a gegenüber Bezugsjahr 1990

Abbildung 70: Exemplarische Darstellung der Begrifflichkeiten zur Szenariendarstellung

13.2 Methodik der Szenarioentwicklung

Bevor Modellrechnungen getätigt werden können, sollte sich die Frage gestellt werden, wie die Modellläufe, bzw. Inputdaten, gestaltet sein müssen, um Rechnungen überhaupt vergleichbar zu machen. Je nach Schwerpunkt der Analyse kann das einen anderen Aufbau nach sich ziehen (Mietzner 2009). Die nachfolgende Abbildung zeigt, wie ein solcher Prozess der Szenarioentwicklung vorstattengehen kann.

Da hier insbesondere die Effekte einzelner Veränderungen auf die Zusammensetzung des kostenoptimalen Strom-Wärme-Systems untersucht werden soll, hat sich das Projektteam auf eine Untersuchung unter sonst gleichen Bedingungen, also „ceteris paribus“, verständigt. Die identifizierten Schlüsselfaktoren (siehe Phase 2 in **Abbildung 71**) werden dabei nicht gemeinsam dazu genutzt, um neue Szenarien zu generieren, sondern einzeln untersucht, während alle anderen Faktoren und Parameter von einer Referenz aus unverändert bleiben. Dies lässt es zu, Veränderungen direkt einer einzelnen Ursache zuzuschreiben. Daraus können somit Effekte einer Änderung identifiziert und so methodische Empfehlungen abgeleitet werden.

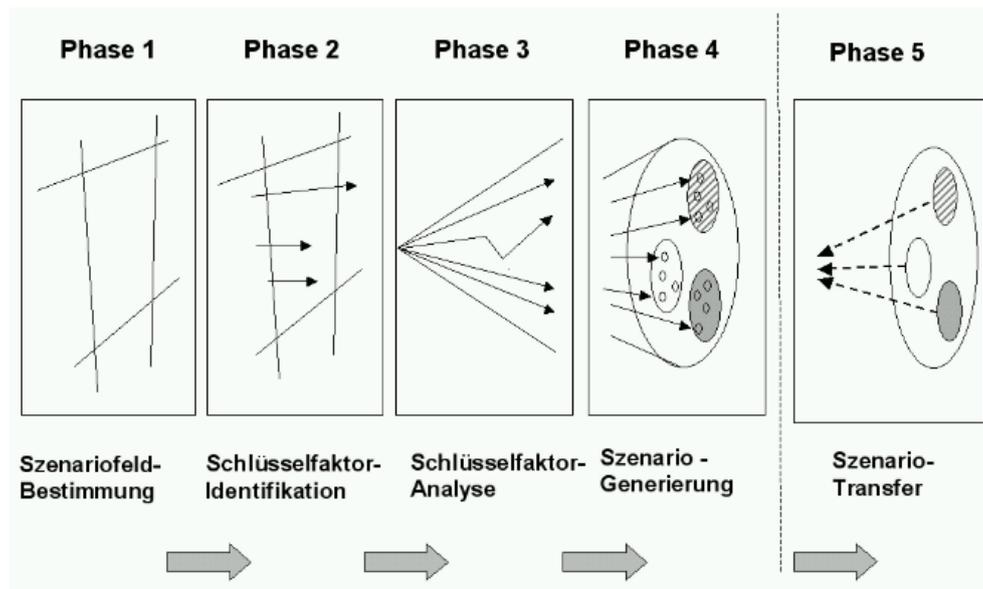


Abbildung 71: Prozess des Szenarienaufbaus in fünf Phasen (Kosow et al. 2008)

Im Projekt OptiSys wurde das Referenzszenario als erstes Szenario definiert, aus dem alle weiteren Variationen durch die Veränderung von Parametern eines einzigen Deskriptors abgeleitet werden, wie **Abbildung 72** zeigt. Das ist deshalb wichtig, da bei einer Variation mehrerer Deskriptoren die Rückschlüsse der Einflussnahme nicht mehr eindeutig sind. So können sich zum Beispiel zwei Veränderungen gegenseitig aufheben, die einzeln jedoch einen starken Einfluss hätten

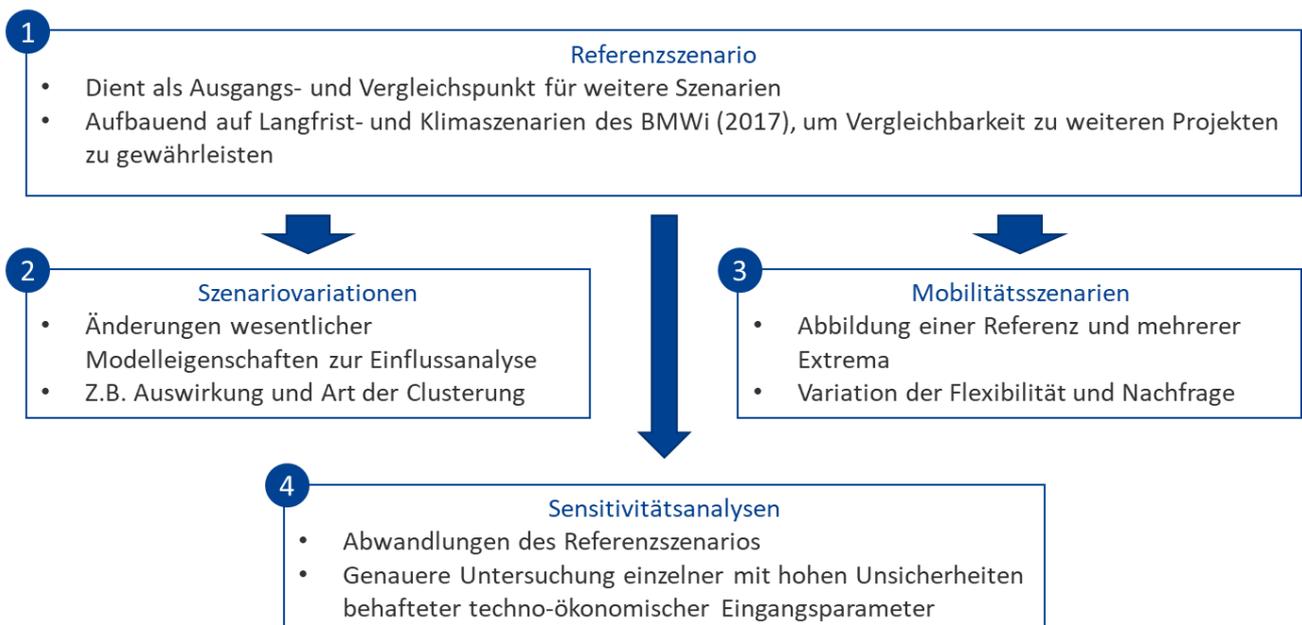


Abbildung 72: Übersicht über die verwendeten Methoden zur Szenarienburgung im Projekt OptiSys

Dieses ceteris paribus-Prinzip („unter sonst gleichen Bedingungen“) kann sowohl durch die wesentliche Änderung von Modelleigenschaften (Methode Szenariovariation) oder der definierten Variationen einzelner Parameter (Methode Sensitivitätsanalyse) erfüllt werden. In beiden Fällen werden die Ergebnisse aus der Variation mit den Ergebnissen des Referenzfalls verglichen, um die Wirkung der Variation ableiten zu können. In den Untersuchungen in Kapitel 5 bis 7 wird jeweils deutlich gemacht, ob zur Identifikation der Effekte eine Szenariovariation oder eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt wurde.

Neben dem Referenzszenario wurden daher im Projekt OptiSys viele weitere Rechnungen analysiert. Wichtig zu nennen sind dabei die drei Oberkategorien der verwendeten Methoden. Es handelt sich dabei um getrennte Analysepfade, welche sich alle aus dem Referenzszenario ableiten (siehe auch **Abbildung 72**):

- **Szenariovariationen:** In dieser Kategorie werden wesentliche Modelleigenschaften verändert. Dies können sich sowohl auf die Abbildung der Biogasanlagen (Clusterung, Wärme, etc.) beziehen, oder aber Konkurrenztechnologien untersuchen. Dies lässt die Bewertung zu, wie wesentlich die Abbildung einer Eigenschaft ist und ob sie bei einem anderen Untersuchungsfokus notwendig ist.
- **Mobilitätsszenarien:** Die aktuell als „Mobilitätsszenario“ beschriebene Abwandlung des Referenzszenarios wird hauptsächlich dazu genutzt, um den Einfluss der Verkehrswende auf die Rolle der Biogasanlagen zu untersuchen. Dabei werden Faktoren betrachtet, die maßgeblich Einfluss auf das Stromwärmesystem nehmen. Diese sind insbesondere die E-Mobilität, Power-to-Gas und der Biomassebedarf zur Kraftstoffproduktion. Genannte Parameter werden variiert und die Effekte analysiert.
- **Sensitivitätsanalysen:** Um herauszufinden, wie sensitiv die Ergebnisse auf kleine Änderungen sind, werden besonders unsichere Parameter herausgesucht und verändert. Effekte auf das Rechenergebnis können so herausgestellt werden.

In Kapitel 13.3 wird die jeweilige Storyline dieser drei Oberkategorien (inkl. Referenzszenario) am Beispiel des Projektes OptiSys konkretisiert. Die Ergebnisse der einzelnen Szenariovariationen sowie der Sensitivitätsanalysen und die daraus abgeleiteten Effekte und Empfehlungen werden in den Kapiteln 5 bis 7 ausführlich diskutiert. Darüber hinaus finden sich in Anhang B weitere Ergebnisse und Abbildungen.

13.3 Beschreibung der angewendeten Analysemethoden zur Erstellung des Handbuchs

13.3.1 Referenzszenario

Untenstehende **Tabelle 38** stellt Deskriptoren dar, die als wesentlich für die Beschreibung des Referenzszenarios angesehen werden. Die Deskriptoren und Vorschläge für die Parametrierung basieren auf einer Literaturrecherche und orientieren sich unter anderem an Pfluger et al. (2017b), sowie an Blanck et al. (2013) und Nitsch (2016). Es erfolgt darauf aufbauend eine Einordnung in vier Kategorien: Energie- und klimapolitische Ziele, nachfrage- und angebotsseitige Aspekte sowie weitere Faktoren.

Letztere beinhalten insbesondere die Deskriptoren CO₂-Preise, Biomasse-Preise und Preise für die fossilen Brennstoffe. Aus aktuellen Studien wurden die einzelnen Deskriptoren des Referenzszenarios präzisiert und mit Parametern gefüllt. Die Konsistenz des ausformulierten Szenarios spielte bei der Parametrierung eine wesentliche Rolle. Ausgewählte Parameter wurden in projekteigenen Workshops (Protokolle siehe Anhänge in Eltrop et al. (2020)) diskutiert und validiert.

Es existiert eine Vielzahl an Studien, welche sich mit Fragestellungen zur Entwicklung des Energiesystems und Szenariobetrachtungen beschäftigen. Hierzu zählen neben den bereits genannten auch z. B. Feix et al. (2016), Knörr et al. (2016), oder auch Kleiner et al. (2017). Jede systemische Untersuchung hat ihren spezifischen Fokus und trifft daher unterschiedliche Annahmen für Input-Parameter, Entwicklungen etc.

Tabelle 38: Übersicht über ausgewählte Deskriptoren für die Szenarienbildung

		Kategorien			
		Energie- und klimapolitische Ziele	Nachfrage	Angebot	Weitere Faktoren
Deskriptoren	Atomausstieg	Strombedarf	Anlagenpark aller Technologien	CO ₂ -Preise	
	Kohleausstieg	Verkehrsleistung	Biomassepotenziale	Biomasse-Preise	
	Reduktion der THG-Emissionen	Energiebedarf Fernwärme		Fossile Brennstoffpreise	
	EE-Anteil				

Da dieses Handbuch im Rahmen eines vom BMWi geförderten Projektes erstellt wurde, wurde versucht eine Vergleichbarkeit zu anderen BMWi-Studien sowie aktuellen Forschungstätigkeiten und Projekten (z. B. beim DBFZ oder am IER der Universität Stuttgart) zu gewährleisten. Soweit möglich werden also die Eingangsdaten des ebenfalls BMWi-geförderten Projektes „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ (Pfluger et al. 2017b) und des dort formulierten Basisszenarios genutzt.

Das Referenzszenario baut auf der zukünftigen Entwicklung des Energiesystems, auf Grundlage der bis heute auf den Weg gebrachten Entscheidungen, auf und geht davon aus, dass die aktuellen energie- und klimapolitischen Ziele erreicht werden. Zu welchem Jahr die gesetzten Ziele erreicht werden spielt für unsere Untersuchung über den Greenfield-Ansatz jedoch keine Rolle. Wichtig ist lediglich der Grad der Emissionsreduktion bzw. Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung.

Zusätzlich zu den systemischen und energiepolitischen Aspekten wird im Referenzszenario der heutige Stand der technoökonomischen Aspekte abgebildet – sowohl bei den konventionellen als auch den erneuerbaren Technologien.

Als Referenz werden fünf verschiedene BGA-Leistungsklassen definiert, welche jeweils in drei unterschiedlichen Flexibilisierungsgraden (1,1-fach, 2-fach und 5-fach) vorliegen. Da nicht nur theoretische Bedingungen, sondern auch real gewachsene Strukturen, den Einsatz und Zubau der Biogasanlagen beeinflussen, wird das Verhältnis der Biogas-Größenklassen zueinander fixiert. Annahmen für die techno-ökonomischen Annahmen der Rohbiogaserzeugung finden sich dabei in Kapitel 12.2.3, Annahmen für Biogasspeicher und BHKW in 12.2.4

In der Referenz werden Strom- und KWK-Wärmebedarf auf heutigem Stand berücksichtigt. Eine steigende Stromnachfrage, z. B. durch E-Mobilität, geht hierbei noch nicht in die Berechnung ein. Ebenfalls wird das verfügbare Biomassepotential in der Referenz nur im Strom- und Wärmebereich allokiert.

Neben diesen großen Settings, sind es viele kleine Dinge, die das Referenzszenario beschreiben. Darunter gehören eine variable Gasproduktion, ein generisches Wetterjahr und die Berücksichtigung der Kosten für zusätzlichen Netzausbau durch fluktuierende Erneuerbare Energien. In den jeweiligen Unterkapiteln der Kapitel 5 bis 7 findet sich eine detaillierte Beschreibung des analysierten Deskriptors im Referenzszenario sowie dessen Änderung in der Szenariovariation bzw. Sensitivitätsanalyse.

13.3.2 Szenariovariationen

Die daran anschließenden Variationen sind der Kern der Analyse. Durch obiges beschriebenes Ceteris-Paribus-Prinzip werden einzelne wesentliche Eigenschaften des Modells verändert und unter sonst gleichen Bedingungen betrachtet. Das führt dazu, dass jeder Effekt ohne Zweifel auf eine Änderung zurückzuführen ist. Fast alle der in den Kapiteln 5 bis 7 beschriebenen Effekten basieren auf dieser Analyseform.

Der Großteil der veränderten Eigenschaften ist durch null-eins- bzw. ja-nein-Entscheidungen zu berücksichtigen. Ein Beispiel davon sind die zuletzt genannten Kosten für zusätzlichen Netzausbau durch fluktuierende Erneuerbare Energien. Entweder sie sind berücksichtigt, oder nicht. Eins der wenigen Gegenbeispiele stellt die Unterteilung in Flexibilisierungsgrade dar. Diese kann entweder auf 1,1 (nicht flexibilisiert), auf 2 oder auf 5 begrenzt sein. Die Interpretation der Ergebnisse ist dabei, immer eindeutig auf eine Eigenschaft zurückzuführen.

In den jeweiligen Unterkapiteln der Kapitel 5 bis 7 findet sich eine detaillierte Beschreibung der Änderung des analysierten Deskriptors gegenüber der Referenz.

13.3.3 Mobilitätsszenarien

Eine Ausnahme von der genannten Ceteris-Paribus-Regel bildet die als „Mobilitätsszenario“ beschriebene Abwandlung des Referenzszenarios, bei dem mehrere Parameter aus verschiedenen Deskriptoren geändert werden dürfen. Dieses Szenario wird dazu verwendet, die Elektrifizierung des Verkehrs und auch des Einsatzes von Bioenergie in der Industrie sowie dem Schwerlast-, Schiffs- und Flugverkehr zu untersuchen. Untersuchungsrahmen ist eine Welt, in der der Transport dekarbonisiert werden soll. Dazu können sowohl batterieelektrische Fahrzeuge, der verstärkte Einsatz von Wasserstoff oder die Nutzung von Biokraftstoffen beitragen. Jede dieser Einsatzmöglichkeiten hat unterschiedliche Konsequenzen für die Rolle der Bioenergie im Strom-Wärme-System und wird in Kapitel 7 untersucht.

Auch bei den Mobilitätsszenarien wurde der Referenz-Ansatz verfolgt. So findet sich in Kapitel 7.1 die ausführliche Beschreibung des Mobilitäts-Referenzszenarios und dessen Annahmen in Kapitel 12.3. Ausgehend von diesem Mobilitäts-Referenzszenario wurden nach dem Ceteris-Paribus-Prinzip einzelne Deskriptoren in Form einer Szenariovariation geändert um die Effekte zu analysieren. In den Unterkapiteln von Kapitel 7 findet sich jeweils eine detaillierte Beschreibung des analysierten Deskriptors im Mobilitäts-Referenzszenario sowie dessen Änderung in der Szenariovariation.

13.3.4 Sensitivitätsanalysen

Aufbauend auf dem ursprünglichen Referenzszenario werden ausgewählte Parameter einer Sensitivitätsanalyse unterzogen. Dazu gehören beispielsweise von Unsicherheiten geprägte Parameter, wie eine Entwicklung der Stromspeicher- oder der Rohbiogaskosten. Durch eine Variation kann die Bandbreite, in der sich die Ergebnisse bewegen, bestimmt werden. Dies dient dazu, die Ergebnisse zu plausibilisieren und, da die Zukunft nicht exakt prognostiziert werden kann, eine Schwankungsbreite anzugeben. Die Eineindeutigkeit der ursprünglichen Ergebnisse, der Effekte, bleibt davon unberührt. Zudem können mithilfe der Parametervariation Aussagen zur Einflussstärke einzelner Parameter auf das Ergebnis getroffen werden. Führt die Variation eines Parameters zu einer großen Änderung des Ergebnisses gegenüber der Referenz, so hat dieser Parameter einen ergebnisbestimmenden Einfluss. Die Festlegung dieses Parameters sollte daher fundiert getroffen werden. Dagegen ist die exakte Bestimmung der Parameter mit geringem Einfluss weniger relevant.

Eine detaillierte Beschreibung der variierten Parameter und deren Bandbreite ist in den jeweiligen Unterkapiteln der Kapitel 5 bis 7 zu finden.

14 AUSWERTUNGEN DER OPTISYS-WORKSHOPS

14.1 Methodik der vier Workshops „Modellierung trifft Praxis“ im Projekt OptiSys

Die Workshops im Projekt OptiSys wurden auf der Basis der in Kapitel 8.1 genannten Erfolgsfaktoren konzipiert: Als Partizipationsform wurden „Runde Tische“ gewählt. Die Workshops fanden unter dem Titel „Modellierung trifft Praxis“ statt. Mit dem Ziel die Inputdaten, das Modellkonzept und die Szenarien mit den Workshop-Teilnehmern zu validieren, wurden Expert*innen aus der Wissenschaft und der Praxis ausgewählt. Die Auswahl der Teilnehmenden fand zu Projektbeginn durch eine gemeinsam erstellte Liste mit ca. 100 Expert*innen statt, die den Projektmitarbeiter*innen persönlich oder aus der Literatur bekannt waren. Für jeden Workshop wurden jeweils diejenigen eingeladen, die thematisch einen Bezug zu den zu behandelnden Themen hatten. Alle Teilnehmenden, die zu einem Workshop gekommen waren, wurden jeweils zu allen weiteren Workshops eingeladen. Dadurch konnte ein kleines „Kernteam“ gebildet werden. So entstand eine Mischform aus „Stamm-Teilnehmenden“ und „Einzelexpert*innen“ für die verschiedenen Workshop-Schwerpunkte.

