

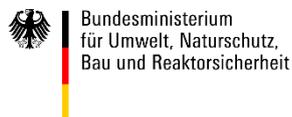
## ***Biogas – Quo vadis?***

Laufzeit des Vorhabens: 14.09.2015 bis 31.05.2016

### **Endbericht**

#### Zuwendungsgeber:

Bundesministerium  
für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit  
Referat KI I 4  
11055 Berlin



Bundesministerium  
für Umwelt, Naturschutz,  
Bau und Reaktorsicherheit

#### Zuwendungsnehmer:

IZES gGmbH  
Institut für ZukunftsEnergieSysteme  
*Dr. Joachim Pertagnol*  
Altenkesseler Str. 17  
66115 Saarbrücken  
Tel.: +49-(0)681-9762-840  
Fax: +49-(0)681-9762-850  
E-Mail: [pertagnol@izes.de](mailto:pertagnol@izes.de)

#### Unterzuwendungsnehmer:

ifeu  
Institut für Energie- und Umweltforschung  
Heidelberg GmbH  
*Sven Gärtner*  
Wilckenstr. 3  
69120 Heidelberg  
Tel.: +49-(0)6221-4767-0  
Fax: +49-(0)6221-4767-19  
E-Mail: [sven.gaertner@ifeu.de](mailto:sven.gaertner@ifeu.de)

Autoren: Hermann Guss, Joachim Pertagnol, Eva Hauser, Bernhard Wern, Frank Baur, Sven Gärtner, Nils Rettenmaier, Guido Reinhardt

*Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit unter dem Förderkennzeichen UM 16 41 21 20 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.*

Saarbrücken, den 30.04.2016

## Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis .....	II
Abbildungsverzeichnis .....	V
Tabellenverzeichnis .....	VIII
<b>1</b> Einleitung .....	<b>1</b>
1.1 Ausgangssituation und Zielsetzung .....	1
1.2 Vorgehensweise .....	7
<b>2</b> Grundlagen .....	<b>9</b>
2.1 Allgemeine Einstufung der Biogasanlagen .....	9
2.2 Beschreibung der untersuchten Anlagentypen .....	11
2.3 Kostenansätze bei Biogasanlagen .....	13
2.4 Altbestandsanlagen .....	15
<b>3</b> Zukünftige Entwicklungen .....	<b>17</b>
3.1 Mögliche Entwicklung bei aktueller Gesetzeslage .....	17
3.1.1 Anlagenbestand und installierte elektrische Leistung .....	17
3.1.2 Wärmenutzung .....	22
3.2 Bestandssicherung und Zubau .....	24
3.2.1 Anlagenbestand und installierte elektrische Leistung .....	24
3.2.2 Wärmenutzung .....	28
3.2.3 Gesamtschau – Strom und Wärme .....	29
3.3 Ergebnisse einer stichprobenartigen Umfrage.....	30
3.4 Frage der Gülle- und Gärrestnutzung.....	32
3.5 Abfallanlagen.....	35
3.6 Zwischenfazit.....	37
<b>4</b> Bereitgestellte Endenergie und damit verbundene Umweltwirkung .....	<b>38</b>
4.1 Vorbemerkung .....	38
4.2 Systeme, Einzelergebnisse und Energiebereitstellung .....	39
4.2.1 Systembeschreibung .....	39

---

4.2.2	Umweltwirkungen der einzelnen Anlagen.....	41
4.2.3	Energieherkunft in den einzelnen Szenarien .....	42
4.3	Umweltwirkungen in den Szenarien .....	44
4.3.1	Einführung .....	44
4.3.2	Umweltwirkungen im Szenario „Weiterbetrieb“ .....	45
4.3.3	Umweltwirkungen im Szenario „Auslaufen des EEG“ .....	48
4.3.4	Umweltwirkungen im Szenario „100 MW Zubau“ .....	50
4.3.5	Zusammenführung der Szenarien .....	51
4.4	Flächenbelegung in den Szenarien .....	51
4.5	Zwischenfazit und offene Forschungsfragen .....	53
4.5.1	Zwischenfazit.....	53
4.5.2	Offene Forschungsfragen .....	54
5	Künftige Refinanzierung von Biogas an den Strommärkten .....	57
5.1	Vorbemerkung.....	57
5.2	Refinanzierung am Stromgroßhandelsmarkt .....	58
5.3	Refinanzierung durch Einnahmen am Regelenergiemarkt .....	60
6	Gesetzliche Vergütungsmechanismen und ihre Anwendung auf Bestandsanlagen .....	62
6.1	Biogasvergütung im EEG .....	62
6.1.1	Vorbemerkung.....	62
6.1.2	Eigenschaften des EEG-Vergütungsmechanismus .....	63
6.1.3	Flexibilitätsprämie bei Biogasanlagen .....	63
6.1.4	Auslegung von Biogasanlagen mit EEG-Vergütung .....	64
6.1.5	Geplante Weiterentwicklung des EEG.....	65
6.1.6	Exkurs 1: Problemstellungen beim Ersatz von Biogas durch Onshore-Wind .....	66
6.1.7	Exkurs 2 Biomethan .....	69
6.1.8	Aktuelle Situation von Biogasbestandsanlagen im EEG.....	70
6.1.9	Bewertung der Biogasförderung im EEG.....	74

6.1.10	Einführung von Ausschreibungen im Rahmen der Novellierung des EEG.....	76
6.2	Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung durch das KWKG.....	79
6.2.1	Anteil der Biomassestromerzeugung an der KWK-Stromerzeugung.....	80
6.2.2	Eigenschaften der KWKG-Förderung.....	81
6.2.3	Auslegung von fossilen KWK-Anlagen.....	81
6.2.4	Aktuelle Situation von Biogasanlagen im KWKG.....	83
6.2.5	Bewertung einer möglichen Förderung von Biogasbestandsanlagen über das KWKG.....	85
6.3	Ergänzende gesamtökonomische Effekte von Biogasanlagen.....	86
7	Forschungsfragen.....	92
8	Fazit.....	94
9	Literaturverzeichnis.....	100
10	Anhang 1.....	105
11	Anhang 2.....	133
12	Anhang 3.....	135
13	Anhang 4.....	136

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Nutzungsbereiche von Biogas.....	9
Abbildung 2: Spannweite der spezifischen Investitionskosten für eine Biogasanlage im Bezug zur installierten elektrischen Leistung. (eigene Darstellung, Daten KTBL (2013) und Biogas Journal (2015)).....	13
Abbildung 3: Pachtpreisentwicklung in Deutschland von 1999 bis 2013.....	14
Abbildung 4: Spanne der fixen und variablen Kosten von Biogasanlagen in Bezug zur installierten Leistung. ....	15
Abbildung 5: Entwicklung der Anzahl an Biogasanlagen bei einer 20 jährigen Nutzung (Eigene Darstellung auf Basis von Daten der Bundesnetzagentur 2015).....	18
Abbildung 6: Abbau der installierten elektrischen Leistung von Biogasanlagen bei einer Laufzeit von 20 Jahren (Eigene Darstellung auf Basis von Daten der Bundesnetzagentur 2015). ....	19
Abbildung 7: Zusätzliche Kosten bei der Erweiterung der Gärrestlagerkapazität ab dem Jahr 2020. (Eigene Darstellung auf Basis von Daten KTBL 2015) .....	20
Abbildung 8: Biogasertrag bezogen auf Kilogramm organische Trockenmasse (ln/kg oTM).....	21
Abbildung 9: Wärmeleistung von Biogasanlagen und der Rückbau der Wärmeleistung bei einer Stilllegung nach 20 Jahren. (eigene Berechnung).....	24
Abbildung 10: Möglicher Zubau von Biogasanlagen bei Erhalt des Altbestands (keine Überbauung) und einem Zubau von 100 MW im Bereich Biomasseanlagen. (Eigene Darstellung auf Basis von BNETZA, 2015) .....	26
Abbildung 11: Möglicher Zubau von Biogasanlagen bei Erhalt des Altbestands (mit doppelter Überbauung) und einem Zubau von 100 MW im Bereich Biomasseanlagen. (Eigene Darstellung auf Basis von BNETZA, 2015) .....	26
Abbildung 12: Möglicher Zubau von Biogasanlagen bei gleichzeitigem Rückbau der Bestandsanlagen. (Quelle: BNETZA, 2015).....	28
Abbildung 13: Tendenzielle Darstellung der Wärmeleistung von Biogasanlagen bei einem Rückbau der Bestandsanlagen und einem Zubau von 100 MW <sub>el.</sub> bei Biomasseanlagen. Theoretische Wärmenutzung	

---

	inklusive des Eigenwärmeverbrauchs und einer Nutzung von 60% der produzierten Wärme (inkl. Eigenbedarf).....	29
Abbildung 14:	Aktuelles Leistungspotenzial von Biogasanlagen bei gleichzeitiger Strom- und Wärmenutzung. (Quelle: BNETZA, 2015).....	30
Abbildung 15:	Anteile der befragten Anlagenbetreiber in drei Größenklassen von Biogasanlagen, bezogen auf die installierte elektrische Leistung.....	31
Abbildung 16:	Masse-bezogene Verteilung der Substratnutzung. Aufgeteilt in die unterschiedlichen Anlagengrößen. ....	32
Abbildung 17:	Folgen einer Substratumstellung einer Biogasanlage von primärer Energiepflanzennutzung auf Wirtschaftsdünger.....	35
Abbildung 18:	Vereinfachte Lebenswegdiagramme mit den Systemgrenzen und den untersuchten Prozessen und Produkten für die Anlagentypen NawaRo (oberes Diagramm) sowie Gülle und Bioabfall (unteres Diagramm).....	40
Abbildung 19:	Treibhauseffekt, Energieaufwand, Versauerung und Nährstoffeintrag für die Anlagentypen NawaRo, Gülle und Bioabfall pro kWh Strom für 2015.....	41
Abbildung 20:	Gesamte bereitgestellte Endenergie in Deutschland bei Erhalt der bestehenden Biogasanlagen (Szenario „Weiterbetrieb“) und Unterschiede zwischen den Szenarien „Auslaufen des EEG“ und „Weiterbetrieb“ bzw. „100 MW Zubau“ und „Weiterbetrieb“.....	43
Abbildung 21:	Vergleichendes Diagramm zur Nutzung von NawaRo, Bioabfällen und Gülle im Biogas- und im konventionellen System. (Die Masseansätze beziehen sich nur auf die im Rahmen des Projektes modellierten Anlagentypologien) .....	45
Abbildung 22:	Umweltwirkungen Treibhauseffekt, Energieaufwand (nicht erneuerbar), Versauerung, Nährstoffeintrag im System Deutschland bei Weiterbetrieb der Biogasanlagen.....	47
Abbildung 23:	Umweltwirkungen durch Strom- und Wärmebereitstellung in Deutschland, Unterschiede zwischen den Szenarien „Auslaufen des EEG“ und „Weiterbetrieb“.....	49
Abbildung 24:	Umweltwirkungen durch Strom- und Wärmebereitstellung in Deutschland, Unterschiede zwischen den Szenarien „100 MW Zubau“ und „Weiterbetrieb“.....	50
Abbildung 25:	Flächenbedarf für Biogas-NawaRo, gesamt bei Erhalt der bestehenden Biogasanlagen („Weiterbetrieb“) und Unterschiede	

---

zwischen den Szenarien „Auslaufen des EEG“ bzw. „100 MW Zubau“ und „Weiterbetrieb“ .....	52
Abbildung 26: Preisdauerlinie des Vortageshandels 2015 im Vergleich zu den verbrauchsgebundenen Stromerzeugungskosten .....	59
Abbildung 27: Preisdauerlinie des Großhandels 2025 „Hochpreisszenario 2025 im Vergleich zu den verbrauchsgebundenen Stromerzeugungskosten .....	60
Abbildung 28: Wärmeoptimierte Auslegung von Biogasanlagen .....	65
Abbildung 29: Darstellung der Auslegung eines BHKW über die Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs .....	82
Abbildung 30: Wärmeorientierte Auslegung von fossilen BHKW .....	83
Abbildung 31: Bedeutung des KWK-Zuschlags aus dem KWKG für Biogasanlagen.....	85
Abbildung 32: Ökonomischer Einfluss der energetischen Nutzung von Biomasse auf Sektoren (Graphik: IZES) .....	87
Abbildung 33: Entwicklung der Reinerträge in der Forstwirtschaft (Quelle: BMELV, 2012) .....	88
Abbildung 34: Entwicklung der Stilllegungsflächen in Deutschland (Quelle: Osterburg, B., 2012).....	89

---

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Untersuchte Anlagentypen .....	12
Tabelle 2: Spanne des Eigenwärmebedarfs von Biogasanlagen. ....	12
Tabelle 3: Durchschnittliche Substratkosten für Biogasanlagen in Deutschland von 2013 - 2015.....	14
Tabelle 4: Treibhauseffekt, Energieaufwand (nicht erneuerbar), Versauerung und Nährstoffeintrag der Biogasproduktion im Szenario Weiterbetrieb. ....	46
Tabelle 5: Variable- und Fixkosten für 500 kW Beispielsbiogasanlage. ....	57
Tabelle 6: Nötige Wärmenutzung einer ertüchtigten 500 kW Nawaro-Beispielanlage bei einer EEG-Vergütung von 14,88 ct/kWh .....	72
Tabelle 7: Nötige Wärmenutzung einer neuen 500 kW <sub>inst.</sub> /445 kW <sub>Bem.</sub> Nawaro-Beispielanlage nach EEG-Entwurf.....	74
Tabelle 8: Untersuchte Umweltwirkungen der Ökobilanz. ....	135
Tabelle 9: Indikatoren, Sachbilanzparameter und Charakterisierungsfaktoren für die jeweiligen Wirkungskategorien /CML 2004/, /IPCC 2007/, /Klöpper & Renner 1995/, /Leeuw 2002/, /Ravishankara et al. 2009/, /IFEU 2014/ auf der Basis von /IPCC 2007/. ....	136

# 1 Einleitung

## 1.1 Ausgangssituation und Zielsetzung

Die Bundesregierung hat mit der Verabschiedung der „Nationalen Politikstrategie Bioökonomie<sup>1</sup>“ im Juli 2013 einen Weg hin zu einer modernen, nachhaltigen und bio-basierten Wirtschaft beschritten. Ziel ist es danach, die vorhandene Biomasse aufgrund der limitierten Potenziale sowie der aktuell vorhandenen bzw. zukünftig absehbaren (Flächen-) Nutzungskonkurrenzen unter Berücksichtigung der Aspekte des Klimaschutzes sowie der naturschutzfachlichen Anforderungen möglichst effizient zu nutzen. Bezüglich der dabei zugrunde zu legenden Zielhierarchie genießt die Bereitstellung eines vielfältigen Angebotes an Nahrungsmitteln absolute Priorität. Erst nach Sicherung dieses Grundbedürfnisses sollen Biomasse-Rohstoffe für die stoffliche Nutzung - z.B. in der Industrie - und erst dann zur Bereitstellung eines nachhaltigen Energiebeitrags dienen. Die Art der energetischen Biomasse-Nutzung ist in diesem Zusammenhang - auf der Basis entsprechender Rahmenbedingungen - konsequent auf die Erreichung der nationalen Klimaschutzziele auszurichten.

Die Biomasse-Nutzung in Deutschland hat sich im Bereich der Energieerzeugung innerhalb der letzten Dekade zu einem Leistungsträger im Konzert der regenerativen Energien entwickelt. Etwa ein Viertel<sup>2</sup> der erneuerbaren Strom- und knapp 88 % der Wärmeerzeugung basieren auf einer Biomasse-basierten Form der Energiebereitstellung. Unter zusätzlicher Berücksichtigung des Kraftstoffsektors wurden dadurch im Jahr 2015 THG-Emissionen in Höhe von knapp 66 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten vermieden (AGEE, 2016) und damit ein nicht unerheblicher Beitrag zu den Nationalen Klimaschutzaktivitäten geleistet.

Während jedoch zu Beginn dieses Jahrhunderts der Ausbau von Biomasse-Kapazitäten angesichts der verfügbaren Potenziale noch unproblematisch verlief und – auch in Feldern abseits des Klimaschutzes - positive Effekte (z.B. Inwertsetzung von Flächen, Einkommenssicherung für Landwirte, etc.) erzeugte, werden mittlerweile in einem signifikanten Maße Konfliktpotenziale thematisiert. Diese resultieren insbesondere aus aufkommenden Nutzungskonkurrenzen im agrarwirtschaftlichen Bereich (Nahrungsmittel, Futter, biogene Rohstoffe für die stoffliche Nutzung), aus den Anforderungen des Naturschutzes (Biodiversität), aus den Aspekten der Landnutzung insgesamt (Landschaftsbild, Gewässerschutz, Erosion, Nährstoffmanagement, ILUC, etc.) sowie aus wirtschaftlichen Einschätzungen hinsichtlich der Energiegestehungskosten. Unter

<sup>1</sup> BMEL. (2013). Nationale Politikstrategie Bioökonomie - Nachwachsende Ressourcen und biotechnologische Verfahren als Basis für Ernährung, Industrie und Energie. Berlin: BMEL - Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft.

<sup>2</sup> Im Vergleich zu anderen EE abgeminderte Dynamik: 2014 noch ca. 30 % des EE-Stroms

anderem hervorgerufen durch diese möglichen Konflikte haben Biomasse-Anlagen – hauptsächlich dann, wenn sie mit Anbaubiomassen betrieben werden - in der gesellschaftlichen Wahrnehmung mit zunehmender Tendenz ein Akzeptanzproblem.

Gleichzeitig haben Biomasse-Anlagen jedoch – zumindest in einer „Brückenfunktion“ – in den nächsten Dekaden eine wichtige Aufgabe im Rahmen der Transformation unseres Energiesystems und der Erreichung der Klimaschutzziele. Im Stromsektor bildet die Biomasse dabei insbesondere in Form eines gasförmigen Konversionsproduktes eine sinnvolle Flexibilitätsoption zum Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Energien aus Wind und Sonne. Im Wärmemarkt kann – in begrenzter Form – die Zeit überbrückt werden, bis ein dann weitestgehend sanierter Gebäudebestand alternative, möglicherweise niederkalorische Wärmeversorgungssysteme (Solarthermie, Wärmepumpen/Umweltwärme) zulässt. Um den damit verbundenen Prozess unter besonderer Berücksichtigung der Anforderungen und der noch vorhandenen Potenziale im Bereich des Klimaschutzes nachhaltig zu gestalten, bedarf es dringend einer stimmigen Gesamtstrategie für Biomasse, welche die notwendigen „Leitplanken“ vorgibt, die Interessen der einzelnen Akteure moderiert und im Kontext einer nachvollziehbaren Gesamtausrichtung für die nötige Akzeptanz in der Öffentlichkeit wirbt.

Im Zusammenhang mit der Entwicklung einer entsprechenden Strategie sind dabei folgende ***vier Determinanten*** zu berücksichtigen:

- Die ***stoffliche Dimension*** im Hinblick auf die Rohstoffverfügbarkeit und die im Rahmen der Rohstoffmobilisierung erzielbaren Klimaschutzeffekte.
- Die ***technische Dimension*** im Hinblick auf die Notwendigkeit/Realisierbarkeit technischer Anpassungen/Innovationen unter besonderer Berücksichtigung höherer Effizienzen im Sinne einer Minderung von THG-Emissionen.
- Die ***gesellschaftspolitische Dimension*** im Hinblick auf die notwendige Akzeptanz entsprechender Maßnahmen, die Möglichkeit partizipativer Modelle sowie die Schaffung von Wertschöpfung.
- Die ***energiewirtschaftliche Dimension*** im Hinblick auf den Beitrag der Bioenergie zur Transformation der Energiesysteme im Zusammenhang mit der dadurch realisierten Klimaschutzwirkung.

Die ***stoffliche Dimension*** bezieht sich auf die Rohstoffverfügbarkeit, welche sich zu einem großen Teil aus den Flächenverfügbarkeiten der Agrarmärkte sowie des Forstsektors ableiten lässt. Hier wurde durch einschlägige Positionen und Einschätzungen der jüngeren Zeit insbesondere für den Bereich der Anbaubiomassen (aber auch bei forstwirtschaftlichen Potenzialen) eine sehr kritische Haltung hinsichtlich der weiteren Ausbaumöglichkeiten der Bioenergie dokumentiert. Die dabei zugrunde gelegten Argumentationslinien basieren im Wesentlichen auf der Sicherung der (globalen) Le-

bensmittelversorgung sowie auf den Biodiversitätszielen und den sich daraus ergebenden Restriktionen. Ein weiterer Diskussionspunkt bezieht sich im Kontext der Flächennutzung auf den Aspekt des Klimaschutzes unter besonderer Beachtung potenzieller direkter und indirekter Landnutzungsänderungen. Unter zusätzlicher Berücksichtigung der in Fachpublikationen vorzufindenden großen Streuung der Angaben hinsichtlich nutzbarer Biomasse-Anbauflächen<sup>3</sup> ist daher eine große Unsicherheit hinsichtlich der real ansetzbaren Bioenergie-Potenziale – insbesondere aus dem Agrarsektor – zu konstatieren. Eine weitere Unsicherheit ergibt sich aus dem derzeit – auch in der zeitlichen Perspektive – nur schwer einschätzbaren Einfluss stofflicher Nutzungsalternativen auf die Rohstoffnachfrage, wie sie sich aus dem Bereich der Bioökonomie ergeben können (biobasierte Kunststoffe, Holzwerkstoffe, etc.).

Zu großen Teilen unstrittig und in der Regel mit einer hohen Klimaschutzwirkung verbunden ist dagegen die Nutzung von biogenen Reststoffen zur Energieerzeugung. Hier stellt sich allerdings die Frage, welchen realen Beitrag der Reststoff-/Abfallsektor hinsichtlich der Transformation des Energiesystems leisten kann. Während die Abfälle aus dem öffentlichen Zuständigkeitsbereich (z.B. Bioabfall, Klärschlamm) lediglich ein geringes Potenzial<sup>4</sup> bieten, sind die Reststoffe aus dem Agrarsektor (z.B. Gülle, Mist) insbesondere in kleinstrukturierten Gebieten oftmals nur sehr schwer zu mobilisieren.

Die für den Bioenergie-Sektor – teils als Konsequenz aus dem obigen Diskurs, teils als Ergebnis aus den Strompreisdiskussionen – vorgenommenen Modifikationen im EEG 2014 haben dazu geführt, dass faktisch keine neuen Flächen mehr für den Anbau von Energiepflanzen beansprucht werden. Der Zubau von Bioenergieanlagen soll ausschließlich mit organischen Reststoffen stattfinden. Die Ausbaudynamik wird dabei allerdings erheblich abgebremst und hat mit nur ca. 17 MW<sup>5</sup> im Jahr 2015 auch die im EEG verankerte Zielmarke von 100 MW<sub>install.</sub> unterschritten. Es stellt sich somit die Frage, wie die bisher im Bereich der Biomasse – auch durch das EEG - erreichten Klimaschutzeffekte verstetigt bzw. ausgebaut werden können. Dabei ist zu berücksichtigen, dass bereits in wenigen Jahren bei den ersten Bioenergieanlagen der EEG-Vergütungszeitraum endet und eine Folge-Finanzierbarkeit derzeit noch unklar ist.

Dies führt direkt zur **energiewirtschaftlichen Dimension** der Bioenergie. In dieser hat der angestrebte Umbau der Energieversorgung den Charakter eines Paradigmen-

<sup>3</sup> Das Spektrum der Ergebnisse ist sehr breit und spiegelt u.a. unterschiedliche Annahmen und Einschätzungen der Entwicklung relevanter Stellgrößen (wie demografische Entwicklungen und Produktionssteigerungen etc.) wider. Dabei reicht die Spanne von keinem zusätzlichen Potenzial bis 7 Mio. ha. Das Gros der Einschätzungen findet sich bei etwa 4 Mio. ha nutzbarer Anbaufläche wieder. Derzeit werden ca. 2,3 Mio. ha für Non-Food-Biomassen genutzt (FNR, 2014).

<sup>4</sup> Uni Roststock et al. (2015): Biomethan. Vgl. Dossier Nr. 6. Ein Projekt im Auftrag des BMWi, 2013 – 2015, 6 Dossiers, siehe <http://www.biogasundenergie.de/veroeffentlichungen.html>

<sup>5</sup> Bundesnetzagentur 2016

wechsels, da er die Rationalität zumindest des Stromsystems durch die – potenzialbedingt - absehbare Fokussierung auf die regenerativen „Pfeiler“ Wind und Sonne vollständig verändern wird. Diese werden zukünftig zu den prägenden Systemsäulen, welche von vielfältigen Flexibilitätsoptionen zur Überbrückung von möglichen Angebotslücken flankiert werden müssen. Eine dieser Optionen kann dabei aufgrund ihrer Speicherbarkeit die Biomasse sein, und hier insbesondere ihre gasförmigen Konversionsprodukte Biogas, Biomethan und Pyrolyse-/Synthesegas, auf die die hier vorliegende Studie insbesondere abzielt.

Die zukünftige Rolle der Bioenergie in diesem System ist in den damit verbundenen Kontext zu stellen und neu zu bewerten. Leider findet die diesbezüglich erforderliche ganzheitliche Betrachtung nicht statt, sondern lediglich eine eindimensionale Beschreibung von preislichen Entwicklungen. Die Kosten der Stromerzeugung aus Bioenergie waren dabei in jüngster Zeit im Vergleich zu den Benchmarks Wind (on-shore) und PV relativ hoch, was angesichts der Strompreisdiskussion in Deutschland zu teils sehr restriktiven Forderungen hinsichtlich der zukünftigen Ausgestaltung von Anreizinstrumenten zur Förderung der Bioenergie führt (siehe Novelle EEG 2014). Kaum Berücksichtigung finden bislang allerdings bei diesen Diskussionen Argumente, die sich z.B. auf den „Wert“ einer bedarfsgerechten Einspeisung und auf die Zuordnung der damit verbundenen Kosten beziehen, bzw. die eine „Einpreisung“ zusätzlich induzierter, optimierender Effekte insbesondere im Bereich des Klimaschutzes (z.B. Gülleproblematik) sowie in den Sektoren Abfall-/Kreislaufwirtschaft, Gewässerschutz, Entwicklung ländlicher Räume, etc., fordern.

Der **Stromsektor** benötigt verschiedene Maßnahmen, die dazu geeignet sind, die zur Erreichung einer hohen Versorgungssicherheit geforderten Parameter einzuhalten. Dazu zählen beispielsweise steile Laständerungsgradienten ebenso wie die Spannungs- und Frequenzhaltung oder die Blindleistungskompensation. Die damit verbundenen Aufgaben können Biogas und Biomethan als speicherbare Energieträger gut übernehmen. Hier ist zum aktuellen Zeitpunkt aus Sicht des Klimaschutzes insbesondere die Funktion der regenerativen Regelenergiebereitstellung zur Frequenzhaltung von Bedeutung, da der Strom und die Wärme aus Bioenergie gegenwärtig im Energiesystem (fast immer) gebraucht werden und auch hocheffizient erzeugt werden können.

Gerade die Biogas-Bestandsanlagen müssen dabei im Kontext der aktuellen Finanzierungsmechanismen hinsichtlich ihrer möglichen und tatsächlich erbringbaren Beiträge in den Energiesystemen in den Blick genommen werden. Hier drohen spätestens ab 2020 die ersten Biogasanlagen nach dem Ende des EEG-Vergütungszeitraumes abgeschaltet zu werden. Angesichts des abrupten Stopps der Biogas-Ausbaudynamik erscheint es fraglich, ob Biogasanlagen ausschließlich auf der Basis von Strommarkterlösen und Erlösen auf dem Wärmemarkt weiter rentabel betrieben werden können. Hauptgrund hierfür sind die geringen Stromerlöse an der Strombörse (EPEX), die durch die grenzkostenfreie Strombereitstellung mit Sonne und Wind eher weiter sinken

werden („Merit-Order-Effekt“). Diese Entwicklung kann in der Summe vermutlich weder über Zusatzerlöse aus der Vermarktung in den Regelenergiemärkten noch über steigende Eigenverbrauchsanteile aufgefangen werden.

Zudem geht – neben den potenziellen Effekten im Stromsystem - auch möglichen und existierenden **Wärmenutzungs-Konzepten** eine wichtige, günstige und THG-mindernde Wärmequelle verloren. Dies ist von besonderer Relevanz, da gerade in den letzten Jahren vor dem Hintergrund einer ökologischen und ökonomischen Optimierung bestehender Anlagenkonzepte in einem verstärkten Maße Investitionen im Bereich der Wärmenutzung getätigt wurden. Wärmenetze werden oftmals langfristig abgeschrieben und „überleben“ damit die Abschreibungen von Biogasanlagen. Diese Problematik ist v.a. vor dem Hintergrund einer „Brückenfunktion der Biomasse“ im Wärmebereich hin zu einer Wärmewelt mit nur niedrigem qualitativem und quantitativem Wärmebedarf sowie einer aus Effizienzsicht zu fordernden stärkeren Verzahnung der Strom- und Wärmebereitstellung zu betrachten.

Je nach Entwicklung des Gesamt-Energiesystems sowie der nachfolgenden Landnutzungen können – im Kontext der obigen Ausführungen - bei einem Abschalten der Biogasanlagen **Auswirkungen auf die Treibhausgasemissionen** in Deutschland unterstellt werden. Insbesondere folgende Effekte sind dabei zu berücksichtigen:

- Soll der wegfallende Biogas-Strom nicht fossil kompensiert werden, muss eine signifikante Erhöhung der Ausbau-Deckelung bei den anderen EE erfolgen.
- Die positiven Klimaschutzeffekte, die durch die Vergärung von Gülle bzw. anderen biogenen Reststoffen erzielt werden, würden durch den Rückbau von Biogasanlagen wegfallen.
- Biogasanlagen haben einen nicht unerheblichen Anteil an den in Deutschland umgesetzten KWK-Anlagen. Mit dem Abschalten der BGA geht somit auch eine effiziente und THG-mindernde Wärmequelle verloren, deren Potenziale bislang noch gar nicht ausgeschöpft wurden.
- Es ist derzeit noch nicht klar ersichtlich mit welcher Folgenutzung potenziell frei werdende Agrarflächen bewirtschaftet werden.

Auch werden die zwischenzeitlich entwickelten Anbausysteme im Hinblick auf eine nachhaltige Produktion von Energiepflanzen (Biodiversität, Gewässerschutz, etc.) ohne langfristige Perspektive wohl nicht in die Praxis überführt. Daneben ist vorstellbar, dass es auch ökonomische Auswirkungen auf die Landwirtschaft geben könnte – sowohl einzelbetrieblich als auch auf der Ebene der landwirtschaftlichen Märkte und der Pachtpreise.

Die oben ausgeführten Inhalte stecken zu großen Teilen den Bereich ab, in welchem ein Diskurs hinsichtlich der zukünftigen Rolle des Biogases - sowohl als Beitrag zum

Klimaschutz sowie zur Ressourcenschonung als auch als Dienstleister in den zukünftigen Energiesystemen – stattfinden muss. Die hier vorliegende Studie soll die in diesem Zusammenhang zu formulierenden (Forschungs-)Fragen unter besonderer Berücksichtigung der Klimaschutzwirkung schärfen und damit die Grundlage für die systemische Entwicklung einer – aus Klimaschutzsicht – zielführenden Biogasnutzung unter Berücksichtigung der Bestandsanlagen liefern. Dabei werden insbesondere folgende Teilfragen adressiert:

- Wie entwickeln sich aktuell die Bestandszahlen bei den Biogasanlagen unter Berücksichtigung der ablaufenden EEG-Vergütungszeiträume?
- Inwieweit besteht aus einzelbetrieblicher Sicht im Hinblick auf den wirtschaftlichen Weiterbetrieb der Anlagen – über den Vergütungszeitraum hinaus - die Notwendigkeit einer weiteren Förderung unter Berücksichtigung der vorhandenen Märkte und der rechtlichen Rahmenbedingungen?
- Die obige Fragestellung führt zur Bewertung der derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen hinsichtlich deren Wirkungen auf die langfristige Einbindung des Biogas-Sektors in den Energiemärkten. Welche Leistungen und welche Arbeit sind im Energiesystem durch Biogas bei gleichbleibenden Bedingungen (ohne weitergehende Förderung) (bis 2030) überhaupt noch zu erwarten? Wieviel Anlagen würden denn im Umkehrschluss nach einer ersten Schätzung nicht mehr betrieben werden können? Welche Konsequenzen gibt es hier im Bereich der Nahwärmenetze, die bereits mit Biogaswärme betrieben werden, bzw. potenziell betrieben werden können (Planungen)?
- Auf der Basis der Einschätzung einer potenziellen Veränderung des Anlagenbestandes stellt sich – vor dem Hintergrund der Klimaziele des Bundes – die Frage der Auswirkungen auf die Treibhausgasemissionen, insbesondere dann, wenn ein signifikanter Rückgang des in Betrieb befindlichen Anlagenbestandes zu erwarten ist. Führt dies zu einer Erhöhung der THG-Emissionen, sind aus Sicht des Klimaschutzes weiterhin Förder-/Finanzierungsmechanismen zu diskutieren, die einen wirtschaftlichen und hochwertigen Weiterbetrieb der Anlagen ermöglichen.
- Welche zusätzlichen Effekte in anderen Umweltsektoren (u.a. Gewässerschutz, Biodiversität, Abfallwirtschaft) sind zu berücksichtigen?
- Im Hinblick auf die Ausgestaltung von weitergehenden Finanzierungsmechanismen für grundsätzlich sinnvolle, aber unter den derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen – nach Ende des EEG-Vergütungszeitraumes - wirtschaftlich nicht weiter betreibbaren Anlagen hat die IZES gGmbH bereits in (IZES, 2014)<sup>6</sup>

---

<sup>6</sup> IZES (2014): Beitrag der Bioenergie zur Energiewende. Studie im Auftrag des BBE

die Überführung der Biomasse in ein novelliertes KWKG diskutiert. Entsprechende Ansätze sollten daher im Rahmen der aktuellen Diskussionen zur Novellierung des KWKG nochmals aufgegriffen und im Kontext des Weiterbetriebes von Bestandsanlagen – auch im Hinblick auf die jeweilige Lenkungswirkung – präzisiert werden.

- Auch Wärme-basierte Lenkungsinstrumente außerhalb des KWKG wären ggf. eine grundsätzliche Möglichkeit zur Bestandssicherung für Biogasanlagen. Welche Mechanismen/Rahmenbedingungen können diesbezüglich z.B. über das EEWärmeG oder die ENEV umgesetzt werden?
- Welche weiteren Finanzierungsmechanismen sind grundsätzlich denkbar und wie sind diese einzuordnen? Denkbar wären hier beispielsweise Vorrangregelungen für Bioenergieanlagen in den Regelenergiemärkten zur weiteren Verringerung fossil-nuklearer Must-run-Anlagen oder Entlastungseffekte in den Netzen, die über die Netzentgelte vergütet werden könnten.
- Zurzeit werden - wie im EEG gefordert – auch Ausschreibungsmodelle für Biogas/Biomasse diskutiert. Dies erfordert eine besondere Betrachtung der damit verbundenen Möglichkeiten bzw. Modalitäten, v.a. aus Sicht des Klimaschutzes und der Gesamteffizienz im Kontext der Erbringung erforderlicher Systemdienstleistungen. U.a. stellt sich hier die Frage, ob bzw. inwieweit z.B. ökologische Standards (Nutzung von Reststoffen, Fruchtfolgen, Anbauverfahren, etc.) zum Bestandteil von Ausschreibungen werden können. Des Weiteren ist zu differenzieren zwischen (öffentlich-rechtlichen) Abfallanlagen (Co-Finanzierung durch Gebühren), welche zudem einen Entsorgungsauftrag haben und privatwirtschaftlichen Anlagen z.B. auf Energiepflanzenbasis. Hier ist aufgrund der Tangierung unterschiedlicher Rechtsbereiche insbesondere auf Rechtskonformität zu achten.

## 1.2 Vorgehensweise

Das Vorhaben wurde im Sinne einer Metaanalyse angelegt, um die (Forschungs-)Fragen und Argumente zu thematisieren und zu schärfen, die im Rahmen eines Nutzungskonzeptes für Biogasbestandsanlagen nach Ende des EEG-Vergütungszeitraumes im Sinne des Klimaschutzes und des effizienten Einsatzes von Biogas im Energiesystem zu berücksichtigen sind. Dabei wurden verschiedene Optionen auf der Basis einer Literatur- und Desktoprecherche unter Berücksichtigung eigener Erkenntnisse untersucht, die grundsätzlich in der Lage sind, Biogas im Kontext einer positiven Klimaschutzwirkung in Nutzung zu halten.