Die Teilnehmer*innen waren zum einen Wissenschaftler*innen verwandter Fachgebiete, mit denen die Modellierungstechniken aufeinander abgestimmt und auch Aspekte um die Biomassenutzung herum einbezogen werden konnten, wie etwa Fragen nach dem Einfluss des Transportes auf die Nutzung flexibler Biogasanlagen. Diese Personen stellten die potentielle Zielgruppe des Methodenhandbuchs dar. Insbesondere aber wurden Expert*innen aus der Praxis eingeladen: aus den Energienutzungs-Verbänden, den Behörden und Ministerien. Sie sollten den „Blick über den Tellerrand der Modellierung“ sicherstellen und idealerweise auch zur nachhaltigen Verbreitung der Modellergebnisse beitragen.

In OptiSys wurden die vier Runden Tische nach dem Projektverlauf gerichtet und fanden zu den entscheidenden Modellierungsschritten statt (siehe **Abbildung 73**): Der erste Runde Tisch zur Definition des Szenario- und Technologierahmens, der zweite zur Parametrisierung und Modellkonzeption, der dritte während der Modellanalysen, um die Auswahl der Modellläufe abzustimmen und der vierte Runde Tisch beschäftigte sich mit den Zwischenergebnissen und mit den Empfehlungen für das Methodenhandbuch.

Der Termin für den letzten Workshop wurde an einen Tagungstermin angepasst, mit der Intension die terminlichen Synergien zu nutzen und eine möglichst hohe Teilnehmendenzahl gewinnen zu können.

Außerdem konnte den Teilnehmer*innen der Workshops eine Aufwandspauschale angeboten werden, die im Förderantrag kalkuliert war. Die Aufwandspauschale soll eine Wertschätzung der aufgewendeten Zeit und der Expertise der Teilnehmer*innen darstellen.

Die Moderation und den Ablauf der Runden Tische so zu gestalten, dass das Projektteam möglichst viel und umsetzbare Informationen von den Expert*innen bekam, war dann mit dem Handwerkszeug der Mediation von großen Gruppen und der Partizipation (Benighaus et al. 2016) möglich.

Die Inhalte der Workshops und der genaue Ablauf wurden zwischen allen Projektmitarbeiter*innen in Projekttreffen und per Mail genau abgestimmt. Im Vorfeld eines jeden Runden Tisches wurde ein Moderationsleitfaden erstellt, mit dem das Projektteam die Vorgehensweise und die Rollen untereinander abstimmte. Die Tagesordnung war jeweils in mehrere Bearbeitungsblöcke zu spezifischen Themenbereichen unterteilt. Die Teilnehmenden bekamen in der Regel zu den einzelnen Themenbereichen vorab eine Information zugeschickt.

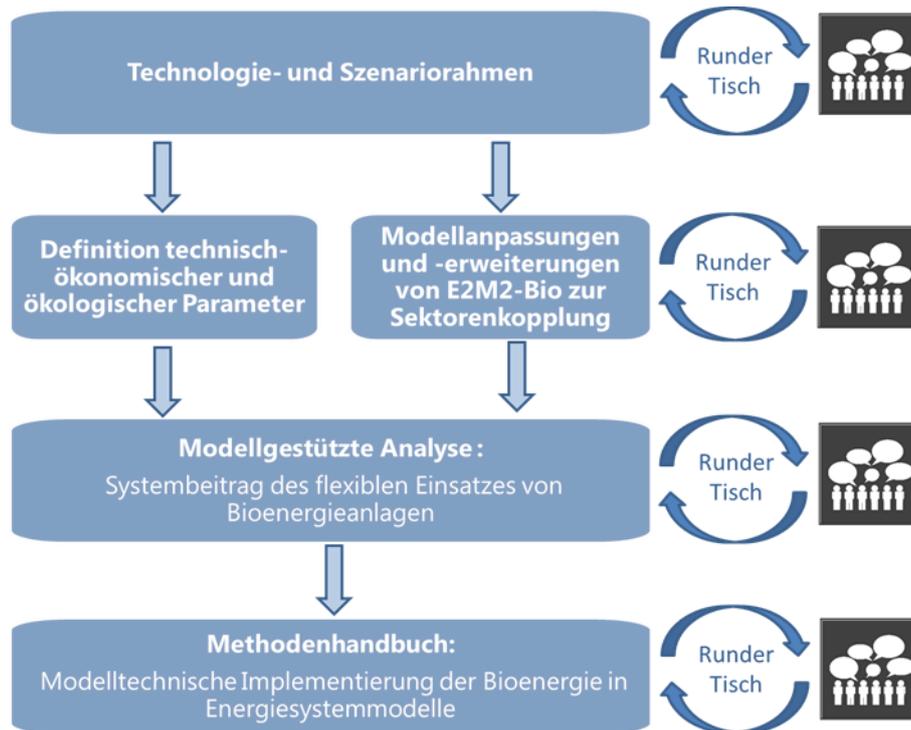


Abbildung 73: Ablaufdiagramm des Projektes OptiSys inklusive der thematischen Zuordnung der vier projektbegleitenden Runden Tische

In kurzen Vorträgen oder auf Postern wurde jeweils eine inhaltliche Einführung in die Themenbereiche gegeben. Diese waren möglichst beschränkt auf und in unmittelbarem Kontext zu der jeweiligen Fragestellung.

Die Anregungen und Antworten der Teilnehmenden wurden in den OptiSys-Workshops auf verschiedene Arten eingeholt:

- Durch Fragebögen, deren Ergebnisse dann in einer offenen Diskussion im Plenum weiterbearbeitet wurden
- Durch Eintragungen auf Postern in Grafiken und Tabellen, auch diese wurden im Anschluss diskutiert
- Durch Bepunkten von unterschiedlichen Optionen auf Postern (Bewertungen als Stimmungsbild)
- Durch ein Brainstorming im Plenum
- Durch Sammeln von Argumenten in Kleingruppendiskussionen (Chancen und Risiken bestimmter Methoden)

Die genannten Argumente hierzu wurden von der Moderation auf Moderationskarten festgehalten und zu den jeweiligen Postern gepinnt. Die bearbeiteten Poster wurden ab fotografiert und im Nachgang in einem ausführlichen Protokoll zur Ergebnissicherung dokumentiert. Das Ergebnisprotokoll wurde anschließend an alle Teilnehmenden verschickt und mit ihnen abgestimmt.

14.2 Methodik der Evaluation

Aufgrund der geringen Anzahl von Teilnehmenden der Workshops (es waren 8 externe Teilnehmende pro Workshop geplant, die Projektgruppe bestand aus sechs Wissenschaftler*innen), war eine quantitative Auswertung der Rückmeldungen nicht möglich. Daher wurden die Befragungen halbquantitativ bzw. qualitativ ausgelegt.

In den Workshops wurden Rückmeldebögen verteilt, mit fünf Wissenschaftler*innen des Projektes wurden Kurzinterviews anhand eines Leitfadens durchgeführt. Diese beiden Befragungen sollten die Bewertungen der Workshops „Modellierung trifft Praxis“ sowohl von externen Teilnehmer*innen als auch von Projektseite abdecken. Die Befragungen orientierten sich an den folgenden vier Erfolgsfaktoren:

- Angepasste Verfahren (A)
- Fairness (F)
- Haltung der Akteure/Ernsthaftigkeit (H)
- Umsetzbarkeit und Anschlussfähigkeit (U)

Zusätzlich wurden den projektbeteiligten Wissenschaftler*innen noch Fragen gestellt zum entstandenen Aufwand und dem Verhältnis von Outcome zu Aufwand (Effektivität, E).

Die gestellten Fragen in beiden befragten Gruppen (nach Erfolgsfaktoren sortiert) können in **Tabelle 39** nachgelesen werden.

Tabelle 39: gestellte Fragen in den beiden befragten Gruppen „externe Teilnehmer*innen“ und „Projektmitarbeiter*innen“ (nach Erfolgsfaktoren sortiert)

Erfolgsfaktor	Frage	Befragte Gruppe
A	Wie war das Zeitmanagement?	externe Teilnehmer*in
A	Wie war die Organisation (Einladung, Anfahrt, Räume, Essen)?	externe Teilnehmer*in
A	Wie fandst Du die grundsätzliche Idee/das Konzept?	Projektmitarbeiter*in
A	Wie bewertest Du das Einpassen der Workshopzeitpunkte in die Zeitabläufe der Modellentwicklung?	Projektmitarbeiter*in
A	Wie bewertest Du den Aufbau der Workshops?	Projektmitarbeiter*in
A	Wie war die Vorbereitung?	Projektmitarbeiter*in
A	Wie war die Organisation/Teilnehmendeneinladung?	Projektmitarbeiter*in
A	War eine externe Moderation hilfreich?	Projektmitarbeiter*in
A	Welchen Workshop hast Du als den besten in Erinnerung? Warum?	Projektmitarbeiter*in
A	Wie lief schief? Warum?	Projektmitarbeiter*in
E	Wie hoch war der Aufwand für die Workshops? Was war besonders aufwändig (Vorbereitung, Durchführung)? Wie effektiv waren die Workshops?	Projektmitarbeiter*in

Erfolgsfaktor	Frage	Befragte Gruppe
F	Waren die Inhalte und Ziele des Projektes verständlich dargestellt (in Vorträgen und Postern)?	externe Teilnehmer*in
F	Wie war die Moderation?	externe Teilnehmer*in
F	Wurden die richtigen Fragen gestellt?	externe Teilnehmer*in
F	Falls nein, wieso/an welcher Stelle nicht?	externe Teilnehmer*in
H	Wurden Ihre Anmerkungen und Anregungen aufgenommen?	externe Teilnehmer*in
H	Wie viel Interesse hatten die Teilnehmenden zu kommen?	Projektmitarbeiter*in
H	Konnten die Personen gewonnen werden, die Du haben wolltest?	Projektmitarbeiter*in
H	Würdest Du solche Workshops wieder machen? Warum oder warum nicht?	Projektmitarbeiter*in
U	Sind Sie mit den Ergebnissen einverstanden?	externe Teilnehmer*in
U	Glauben Sie, dass Ihre Anmerkungen im Projekt umgesetzt werden?	externe Teilnehmer*in
U	Wie qualitativ waren die Ergebnisse?	Projektmitarbeiter*in
U	Wie konnten Sie im Modell umgesetzt werden?	Projektmitarbeiter*in

14.3 Ergebnisse der Evaluationen

14.3.1 Ergebnisse der Teilnehmendenbefragung

Die Rückmeldungen der Teilnehmenden wurden bei allen vier Workshops ausgewertet. An den Workshops nahmen neben den 4–8 Projektmitarbeiter*innen durchschnittlich 8,7 externe Expert*innen teil (Zielanzahl es Antrags waren 8). Acht der Teilnehmenden kamen mindestens zu zwei Workshops, es bildete sich also ein Kernteam, das das Projekt begleitete. Die angebotene Aufwandspauschale wurde von etwa einem Drittel der Teilnehmenden in Anspruch genommen.

Zu dem ersten Workshop gab es nur zwei Rückmeldebögen, daher wurden diese als nicht repräsentativ eingestuft und nicht mit aufgenommen. Die Rückmeldungen der Workshops 2–4 werden im Folgenden grafisch dargestellt. Die Rückmeldezahlen der Workshops finden sich in **Tabelle 40**.

Tabelle 40: Aufstellung der Workshopdaten (inkl. Themen, Teilnehmendenzahl und Anzahl der Rückmeldungen aus den Feedbackbögen)

OptiSys-Workshop	Datum	Themen	Zahl externer Teilnehmender	Zahl der Rückmeldungen
Erster Workshop in Stuttgart (IER)	15.02.2018	<ol style="list-style-type: none"> 1. Szenariorahmen für die Bioenergie 2. Technologiepfade Bioenergie im Kontext weiterer Energien und konkurrierender Flexibilitätsoptionen 3. Arbeit an einem Mobilitätsszenario 	10	2
Zweiter Workshop in Neuburg (THI)	13.09.2018	<ol style="list-style-type: none"> 4. Einführung in das Modell und Anbindung der Mobilität 5. Technologie-Clusterung und Detailtiefe im Modell 6. Szenarien und methodische Vorgehensweise 	6	4
Dritter Workshop in Stuttgart (IBZ)	28.02.2019	<ol style="list-style-type: none"> 7. Wirkungszusammenhänge im Strom- und Fernwärmesystem 8. Technologieparameter für Biogasanlagen 9. Experten-Input für das Methodenhandbuch zur modelltechnischen Abbildung von Biogasanlagen im Energiesystem 	12	11
Vierter Workshop in Leipzig (UfZ)	19.09.2019	<ol style="list-style-type: none"> 10. Wirkungszusammenhänge zwischen Transport-, Strom- und Wärmesektor 11. Methodenhandbuch zur Abbildung von Bioenergie in Systemmodellen 	7	6

Die Bewertungen der einzelnen Workshops durch die Teilnehmenden ergaben keine großen Unterschiede zwischen den Workshops. Die meisten abgefragten Größen wurden mit sehr gut bis gut bewertet. Auffällig ist lediglich, dass beim zweiten Workshop das Einverständnis mit den erzielten Ergebnissen nicht so hoch ist, wie bei den anderen Workshops. Generell lässt die geringe Zahl an Teilnehmenden (und Rückmeldungen) bei allen Workshops keine statistische Auswertung zu.

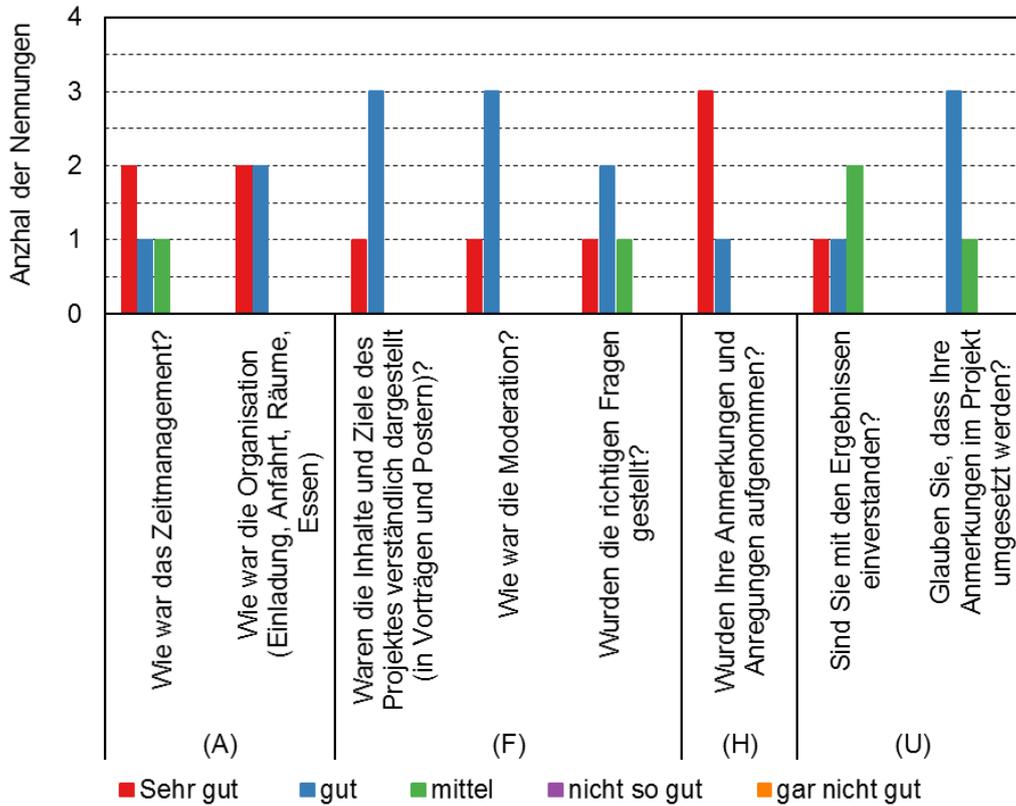


Abbildung 74: Bewertung der Teilnehmenden des zweiten OptiSys-Workshops in Neuburg a. D.; Fragen sortiert nach Erfolgsfaktoren (siehe Seite 173)

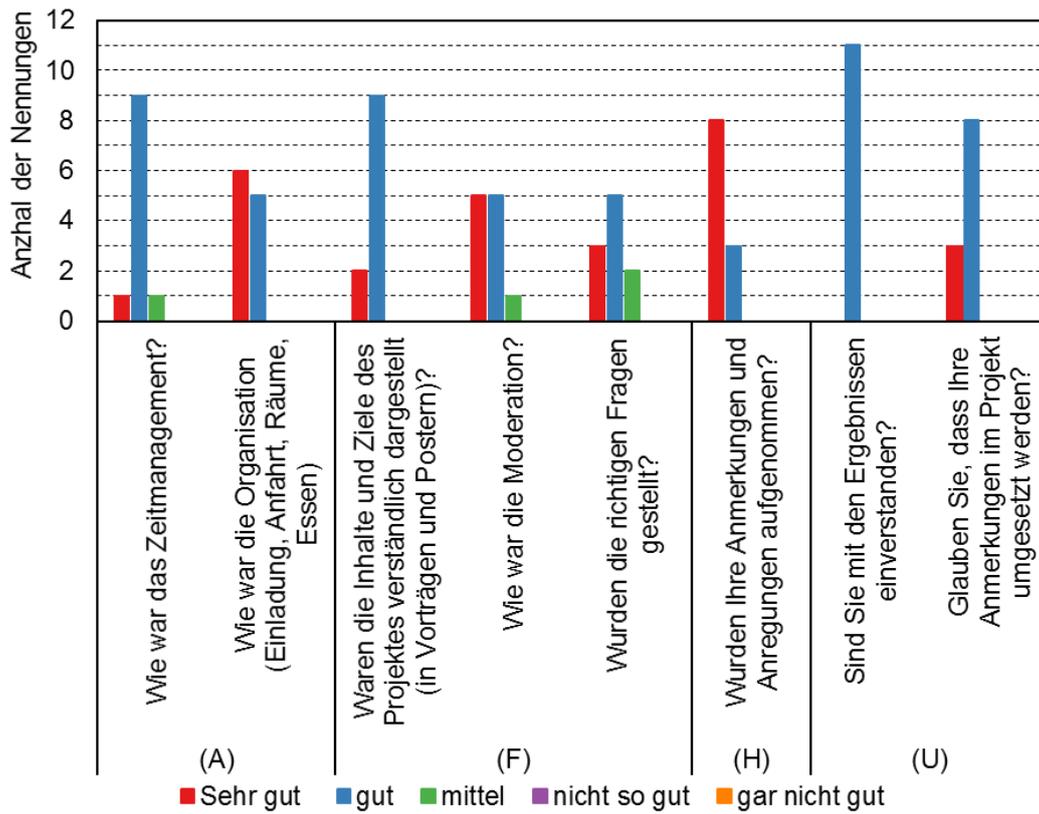


Abbildung 75: Bewertung der Teilnehmenden des dritten OptiSys-Workshops in Stuttgart; Fragen sortiert nach Erfolgsfaktoren (siehe Seite 173)

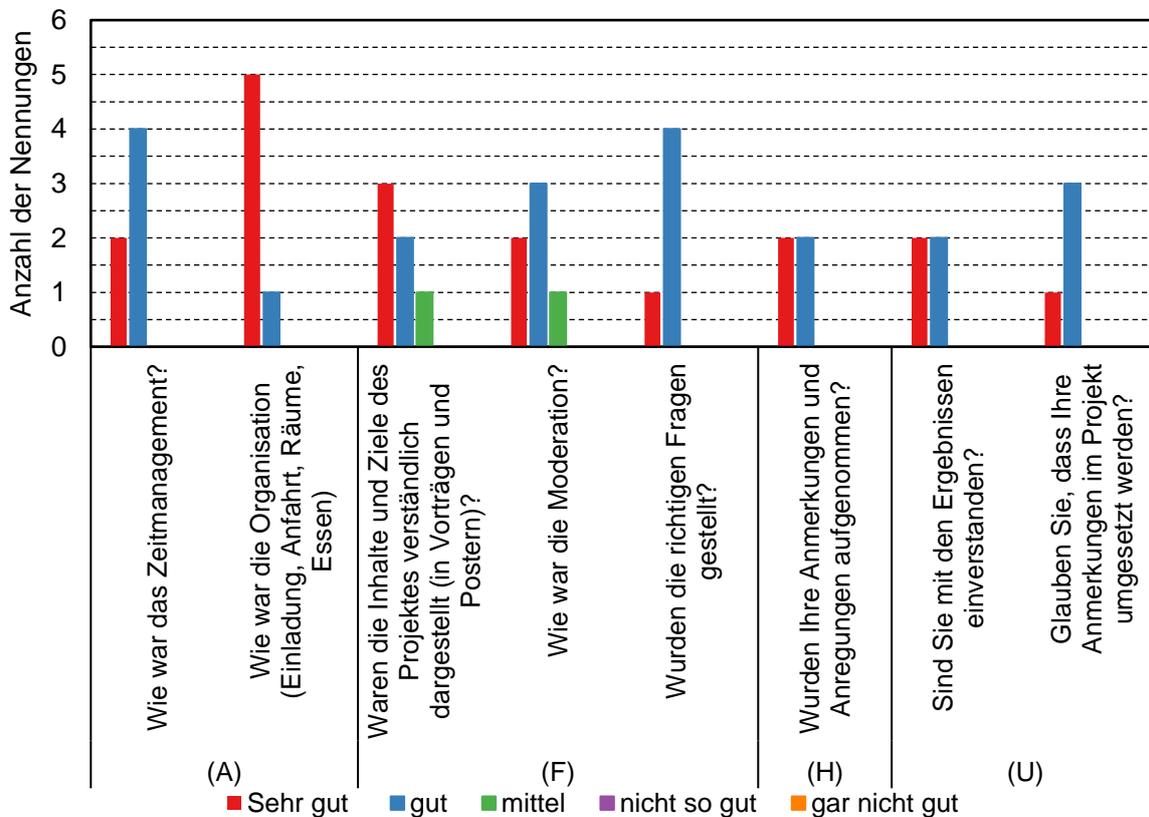


Abbildung 76: Bewertung der Teilnehmenden des vierten OptiSys-Workshops in Leipzig; Fragen sortiert nach Erfolgsfaktoren (siehe Seite 173)

Betrachtet man die Auswertung über alle drei Workshops hinweg, fällt auf, dass die Frage zur Organisation des Runden Tisches (wie war die Organisation?) und die Frage zur Fairness (Wurden Ihre Anmerkungen und Anregungen aufgenommen?) überwiegend mit sehr gut beantwortet wurde.