Durchgeführte Berechnungen basieren auf vier standardisierten Anlagen-Typen, welche als „typische“ Anlagen gelten können und damit einen Großteil vorhandener Nutzungskonzepte abdecken.

---

Im Rahmen des Projektes wurde zudem am 12.01.2016 ein Workshop unter Beteiligung von Wissenschaft und Bundes-/Landesbehörden (siehe Teilnehmerliste im Anhang I) durchgeführt, bei dem erste Ergebnisse der Untersuchungen zur Diskussion gestellt wurden (siehe Protokoll im Anhang II). Die Diskussionsbeiträge wurden im weiteren Verlauf des Projektes im Hinblick auf die Formulierung der Einschätzungen, Hypothesen und weitergehenden Forschungsfragen berücksichtigt.

## 2 Grundlagen

### 2.1 Allgemeine Einstufung der Biogasanlagen

In Biogasanlagen (BGA) wird durch die Fermentation von unterschiedliche Substraten (Mais, Gras, Gülle usw.) Biogas produziert, welches sich überwiegend aus Methan ( $\text{CH}_4$ ) und Kohlendioxid ( $\text{CO}_2$ ) zusammensetzt. Weitere Bestandteile sind Schwefelwasserstoff ( $\text{H}_2\text{S}$ ), Ammoniak ( $\text{NH}_3$ ), Wasserdampf ( $\text{H}_2\text{O}$ ), Stickstoff ( $\text{N}_2$ ), Sauerstoff ( $\text{O}_2$ ) und Wasserstoff ( $\text{H}_2$ ). Das produzierte Gas kann im Anschluss in mehreren Bereichen genutzt werden (siehe Abbildung 1). Dabei liegt der Schwerpunkt der Biogasnutzung im Bereich der Stromproduktion. So sind laut DBFZ 2015<sup>7</sup> ca. 7.800 Biogasanlagen der Vor-Ort-Verstromung zuzuordnen. Damit einhergehend ist die Produktion von Überschuss-Wärme, die in den meisten Fällen nur zum Teil genutzt wird. Es werden zudem 183 Biogasaufbereitungsanlagen genannt, welche über eine zusätzliche Gasaufbereitung Biomethan entweder in das Erdgasnetz einspeisen, oder dem Mobilitätssektor zur Verfügung stellen.

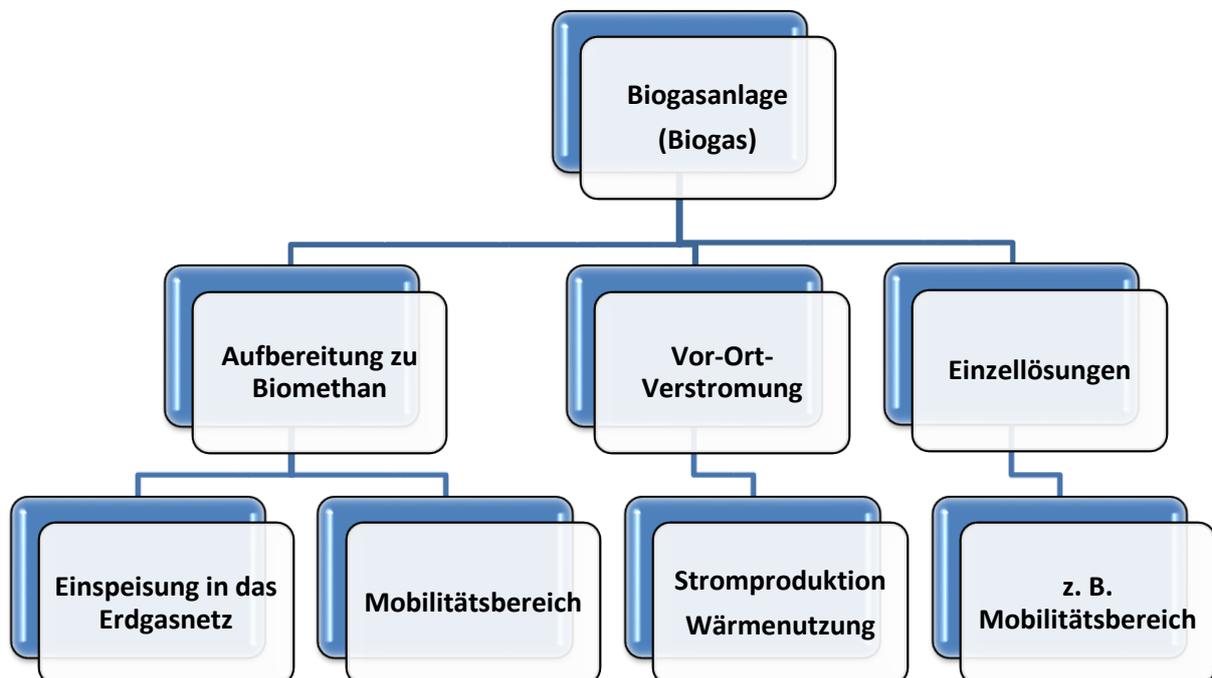


Abbildung 1: Nutzungsbereiche von Biogas.

<sup>7</sup> DBFZ (2015) Stromerzeugung aus Biomasse, Zwischenbericht Mai 2015, Deutsches Biomasseforschungszentrum, Leipzig S. 2

Neu hinzu kommen Ansätze zur Biomethanisierung bei der regenerativ erzeugter Wasserstoff (z.B. aus der Elektrolyse von EE-Überschussstrom) im Fermenter biochemisch in Methan überführt wird (Bindung von CO<sub>2</sub>).

Aufgrund der großen Anzahl von Biogasanlagen mit einer Vor-Ort-Verstromung fokussiert auch der vorliegende Bericht auf diesen Anlagentyp und betrachtet dessen Einfluss auf den Energiemarkt sowie auf weitere Umweltsektoren. Hierbei wird in der Zeitachse zunächst der gegenwärtige Bestand von Anlagen und deren Einfluss auf den Energie- und Umweltbereich beschrieben, um dann die möglichen Veränderungen in unterschiedlichen Szenarios zu ermitteln. Als ein mögliches Szenario wird in Betracht gezogen, dass die Biogasanlagen mit dem jeweiligen Ende des EEG-Vergütungszeitraumes zurückgebaut werden. Gleichzeitig wird keine signifikante Anzahl an Neubauvorhaben von Biogasanlagen angenommen - ein Trend, der sich bereits heute auf der Basis des EEG 2014 abzeichnet<sup>8</sup>. Ein weiteres Szenario betrachtet die Situation eines Zubaus von 100 MW installierter Leistung bei gleichzeitiger Koexistenz der Altanlagen, die aus dem EEG rausfallen, aber durch neue/ergänzende Finanzierungsmechanismen ertüchtigt und entsprechend länger als 20 Jahre betrieben werden.<sup>9</sup> Die zukünftige Rolle der Bioenergie in diesen Szenarien ist in den damit verbundenen Kontext zu stellen und neu zu bewerten.

*Insgesamt werden ohne weitergehende Maßnahmen bis 2025 wahrscheinlich mehr als 1.500 Biogasanlagen mit einer Leistung von über 630 MW<sub>el</sub> aus dem EEG-Vergütungssystem herausfallen. Das entspricht etwa 20 % der aktuell existierenden Anlagen und 17 % der derzeit installierten elektrischen Leistung (vgl. Abbildung 5). Damit geht – neben den potenziellen Effekten im Stromsystem - auch möglichen und existierenden **Wärmenutzungskonzepten** eine wichtige, günstige und THG-mindernde Wärmequelle verloren. Dies ist von besonderer Relevanz, da gerade in den letzten Jahren vor dem Hintergrund einer ökologischen und ökonomischen Optimierung bestehender Anlagenkonzepte in einem verstärkten Maße Investitionen im Bereich der Wärmenutzung getätigt wurden. Wärmenetze werden oftmals langfristig abgeschrieben und „überleben“ damit die Abschreibungen von Biogasanlagen.*

Die Kosten der Stromerzeugung aus Bioenergie waren in jüngster Zeit im Vergleich zu den Benchmarks Wind (on-shore) und PV relativ hoch, was angesichts der Strompreis-

<sup>8</sup> Bundesnetzagentur 2016

<sup>9</sup> Es werden 2 Varianten des 100 MW<sub>el</sub> Zubaus diskutiert. a) Bruttovariante: Aktuelle Anlagenleistung bzw. Anlagen bleiben bestehen und es werden 100 MW<sub>el</sub> zusätzlich zugebaut. b) Die Bestandsanlagen werden nach dem Auslaufen der jeweiligen EEG Förderung rückgebaut und in jedem Jahr werden separat 100 MW<sub>el</sub> neu gebaut.

diskussion in Deutschland zu teils sehr restriktiven Forderungen hinsichtlich der zukünftigen Ausgestaltung von Anreizinstrumenten zur Förderung der Bioenergie führt (siehe Novelle EEG 2014). Im Folgenden sollen beispielsweise der „Wert“ einer bedarfsgerechten Einspeisung und die Zuordnung der damit verbundenen Kosten ermittelt, bzw. die optimierenden Effekte insbesondere im Bereich des Klimaschutzes (z.B. Gülleproblematik) sowie in den Sektoren Abfall-/Kreislaufwirtschaft, Gewässerschutz, Entwicklung ländlicher Räume, etc. qualitativ betrachtet werden.

Vor dem Hintergrund einer „Brückenfunktion der Biomasse“ im Wärmebereich hin zu einer Wärmewelt mit nur niedrigem qualitativem und quantitativem Wärmebedarf sowie einer aus Effizienz­sicht zu fordernden stärkeren Verzahnung der Strom- und Wärmebereitstellung werden zudem Umsetzungsmöglichkeiten und Problemstrukturen aufgezeigt.

## 2.2 Beschreibung der untersuchten Anlagentypen

Das Projektvorhaben fokussierte vier Anlagentypen, die der annähernd repräsentativen Reflexion der aktuellen Situation der existierenden Biogasanlagen dienen. Basis der Auswertungen bildeten die Daten der Bundesnetzagentur, anhand derer die Biogasanlagenanzahl und die dazu gehörende installierte Leistung (Stand August 2015) ermittelt wurde.

Als Anlagentypen wurden zum einen Kleinbiogasanlagen bis 75 kW ausgewählt, da diese eine gesonderte Stellung in den EEGs einnehmen. So ist auch im EEG 2014 eine erhöhte Vergütung von Kleinanlagen vorgesehen. Gleiches gilt für Bioabfallanlagen, die ebenfalls in den ersten Vorentwürfen für das EEG 2016 eine gesonderte Stellung einnehmen. Für die Berechnungen wurde eine 800 kW Bioabfallanlage als Referenzanlage angenommen und weitere Werte von dieser abgeleitet.

Der größte Teil der bestehenden Biogasanlagen setzt sich aus Anlagen zusammen, die nachwachsende Rohstoffe (NawaRo) als Substrat verwenden und zum Teil eine Marktprämie erhalten bzw. klassisch konstant betrieben und nach dem jeweiligen EEG vergütet werden, in welchem mit der Einspeisung von Strom begonnen wurde. Für diesen Bericht wurde als Referenzanlage eine 500 kW Biogasanlage ausgewählt, die anhand der Werte des KTBL (2013 & 2016) berechnet wurde. Im Bereich der 500 kW Biogasanlage wird nochmal die Unterscheidung vorgenommen zwischen mit - und ohne Marktprämie. In der Tabelle 1 sind die vier Biogasanlagentypen nochmals aufgelistet.

Tabelle 1: Untersuchte Anlagentypen

Biogasanlage	Leistung [kW <sub>el.</sub> ]	Volllaststunde [h]	Wirkungsgrad <sub>el.</sub> [%]	Wirkungsgrad <sub>th.</sub> [%]	Eigenwärmebedarf [%]
Klein-/ Gülle-Anlage	75	7.800	39	38	35
NawaRo Anlage ohne Marktprämie	500	7.800	40	42	27
NawaRo Anlage mit Marktprämie	500	7.800	40	42	27
Bioabfallanlage	800	7.800	41	42	32

Die Angabe der Einsatzstoffe geschieht in Masse-Prozent, wovon Mais mit 60 % den größten Energielieferanten bildet. Weitere NawaRo sind Gras mit 10 % und GPS mit 5 %, zusätzlich finden in der Modellanlage Gülle und Futterreste mit 25 % Verwendung. Diese Angaben entsprechen auch den Befragungsergebnissen des DBFZ (2015)<sup>10</sup>. Bei Kleinbiogasanlagen setzt sich der Substratmix aus 80 % Gülle und 20 % Mais zusammen.

Bei der Gewinnung von Biogas aus Abfall wird für die späteren Berechnungen ein Ertrag von 110 m<sup>3</sup>/t FM angenommen.

Der Eigenwärmebedarf einer Biogasanlage ist stark von dem verwendeten Substrat und der Anlagengröße abhängig. Im EEG 2014 ist daher ein fixer Wert für den anrechenbaren Eigenwärmeverbrauch von 25 % festgelegt. Dahingegen sind die in der Praxis vorkommenden Bedarfswerte sehr unterschiedlich (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2: Spanne des Eigenwärmebedarfs von Biogasanlagen.

	Eigenwärmebedarf*	DBFZ (2015) <sup>11</sup>
<b>75 kW</b> Kleinanlage	35 %	18,4 % bis 52,1 % ⊖ 27,2 %
<b>500 kW</b> Biogasanlage (NawaRo)	25 %	
<b>800 kW</b> Bioabfallanlage	25 %	

\* Laut EEG 2014 anrechenbar auf Wärmenutzung.

<sup>10</sup> DBFZ (Deutsche Biomasseforschungszentrum (2015): Stromerzeugung aus Biomasse, Zwischenbericht Mai 2015, S. 3, Leipzig

<sup>11</sup> DBFZ (Deutsche Biomasseforschungszentrum (2015): Stromerzeugung aus Biomasse, Zwischenbericht Mai 2015, S. 2, Leipzig

## 2.3 Kostenansätze bei Biogasanlagen

Die Investitionskosten je Kilowatt installierter elektrischer Leistung einer Biogasanlage sinken mit der Zunahme der installierten Leistung (siehe Abbildung 2). Faktoren, die die Investition beeinflussen sind zum einen das zur Verfügung stehende Substrat. Als Beispiel sei hier Mais angeführt, der als schlechtes Transportgut mit zunehmender Entfernung zwischen Feld und Biogasanlage auch steigende Kosten verursacht. Des Weiteren hat sich in den letzten Jahren gezeigt, dass es in manchen Regionen sehr schnell zur Flächenverknappung kommen kann, weswegen die Pachtpreise zum einen sehr stark ansteigen und zum anderen erhöhte Transportwege in Kauf genommen werden müssen, um eine Anlage mit ausreichender Menge an Substrat zu versorgen. Hinzu kommt, dass die Transportkosten steigen, je geringer der energetische Gehalt je Tonne Frischmasse des jeweiligen Substrats ausfällt. Dies führt dazu, dass sich Gülle ohne eine Aufbereitung über weitere Strecken (i.d.R. > 20-35 km) als transportunwürdig erweist. Dies alles wirkt sich auf die Anlagengröße aus.

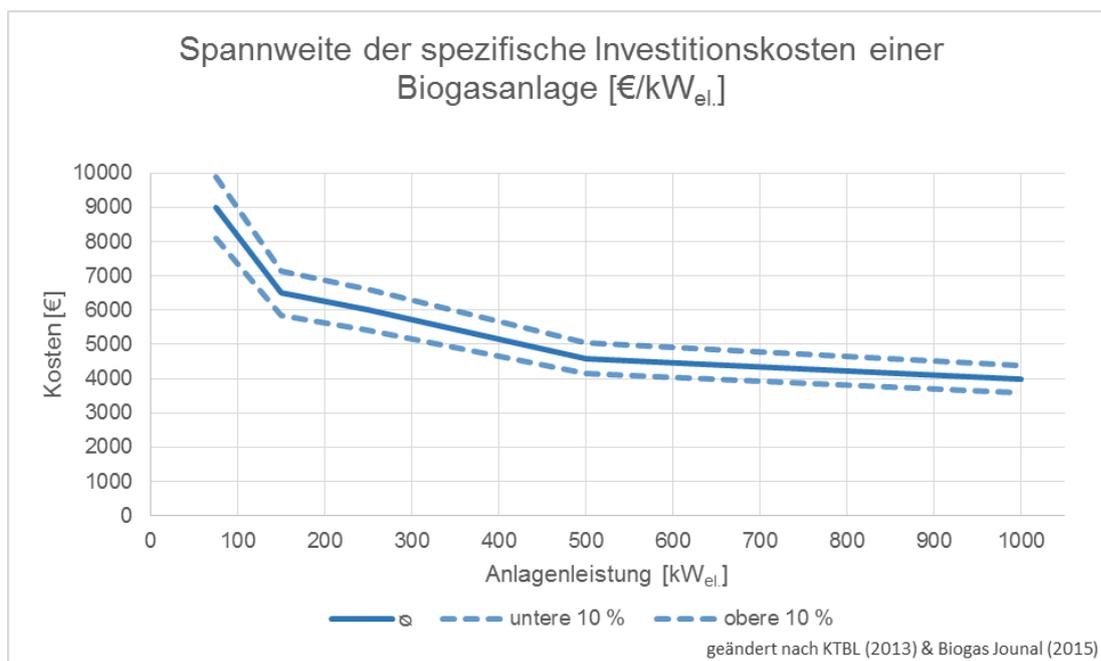


Abbildung 2: Spannweite der spezifischen Investitionskosten für eine Biogasanlage im Bezug zur installierten elektrischen Leistung. (eigene Darstellung, Daten KTBL (2013) und Biogas Journal (2015))

Neben den Investitionskosten und den damit einhergehenden fixen Kosten (u.a. Transporte) sind die variablen Kosten und darin insbesondere die Substratkosten für die Gesamtkosten einer Biogasanlage verantwortlich. Diese setzen sich wiederum aus dem Mix der einzelnen Produkte wie Mais, Gras, Gülle usw. zusammen. Mais ist hierbei auch weiterhin der Hauptbestandteil des Substrats für Biogasanlagen. Allerdings

unterliegen der Preis für Mais sowie die Pachtpreise starken regionalen Schwankungen (siehe Abbildung 3). Er wird zudem beeinflusst von der Ernte des jeweiligen Jahres. So beliefen sich die durchschnittlichen Substratkosten in Deutschland im Jahr 2015 für Silomais (frei Silo) auf 36,1 €/t FM (vgl. Tabelle 3).

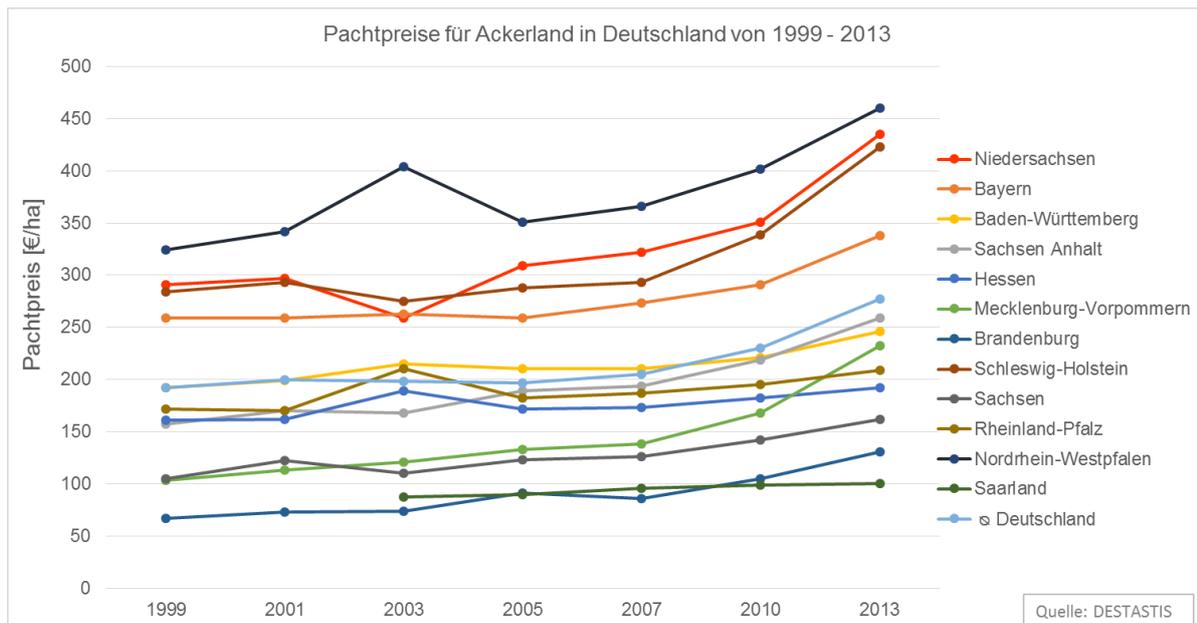


Abbildung 3: Pachtpreisentwicklung in Deutschland von 1999 bis 2013.

Tabelle 3: Durchschnittliche Substratkosten für Biogasanlagen in Deutschland von 2013 - 2015.

Mittlerer Preis frei Silo [€/t FM]	Silomais	Grassilage	Getreide-GPS	Gülle (unabhängig von der Tierart)
<b>2013</b>	34,6	24,2	36,5	4
<b>2014</b>	33,8	24,0	30,6	3,16
<b>2015</b>	36,1	29,5	38,0	*

\*Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung noch nicht vorhanden

Quelle: Fachverband Biogas (2016)

Die folgende Abbildung 4 präsentiert die variablen Kosten wie auch die fixen Kosten exemplarisch für eine 75 kW und eine 500 kW Anlage. Diese bewegen sich in einer hohen Bandbreite in Abhängigkeit der Größe der Anlage, des eingesetzten Substratmixes, der lokalen Lage und des Substratpreises.

In die Fixkosten fließen die Abschreibungs-, Zins- und Lohnkosten, so wie die Kosten für Versicherungen ein. Die variablen Kosten setzen sich aus den Substratkosten, der

Wartung und Reparatur, den Betriebsstoffen und den Laboranalysen zusammen.

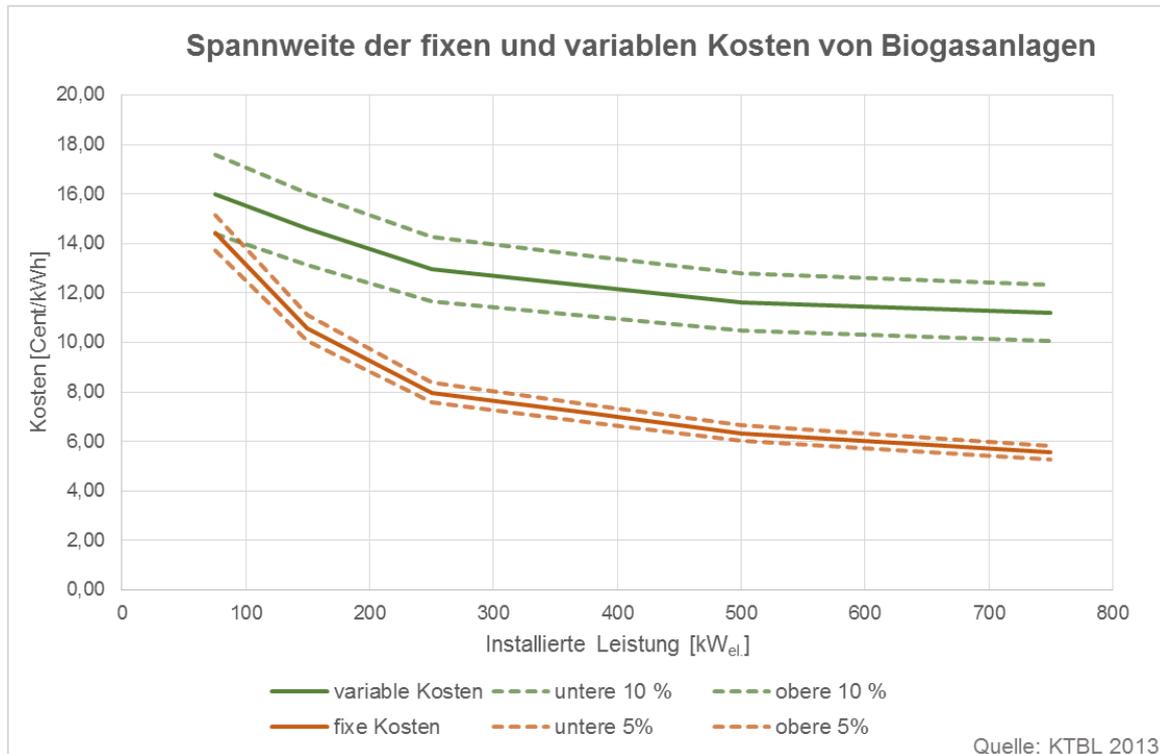


Abbildung 4: Spanne der fixen und variablen Kosten von Biogasanlagen in Bezug zur installierten Leistung.

## 2.4 Altbestandsanlagen

Bei Altbestandsanlagen setzt man in den meisten Fällen niedrigere Investitionskosten voraus als bei einer Neuanlage. Eine genaue Aussage über Altbestandsanlagen und deren Kosten bzw. nötige investive Maßnahmen zum Weiterbetrieb der Anlage kann nach heutigem Wissensstand nicht exakt getroffen werden. Angaben hierüber unterliegen daher Schätzungen. Darüber hinaus bilden exakte flächendeckende Angaben bezüglich des technischen Zustands deutscher Biogasanlagen bis heute ein Desiderat. Insbesondere bei Fermentern, Fahrsilos oder auch Leitungen hat sich in der Vergangenheit gezeigt, dass diese in der angestrebten Abschreibungszeit von 20 Jahren früher einer Sanierung unterzogen werden mussten. Diese Maßnahmen bis hin zu einer kompletten Ersetzung einzelner oder mehrerer Komponenten erhöht die fixen Kosten erheblich. Dahingegen sind Kosten für die Erschließung wie auch für die Infrastruktur in der Regel nach 20 Jahren abgeschrieben und fallen bei der späteren Kostenkalkulation nicht mehr ins Gewicht.

Je nach Art und Alter der Anlage muss – im Vergleich zu Neuanlagen - mit erhöhten Investitionen für eine Flexibilisierung bei Bestandsanlagen gerechnet werden. Die

---

Punkte für eine Bestandsanlage zu flexibilisieren fasst das UBA (2015)<sup>12</sup> folgendermaßen zusammen:

- Biogasspeicher
- Biogasstrecke und Biogasvorbehandlung
- BHKW
- Kommunikation
- Netzanschluss
- Wärmevergütung

Insbesondere bei einer gesicherten Wärmeversorgung angeschlossener Nutzer der bis dato produzierten Wärme ist mit erhöhten Investitionskosten zu rechnen, da bei der Flexibilisierung weiterhin eine **konstante Wärmeversorgung** sichergestellt werden muss. Dahingehend muss ein Wärmegenerator angeschafft werden, der im Maximalfall die gleiche Leistung aufweist wie das BHKW selbst. Generell bedürfen Teile wie BHKW, Rührwerk oder Messeinrichtungen eines Wechsels in einem konstanten Turnus, was sich in einer steigenden Leistungseffizienz der Anlage niederschlägt. Diese Investitionskosten weichen in diesem Bereich auch nicht von einer Neuanlage ab.

Bei aktueller Sachlage eröffnen sich nur eingeschränkte Kosteneinsparungen bezüglich der Fixkosten, außer es würde davon ausgegangen, dass die Bestandsanlagen in Deutschland alle in einem sehr guten Zustand wären und nur geringste Investitionen zum Weiterbetrieb getätigt werden müssten. Diesbezüglich liegen jedoch kaum Informationen vor, so dass lediglich grobe Schätzungen durchgeführt werden können. Bei der Annahme, dass bei einer 500 kW Anlage mit Marktprämie Fermenter, Nachgärer und Gärrestlager keine nennenswerte Reinvestitionen benötigen und natürlich die Planungskosten über die 20 Jahre abgeschrieben sind, sinken die Fixkosten um ca. 2 Cent/kWh bei einer Produktion von ca. 4 GW<sub>el.</sub>.

---

<sup>12</sup> UBA (2015) Fördervorschläge für Biogas- Bestandsanlagen im EEG, Dessau-Roßlau, 89/2015 S. 46

## 3 Zukünftige Entwicklungen

In dem folgenden Teil werden die Herausforderungen und zukünftigen Einflüsse auf die Biogasnutzung beschrieben und welche möglichen Folgen dies auf den Betrieb der in Deutschland stehenden Biogasanlagen hat.

### 3.1 Mögliche Entwicklung bei aktueller Gesetzeslage

#### 3.1.1 Anlagenbestand und installierte elektrische Leistung

In Deutschland werden zurzeit ca. 8.000 Biogasanlagen<sup>13</sup> mit dem Ziel der Stromproduktion betrieben (FNR, 2015). Sie unterteilen sich in unterschiedliche (technische) Anlagentypen wie auch unterschiedliche Größenklassen und Substrateinsätze. Kleinbiogasanlagen, die primär Gülle verwenden, sowie Bioabfallanlagen sind unter Berücksichtigung der aktuellen Vergütungsmechanismen sowie ergänzender Finanzierungsquellen (z.B. Abfallgebühr) auch weiterhin unter bestimmten Gesichtspunkten wirtschaftlich zu betreiben bzw. im Sinne eines Ausbaus neu zu errichten. Für alle anderen Anlagen hat das EEG 2014 dazu geführt, dass so gut wie keine neue Biogasanlage gebaut wurde (vgl. Kapitel 1.1). Dementsprechend würde die Beibehaltung der aktuellen Gesetzeslage in den kommenden Jahren bei einer unterstellten Ausschöpfung des 20-jährigen Vergütungszeitraumes zu einem starken Rückgang des Anlagenbestandes beginnend ab den Jahren 2023/2024 führen (siehe Abbildung 5).

---

<sup>13</sup> FNR(2015): Bestandsentwicklung Biogasanlagen, Mediathek <http://fnr.de/basisdaten/bioenergie/biogas.html>

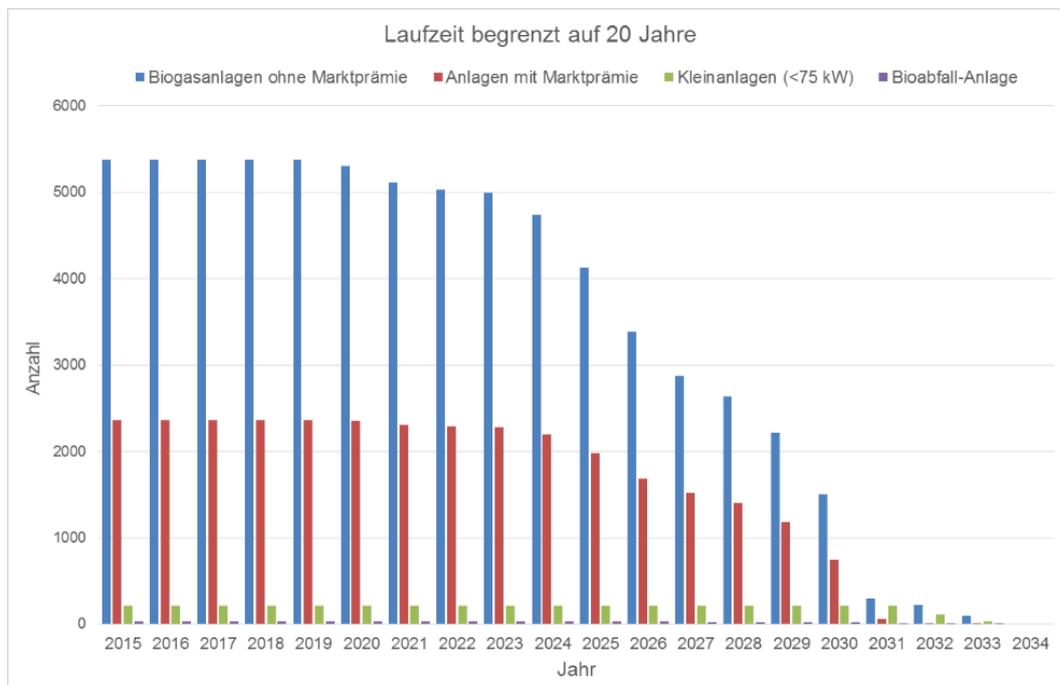


Abbildung 5: Entwicklung der Anzahl an Biogasanlagen bei einer 20 jährigen Nutzung (Eigene Darstellung auf Basis von Daten der Bundesnetzagentur 2015).

Die Anzahl der Biogasanlagen, die in den jeweiligen Jahren den Betrieb einstellen, ist von zentraler Bedeutung für die Landwirtschaft. So können in manchen Regionen in den Jahren 2025 bis 2030 pro Jahr größere Flächen frei werden, für die Konzepte für die Folgejahre vorhanden sein müssen, um agrarökologische und agrarökonomische Zielstellungen nicht zu gefährden (siehe Abbildung 25).

Für die Auswirkungen auf die Stromproduktion ist die Entwicklung der installierten elektrischen Leistung maßgebend. Diese ist in Abbildung 6 für vier Anlagentypen dargestellt. Die Reduktion der Anlagenanzahl korreliert dabei – naturgemäß - mit der Reduktion der Gesamtleistung von Biogasanlagen mit und ohne Marktprämie. Des Weiteren zeigt sich, dass Kleinbiogasanlagen und Bioabfallanlagen nur einen marginalen Anteil an der Gesamtanlagenleistung haben.

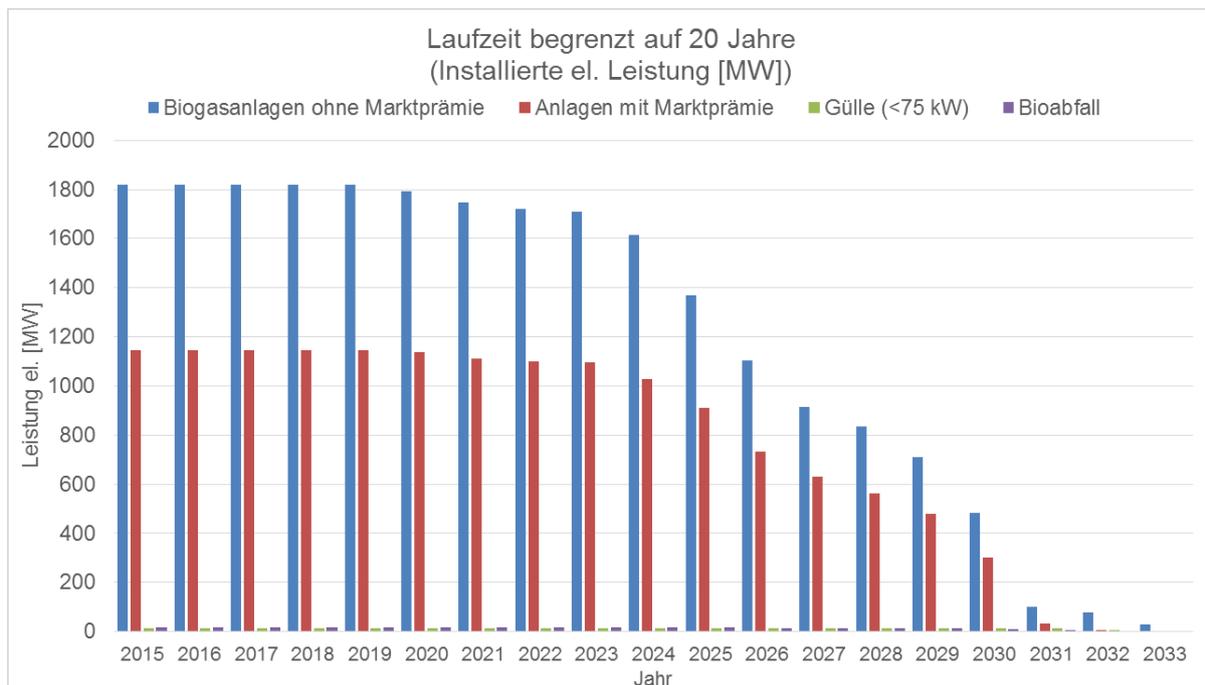


Abbildung 6: Abbau der installierten elektrischen Leistung von Biogasanlagen bei einer Laufzeit von 20 Jahren (Eigene Darstellung auf Basis von Daten der Bundesnetzagentur 2015).

Neben dem Auslaufen des EEG-Vergütungszeitraumes ergeben sich weitere Faktoren, die Anlagenbetreiber zu einer früheren Stilllegung ihrer Biogasanlage bewegen könnten. Dies betrifft insbesondere erforderliche Investitionen, die ggf. keine Refinanzierungssicherheit mehr genießen. Eine potenzielle Investitionsverpflichtung resultiert dabei aus der Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV). Nach dem aktuellen Vorentwurf vom Februar 2014 zur Novellierung der AwSV müssten die meisten Biogasanlagen ein zusätzliches Gärrestlager errichten, da die Lagerdauer ab dem Jahr 2020 von sechs auf neun Monate erhöht werden soll. Dies würde zu einem zusätzlichen Investitionsaufwand führen, der sich nicht mehr für jeden Anlagenbetreiber lohnt. In Abbildung 7 wurden anhand einer klassischen 500 kW NawaRo-Biogasanlage die zusätzlichen Kosten berechnet, die bei einem Lagerneubau unter Berücksichtigung des noch vorhandenen EEG-Vergütungszeitraumes entstehen würden. So liegen die zusätzlichen Kosten je Kilowattstunde und Jahr bei einem Ausstieg im Jahr 2024 beispielsweise bei 0,73 Cent.

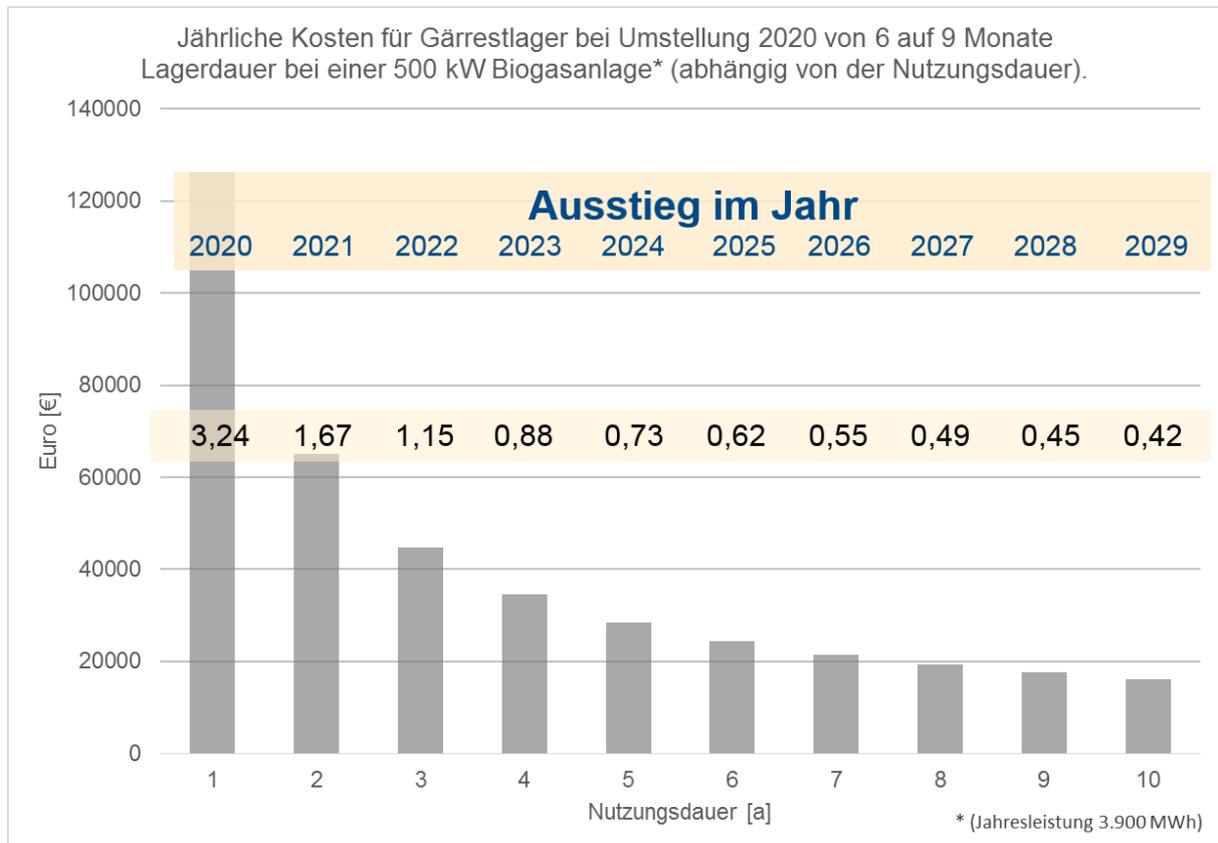


Abbildung 7: Zusätzliche Kosten bei der Erweiterung der Gärrestlagerkapazität ab dem Jahr 2020. (Eigene Darstellung auf Basis von Daten KTBL 2015)

Der Gefahr einer verfrühten Stilllegung einiger Biogasanlagen beschreibt auch Reinhold (2015). Zusätzlich zeigt er, dass das Substrat maßgebend an den Kosten für die Lagerkapazität beteiligt ist. Besonders Anlagen, die in hohen Maßen Gülle einsetzen, verlieren einen Großteil ihres Gewinns, denn im Vergleich zu Anlagen, die primär Substrat aus NawaRo verwenden, beansprucht Gülle bezogen auf die Kilowattstunde ein viel größeres Volumen (vgl. Abbildung 8).



Abbildung 8: Biogasertrag bezogen auf Kilogramm organische Trockenmasse ( $l_n/kg$  oTM).<sup>14</sup>

Eine potenzielle Alternative im Sinne einer Umgehung der Investition in eine Vergrößerung des Gärrestlagers bietet das Senken der Produktionsmenge an Strom der Biogasanlage und damit der Bemessungsleistung. Dadurch wird weniger Substrat benötigt, was wiederum in einem geringeren Gärrestanfall resultiert. Die Kommission Landwirtschaft beim Umweltbundesamt (KLU) (2013)<sup>15</sup> strebt einen erhöhten Einsatz von Gülle in Biogasanlagen an. Dagegen könnte aber eine Vorschrift zur Vergrößerung der Gärrestlagerung ein erhöhter Biomasseeinsatz (Mais & GPS) zur Folge haben. Grund dafür ist, wie bereits in Abbildung 8 gezeigt, dass Biomasse als Gärrest ein geringeres Volumen hat als Gülle, und so aus ökonomischer Sicht der Einsatz von Mais Vorteile haben kann. Je nach Substratmix und Biogasanlage kann dadurch ganz auf die Erweiterung des Gärrestla-

***Düngeverordnung (DVO) und Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV)***

*Derzeit wird in der DVO die Lagerung von Wirtschaftsdünger geregelt und die Lagerung von Gärresten ist in der AwSV festgelegt. Wenn bei der Novellierung der Verordnungen in beiden nicht die Lagerdauern angeglichen werden, kann es zur Folge haben, dass der Einsatz von Gülle in der Biogasproduktion ökonomisch uninteressant wird.*

<sup>14</sup> Eigene Darstellung nach KTBL (2013) Faustzahlen Biogas, Darmstadt und KTBL (2015) Taschenbuch Landwirtschaft

<sup>15</sup> KLU (2013): Biogaserzeugung und –nutzung: Ökologische Leitplanken für die Zukunft, Kommission Landwirtschaft beim Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau S. 21

gers verzichtet werden. Unter diesen Gesichtspunkten bildet speziell bei großen Anlagen der Güllebonus<sup>16</sup> im Bezug zu den Investitionskosten keinen Anreiz mehr.

### 3.1.2 Wärmenutzung

Neben Strom wird auch Wärme von den Biogasanlagen zur Verfügung gestellt. Biogas (inkl. Biomethan) stellten dabei 2015 einen Anteil von 10,3 % (ca. 16 Mrd. kWh)<sup>17</sup> der verbrauchten Wärme aus erneuerbaren Energien dar. Im Gegensatz zu Biomethan, das in erster Linie in das Erdgasnetz eingespeist wird<sup>18</sup> (ausgenommen der Mobilitätssektor), ist bei der Nutzung von Biogas bislang die Gewinnung von Strom das primäre Ziel. Entsprechend wurden insbesondere die Biogasanlagen der früheren Generationen geplant, was zur Folge hat, dass nicht immer die komplette zur Verfügung stehende Wärme außerhalb der Anlage genutzt werden kann. Zudem existiert eine große Bandbreite möglicher Biogasanlagen-Konzepte in Bezug auf den Eigenwärmebedarf. Dies ergibt sich zum einen durch die Abhängigkeit vom eingesetzten Substrat. So benötigen Anlagen, die einen hohen Anteil an Gülle haben, mehr Wärme, um die Biologie im Fermenter aufrecht zu erhalten, als Anlagen mit einem höheren NawaRo-Anteil. Zusätzlich besitzt die Größe der Fermenter (Verhältnis Volumen zur Oberfläche) einen Einfluss auf den Wärmebedarf. Über das Jahr gesehen ist der Wärmebedarf im Winter naturgemäß am höchsten (vgl. Abbildung 28) und führt bei kleinen Gülleanlagen dazu, dass der größte Teil der produzierten Wärme in den Eigenbedarf fließt. Durch eine angepasste Fütterung - im Winter mehr feste Substrate und im Sommer mehr flüssige Substrate - kann dies etwas abgepuffert werden (Knauer et al. 2015)<sup>19</sup>. Dennoch bedarf es hinsichtlich der weitest gehenden Nutzung der Überschuss-Wärme der Erstellung angepasster Wärmekonzepte, welche die Charakteristik der jeweiligen Biogasanlage berücksichtigen. Für den Winter besteht die Möglichkeit, durch zusätzliche Wärmeproduzenten das Defizit, das die Biogasanlage nicht abdeckt, auszugleichen.

Aufgrund der unterschiedlichen Unterstützungen der Wärmenutzungen in den einzelnen EEG und der bereits beschriebenen technischen Herausforderungen hat sich über die letzten Jahre eine sehr heterogene Verteilung der Wärmenutzung bei Biogasanla-

---

<sup>16</sup> EEG 2009 Anlage 2 Nr. VI

<sup>17</sup> AGEE (2016): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2015, Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik. [http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/entwicklung\\_der\\_erneuerbaren\\_energien\\_in\\_deutschland\\_im\\_jahr\\_2015.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=12](http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/entwicklung_der_erneuerbaren_energien_in_deutschland_im_jahr_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=12) 06.04.2016 16:34

<sup>18</sup> FNR (2011): Vielfältige Nutzung von Biogas, <https://mediathek.fnr.de/grafiken/pressegrafiken/vielfaltige-nutzung-von-biogas.html>

<sup>19</sup> Knauer et al. (2015): Direktvermarktung des Rohbiogases- Alternative zur EEG-Vergütung für Neu- und Bestandsanlagen, Biogas Journal 5/2015, S. 68 - 73

gen ergeben. Dabei reicht das Spektrum von reiner Eigenwärmenutzung für den Fermenter bis hin zu kompletten Wärmenutzungskonzepten. Insbesondere durch die in den letzten Jahren massiv durch die Bundesregierung geförderte Erstellung von kommunalen Klimaschutzkonzepten wurde eine Basis für die Entwicklung leitungsgebundener Wärmeversorgungskonzepte mit Einbindung von Biogasanlagen gelegt. In Baden-Württemberg wurden beispielsweise 2013 zwischen 30 und 50 Prozent der nutzbaren Biogaswärme verwertet. In einer im Rahmen des Projektes durchgeführten eigenen Umfrage bestätigten die meisten Anlagenbetreiber, den größten Teil der produzierten Wärme zu nutzen. Ab dem EEG 2012 müssen neu installierte Biogasanlagen eine Mindestwärmenutzung von 60 % nachweisen<sup>20</sup>.

Eine bereits vorhandene, sehr effiziente Wärmenutzung bei Altanlagen kann dazu führen, dass bei der Umstellung auf eine Flexibilisierung erhöhte Kosten im Bereich der Investition für die – sowohl interne als auch externe Wärmebereitstellung z.B. durch größerer Wärmespeicher entstehen.

Die folgende Abbildung 9 präsentiert die aktuell geschätzte und die maximal mögliche genutzte Wärmeleistung der Biogasanlagen bezogen auf den Anlagenbestand in seiner möglichen Entwicklung. Der Eigenwärmebedarf ist mit einberechnet und stellt damit ca. 60 % der aktuell genutzten Wärme da.<sup>21</sup> Hierbei handelt es sich um die Anlagen, deren Produktionszweig primär auf die Gewinnung von Strom ausgelegt ist. Ausgeschlossen sind dabei die Produktion von Strom aus Biomethan sowie Altholzanlagen bzw. feste Biomasse. Insgesamt zeigt sich, dass durchaus ein Potenzial an ungenutzter Wärme vorhanden ist, das zum Teil genutzt werden kann. Eine komplette Wärmenutzung ist allerdings aufgrund der zuvor genannten Gründe und den zum Teil sehr dezentral gelegenen Biogasanlagen aktuell nur mit einem hohen Aufwand (z.B. saisonale oder mobile Wärmespeicher) möglich. Ab dem Jahr 2024 zeichnet sich – konform zu den Angaben im Bereich der elektrischen Leistung - ein deutlicher Rückgang der Wärmeleistung ab (vgl. Abbildung 6). Durch eine optimierte Wärmenutzung könnte das Wärmedefizit zeitlich verschoben werden, würde dann aber ca. drei Jahre später zu einem noch schnelleren Abfall der Wärmeleistung führen (siehe Abbildung 9). Wohngebäude, Stallungen, Wärmenetze oder öffentliche Gebäude müssten dann mit alternativen Mitteln versorgt werden. Das Ziel, zu diesem Zweck nicht auf fossile Energieträger zurückzugreifen, erhöht dabei nochmals den Druck auf die restlichen erneuerbaren Energieträger. Auf Grund der schon existierenden Diskussion zu Flächenkonkurrenzen kann nicht damit gerechnet werden, dass auf den freiwerdenden Flächen Biomasse zur thermischen Wärmeerzeugung (z.B. KUP) angebaut würde. Mögliche Alternativen wie die Nutzung von Strom zur Wärmegewinnung resultieren allerdings

<sup>20</sup> EEG 2014 § 27 Abs. 4 Nr. 1, Kleinanlagen mit 80 % Gülleinput ausgenommen

<sup>21</sup> AGEE Stat (2016): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin

darin, dass der Ausbau an Windanlagen und Photovoltaik wesentlich über die derzeitigen Ansätze hinaus steigen müsste. Auch bei der Nutzung von oberflächennaher Geothermie würde zeitgleich durch die Pumpen ein erhöhter Strombedarf entstehen, zudem bietet sie nicht in allen Regionen Deutschlands eine sinnvolle oder gar umsetzbare Alternative.

Ein weiterer möglicher Energieproduzent für Wärme stellt die Forstwirtschaft da. Diese kann jedoch bereits heute in einigen Regionen keine zusätzlichen Potenziale bereitstellen (Wern et al., 2013).

Die genannten Beispiele zeigen, dass die Kombination zwischen der Wärmenutzung und der Stromproduktion zusammen untersucht werden muss. Hierbei ist aus Stromsicht kritisch anzumerken, dass die durch das Auslaufen des EEG's wegfallende regenerative Wärme durch Stromwärme ersetzt werden könnte, was wiederum ein verstärkter Bedarf an regenerativem Strom zur Folge haben könnte.

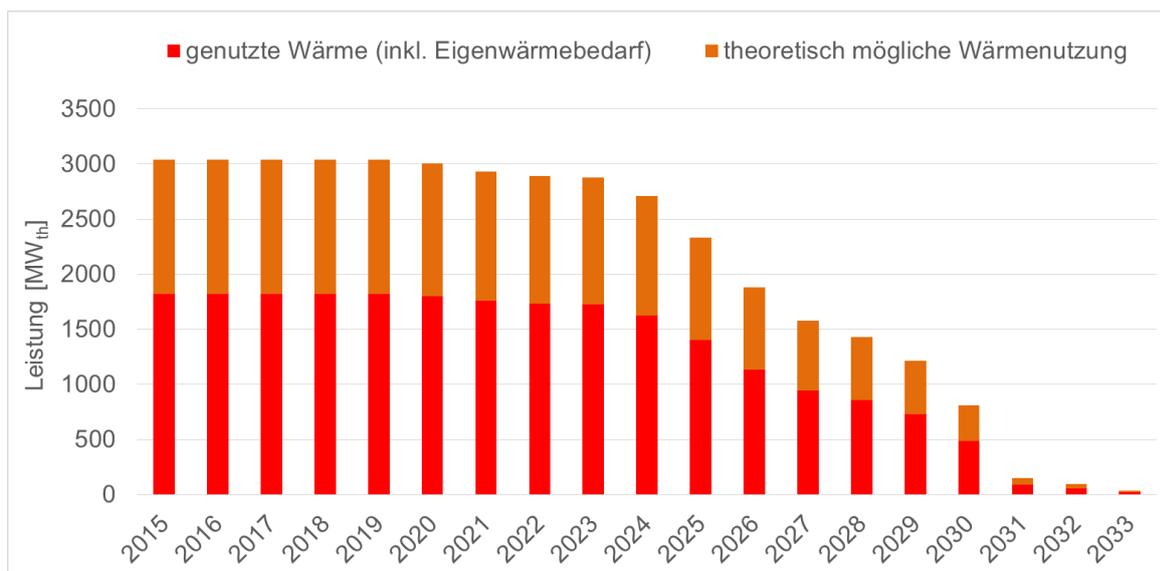


Abbildung 9: Wärmeleistung von Biogasanlagen und der Rückbau der Wärmeleistung bei einer Stilllegung nach 20 Jahren. (eigene Berechnung)

## 3.2 Bestandssicherung und Zubau

### 3.2.1 Anlagenbestand und installierte elektrische Leistung

Davon ausgehend, dass die Ziele der Energiewende sicher erreicht werden sollen, stellt die Ausschöpfung der im EEG 2014 festgeschriebenen Zubau-Obergrenze von 100 MW<sub>el.</sub> im Bereich Biomasseanlagen – zumindest noch für die nächste Dekade - eine Notwendigkeit dar (IWES 2016, IZES et al. 2016). In der anstehenden Novellierung des EEG wird die Deckelung des Zubaus in der bisherigen Form beibehalten. In den letzten beiden Jahren hat sich jedoch gezeigt, dass durch die geringe Vergütung

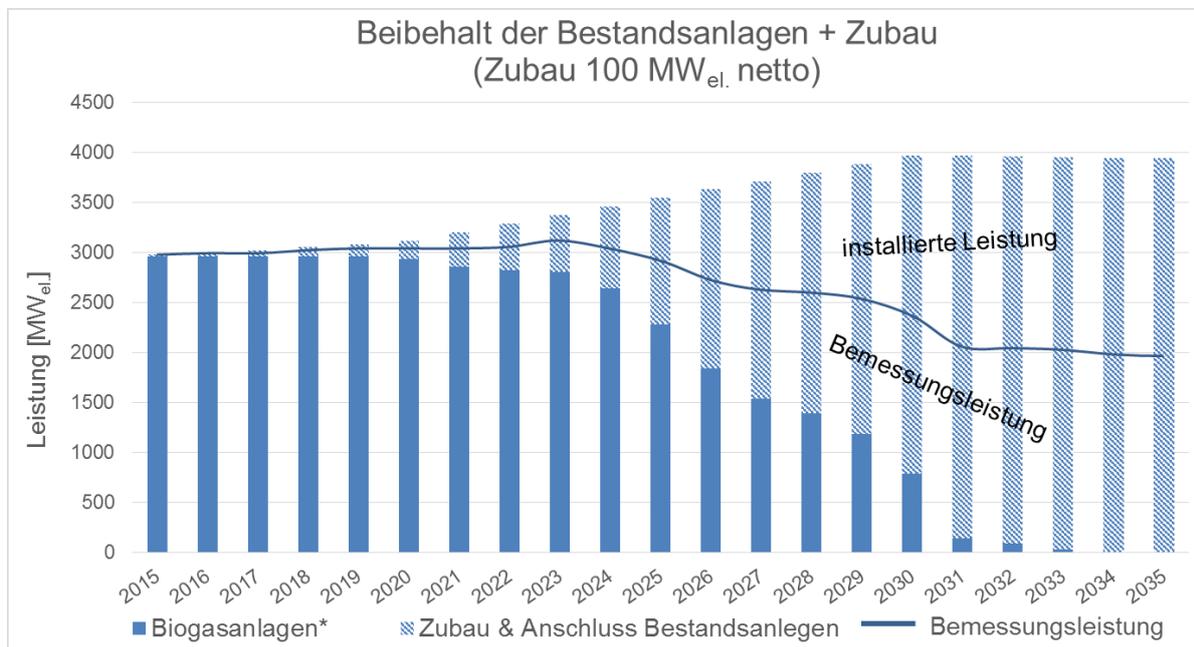
des Zubaus 2015<sup>22</sup> das gesteckte Ausbauziel bei weitem nicht erreicht werden konnte (2015: 17 MW<sub>el.</sub> installierte Leistung). Die Abbildung 10 und die Abbildung 11 veranschaulichen daher, welche theoretischen Möglichkeiten existieren, wenn ein Ausbau der Biogasanlagen in der vorgesehenen Form stattfinden würde. In der Abbildung 10 wird eine zukünftige Entwicklung von Biogasanlagen gezeigt, in der die Bestandsanlagen mit der jeweils installierten Leistung beibehalten werden, jedoch keine Überbauung stattfindet und ein zusätzlicher Ausbaukorridor von 100 MW<sub>el.</sub> unterstellt wird. Bei gleicher installierter Leistung sinkt jedoch die aktuelle Bemessungsleistung (und damit der Flächenbedarf), da ab dem EEG 2014 eine implizierte Verpflichtung zu einem quasi doppelten Leistungsüberbau besteht.

In der Abbildung 11 werden die Biogasanlagen, die aus dem EEG fallen, bei Beibehaltung der bisherigen Bemessungsleistung mittels doppelter Überbauung ersetzt und der Ausbaukorridor von 100 MW<sub>el.</sub> wird analog zu Abbildung 10 ergänzt. Das hat zur Folge, dass sowohl die installierte Leistung als auch die Bemessungsleistung ansteigt und dadurch ein erhöhter Flächenbedarf zur Versorgung der Anlagen mit Substrat nötig ist. Dabei wird in beiden Abbildungen für die Jahre 2015 bis 2020 nur ein geringer Ausbau veranschlagt, da aktuell die Anreize zur Investition in Neuanlagen so gering sind, dass in diesem Zeitraum das Ausbauziel wahrscheinlich nicht zu erreichen ist. Hinzu kommt, dass selbst bei einem starken Anreiz, beispielsweise durch eine Neufassung des EEG und einem daraus resultierenden erneuten hohen Ausbau im Bioenergiebereich, immer noch widrige Begleitumstände wie Baugenehmigungen, der Bau selbst und das Beschaffen von Substraten zu lösen sind. Hierfür sind je nach Anlagenkonzept bis zu drei Jahre notwendig. Des Weiteren muss bedacht werden, dass Biogasanlagen neben beispielsweise Altholzkraftwerken nur einen Teil der Biomasseverwertung ausmachen und so nur prozentual bei dem Ausbau von 100 MW anzurechnen sind. Auch die Mittelfristprognose im Auftrag der ÜNB von 2015<sup>23</sup> prognostiziert im Bereich der Biomasse nur ein sehr geringes Wachstum für die Jahre 2016 bis 2020. Dabei liegt der prognostizierte Zuwachs bei 15 MW<sub>el.</sub> pro Jahr.

Anmerkung: Die in den Abbildungen dargestellten Entwicklungspotenziale stellen im Kontext der jeweiligen Ansätze dabei Maxima dar, da unterstellt wird, dass alle Bestandsanlagen grundsätzlich erhaltenswert, d.h. effizient sind und nachhaltig betrieben werden. Der mit einer Festlegung von Rahmenbedingungen für den Weiterbetrieb von Anlagen mögliche „Reinigungsprozess“, bei dem ineffiziente und nicht nachhaltige Konzepte nicht mehr weiter verfolgt werden können, wird im Rahmen der hier durchgeführten Betrachtung zunächst ausgeblendet.

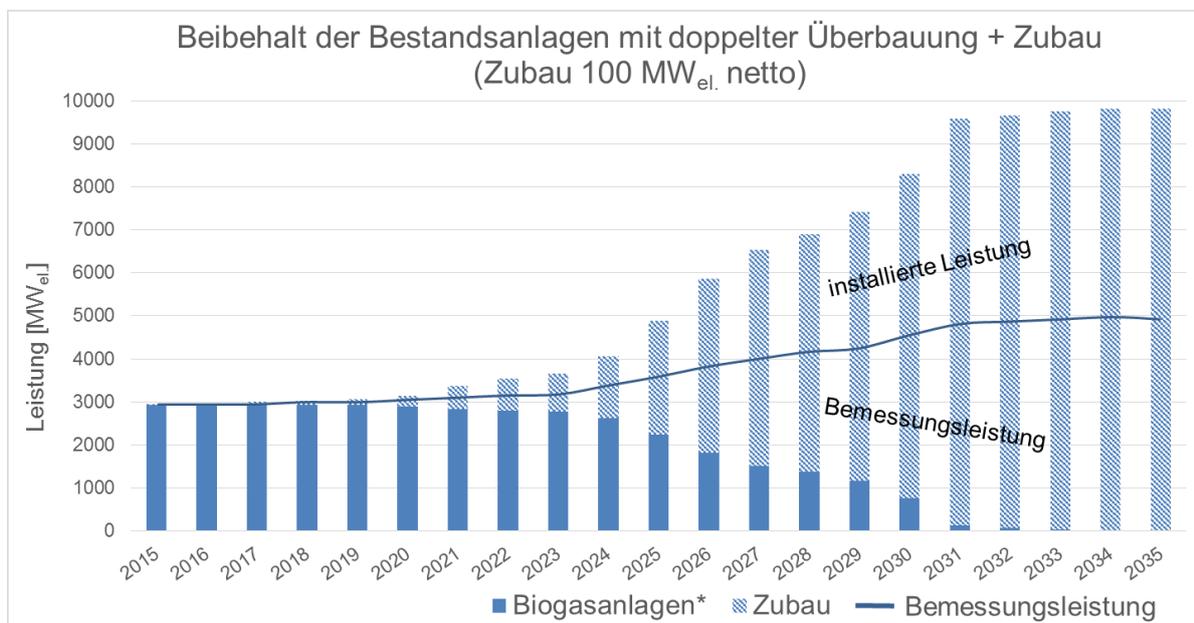
<sup>22</sup> Bundesnetzagentur 2016

<sup>23</sup> P3 Energy & Storage (2015): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2016 bis 2020, Aachen



\*für Studie ausgewählte Biogasanlagen

Abbildung 10: Möglicher Zubau von Biogasanlagen bei Erhalt des Altbestands (keine Überbauung) und einem Zubau von 100 MW im Bereich Biomasseanlagen. (Eigene Darstellung auf Basis von BNETZA, 2015)



\*für Studie ausgewählte Biogasanlagen

Abbildung 11: Möglicher Zubau von Biogasanlagen bei Erhalt des Altbestands (mit doppelter Überbauung) und einem Zubau von 100 MW im Bereich Biomasseanlagen. (Eigene Darstellung auf Basis von BNETZA, 2015)

In unterschiedlichen Foren<sup>24</sup> wird diskutiert, ob in der festgelegten Zubau-Obergrenze von 100 MW weiterbetriebene Altanlagen mit inbegriffen sein sollen, oder ob es sich hier um einen reinen Zubau von Neuanlagen handelt und die Altanlagen zusätzlich ersetzt werden sollten (Brutto-Netto-Diskussion)<sup>25</sup>. Während in Abbildung 10 ein Zubau von 100 MW<sub>el.</sub> ausschließlich durch Neuanlagen bei gleichzeitigem Erhalt der Bestandsanlagen<sup>26</sup> mit ihrer aktuell installierten Leistung dargestellt wird (Netto-Ansatz), zeigt Abbildung 12 den Rückbau von Biogas-Bestandsanlagen nach dem Betrieb von 20 Jahren und den 100 MW-Zubau von Neuanlagen bzw. weiterbetriebenen Bestandsanlagen (Brutto-Ansatz). Der Zubau würde bis ins Jahr 2024/25 insgesamt zu einer leichten Steigerung der installierten Leistung im Biogasbereich führen, danach fiel allerdings über einen längeren Zeitraum der Rückbau stärker aus als der Zubau von 100 MW. Ab dem Jahr 2034/35 läge der Anlagenbestand dann bei einer installierten Leistung von ungefähr 900 Megawatt<sub>el.</sub>. Das DBFZ (2016) kommt in seiner Studie zur Biomasse im EEG 2016<sup>27</sup> auf eine installierte Leistung im Jahr 2035 von rund einem Gigawatt<sub>el.</sub>, da in der Studie die gesamte Biomasse betrachtet wird. Unter der Berücksichtigung des Anteils der Biogasanlagen ist das Ergebnis der DBFZ Studie mit der hiesigen zu vergleichen.

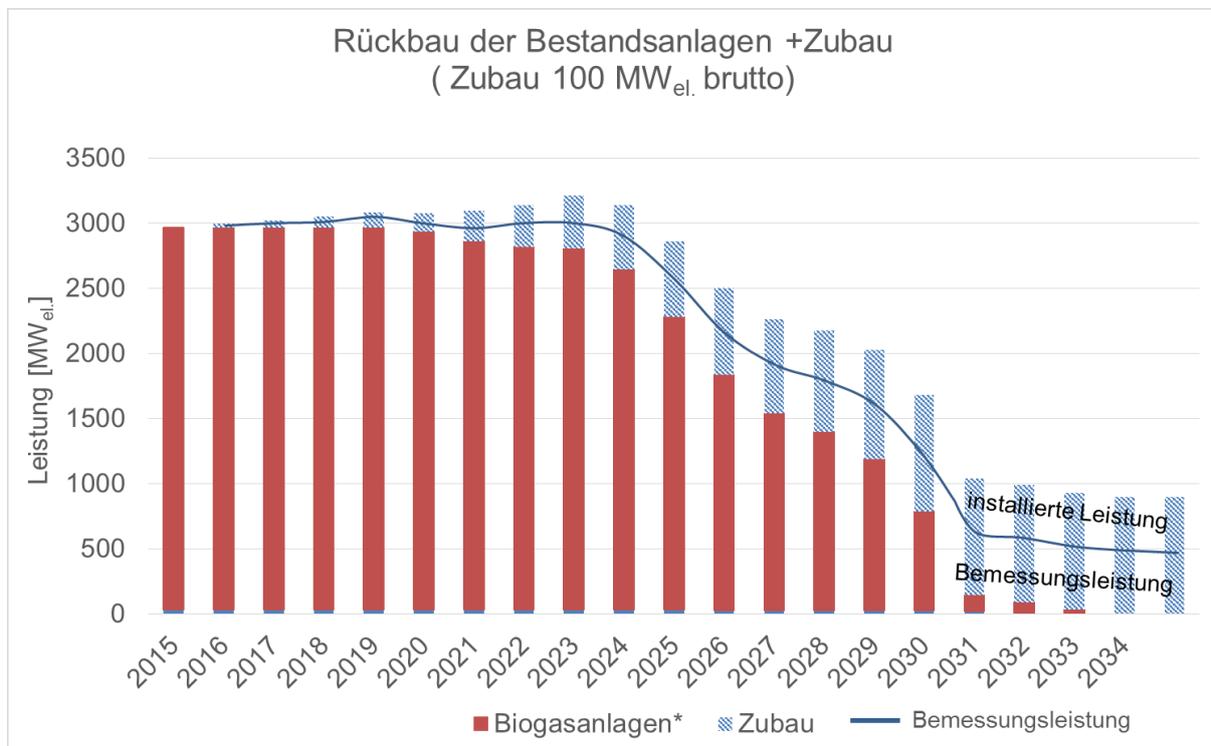
<sup>24</sup> Siehe z.B.: Eckpunkte zu einem Ausschreibungsmodell für Biomasseanlagen im EEG 2016 der Bundesländer Rheinland-Pfalz, Thüringen und Bayern, Februar 2016

<sup>25</sup> Bruttovariante: der Ausbaukorridor von 100 MW<sub>el.</sub> beinhaltet sowohl weiterbetriebene Bestands- als auch zusätzliche Neuanlagen.

Nettovariante: der Ausbaukorridor von 100 MW<sub>el.</sub> bezieht sich nur auf Neuanlagen; die Leistung des Anlagenbestandes soll unabhängig davon erhalten bleiben (z.B. Länderposition: Rheinland-Pfalz, Thüringen, Bayern)

<sup>26</sup> der Erhalt aller Bestandsanlagen ist aus Gründen der Nachhaltigkeit angesichts vorhandener Fehlentwicklungen in der Vergangenheit nicht anzustreben; dies wird im Rahmen der hier vorliegenden Betrachtungen allerdings ausgeblendet.

<sup>27</sup> DBFZ (2016): Biomasse im EEG 2016, Hintergrundpapier zur Situation der Bestandsanlagen in den verschiedenen Bundesländern, Deutsches Biomasseforschungszentrum, Leipzig, S. 2



*\*für Studie ausgewählte Biogasanlagen*

Abbildung 12: Möglicher Zubau von Biogasanlagen bei gleichzeitigem Rückbau der Bestandsanlagen.  
(Quelle: BNETZA, 2015)

### 3.2.2 Wärmenutzung

Wie bereits in Abbildung 9 dargelegt, ist neben der primären Betrachtung der bereitgestellten elektrischen Leistung auch die Wärmenutzung von zentraler Bedeutung bei der Biomassenutzung in Biogasanlagen. Abbildung 13 veranschaulicht eine potenzielle Entwicklung der Wärmeproduktion, die an die Entwicklung der elektrisch installierten Leistung gemäß Abbildung 10 angegliedert ist. Hierbei wird gezeigt, dass auch hier durch den möglichen Zubau das Absinken der Leistung nur um ca. 3 Jahre verzögert wird. Danach bedarf es allerdings neuer Lösungen, um diesen Leistungsverlusts durch andere regenerative Energieträger zu kompensieren.

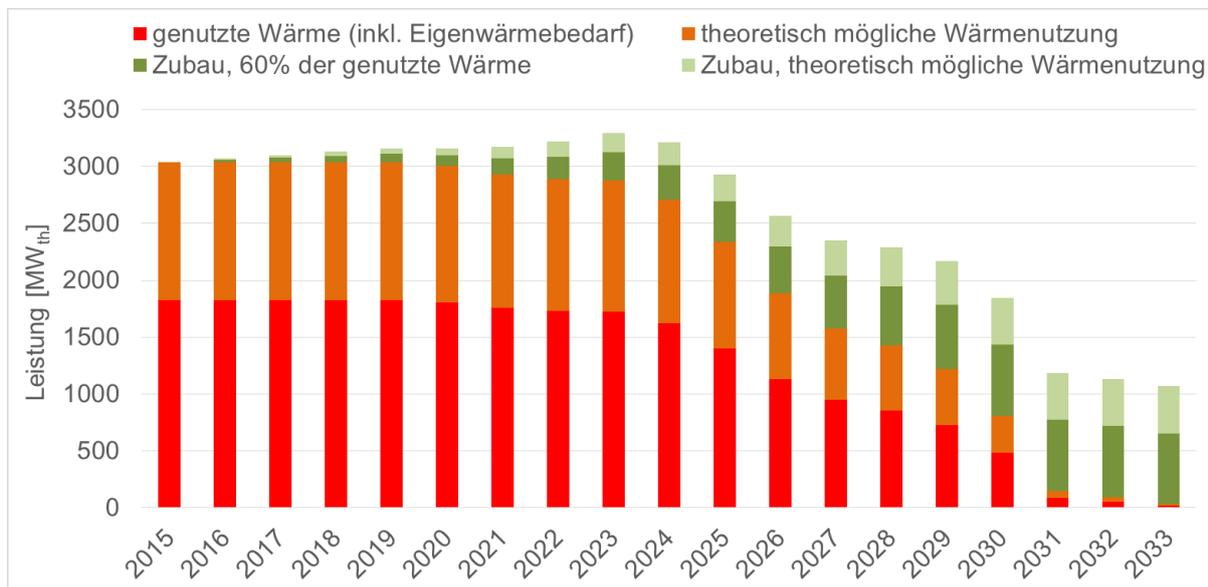


Abbildung 13: Tendenzielle Darstellung der Wärmeleistung von Biogasanlagen bei einem Rückbau der Bestandsanlagen und einem Zubau von 100 MW<sub>el.</sub> bei Biomasseanlagen. Theoretische Wärmenutzung inklusive des Eigenwärmeverbrauchs und einer Nutzung von 60% der produzierten Wärme (inkl. Eigenbedarf).