Die Fragen zur Umsetzbarkeit und Anschlussfähigkeit „Sind Sie mit den Ergebnissen einverstanden?“ und „Glauben Sie, dass Ihre Anmerkungen im Projekt umgesetzt werden?“ wurden nicht ganz so positiv (aber meist mit gut) beantwortet.

Die in **Abbildung 77** dargestellte Gesamtbewertung durch die Teilnehmenden floss zusammen mit den Bewertungen durch die Projektmitarbeiter*innen (Ergebnisse der Kurzinterviews in Kapitel 14.3.2) in die allgemeinen Empfehlungen zur partizipativen Modellierung ein (siehe Kapitel 8.4).

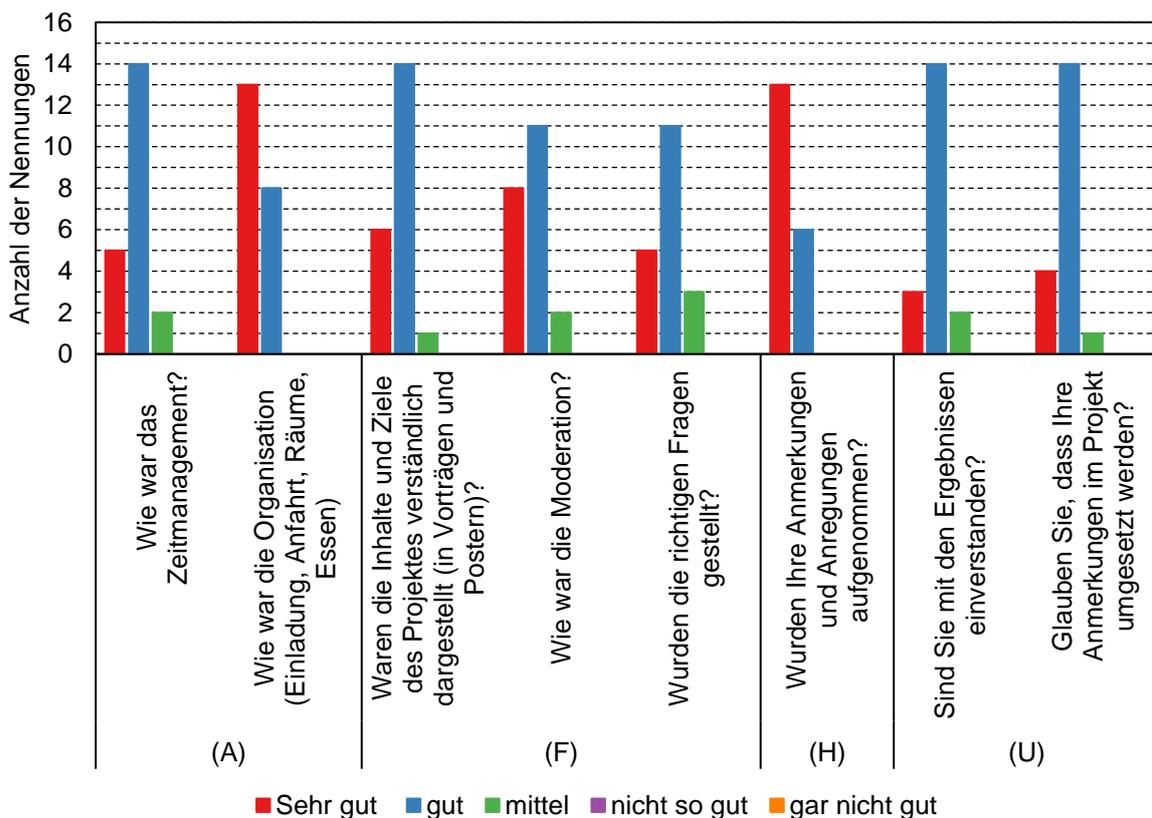


Abbildung 77: Gesamt-Bewertung der OptiSys-Workshops 2-4; Fragen sortiert nach Erfolgsfaktoren (siehe Seite 173)

14.3.2 Ergebnisse der Kurzinterviews mit den Projektmitarbeiter*innen

Zur Konzeption und Organisation der Workshops „Modellierung trifft Praxis“:

Das Konzept „Modellierung trifft Praxis“ mit den vier Workshops wurde von den Projektmitarbeiter*innen durchweg als positiv bewertet („gut bis sehr gut (Interview 4)“). Es war aber von den Projektbeteiligten unterschiedlich verstanden worden. Während eine Person unter dem Titel „Expert*innenbegleitung aus angrenzenden Fachgebieten“ verstand, sagte eine andere, dass das eigentliche Ziel des Konzeptes die Beteiligung von Praktikern, also den Fachverbänden, gewesen wäre „und das haben wir nicht geschafft“ (Interview 2). Die Auswahl der Zeitpunkte der Workshops war nach dem Konzept zu bestimmten Abschnitten im Modellierungsablauf vorgesehen gewesen (Parametrisierung,

Kalibrierung, Validierung), das schien den Befragten zwar sinnvoll, aber konnte in diesem Projekt so nicht durchgeführt werden. Die Workshop-Zeitpunkte richteten sich eher nach der Verfügbarkeit der Wissenschaftler*innen im Projekt und auch nach der Gelegenheit, die Workshops an gut besuchte Tagungen anzugliedern, wodurch man sich mehr Teilnehmende erhoffte. Eine interviewte Person sagte auch, dass mit der Entscheidung des Projektteams, in dem Modell den „Greenfield-Ansatz“ zu verwenden, eine direkte Interaktion der Workshopteilnehmenden mit der Parametrisierung, Kalibrierung und Validierung nicht mehr so relevant erschien, da die aktuelle Situation auf dem Energiemarkt keine so große Rolle für das Modell spiele. Der letzte Workshop war als Input zur Gestaltung des Methodenhandbuches gedacht, dafür kam er nach Meinung einer Person etwas zu spät.

Auch der Aufbau der Workshops wurde positiv und jeweils passend zum Themenschwerpunkt bewertet. Eine Person würde die Workshops in Zukunft länger machen und anders anlegen, so dass eine intensivere Einarbeitung in das Modell möglich wäre und so die Teilnehmenden auch zu den komplexen Modellen befragt werden könnten. Man könnte noch „mehr Grips in die Vorbereitung“ stecken und besser überlegen „was aus den Modellen jeweils präsentiert werden kann und wie sie diskutiert werden sollen“ (Interview 2). Es sei schwierig gewesen, die „Modellexpert*innen und Praxisvertreter*innen der Fachverbände zusammen zu den komplexen Fragestellungen zu befragen“ (Interview 3).

Die Einladung der Teilnehmenden wurde als eine kritische Größe angesehen. Problematisch erschien die Auswahl der Teilnehmenden (es gelang nicht immer, die Wunsch-Expert*innen der Projektmitarbeiter*innen für die jeweilige Fragestellung zu bekommen), der Zeitpunkt der Einladung (drei Monate im Voraus war möglicherweise nicht ausreichend, eine gestaffelte Einladung von zuerst den wichtigsten Teilnehmenden und dann die nachrangigen Prioritäten kostete zu viel Zeit) und die Form der Einladung (eine pauschale Einladung an Gruppen führte zu keiner Resonanz). Erfolgreich war aber der Aufbau eines Kernteams (die Teilnehmenden kamen gerne wieder) und die persönliche Ansprache per Mail oder Telefonanruf durch die Projektleiter, die den Eingeladenen aus früheren Projekten bekannt waren.

Die externe Moderation durch eine nicht an der Modellierung beteiligte Person wurde von allen Interviewten als hilfreich empfunden. Als Gründe dafür wurden genannt „Dass so die Last, alle Argumente zu erfassen, nicht bei mir lag und ich mitdiskutieren konnte“ (Interview 1), und, dass die Teilnehmenden zufrieden waren, weil ihre Argumente durch die Moderation aufgenommen werden konnten, sowie der „Blick von außen und die Neutralität“ der Moderation (Interview 3). Es wurde als zielführend angesehen, wenn eine Person mit Fachkenntnissen moderiert, die die Sprache der Teilnehmenden spricht, aber nicht selbst in das Projekt involviert ist. Am besten wäre eine „Eine Kombination von einem/r Wissenschaftler*in aus dem Projekt mit einer externen Moderation“ zur Ergebnisdokumentation (Interview 3).

Die Qualität der Ergebnisse wurde ebenfalls positiv bewertet. Für die Parametrisierung gab es „gute Rückmeldungen“, bei abstrakteren Dingen war es „eher schwierig“ konkrete Ergebnisse zu bekommen (Interview 2). Die „Allokation auf die Sektoren“, „die Relevanz des Transportsektors“ und die „Biomassepotenziale“ waren hilfreiche Ergebnisse. Die Details der Modellvarianten waren aber zu komplex, um dazu konkrete Ergebnisse erwarten zu können. Eine Meinung im Interview 3 war: „Die ursprüngliche Idee „Modellierer trifft Praxis“ haben wir nicht geschafft“. Eine andere: „Es gab wenige Ergebnisse, die direkt im Modell verwendet werden konnten“ (Interview 1) und „Es war die Qualität, die ich erwartet hatte, mehr glaube ich kann man nur schwer erwarten“ (Interview 4). Ergänzend dazu wurde vorgeschlagen, die Workshops besser thematisch zu trennen und die jeweiligen Fachexpert*innen zu den spezifischen Themen einzuladen. Im Ganzen wurde in allen Interviews der Bestätigung, dass die Modellierung auf dem richtigen Weg sei eine hohe Bedeutung zugesprochen. „Es wurden Impulse mitgenommen und die grundsätzliche Herangehensweise bestätigt und für OK bzw. gut eingeschätzt... das ist wertvoll gewesen“ (Interview 4).

Der Aufwand für die Workshops wurde von allen Interviewten als hoch angesehen. Die Effektivität wurde daher im mittleren Bereich angesiedelt. Eine Person sagte: „Viele Annahmen konnten bestätigt und validiert werden, aber für den Output war der Aufwand ziemlich hoch“ (Interview 1).

Gefragt nach „dem besten“ der vier Workshops antworteten drei der fünf interviewten Personen: Workshop 3 im IBZ in Stuttgart, aufgrund der großen Teilnehmendenzahl und der inhaltsreichen Diskussion. Eine Person fand den ersten

Workshop am IER in Stuttgart den besten, aufgrund der „tollen Dynamik“ und der „super Stimmung“, eine andere Person die letzten beiden, weil sie ihre Ergebnisse bestätigten.

Abschließend wurde von vier von fünf Interviewpartnern betont, dass sie solche Workshops wieder in ein Projekt integrieren würden. Ein Interviewpartner stellte den Wert der Entwicklung der Partizipativen Modellierung heraus und dass man in dem Projekt auch viel für andere Workshops gelernt habe. Verbesserungspotenzial wurde in der thematischen Spezifität der Workshops und der Teilnehmendenakquise gesehen.

15 ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Aspekte der Fähigkeiten einer Technologie auf Flexibilitätsanforderungen des Energiesystems zu reagieren, sowie die wichtigsten Indikatoren zur Flexibilitätsbeschreibung in geringer Detailtiefe (nach Selleneit et al. (2019))	23
Abbildung 2: Leistungsänderungsdiagramm mit den Indikatoren der Flexibilität in allgemeinsten Form (d. h. niedriger Detailgrad).....	27
Abbildung 3: Indikatoren der drei notwendigen Fähigkeiten einer Technologie auf Flexibilitätsanforderungen zu reagieren (Selleneit et al. 2019).....	28
Abbildung 4: Leistungsänderungsdiagramm mit den Indikatoren der Flexibilität in höherem Detailgrad	31
Abbildung 5: flexibler Einsatz des Rohbiogases in verschiedenen Flexibilisierungsstufen eines Anlagenclusters (identische Bemessungsleistung).....	49
Abbildung 6: Einfluss des Flexfaktors auf die Stromgestehungskosten ($LCOE_{el}$) von Biogasanlagen.....	51
Abbildung 7: Einfluss der BHKW-Anzahl auf die Stromgestehungskosten für die Flexfaktoren 2 und 5; für FF2: zwei BHKW ggü. ein BHKW; für FF5: fünf BHKW ggü. ein BHKW.....	51
Abbildung 8: Einfluss der BHKW-Anzahl auf die Stromgestehungskosten für die Flexfaktoren 2 und 5; für FF2: zwei BHKW ggü. ein BHKW; für FF5: zwei BHKW ggü. ein BHKW.....	52
Abbildung 9: Installierte Leistung nach Energieträger - Referenz mit maximalem Flexfaktor 5 vs. reduzierter maximaler Flexibilisierungsgrad.....	53
Abbildung 10: Anteil an Bruttostromerzeugung nach Energieträger – Referenz mit maximalem Flexfaktor 5 vs. reduzierter maximaler Flexibilisierungsgrad	54
Abbildung 11: Aufteilung der installierten Biogasleistung nach Cluster - Referenz mit maximalem Flexfaktor 5 vs. reduzierter maximaler Flexibilisierungsgrad	55
Abbildung 12: Häufigkeitsverteilung der Leistungsklassen der Biogasbestandsanlagen mit Vor-Ort-Verstromung, Stand Januar 2019; nach (Bundesnetzagentur 2019)	57
Abbildung 13: Beispiel der Parameterzuweisung für das Cluster Biogas-BHKW mit 500 kW_{el} Bemessungsleistung.....	58
Abbildung 14: Schematische Darstellung des Einflusses der Clusteranzahl auf die Modellkomplexität.....	59
Abbildung 15: Schematische Darstellung der Clustereinteilung - Methode: Gleiche Clusterbreite; am Beispiel von zwei Clustern.....	59
Abbildung 16: Schematische Darstellung der Clustereinteilung - Methode: Clusterbreite in Abhängigkeit der Häufigkeitsverteilung; am Beispiel von zwei Clustern nach Anteil an installierter Leistung	60
Abbildung 17: Schematische Darstellung der Clustereinteilung - Methode: Clusterbreite in Abhängigkeit der Parameterfunktion; am Beispiel von zwei Clustern nach der Kostenfunktion der spezifischen Investitionsausgaben für die Konversionsanlage	61
Abbildung 18: Repräsentative Bemessungsleistung je Cluster für verschiedene Methoden der Clusterung.....	62
Abbildung 19: Installierte Leistung nach Energieträger - Referenz vs. alle Clustermethoden	63
Abbildung 20: Anteil an Bruttostromerzeugung nach Energieträger – Referenz vs. alle Clustermethoden	64
Abbildung 21: Aufteilung der installierten Biogasleistung nach Cluster - Referenz vs. alle Clustermethoden	64
Abbildung 22: Aufteilung der installierten Biogasleistung nach Cluster - Referenz mit fixiertem Cluster-Verhältnis vs. freie Optimierung der Clusternutzung.....	68
Abbildung 23: flexibler Einsatz des Rohbiogases in verschiedenen Konversionsanlagen.....	70
Abbildung 24: Einfluss der BGA-Flexibilisierung auf die Berechnungsgrößen der Rohbiogaskosten.....	71
Abbildung 25: Vergleich der exakten Berechnung der Rohbiogaskosten für die Flexibilisierungsstufen 1,1 (=Flexfaktor 1,1), 1,5 (=Flexfaktor 1,5), 2 (=Flexfaktor 2) und 5 (=Flexfaktor 5) mit den Vereinfachungen bei Bezug auf die Bemessungsleistung (Referenz)	72
Abbildung 26: Sensitivitätsanalyse der Einflussfaktoren auf die Rohbiogaskosten am Beispiel einer 500 kW Anlage (Bemessungsleistung)	73
Abbildung 27: Aufteilung der installierten Biogasleistung nach Cluster - Referenz mit variabler Rohbiogasproduktion vs. unflexible Rohbiogasproduktion	75

Abbildung 28: Schematische Darstellung der modelltechnischen Abbildung der letzten Konversionsstufe am Beispiel der Bemessungsleistung 500 kW und des Flexfaktors (FF) 2; in Lila die technischen Parameter; in Grün die ökonomischen Parameter; in Rot die Ergebnisse der Optimierung.....	78
Abbildung 29: Einfluss der Flexibilisierung (Leistungszubau) auf die spez. technischen und ökonomischen Parameter des BHKW; am Beispiel $P_{Bem}=500$ kW	79
Abbildung 30: Sensitivitätsanalyse der Einflussfaktoren auf die Stromgestehungskosten am Beispiel einer 500 kW Anlage (Bemessungsleistung) und Flexfaktor 2	80
Abbildung 31: Anteil an Bruttostromerzeugung nach Energieträger – Referenz mit konstantem Eigenstrombedarf vs. veränderter Eigenstrombedarf.....	82
Abbildung 32: Aufteilung der installierten Biogasleistung nach Cluster - Referenz mit konstantem Eigenstrombedarf vs. veränderter Eigenstrombedarf.....	82
Abbildung 33: Schematische Darstellung der Möglichkeiten der Detailtiefe bei der Abbildung der Bioenergie und deren Einfluss auf die Modellkomplexität	83
Abbildung 34: Installierte Leistung nach Energieträger - Referenz mit Strom- und Wärmenachfrage vs. ohne Wärmenachfrage bei 50 und 80 % Anteil Erneuerbarer Energien	86
Abbildung 35: Sensitivitätsanalyse zum Einfluss der ökonomischen Parameter auf den Anteil von Biogas an der gesamten installierten Erzeugungsleistung in Deutschland	89
Abbildung 36: Sensitivitätsanalyse zum Einfluss der ökonomischen Parameter auf die Gesamtsystemkosten.....	90
Abbildung 37: Installierte Leistung nach Energieträger - Referenz vs. Berücksichtigung von indirekten Emissionen durch Biogasanlagen	92
Abbildung 38: Aufteilung der installierten Biogasleistung nach Cluster - Referenz vs. Berücksichtigung von indirekten Emissionen durch Biogasanlagen	93
Abbildung 39: Installierte Leistung nach Energieträger - Referenz mit Vorgabe beider politischer Ziele vs. nur Vorgabe der THG-Grenze.....	96
Abbildung 40: Aufteilung der installierten Biogasleistung - Referenz mit Vorgabe beider politischer Ziele vs. nur Vorgabe der THG-Grenze	97
Abbildung 41: Installierte Leistung nach Energieträger - Referenz für verschiedene Zieljahre, entspricht verschieden Vorgaben zu EE-Anteil und THG-Emissionsreduktion	98
Abbildung 42: Aufteilung der installierten Biogasleistung - Referenz für verschiedene Zieljahre, entspricht verschieden Vorgaben zu EE-Anteil und THG-Emissionsreduktion	98
Abbildung 43: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse bei Variation der Kapitalkosten elektrischer Speicher bei 50 %-EE Zielanteil.....	101
Abbildung 44: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse bei Variation der Kapitalkosten elektrischer Speicher bei 80 %-EE Zielanteil.....	101
Abbildung 45: Normierte Einspeisezeitreihen fluktuierender Erneuerbarer Energien zur jeweiligen Stunde [MM_DD_HH] des generischen Wettermodells	103
Abbildung 46: Aufteilung der installierten Biogasleistung - Referenz mit generischem Wettermodell vs. verschiedene Wetterjahre für 80 % EE-Anteil	104
Abbildung 47: Installierte Leistung nach Energieträger – Referenz mit generischem Wettermodell vs. verschiedene Wetterjahre für 80 % EE-Anteil	105
Abbildung 48: Bruttostromerzeugung - Referenz mit generischem Wettermodell vs. verschiedene Wetterjahre für 80 % EE-Anteil.....	105
Abbildung 49: Installierte Leistung nach Energieträger - Referenz mit Integrationskosten vs. ohne Integrationskosten für fluktuierende Erneuerbarer Energien	106
Abbildung 50: Aufteilung der installierten Biogasleistung - Referenz mit Integrationskosten vs. ohne Integrationskosten für fluktuierende Erneuerbarer Energien	107
Abbildung 51: Methodik der Abbildung von statischem Laden von E-Autos und statischer Wasserstoffproduktion	108
Abbildung 52: Installierte Leistung nach Energieträger - Referenz ohne Verkehrsnachfrage vs. erhöhte statische Stromnachfrage aus dem Mobilitätssektor	110

Abbildung 53: Aufteilung der installierten Biogasleistung nach Cluster – Referenz ohne Verkehrsnachfrage vs. erhöhte statische Stromnachfrage aus dem Mobilitätssektor	110
Abbildung 54: Methodik der Abbildung von flexiblem Laden von E-Autos und flexibler Wasserstoffproduktion....	112
Abbildung 55: Installierte Leistung nach Energieträger - Mobilitätsreferenz vs. zeitlich verschiebbare Stromnachfrage aus dem Mobilitätssektor (durch flexibles Laden von E-Autos bzw. flexibler Wasserstoffproduktion).....	113
Abbildung 56: Installierte Leistung nach Energieträger - Referenz mit Biomassepotenzial im Strom-Wärmesektor vs. Biomassepotenzial für Kraftstoffnutzung im Transport	116
Abbildung 57: Übersicht des Strommarktmodells E2M2 [eigene Darstellung, IER]	128
Abbildung 58: Erweiterung E2M2-Bio – Integration von Teilen des Wärmesektors und Ankopplung des Transportsektors [eigene Darstellung, IER 2019].....	129
Abbildung 59: Schema der Kosten, die in einem Strom- und KWK-Wärmesystem entstehen (Fleischer 2018)....	131
Abbildung 60: Modellierungsschema einer Biogasanlage mit variabler Rohbiogasproduktion, Biogasspeicher und Vor-Ort-Blockheizkraftwerk (Fleischer 2019).....	132
Abbildung 61: Kumulierte Häufigkeit des Biogasanlagenbestandes (Anteil der installierten Leistung am Gesamtbestand) als Regressionsfunktion aus Daten der Berichte Daniel-Gromke et al. (2017) und Hoffstede et al. (2018)	139
Abbildung 62: Systemgrenze der Rohbiogaskosten (in Rot eingezeichnet)	141
Abbildung 63: Annahmen zum Substratmix je BGA-Cluster als relativer, massebezogener Anteil.....	149
Abbildung 64: Übersicht der Substratpreise frei Fermenter verschiedener Quellen; angegeben sind jeweils die Werte der höchsten und der niedrigsten Angaben; in Rot umrandet, die für OptiSys gewählten Werte	149
Abbildung 65: Systemgrenze der letzten Konversionsstufe (in Rot eingezeichnet).....	151
Abbildung 66: Systemgrenze des Biogasspeichers (in Rot eingezeichnet)	154
Abbildung 67: Systemgrenze des BHKW, inkl. Transformator (in Rot eingezeichnet)	156
Abbildung 68: Systemgrenze der technischen Parameter der letzten Konversionsstufe.....	156
Abbildung 69: technische Lebensdauer des BHKW in Abhängigkeit der Nennleistung und der jährlichen Volllaststundenzahl	157
Abbildung 70: Exemplarische Darstellung der Begrifflichkeiten zur Szenarienbildung.....	166
Abbildung 71: Prozess des Szenarienaufbaus in fünf Phasen (Kosow et al. 2008)	167
Abbildung 72: Übersicht über die verwendeten Methoden zur Szenarienbildung im Projekt OptiSys.....	167
Abbildung 73: Ablaufdiagramm des Projektes OptiSys inklusive der thematischen Zuordnung der vier projektbegleitenden Runden Tische.....	172
Abbildung 74: Bewertung der Teilnehmenden des zweiten OptiSys-Workshops in Neuburg a. D.; Fragen sortiert nach Erfolgsfaktoren (siehe Seite 173)	176
Abbildung 75: Bewertung der Teilnehmenden des dritten OptiSys-Workshops in Stuttgart; Fragen sortiert nach Erfolgsfaktoren (siehe Seite 173)	177
Abbildung 76: Bewertung der Teilnehmenden des vierten OptiSys-Workshops in Leipzig; Fragen sortiert nach Erfolgsfaktoren (siehe Seite 173).....	177
Abbildung 77: Gesamt-Bewertung der OptiSys-Workshops 2-4; Fragen sortiert nach Erfolgsfaktoren (siehe Seite 173)	178
Abbildung 78: Installierte Leistung nach Energieträger - Referenz mit fixiertem Cluster-Verhältnis vs. freie Optimierung der Clusternutzung.....	198
Abbildung 79: Anteil an Bruttostromerzeugung nach Energieträger - Referenz mit fixiertem Cluster-Verhältnis vs. freie Optimierung der Clusternutzung	198
Abbildung 80: Anteil an Bruttostromerzeugung nach Energieträger - Referenz mit Strom- und Wärmenachfrage vs. ohne Wärmenachfrage bei 50 und 80 % Anteil Erneuerbarer Energien	199
Abbildung 81: Aufteilung der installierten Biogasleistung nach Cluster – Referenz mit Strom- und Wärmenachfrage vs. ohne Wärmenachfrage bei 50 und 80 % Anteil Erneuerbarer Energien	199
Abbildung 82: Sensitivitätsanalyse des Einflusses der ökonomischen Parameter auf den Anteil von Biogas an der Bruttostromerzeugung in Deutschland.....	200

Abbildung 83: Anteil an Bruttostromerzeugung nach Energieträger - Referenz vs. Berücksichtigung von indirekten Emissionen durch Biogasanlagen	200
Abbildung 84: Anteil an Bruttostromerzeugung nach Energieträger - Referenz mit Vorgabe beider politischer Ziele vs. nur Vorgabe der THG-Grenze	201
Abbildung 85: Anteil an Bruttostromerzeugung nach Energieträger - Referenz für verschiedene Zieljahre, entspricht verschieden Vorgaben zu EE-Anteil und THG-Emissionsreduktion	201
Abbildung 86: Anteil an Bruttostromerzeugung nach Energieträger - Referenz mit Integrationskosten vs. ohne Integrationskosten für fluktuierende Erneuerbarer Energien	202
Abbildung 87: Installierte Leistung nach Energieträger - Referenz ohne Verkehrsnachfrage vs. erhöhte statische Stromnachfrage aus dem Mobilitätssektor bei 50 % EE-Anteil	202
Abbildung 88: Anteil an Bruttostromerzeugung nach Energieträger - Referenz ohne Verkehrsnachfrage vs. erhöhte statische Stromnachfrage aus dem Mobilitätssektor bei 50 % EE-Anteil	203
Abbildung 89: Aufteilung der installierten Biogasleistung nach Cluster – Referenz ohne Verkehrsnachfrage vs. erhöhte statische Stromnachfrage aus dem Mobilitätssektor bei 50 % EE-Anteil.....	203
Abbildung 90: Installierte Leistung nach Energieträger - Referenz ohne Verkehrsnachfrage vs. erhöhte statische Stromnachfrage aus dem Mobilitätssektor bei 80 % EE-Anteil	204
Abbildung 91: Anteil an Bruttostromerzeugung nach Energieträger - Referenz ohne Verkehrsnachfrage vs. erhöhte statische Stromnachfrage aus dem Mobilitätssektor bei 80 % EE-Anteil	204
Abbildung 92: Aufteilung der installierten Biogasleistung nach Cluster – Referenz ohne Verkehrsnachfrage vs. erhöhte statische Stromnachfrage aus dem Mobilitätssektor bei 50 % EE-Anteil.....	205
Abbildung 93: Mobilitätsreferenz vs. zeitlich verschiebbare Stromnachfrage aus dem Mobilitätssektor (durch flexibles Laden von E-Autos bzw. flexibler Wasserstoffproduktion)	205
Abbildung 94: Einfluss der BHKW-Anzahl für die Flexibilisierung (Leistungszubau) auf den elektr. Wirkungsgrad; für die Flexfaktoren 1, 2 und 5; für FF2: zwei BHKW ggü. ein BHKW; für FF5: fünf BHKW ggü. ein BHKW; am Beispiel $P_{Bem}=1$ MW; weitere Ausführungen siehe Kapitel 5.1.3.....	206
Abbildung 95: Einfluss der BHKW-Anzahl für die Flexibilisierung (Leistungszubau) auf die spez. Investitionsausgaben; für die Flexfaktoren 1, 2 und 5; für FF2: zwei BHKW ggü. ein BHKW; für FF5: fünf BHKW ggü. ein BHKW; am Beispiel $P_{Bem}=1$ MW; weitere Ausführungen siehe Kapitel 5.1.3	206

16 TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Einfluss der verschiedenen Flexibilisierungsmaßnahmen von Biogasanlagen auf die spezifischen Flexibilitätsindikatoren, inklusive Zuordnung zu den 3 Flexibilitätsaspekten Leistungsfähigkeit (L), Reaktionsfähigkeit (R) und Bedarfsanpassungsfähigkeit (B); abgeleitete Indikatoren in Grau dargestellt.....	39
Tabelle 2: Bandbreite der Systemgrenzen bei der Abbildung von Bioenergie in Energiesystemstudien.....	40
Tabelle 3: Bandbreite des Technologieportfolios bei der Abbildung von Bioenergie in verschiedenen Energiesystemstudien.....	41
Tabelle 4: Häufigkeit der berücksichtigten Clusteranzahl und Flexibilisierungsstufen von Bioenergieanlagen in verschiedenen Energiesystemstudien.....	42
Tabelle 5: Bandbreite der veröffentlichten technischen und ökonomischen Parameter in verschiedenen Energiesystemstudien.....	43
Tabelle 6: Hauptmerkmale und Steckbrief des verwendeten Modells [nach (Openenergy Platform (OEP)) und (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER))].....	44
Tabelle 7: Beispielwerte der Sensitivitätsanalyse der Rohbiogaskosten am Beispiel einer 500 kW Anlage (Bemessungsleistung).....	74
Tabelle 8: Beispielwerte der Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten am Beispiel einer 500 kW Anlage (Bemessungsleistung) und Flexfaktor 2.....	81
Tabelle 9: Annahmen zum Eigenstromanteil des BHKW in Abhängigkeit des Flexfaktors.....	81
Tabelle 10: Spezifische Treibhausgasemissionen durchschnittlicher Biogasanlagen Deutschlands (je Leistungsklasse) nach (Güesewell et al. 2019).....	92
Tabelle 11: nationale Klimaschutzziele Deutschland (THG-Minderungsziele und Zielanteil EE am Bruttostromverbrauch) für die verschiedenen Zieljahre sowie der Status Quo für 2019.....	95
Tabelle 12: Annahmen für die Optimierung des Strom-Wärmesektors bei einer verstärkten Nutzung von Kraftstoffen aus Biomasse.....	115
Tabelle 13: Kostenübersicht konventioneller Großkraftwerke zur Stromerzeugung (Fleischer 2019).....	134
Tabelle 14: Kostenübersicht konventioneller Kraftwerke zur Strom- und Wärmeerzeugung (Fleischer 2019).....	134
Tabelle 15: Kostenübersicht fluktuierender Erneuerbarer Energien (Fleischer 2019).....	135
Tabelle 16: Kostenübersicht elektrischer Speicher (Fleischer 2019).....	135
Tabelle 17: Kostenübersicht von Power-to-Heat-Anlagen (Fleischer 2019).....	135
Tabelle 18: Kostenübersicht von Wärmespeichern (Fleischer 2019).....	136
Tabelle 19: Kostenübersicht von Biomethan-BHKW und Technologien fester Biomasse (Fleischer 2019).....	136
Tabelle 20: Clustereigenschaften des Status Quo (Referenz).....	137
Tabelle 21: Clustereigenschaften eines einzigen Clusters.....	138
Tabelle 22: Eigenschaften der zwei Cluster für die Methode "gleiche Clusterbreite".....	138
Tabelle 23: Eigenschaften der fünf Cluster für die Methode "gleiche Clusterbreite".....	138
Tabelle 24: Eigenschaften der zwei Cluster für die Methode "Clusterbreite in Abhängigkeit der Häufigkeitsverteilung".....	139
Tabelle 25: Eigenschaften der fünf Cluster für die Methode "Clusterbreite in Abhängigkeit der Häufigkeitsverteilung".....	140
Tabelle 26: Eigenschaften der zwei Cluster für die Methode "Clusterbreite in Abhängigkeit der Parameterfunktion".....	140
Tabelle 27: Eigenschaften der fünf Cluster für die Methode "Clusterbreite in Abhängigkeit der Parameterfunktion".....	140
Tabelle 28: Untereinteilung der Cluster in drei Flexibilisierungsstufen; am Beispiel des Referenzszenarios.....	141
Tabelle 29: Annahmen der Investitionsausgaben zur Berechnung der Rohbiogaskosten.....	145
Tabelle 30: Annahmen der Betriebskosten für Instandhaltung und Betrieb zur Berechnung der Rohbiogaskosten.....	147
Tabelle 31: Annahmen zu spezifischen Substratkosten frei Fermenter und Methanertrag.....	150
Tabelle 32: Annahmen zu den Substratkennzahlen von ausgewählten Wirtschaftsdüngern.....	151

Tabelle 33: Annahmen für die Berechnung der kritischen gespeicherten Biogasmenge nach StörfallIV	155
Tabelle 34: Annahmen der Investitionsausgaben für den Biogasspeicher	155
Tabelle 35: Annahmen der technische Parameter des BHKW	157
Tabelle 36: Annahmen der Investitionsausgaben für das BHKW, inkl. Transformator	161
Tabelle 37: Annahmen der Betriebskosten des BHKW	164
Tabelle 38: Übersicht über ausgewählte Deskriptoren für die Szenarienbildung	169
Tabelle 39: gestellte Fragen in den beiden befragten Gruppen „externe Teilnehmer*innen“ und „Projektmitarbeiter*innen“ (nach Erfolgsfaktoren sortiert).....	173
Tabelle 40: Aufstellung der Workshopdaten (inkl. Themen, Teilnehmendenzahl und Anzahl der Rückmeldungen aus den Feedbackbögen)	175
Tabelle 41: Parameter der Biogascluster im Referenzszenario: repräsentative Bemessungsleistung, relative Häufigkeit, Rohbiogaskosten	195
Tabelle 42: Datensatz der technischen und ökonomischen Parameter der Biogasanlagen im Referenzszenario.....	196

17 LITERATURVERZEICHNIS

- AGEE-Stat (2020): Monatsbericht zur Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung und Leistung in Deutschland. Hg. v. Umweltbundesamt. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), zuletzt geprüft am 16.03.2020.
- Agora Energiewende (2015): The Integration Costs of Wind and Solar Power. An Overview of the Debate on the Effects of Adding Wind and Solar Photovoltaic into Power Systems, zuletzt geprüft am 29.03.2020.
- Aretz, Astrid; Hirschl, Bernd (2007): Biomassepotenziale in Deutschland – Übersicht maßgeblicher Studienergebnisse und Gegenüberstellung der Methoden. Dendrom-Diskussionspapier Nr. 1. Online verfügbar unter https://www.ioew.de/uploads/tx_ukioewdb/Diskussionspapier_Potenzialanalyse_I_D6W.pdf, zuletzt geprüft am 28.03.2020.
- Aschmann, Volker; Effenberger, Mathias (2013): Neue Anforderungen an die BHKW-Technik. In: Amt für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten Nördlingen (Hg.): Betreiberinformation für Biogasanlagen mit Beiträgen der Marktteilnehmer: Direktvermarktung und Regelenergieproduktion, S. 41–43.
- ASUE (2014): BHKW-Kenndaten 2014/2015. Module, Anbieter, Kosten. Hg. v. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., zuletzt geprüft am 06.11.2019.
- Benighaus, Christina; Wachinger, Gisela; Renn, Ortwin (2016): Bürgerbeteiligung. Konzepte und Lösungswege für die Praxis. Frankfurt am Main: Wolfgang Metzner Verlag. Online verfügbar unter <http://ebookcentral.proquest.com/lib/bauhaus/detail.action?docID=4938992>.
- Benz, Thomas; Dickert, Jörg; Ebert, Maik; Erdmann, Niels; Johae, Christopher; Katzenbach, Burkhard et al. (2015): Der zelluläre Ansatz. Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende. Verband der Elektrotechnik (VDE); Energiewirtschaftliche Gesellschaft (ETG), zuletzt geprüft am 06.02.2018.
- Blanck, Ruth; Karsten, Peter; Hacker, Florian; Mottschall, Moritz (2013): Treibhausgasneutraler Verkehr 2050. Ein Szenario zur zunehmenden Elektrifizierung und dem Einsatz stromerzeugter Kraftstoffe im Verkehr. Ein Szenario zur zunehmenden Elektrifizierung und dem Einsatz stromerzeugter Kraftstoffe im Verkehr. Hg. v. Öko-Institut e.V. Umweltbundesamt. Freiburg (FKZ 363 01 400).
- BMWi (2017): Strom 2030. Langfristige Trends - Aufgaben für die kommenden Jahre. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/strom-2030-ergebnispapier.pdf?__blob=publicationFile&v=32, zuletzt geprüft am 30.03.2020.
- BMWi (2020): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2019. Grafiken und Diagramme unter Verwendung aktueller Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=29, zuletzt geprüft am 28.03.2020.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2016): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. 2. Aufl., zuletzt geprüft am 11.03.2020.
- Bundesnetzagentur (Hg.) (2019): EEG-Anlagenstammdaten. Stand Januar 2019. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/VOeFF_Registerdaten/2019_01_Veroeff_RegDaten.xlsx?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 10.10.2019.
- Carmona, Gema; Varela-Ortega, Consuelo; Bromley, John (2013): Participatory modelling to support decision making in water management under uncertainty: Two comparative case studies in the Guadiana river basin, Spain. In: *Journal of Environmental Management* 128, S. 400–412. DOI: 10.1016/j.jenvman.2013.05.019.