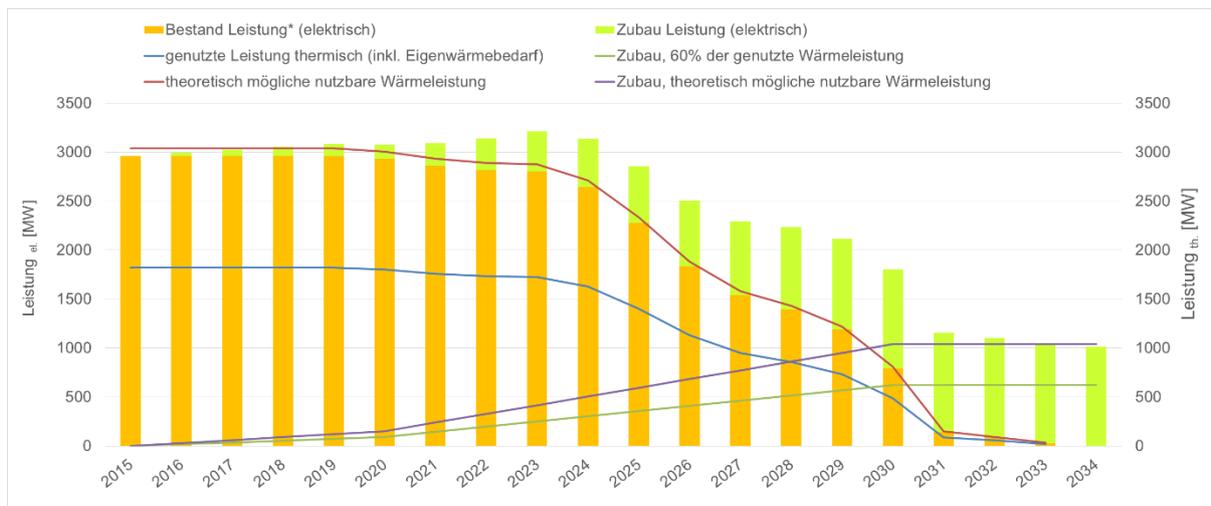
### 3.2.3 Gesamtschau – Strom und Wärme

Bei einer gesamtenergetischen Betrachtung steht den in dieser Studie untersuchten Biogasanlagen eine Gesamt-Leistung zwischen 5.000 und 6.000 MW zur Verfügung. Diese Leistung würde in der Bruttovariante bei einer – derzeit nicht abgesicherten Ausschöpfung – des 20-jährigen EEG-Vergütungszeitraumes in den nächsten Jahren noch ansteigen, da in diesem Zeitraum unter der vorgenannten Prämisse noch nicht mit wesentlichen Betriebsstilllegungen im Bereich der Bestandsanlagen zu rechnen ist. Besonders deutlich veranschaulicht Abbildung 14, dass die verfügbare Leistung ab 2024 und besonders ab dem Jahr 2029 signifikant rückläufig ist. Ab 2035 steht dann nur noch ein Drittel der ehemaligen Leistung zur Verfügung. In dem Hintergrundpapier des DBFZ (2016) wird ein vergleichbares Szenario hergeleitet, allerdings bezieht sich der Bericht nur auf die installierte elektrische Leistung. Wenn davon ausgegangen werden kann, dass bei größeren BHKW die Stromkennzahl bei ca. 0,95 liegt, dann stehen auch laut dieser Studie ab 2035 nur noch ca. 2.000 MW Gesamt-Leistung<sup>28</sup> zur Energiegewinnung zur Verfügung.

Insbesondere die Kombination aus den beiden Energieformen Strom und Wärme verdeutlicht, welches hohe Potenzial bei einem Rückbau der Biogasanlagen verloren

<sup>28</sup> Die installierte elektrische Leistung liegt im Jahr 2035 nach dieser Studie bei rund 900 MW.

geht. Kapitel 6.1.6 betrachtet diesbezüglich die Auswirkungen des Rückbaus der Biogasanlagen auf den Strommarkt. In den Berechnungen noch nicht enthalten ist das potenzielle Defizit an Wärmeenergie. Selbst bei der Annahme, dass nur 35 % der insgesamt produzierten Wärme außerhalb der in der Studie betrachteten Biogasanlagen genutzt werden, so summiert sich dies auf ca. 8 TWh<sub>th</sub> im Jahr. In Bezug auf die Gesamtbiomasse (Altholz, Biomethan,...) würde dies bei ca. 13 TWh<sub>th</sub> liegen<sup>29</sup>.



\*für Studie ausgewählte Biogasanlagen

Abbildung 14: Aktuelles Leistungspotenzial von Biogasanlagen bei gleichzeitiger Strom- und Wärmenutzung. (Quelle: BNETZA, 2015)

### 3.3 Ergebnisse einer stichprobenartigen Umfrage

In einer für das Projekt gestarteten – nicht repräsentativen – Umfrage (vgl. Anhang III) haben 79 Biogasanlagenbetreiber geantwortet und sich zu Fragen über die Zukunft ihrer jeweiligen Anlage geäußert. Die Betreiber stammen zum überwiegenden Teil aus Norddeutschland und betreiben im Durchschnitt Biogasanlagen mit einer elektrischen Leistung zwischen 500 kW und einem Megawatt (vgl. Abbildung 15).

<sup>29</sup> DBFZ (2016): Biomasse im EEG 2016, Hintergrundpapier zur Situation der Bestandsanlagen in den verschiedenen Bundesländern, Deutsches Biomasseforschungszentrum, Leipzig, S. 2

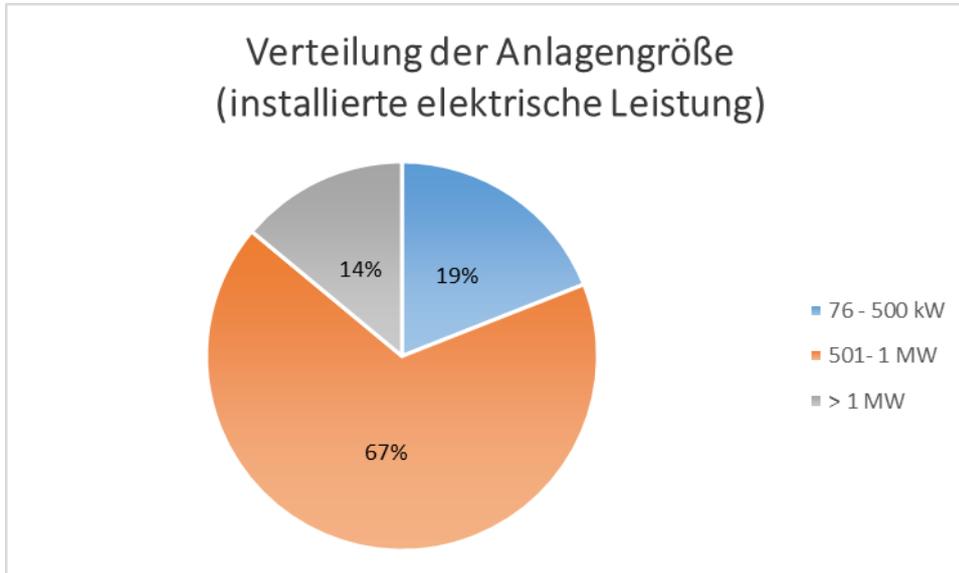


Abbildung 15: Anteile der befragten Anlagenbetreiber in drei Größenklassen von Biogasanlagen, bezogen auf die installierte elektrische Leistung.

Über 50 % der entsprechenden Anlagen werden nach dem EEG 2009 vergütet und spiegeln damit auch den deutschlandweiten Trend wider. In der Umfrage hat sich gezeigt, dass viele Anlagenbetreiber die Biogasanlage länger als 20 Jahre betreiben möchten. Eine nicht unwesentliche Beeinflussung erfährt dies jedoch durch die unsichere Gesetzeslage, den Strompreis bzw. die Vergütung sowie den technischen Zustand der Anlage. In Einzelfällen wurde auch das Alter des Betriebsleiters als Grund für einen Ausstieg nach 20 Jahren angegeben. Neuinvestitionen sind nur von vereinzelten Betrieben derzeit geplant. Zugleich offenbarte sich eine signifikante Spanne bei der Frage nach der erforderlichen Stromvergütung, die sie zu einem Anlagenweiterbetrieb bewegen würde. Der zugehörige Schnitt wurde mit rund 20 Cent/kWh angegeben. Dabei reichte die Spanne von 15 Cent/kWh bis hin zu 25 Cent/kWh. Bei der Angabe zum Substrateinsatz stellte sich heraus, dass auch große Anlagen immer noch einen hohen Anteil an Gülle verwenden (vgl. Abbildung 16). Dies entspricht auch dem durchschnittlichen Vergleich mit den Befragungsergebnissen des DBFZ (2015).<sup>30</sup>

<sup>30</sup> DBFZ (2015) Stromerzeugung aus Biomasse, Zwischenbericht Mai 2015, Deutsches Biomasseforschungszentrum, Leipzig S. 24

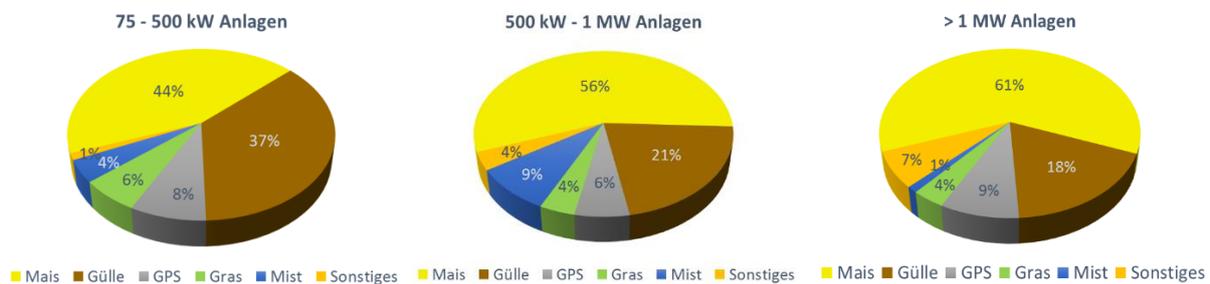


Abbildung 16: Masse-bezogene Verteilung der Substratnutzung. Aufgeteilt in die unterschiedlichen Anlagengrößen.

Im Bereich der Wärmenutzung gaben die Befragten an, dass diese zwar hoch sei, jedoch von über 60 % der Befragten noch nicht komplett ausgeschöpft würde.

### 3.4 Frage der Güllenutzung

In den Fassungen des EEG 2009 (Güllebonus) und 2012 (Einsatzstoffvergütungsklasse) wurde explizit die energetische Nutzung von Gülle für unterschiedliche Anlagengrößen gefördert. Ab Gültigkeit des EEG 2014 wird nur noch eine besondere Förderung für Kleinanlagen (<75 kW) vorgesehen, die einen Mindesteinsatz von 80 % Gülle haben. Im Rahmen der Novellierung des aktuellen EEG soll nun die bestehende Förderung der Kleinanlagen wie bereits im EEG 2014 fortgeführt werden. Ab 2016 ist hier aber eine Degression von 0,5% pro Quartal eingeplant, was zur Folge hat, dass die Vergütung kontinuierlich sinkt. Dadurch bedingt muss beispielsweise die vom Biogas Forum Bayern (2015) ermittelte Rentabilitätsgrenze von 50 kW<sub>el</sub>.<sup>31</sup> für eine Kleinanlage weiter angehoben werden. Die hohen spezifischen Investitionskosten bezogen auf Kilowatt installierte Leistung (siehe Abbildung 2) können zum Teil nur durch Synergieeffekte wie dem Neubau eines Stalles abgefangen werden.

Im Jahr 2015 wurden trotz der gesonderten Förderung nur rund 100 Kleinbiogasanlagen<sup>32</sup> in Betrieb genommen, von denen nicht alle eine installierte Leistung von 75 kW hatten.

Im aktuellen Novellierungsprozess des EEG wird als Ziel eine Steigerung der Energiegewinnung aus Wirtschaftsdünger formuliert. Speziell in den viehdichten Regionen, in denen es in der Vergangenheit zu Problemen mit hohem Gülleaufkommen kam, soll eine verstärkte Nutzung stattfinden. Dagegen spricht allerdings die bereits angesprochene schlechte Vergütung in Verbindung mit der Beschränkung der Anlagenleistung.

<sup>31</sup> Biogas Forum Bayern (2015): Wirtschaftlichkeit von Kleinbiogasanlagen auf Güllebasis, Freisingen, S. 11

<sup>32</sup> Bundesnetzagentur 2015, Veroeff\_AnlReg

Darüber hinaus wäre es in bestimmten Regionen sinnvoller, die Begrenzung auf 75 kW abzuschaffen und allgemein Anlagen mit einer erhöhten Vergütung festzulegen, die einen Gülleanteil > 80 Masseprozent aufweisen. Hierdurch könnte eine quantitative Steigerung der Gülleverwertung vollzogen werden, was wiederum positive Auswirkungen auf weitere Umweltbereiche (CO<sub>2</sub>-Äquivalente Landwirtschaft) hätte.

Eine angestrebte großflächige Nutzung von Rückständen aus der Tierhaltung statt Energiepflanzen – z.B. im Sinne einer Umwidmung von Bestandsanlagen - ist nach aktuellem Kenntnisstand aus unterschiedlichen Gründen vollumfänglich nicht möglich. In Deutschland fallen derzeit geschätzt ca. 230 Mio. t<sup>33</sup> Wirtschaftsdünger an. Je nach Tierart und Lagerung schwankt der jeweilige Energiegehalt signifikant. Bei einer Annahme von ca. 70 kWh<sub>el.</sub>/m<sup>3</sup> FM Wirtschaftsdünger lässt sich ein theoretischer Stromgewinn von 16,1 TWh/a ermitteln. Dies entspräche einer produzierten Strommenge von rund viertausend 500 kW- Biogasanlagen<sup>34</sup>.

In der Praxis ist dieser theoretische Wert jedoch bei weitem nicht zu erreichen. Dafür sprechen folgende Punkte:

- großflächige und regionalspezifisch unterschiedliche Verteilung der Tiere
- Nicht immer mögliches Einsammeln der Exkremete, bedingt durch das jeweilige Haltungssystem
- Der Transport von Gülle über längere Strecken in einer nicht aufbereiteten Form ist ökologisch wie ökonomisch nicht sinnvoll
- Mist mit hohem Gehalt an Stroh ist in einer klassischen Biogasanlage schwer zu verwerten. Hier ist oftmals eine zusätzliche Aufbereitung nötig.
- Die technische Umrüstung von NawaRo-Anlagen auf Gülleanlagen ist meist nicht eins zu eins möglich und bedarf entsprechender Anpassungen
- Aktuell fehlende Lagerkapazitäten an den Biogasanlagen

Von zentraler Bedeutung erweisen sich die viehdichten Regionen in Deutschland wie beispielsweise die Kreise Cloppenburg und Vechta, die insbesondere durch die hohe

<sup>33</sup> Stinner (2016): Güllekleinanlagen – verfahrenstechnische Konzepte, DBFZ, Biogas Convention 2016, Nürnberg

<sup>34</sup> Bei 8.000 Vollbenutzungsstunden

Schweinedichte einen Überschuss an Gülle, bezogen auf die in der Region vorhandene Fläche, besitzen<sup>35</sup>. Zugleich ist auch in diesen Kreisen die Konzentration an Biogasanlagen recht hoch, eine alleinige Gülle- und Mistnutzung ist jedoch in den bestehenden Anlagen aus den besagten Gründen nicht direkt möglich. In dem Abschlussbericht zur nachhaltigen Biomassenutzung in Biogasanlagen wird auf der Grundlage der Wirtschaftsdüngerpotenziale in Niedersachsen (2015)<sup>36</sup> gezeigt, dass bei der Nutzung von Gülle und dem Ziel, keinen Leistungsabfall bei der Anlage zu verzeichnen, erhöhte Investitionen getätigt werden müssen. Diese können aber zum Teil ausgeglichen werden, da durch den erhöhten Gülleinsatz weniger Biomassesubstrat aus Mais oder GPS benötigt wird, welches in den Regionen durch die hohen Pachtpreise sehr teuer ist. Die Gesamtbilanz der Studie weist eine positive Wirkung eines erhöhten Gülleinsatzes auf den ökonomischen Gewinn wie auch auf die CO<sub>2</sub>-Äquivalente aus. Hierbei geht man allerdings nur von Bestandsanlagen aus, die vor dem EEG 2014 gebaut wurden. Gleichsam wird auf die Problematik der Transportkosten hingewiesen. Hier hängt es vom Substrat sowie dessen Energiegehalt ab und davon, ob eine Separierung vor dem Transport vorgenommen wurde. Dementsprechend variiert dann die ökonomisch rentable Transportweite.

In Abbildung 17 wird gezeigt, dass bei einer Aufrechterhaltung der bislang in einer NawaRo-Anlage produzierten Arbeit im Rahmen einer Umwidmung auf eine Gülle-Anlage eine erhebliche Tierzahl im Umkreis der Biogasanlage vorhanden sein muss. Da in den meisten Regionen Deutschlands dies nicht der Fall ist, müsste in diesen Regionen mit einem signifikant erhöhten Transportaufwand von Gülle bzw. Wirtschaftsdünger gerechnet werden.

### Beispiel Gärrestlager

*NawaRo-Anlage 500 kW<sub>el.</sub> benötigt ein Gärrestlager von ca. 5.000 m<sup>3</sup>*

*Gülleanlage mit 500 kW<sub>el.</sub> (80% Gülle und 20% Mais)\* Gärrestlager ca. 13.800 m<sup>3</sup>*

*Gülleanlage mit 500 kW<sub>el.</sub> (80% Gülle und 20% Mist)\* Gärrestlager ca. 17.400 m<sup>3</sup>*

*\*Gülle, Mist aus Rinderhaltung; % = Masseprozent*

<sup>35</sup> Bäurle H. & C. Tamásy (2012): Regionale Konzentrationen der Nutztierhaltung in Deutschland, Institut für Strukturforschung und Planung in agrarischen Intensivgebieten (ISPA) Universität Vechta, Mitteilungen –Heft 79 S. 131

<sup>36</sup> Guenther-Lübbers, W., M. Garbs, H.-J. Brauckmann, J. Gerldermann, G. Broll und L. Theuvsen (2015): Abschlussbericht nachhaltige Biomassenutzung in Biogasanlagen auf der Grundlage der Wirtschaftsdüngerpotenziale in Niedersachsen „Bauernhof Niedersachsen“, Georg-August-Universität Göttingen, Universität Osnabrück

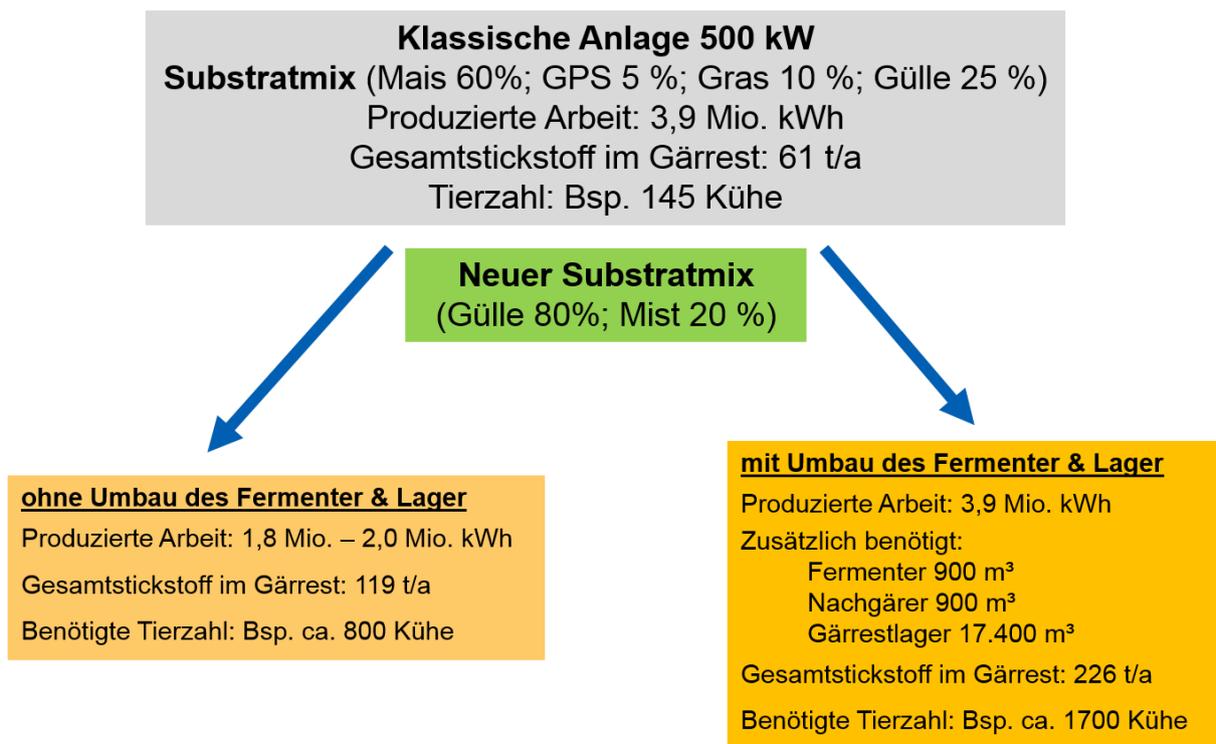


Abbildung 17: Folgen einer Substratumstellung einer Biogasanlage von primärer Energiepflanzennutzung auf Wirtschaftsdünger..

Weiterhin stellt eine Umrüstung für Anlagen, die ein sehr gutes Wärmenutzungskonzept besitzen, dahingehend ein Problem dar, dass diese einen sehr hohen Eigenwärmebedarf bei Güllebetrieb im Winter haben und dementsprechend eine zusätzliche Wärmeauskopplung nur noch eingeschränkt möglich ist. Hier müsste die bislang gewonnene Menge an Nutzwärme durch andere regenerative Energieträger ersetzt werden.

### 3.5 Abfallanlagen

EEG-geförderte Biogasanlagen<sup>37</sup> im Sektor der (öffentlichen) Abfallentsorgung verwerten Biomasse im Sinne definierter Abfallschlüssel-Nummern im Kontext der Bioabfallverordnung. Damit wird das Ziel des Kreislaufwirtschaftsgesetzes (KrWG), eine möglichst hochwertige Verwertung organischer Abfälle zu erreichen, durch energie-wirtschaftliche Anreize unterstützt. Auch im derzeitigen Novellierungsprozess zum EEG 2016 wird über den § 43 die Bioabfallvergärung, mit einem Mindesteinsatz von

<sup>37</sup> Aktuell existieren ca. 140 Abfallanlagen bestehend aus Bio- und Grüngutanlagen sowie Vergärungsanlagen aus gewerblichen Abfällen, DBFZ (2015)

---

90 Masseprozent entsprechend definierter Inputmaterialien, weiterhin als separat geregelter Vergütungssachverhalt beibehalten.

Der Unterschied zur „klassischen landwirtschaftlichen Biogasanlage“ besteht darin, dass bei der Vergärung von Bioabfällen ein erhöhter technischer Aufwand nötig ist, wie z.B. Einrichtungen zur Stör-/Fremdstoffentnahme, zur gekapselten Nachrotte der Gärrückstände und zur Hygienisierung. Nicht zuletzt deshalb ergeben sich im Vergleich zu landwirtschaftlichen Anlagen signifikant höhere System-/Investitionskosten. Die Bioabfallbehandlung als Teil der Abfall-/Kreislaufwirtschaft verfügt dabei in Form der Abfallgebühr über ein eigenes Finanzierungssystem. Die zusätzlichen EEG-Anreize dienen dabei bislang dazu, den Kostennachteil eines kombinierten Vergärung-/Kompostierungssystems im Vergleich zum Referenzsystem der ausschließlichen Kompostierung zu mindern bzw. zu beseitigen. Es verbleiben daher im Regelfall nach Anrechnung der EEG-Erlöse – je nach Energiegehalt des Inputmaterials<sup>38</sup> - nach wie vor Behandlungskosten die denjenigen einer reinen Kompostierung entsprechen und über die Abfallgebühr finanziert werden müssen. In dieser Konsequenz wäre es daher möglich, kombinierte Vergärungs-/Kompostierungssysteme abfallrechtlich zum Stand der Technik zu erklären und dementsprechend eine – dann über das Abfallsystem finanzierte Umrüstung (ggf. unterstützt durch das KWKG) – nach definierten Übergangszeiträumen verbindlich einzufordern.

Bei der Nutzung von Bioabfall-Substraten für Biogasanlagen ergeben sich zudem gesetzliche Besonderheiten, die vorschreiben ob ein Substrat in einer „klassischen landwirtschaftlichen“, oder einer abfallrechtlich definierten Biogasanlage vergärt werden darf. Dabei sind es noch nicht einmal die stofflichen Eigenschaften, die eine Vergärung in einer Abfallanlage zwingend notwendig machen, sondern gesetzliche Vorgaben z.B. über Herkunftsbereiche. So ist beispielsweise die Nutzung von Grünschnitt aus Pflegemaßnahmen von landwirtschaftlichen Flächen in einer landwirtschaftlichen Biogasanlage möglich. Wenn die Pflegemaßnahme aber auf einem öffentlichen Gelände stattfindet, muss das Grünzeug in einer Abfallanlage verwertet werden. Hieraus ergibt sich für das gleiche Substrat je nach Anlage ein unterschiedlicher energetischer Gewinn, wenn man den energetischen Eigenverbrauch der Anlage mit einbezieht.

Da Anlagen zur Vergärung von Bioabfällen neben der Bereitstellung von regenerativen Energien insbesondere einen Entsorgungs-/Verwertungsauftrag erfüllen müssen, ist hier eine weitreichende Planungssicherheit erforderlich. Eine Einbindung von Bioabfall-Vergärungsanlagen in EE-Ausschreibungsmodelle erscheint daher – auch im Bereich der Bestandsanlagen – kontraproduktiv. Es können hier zudem Marktverzerrungen auftreten, indem über Abfallgebühreneinnahmen nahezu beliebige – dann wiederum öffentlich subventionierte - Preise gesetzt werden können.

---

<sup>38</sup> UBA (2012): Ökologisch sinnvolle Verwertung von Bioabfällen, Berlin S. 43

### 3.6 Zwischenfazit

Die Biogasnutzung konnte bisher ihr technisches wie biologisches Potenzial – im Kontext einschlägiger Szenarien der letzten Jahre - nicht vollständig ausschöpfen. Es hat sich jedoch in relativ kurzer Zeit eine facettenreiche Industrie in diesem Sektor etabliert, die sich bis Anfang des Jahrzehnts auch in der steigenden Zahl der Arbeitsplätze niedergeschlagen hat. Teils durch eine zunehmende regionalspezifische Sättigung des Marktes, teils durch verschlechterte Rahmenbedingungen sind bundesweit derzeit jedoch nach einem Hoch im Jahr 2011 mit ca. 63.000 Arbeitsplätzen nunmehr signifikante Arbeitsplatzverluste zu konstatieren (2014 45.000 Arbeitsplätze)<sup>39</sup>. Hiervon sind besonders kleine und mittelständische Unternehmen wie auch Anlagenbetreiber betroffen, die in der Vergangenheit vielerlei Investitionen wagten, um auf dem Markt zu bestehen.

Zeitgleich mit dem Wachstum der Anzahl und der Bedeutung von Biogasanlagen im Energiesystem sind Wissenschaft wie auch Praktiker in zunehmendem Maße mit der Optimierung der Anlagen und der Landnutzungssysteme befasst. Anreiz war unter anderem ein klar definierter Weg, der den nachhaltigen Ausbau des Biogassektors zum Ziel hatte. Bereits mit dem EEG 2014 wurde dieser Ausbau – vor Erreichen der bisherigen Ausbauziele - fast vollständig eingebremst und es besteht nunmehr die Sorge, ob über eine neuerliche Novellierung des EEG zumindest das bislang erreichte in seiner Substanz erhalten und im Sinne der erforderlichen Systemdienstleistungen, der vorhandenen Nutzungskonkurrenzen, der möglichen Klimaschutzwirkungen sowie der zu berücksichtigenden Naturschutzrestriktionen weiter optimiert werden kann. Dabei besteht durchaus die Möglichkeit, Fehlentwicklungen der Vergangenheit z.B. im Sinne regionalspezifischer Übernutzungen sowie ineffizienter Anlagenkonzepte zu korrigieren.

Um die ökologischen Effekte der in den obigen Abschnitten hergeleiteten Entwicklungsperspektiven einschätzen zu können, werden im folgenden Kapitel ökobilanzielle Untersuchungen im Kontext definierter Annahmen durchgeführt.

---

<sup>39</sup> Fachverband Biogas (2015): Branchenzahlen 2014 und Prognose der Branchenentwicklung 2015

## 4 Bereitgestellte Endenergie und damit verbundene Umweltwirkung

### 4.1 Vorbemerkung

Dieses Kapitel beschreibt, wie unterschiedliche (politische) Szenarien die Entwicklung der Biogasanlagen und die damit verbundenen Umweltwirkungen beeinflussen. Dafür wurden zunächst Übersichtsökobilanzen für vier Anlagentypen erstellt und diese mit dem im jeweiligen Jahr vorhandenen Anlagenpark, d.h. mit der Energiebereitstellung, gemäß den im Kapitel 3 hergeleiteten Szenarien kombiniert. Die meisten Rahmenbedingungen wurden an das BMWi-Vorhaben „Meilensteine 2030“ (DBFZ et al. 2015) angelehnt. Die der Untersuchung zugrunde gelegten vier Anlagentypen sind als Stellvertreter von Technologiegruppen anzusehen, die entweder sehr verbreitet sind oder eine gesonderte Stellung im EEG 2014 haben. Im Einzelnen sind es:

- Gülle-Kleinbiogasanlage, 75 kW
- Biogasanlage (NawaRo), 500 kW
- Biogasanlage mit Marktprämie (NawaRo), 500 kW
- Bioabfallanlage, 800 kW

Bezüglich der Entwicklung des Anlagenparks werden drei Szenarien einander gegenübergestellt (siehe auch Kapitel 3):

- „Weiterbetrieb“: Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen unter Ausnutzung von landwirtschaftlichen und technischen Optimierungen,
- „Auslaufen des EEG“: sukzessives Abschalten der nach EEG geförderten Biogasanlagen,
- „Zubau von 100 MW“: Erweiterung des Anlagenparks um Biogasanlagen mit einer Gesamtleistung von 100 MW bis 2035.

In Kapitel 4.2 werden zunächst die untersuchten Systeme beschrieben. Außerdem werden die Übersichtsökobilanzen für die jeweiligen Einzelanlagen vorgestellt. Darüber hinaus wird die Entwicklung des Anlagenparks und damit die Energiebereitstellung in den drei untersuchten Szenarien zusammengefasst. In Kapitel 4.3 werden die mit den Veränderungen in den jeweiligen Szenarien verbundenen Umweltauswirkungen diskutiert. Die aus den Szenarien resultierende Flächenbelegung wird in Kapitel 4.4 erörtert. In Kapitel 4.5 wird ein Fazit gezogen und offene Forschungsfragen werden aufgezeigt.

## 4.2 Systeme, Einzelergebnisse und Energiebereitstellung

### 4.2.1 Systembeschreibung

Die Biogaserzeugung und -nutzung kann auf einer Vielzahl von unterschiedlichen Pfaden basieren. Zu den wesentlichen Faktoren, die sich allesamt mehr oder weniger stark auf die Umweltvor- und -nachteile auswirken, gehören u.a. das verwendete Substrat, die Anlagengröße und deren Wirkungsgrade, die Nutzung der in der Biogasanlage entstehenden Wärme, die Lagerung der Gärreste und die Art der Ausbringung und der Einarbeitung der Gärreste.

Dem ganzheitlichen Ansatz der Ökobilanzierung entsprechend, gehört auch die Definition von Referenzsystemen zu einer vollständigen und aussagekräftigen Charakterisierung des untersuchten Systems. Hier gehören u.a. die Art der substituierten Energiebereitstellung, die alternative Nutzung von Anbauflächen und die Art der Direktausbringung der Gülle zu den entscheidenden Faktoren.

Für dieses Projekt wurden generische Pfade abgeleitet, die die durchschnittliche Situation in Deutschland repräsentieren. Sie sind in Abbildung 18 dargestellt. Grundsätzlich stehen den Biogasanlagen drei unterschiedliche Substrattypen zur Verfügung. Dabei handelt es sich um Anbaubiomasse (Nawaro), Gülle und Bioabfälle.

Typische Inputs für den **NawaRo**-Anbau sind Düngemittel, Saatgut, Pflanzenschutzmittel und Diesel für den landwirtschaftlichen Betrieb. Im Rahmen dieses Projekts wurde als alternative Flächennutzung aus methodischen Gründen eine Nichtnutzung definiert. Eine kritische Diskussion unter Berücksichtigung der Hintergründe und Konsequenzen dieser Festsetzung erfolgt in Kapitel 4.5. Dem Anbau folgen Ernte, Silierung und Fermentation. Dabei entsteht neben dem Biogas ein nährstoffreicher Gärrest, der aufs Feld ausgebracht werden kann und dort mineralischen Dünger substituiert. Das Biogas wird zur Strom- und Wärmeerzeugung verwendet und substituiert Strom und Wärme aus dem im jeweiligen Jahr vorliegenden Mix fossiler Brennstoffe.

Unabhängig von ihrer Nutzung fallen **Gülle** und **Bioabfall** in Deutschland kontinuierlich an. Alternativ zur Nutzung in einer Biogasanlage wird die Gülle direkt aufs Feld ausgebracht, während Bioabfall zunächst in eine Kompostieranlage gegeben wird, ehe der Kompost ebenfalls zu Dünge Zwecken verwendet wird. Bei der (Direkt-)Ausbringung der Gülle entstehen u.a. größere Ammoniakemissionen als bei der Ausbringung von Gärresten aus Biogasanlagen. Dadurch sind auch die pflanzenverfügbaren Nährstoffe geringer als im Biogassystem. Da gewährleistet werden muss, dass der Produktwarenkorb in beiden Systemen denselben Nutzen aufweist, werden dem Referenzsystem zusätzlich Lasten für die Bereitstellung von Mineraldünger zugeschrieben.

In der Realität findet eine Monovergärung von Substraten eines Typs in der Regel nicht statt, sondern häufig eine Co-Fermentation, in der verschiedene Substrate in unterschiedlicher Zusammensetzung vergoren werden. Dementsprechend wurde auch für

die Übersichtsöko-bilanzen der Einzelanlagen eine Mischung unterschiedlicher Substrate angesetzt (s. Kap. 2.2).

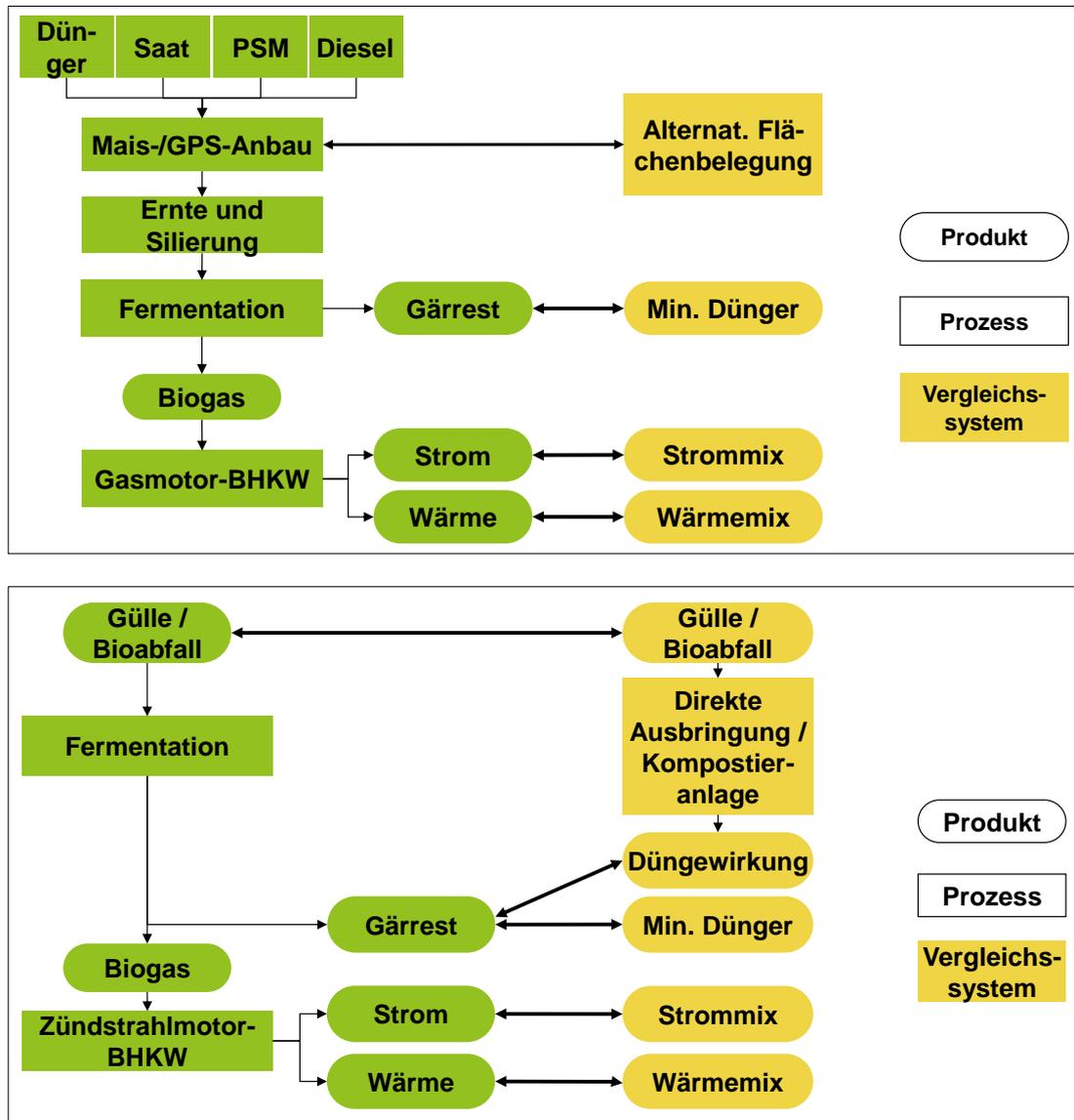
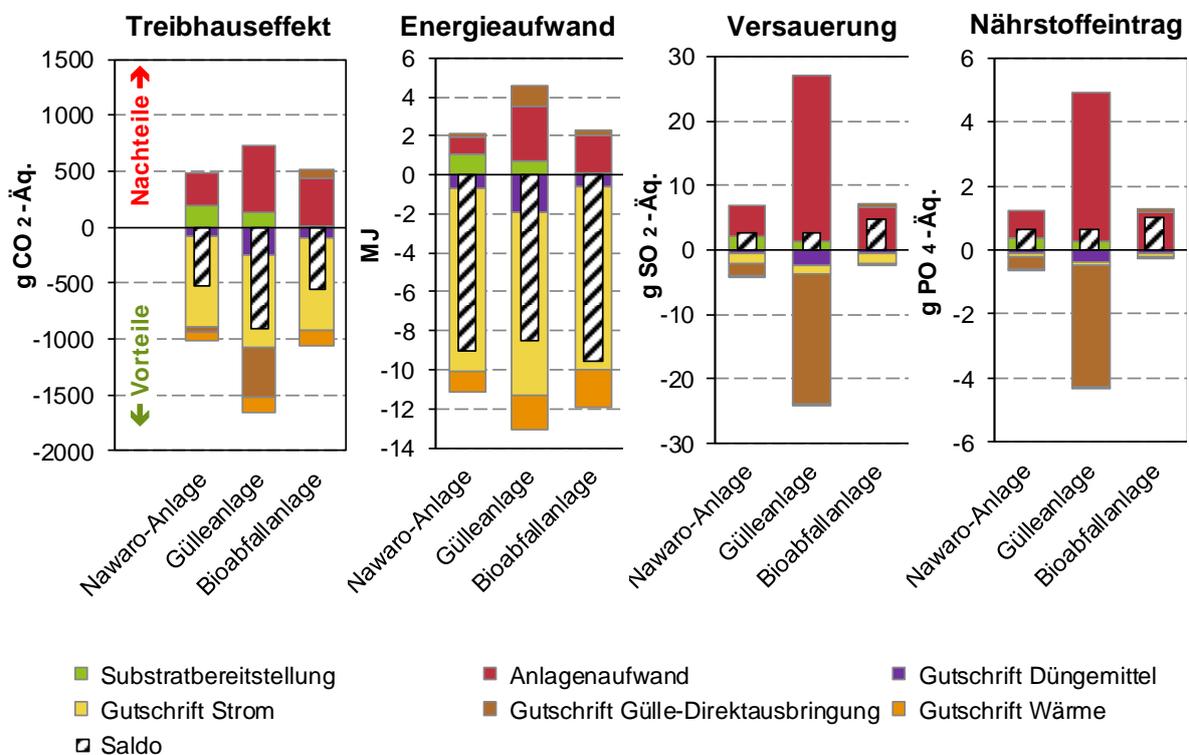


Abbildung 18: Vereinfachte Lebenswegdiagramme mit den Systemgrenzen und den untersuchten Prozessen und Produkten für die Anlagentypen Nawaro (oberes Diagramm) sowie Gülle und Bioabfall (unteres Diagramm).

## 4.2.2 Umweltwirkungen der einzelnen Anlagen

Für diese Studie werden die Umweltauswirkungen für die folgenden vier Wirkungskategorien quantifiziert: Treibhauseffekt, Aufwand nicht erneuerbarer Energien (Energieaufwand), Versauerung und Nährstoffeintrag. Zusätzlich wird auch der Flächenbedarf in den jeweiligen Szenarien berechnet. Kurzbeschreibungen der Wirkungskategorien und die verwendeten Charakterisierungsfaktoren für die einzelnen Sachbilanzparameter sind im Anhang 3 zusammengefasst.

Abbildung 19 zeigt die Umweltwirkungen der einzelnen Anlagentypen NawaRo, Gülle, und Bioabfälle.



ifeu 2016

Abbildung 19: Treibhauseffekt, Energieaufwand, Versauerung und Nährstoffeintrag für die Anlagentypen NawaRo, Gülle und Bioabfall pro kWh Strom für 2015.

### Lesebeispiel

Die erste gestaffelte Säule von links im linken Diagramm stellt die Lasten, die Gutschriften und den Saldo für NawaRo-Anlagen in der Wirkungskategorie Treibhauseffekt dar. Bei der Erzeugung von 1 kWh Strom sind ca. 200 g CO<sub>2</sub>-Äq. mit der Substratbereitstellung und ca. 300 g CO<sub>2</sub>-Äq. mit dem Anlagenaufwand verbunden. Die Substitution von fossiler Stromerzeugung und Mineraldünger führt zu einer Einsparung von ca. 1.000 g CO<sub>2</sub>-Äq. Insgesamt werden pro erzeugter kWh Strom aus NawaRo-Anlagen gut 500 g CO<sub>2</sub>-Äq. eingespart.

Es ist zu erkennen, dass bei allen drei Anlagentypen Vorteile beim Treibhauseffekt und Energieaufwand Nachteilen bei den Wirkungskategorien Versauerung und Nährstoffeintrag gegenüberstehen. Abgesehen vom Energieaufwand weist die Gülleanlage in allen Wirkungskategorien das beste Ergebnis auf. Dies liegt vor allem daran, dass Biogas aus Gülle nicht nur fossile Ressourcen schont, sondern darüber hinaus auch die Emissionen mindert, die bei der Verwertung von unvergorener Gülle in Form von Direktausbringung aufs Feld ohnehin anfallen, während Anbaubiomasse erst produziert werden muss und der Anbau zu zusätzlichen Emissionen führt.

Die größten Aufwendungsanteile bei der Gülle entstehen bei Treibhauseffekt, Nährstoffeintrag und Versauerung durch die Lagerung (Vorlager und Gärrestlager) und die Ausbringung auf dem Feld (im Beitrag „Anlagenaufwand“ verrechnet). Die Düngemittelgutschrift, welche die vergorene Gülle erhält, wird annähernd durch die fehlende Düngemittelgutschrift der nicht ausgebrachten unvergorenen Gülle ausgeglichen. Die Gülle verdankt ihr etwas besseres Abschneiden unter anderem den durch die Vergärung verringerten Emissionen aus dem Lager und vom Feld.

Bei NawaRo spielen ebenfalls die Emissionen aus dem Gärrestlager, aber zusätzlich noch die Aufwendungen für den Anbau eine wichtige Rolle. Die Düngemittelgutschriften bei Nährstoffeintrag und Versauerung sind vor allem darauf zurückzuführen, dass auch in NawaRo-Anlagen ca. 15 % Gülle verwendet wird.

Bei Bioabfällen entstehen nahezu keine Lasten für die Substratbereitstellung. Andererseits sind auch die Gutschriften für die Ausbringung von Kompost ohne vorherige Vergärung relativ gering. Daher schneidet der Anlagentyp insgesamt bei Versauerung und Nährstoffeintrag am schlechtesten ab.

#### **4.2.3 Energieherkunft in den einzelnen Szenarien**

Für alle drei untersuchten Szenarien (siehe Abschnitt 4.1) zeigt Abbildung 20 die Entwicklung der bereitgestellten Endenergie im deutschen Strom- und Wärmemarkt. Bei letzterem wird nur Wärme aus fossilen Ressourcen und Biogas betrachtet.<sup>40</sup> Während für das Szenario „Weiterbetrieb“ die absoluten Gesamtmengen dargestellt sind (linkes Diagramm), zeigen das mittlere und rechte Diagramm für die Szenarien „Auslaufen des EEG“ und „Zubau von 100 MW“ jeweils die Veränderungen gegenüber dem Szenario „Weiterbetrieb“.

---

<sup>40</sup> Hier betrachtet wird Strom aus allen Energieträgern ohne Kernkraft und ohne flüssige Bioenergieträger sowie Wärme aus fossilen Energieträgern und Biogas. Daten für die Stromproduktion ohne Biogas stammen aus dem deutschen Projektionsbericht 2015 gemäß Verordnung 525/2013/EU, für die Wärmeproduktion aus fossilen Quellen aus der Leitstudie (Nitsch et al. 2012: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global).

Gegenüber dem gesamten Strom- und Wärmemarkt spielen die Leistungen aus Biogas langfristig bei einer Umsetzung der zugrunde gelegten Energieszenarien nur eine untergeordnete Rolle (s. linkes Diagramm). Entsprechend gering sind auch die Veränderungen, die sich durch das sukzessive Abschalten der Anlagen bzw. einen Zubau von 100 MW im gesamten Energie-Portfolio ergeben.

Die im Modell errechnete Stromproduktion aus Biogas beträgt im Jahr 2015 etwa 24 TWh<sup>41</sup>. Das sind etwa 78 % der 2015 real produzierten Strommenge von 30 TWh (AGEE, 2016). Dabei ist in letzterer Zahl allerdings auch der Strom aus Biomethananlagen enthalten, der 2015 knapp 2 TWh ausmachte (DBFZ 2015: Stromerzeugung aus Biomasse, Zwischenbericht Mai 2015). Details über die Zusammensetzung der Biogaserzeugung aus den jeweiligen Anlagentypen sind Kapitel 2.2 zu entnehmen.

Werden die nach EEG geförderten Anlagen sukzessive abgeschaltet, so werden im Jahr 2035 über 23 TWh Strom und knapp 5 TWh Wärme zusätzlich gedeckt werden müssen, während sie heute aus Biogas erzeugt werden (s. mittleres Diagramm in Abbildung 20). Im Modell wird angesetzt, dass die in Zukunft fehlende Energie bei einer Beibehaltung der Ausbauszenarien sonstiger EE aus fossilen Quellen (fossiler Residualmix) bereitgestellt wird und die wegfallenden Energieerzeugungen aus Biogas nicht durch zusätzlich zu installierende PV und Windkraft ersetzt würde. Ein entsprechender Diskurs zu dieser Festlegung ist Abschnitt 6.1.6 zu entnehmen.

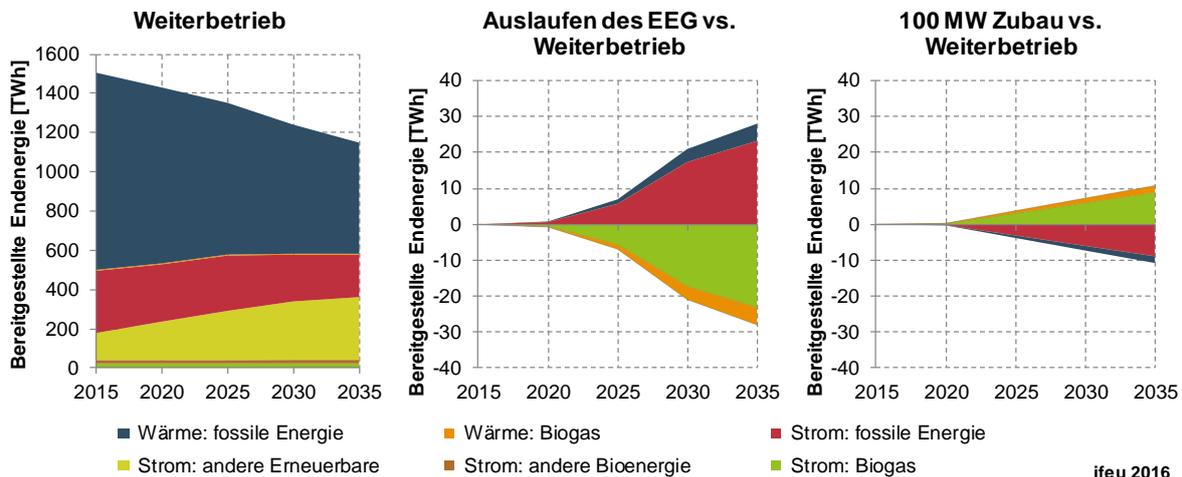


Abbildung 20: Gesamte bereitgestellte Endenergie in Deutschland bei Erhalt der bestehenden Biogasanlagen (Szenario „Weiterbetrieb“) und Unterschiede zwischen den Szenarien „Auslaufen des EEG“ und „Weiterbetrieb“ bzw. „100 MW Zubau“ und „Weiterbetrieb“.

<sup>41</sup> Anmerkung: die dargestellte Strommenge bezieht sich auf die im Rahmen der Modellierung zugrunde gelegten Anlagentypen.

Im Szenario „100 MW Zubau“ werden im Jahr 2035 knapp 10 TWh Strom und knapp 2 TWh Wärme zusätzlich zum Szenario „Weiterbetrieb“ erzeugt. Entsprechende Mengen Strom und Wärme müssen in diesem Szenario nicht mehr aus fossilen Quellen bereitgestellt werden und werden somit substituiert.

## 4.3 Umweltwirkungen in den Szenarien

### 4.3.1 Einführung

Im Folgenden werden die mit der Energiebereitstellung in den einzelnen Szenarien verbundenen Umweltwirkungen quantifiziert und diskutiert.

Abbildung 21 gibt einen Einstieg in die durchgeführten Berechnungen der Umweltauswirkungen, indem schematisch die wichtigsten Prozesse sowie entscheidende Produktnutzen im Biogas-System dem konventionellen System gegenübergestellt werden. Während die Menge an Anbaubiomasse im untersuchten System variabel ist, fallen Bioabfälle und Gülle in jedem Fall an. Sofern sie nicht als Substrat in einer Biogasanlage verwendet werden, erfolgt eine Alternativnutzung: Gülle wird direkt aufs Feld ausgebracht und Bioabfälle in eine Kompostieranlage gegeben und anschließend in Land- und Gartenwirtschaft verwendet. Um die Systeme miteinander vergleichen zu können, muss der Produktnutzen in beiden Systemen identisch sein. Der Produktnutzen setzt sich in beiden Systemen aus elektrischer und thermischer Energie sowie aus einer Düngewirkung in Form von Nährstoffen (hier wird nur Stickstoff aufgeführt) zusammen. Durch die Nutzung von Anbaubiomasse, Gülle und Bioabfällen in Biogasanlagen werden im Jahr 2015 23,5 TWh elektrische und 5,2 TWh thermische Energie<sup>42</sup> erzeugt. Entsprechende Mengen Energie müssten alternativ durch die Nutzung von fossilen Energieträgern bereitgestellt werden. Werden Gülle, NawaRo und Bioabfälle in einer Biogasanlage zur Energieerzeugung genutzt, entsteht dabei ein Gärrest, der durch Ausbringung aufs Feld eine Düngewirkung von 100.000 t Stickstoff hat. Bei der alternativen Nutzung von Gülle und Bioabfälle kann insbesondere aufgrund der fehlenden Nährstoffe aus NawaRo lediglich eine Düngewirkung von ca. 29.000 t Stickstoff erzielt werden. Die Differenz, d.h. 71.000 t Stickstoff, muss über konventionellen Mineraldünger bereitgestellt werden.

---

<sup>42</sup> Die Ansätze beziehen sich nur auf die modellierten Anlagentypen; insgesamt produzieren Biogasanlagen nach AGEE (2016) ca. 30 TWh Strom und 16 TWh Wärme.

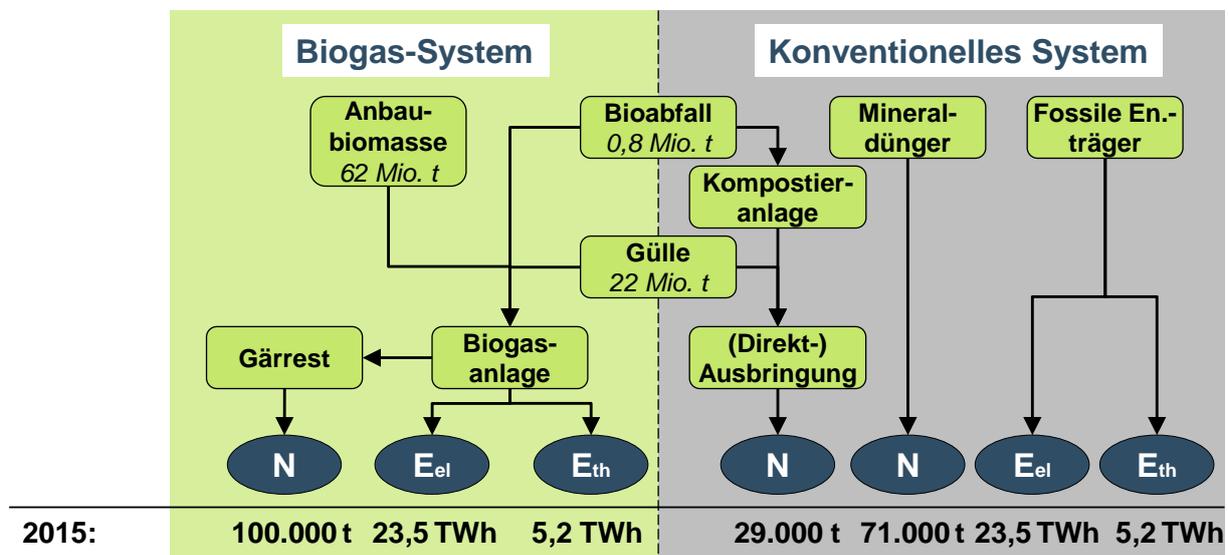


Abbildung 21: Vergleichendes Diagramm zur Nutzung von Nawaro, Bioabfällen und Gülle im Biogas- und im konventionellen System. (Die Masseansätze beziehen sich nur auf die im Rahmen des Projektes modellierten Anlagentypologien)

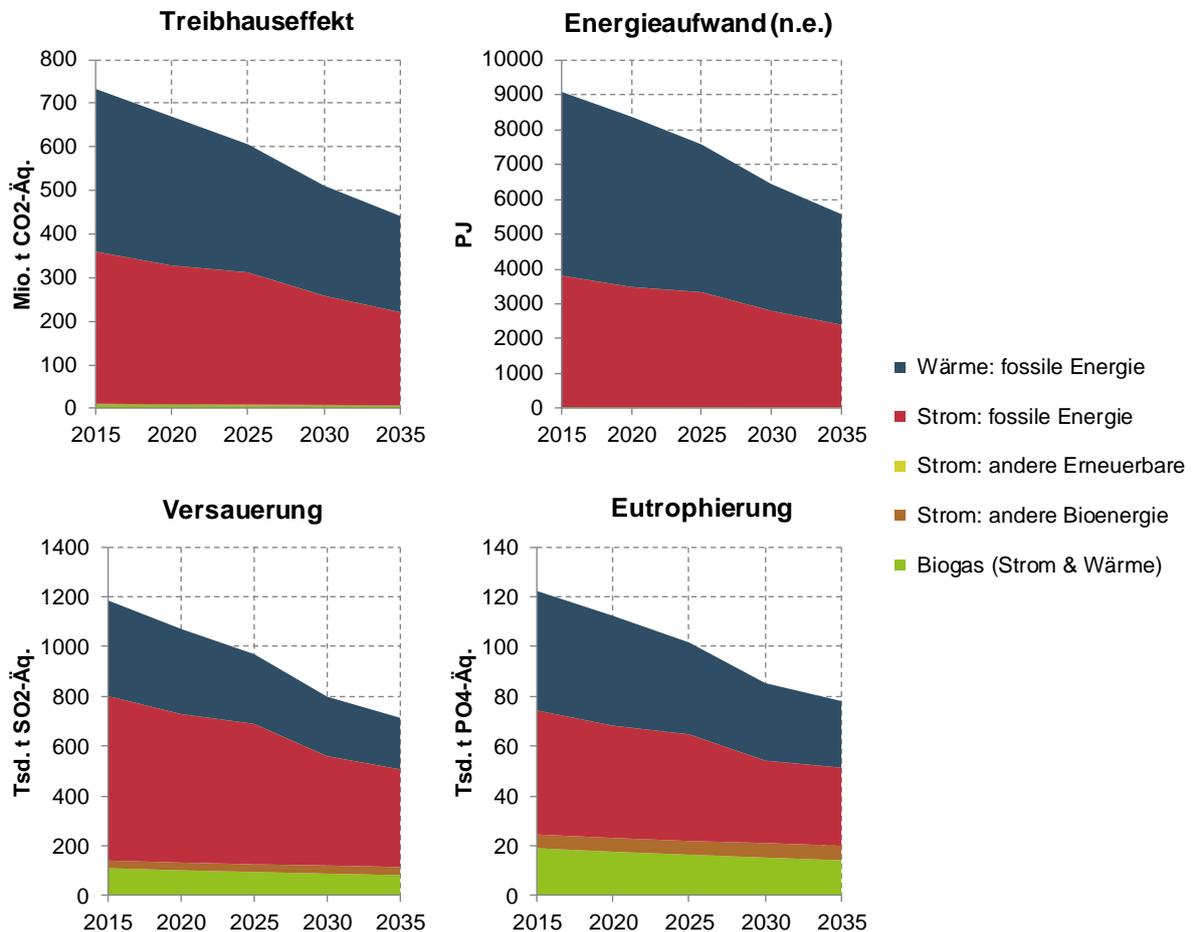
#### 4.3.2 Umweltwirkungen im Szenario „Weiterbetrieb“

Abbildung 22 zeigt die mit der Strom- und Wärmebereitstellung verbundenen Umweltwirkungen im System Deutschland für das Szenario „Weiterbetrieb“. Die Treibhausgasmissionen aus der Biogaserzeugung haben an den gesamten energiebedingten Treibhausgasmissionen einen sehr kleinen Anteil. Dasselbe gilt für den Energieaufwand. Auch beim konstanten Weiterbetrieb der EEG-Anlagen gehen die Treibhausgasmissionen und der Energieaufwand zwischen 2015 und 2035 leicht zurück, von gut 9 auf knapp 6 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente (Äq.) und von gut 35 auf knapp 26 PJ (siehe Tabelle 4). Dies liegt daran, dass im Modell graduelle Effizienzsteigerungen im Anlagenpark und bei den landwirtschaftlichen Erträgen ebenso berücksichtigt wurden wie mäßige Emissionsminderungen durch optimierte Technik, z. B. geschlossene Vor- und Gärrestlager.

Tabelle 4: Treibhauseffekt, Energieaufwand (nicht erneuerbar), Versauerung und Nährstoffeintrag der Biogaserzeugung im Szenario Weiterbetrieb.

Wirkungskategorie	Einheit	2015	2020	2025	2030	2035
Treibhauseffekt	Mio t CO <sub>2</sub> -Äq.	9,3	8,2	7,4	6,6	5,9
Energieaufwand (n.e.)	PJ	35,4	32,2	30,1	27,7	25,9
Versauerung	Tsd. t SO <sub>2</sub> -Äq.	110,1	101,9	95,1	88,5	82,3
Methanemissionen	Tsd. t PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> -Äq.	19,0	17,6	16,4	15,3	14,2

Bei den Wirkungskategorien Versauerung und Nährstoffeintrag liegt der Anteil der Biogaserzeugung an den gesamten energiebedingten Lasten bei 9 - 18 % und ist damit ein erheblicher Beitrag zu den Gesamtemissionen im Energiesektor. Dies liegt daran, dass die versauernden Emissionen, besonders Ammoniak, pro kWh Strom oder MJ Wärme deutlich größer sind als die Emissionen aus der Nutzung fossiler Energieträger. Bis 2035 gehen die Gesamtemissionen deutlich zurück. Den größten Anteil am Rückgang haben geringere Emissionen aus der fossilen Energiebereitstellung. Dies ist hauptsächlich auf einen reduzierten Einsatz fossiler Energien in den zugrunde gelegten Szenarien zurückzuführen.



ifeu 2016

Abbildung 22: Umweltwirkungen Treibhauseffekt, Energieaufwand (nicht erneuerbar), Versauerung, Nährstoffeintrag im System Deutschland bei Weiterbetrieb der Biogasanlagen

### Lesebeispiel, Diagramm links unten

Das Diagramm links unten in Abbildung 22 zeigt das Versauerungspotenzial, das im Szenario Weiterbetrieb mit der Strom- und Wärmebereitstellung aus Biogas in Deutschland verbunden ist. Die Erzeugung und Nutzung von Biogas weist im Jahr 2015 ein Versauerungspotenzial von gut 100.000 t SO<sub>2</sub>-Äq. auf. Die fossile Strom- und Wärmeerzeugung weist im Jahr 2015 ein Versauerungspotenzial von knapp 700.000 t bzw. knapp 400.000 t SO<sub>2</sub>-Äq. auf. Insgesamt entstehen Emissionen von ca. 1,2 Mio. t SO<sub>2</sub>-Äq. Bis 2030 sinkt das gesamte Versauerungspotenzial auf ca. 800.000 t SO<sub>2</sub>-Äq. Hauptursache dafür sind sinkende Emissionen aus der fossilen Energieerzeugung. Im Jahr 2030 beträgt der Anteil von Biogas am gesamten Versauerungspotenzial der Energiewirtschaft<sup>43</sup> ca. 12 %.

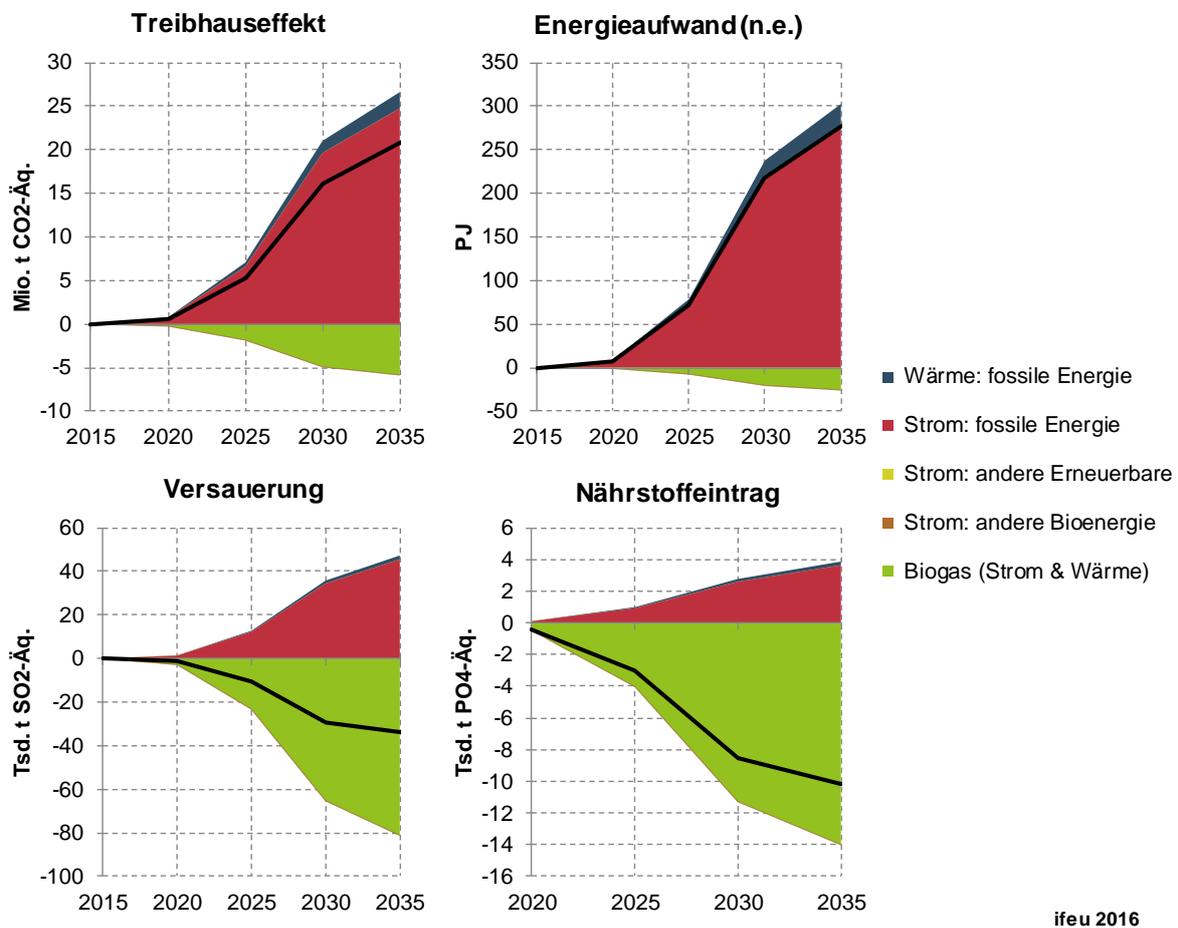
<sup>43</sup> ohne die Wärmeerzeugung aus anderen erneuerbaren Energieträgern als Biogas

### 4.3.3 Umweltwirkungen im Szenario „Auslaufen des EEG“

Während im vorhergehenden Abschnitt auf die absoluten Lasten eingegangen wird, die mit der Biogaserzeugung und der konventionellen Energiebereitstellung im Szenario „Weiterbetrieb“ verbunden sind, widmen sich dieser und der folgende Abschnitt den relativen Verbesserungen und Verschlechterungen, die die Szenarien „Auslaufen des EEG„ und „100 MW Zubau“ mit sich bringen.

Wie in Abbildung 23 gezeigt, führt die Abschaltung der nach EEG geförderten Anlagen bis 2035 im Saldo sowohl zu Verbesserungen als auch Verschlechterungen im Vergleich zum Szenario „Weiterbetrieb“. In den Wirkungskategorien Treibhauseffekt und Energieaufwand sind Verschlechterungen zu verzeichnen, während sich für Versauerung und Nährstoffeintrag Verbesserungen durch das Auslaufen des EEG ergeben. Quantitativ ist das Szenario im Jahr 2035 mit einer jährlichen Mehremission von über 20 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. verbunden, die zum überwiegenden Teil aus der Stromproduktion aus fossilen Quellen resultiert. Da durch das Abschalten von Biogasanlagen Gülle wieder direkt ausgebracht wird, verursacht das Szenario zusätzliche Mehremissionen an Methan und Lachgas in Höhe von 1 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq., die im Diagramm bei den Biogasemissionen verrechnet sind. Der Energieaufwand folgt im Wesentlichen dem Bild für den Treibhauseffekt. Die klimawirksame Emission von Methan und Lachgas hat aber keine Auswirkung auf den Energieaufwand. Im Saldo werden im Jahr 2035 ca. 275 PJ mehr nicht erneuerbare Energie für die Strom- und Wärmebereitstellung benötigt.

Die Versauerung wird durch das sukzessive Abschalten von Biogasanlagen bis 2035 um knapp 35.000 t SO<sub>2</sub>-Äq verringert. Hauptgrund dafür sind die hohen versauernden Emissionen beim Biomasseanbau (im Referenzsystem erfolgt keine Flächennutzung) und dem Anlagenbetrieb. Umgekehrt resultieren aus der zusätzlichen Direktausbringung von Gülle jährliche Mehremissionen von 7.000 t SO<sub>2</sub>-Äq., die im Diagramm bei den Biogasemissionen berücksichtigt sind. Hinsichtlich des Nährstoffeintrags führt das Szenario Auslaufen des EEG im Jahr 2035 jährlich zu Minderemissionen von etwa 10.000 t PO<sub>4</sub><sup>3-</sup>-Äq. Hier sind die gleichen Lebenswegabschnitte wie bei der Versauerung die Hauptursache: Anbau und Anlagenbetrieb, während die zusätzliche Direktausbringung von Gülle 1.300 t PO<sub>4</sub><sup>3-</sup>-Äq. Mehremissionen verursacht, die bei den Biogasemissionen verrechnet sind.



ifeu 2016

Abbildung 23: Umweltwirkungen durch Strom- und Wärmebereitstellung in Deutschland, Unterschiede zwischen den Szenarien „Auslaufen des EEG“ und „Weiterbetrieb“.

### Lesebeispiel, Diagramm links unten

Das Diagramm links unten in Abbildung 23 zeigt den Unterschied im Versauerungspotenzial zwischen den Szenarien Auslaufen des EEG und Weiterbetrieb, der sich durch die Strom- und Wärmebereitstellung in Deutschland ergibt. Durch das sukzessive Abschalten der Biogasanlagen lassen sich im Jahr 2025 gut 20.000 t SO<sub>2</sub>-Äq. jährlich dadurch einsparen, dass der Anbau von NawaRo und die Nutzung in Biogasanlagen eingestellt werden. Die Strom- und Wärmebereitstellung aus fossilen Quellen, die wegen des Abschaltens der Biogasanlagen notwendig wird, ist im Jahr 2025 mit ca. 10.000 t SO<sub>2</sub>-Äq. verbunden. Insgesamt werden im Jahr 2025 entsprechend jährlich ca. 10.000 t SO<sub>2</sub>-Äq. eingespart.

#### 4.3.4 Umweltwirkungen im Szenario „100 MW Zubau“

Die Ergebnisgrafiken für das Szenario „100 MW Zubau“ (Abbildung 24) entsprechen nahezu den Spiegelungen der Ergebnisgrafiken für das Szenario „Auslaufen des EEG“ an der Ordinatenachse. Voraussetzung, dass freie Landwirtschaftsflächen genutzt werden können, führt das Szenario „100 MW Zubau“ im Vergleich zum Szenario „Weiterbetrieb“ zu Verbesserungen beim Treibhauseffekt und beim Energieaufwand sowie zu Verschlechterungen bei Versauerung und Nährstoffeintrag. Durch den Zubau von Anlagen können im Jahr 2035 jährlich knapp 8 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. eingespart werden, die sich größtenteils aus der ersetzten Stromproduktion aus fossilen Quellen ergeben. Da hier davon ausgegangen wird, dass der Substratmix in Zukunft konstant bleibt, führt der Zubau zum zusätzlichen Einsatz von Gülle als Biogassubstrat. Diese würde ohne den Zubau von Anlagen direkt aufs Feld ausgebracht werden und dabei zu Methan- und Lachgasemissionen führen, so dass das Szenario zu zusätzlichen Einsparungen von knapp 400.000 t CO<sub>2</sub>-Äq. führt (verrechnet in den Biogasemissionen). An nicht erneuerbarer Energie ließen sich im Szenario „100 MW Zubau“ 2035 jährlich über 100 PJ gegenüber dem Szenario Weiterbetrieb einsparen.