CDU, CSU, SPD (Hg.) (2018): Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 19. Legislaturperiode. Berlin, zuletzt geprüft am 11.03.2020.

Chudinzow, Dimitrij; Nagel, Sylvio; Güsewell, Joshua; Eltrop, Ludger (2020): Vertical bifacial photovoltaics – A complementary technology for the European electricity supply? In: *Applied Energy* 264, S. 114782. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.114782.

Daniela Thrän (2016): Nachhaltiges Biomassepotenzial für Deutschland. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/plattform-strommarkt-ag3-11-sitzung-praesentation-nachhaltiges-biomassepotenzial-deutschland.pdf%3F__blob%3DpublicationFile%26v%3D2, zuletzt geprüft am 19.03.2020.

Daniel-Gromke, Jaqueline; Rensberg, Nadja; Denysenko, Velina; Trommler, Marcus; Reinholz, Toni; Völler, Klaus et al. (2017): Anlagenbestand Biogas und Biomethan – Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Hg. v. DBFZ. DBFZ; dena; IWES (DBFZ Report, 30), zuletzt geprüft am 10.10.2019.

Deutscher Bauernverband e.V. (2018): Boden- und Pachtmarkt. Trends und Fakten zur Landwirtschaft. In: Udo Hemmerling, Peter Pascher und Joachim Rukwied (Hg.): Situationsbericht 2018/19. Trends und Fakten zur Landwirtschaft. 1. Auflage, S. 73–78, zuletzt geprüft am 03.09.2019.

DGUV: GESTIS-Stoffdatenbank. Hg. v. Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung e.V. Online verfügbar unter [http://gestis.itrust.de/nxt/gateway.dll/gestis_de/001120.xml?f=templates\\$fn=default.htm\\$3.0](http://gestis.itrust.de/nxt/gateway.dll/gestis_de/001120.xml?f=templates$fn=default.htm$3.0), zuletzt geprüft am 19.11.2019.

Dotzauer, Martin; Pfeiffer, Diana; Lauer, Markus; Pohl, Marcel; Mauky, Eric; Bär, Katharina et al. (2019): How to measure flexibility – Performance indicators for demand driven power generation from biogas plants. In: *Renewable Energy* 134, S. 135–146. DOI: 10.1016/j.renene.2018.10.021.

Dotzauer, Martin; Pfeiffer, Diana; Thrän, Daniela; Lenz, Volker; Pohl, Marcel; Müller-Langer, Franziska (2018): Technologiebericht 1.1 Bioenergie. In: Wuppertal Institut, ISI und IZES (Hg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken, zuletzt geprüft am 21.01.2020.

Eltrop, Ludger; Holzhammer, Uwe; Nagel, Sylvio; Mast, Tanja; Wachinger, Gisela (2020): Schlussbericht Verbundvorhaben „OptiSys“. Optimaler Anteil und Systembeitrag von Bioenergie in gekoppelten Elektrizitäts- und KWK-Systemen in Deutschland; Systemische Bewertung der sektorübergreifenden Flexibilitätsbereitstellung durch Bioenergieanlagen in der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung (inkl. E-Mobilität). Universität Stuttgart; Technische Hochschule Ingolstadt (THI); Dialogik gGmbH.

Erlach, Berit; Henning, Hans-Martin; Kost, Christoph; Palzer, Andreas; Stephanos, Cyril (2018): Optimierungsmodell REMod-D. Materialien zur Analyse »Sektorkopplung« – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems. In: *Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft*, zuletzt geprüft am 21.01.2020.

Feix, Olivier; Wiede, Thomas; Strecker, Marius; König, Regina (2016): Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 50 Hertz Transmission GmbH; Amrion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH. Berlin.

Figgenger, Jan; Stenzel, Peter; Kairies, Kai-Philipp; Linßen, Jochen; Haberschusz, David; Wessels, Oliver et al. (2020): The development of stationary battery storage systems in Germany – A market review. In: *Journal of Energy Storage* 29, S. 101153. DOI: 10.1016/j.est.2019.101153.

Fleischer, Benjamin (2018): Vorstellung des Modells E2M2 auf dem Stakeholderworkshop des Projektes BE20Plus. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER). Universität Stuttgart, 18.04.2018.

- Fleischer, Benjamin (2019): Systemeffekte von Bioenergie in der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft. Eine modellgestützte Analyse langfristiger Energiewendeszenarien in Deutschland. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Online verfügbar unter <https://elib.uni-stuttgart.de/handle/11682/10818>.
- FNR (Hg.) (2009): Biogas-Messprogramm II. 61 Biogasanlagen im Vergleich. Hannover, Gülzow bei Güstrow: Technische Informationsbibliothek u. Universitätsbibliothek; Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe.
- FNR (Hg.) (2012): Energiepflanzen für Biogasanlagen Bayern. 1. Aufl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), zuletzt geprüft am 03.12.2019.
- FNR (Hg.) (2014): Biokraftstoffe. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR). 4. Aufl. Rostock, zuletzt geprüft am 12.02.2020.
- FNR (Hg.) (2016a): Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung zur Nutzung. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe; Deutsches BiomasseForschungszentrum; Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft; Institut für Agrartechnologie und Biosystemtechnik. 7. Auflage. Rostock: Druckerei Weidner (Bioenergie).
- FNR (2016b): Was kann Bioenergie 2050 leisten? Online verfügbar unter <https://mediathek.fnr.de/was-kann-bioenergie-2050-leisten.html>, zuletzt aktualisiert am 2016, zuletzt geprüft am 28.03.2020.
- FNR (Hg.) (2018a): Basisdaten Bioenergie Deutschland 2018. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), zuletzt geprüft am 03.09.2019.
- FNR (Hg.) (2018b): Flexibilisierung von Biogasanlagen. Unter Mitarbeit von Uwe Welteke-Fabricius. Netzwerk Flexperten; meta-i-d. Ökologische Innovation GmbH. 1. Aufl., zuletzt geprüft am 20.11.2019.
- GAMS (2020): GAMS Cutting Edge Modeling. Online verfügbar unter <https://www.gams.com/>, zuletzt aktualisiert am 16.05.2020, zuletzt geprüft am 22.05.2020.
- Gerbert, Philipp; Herhold, Patrick; Burchardt, Jens; Schönberger, Stefan; Rechenmacher, Florian; Kirchner, Almut et al. (2018): Klimapfade für Deutschland. Hg. v. The Boston Consulting Group (BCG) und Prognos AG.
- Gerhardt, Norman; Böttger, Diana; Trost, Tobias; Scholz, Angela; Pape, Carsten; Gerlach, Ann-Katrin et al. (2017): Analyse eines europäischen -95%-Klimaszenarios über mehrere Wetterjahre. Teilbericht im Rahmen des Projektes: KLIMAWIRKSAMKEIT ELEKTROMOBILITÄT - Entwicklungsoptionen des Straßenverkehrs unter Berücksichtigung der Rückkopplung des Energieversorgungssystems in Hinblick auf mittel- und langfristige Klimaziele. Fraunhofer IWES, zuletzt geprüft am 05.02.2020.
- Gerhardt, Norman; Sandau, Fabian; Scholz, Angela; Hahn, Henning (2015): Integration EE-Strom, Wärme und Verkehr. Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung. Ableitung von optimalen strukturellen Entwicklungspfaden für den Verkehrs- und Wärmesektor. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES), zuletzt geprüft am 12.08.2019.
- EEG 2017, vom 20.11.2019 (21.07.2014): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare- Energien-Gesetz - EEG 2017).
- EEWärmeG, vom Zuletzt geändert durch Art. 9 G v. 20.10.2015 (07.08.2008): Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz - EEWärmeG), zuletzt geprüft am 25.03.2020.
- Görisch, Uwe; Helm, Markus (Hg.) (2014): Biogasanlagen. Planung, Errichtung und Betrieb von landwirtschaftlichen und industriellen Biogasanlagen. 3., völlig neu bearb. Aufl. Stuttgart (Hohenheim): Ulmer.

Güsewell, Joshua; Härdtlein, Marlies; Eltrop, Ludger (2019): A plant-specific model approach to assess effects of repowering measures on existing biogas plants: The case of Baden-Wuerttemberg. In: *Glob. Change Biol. Bioenergy* 11 (1), S. 85–106. DOI: 10.1111/gcbb.12574.

Guss, Hermann; Pertagnol, Joachim; Hauser, Eva; Wern, Bernhard; Baur, Frank; Gärtner, Sven et al. (2016): Biogas – Quo vadis? Endbericht. Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES), zuletzt geprüft am 05.11.2019.

Haasz, Thomas (2017): Entwicklung von Methoden zur Abbildung von Demand Side Management in einem optimierenden Energiesystemmodell. Fallbeispiele für Deutschland in den Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Haushalte. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Erneuerbare Energien und Rationelle Energieanwendung.

Hartmann, Niklas (2012): Rolle und Bedeutung der Stromspeicher bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in Deutschland. Speichersimulation und Betriebsoptimierung. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Erneuerbare Energien und Rationelle Energieanwendung.

Hoffstede, U.; Hochloff, P.; Holzhammer, U.; Kirchner, D.; Schreiber, M.; Bedenk, K. et al. (2016): FLEXHKW. Flexibilisierung des Betriebes von Heizkraftwerken. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES); Bioenergie Wächtersbach GmbH; Next Kraftwerke GmbH; Seeger Engineering GmbH, zuletzt geprüft am 15.01.2020.

Hoffstede, Uwe; Stelzer, Manuel; Hahn, Henning; Beil, Michael; Krautkremer, Bernd; Kasten, Julia et al. (2018): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II a: Biomasse. Zwischenbericht. Fraunhofer IEE, zuletzt geprüft am 12.09.2019.

Holzhammer, Uwe; Scholwin, Frank; Nelles, Michael; Krautkremer, Bernd (2016): Flexible Stromproduktion mit Biogas. Hg. v. Springer-VDI-Verlag. BWK (1-2 2016). Online verfügbar unter <http://www.ingenieur.de/BWK/2016/Ausgabe-1-2/Erneuerbare-Energien/Flexible-Stromproduktion-mit-Biogas?page=1>, zuletzt geprüft am 11.10.2017.

Holzhammer, Uwe Abraham (2015): Biogas in einer zukünftigen Energieversorgungsstruktur mit hohen Anteilen fluktuierender Erneuerbarer Energien. Dissertation. Universität Rostock, Rostock. Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät.

Huneke, Fabian; Perez Linkenheil, Carlos; Niggemeier, Marie-Louise (2017): Kalte Dunkelflaute. Robustheit des Stromsystems bei Extremwetter. Hg. v. Energy Brainpool GmbH & Co. KG. Greenpeace Energy eG. Berlin, zuletzt geprüft am 05.02.2020.

IEA (2011): Harnessing variable renewables. A guide to the balancing challenge: OECD Publishing.

IER (2016): Strom- und Wärmemarktmodell E2M2s. Hg. v. IER. Stuttgart. Online verfügbar unter <https://www.ier.uni-stuttgart.de/forschung/modelle/E2M2s/index.html>, zuletzt aktualisiert am 08.11.2016, zuletzt geprüft am 06.06.2019.

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER): E2M2. Universität Stuttgart. Stuttgart. Online verfügbar unter <https://www.ier.uni-stuttgart.de/forschung/modelle/E2M2s/index.html>, zuletzt geprüft am 07.11.2019.

Kleiner, Mara Marthe; Podewils, Christoph; Graichen, Patrick (2017): Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2016. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2017. Agora Energiewende. Agora Energiewende. Berlin, 2017. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Jahresauswertung_2016/Die_Energiewende_im_Stromsektor_2016_DE.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2018.

- Klobasa, Marian; Lux, Benjamin; Pfluger, Benjamin; von Bonin, Michael; Gerhardt, Norman; Lerm, Verena et al. (2017): Monitoring der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Quartalsbericht 12/2017. Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Fraunhofer ISI; Fraunhofer IEE; IKEM; Technische Hochschule Ingolstadt, zuletzt geprüft am 08.04.2020.
- Knörr, Wolfram; Heidt, Christoph; Gores, Sabine; Bergk, Fabian (2016): „Aktualisierung „Daten- und Rechenmodell: Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960-2035“ (TREM0D) für die Emissionsberichterstattung 2016 (Berichtsperiode 1990-2014). ifeu - Institut für Energie - und Umweltforschung Heidelberg GmbH. Heidelberg.
- König, Andreas (2009): Ganzheitliche Analyse und Bewertung konkurrierender energetischer Nutzungspfade für Biomasse im Energiesystem Deutschland bis zum Jahr 2030. Institute für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER).
- Konstantin, Panos (2017): Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung, Übertragungsnetzausbau und Kernenergieausstieg. 4. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, zuletzt geprüft am 26.02.2020.
- Kosow, Hannah; Gaßner, Robert; Erdmann, Lorenz; Luber, Beate-Josephine (2008): Methoden der Zukunfts- und Szenarioanalyse. Überblick, Bewertung und Auswahlkriterien. Berlin: IZT (Werkstattbericht / IZT, Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung, 103). Online verfügbar unter http://www.izt.de/fileadmin/downloads/pdf/IZT_WB103.pdf.
- Kost, Christoph; Shammugam, Shivenes; Jülich, Verena; Nguyen, Huyen-Tran; Schlegl, Thomas (2018): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Fraunhofer ISE, zuletzt geprüft am 18.06.2019.
- KTBL: Großvieheinheitenrechner. Hg. v. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL). Online verfügbar unter <https://www.ktbl.de/webanwendungen/grossvieheinheitenrechner/>, zuletzt geprüft am 04.09.2019.
- KTBL: Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas. Hg. v. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL). Online verfügbar unter <https://www.ktbl.de/webanwendungen/wirtschaftlichkeit-biogas/>, zuletzt geprüft am 28.07.2020.
- KTBL (Hg.) (2012): Energiepflanzen. Daten für die Planung des Energiepflanzenanbaus. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft. 2. Aufl. Darmstadt: KTBL (KTBL-Datensammlung), zuletzt geprüft am 03.12.2019.
- KTBL (Hg.) (2013): Faustzahlen Biogas. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL); Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR). 3. Ausg. Darmstadt.
- KTBL (Hg.) (2017): Anpassungsstrategien für Biogasanlagen. Unter Mitarbeit von Christoph Gers-Grapperhaus, Stefan Hartmann, Ulrich Keymer, Jörg Messner, Gerd Reinhold, Peter Schünemann-Plag und Philipp Wernsmann. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL). Darmstadt (KTBL-Heft, 118).
- Künzel, Thomas; Klumpp, Florian; Weidlich, Anke (2017): Methodische Quantifizierung der Bereitstellungskosten flexibler Systemkomponenten im deutschen Stromsystem. In: *Z Energiewirtschaft* 41 (1), S. 33–55. DOI: 10.1007/s12398-016-0192-5.
- LANUV NRW (2010): Umrechnungsschlüssel für Großvieheinheiten. Hg. v. Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen. Online verfügbar unter <http://vns.naturschutzinformationen.nrw.de/vns/de/fachinfo/rahmenrichtlinie/umrechnungsschluesel>, zuletzt geprüft am 04.09.2019.
- Lauer, Markus; Dotzauer, Martin; Nebel, Eva; Postel, Jan; Henning, Christiane; Lehmann, Monique (2015): Schlussbericht – OptFlex Biogas – Ermittlung eines technisch-ökonomisch optimierten Betriebs flexibler Biogasanlagen. DBFZ, zuletzt geprüft am 15.01.2020.

- Majer, Stefan; Stecher, Kitty; Adler, Philipp; Thrän, Daniela (2013): Biomassepotenziale und Nutzungskonkurrenzen. Kurzstudie im Rahmen der Wissenschaftlichen Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVBS in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffen und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima. Unter Mitarbeit von Stefan Majer (DBFZ), Kitty Stecher (DBFZ), Philipp Adler (DBFZ), Daniela Thrän (DBFZ), Franziska Müller-Langer (DBFZ). DLR; ifeu; lbs; DBFZ. Online verfügbar unter https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS/mks-kurzstudie-nutzungskonkurrenzen.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 19.03.2020.
- Michaelis, Julia; Helms, Hinrich; Noeren, Dominik; Dallmer-Zerbe, Kilian; Gnann, Till; Haendel, Michael et al. (2015): Energie und Umwelt - Elektromobilität in Baden-Württemberg im Jahr 2030. Projektübergreifende Forschung im Schaufenster Elektromobilität Baden-Württemberg. Unter Mitarbeit von Fraunhofer ISI und Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu).
- Mietzner, Dana (2009): Strategische Vorausschau und Szenarioanalysen. Methodenevaluation und neue Ansätze. Wiesbaden: Gabler Verlag / GWV Fachverlage GmbH Wiesbaden (Gabler Research). Online verfügbar unter <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-8349-8382-4>.
- National Research Council (2008): Public Participation in Environmental Assessment and Decision Making. Washington, D.C.: National Academies Press.
- Next Kraftwerke GmbH (Hg.): Was ist der anzulegende Wert? Online verfügbar unter <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/direktvermarktung/anzulegender-wert>, zuletzt geprüft am 11.09.18.
- Next Kraftwerke GmbH (Hg.) (2017): Nennleistung, installierte Leistung & Bemessungsleistung. Online verfügbar unter <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/nennleistung>, zuletzt geprüft am 26.08.2019.
- Nitsch, Joachim (2016): Energiewende nach COP21. Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung. Kurzstudie für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. Hg. v. Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (BEE). Stuttgart.
- Öko-Institut; Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin, zuletzt geprüft am 05.02.2020.
- Openenergy Platform (OEP): Model Fact Sheet - European Electricity Market Model (E2M2). Online verfügbar unter <https://openenergy-platform.org/factsheets/models/95/>, zuletzt geprüft am 07.11.2019.
- Pfluger, Benjamin; Testeegen, Bernd; Franke, Bernd (2017a): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 1: Hintergrund, Szenarioarchitektur und übergeordnete Rahmenparameter. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Fraunhofer ISI; Consentec GmbH; ifeu, zuletzt geprüft am 20.03.2020.
- Pfluger, Benjamin; Testeegen, Bernd; Franke, Bernd (2017b): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 2: Modelle und Modellverbund. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Fraunhofer ISI; consentec; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu), zuletzt geprüft am 06.09.2019.
- Radtke, Jörg; Holstenkamp, Lars; Barnes, Jake; Renn, Ortwin (2018): Concepts, Formats, and Methods of Participation: Theory and Practice. In: Lars Holstenkamp und Jörg Radtke (Hg.): Handbuch Energiewende und Partizipation. Wiesbaden: Springer VS, S. 21–42. Online verfügbar unter https://doi.org/10.1007/978-3-658-09416-4_2.
- Reed, Mark S. (2008): Stakeholder participation for environmental management: A literature review. In: *Biological Conservation* 141 (10), S. 2417–2431. DOI: 10.1016/j.biocon.2008.07.014.
- Schaumann, Gunter; Schmitz, Karl W. (2010): Kraft-Wärme-Kopplung. 4. vollständig bearbeitete und erw. Aufl. Heidelberg, Dordrecht: Springer (VDI-Buch).

Scheftelowitz, Mattes; Lauer, Markus; Trommler, Marcus; Barchmann, Tino; Thrän, Daniela (2016): Entwicklung eines Ausschreibungsdesigns für Biomasse im Rahmen des EEG 2017. Endbericht. DBFZ, zuletzt geprüft am 27.02.2020.

Schubert, Daniel Kurt Josef (2016): Bewertung von Szenarien für Energiesysteme: Potenziale, Grenzen und Akzeptanz. Dissertation, Technische Universität Stuttgart.

Selleneit, Volker; Stöckl, Martin; Holzhammer, Uwe (2020): System efficiency – Methodology for rating of industrial utilities in electricity grids with a high share of variable renewable energies – A first approach. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 130, S. 109969. DOI: 10.1016/j.rser.2020.109969.

Selleneit, Volker; Stöckl, Martin; Philipp, Matthias; Mast, Tanja; Holzhammer, Uwe; Schlosser, Florian (2019): System Efficiency Rating of Industrial Utilities in Electricity Grids with a high share of Variable Renewable Energies. In: *Chemical Engineering Transactions* (76), S. 973–978. DOI: 10.3303/CET1976163.