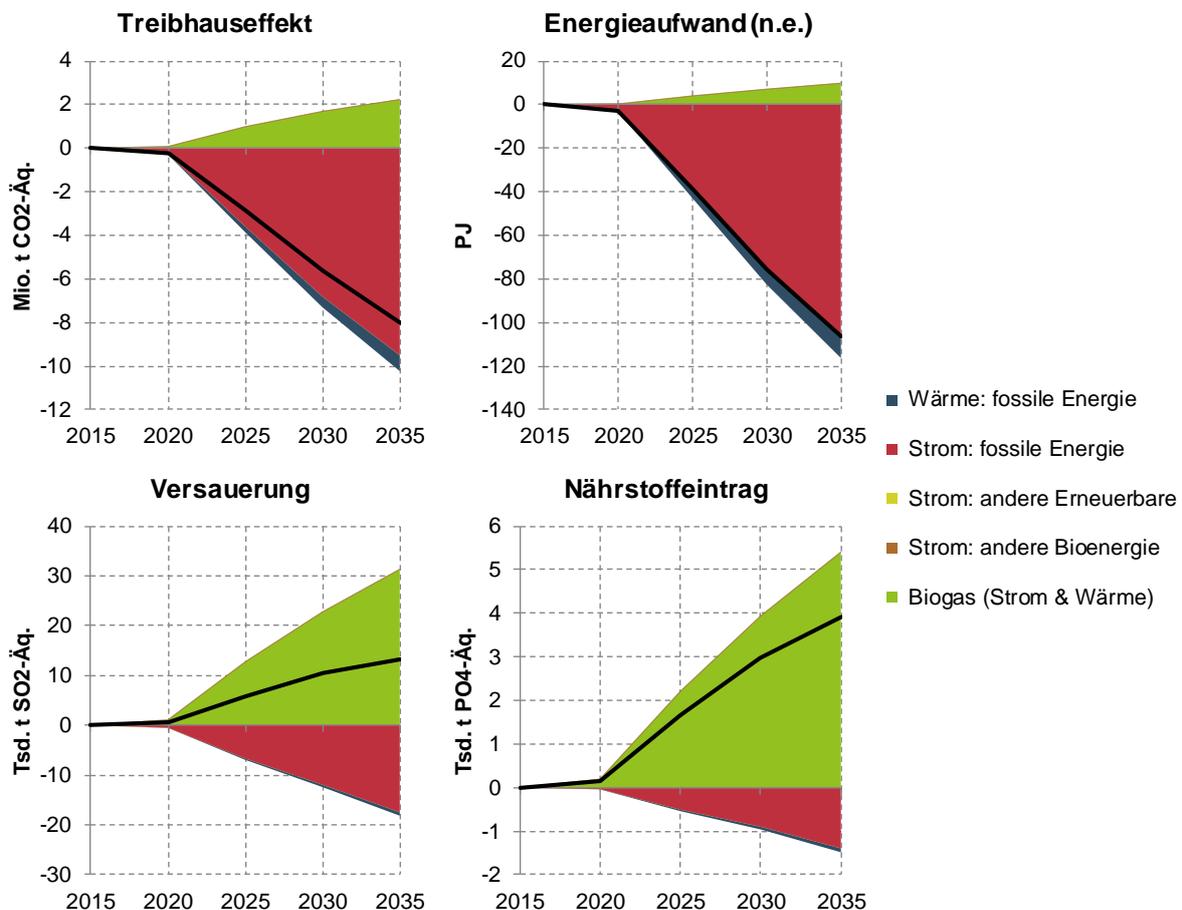


Abbildung 24: Umweltwirkungen durch Strom- und Wärmebereitstellung in Deutschland, Unterschiede zwischen den Szenarien „100 MW Zubau“ und „Weiterbetrieb“.

Hinsichtlich Versauerung und Nährstoffeintrag führt das Szenario „100 MW Zubau“ zu zusätzlichen Mehremissionen von jährlich ca. 13.000 t SO<sub>2</sub>-Äq. und knapp 4.000 t PO<sub>4</sub><sup>3-</sup>-Äq. im Jahr 2035. Den eingesparten Emissionen, die bei der konventionellen Energiebereitstellung entstehen, stehen noch größere Emissionen gegenüber, die durch den Biomasseanbau und den Anlagenbetrieb entstehen.

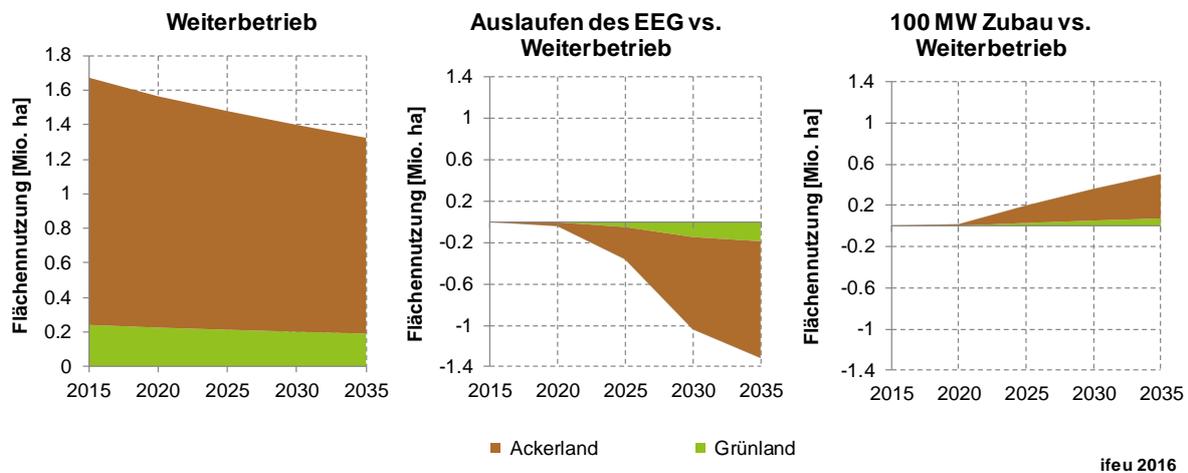
#### 4.3.5 Zusammenführung der Szenarien

Die Biogaserzeugung hat an den gesamten energiebedingten Treibhausgasemissionen in Deutschland nur einen kleinen Anteil. Dasselbe gilt für den Energieaufwand. Hinsichtlich Versauerung und Nährstoffeintrag hingegen ist der Anteil der Biogaserzeugung an den gesamten energiebedingten Lasten mit ca. 9 - 18 % hochgradig relevant. Entsprechend groß ist der Einfluss auf die Gesamtlasten, die das Auslaufen des EEG und die damit verbundene sukzessive Abschaltung der Biogasanlagen bei Versauerung und Nährstoffeintrag hätte. Da die in Biogasanlagen erzeugte Energie bei Auslaufen des EEG und Beibehaltung des Ausbaukorridors bei sonstigen EE durch fossile Energieträger bereitgestellt werden müsste, führt das Szenario andererseits im Jahr 2035 zu jährlichen Mehremissionen von über 20 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. und zu einem gesteigerten Energieaufwand von ca. 275 PJ. Der Zubau von weiteren Anlagen mit einer Leistung von 100 MW hätte umgekehrte Auswirkungen auf die Umwelt. Es könnten im Vergleich zum Szenario „Weiterbetrieb“ 2035 jährlich knapp 8 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. und über 100 PJ eingespart werden, während sich zusätzliche Mehremissionen von ca. 13.000 t SO<sub>2</sub>-Äq. und knapp 4.000 t PO<sub>4</sub><sup>3-</sup>-Äq. ergeben würden.

#### 4.4 Flächenbelegung in den Szenarien

Im Folgenden wird auf die mit der Biogaserzeugung verbundene Flächennutzung eingegangen. Abbildung 25 zeigt, dass auch bei konstantem Weiterbetrieb aller Biogasanlagen durch Ertragssteigerungen und graduelle Effizienzgewinne mit der Zeit immer weniger landwirtschaftliche Flächen benötigt werden (s. Treibhausgasemissionen im Kapitel 4.3). Der Vergleich des Szenarios „Auslaufen des EEG“ mit dem Szenario „Weiterbetrieb“ ergibt, dass sich die Flächennutzung für Nawaro-Substrate im Jahr 2035 zusätzlich um etwa 1,3 Mio. ha verringert. Dabei handelt es sich überwiegend (85 %) um Ackerland und lediglich zu ca. 15 % um Grünland. Ein Zubau von Anlagen mit einer Leistung von 100 MW lässt den Flächenbedarf zusätzlich um ca. 0,5 Mio. ha ansteigen. Auch in diesem Fall handelt es sich bei den Flächen überwiegend um Ackerflächen<sup>44</sup>.

<sup>44</sup> Die Flächenansätze sind Bestandteile der Modellierung. Auf die Abweichungen bezüglich der veröffentlichten FNR-Daten (Biogas 2015: ca. 1,4 Mio. ha) wird hingewiesen.



ifeu 2016

Abbildung 25: Flächenbedarf für Biogas-NawaRo, gesamt bei Erhalt der bestehenden Biogasanlagen („Weiterbetrieb“) und Unterschiede zwischen den Szenarien „Auslaufen des EEG“ bzw. „100 MW Zubau“ und „Weiterbetrieb“.

### Lesebeispiel

Im **linken** Diagramm wird die Entwicklung der Flächennutzung, die für die Energieerzeugung mit Biogasanlagen notwendig ist, für das Szenario Weiterbetrieb gezeigt. Während 2015 insgesamt knapp 1,7 Mio. ha Land benötigt werden, sind es 2030 noch ca. 1,4 Mio. ha. Land. Ackerland macht mit ca. 85 % den Großteil der Flächenbelegung aus. Das **mittlere** Diagramm zeigt die Unterschiede zwischen den Szenarien „Auslaufen des EEG“ und „Weiterbetrieb“. Bis zum Jahr 2030 werden durch das sukzessive Abschalten der Biogasanlagen ca 1 Mio. ha Flächen frei, die für andere Zwecke genutzt werden können.

## 4.5 Zwischenfazit und offene Forschungsfragen

### 4.5.1 Zwischenfazit

Um die Umweltauswirkungen etwaiger politischer Maßnahmen abschätzen zu können, wurden Ökobilanzen für unterschiedliche Biogasanlagentypen erstellt und mit der Entwicklung des Anlagenparks bis 2035 für folgende drei Szenarien miteinander gekoppelt:

- „Weiterbetrieb“: Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen unter Ausnutzung von landwirtschaftlichen und technischen Optimierungen,
- „Auslaufen des EEG“: sukzessives Abschalten der nach EEG geförderten Biogasanlagen,
- „Zubau von 100 MW“: Erweiterung des Anlagenparks um Biogasanlagen mit einer Gesamtleistung von 100 MW bis 2035.

Die Ökobilanzergebnisse der Einzelanlagen zeigen, dass für die Umweltwirkungen von Strom und Wärme aus Biogas insbesondere der NawaRo-Anbau verantwortlich ist (siehe IFEU et al. 2008: Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland, Materialband E).

Unter der Rahmenbedingung, dass im Szenario „Auslaufen des EEG“ im Vergleich zum Szenario „Weiterbetrieb“ im Jahr 2035 jährlich über 23 TWh Strom und knapp 5 TWh Wärme mehr aus fossilen Quellen bereitgestellt werden, ergeben sich im Jahr 2035 folgende jährlichen Umweltauswirkungen:

- Treibhauseffekt: Mehremission von über 20 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.,
- Energieaufwand: Mehrbedarf an nicht erneuerbarer Energie von ca. 275 PJ,
- Versauerung: Einsparung von über 30.000 t SO<sub>2</sub>-Äq.
- Nährstoffeintrag: Einsparung von ca. 10.000 t PO<sub>4</sub><sup>3-</sup>-Äq. und
- Flächenbelegung: Einsparung von ca. 1,3 Mio. ha Landwirtschaftsfläche.

Unter der Rahmenbedingung, dass im Szenario „100 MW Zubau“ im Vergleich zum Szenario „Weiterbetrieb“ im Jahr 2035 jährlich knapp 10 TWh Strom und knapp 2 TWh Wärme aus fossilen Quellen ersetzt werden, ergeben sich im Jahr 2035 folgende jährlichen Umweltauswirkungen:

- Treibhauseffekt: Einsparung von ca. 8 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.,
- Energieaufwand: Einsparung von ca. 100 PJ nicht erneuerbarer Energie,
- Versauerung: Mehremissionen von ca. 13.000 t SO<sub>2</sub>-Äq.,
- Nährstoffeintrag: Mehremission von ca. 4.000 t PO<sub>4</sub><sup>3-</sup>-Äq. und
- Flächenbelegung: Zusätzlicher Bedarf von ca. 0,5 Mio. ha Landwirtschaftsfläche.

Rein objektiv, wissenschaftlich begründbar ist es daraus nicht möglich, eine Gesamt-tendenz aus Umweltschutzsicht abzuleiten. Erst wenn zusätzliche Kriterien in die Be-trachtung einbezogen werden, kann man zu einer zusammenfassenden Gesamtbe-wertung kommen. Wer beispielsweise der Schonung fossiler Ressourcen und dem Treibhauseffekt größere ökologische Bedeutung zumisst als der Versauerung, dem Nährstoffeintrag und der Flächenbelegung, kann eine Entscheidung für den Weiterbe-trieb oder den Zubau von Biogasanlagen fällen.

Aber weitere Fragestellungen bleiben zunächst ungeklärt: Dafür müsste insbesondere die zukünftige Nutzung der frei werdenden Flächen bekannt sein (oder modelliert wer-den). Methodisch belastbare, vergleichende Aussagen sind derzeit nur möglich, wenn bestimmte weitere Festlegungen getroffen werden. So lassen sich z.B. Marktfrüchte, die statt Biogas-NawaRo angebaut werden, dann bilanzieren, wenn man davon aus-geht, dass die Summe der weltweit produzierten Marktfrüchte konstant bleibt und somit der Druck auf Naturflächen in anderen Ländern geringer wird (mithin weniger Natur-land in Nutzung genommen wird). Auch können Aussagen möglich werden, wenn statt Biogas-NawaRo (andere) Energiepflanzen angebaut werden. Würde auf diesen Flä-chen beispielsweise Kurzumtriebsholz angebaut und – durch ein entsprechendes För-derregime angereizt – in KWK-Anlagen zur Strom- und Wärmeproduktion genutzt, könnte dies unter dem Strich für die Umwelt vorteilhafter sein als ein Beibehalten der Biogasanlagen. Würden dagegen Ölpflanzen für Pflanzenöl-BHKWs angebaut, wür-den sich vermutlich negativere Umweltwirkungen als bei Biogas ergeben.

Der im Rahmen der hier durchgeführten Modellierung aufgrund der Fragestellung ge-wählte Ansatz, bei dem frei fallende Flächen keine Folgenutzung erfahren (Brache) ist im Hinblick auf eine praktische Umsetzung nur ein Zwischenschritt. In der Folge ist davon auszugehen, dass die Flächen zumindest zu großen Teilen weiterhin als An-bauflächen z.B. für Marktfrüchte genutzt werden. Das kann möglicherweise insbeson-dere bei den Wirkungskategorien „Versauerung“ und „Nährstoffeintrag“ zu verbesser-ten Effekten bei einer Biogasproduktion führen, diese hängen aber sehr stark von glo-balen Stoffströmen und Landnutzungen/Landnutzungsänderungen ab, für die derzeit der wissenschaftliche Instrumentenkasten noch fehlt bzw. nur unter hohem Aufwand eingebunden werden kann (siehe: offene Forschungsfragen).

Die erzielten Ergebnisse sind daher im strikten Kontext der getroffenen Fragestellung zu interpretieren.

#### **4.5.2 Offene Forschungsfragen**

Im Folgenden werden offen gebliebene Forschungsfragen im Hinblick auf eine Beur-teilung der Umweltwirkungen diskutiert, die bisher nur unzureichend durchleuchtet werden konnten und in einem Anschlussvorhaben geklärt werden sollten.

Dabei gilt eine der zentralen Fragen den indirekten Effekten aus Landnutzungsänderungen. Aufgrund der im begrenzten Projektrahmen formulierten Fragestellung wurde für die hier aufgeführten Berechnungen davon ausgegangen, dass die Alternativnutzung von Flächen, die für NawaRo-Anbau genutzt werden, in deren – wenig wahrscheinlicher – Nichtnutzung besteht und dass keine landwirtschaftlichen Verschiebungseffekte stattfinden. Dabei bleiben nationale und globale Marktmechanismen, die zu Veränderungen in der Landnutzung und entsprechenden Umweltauswirkungen, insbesondere zu Treibhausgasemissionen, führen können, unberücksichtigt. Für weitergehende Aussagen müsste zum einen ein partielles Gleichgewichtsmodell für die Landwirtschaft eingesetzt werden, das sämtliche Nutzungen von Biomasse und damit den gesamten Warenkorb (Nahrungsmittel, Futter, biogene Rohstoffe für die stoffliche Nutzung sowie für Bioenergie in unterschiedlichen Bereitstellungsformen) inklusive aller Anbauverschiebungen weltweit betrachtet. Zum anderen wäre auch die Verknüpfung mit einem globalen Landnutzungsmodell nötig. Ein solcher Modellverbund wurde im Rahmen des BMWi-Vorhabens „Meilensteine 2030“ etabliert und für die Berechnung von vier Extremszenarien eingesetzt. In einem Anschlussvorhaben sollten die Rahmenbedingungen bestmöglich an das Erkenntnisinteresse angepasst werden. Flächen, deren Bewirtschaftung durch das Auslaufen des EEG nicht mehr gefördert wird, unterliegen in Deutschland unterschiedlichsten Einflüssen und können von den Landwirten in Spezialfällen beispielsweise auch aufgegeben oder als Ausgleichsflächen für Großprojekte verkauft werden.

Des Weiteren wurden im Rahmen der hier durchgeführten Modellierung konventionelle Anbausysteme für Energiepflanzen zugrunde gelegt, da derzeit nicht davon ausgegangen wird, dass angesichts der aktuellen Fördermechanismen gewässerschonendere und biodiversitätsfördernde, aber gleichzeitig tendenziell kostenintensivere Anbausysteme in verstärktem Maße zur Anwendung kommen. Die dabei erzielbaren Effekte z.B. im Sinne optimierter Nährstoffeinträge können jedoch durchaus zu einer spürbaren Entlastung beitragen<sup>45</sup>, so dass empfohlen wird, ergänzende Modellierungen unter Nutzung aktueller Forschungsergebnisse durchzuführen. Dabei ist auch die ökonomische Komponente zu berücksichtigen, da davon auszugehen ist, dass ergänzende Finanzierungsmechanismen erforderlich werden (siehe Kapitel 6.3).

Eine weitere Forschungsfrage, an die in einem Folgeprojekt angeknüpft werden kann, sind besser abgesicherte Informationen zu Wirkungsgradentwicklungen bei Biogasanlagen unter besonderer Berücksichtigung des Retrofit sowie ergänzender Systemdienstleistungen und den landwirtschaftlichen Ertragsentwicklungen. Beide Themen wurden für den vorliegenden Projektbericht in Anlehnung an das BMWi-Vorhaben

---

<sup>45</sup> IZES (2012): Gewässerschonende und standortangepasste Fruchtfolgen und Anbauverfahren für Energiepflanzen zur Nutzung in Biogasanlagen für die Region III-Theel

„Meilensteine 2030“ bereits berücksichtigt, wie sich beispielsweise an der Verringerung des Flächenbedarfs im Szenario Weiterbetrieb erkennen lässt. Dennoch sollten die mit den zukünftigen Entwicklungen verbundenen Unsicherheiten insbesondere vor dem Hintergrund des Klimawandels in einem Anschlussprojekt unter Berücksichtigung neuerer Forschungsergebnisse reduziert werden.

Zudem sollte die Stimmigkeit des im hier vorliegenden Projekt getroffenen Ansatzes, bei dem wegfallende Biogas-Energie rein durch einen fossilen Residualmix kompensiert wird, im Rahmen eines zusätzlichen Forschungsansatzes diskutiert werden. Wegfallender Biogas-Strom könnte auch durch einen zusätzlichen Ausbau von Wind- und ggf. Solarenergie kompensiert werden, wie schon im projektinternen Workshop vom Januar 2016 (siehe Protokoll im Anhang 1) angemerkt wurde. In Abschnitt 6.1.6 werden diesbezüglich erste Einschätzungen formuliert.

Interessant und in den hier durchgeführten Untersuchungen noch nicht thematisiert sind auch Fragestellungen hinsichtlich der Umweltwirkungen von Biogasanlagen nach einem Auslaufen der Förderung sowohl bei einem eventuellen Rückbau (Umweltlasten), als auch bei einer Weiternutzung z.B. mit vergrößerten Akquisitionsradius und/oder mit verändertem Substratmix.

Außerdem beschränkte sich die Bewertung der Umweltauswirkungen in diesem Projekt auf klassische Kategorien der Ökobilanz: Treibhauseffekt, Energieaufwand, Versauerung und Nährstoffeintrag sowie den Flächenbedarf. Diese Kriterien sind jedoch keineswegs erschöpfend. Sowohl im Rahmen etablierter Ökobilanzkategorien als auch darüber hinausgehend bestehen vielversprechende Optionen, die Umweltbewertung zu den Auswirkungen politischer Maßnahmen in Bezug auf die Biogasproduktion in Deutschland zu bereichern. Im Rahmen eines Anschlussvorhabens sollten weitere Umweltwirkungen wie die Feinstaubemissionen als wichtiger Indikator der Humantoxizität sowie der stratosphärische Ozonabbau berücksichtigt werden. Darüber hinaus sollten schwer zu quantifizierende, überwiegend lokal bzw. regional relevante Umweltwirkungen wie z.B. Einflüsse auf die Biodiversität, das Landschaftsbild, etc. berücksichtigt werden. Hierzu gibt es bereits methodische Ansätze wie z.B. das Konzept der Hemerobiestufen (Fehrenbach 2000) und die Lebenszyklus-Umweltverträglichkeitsanalyse (Rettenmaier et al. 2014).

## 5 Künftige Refinanzierung von Biogas an den Strommärkten

### 5.1 Vorbemerkung

Ohne eine zusätzliche Vergütung, wie beispielsweise die gleitende Marktprämie, würden Biogasanlagen nur Strom erzeugen, wenn zumindest ihre variablen Kosten unter den Erlösen aus dem Strom- und Wärmeverkauf liegen. Maßgeblich sind hier die verbrauchsgebundenen Kosten für das Substrat bzw. den Brennstoff Biogas. Im Folgenden wird beispielhaft eine 500 kW<sub>el</sub> NawaRo-Anlage betrachtet. Bei dieser liegen die variablen Kosten bei 11,9 ct/kWh<sub>el</sub>. (siehe Tabelle 5). Für eine Refinanzierung und den Betrieb der Biogasanlage müssen pro Jahr zusätzlich Deckungsbeiträge in Höhe von über 410 €/kW<sub>el</sub> erwirtschaftet werden. Im Nachfolgenden wird bei Ansatz möglicher Mindestkosten (z.B. ohne Wagnis und Gewinn) gezeigt, dass Biogasanlagen ohne einen zusätzlichen Refinanzierungsmechanismus, wie z. B. über das EEG, sich unter diesen Bedingungen nicht an der Strommärkten finanzieren können.

Tabelle 5: Variable- und Fixkosten für 500 kW Beispielsbiogasanlage.

500 kW NawaRo Biogasanlage	
Kosten einer aktuellen Anlage (Ansatzpunkt für die weiteren Berechnung)	
Fixe Kosten	5,31 ct/kWh <sub>el</sub> . bzw. 410 €/kW <sub>el</sub> (über 7.800 Vollbenutzungstunden) Ohne Grundstückskosten sowie Wagnis/Gewinn und bei einer Lagerdauer von 6 Monaten
Variable Kosten	11,9 ct/kWh <sub>el</sub> . Enthalten: Substratkosten (größter Teil), Betriebsstoffe, Reparatur und Wartung)
Kosten für Bestandsanlagen bei einer Nutzung >20 Jahre	
Fixe Kosten	Voraussetzungen: Feste Bauteile können weiter genutzt werden (minus 2 ct/kWh <sub>el</sub> ) Zusätzliche Kosten: Vergrößerung Gärrestlager auf 9 Monate (~ 0,42 ct/kWh <sub>el</sub> abhängig von der Substratzusammensetzung, vgl. Kapitel 3.1.1) 3,7 ct/kWh <sub>el</sub> .
Variable Kosten	11,9 ct/kWh <sub>el</sub> .

---

## 5.2 Refinanzierung am Stromgroßhandelsmarkt

Referenzpreis für den Stromgroßhandel ist der Preis am Vortageshandel der EPEX SPOT Strombörse in Paris. Alle weiteren Strommärkte, wie Termin-, Intraday- sowie Regelenenergiemärkte leiten sich grundsätzlich von diesem ab, wobei marktabhängig weitere Aspekte die Strompreisbildung beeinflussen können (z. B. Flexibilitätsanforderungen oder Zugangsvoraussetzungen). Im Marktdesign des Vortageshandels werden Stromerzeuger dazu angehalten, ihren Strom zu ihren Grenzkosten anzubieten.<sup>46</sup> Bieten Stromerzeuger über ihren Grenzkosten, so laufen diese Gefahr nicht abgerufen bzw. nachgefragt zu werden (vgl. zur Verdeutlichung Abbildung 26). Für Biogasanlagen bedeutet dies maßgeblich das Angebot zu den variablen Kosten der Stromerzeugung.<sup>47</sup> Im Jahr 2015 lag der durchschnittliche Großhandelspreis bei 32 €/MWh, wobei die stündlichen Preise stark variierten (minus 80 bis plus 100 €/MWh). Ohne die Marktprämie hätte eine NawaRo-Beispielanlage nur wenige Stunden im Jahr produziert. In Abbildung 26 ist dies visualisiert. Die blaue Linie zeigt die Großhandelspreise sortiert nach ihrer Höhe, die rote und grüne Linie die verbrauchsgebunden variablen Kosten der 500 kW Biogasanlage mit und ohne Wärmegutschrift.<sup>48</sup>

---

<sup>46</sup> siehe Hirschhausen et al. (2007), S.10f und Ockenfels et al. (2008), S. 17ff

<sup>47</sup> Bei größeren regelbaren Stromerzeugungsanlagen, insbesondere Dampfkraftwerken, sind zusätzlich die Kosten für die Anfahrt oder eine Wiederanfahrt (zusätzlicher Brennstoff, Verschleiß, Ausgleichsenergie) zu berücksichtigen. Bei mittleren bis kleineren BHKW sind diese jedoch verhältnismäßig gering, weshalb diese in dieser Grundsatzbetrachtung vernachlässigbar sind.

<sup>48</sup> als Wärmegutschrift wurden 3,5 ct/kWh<sub>el</sub> angesetzt

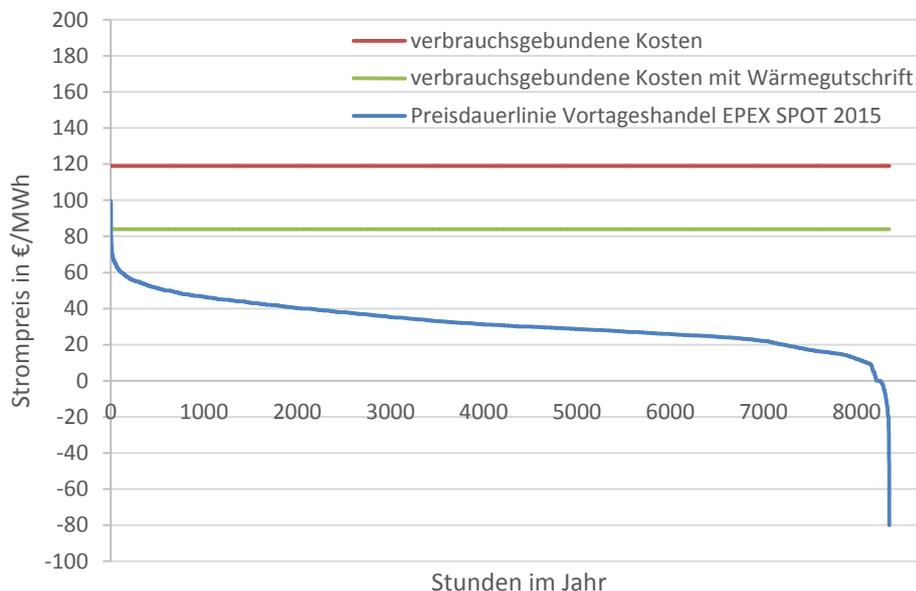


Abbildung 26: Preisdauerlinie des Vortageshandels 2015 im Vergleich zu den verbrauchsgebundenen Stromerzeugungskosten

Durch den Abbau von Überkapazitäten am Strommarkt sowie durch die Reform des Emissionshandels sollen mittel- bis langfristig die Stromgroßhandelspreise wieder steigen. Weiterhin sollen gezielt Preisspitzen in Knappheitssituationen ermöglicht werden<sup>49</sup>, die zukünftig zur Refinanzierung der nötigen Stromerzeugungseinheiten dienen sollen.

Ein denkbares zukünftiges „Hochpreisszenario“ besteht im Rahmen einer fortschreitenden Treibhausgasminde- rung in der Stromproduktion. Beispielsweise würden durch Stilllegungen von Braunkohlekraftwerken teurere Stromerzeugungskapazitäten preis- setzend. Ein solches Szenario ist in der folgenden Abbildung 27 dargestellt.<sup>50</sup>

<sup>49</sup> BMWi (2015a)

<sup>50</sup> Kohleausstiegsszenario bis 2040 (IZES (2015a))

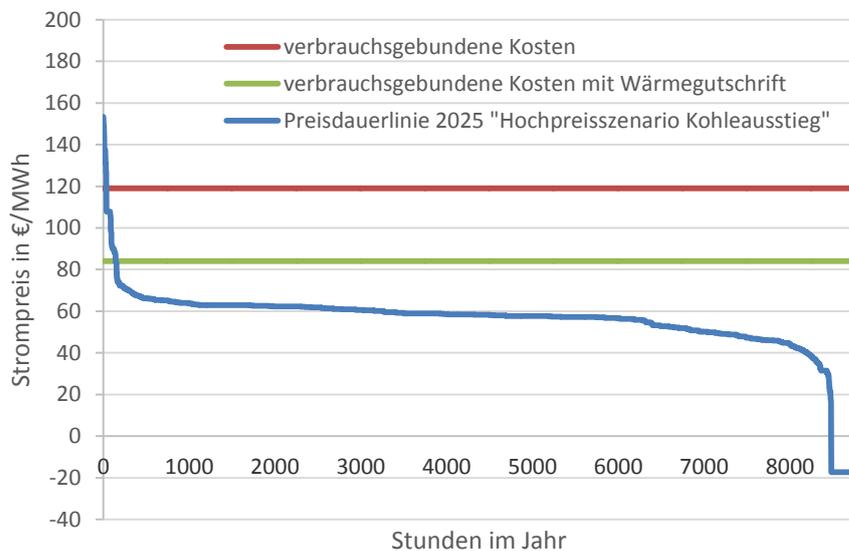


Abbildung 27: Preisdauerlinie des Großhandels 2025 „Hochpreisszenario 2025 im Vergleich zu den verbrauchsgebundenen Stromerzeugungskosten

Der durchschnittliche Strompreis dieses „Hochpreis“-Szenarios beträgt 56 €/MWh, mit Preisspitzen bis 150 €/MWh. Eine 500 kW Nawaro-Anlage würde hier auch mit Wärmegutschrift unter 200 Stunden im Jahr betrieben werden. Bei bestehenden Fixkosten von 410 €/MW könnten lediglich maximal 5 €/MW gedeckt werden. Würden höhere Preisspitzen aufgrund von Knappheitssignalen auftreten, dann wären 100 Stunden mit Preisspitzen von 4.100 €/MWh oder 200 Stunden mit Preisen von 2.050 €/MWh nötig, um die Fixkosten der Anlage zu decken.<sup>51</sup> Beim Betrieb von lediglich 200 Stunden im Jahr würde jedoch die Klimaschutzwirkung der Nawaro-Anlage gegen Null gehen. Ein sinnvoller Betrieb ohne einen zusätzlichen Einnahmestrom wie die gleitende Marktprämie ist am Stromgroßhandelsmarkt somit nicht zu erwarten.

### 5.3 Refinanzierung durch Einnahmen am Regenergiemarkt

In den Regenergiemärkten werden flexible Erzeugungskapazitäten gehandelt, die zufällige Erzeugungs- und Verbrauchsschwankungen ausgleichen. Die Beschaffung erfolgt über Auktionen. Zuschlagskriterium ist der Leistungspreis. Grundsätzlich dient dieser zum Ausgleich entgangener Erlöse am Stromgroßhandelsmarkt (Opportunitätskosten), die durch das Regenergieangebot nicht mehr möglich sind. Durch die höheren Flexibilitätsanforderungen können jedoch teils auch höhere Preise erzielt werden.

<sup>51</sup> Neben dem Kohleausstiegszenario und einem Szenario mit deutlichen Preisspitzen sind weiteren Strompreisszenarien denkbar (z. B. „Preise nahe Null“, die Fortschreibung heutiger Börsenpreise, „Grenzkosten der Braunkohle“, ...). Diese unterstellen jedoch geringere Großhandelspreise, weshalb diese hier nicht weiter behandelt werden.

Je nach Regelenergieart wird ebenfalls ein Arbeitspreis gezahlt, der dem Ausgleich von variablen Kosten dient. Im Fall von negativer Regelenergie (Leistungsreduktion, z. B. mit Brennstoffeinsparungen) treten entsprechend auch teils negative Arbeitspreise auf, in denen bei Abruf, Geld vom Erbringer gezahlt wird. Da die Arbeitspreise keinen Einfluss auf das Auktionsergebnis haben, können diese strategisch eingesetzt werden (Einfluss auf Abrufwahrscheinlichkeit). Hierdurch lassen sich eingeschränkt Zusatzeinnahmen generieren. Durch die marktliche Ausgestaltung der Regelenergiemärkte sollen Zusatzeinnahmen jedoch möglichst ausgeschlossen werden. Die Bundesnetzagentur beobachtet entsprechend diese Märkte und führt gegebenenfalls Anpassungen durch. In den letzten Jahren sind die Regelenergiepreise entsprechend deutlich zurückgegangen. Darüber hinaus arbeitet die europäische Regulierungsbehörde ACER im Auftrag der Europäischen Union an der Vereinheitlichung der Netz- und Systemregeln. Sie strebt ein stetiges Wachstum länderübergreifender Regelenergiemarkt an, durch das geringere Regelenergiemengen (Ausgleichseffekte) und niedrigere Regelenergiepreise (höherer Wettbewerb) erzielt werden. Maßgebliche Einnahmen zum Betrieb und der Refinanzierung von Biogasanlagen sind daher mittelfristig über die Regelenergiemärkte nicht zu erwarten<sup>52</sup>. Möglicherweise könnten durch zukünftig wegfallende konventionelle Stromerzeugungstechnologien die Regelenergiepreise wieder steigen; andere Faktoren wie eine weitere Flexibilisierung von Lasten oder die Einführung von neuen Speichertechnologien können aber auch zum Gegenteil führen. Der Regelenergiemarkt bietet daher keine langfristig planbare Einnahmequelle.

---

<sup>52</sup> Genauere Aussagen diesbezüglich konnten im Rahmen der hier durchgeführten Untersuchungen nicht hergeleitet werden, da die aktuellen Preise nicht vorlagen und durch das gepoolte Angebot über Direktvermarkter nicht eindeutig ist, welche Anteile beim Anlagenbetreiber verbleiben.

---

## 6 Gesetzliche Vergütungsmechanismen und ihre Anwendung auf Bestandsanlagen

### 6.1 Biogasvergütung im EEG

#### 6.1.1 Vorbemerkung

Ziel des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ist es, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zu erhöhen. Entsprechend steht die Stromerzeugung alleinig im Vordergrund. Weitergehende Anforderungen, wie die Wärmenutzung bei Biogasanlagen, stellen den effizienten Umgang mit den verwendeten Energieträgern sicher. In der ersten Version des EEG vom 01.04.2000 war eine Wärmenutzung bei Biogasanlagen weder vorgeschrieben, noch wurde diese explizit angereizt. Mit der Gesetzesnovelle aus dem Jahr 2004 wurde erstmalig über einen finanziellen KWK-Bonus eine gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme angestrebt. Mit der nächsten Novelle in 2009 wurde dieser Bonus erhöht<sup>53</sup>, um die Nutzungseffizienz weiter zu steigern. Weiterhin wurde der Begriff der Wärmenutzung konkretisiert, indem nur noch eine energetisch sinnvolle Wärmenutzung anerkannt wurde, die zur tatsächlichen Substitution anderer, insbesondere fossiler Brennstoffe beiträgt<sup>54</sup>. Mit dem EEG 2012 wurde dann die Kraft-Wärme-Kopplung für Biogasanlagen vorgeschrieben. Dafür wurde eine Mindestnutzung der erzeugten Wärme von 60 % festgelegt, wovon 25 %-Punkte für die Beheizung des eigenen Fermenters verwendet werden können. Mindestens 35 %-Punkte müssen somit Wärme aus anderen (fossilen) Quellen verdrängen. Der bisherige KWK-Bonus wurde analog gestrichen. Im aktuellen EEG 2014 wurde diese Verpflichtung zur Mindestwärmenutzung für Neuanlagen wieder ersatzlos gestrichen. Als Grund wird die Konzentration der Biogasförderung auf Abfall- und Reststoffe genannt. Diese sollen bereits einen ausreichenden Klimaschutzbeitrag leisten, so dass auf eine Mindestwärmenutzung verzichtet wird<sup>55</sup>. Dies überrascht, da aufgrund der Knappheit an Abfall- und Reststoffen eine reine Nutzung zur Stromerzeugung - außer bei einer Güllevergärung in Kleinanlagen mit geringen Wärmeüberschüssen (insbesondere im Winter) - aus Effizienzgesichtspunkten wenig Sinn ergibt. Indirekt wird die Wärmenutzung im EEG 2014 trotzdem angereizt. Durch die starke Absenkung der Vergütungssätze ist ein Betrieb von Biogasanlagen zur reinen Stromerzeugung nur mit zusätzlichen Einnahmen aus dem Wärmemarkt möglich<sup>56</sup>.