Statistische Bundesamt (Destatis) (2020): Daten zur Energiepreisentwicklung - Lange Reihe von Januar 2005 bis Dezember 2019, zuletzt geprüft am 26.02.2020.

Thrän, Daniela; Pfeiffer, Diana (Hg.) (2013): Methodenhandbuch. Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagas-effekte. Methoden zur Bestimmung von Technologie Kennwerten, Gestehungskosten und Klimagas effekten von Vorhaben im Rahmen des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“. DBFZ; UFZ; GreenDeltaTC GmbH; Hochschule Zittau/Görlitz; IINAS; Öko-Institut e.V.; Thüringer Landesamt für Landwirtschaft. 4. Aufl. Leipzig (Schriftenreihe des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“, 4), zuletzt geprüft am 18.06.2019.

Thrän, Daniela; Pfeiffer, Diana (Hg.) (2015): Meilensteine 2030. Elemente und Meilensteine für die Entwicklung einer tragfähigen und nachhaltigen Bioenergiestrategie. DBFZ. Leipzig (Schriftenreihe des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“, 18).

Thrän, Daniela; Pfeiffer, Diana (Hg.) (im Druck): Methodenhandbuch. Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagas effekte. Methoden zur Bestimmung von Technologie Kennwerten, Gestehungskosten und Klimagas effekten von Vorhaben im Rahmen des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“. DBFZ. 5. Aufl. Leipzig (Schriftenreihe des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“, 4).

UBA (2010): Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. Unter Mitarbeit von Thomas Klaus, Carla Vollmer und Kathrin Werner. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/energieziel_2050.pdf, zuletzt geprüft am 30.03.2020.

UBA (2013): Globale Landflächen und Biomasse. nachhaltig und ressourcenschonend nutzen. Unter Mitarbeit von A. Jering, A. Klatt, J. Seven, K. Ehlers, J. Günther, A. Ostermeier und L. Mönch. Hg. v. UBA. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/globale_landflaechen_biomasse_bf_klein.pdf, zuletzt geprüft am 17.05.16.

Umweltbundesamt (2017): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2017. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2015. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2017-04-26_climate-change_13-2017_nir-2017_unfccc_de.pdf, zuletzt geprüft am 22.05.2020.

Umweltbundesamt (Hg.) (2020): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2019. Geschäftsstelle der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) am Umweltbundesamt, zuletzt geprüft am 24.03.2020.

Umweltbundesamt und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (16.03.2020): Treibhausgasemissionen gingen 2019 um 6,3 Prozent zurück. Große Minderung im Energiesektor, Anstieg im Gebäudesektor und Verkehr, zuletzt geprüft am 23.03.2020.

Wachinger, Gisela; Keilholz, Patrick; O'Brian, Coral (2018): The Difficult Path from Perception to Precautionary Action—Participatory Modeling as a Practical Tool to Overcome the Risk Perception Paradox in Flood Preparedness. In: *International Journal of Disaster Risk Science* 9 (4), S. 472–485. DOI: 10.1007/s13753-018-0203-8.

Wachinger, Gisela; Wist, S-K; Goder, Johanna; Schaffrin, A (2020): *Kommunale Planung. Bürger erfolgreich beteiligen*. Stuttgart: Kohlhammer-Verlag.

Wegweiser Bürgergesellschaft (Hg.): *Broschüre Partizipation. Runder Tisch*. Unter Mitarbeit von Gisela Wachinger. Online verfügbar unter <https://www.enahrgie.de/tools/index.php/umsetzung/partizipation/broschuere#kap2-2-2>, zuletzt geprüft am 13.12.2019.

Weidner, Eckhard; Elsner, Peter (Hg.) (2016): *Bioenergie. Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050"*. Fraunhofer Institt für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT; Fraunhofer Institut für Chemische Technologie (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), zuletzt geprüft am 15.01.2020.

Wuppertal Institut; DLR; ISE (2018): *RegMex - Modellexperimente und -vergleiche zur Simulation von Wegen zu einer vollständig regenerativen Energieversorgung*. Schlussbericht, zuletzt geprüft am 12.02.2020.

Zeddies, Jürgen; Bahrs, Enno; Schönleber, Nicole (2012): *Globale Analyse und Abschätzung des Biomasse-Flächennutzungspotentials*. Zwischenbericht. Online verfügbar unter https://projekte.uni-hohenheim.de/i410b/download/publikationen/Globale%20Biomassepotenziale%20_%20FNR%2022003911%20Zwischenbericht%202012.pdf, zuletzt geprüft am 19.03.2020.

Zeymer, Martin; Herrmann, André; Oehmichen, Katja; Schmersahl, Ralf; Schneider, Roman; Heidecke, Patric et al. (2013): *Kleintechnische Biomassevergasung. Option für eine nachhaltige und dezentrale Energieversorgung*. DBFZ; Hochschule Zittau/Görlitz; Fraunhofer IFF; ZAE Bayern (DBFZ Report, Nr. 18), zuletzt geprüft am 13.03.2020.

III. ANHANG

A. VERWENDETE DATENSÄTZE ZUR ABBILDUNG DER BIOGASANLAGEN (INKL. PARAMETERVERZEICHNIS)

A1. ROHBIOGASKOSTEN

In Tabelle 41 sind die fürs Referenzszenario gewählte Clustereinteilung mit den dazugehörigen repräsentativen Bemessungsleistungen und die relative Häufigkeit der Cluster aufgeführt. Als Bezugsgröße für die relative Häufigkeit wird der Anteil einer Leistungsklasse (Leistungssumme aller Anlagen innerhalb der Cluster Grenzen) an der gesamten installierten Biogasleistung in Deutschland herangezogen (siehe auch Abschnitt 12.2.1).

Tabelle 41: Parameter der Biogascluster im Referenzszenario: repräsentative Bemessungsleistung, relative Häufigkeit, Rohbiogaskosten

	Repräs. Bemessungsleistung	Relative Häufigkeit	Rohbiogaskosten
Clusterbezeichnung	MW (el)	-	€/MWh (H _i)
BGA75	0,075	0,01	55,6
BGA250	0,25	0,18	51,4
BGA500	0,5	0,63	48,4
BGA1000	1,0	0,17	46,5
BGA2000	2,0	0,01	45,2

Eine ausführliche Beschreibung der Annahmen zur Berechnung der Rohbiogaskosten sind in Kapitel 12.2.3 zu finden. Mit den getroffenen Annahmen kann vereinfacht folgende skalierbare Kostenfunktionen für die Bestimmung der Rohbiogaskosten in Abhängigkeit der repräsentativen Bemessungsleistung verwendet werden:

$$LCOE_{BG} = 46,796 * P_{rBem,el}^{-0,065} \quad (67)$$

(eigene Berechnung; Annahmen siehe Kapitel 12.2.3)

$LCOE_{BG}$ Gestehungskosten Rohbiogas [€/MWh(H_i)]

$P_{rBem,el}$ Repräsentative Bemessungsleistung [MW(el)]

A2. TECHNISCHE UND ÖKONOMISCHE PARAMETER DER REFERENZBIOGASANLAGEN

Eine ausführliche Beschreibung der Parameter sowie skalierbare Parameterfunktionen und zusätzliche Parameter, über die in **Tabelle 42** verwendeten Parameter hinaus, sind in Kapitel 12.2.4 zu finden. **Tabelle 42** zeigt die im Referenzszenario hinterlegten technischen und ökonomischen Parameter der betrachteten Biogasanlagenkonzepte. Die Spaltenüberschriften in **Tabelle 42** geben die Bilanzgrenze und damit die Gültigkeit der aggregierten Parameter an. Die Werte gelten für die in Kapitel 12.2.4 getroffenen Annahmen. In Kapitel 12.2.4 sind außerdem die Quellen der Werte dokumentiert.

Tabelle 42: Datensatz der technischen und ökonomischen Parameter der Biogasanlagen im Referenzszenario

		BHKW							BHKW + Peripherie			Speicher		Ges. Anlage		
		Lebensdauer	Elektr. Maximalleistung	Max. elektr. Wirkungsgrad	Stromkennzahl	Max. Wärmeleistung	Verfügbarkeit	Mindestbetriebsdauer	Mindeststillstandsdauer	Investitionsausgaben	Variable Betriebskosten	Fixe Betriebskosten	Investitionsausgaben Gasspeicher	Energieeinhalt Gasspeicher als Bezug	Flexfaktor	Eigenstromanteil
		a	MW (el)	%	-	MW (th)	%	h	h	k€/MW (el)	€/MWh (el)	k€/(MW *a) (el)	k€/MWh (Hi)	MWh (Hi)	-	%
BGA75	FF1	13	0,1	37	0,78	0,11	93	1	0	2.882	15	174	30	1	1,1	2
	FF2	23	0,2	38	0,82	0,18	93	1	0	2.388	16	106	23	1	2	2
	FF5	29	0,4	40	0,90	0,42	93	1	0	1.778	16	49	16	1	5	2
BGA250	FF1	13	0,3	39	0,87	0,31	93	1	0	1.928	11	88	18	1	1,1	2
	FF2	23	0,5	40	0,93	0,54	93	1	0	1.606	10	52	14	1	2	2
	FF5	30	1,3	42	1,01	1,24	93	1	0	1.204	10	22	9	1	5	2
BGA500	FF1	13	0,6	40	0,93	0,59	93	1	0	1.530	10	60	13	1	1,1	2
	FF2	27	1,0	42	0,99	1,01	93	1	0	1.295	9	33	10	1	2	2
	FF5	30	2,5	43	1,08	2,32	93	1	0	968	9	14	7	1	5	2

BGA1000	FF1	15	1,1	42	1,00	1,10	93	1	0	1.455	8	38	10	1	1,1	2
	FF2	27	2,0	43	1,06	1,90	93	1	0	1.160	7	22	8	1	2	2
	FF5	30	5,0	45	1,15	4,36	93	1	0	827	7	9	5	1	5	2
BGA2000	FF1	15	2,2	43	1,06	2,07	93	1	0	1.036	7	27	7	1	1,1	2
	FF2	27	4,0	44	1,12	3,56	93	1	0	861	6	15	6	1	2	2
	FF5	30	10,0	46	1,22	8,19	93	1	0	638	6	6	4	1	5	2

B. WEITERE ABBILDUNGEN

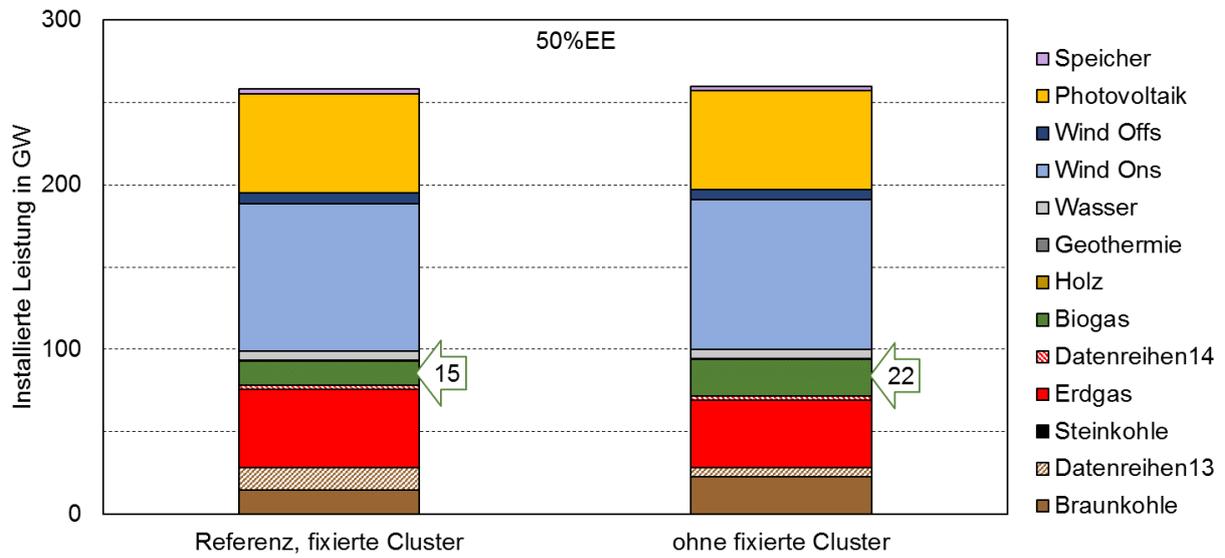


Abbildung 78: Installierte Leistung nach Energieträger - Referenz mit fixiertem Cluster-Verhältnis vs. freie Optimierung der Clusternutzung

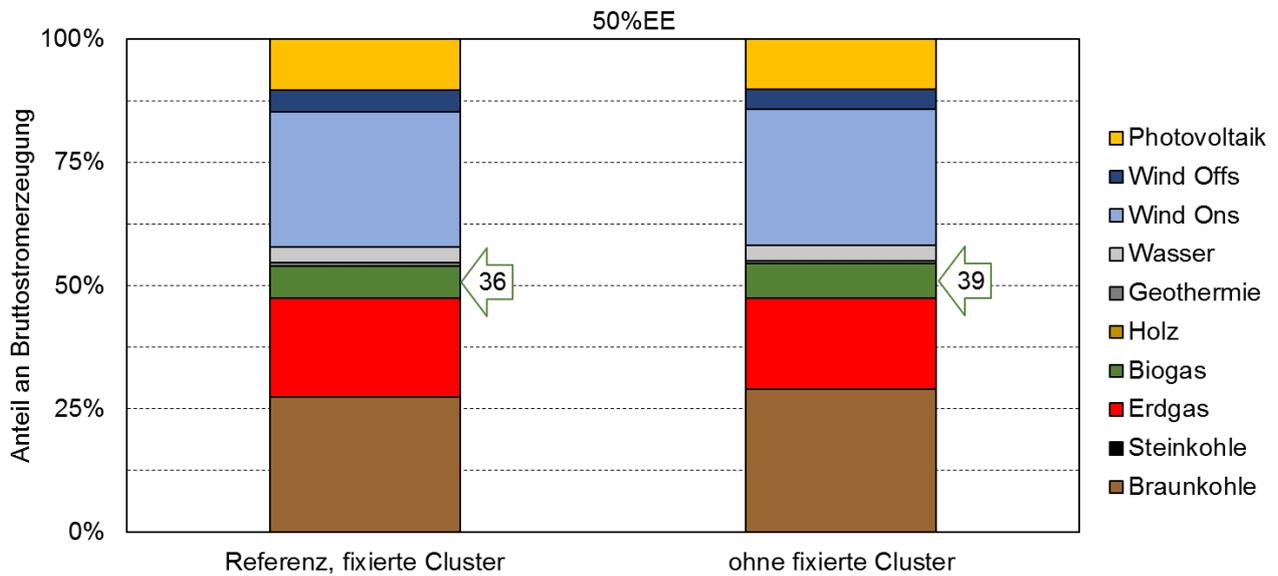


Abbildung 79: Anteil an Bruttostromerzeugung nach Energieträger - Referenz mit fixiertem Cluster-Verhältnis vs. freie Optimierung der Clusternutzung

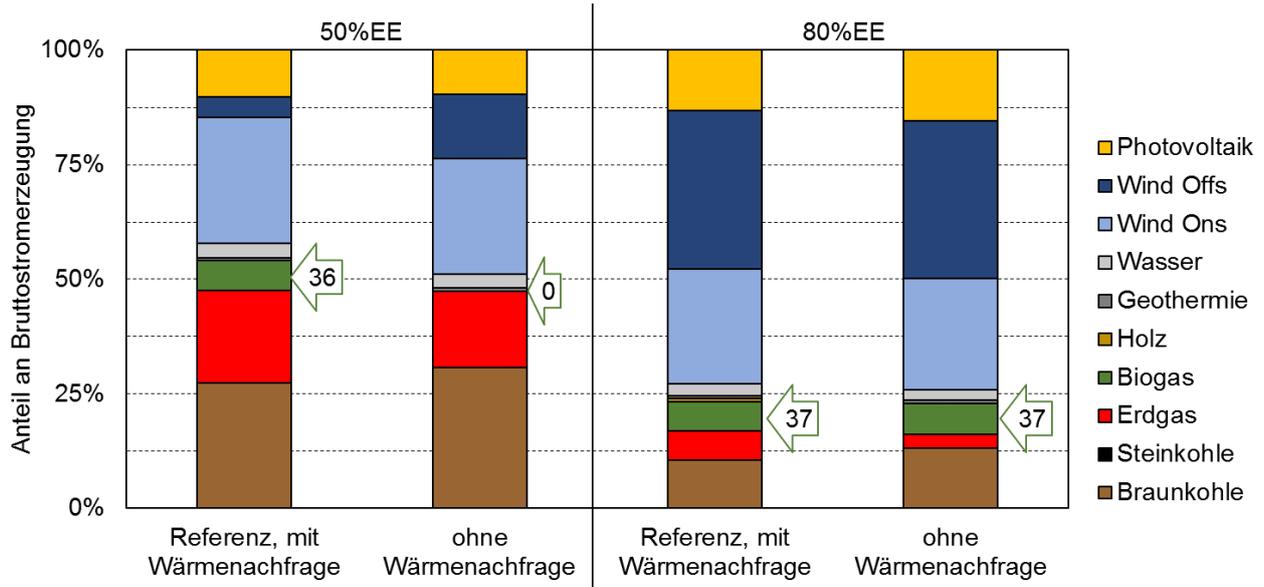


Abbildung 80: Anteil an Bruttostromerzeugung nach Energieträger - Referenz mit Strom- und Wärmenachfrage vs. ohne Wärmenachfrage bei 50 und 80 % Anteil Erneuerbarer Energien

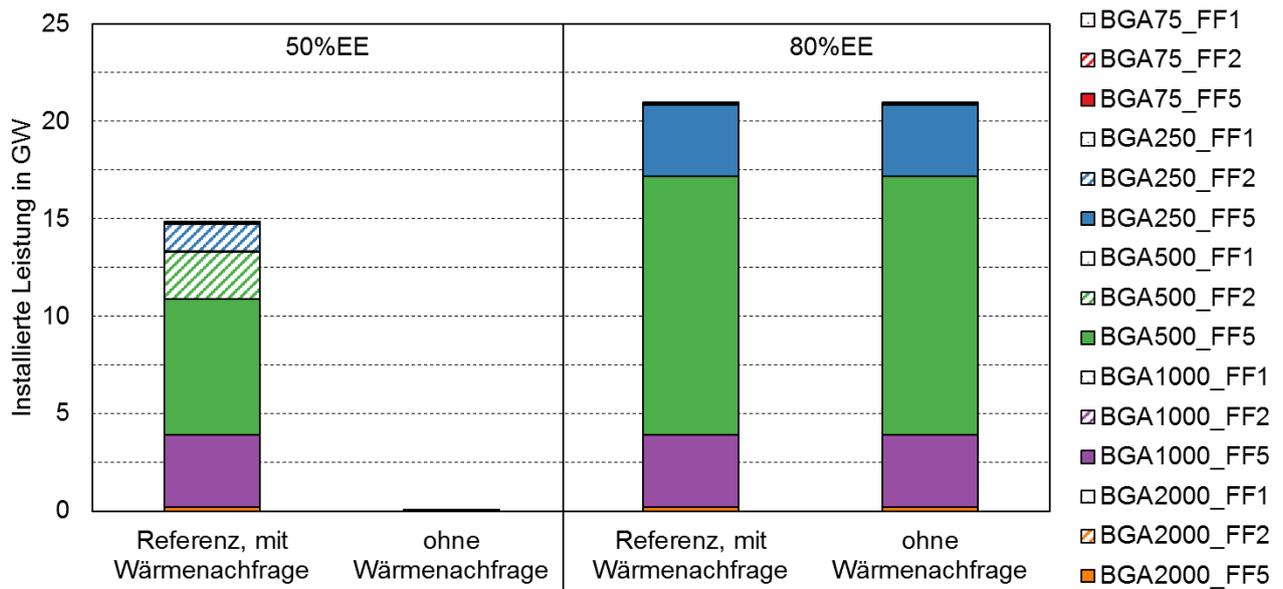


Abbildung 81: Aufteilung der installierten Biogasleistung nach Cluster - Referenz mit Strom- und Wärmenachfrage vs. ohne Wärmenachfrage bei 50 und 80 % Anteil Erneuerbarer Energien

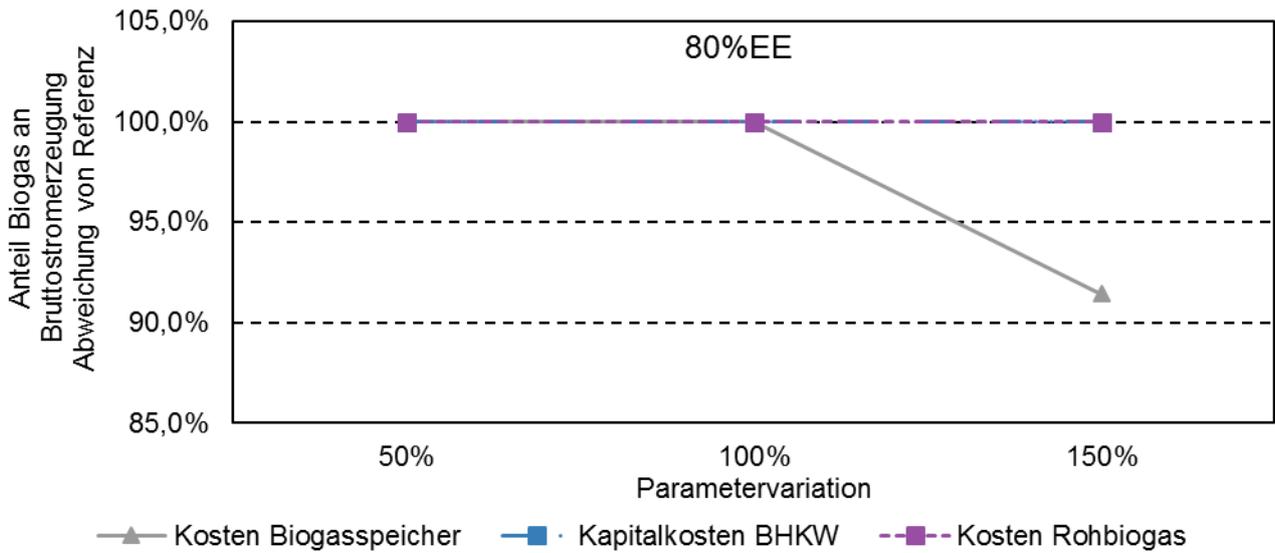


Abbildung 82: Sensitivitätsanalyse des Einflusses der ökonomischen Parameter auf den Anteil von Biogas an der Bruttostromerzeugung in Deutschland

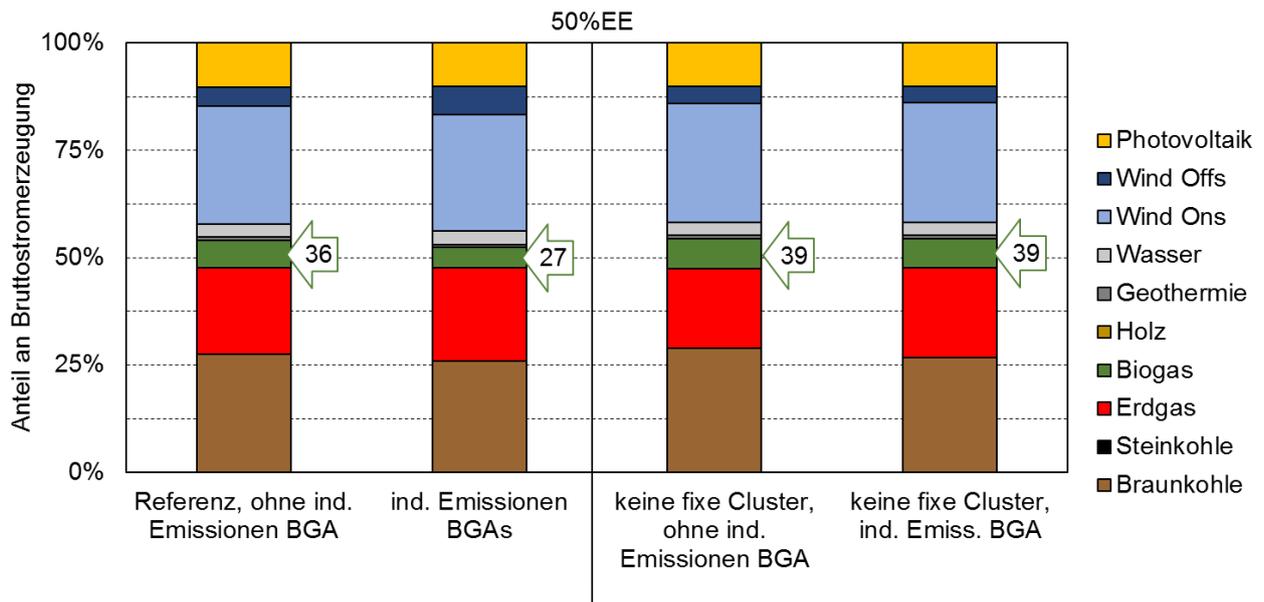


Abbildung 83: Anteil an Bruttostromerzeugung nach Energieträger - Referenz vs. Berücksichtigung von indirekten Emissionen durch Biogasanlagen

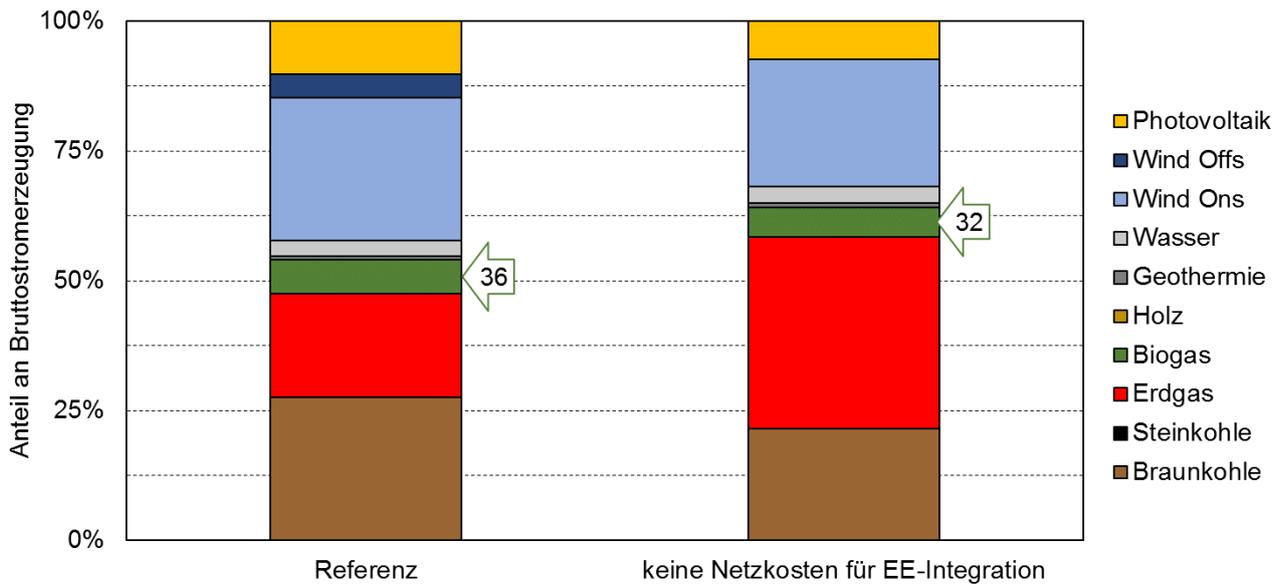


Abbildung 84: Anteil an Bruttostromerzeugung nach Energieträger - Referenz mit Vorgabe beider politischer Ziele vs. nur Vorgabe der THG-Grenze

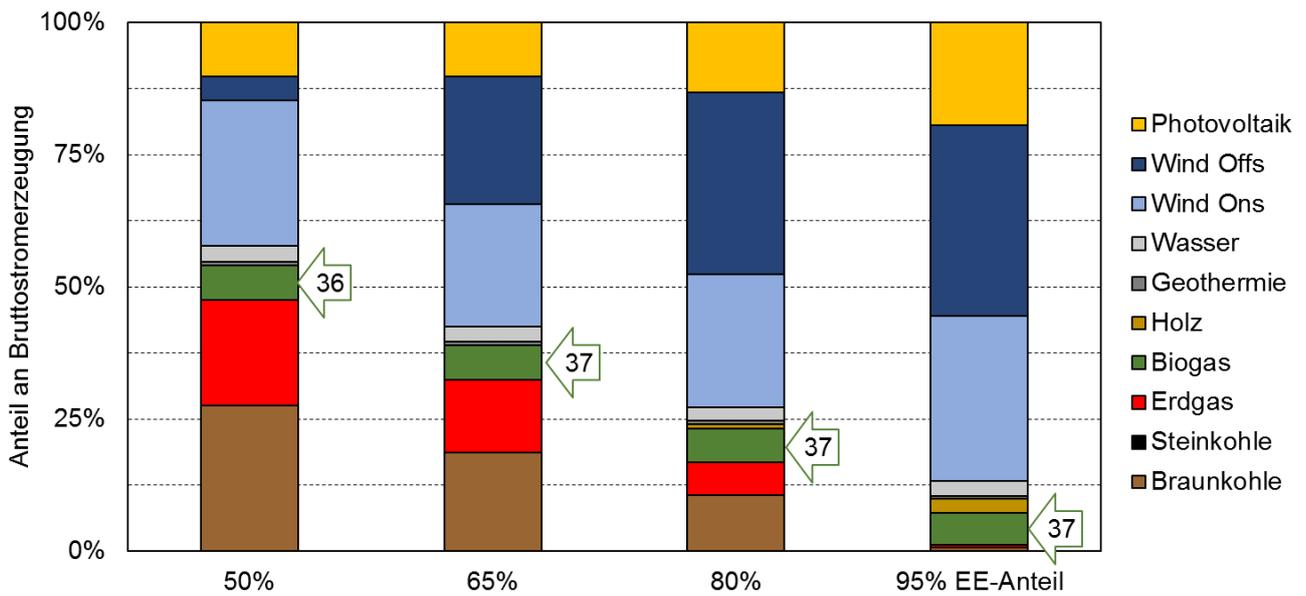


Abbildung 85: Anteil an Bruttostromerzeugung nach Energieträger - Referenz für verschiedene Zieljahre, entspricht verschiedenen Vorgaben zu EE-Anteil und THG-Emissionsreduktion

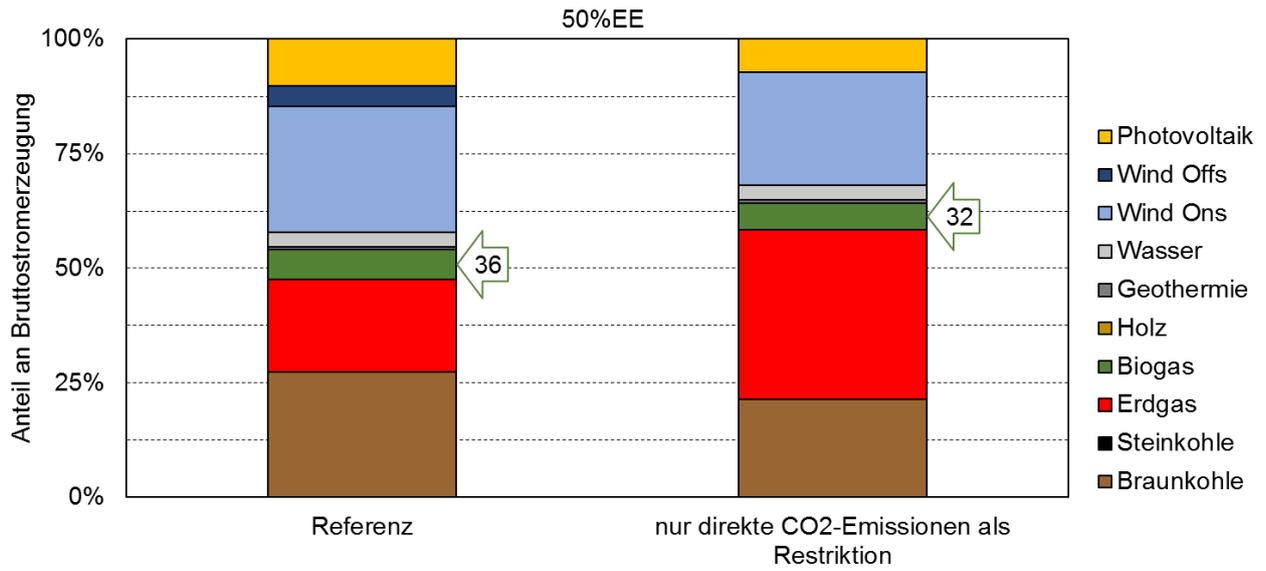


Abbildung 86: Anteil an Bruttostromerzeugung nach Energieträger - Referenz mit Integrationskosten vs. ohne Integrationskosten für fluktuierende Erneuerbarer Energien

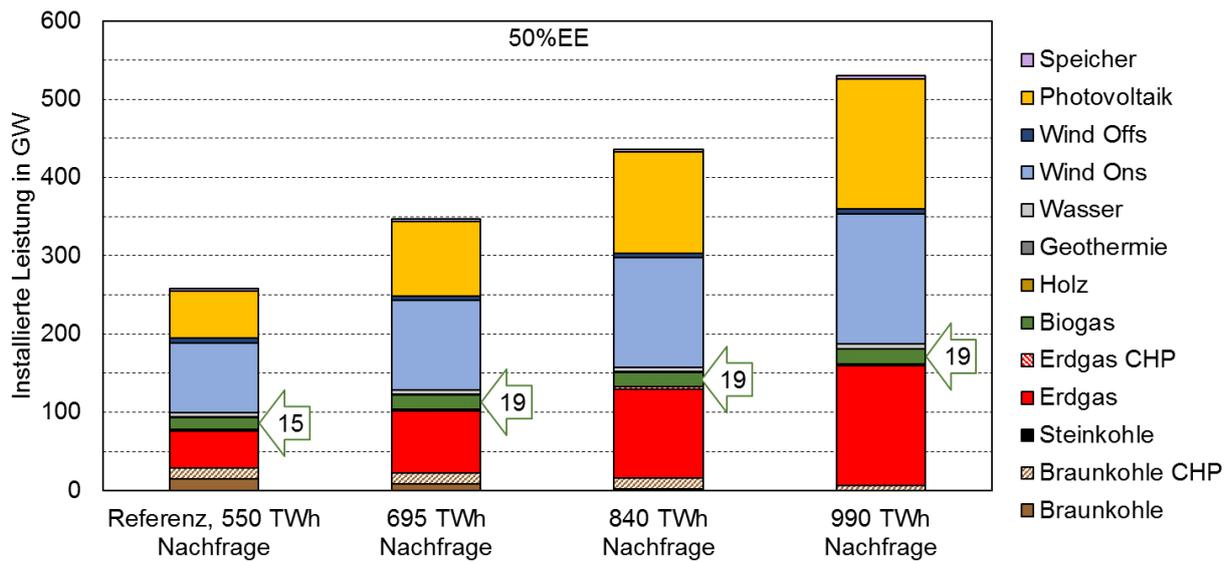


Abbildung 87: Installierte Leistung nach Energieträger - Referenz ohne Verkehrsnachfrage vs. erhöhte statische Stromnachfrage aus dem Mobilitätssektor bei 50 % EE-Anteil

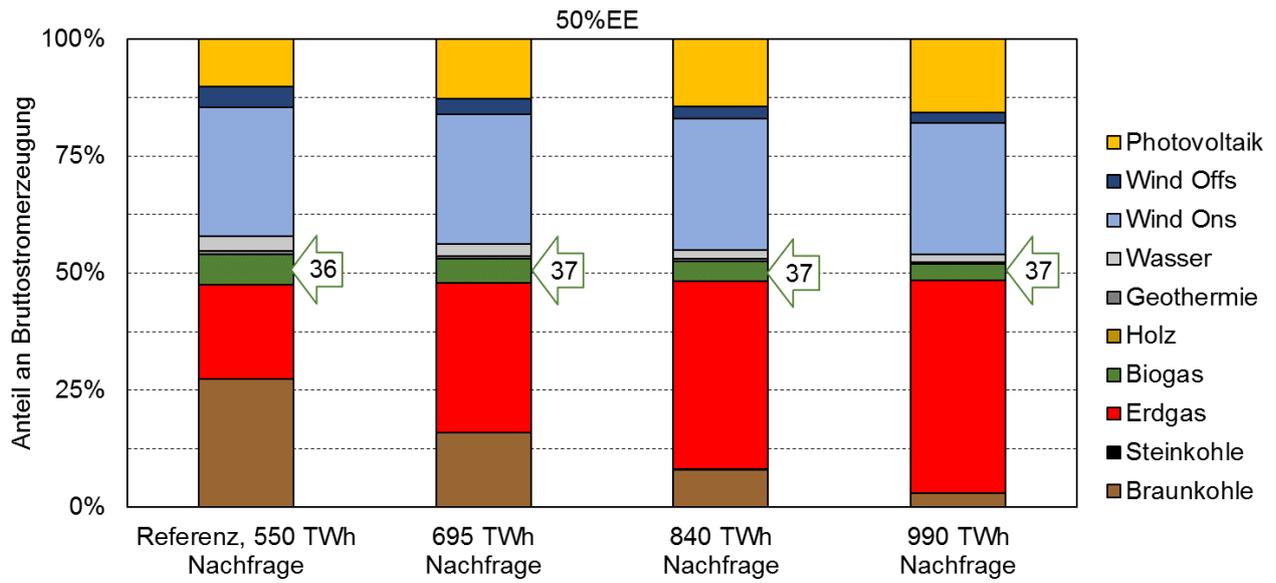


Abbildung 88: Anteil an Bruttostromerzeugung nach Energieträger - Referenz ohne Verkehrsnachfrage vs. erhöhte statische Stromnachfrage aus dem Mobilitätssektor bei 50 % EE-Anteil

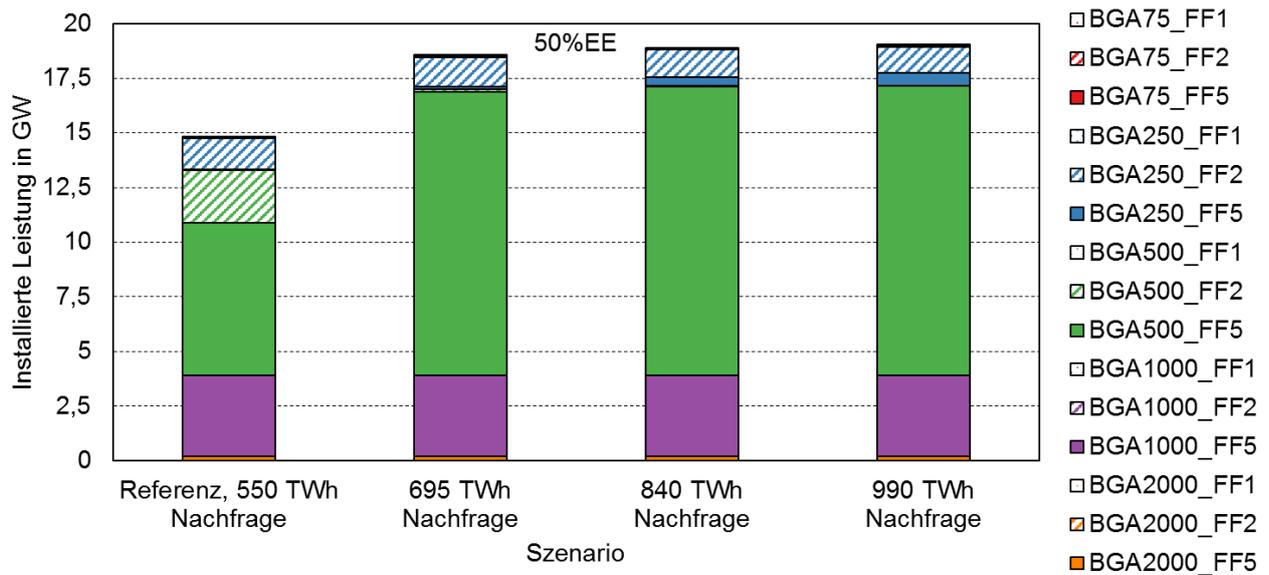


Abbildung 89: Aufteilung der installierten Biogasleistung nach Cluster - Referenz ohne Verkehrsnachfrage vs. erhöhte statische Stromnachfrage aus dem Mobilitätssektor bei 50 % EE-Anteil