---

<sup>53</sup> Im Gegenzug wurde die Grundvergütung abgesenkt (BT-Drs. 16/8148, S. 29).

<sup>54</sup> BT-Drs. 16/8148, S. 81

<sup>55</sup> BT-Drs. 18/1304, S. 141

<sup>56</sup> Die geringen Zubauzahlen der letzten Jahre zeigen, dass ein Anlagenneubau grundsätzlich mit den aktuellen Fördersätzen nur für wenige Anlagen wirtschaftlich ist (siehe Unterkapitel 3.2.1, S. 24).

### 6.1.2 Eigenschaften des EEG-Vergütungsmechanismus

Abstrahiert zeichnet sich der EEG-Vergütungsmechanismus durch einen Rechtsanspruch, der über einen Zeitraum von 20 Jahren gilt, auf einen fixen Vergütungssatz für den ins Netz der öffentlichen Versorgung eingespeisten Strom aus. Anlagen in der Direktvermarktung bekommen für ihren erzeugten Strom zusätzlich zu ihren Erlösen an den Strommärkten (Stromgroßhandelsmarkt, Regelenergiemarkt, beim Endkunden) eine gleitende Marktprämie, die die Differenz aus im Gesetz festgelegter Vergütungshöhe und Stromgroßhandelspreis ausgleicht<sup>57</sup>. Kleinere Anlagen außerhalb der Direktvermarktung bekommen eine Einspeisevergütung in Höhe des fixen Vergütungssatzes für den ins öffentliche Netz eingespeisten Strom. Die Höhe der Vergütung variiert nach der Bemessungsleistung der Anlage<sup>58</sup>. Die Bemessungsleistung berechnet sich aus der Division der jährlichen Arbeit durch die Zeitstunden des jeweiligen Jahres<sup>59</sup>. Dabei gilt ab dem EEG 2014 nach § 47 Abs. 1, dass für Anlagen >100 kW nur für den Anteil der in einem Kalenderjahr erzeugten Strommenge ein EEG-Vergütungsanspruch besteht, der einer Bemessungsleistung der Anlage von 50 Prozent des Wertes der installierten Leistung entspricht. (vgl. Abbildung 10 und Abbildung 11). Die angesetzten Vergütungshöhen unterliegen einer grundsätzlichen zeitlichen Degression, die zusätzlich in Abhängigkeit vom Anlagenzubau der einzelnen EE-Arten angepasst wird. Der Vergütungsanspruch besteht über einen Zeitraum von 20 Jahren. Nach diesem Zeitraum ist keine Förderung mehr vorgesehen.

### 6.1.3 Flexibilitätsprämie bei Biogasanlagen

Klassisch wird bei Biogasanlagen ein möglichst stetiger Betrieb angestrebt. Durch diesen wird die Anlage technisch am wenigsten belastet, die fixen Betriebskosten lassen sich auf mehr Betriebsstunden verteilen und grundsätzlich kann die Anlage kleiner dimensioniert werden, was Investitionskosten einsparen hilft. Zukünftig bei höheren Anteilen fluktuierender Erneuerbarer Energien wird ein stetiger Betrieb zu Konflikten mit den Dargebots-abhängigen Erneuerbaren Energien führen. Als bedingt regelbarer Stromerzeuger werden Biogasanlagen sich der fluktuierenden Erzeugung aus Wind- und PV-Anlagen anpassen müssen. Weiterhin müssen die Erneuerbaren Energien insgesamt mit steigenden Anteilen am Strommarkt ebenfalls Systemdienstleistungen (z. B. Regelenergie) übernehmen, um konventionelle Must-Run-Kapazitäten zu verhindern<sup>60</sup>. Für die nötige Flexibilisierung von Biogasanlagen wurde die Flexibilitätsprämie

<sup>57</sup> Anlage 1 des EEG 2014

<sup>58</sup> mit Ausnahme der Photovoltaik und bei der Vergärung von Gülle, bei denen die installierte Leistung maßgeblich ist

<sup>59</sup> § 5 Nr. 4 EEG 2014

<sup>60</sup> Andernfalls müssen konventionelle Kraftwerke am Netz bleiben, um Netzstabilität zu gewährleisten und EE-Anlagen würden abgeregelt werden.

eingeführt. Durch diesen Leistungszuschlag wird eine zusätzliche Investitionen in eine höhere Stromerzeugungsleistung, Biogasspeicher sowie gegebenenfalls Wärmespeicher ermöglicht, welches einen flexibleren Betrieb von Biogasanlagen möglich macht. Der im Rahmen dieses Forschungsprojektes durchgeführte Expertenworkshop<sup>61</sup> hat bezüglich der Weiterentwicklung des bestehenden Vergütungsmechanismus für Biogas im EEG sowie der Überprüfung alternativer Mechanismen aufgezeigt, dass die Biogasverstromung generell zur Debatte steht, d. h., die Stromerzeugung an sich, als physikalische Arbeit. Die Ausgestaltung der Leistung der Biogasanlagen steht aktuell nicht im Fokus. Entsprechend wird weiterhin nicht näher auf die Flexibilitätsprämie und deren mögliche zukünftige Ausgestaltung eingegangen.

#### **6.1.4 Auslegung von Biogasanlagen mit EEG-Vergütung**

Das EEG hatte bisher keine einheitliche Auslegung von Biogasanlagen auf eine Wärmenenke/Wärmenutzung hin enthalten. Die Spannbreite der Anforderungen in den bisherigen EEG-Versionen reicht von keiner Mindestanforderung, über Boni bis hin zu einer Mindestanforderung bezüglich der Wärmenutzung. Aufgrund der höheren Vergütung in den frühen Versionen im EEG wurde auch keine Eigenstromnutzung angereizt. Biogasanlagen sind grundsätzlich dort entstanden, wo nutzbare Biomasse vorhanden war. Erstes Optimierungskriterium war somit das vorhandene Substrat für die Brennstoffproduktion, erst mit den späteren EEG-Versionen kam eine Wärmenutzung hinzu. Aus ökologischer, wie auch ökonomischer Sicht sollte jedoch eine Wärmenutzung stattfinden. Im Vergleich zu anderen KWK-Anlagen besteht die Besonderheit des Wärme-Eigenbedarfs für den Fermenter, der von der Außentemperatur abhängt. Gerade in Zeiten hohen Heizwärmebedarfs besteht dabei ebenfalls ein erhöhter Wärmebedarf für den Fermenter, insbesondere bei Substraten mit einem geringen spezifischen Energiegehalt wie z.B. Gülle. In der wärmeoptimierten Auslegung wird eine möglichst hohe Überdeckung von nutzbarer Wärme (Wärmeerzeugung abzüglich Eigenbedarf) und Nutzwärmebedarf angestrebt sowie eine Minimierung der Wärmeproduktion außerhalb des Wärmebedarfs (siehe Abbildung 28). Im Umfeld von Biogasanlagen wird maßgeblich von einem Heizwärmebedarf in Abhängigkeit von der Außentemperatur (Wohngebäude, Stallungen, ...) ausgegangen. Bei einem kontinuierlichen Wärmebedarf (Prozesswärme) können höhere Überdeckungsgrade ermöglicht werden.

---

<sup>61</sup>am 12.01.2016, im BMUB in Berlin

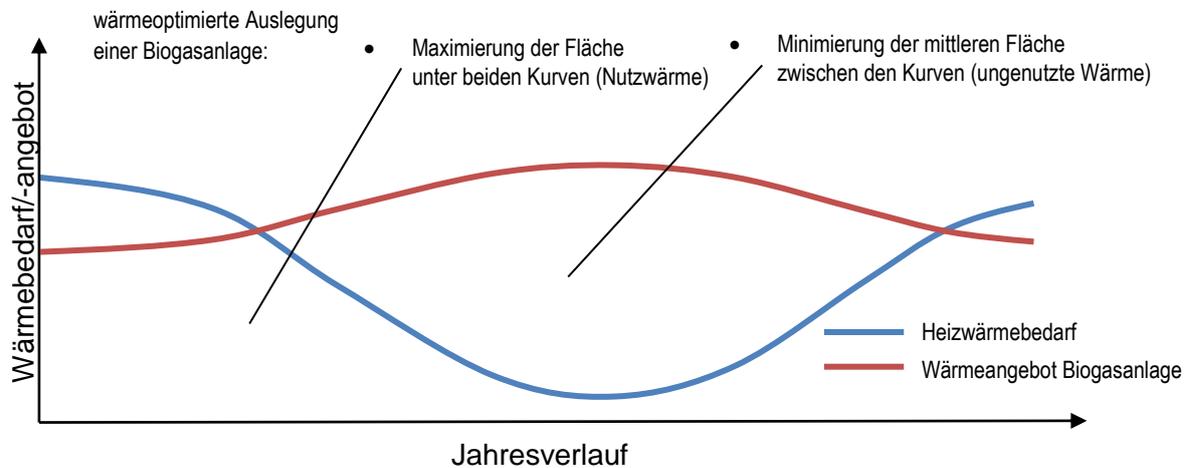


Abbildung 28: Wärmeoptimierte Auslegung von Biogasanlagen

Unabhängig vom unterstellten Wärmebedarf ist davon auszugehen, dass zur Deckung des gesamten Wärmebedarfs im Winter in Zeiten hohen Eigenbedarfs der Biogasanlage ein zusätzlicher Wärmeerzeuger nötig ist. Eine Flexibilisierung von Biogasanlagen sollte an der zuvor beschriebenen Auslegungsweise nichts ändern. Die Leistung der Anlagen ändert sich zwar, aber die Arbeitsmengen (Strom und Wärme) bleiben gleich und werden nur über Gas- und Wärmespeicher verschoben.

### 6.1.5 Geplante Weiterentwicklung des EEG

Bereits in der EEG-Novelle von 2014 wurde entschieden, spätestens ab 2017 die Vergütungshöhen für die erneuerbaren Energien durch Ausschreibungen zu ermitteln. Die aktuelle EEG-Novelle 2016 soll diese geplante Umstellung auf Ausschreibungen umsetzen. Die Leitgedanken für das Ausschreibungsdesign sind die Einhaltung des Ausbaukorridors für erneuerbare Energien, eine Begrenzung der EEG-Kosten sowie den Erhalt der Akteursvielfalt<sup>62</sup>.

Im vorliegenden Referentenentwurf werden für das EEG 2016 Kernpunkte für mögliche zukünftige Ausschreibungen für neue und bestehende Biomasseanlagen definiert. Über diese sollen bestehenden Biomasseanlagen eine Perspektive über den bisherigen 20 jährigen Vergütungszeitraum hinaus geboten werden<sup>63</sup>. Weiterhin enthält der

<sup>62</sup> BMWi (2015b)

<sup>63</sup> BMWi (2016a), S. 192

Referentenentwurf eine Verordnungsermächtigung, auf dessen Basis die Bundesregierung zukünftig Ausschreibungen festlegen kann. Konkrete Werte für mögliche Ausschreibungen existieren bis auf den Höchstwert für Strom aus Biomasse von 14,88 ct/kWh nicht<sup>64</sup>. Erste Ausschreibungen sind im Jahr 2017 geplant.

Über die Einhaltung des Ausbaukorridors für erneuerbare Energien soll die Synchronisation mit dem Ausbau der Stromnetze garantiert werden. Die Zubauformel sieht vor, dass der Zubau an Onshore-Wind als Residualgröße dient. D.h. abhängig vom Erfolg des Zubaus der anderen erneuerbaren Energien wird der Zubau für Onshore-Wind entsprechend erhöht oder verringert. Ein geringerer Zubau an Biomasse als geplant würde somit theoretisch durch einen erhöhten Zubau von Onshore-Wind ausgeglichen. Vor dem Hintergrund des Netzausbaus ist die vorgeschlagene Formel wenig zielführend, da der nötige Netzausbau maßgeblich durch den Zubau von Onshore-Wind bestimmt wird.

#### **6.1.6 Exkurs 1: Problemstellungen beim Ersatz von Biogas durch Onshore-Wind**

Mit der Einführung eines Korridors für den Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung entstand die Diskussion,<sup>65</sup> die Stromerzeugung aus Biogasanlagen durch Erzeugung aus Onshore-Windkraftanlagen zu ersetzen. Eine Motivation dafür sind die niedrigeren Stromerzeugungskosten von Onshore-Wind<sup>66</sup>. Dieser Ansatz wurde auch im Rahmen des Projekt-Workshops im Januar 2016 vor dem Hintergrund der in der ökobilanziellen Untersuchung getroffenen Festlegung einer Kompensation von wegfallendem Biogas-Strom durch fossile Energien (siehe Abschnitt 4.3.3) thematisiert. Der Ersatz von Biogas durch Wind wirft jedoch neue Problemstellungen auf, die über eine rein monetäre Betrachtung der Stromerzeugungskosten hinausgehen und daher nachfolgend zur Diskussion gestellt werden.

##### ***Sind ausreichend Flächen für einen verstärkten Onshore-Windausbau vorhanden?***

Der Ersatz von Biogas durch Wind ist nur sinnvoll, wenn die gesetzten EE-Ziele weiterhin erreicht werden. Wind muss somit über das bisher geplante Maß hinaus ausgebaut werden, um potenziell wegfallenden Biogas-Strom zu kompensieren. Im Szenario B1 2025 des Netzentwicklungsplans (NEP) Strom (1. Entwurf) wird ein Windzubau an

---

<sup>64</sup> §39b Abs. 1 Referentenentwurf EEG 2016 (BMWi (2016a))

<sup>65</sup> BMWi (2015b)

<sup>66</sup> Im Folgenden des Exkurses wird nur noch von Wind gesprochen, wobei hier im weiteren Onshore-Wind gemeint ist, falls dies nicht explizit anders vermerkt wird.

Land von 2.500 MW pro Jahr unterstellt<sup>67</sup>. Bei nicht mehr hinreichenden Anreizen im EEG zum Weiterbetrieb von Bestandsanlagen bzw. zum Anlagenneubau ist mit einem Rückgang der Biogasstromerzeugung um bis zu 17 TWh bis 2030 zu rechnen<sup>68</sup>. Dieser kann bezogen auf die reine Stromerzeugungsmenge durch 8,5 GW Windkraft ersetzt werden<sup>69</sup>, was einem zusätzlichen jährlichen Zubau von über 500 MW gleichkommt<sup>70</sup>. Insgesamt muss somit ein Windkraftausbau von über 3.000 MW pro Jahr sichergestellt werden (20 % mehr als bislang vorgesehen). Dies sind bereits 100 MW mehr als im ersten Jahr der Windausschreibung geplant ist<sup>71</sup>. In den letzten Jahren (2012-2015) wurden jährliche Zubauten von 3.000 MW bis 4.700 MW erreicht. Im längerfristigen Mittel seit 2000 liegt die Zubaurate bei 2.300 MW pro Jahr. Auffallend sind die deutlichen Schwankungen des jährlichen Zubaus in diesem Zeitraum. Diese Schwankungen werden im Wesentlichen auf die in den vergangenen Jahren zeitweise der günstigen Bedingungen des Windkraftausbaus sowie auf die Verfügbarkeit geeigneter Flächen zurückgeführt<sup>72</sup>. Diese sind stark abhängig von pauschalen Abstandsvorgaben für Windkraftanlagen gegenüber Wohnbebauung oder auch Funknavigationsanlagen. Die teils geforderten Mindestabstände kommen in einigen Regionen einem faktischen Ausbaustopp gleich. Für ein ausreichendes Flächenpotenzial wirtschaftlicher Standorte bedarf es zukünftig differenzierterer neuer Ansätze. Andere Gesichtspunkte wie die Akzeptanz des verstärkten Ausbaus der Windenergie bei Bürgern und Landesregierungen bedürfen ebenfalls einer weiteren Betrachtung. Wird ein Ersatz der Biogaserzeugung durch Wind politisch angestrebt, so muss zuvor sichergestellt werden, dass ausreichend wirtschaftliche Flächen für Windkraftanlagen zur Verfügung stehen und die Akzeptanz für diesen Ausbau vorhanden ist.

### ***Kann der Netzausbau mit einem verstärkten Onshore-Windausbau mithalten?***

Ein erhöhter Zubau von 3.000 MW Wind pro Jahr führt auch zu einer neuen Dimension im Netzausbau, der aktuell 2.500 MW pro Jahr unterstellt. Der letzte Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen zeigt einen deutlichen Anstieg an engpassbedingten Maßnahmen<sup>73</sup>. Dies ist auf den bereits verzögerten Netzausbau zu-

<sup>67</sup> ÜNB (2015), S. 29

<sup>68</sup> bei einem angenommenen Rückgang der Biogasstromerzeugung von 23,5 TWh in 2015 auf 6,2 TWh im Jahr 2030 (siehe Anhang 1, S. 100ff)

<sup>69</sup> unter der Annahme von durchschnittlichen 2.000 Vollbenutzungsstunden für Windkraftanlagen an Land

<sup>70</sup> Zusätzlich muss noch der Anteil des Biogases an der Wärmebereitstellung berücksichtigt werden, der durch ein Auslaufen des EEG-Vergütungszeitraumes ebenfalls zurückgeht und durch z.B. regenerative Wärmepumpen ersetzt werden muss. Siehe auch nächste Frage in diesem Papier.

<sup>71</sup> Im ersten Jahr der Ausschreibung soll 2.900 MW Onshore-Wind ausgeschrieben werden. Im Weiteren sollen nie weniger als 2.000 MW ausgeschrieben werden (BMW 2016a).

<sup>72</sup> BMW, S. 7ff

<sup>73</sup> BNetzA (2015a)

rückzuführen. Durch einen Ersatz von Biogas durch Wind wird die Netzausbauproblematik weiter verschärft. Analog zum nötigen Flächenpotenzial für Wind muss zuvor ein ausreichender Netzausbau sichergestellt werden, damit die angestrebten EE-Ziele sicher erreicht werden können. Eine rein monetäre Diskussion über Stromerzeugungskosten von EE-Stromerzeugern und deren möglichen Ersatz untereinander greift also zu kurz und gefährdet die politisch gesetzten Zielvorgaben im Stromsektor.

### ***Sind die Entwicklungen in anderen Sektoren ausreichend berücksichtigt?***

Vor dem Gesamtziel des Klimaschutzes sollte auch die Frage gestellt werden, ob eine Fokussierung auf Erzeugungstechnologien mit niedrigeren Erzeugungskosten im Stromsektor nicht generell zu früh ist. Zum einen ist eine Zielerreichung im Klimaschutz in anderen Sektoren teils nicht gesichert und die CO<sub>2</sub>-Einsparungen durch die Bioenergie könnten für die Gesamtzielerreichung nötig werden. Zum anderen bestehen in anderen Sektoren verstärkt Diskussionen, im Rahmen einer Sektorkopplung auf EE-Strom zu setzen (z.B. Elektromobilität, oder auch der Einsatz von Wärmepumpen zur Erdwärmenutzung). Hierdurch wird die Stromnachfrage entgegen der bisherigen Erwartungen voraussichtlich signifikant ansteigen. Im Falle der höheren Stromnachfrage würde ebenfalls eine höhere EE-Stromerzeugung nötig werden, die ohne Biogas durch reinen Onshore-Wind möglicherweise verfehlt würde. Entsprechend sollte vor einem Ersatz von Biogas durch Wind ebenfalls die Klimazielerreichung in anderen Sektoren in die Bewertung mit einbezogen werden, um nicht verfrüht bestehende CO<sub>2</sub>-Einsparungen aufzugeben.

### ***Welche Zukunftsoptionen werden durch einen Verzicht auf Biogasanlagen beeinträchtigt und was sind dessen Konsequenzen?***

Durch einen Ersatz von Biogas durch Wind rückt die Problematik der stark fluktuierenden EE-Erzeugung und der EE-Überschüsse zeitlich näher. Hier bieten sich gerade Biogasanlagen durch ihre Regelbarkeit an. Sie können in Dunkelflauten erneuerbaren Strom erzeugen und durch das Angebot von Regelenergie konventionelle Must-Run-Kapazitäten mindern helfen. Biogas bietet sich hier als Kurz- bis Mittelfristspeicher an, zu bekannten Kosten in bestehender Infrastruktur. Weiterhin ist durch die Gewinnung von Biomethan eine Einspeisung in das Erdgasnetz möglich, um dessen langfristige Speicherkapazitäten zu nutzen. Zurzeit ist der energetische Aufwand für die Biome-thanaufbereitung noch relativ hoch. Forschungsprojekte untersuchen jedoch bereits eine (Bio-)Methanisierung von EE-Wasserstoff in Verbindung mit biogenem CO<sub>2</sub> (Power-to-Gas) in Biogasfermentern (z. B. Forschungsprojekt Bio-Hydro-Methan der Uni-Hohenheim). Ziel ist es zukünftig Biomethan in Erdgasqualität mit geringerem Aufbereitungsaufwand und geringerem CO<sub>2</sub>-Ausstoß zu erzeugen. Bevor ein Ersatz der bestehenden Biogasinfrasturktur durch Windkraft angestrebt wird, sollten somit die Wechselwirkungen mit bestehenden Zukunftskonzepten untersucht werden, um eine

Ausnutzung vorhandener, aber möglicherweise erst in der Zukunft erforderlicher Potenziale nicht zu verhindern.

### ***Fazit Exkurs: Problemstellungen beim Ersatz von Biogas durch Onshore-Wind***

Die Konsequenzen eines Ersatzes von Biogas durch Onshore-Wind sind bisher nicht umfassend betrachtet worden. Für ein solches Szenario müssen ausreichend Flächen für einen verstärkten Windkraftausbau von über 3.000 MW pro Jahr zur Verfügung stehen. Weiterhin muss insbesondere der dafür nötige Netzausbau sichergestellt werden. Der aktuelle Netzausbau ist bereits verzögert und es zeigen sich deutliche Engpässe im Netz. Bevor ein verstärkter Windausbau gefordert werden kann, muss somit erst der Netzausbau sichergestellt werden. Weiterhin sollten die Rückwirkungen der anderen Sektoren auf die zukünftige Stromnachfrage sowie deren Klimazielerreichung mitbetrachtet werden, um nicht aus einseitigen monetären Erwägungen im Stromsystem den Klimaschutz insgesamt zu beeinträchtigen. Ebenfalls müssen die Auswirkungen eines Verzichts auf Biogas für die zukünftigen Ausgleichsoptionen für Dunkelflauten berücksichtigt werden. Dies beinhaltet auch neue Ansätze wie die (Bio-)Methanisierung von EE-Wasserstoff (Power-to-Gas) in Biogasfermentern. Biogasanlagen rein nach ihren Stromerzeugungskosten zu bewerten greift somit zu kurz.

#### **6.1.7 Exkurs 2 Biomethan**

Der Sektor Biomethan ist explizit nicht Bestandteil dieser Studie. Entsprechende Zusammenhänge werden in vertiefter Form im Sinne einer detaillierten Beschreibung der Perspektiven von Biomethan im Hinblick auf eine entsprechende Biomethanstrategie an anderer Stelle thematisiert (siehe u.a. Scholwin et al., 2015; Dunkelberg et al., 2015). Gleichwohl wird durch verschiedene Akteure in der Biomethannutzung eine Chance des Biogassektors gesehen, diesen in Zukunft weiter zu nutzen, zu flexibilisieren und zu optimieren<sup>74</sup>.

Ein Problem der Biomethananlagen liegt in dem – im Vergleich zu Anlagen mit Vor-Ort-Verstromung – hohen Aufbereitungsaufwand, welcher aus ökonomischer Sicht tendenziell zu stark zentralisierten Anlagen mit entsprechend großen Einzugsbereichen führt (FNR 2014)<sup>75</sup>. Vor diesem Hintergrund werden derzeit Konzepte entwickelt, bei denen kleine und mittelgroße – vorzugsweise wenig effiziente - Biogasanlagen mit bisheriger Vor-Ort-Verstromung über ein Roh-Biogasnetz zusammengeschlossen werden um das gesammelte Biogas zu einer zentralen Aufbereitungsanlage mit dem Ziel eines höheren Nutzungsgrades zu liefern<sup>76</sup>. Voraussetzung ist dabei, dass eine genügend große Zahl an Anlagenbetreibern dazu bereit ist und sich darüber hinaus

<sup>74</sup> Stellungnahme Fachverband Biogas (2014) zum Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Reform des EEG

<sup>75</sup> FNR ( 2014): Leitfaden Biogasaufbereitung und –einspeisung, Gülzow-Prüzen, S. 105

<sup>76</sup> Schreiber (2016): Demonstrationsprojekt Bioenergie 2.0 in Rheinland-Pfalz, Verbundprojekt-Weststeifel,

die Anlagen in einem solchen Abstand zueinander bzw. zu der Aufbereitungsanlage befinden, dass sich die Investitionen in das Biogasnetz lohnen. Speziell für Biogasanlagen, die vor der Reinvestition in ein neues BHKW stehen und deren Wärmenutzungskonzept noch nicht oder nur zum Teil umgesetzt ist, besteht in einem Verbundnetz die Möglichkeit, das Biogas energetisch besser zu nutzen als in der Bestandsanlage mit Vor-Ort-Verstromung (Scheffelowitz et al., 2015).

Ein weiteres Optimierungspotenzial ist in der Biomethanisierung in Verbindung mit einer Nutzung von EE-Überschussstrom (PtG)<sup>77</sup> sowie in technischen Optimierungen der Biogas-Aufbereitungsstufe zu sehen. Untersuchungen an der Universität Hohenheim<sup>78</sup> haben z.B. gezeigt, dass mittels einer zweistufigen Vergärung eine Aufbereitung von Biogas zu Biomethan ohne großen Einsatz zusätzlicher Energie möglich ist, was sich insbesondere positiv auf die THG-Emissionen auswirken kann und den Anwendungsbereich auch auf kleine und mittlere Anlagen ausdehnt.

Eine vertiefte Betrachtung der damit verbundenen Zusammenhänge und Effekte kann an dieser Stelle nicht geleistet werden. Langfristig böte sich jedoch über die Biomethanschiene eine zu diskutierende Option, organische Stoffe in einer konvertierten Form auch in anderen Sektoren (z.B. Mobilität, Industrie, etc.) zu nutzen (Vogt et al., 2010).

### **6.1.8 Aktuelle Situation von Biogasbestandsanlagen im EEG**

Für die weitere Betrachtung werden zwei Fälle von Biogasbestandsanlagen unterschieden. Im Fall 1 werden bestehende Anlagen betrachtet, die ertüchtigt werden müssen. Im Fall 2 werden Anlagen betrachtet, die komplett ersetzt werden und somit zu „Neuanlagen“ an einem bestehenden Standort werden. Diese Neuanlagen dienen dem Ersatz bestehender Stromerzeugung aus Biogas, weshalb diese auch als Bestand betrachtet werden.

#### *Fall 1: Ertüchtigte Biogasanlagen*

Nach dem aktuellen EEG 2014 führt eine Ertüchtigung von Biogasanlagen zu keiner Neuinbetriebnahme, weshalb diese ertüchtigten Anlagen grundsätzlich keinen erneuten Vergütungsanspruch über den bereits bestehenden 20-jährigen Anspruch besitzen<sup>79</sup>. In den Übergangsregelungen der verschiedenen EEG können Ausnahmen bestehen. In diesem Projekt geht es um grundsätzliche Betrachtungen der Biogasvergütungsregelungen, weshalb diese Übergangsregelungen hier nicht weiter berücksichtigt werden. Viele Anlagen, die nur noch wenige Restjahre Vergütungsanspruch besitzen,

---

<sup>77</sup> dena (2013): Power to Gas, Eine innovative Systemlösung auf dem Weg zur Marktreife, Berlin

<sup>78</sup> Universität Hohenheim (2014) Jahresbericht 2014, Landesanstalt für Agrartechnik & Bioenergie S. 13

<sup>79</sup> § 5 Nr. 21 EEG 2014

werden aufgrund des geringen Refinanzierungszeitraums teils von Ertüchtigungen absehen und gegebenenfalls vor den geplanten 20 Jahren vom Netz gehen<sup>80</sup>. Im Referentenentwurf zum EEG 2016 wird an diesem Inbetriebnahmebegriff und dem damit verbundenen 20-jährigen Vergütungsanspruch direkt nichts geändert<sup>81</sup>. Ertüchtigten Biogasanlagen wird jedoch im Rahmen der geplanten Ausschreibungen ein neuer Weg eröffnet. Bestandsanlagen können bei den geplanten Ausschreibungen einen neuen Vergütungsanspruch in Höhe ihres Gebots für die Dauer von 10 Jahren erwerben<sup>82</sup>. Als Höchstwert für alle Gebote von Biomasseanlagen gilt (derzeit) 14,88 ct/kWh oder die durchschnittliche Vergütung der letzten 5 Kalenderjahre, falls diese geringer ist<sup>83</sup>.

Die Bewertung der zur Ertüchtigung nötigen Investitionskosten mit den daraus resultierenden Fixkosten ist angesichts der aktuellen Datenlage sowie der Heterogenität vorhandener Anlagenkonzepte schwierig. Dafür müsste der Zustand aller bestehenden Biogasanlagen bekannt sein. Zur Betrachtung einer 500 kW Nawaro-Beispielanlage wird vereinfacht angenommen, dass die Fixkosten für Vorgrube, Fermenter, Nachgärer, Gärrestlager und Planung entfallen und zusätzliche Kosten für die geplante Erhöhung der Lagerdauer für die Gärreste hinzukommen. In Summe verringern sich die Fixkosten in diesem Beispiel von 5,3 ct/kWh um 1,6 ct/kWh auf 3,7 ct/kWh.<sup>84</sup>

Unter diesen Annahmen würde eine ertüchtigte 500 kW Beispielanlage mit der Höchstvergütung von 14,88 ct/kWh<sub>el</sub> auskommen, wenn diese weitere Einnahmen für 35 % ihrer ausgekoppelten Wärme in Höhe von 2,1 ct/kWh<sub>th</sub> erhalten würde (siehe Tabelle 6). Bei einem höheren Wärmepreis von 7 ct/kWh<sub>th</sub><sup>85</sup>, müssten 10 % der erzeugten Wärme vertrieben werden, um einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb sicherzustellen.

<sup>80</sup> siehe Unterkapitel 3.1 Mögliche Entwicklung bei aktueller Gesetzeslage, S. 17ff

<sup>81</sup> § 3 NR. 30 und § 25 Referentenentwurf EEG 2016 (BMWi (2016b))

<sup>82</sup> § 39a Referentenentwurf EEG 2016 (BMWi (2016b))

<sup>83</sup> § 39b Referentenentwurf EEG 2016 (BMWi (2016b))

<sup>84</sup> siehe Tabelle 5

<sup>85</sup> 6,5 ct/kWh Erdgas bei einem Kesselwirkungsgrad von 0,95

Tabelle 6: Nötige Wärmenutzung einer ertüchtigten 500 kW NawaRo-Beispielanlage bei einer EEG-Vergütung von 14,88 ct/kWh

Stromerzeugungskosten ohne Wärmegutschrift	max. EEG-Ver- gütung Entwurf 2016 <sup>86</sup>	wirtsch. nötige Nutzwärme <sup>87</sup>	
		35 % Nutz- wärme für	bei 7 ct/kWh <sub>th</sub> nötige Nutzung
Fixkosten: 3,7 ct/kWh <sub>el</sub> <sup>88</sup>	14,88 ct/kWh <sub>el</sub>	2,1 ct/kWh <sub>th</sub>	~ 10 %
var. Kosten: 11,9 ct/kWh <sub>el</sub>			
Summe: 15,6 ct/kWh <sub>el</sub>			

Unter den getroffenen Annahmen ergibt sich für die 500 kW-Beispielanlage eine grundsätzliche Perspektive durch die angestrebten Ausschreibungen im EEG 2016. Die Höchstgrenze von 14,88 ct/kWh<sub>el</sub> erscheint hier ausreichend. Die mittlere installierte Anlagenleistung von Biogasanlagen liegt jedoch unter 500 kW<sup>89</sup>. Teils bestehen Biogasanlagen auch aus mehreren kleineren BHKW, um eine bessere Wärmenutzung zu ermöglichen. Bei kleineren BHKW liegen die Kapitalkosten deutlich höher als bei einem angenommenen einzelnen 500 kW BHKW, was sich entsprechend in höheren Fixkosten niederschlägt. Entsprechend müssten diese Anlagen eine deutliche höhere Wärmenutzung besitzen, um mit 14,88 ct/kWh<sub>el</sub> auskömmliche Einnahmen für 10 Jahre zu erhalten. Nach dem Referentenentwurf des EEG 2016 wird weiterhin nicht spezifiziert, welche Leistungsklassen an Biogasanlagen definitiv ausgeschrieben werden. Dies liegt im späteren Ermessen der Bundesregierung, die im Rahmen der geplanten Verordnungsermächtigung zukünftig darüber entscheiden kann<sup>90</sup>. Inwieweit die geplante EEG Änderungen einen Weiterbetrieb von ertüchtigten Biogasanlagen ermöglichen, kann daher nicht bewertet werden. Tendenziell dürfte über die geplanten Ausschreibungen nur größeren NawaRo-Anlagen mit bestehenden Wärmekonzepten eine Zukunftsperspektive geboten werden.

Inwieweit Bioabfallanlagen möglicherweise erfolgreich an den geplanten Ausschreibungen teilnehmen können bzw. ob sie dies überhaupt sollen, kann im Rahmen dieses Vorhabens nicht abschließend bewertet werden. Die Kosten- und Einnahmensituation

<sup>86</sup> vom 14. April 2016

<sup>87</sup> ohne Fermentereigenbedarf und bei einer Stromkennzahl von 1

<sup>88</sup> unter der vereinfachten Annahme, dass die Fixkosten für Vorgrube, Fermenter, Nachgärer, Gärrestlager und Planung entfallen und zusätzliche Kosten für die geplante Erhöhung der Lagerdauer für die Gärreste hinzukommen

<sup>89</sup> DBFZ (2015), S. 17

<sup>90</sup> § 88 Referentenentwurf EEG 2016 (BMWi (2016b))

gestaltet sich bei diesen Anlagen u.a. aufgrund des zusätzlichen, gebührenfinanzierten Entsorgungsauftrages gemeinhin komplexer. Die grundsätzliche Kostensituation einer Neuanlage lässt sich jedoch darstellen. Eine neue 800 kW-Abfallanlage besitzt Fixkosten um 20 ct/kWh<sub>el</sub> und variable Kosten um 28 ct/kWh<sub>el</sub><sup>91</sup>. Eine Abschätzung, welche zusätzlichen Kosten bei einem verlängerten Betrieb anfallen und welche wegfallen, lässt sich ohne nähere Betrachtung bestehender Anlagen nicht durchführen. Auf der Einnahmeseite besitzen Abfallanlagen zusätzlich Einnahmen aus den Entsorgungsgebühren; diese Zahlungen werden in der Regel basierend auf Ausschreibungen bzw. internen Kostenermittlungen der öffentlich-rechtlichen Entsorgungsträger festgelegt und beziehen sich auf die Gesamtkosten abzüglich spezifischer Erlöse (EEG, Wärmeverkauf, Kompost). Bezüglich der geplanten Auktionen im EEG bahnt sich somit ein Konflikt an. Für eine Auktionsteilnahme an EEG-Ausschreibungen müssen grundsätzlich alle Einnahmeströme bekannt sein und umgekehrt müssen für die Teilnahme für die Entsorgung der Bioabfälle die nötigen Einnahmen für die Entsorgung (Differenz aus allen Kosten abzüglich der Strom- und Wärmeeinnahmen) bekannt sein. Es ist fraglich, wie ein solcher Henne-Ei-Konflikt unter zusätzlicher Berücksichtigung des vorhandenen Entsorgungsauftrages entsprechender Anlagen gelöst werden kann und soll.

Für 75 kW Gülleanlagen stellt sich die Frage über einen ertüchtigten Weiterbetrieb nach den geplanten 20 Jahren noch nicht. Diese Anlagenkategorie wurde erst mit dem EEG 2012 eingeführt und entsprechend befinden sich die Anlagen noch in der ersten Hälfte ihres geplanten Betriebs. Langfristig ist jedoch auch hier der quasi Entsorgungsauftrag im Sinne einer THG-mindernden Gülle-Nutzung zu berücksichtigen.

#### *Fall 2: Bestandssicherung durch Neuanlagen an bestehenden Standorten*

Werden an bestehenden Standorten Biogasanlagen komplett neu errichtet, so kann eine Neuinbetriebnahme stattfinden und ein neuer Anspruch auf eine 20-jährige Vergütung entsteht, wie er auch für Neuanlagen gilt. Abhängig von der vorgesehenen Leistungsgrenze im endgültigen Ausschreibungsdesign, kann der Höchstwert die für die Ausschreibung vorgesehenen 14,88 ct/kWh betragen oder den regulär im EEG vorgesehenen Vergütungssätzen für die verschiedenen Biomassekategorien entsprechen<sup>92</sup>.

Im Vergleich zu ertüchtigten Anlagen gestaltet sich für Neuanlagen ein auskömmlicher Betrieb unter den im EEG geplanten Höchstgrenzen schwieriger. Müssen Anlagen komplett ersetzt werden, besitzen diese wieder die vollen Fixkosten. In der nachfolgenden Tabelle 7 ist die Situation für eine neue 500 kW-NawaRo-Anlage aufgezeigt.

<sup>91</sup> IZES et al.(2015) Grüngutkonzept für das Saarland, Saarbrücken (nicht veröffentlicht)

<sup>92</sup> §§ 42, 43, 44 Referentenentwurf EEG 2016 (BMWi (2016b))

Im Vergleich zur ertüchtigten 500 kW-Anlage aus Tabelle 6 müssen deutlich höhere Wärmepreise oder eine entsprechend höhere Wärmenutzung vorliegen.

Tabelle 7: Nötige Wärmenutzung einer neuen 500 kW<sub>inst./445 kW<sub>Bem.</sub></sub> Nawaro-Beispielanlage nach EEG-Entwurf

Stromerzeugungskosten ohne Wärmegutschrift	max. EEG-Ver- gütung Entwurf 2016 <sup>93</sup>	wirtsch. nötige Nutzwärme <sup>94</sup>	
		35 % Nutz- wärme für	bei 7 ct/kWh <sub>th</sub> nötige Nutzung
Fixkosten: 5,3 ct/kWh <sub>el</sub>	14,88 ct/kWh <sub>el</sub> oder 11,87 ct/kWh <sub>el</sub> <sup>95</sup>	6,6 ct/kWh <sub>th</sub> oder 15,2 ct/kWh <sub>th</sub>	~ 33 % oder ~ 75 %
var. Kosten: 11,9 ct/kWh <sub>el</sub>			
Summe: 17,2 ct/kWh <sub>el</sub>			

Für den Bestand an NawaRo-Anlagen, die keine oder nur eine geringe Wärmenutzung besitzen, wird maßgeblich nur eine Ertüchtigung der Anlagen in Frage kommen. Der komplette Neubau einer Anlage wird aufgrund bestehender Einschränkungen in der Wärmenutzung (bestehendes Wärmeprofil, bestehende Verträge mit definierten Wärmepreisen) wahrscheinlich nicht wirtschaftlich sein.

Bioabfallanlagen können aufgrund der Heterogenität möglicher Anlagenkonzepte, der ergänzenden Finanzierung über Abfallgebühren sowie des vorhandenen Entsorgungsauftrages im Kontext der Erfüllung der Zielvorgaben des KrWG<sup>96</sup> im Sinne einer hochwertigen Verwertung im Rahmen dieser Untersuchungen nicht bewertet werden. Eine Einbindung von Bioabfallanlagen in Ausschreibungsmodelle erscheint jedoch aus dem vorgenannten Sachverhalt heraus problematisch.

Für 75 kW Güllebestandsanlagen stellt sich noch nicht die Frage eines Kompletttauschs der Anlage (siehe Fall1).

### 6.1.9 Bewertung der BiogASFörderung im EEG

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz minimiert für Betreiber und Investoren von EE-Anlagen langfristig (20 Jahre) die Preisrisiken für den erzeugten Strom und bietet somit

<sup>93</sup> BMWi (2016b)

<sup>94</sup> ohne Fermentereigenbedarf und bei einer Stromkennzahl von 1

<sup>95</sup> reguläre Vergütung nach § 42 Referentenentwurf EEG 2016 (BMWi (2016b)), unter Berücksichtigung einer viermaligen Degression von 0,5 %, aufgrund einer angenommenen Projektrealisierungszeit von einem Jahr

<sup>96</sup> § 8 Abs. 1 KrWG: Bei der Erfüllung der Verwertungspflicht nach § 7 Absatz 2 Satz 1 hat diejenige der in § 6 Absatz 1 Nummer 2 bis 4 genannten Verwertungsmaßnahmen Vorrang, die den Schutz von Mensch und Umwelt nach der Art und Beschaffenheit des Abfalls unter Berücksichtigung der in § 6 Absatz 2 Satz 2 und 3 festgelegten Kriterien am besten gewährleistet.

eine hohe Investitionssicherheit. Hierdurch werden die Risikoaufschläge auf die generellen Renditeanforderungen minimiert, um die EEG-Kosten gering zu halten.

Weiterhin unterliegen die Vergütungsätze für Neuanlagen einer zeitlichen Degression, um Kosteneinsparungen in der Weiterentwicklung der EE-Technologien anzureizen und die EEG-Kosten zu minimieren. Im aktuellen EEG 2014 sind die Vergütungssätze mittlerweile so gering, dass der Zubau an Biogasanlagen deutlich unter dem angestrebten Ausbau von 100 MW brutto liegt. Dabei reicht der angestrebte 100 MW-Brutto-Ausbau nicht aus, um die Stromerzeugung aus Biogas mittelfristig aufrecht zu erhalten. Alternativ wird ein Ersatz der Stromerzeugung durch günstigeren Onshore-Wind diskutiert und eingeleitet. Im Referentenentwurf zum EEG 2016 vom 14. April 2016 ist eine Zubauformel für den Ausbau der erneuerbaren Energien vorgesehen, die Onshore-Wind als Residualgröße vorsieht. Ein Rückgang der Biogasstromerzeugung würde nach diesem Entwurf höhere Ausschreibungsmengen für Onshore-Wind bedeuten. Dies widerspricht einem der Ziele der Ausbauformel: einer besseren Synchronisation mit dem Netzausbau, da gerade Onshore-Wind ein Treiber des Netzausbaus ist.

Eine weitere Neuerung im Referentenentwurf des EEG 2016 ist die geplante Einführung von Ausschreibungen für Biomasseanlagen. Diese eröffnet für Biogasbestandsanlagen die Perspektive eines neuen Vergütungsanspruches über die ursprünglich geplanten 20 Jahre hinaus. Als Höchstwert für die Vergütung wird im Rahmen von Ausschreibungen 14,88 ct/kWh angestrebt. In Abhängigkeit von den Kosten einer Ertüchtigung und der bestehenden Wärmenutzung kann diese Höchstgrenze für größere NaWaRo-Bestandsanlagen auskömmlich sein. Für kleinere Bestandsanlagen und Anlagen, die historisch bedingt stärkere Einschränkungen in der Wärmenutzung besitzen, dürfte dies jedoch nicht der Fall sein. Ob und welche Bestandsanlagen eventuell weiterbetrieben werden können, liegt in der späteren Ausgestaltung der Ausschreibungen durch die Bundesregierung. Daher kann nicht abschließend bewertet werden, welchen Einfluss das geplante EEG 2016 auf den Biogasbestand haben wird. Tendenziell kann jedoch aufgrund der geplanten Höchstvergütungen von einer Verringerung der Biogasstromerzeugung ausgegangen werden.

Alternative Vorschläge wie z.B. der des Arbeitskreises Biogas Südwest<sup>97</sup> sowie der Vorschlag der Bundesländer Bayern, Rheinland-Pfalz und Thüringen<sup>98</sup> sind bislang

<sup>97</sup> Verzicht auf Ausschreibung, 10-jährige Verlängerung der Einspeisevergütung bezogen auf die Bemessungsleistung zwischen 18,5 Cent/kWh (bis 500 kW) und 21,0 Cent/kWh (bis 150 kW), Limitierung des Einsatzes von Anbaubiomasse, saisonal differenzierte Einspeisung, definierter Gesamtnutzungsgrad; AK Biogas Südwest (2016) Stellungnahme zum Referentenentwurf des BMWi für das EEG

<sup>98</sup> 100 MW Netto Ausschreibung, Ausschreibung verpflichtend ab 150 kW Bemessungsleistung, alle Biomastechnologien gemeinsam ausschreiben, Segmentierung in Anlagengrößen, Güllekleinanlagen und Bioabfallanlagen werden weiter nach EEG 2014 vergütet, Präqualifikation Flexibilisierung, einmal jährliche Ausschreibung, Eckpunkte zu einem Ausschreibungsmodell für Biomasseanlagen im EEG 2016 (2016)

---

nur eingeschränkt in die bundespolitische Diskussion eingeflossen.

### 6.1.10 Einführung von Ausschreibungen im Rahmen der Novellierung des EEG

Die Einführung von Ausschreibungen soll grundsätzlich drei Ziele verfolgen: die gesetzten EE-Ziele zu erreichen, die Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien zu senken und die bestehende Akteursvielfalt zu erhalten. Neben diesen drei allgemeinen Zielen ergeben sich bei einer Einführung von Ausschreibungen im Bereich der Biomasse-Anlagen jedoch noch weitere Fragen, die speziell bei dieser Technologie bzw. dieser Gruppe an Technologien und Einsatzstoffen eintreten. Die wesentlichen Punkte, die hierbei zu berücksichtigen sind, sollen nachfolgend kurz benannt werden:

- **Ausschreibungsvolumina:** Da die Nutzung von Biomassen sehr unterschiedliche Formen annehmen kann, ergibt sich die Frage, ob es für unterschiedliche Technologien eigene Ausschreibungen geben sollte oder ob, wie bislang im Referentenentwurf angedacht, technologieneutral ausgeschrieben werden soll. Einheitliche Ausschreibungen (mit der Begrenzung auf den Höchstwert von 14,88 ct./ kWh bzw. auf den bisher erzielten durchschnittlichen anzulegenden Wert der letzten fünf Jahre vor der Ausschreibung) bieten den Vorteil, dass sie jeweils ein größeres Bieterspektrum und damit mehr Wettbewerb erreichen können. Allerdings ergeben sich durch eine einheitliche, technologieneutrale Ausschreibung (ausschließlich mit einer Differenzierung über den anzulegenden Wert) auch verschiedene Probleme:
  - Während der Einsatz unterschiedlicher Arten von Biomasse für das Endprodukt Strom selbst nicht von Relevanz ist, trifft dies umso mehr für die unterschiedlichen Funktionen der diversen Biomassen in den anderen (Wirtschafts)sektoren zu. Hier ist ein breites Spektrum möglich: von der Vermeidung ökologisch weniger vorteilhafter Entsorgungswege und der Einbindung in verschiedene Reststoffmanagement-Zyklen (inkl. möglicher Lieferverpflichtungen hierfür) über bestehende Wärmelieferverpflichtungen. Die Sicherung des Fortbestandes dieser Anlagen sollte aus Gründen der Rechtssicherheit und der Erzielung einer hohen Primärenergieeffizienz eine hohe Priorität genießen.
  - Ebenso bestehen zwischen den einzelnen Biomassearten unterschiedliche Grade der Eignung zur Flexibilisierung, die in einheitlichen Ausschreibungen weder berücksichtigt noch spezifisch angereizt werden können.
  - Weiterhin erfolgt im gegenwärtig vorgesehenen Ausschreibungsdesign keine regionale Differenzierung, die auf die strukturellen Unterschiede in der Landwirtschaft der Bundesrepublik eingeht. Tendenziell bestehen im

Norden und Osten der Bundesrepublik eher größere landwirtschaftliche Betriebe als in den übrigen Regionen. Dies kann zu einer Benachteiligung von Bietern aus den letztgenannten Gebieten führen, die dann wiederum Konsequenzen auf weitere Bereiche haben kann: im Stromsystem durch eine verstärkte Einspeisung von Bioenergiestrom gerade in den Regionen, in denen bereits Netzüberlastungen vorhanden sind sowie in Bezug auf die ökologischen Konsequenzen und die notwendige Einbindung in das regionale Stoffstrommanagement.

- Nicht zuletzt kann das vorgesehene Ausschreibungsdesign auch dazu führen, dass mittelfristig das Interesse an Ausschreibungen sinkt, weil die Anlagenbetreiber den Aufwand im Vergleich zum unsicheren Ausgang scheuen und sich dadurch das Bieterfeld wieder einengt.
- **Vergütetes Gut:** Grundsätzlich ist die Ausrichtung auf die Vergütung von eingespeisten Kilowattstunden zu begrüßen. Es bleibt jedoch die Frage bestehen, wie mit überbauten Anlagen, die ggf. bereits hierfür eine Flexibilitätsprämie erhalten, umgegangen werden soll.
- **Materielle Präqualifikationsbedingungen:** Insbesondere bei Bioenergieanlagen mit ihren langen Vorlaufzeiten und umfangreichen Genehmigungsprozeduren stellt sich die Frage nach den angemessenen Präqualifikationsbedingungen. Hier ist zu klären, inwieweit hierbei Hürden aufgebaut werden, die für die Betreiber zu einem möglicherweise prohibitiv wirkenden Aufwand-Nutzen-Kalkül werden. Weiterhin ist die Frage nach der Erfüllung ökologischer Qualitätsstandards zu klären. Inwieweit können z.B. weitere Anforderungen, die der stofflichen und gesellschaftlichen Dimension der Nutzung von Bioenergie insbesondere im Hinblick auf die naturverträgliche Bereitstellung von Substraten (Gewässerschutz, Biodiversität, etc.) genügen, eingearbeitet werden? Hier erscheint die Einführung einheitlicher ökologischer Standards, die ein Level-playing-field darstellen, angemessen, auch wenn hierbei das sektorale Ziel der „Kostensenkung“ im Energiesektor<sup>99</sup> angetastet wird.
- **Finanzielle Präqualifikationsbedingungen:** Hier treten vergleichbare Fragestellungen wie bei den materiellen Präqualifikationsbedingungen auf, da auch hier ein gangbarer Kompromiss zwischen Erreichung der EE-Zielsetzungen und einem Geringhalten der Gebotshürden und der Erhaltung der Akteursvielfalt gefunden werden muss.
- **Realisierungsfrist und Pönalisierung:** Hier stellt sich die Frage, inwieweit für

---

<sup>99</sup> Der Energiesektor würde dann – z.B. im Sinne der vormaligen Einsatzstoffvergütungsklasse II - höhere ökologische Standards im Agrarsektor subventionieren.

Bestands- und Neuanlagen differenziert werden sollte. Während Bestandsanlagen in relativ kurzer Zeit betriebsbereit sein könnten, sieht dies für mögliche Neuanlagen und – Erweiterungen oder tiefgreifende Modernisierungen anders aus. Die Bewertung der Zielerreichung, und damit die notwendige Nachjustierung der Ausschreibungsvolumina können jedoch erst nach der abgelaufenen Realisierungsfrist durchgeführt werden. Dies schafft zusätzlich Unsicherheiten für potenzielle Bieter und die Branche allgemein. Aktuell sind lange Vorlaufzeiten durchaus wünschenswert, um bereits heute Investitionssicherheit auch über 2020 hinaus schaffen zu können. In der Zukunft wären kürzere Zyklen wünschenswert, um hier entstehende Investitionsunsicherheiten mindern zu können.

- **Umgang mit der Rückgabe von Zuschlägen bzw. Minderung der Pönale bei Fremdverschulden:** Hier sind gangbare Wege zu finden, die den Bietern ausreichend Investitionssicherheit bieten und dennoch die Flexibilität lassen, bei unternehmerischen oder marktbasierenden Ausnahmesituationen von ihrem Projekt zurückzutreten und/oder eine längere Realisierungsfrist erhalten zu können.
- **Höchstpreise:** Hier wäre es (vgl. oben: „Ausschreibungsvolumina“) wünschenswert, zwischen den spezifischen Technologien sowie Neu- und Bestandsanlagen zu unterscheiden, um die Akteursvielfalt und ökologisch hochwertige Konzepte erhalten oder neue, in Bezug auf die Wärmeauskopplung vielversprechende Standorte realisieren zu können.
- **Preisregel:** Beide (pay-as-bid oder uniform pricing) bieten Vor- und Nachteile: Während uniform pricing interessanter für die Anbieter sein könnte, kann es zu höheren Gesamtkosten führen. Pay-as-bid kann letzteres verhindern, könnte aber anfälliger für das Auftreten von unrealistischen Gebotspreisen sein und die Zielerreichung gefährden.
- **Höchst- oder Mindestleistung:** Diese Punkte sind insbesondere in Bezug auf die Wahrung der Akteursvielfalt sowie die regionalen Spezifika von Interesse; hier wäre wiederum eine Differenzierung nach unterschiedlichen Anlagen-Größen wünschenswert, welche den akteurs-/regionalspezifischen Rahmenbedingungen Rechnung trägt und damit auch den regionalspezifischen Besonderheiten in der Struktur der bundesdeutschen Landwirtschaft sowie den daraus resultierenden Konsequenzen für das Stromsystem und das regionale Stoffstrommanagement. (vgl. hierzu auch die Ausführungen zu „Ausschreibungsvolumina und Adressaten“).
- **Zulässigkeit Eigenverbrauch:** Hier könnte prinzipiell eine Ungleichbehandlung auftreten, die aus unterschiedlichen Anteilen der Nutzung von Abfällen oder Wirtschaftsdünger resultiert. Wenn diese Anlagen gewünscht sind, sollte

darauf Rücksicht genommen werden.

- **Übertragbarkeit der Vergütungsrechte:** Dies sollte möglichst vermieden werden, um keiner Marktkonzentration Vorschub zu leisten.
- **Mechanismen für regionalen Ausgleich:** Dies ist insbesondere in Bezug auf die gesellschaftspolitische, aber auch auf die stoffliche Dimension von Bedeutung. Zusätzlich spielt das – bislang wenig erforschte – Verhältnis von Pachtpreisen zur Besiedelungsdichte und damit ggf. zur Umsetzbarkeit guter Wärme-konzepte eine Rolle. Diesen Punkten sollte Beachtung geschenkt werden, damit auch ökologisch und gesamtenergetisch hochwertige Konzepte umgesetzt werden können, die Akzeptanz der Bevölkerung erhalten bleibt und die ökologische Funktion des Klimaschutzes durch eine hochwertige Verwertung von organischen Abfallstoffen wahrgenommen werden kann.
- **Mechanismen zum Erhalt der Akteursvielfalt:** Dies sollte stärker untersucht bzw. überprüft werden, um eine Marktkonzentration einzelner Firmen oder Dienstleister zu vermeiden.
- **Ausnahmen von der Ausschreibungspflicht:** Wie im Kapitel 3.4 und 3.5 beschrieben, könnte es wünschenswert sein, Ausnahmen von der Ausschreibungspflicht für Gülle-/Abfallanlagen zu schaffen, auch um technologisch innovative und ökologisch hochwertige Konzepte (z.B. Holzvergasung) eine Entwicklungschance zu bieten.

In der Summe kann festgestellt werden, dass Ausschreibungen im Bereich der Bioenergie generell, aber auch speziell für Biogasanlagen nicht zu unterschätzende Herausforderungen bergen, wenn das Ziel einer nachhaltigen und geografisch ausgewogenen Bioenergiebereitstellung bei gleichzeitig großer Akteursvielfalt erreicht werden soll. Diesen muss man sich jedoch – zumindest im Hinblick auf kurz- bis mittelfristige Lösungen – im Kontext aktueller politischer Denkweisen stellen, um das Gesamtsystem nicht zu gefährden, die EE-Ziele zu erreichen und die Akzeptanz für den EE-Ausbau zu erhalten. Langfristig müssen jedoch Finanzierungsmechanismen entwickelt werden, welche die gesamtökonomischen Effekte der Bioenergie berücksichtigen und sich dementsprechend aus unterschiedlichen Sektoren speisen.

## 6.2 Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung durch das KWKG

Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) geht auf das Jahr 2000 zurück. In seiner ersten Ausführung war es eine Soforthilfemaßnahme für Heizkraftwerke der öffentlichen Versorgung, die im Rahmen der Liberalisierung durch gefallene Stromgroßhandelspreise in ihrer Existenz bedroht wurden. Die Systematik des heute bestehenden

KWKG geht auf den Gesetzesnachfolger aus dem Jahr 2002 zurück. In diesem wurde die Intention des Ressourcen- und Klimaschutzes vertieft<sup>100</sup> und eine Förderung für die Modernisierung und den Neubau von KWK-Anlagen eingeführt. Ziel war es die CO<sub>2</sub>-Emissionen zum Basisjahr 1998 um 10 Mio. t bis 2005 und bis 2010 um 23 Mio. t bzw. um mindestens 20 Mio. t zu verringern. Mit der Gesetzesnovelle zum 01.01.2009 wurde ein neues Ziel verankert. Der KWK-Anteil soll auf 25 % an der Stromerzeugung erhöht werden, welches aus damaliger Sicht eine Verdopplung der KWK-Erzeugung bedeutete. Die KWK-Stromerzeugung aus EEG-vergüteter Biomasse trägt zur Erreichung dieses Zieles in nicht unerheblichem Maße bei. Die Förderung wurde ohne Größeneinschränkung auf alle KWK-Anlagen ausgeweitet, die das Hocheffizienzkriterium der EU erfüllen. Weiterhin wurde neuerdings ebenfalls eigengenutzter KWK-Strom gefördert, eine Förderung von Wärmenetzen eingeführt sowie eine erstmalige Begrenzung der jährlichen Fördersumme (auf 750 Mio. €) verankert. In der nachfolgenden Novelle von 2012 wurde das 25 % KWK-Ziel auf das Zieljahr 2020 konkretisiert. Die Netzförderung wurde auf Kältenetze erweitert und eine Wärmespeicherförderung eingeführt. Mit der aktuellen Novelle zum 01.01.2016 wurde erneut ein Bestandsschutz für KWK-Anlagen der öffentlichen Versorgung eingeführt sowie die generelle Förderung öffentlicher KWK erhöht, welches die zwischenzeitlich stark gefallenen Stromgroßhandelspreise berücksichtigt. In den anderen Sektoren (industrielle Objektversorgung, Wohnungswirtschaft/Contracting, Gebäudeeigenversorgung) wurde auf eine Ausweitung der Förderung und einen Bestandsschutz verzichtet, abhängig vom Sektor und der Anlagenklasse wurden die Zuschüsse auch gekürzt. Zuschläge für eigenverbrauchten Strom werden nur noch für KWK-Anlagen < 100 kW gewährt sowie für den Eigenverbrauch von stromintensiven Unternehmen<sup>101</sup>. Diese Schritte werden mit einer Anrechnung von Vergünstigungen aus anderen Instrumenten begründet (Steuerentlastungen, Umlagen- und Netzentgeltbefreiungen bei Eigenverbrauch, vermiedenen Netzentgelte, ...). Zentrale Änderung der letzten Novelle ist die Zieländerung von einem relativen (25 %) auf ein absolutes Mengenziel. Die bisherige Zielsetzung, den KWK-Anteil der Nettostromerzeugung auf 25 % bis 2020 zu erhöhen, wurde auf das direkte Mengenziel von 110 TWh KWK-Nettostromerzeugung bis 2020 und 120 TWh bis 2025 geändert. Gegenüber den noch in der Gesetzesbegründung zum KWKG 2012 angenommen 130 TWh bedeutet dies eine Verringerung der KWK-Stromerzeugung für 2020 von 15 % und insgesamt im Vergleich zum 2025-Ziel um 8 %.

### **6.2.1 Anteil der Biomassestromerzeugung an der KWK-Stromerzeugung**

Mit nahezu 17 TWh hat die Biomasse einen Anteil von 17 % an der gesamten KWK-

---

<sup>100</sup> BT-Drs. 14/7024, S. 9

<sup>101</sup> Ebenfalls erhalten Kontraktoren KWK-Zuschläge, wenn diese für den KWK-Strom die volle EEG-Umlage entrichten.

Stromerzeugung (98 TWh).<sup>102</sup> Der Anteil von Biogasanlagen an der KWK-Stromerzeugung lässt sich mit den öffentlich zugänglichen Informationen nur grob schätzen. Dieser sollte zwischen 8 bis 12 % liegen, abhängig vom Anteil an Biomethan-gefeuerten Anlagen<sup>103</sup>.

## 6.2.2 Eigenschaften der KWKG-Förderung

Über das KWKG erhalten hocheffiziente KWK-Anlagen budgetierte Zuschläge für ins Netz der öffentlichen Versorgung eingespeisten Strom sowie in einigen Ausnahmen auch für eigenverbrauchten Strom. Das Budget variiert in Abhängigkeit von der Größenklasse und der Art des Zubaus an KWK-Leistung (Neubau, Modernisierung, Nachrüstung). Die Höhe des Zuschlages berechnet sich basierend auf einer Kombination aus Höhe der installierten Leistung und Anwendungs- bzw. Verbrauchsart des KWK-Stroms (Einspeisung ins öffentliche Netz, Contracting mit voller EEG-Umlage, Eigenverbrauch von Kleinanlagen, Eigenverbrauch in der energieintensiven Industrie). Zur Ermittlung der nötigen Zahlungen durch das KWKG werden neben unterschiedlichen Auslegungen von KWK-Anlagen (in Abhängigkeit von der Wärmesenke und des möglichen Stromeigenverbrauchs)<sup>104</sup>, weitere Instrumente der KWK-Förderung, der dezentralen Stromerzeugung sowie Regelungen zu Stromeigenbedarf berücksichtigt. Der Zuschlag bleibt fix und ist im Gegensatz zur Marktprämie im EEG nicht an einen Preis gekoppelt. Die Summe der jährlichen KWKG-Zahlungen sind auf 1,5 Mrd. € gedeckelt. Dieser Deckel gilt insgesamt für die Summe der Förderung von KWK-Anlagen, von Wärme- und Kältenetzen sowie Wärmespeichern, wobei für Netze und Speicher eigene „Unter“-Deckel bestehen<sup>105</sup>.

## 6.2.3 Auslegung von fossilen KWK-Anlagen

Fossile KWK-Anlagen werden maßgeblich nach dem vorhandenen Wärmebedarf, in diesem Zusammenhang häufig auch Wärmesenke genannt, ausgelegt<sup>106</sup>. Der Betrieb solcher Anlagen kann sowohl wärme- als stromorientiert stattfinden. Abhängig von den Stromgroßhandelspreisen, dem möglichen Stromeigenverbrauch (mit entsprechenden

<sup>102</sup> ÖI (2015), S. 9

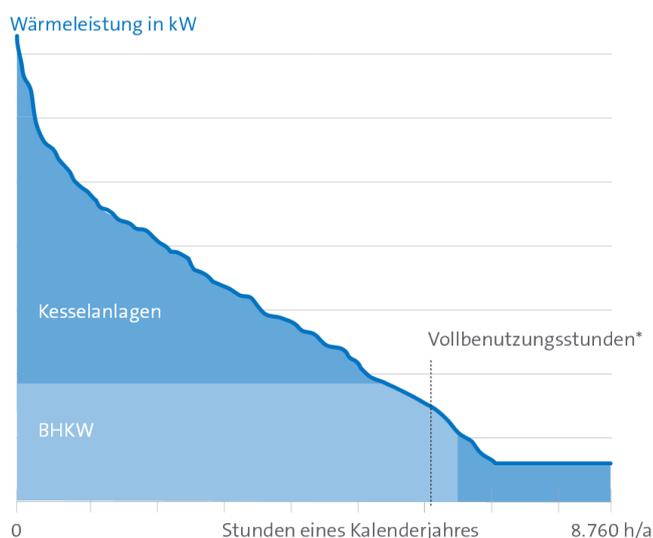
<sup>103</sup> Ca. 12 TWh stammen aus biogen betriebenen Motoren (ÖI 2015, S. 16). Unter der Annahme, dass Biomethananlagen wärmeorientiert, wie klassische KWK-Anlagen der öffentlichen Versorgung, ausgelegt werden (5.000 VLS), so sollten diese maximal mit 4 TWh (800 MW \* 5.000 VLS) zur biogen gefeuerten Stromerzeugung beitragen.

<sup>104</sup> z.B. 5.000 VLS bei einer Auslegung auf Heizwärme und Warmwasser und 8.000 VLS bei Prozessbedarf in der Industrie (siehe Prognos et al. (2014), S. 198f)

<sup>105</sup> § 29 KWKG 2016

<sup>106</sup> Es gibt auch Fälle in denen Anlagen auf einen Stromeigenverbrauch ausgelegt werden, diese werden jedoch in diesem Rahmen nicht näher betrachtet.

Vergünstigungen bei Umlagen, Steuern, ...), Möglichkeiten zur Teilnahme am Regelenergiemarkt, den Kosten alternativer Wärmeerzeuger sowie unter Berücksichtigung weiterer Förderinstrumente für die KWK, wie z. B. indirekt über Einsparungen bei der gesetzlichen Anforderungen bei der energetischen Sanierung (EnEV, EEWärmeG), ist die Optimierung stark von dem Einsatzzweck der KWK-Anlage (öffentliche KWK, Industrieanlagen, Contracting in der Wohnungswirtschaft, Gebäudeeigenversorgung) abhängig. Im Grundsatz wird jedoch in allen Fällen bezogen auf die Wärmesenke solange BHKW-Leistung zugebaut, bis sich ein Optimum zwischen Investitionskosten, umgelegt auf die möglichen KWK-Betriebsstunden (hier ist die Wärmesenke entscheidend) und den Deckungsbeiträgen aus der Strom- und Wärmeerzeugung einstellt. In der nachfolgenden Abbildung, aus der BHKW-Fibel von ASUE, ist dies beispielhaft für ein BHKW zur Heizwärme und Warmwasserdeckung dargestellt.



\* Summe der jährlichen Betriebsstunden gerechnet bei Nennleistung

Abbildung 29: Darstellung der Auslegung eines BHKW über die Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs<sup>107</sup>

In Zeiten mit fast nur Warmwasserbedarf (rechter Rand der Grafik) kann die benötigte Wärme entweder über kurzes Einschalten des BHKWs und einem Wärmespeicher erbracht werden, teils ist es aber auch günstiger, das BHKW über den Sommer nicht zu betreiben und das Warmwasser über Kesselanlagen zu erwärmen. Hier ist der entscheidende Unterschied zur Auslegung von Biogasanlagen, die grundsätzlich über das ganze Jahr betrieben werden. Fossile BHKWs in der klassischen wärmeorientierten

<sup>107</sup> ASUE (2012), S. 23

Auslegung werden beispielweise um die 5.000 Vollbenutzungsstunden (VBH) betrieben. Grundsätzlich wird immer auch ein Teil des Wärmebedarfs über Kesselanlagen erbracht. Häufig sind die Kesselanlagen aus Redundanzgründen auch so dimensioniert, dass diese beim Ausfall des BHKW einen Großteil des Wärmebedarfs alleine decken können. Nachfolgend ist zum Vergleich mit Abbildung 30 die Auslegung eines fossilen BHKW nochmals skizziert.

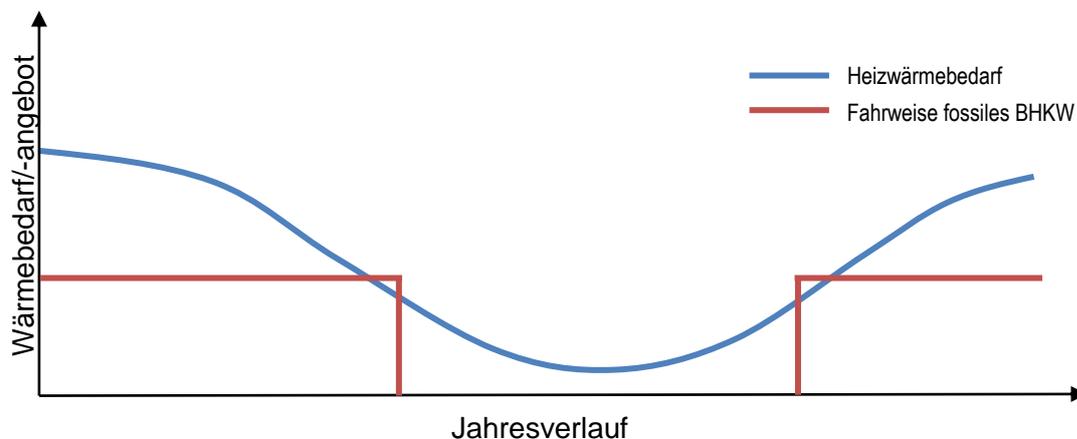


Abbildung 30: Wärmeorientierte Auslegung von fossilen BHKW

#### 6.2.4 Aktuelle Situation von Biogasanlagen im KWKG

Biogasanlagen können alternativ zur EEG-Vergütung auch KWKG-Zuschläge erhalten. Zum einen wenn diese ihr BHKW modernisieren oder austauschen. Wobei eine Modernisierung nur vorliegt, wenn wesentliche, die Effizienz bestimmende Anlagenteile erneuert werden, eine Effizienzsteigerung eintritt sowie die Kosten der Modernisierung 25 % der Kosten einer Neuerrichtung der KWK-Anlage betragen<sup>108</sup>. Zum anderen können Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 2 MW auch als Bestandsanlage Zuschläge erhalten, wenn diese ihren Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen<sup>109</sup>. Unabhängig davon werden die Zuschläge nur gezahlt, wenn die Anlagen als hocheffizient nach der Definition der EU-Effizienzrichtlinie gelten<sup>110</sup> und wenn die ausgekoppelte Wärme als „Nutzwärme“ anerkannt wird. Nach der Definition im KWKG ist „... „Nutzwärme“ die aus einem KWK-Prozess aus-

<sup>108</sup> § 2 Nr. 18 KWKG 2016

<sup>109</sup> § 13 KWKG 2016

<sup>110</sup> EU-RL 2012/27/EU

*gekoppelte Wärme, die außerhalb der KWK-Anlage für die Raumheizung, die Warmwasserbereitung, die Kälteerzeugung oder als Prozesswärme verwendet wird ...*.<sup>111</sup> Es ist fraglich, ob der Wärmebedarf des Fermenters als Prozesswärme gelten kann. Vor dem weiteren Hintergrund der EU-Effizienzrichtlinie müsste der Bedarf des Fermenters nicht als Nutzwärme anerkannt werden. Die EU-Richtlinie definiert Nutzwärme als „... die in einem KWK-Prozess zur Befriedigung eines wirtschaftlich vertretbaren Wärme- oder Kühlbedarfs erzeugte Wärme“<sup>112</sup>. Ein wirtschaftlich vertretbarer Wärmebedarf sollte somit jeglicher Wärmebedarf sein, für den übliche Wärmepreise gezahlt werden. D.h. im Falle von Biogasanlagen würde dies beispielsweise bedeuten, dass man den Wärmeeigenbedarf mit den Kosten einer Wärmeerzeugung durch Kesselanlagen ansetzt. Dies ist jedoch bei Biogasanlagen nicht der Fall, die eigenerzeugte Wärme wird üblicherweise aufwandsneutral für den Eigenwärmebedarf verwendet. Biogasanlagen würden somit nur eingeschränkt Zuschläge erhalten und in den Zeiten ohne Nutzwärmeauskopplung als „reiner“ Stromerzeuger gelten.

Die KWKG-Zuschläge dienen grundsätzlich als Betriebszuschüsse für erdgasgefeuerte KWK-Anlagen und sind auch entsprechend berechnet. Im Umfang sollten diese theoretisch für eine Refinanzierung der Stromerzeugungsanlagen von Biogasanlagen dienen können. Weitere Ertüchtigungen, wie beispielsweise eine Vergrößerung des Gärrestlagers lassen sich über diese nicht finanzieren. Aufgrund der hohen variablen Kosten von Biogasanlagen müssen die KWK-Zuschläge praktisch jedoch größtenteils zur Deckung ihrer Brennstoffkosten verwandt werden (siehe Abbildung 31). Eine Refinanzierung der Fixkosten wäre daher nicht möglich. In der folgenden Abbildung werden die Deckungsbeiträge aus den KWK-Zuschlägen, die zur Deckung der variablen Kosten genutzt werden, als rote Fläche dargestellt. Die Deckungsbeiträge, die der Fixkostendeckung dienen, werden als blaue Fläche illustriert. Das KWKG bietet in seiner aktuellen Ausgestaltung somit im Bereich der Biogasanlagen keine Alternative zum EEG.

---

<sup>111</sup> § 2 Nr. 26 KWKG 2016

<sup>112</sup> EU-RL 2012/27/EU, Kapitel 1, Artikel 2, Nr. 32