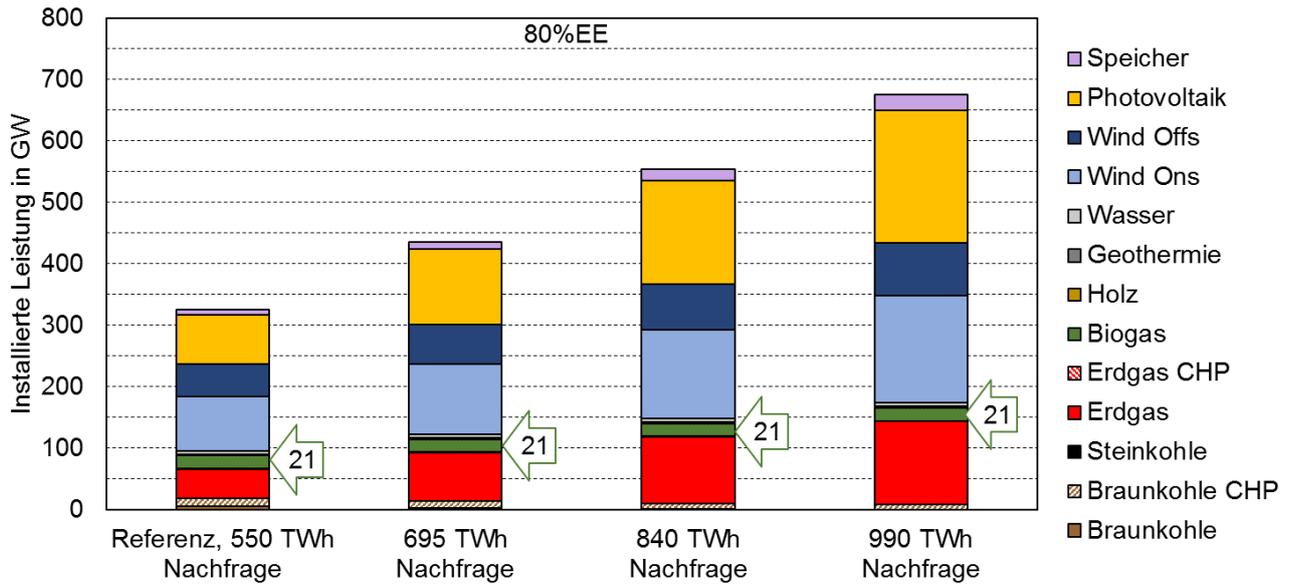


Abbildung 90: Installierte Leistung nach Energieträger - Referenz ohne Verkehrsnachfrage vs. erhöhte statische Stromnachfrage aus dem Mobilitätssektor bei 80 % EE-Anteil

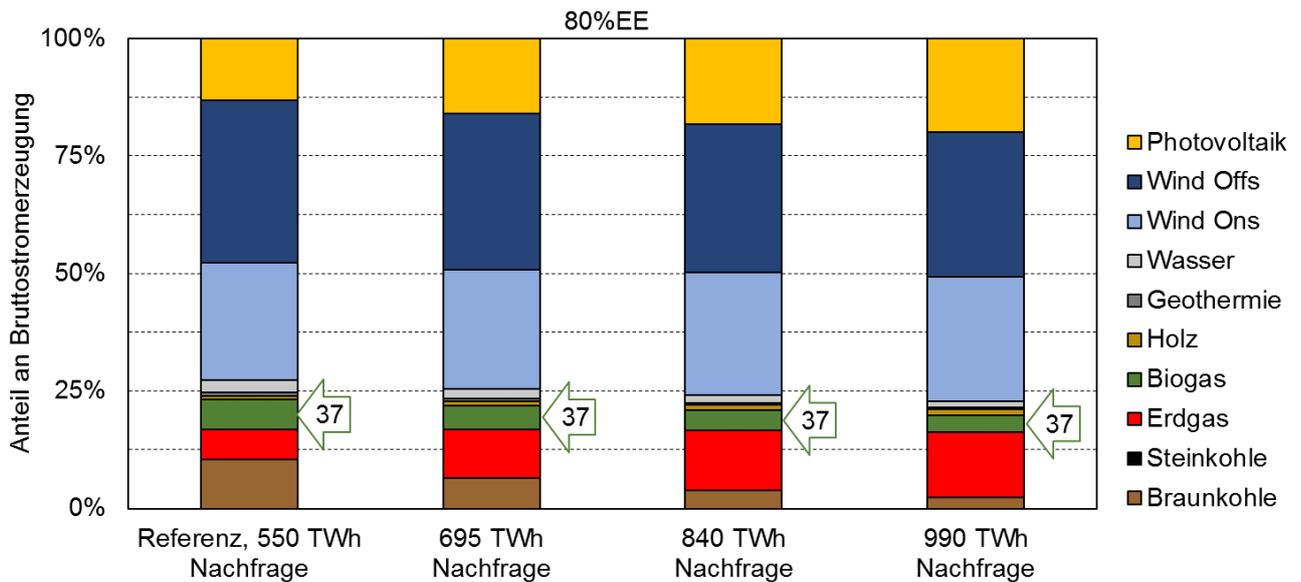


Abbildung 91: Anteil an Bruttostromerzeugung nach Energieträger - Referenz ohne Verkehrsnachfrage vs. erhöhte statische Stromnachfrage aus dem Mobilitätssektor bei 80 % EE-Anteil

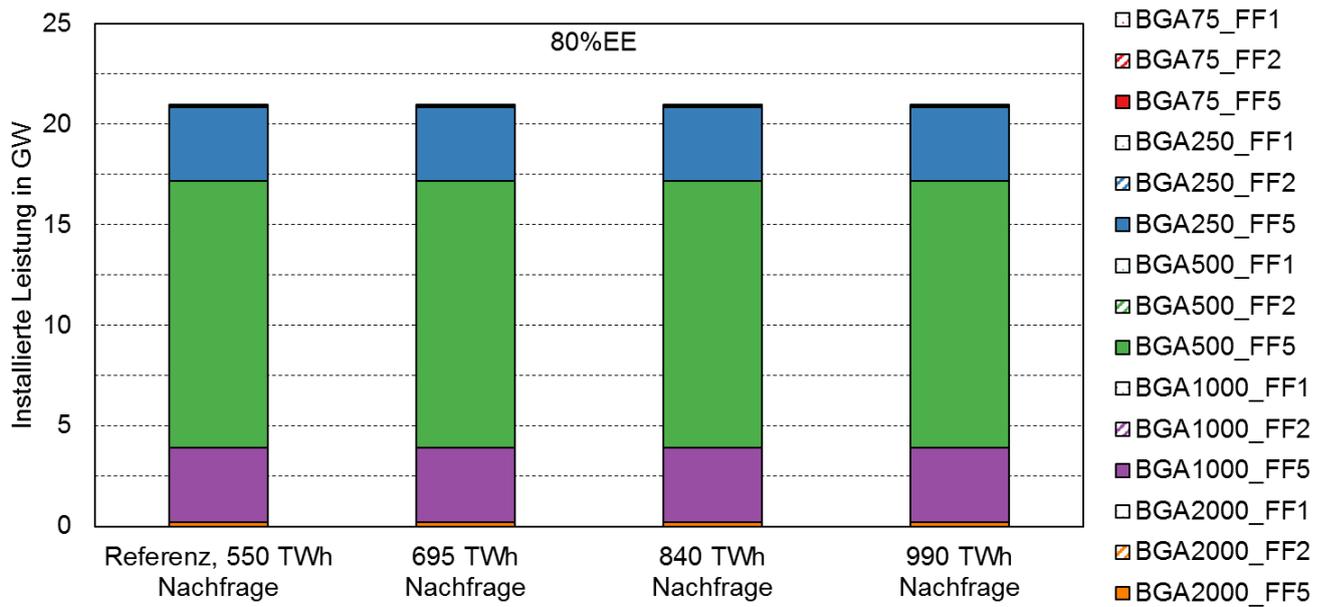


Abbildung 92: Aufteilung der installierten Biogasleistung nach Cluster – Referenz ohne Verkehrsnachfrage vs. erhöhte statische Stromnachfrage aus dem Mobilitätssektor bei 50 % EE-Anteil

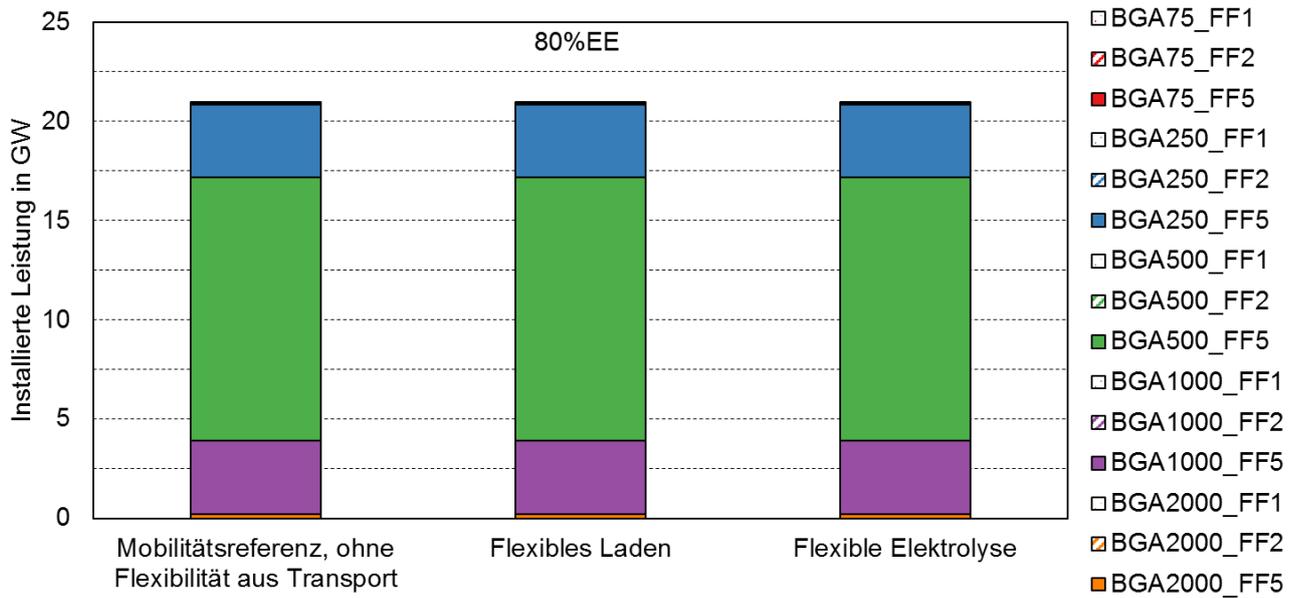


Abbildung 93: Mobilitätsreferenz vs. zeitlich verschiebbare Stromnachfrage aus dem Mobilitätssektor (durch flexibles Laden von E-Autos bzw. flexibler Wasserstoffproduktion)

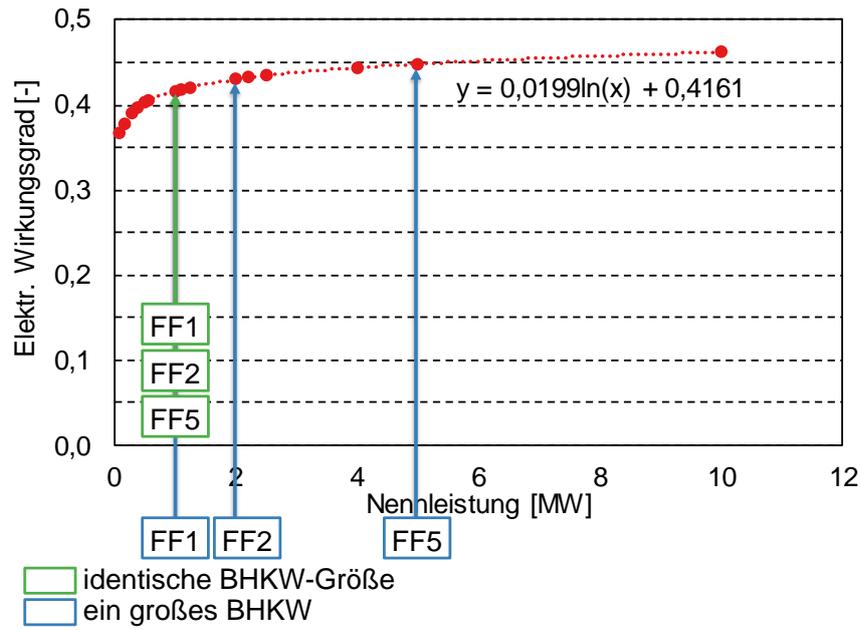


Abbildung 94: Einfluss der BHKW-Anzahl für die Flexibilisierung (Leistungszubau) auf den elektr. Wirkungsgrad; für die Flexfaktoren 1, 2 und 5; für FF2: zwei BHKW ggü. ein BHKW; für FF5: fünf BHKW ggü. ein BHKW; am Beispiel $P_{Bem}=1$ MW; weitere Ausführungen siehe Kapitel 5.1.3

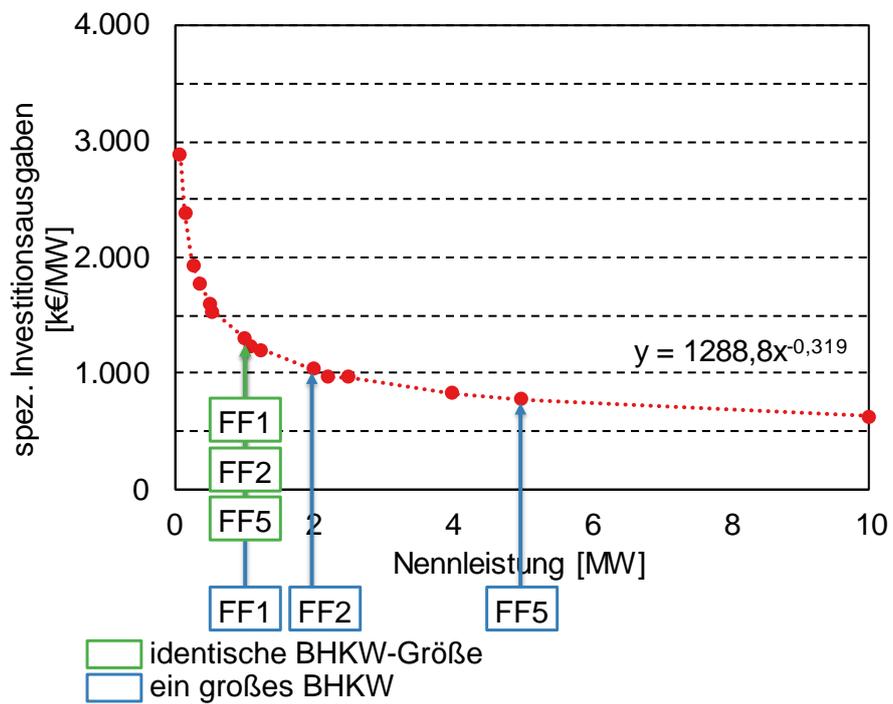


Abbildung 95: Einfluss der BHKW-Anzahl für die Flexibilisierung (Leistungszubau) auf die spez. Investitionsausgaben; für die Flexfaktoren 1, 2 und 5; für FF2: zwei BHKW ggü. ein BHKW; für FF5: fünf BHKW ggü. ein BHKW; am Beispiel $P_{Bem}=1$ MW; weitere Ausführungen siehe Kapitel 5.1.3

C. STICHWORTVERZEICHNIS

B

Bemessungsleistung ... 7, 20, 22, 26, 28, 29, 35, 37, 38, 39, 49, 50, 51, 52, 56, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 65, 66, 67, 70, 72, 73, 74, 75, 79, 80, 81, 82, 84, 86, 93, 126, 127, 140, 141, 142, 143, 144, 145, 146, 155, 156, 158, 199

Betrachtungszeitraum 24, 25, 26, 28, 29, 32, 72, 74, 75, 81, 82, 84, 85, 125, 126, 145, 147, 149, 155, 156

Biomassepotenzial 45, 63, 67, 68, 117, 118, 134

D

Degression 21

F

FE 7, 10, 87, 97, 98, 101, 102, 103, 105, 107, 108, 109, 115, 125, 128, 136, 137

Flexfaktor... 7, 25, 26, 42, 43, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 65, 66, 73, 76, 80, 81, 82, 83, 84, 125, 126, 127, 140, 143, 144, 168, 200

Flexibilität 11, 12, 13, 20, 23, 24, 25, 26, 27, 31, 32, 33, 35, 36, 37, 39, 42, 43, 44, 51, 53, 55, 56, 68, 70, 75, 86, 87, 93, 95, 98, 100, 105, 107, 111, 113, 115, 118, 119, 128, 134, 169

G

Generalüberholung 78, 147, 157, 161, 168, 169

Greenfield 45, 46, 126, 131, 174, 183

I

Installierte Leistung 54, 64, 87, 94, 97, 99, 106, 108, 112, 115, 118, 202, 206, 208

J

Jahresvolllaststunden 21

K

KWK. 7, 10, 45, 56, 67, 78, 86, 129, 132, 134, 137, 138, 169, 174

N

Nennleistung 20, 21, 24, 25, 26, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 37, 38, 39, 42, 49, 52, 58, 65, 66, 71, 72, 73, 76, 79, 80, 126, 127, 139, 140, 143, 144, 145, 147, 148, 149, 150, 151, 156, 159, 160, 161, 162, 163, 164, 165, 166, 167, 168, 169

O

Optimierung... 37, 40, 41, 45, 46, 55, 63, 67, 68, 75, 79, 84, 86, 93, 94, 95, 117, 127, 132, 136, 202

P

PV12, 100, 101, 104, 107, 115, 132, 136

R

Rohbiogas 40, 69, 70, 71, 73, 78, 79, 93, 134, 145, 157, 158, 199

Rohbiogaskosten 16, 58, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 80, 81, 82, 84, 85, 89, 90, 91, 92, 125, 126, 144, 146, 147, 148, 150, 151, 154, 155, 156, 175, 199

S

Stromgestehungskosten... 45, 50, 51, 52, 53, 56, 68, 81, 82, 85, 88, 89, 109, 125, 127, 128, 147, 155, 157, 164

Substrat 69, 93, 145, 151, 154

T

THG .. 7, 9, 18, 92, 93, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 111, 126, 128, 173, 205

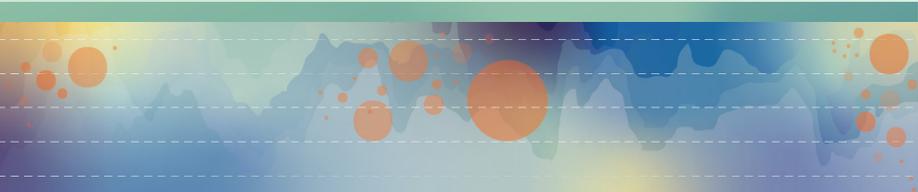
W

Wind... 10, 12, 44, 45, 87, 100, 101, 104, 105, 107, 115, 117, 132, 136, 138

Wirkungsgrad .. 7, 42, 43, 52, 61, 71, 73, 74, 75, 78, 79, 80, 81, 82, 84, 85, 101, 125, 126, 138, 139, 145, 146, 147, 156, 157, 158, 160, 162, 200, 210

Z

Zielanteil EE 96, 125, 126, 128



www.energetische-biomassenutzung.de

ISSN (online): 2701-2719

Gefördert durch



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Projekträger



Begleitvorhaben



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages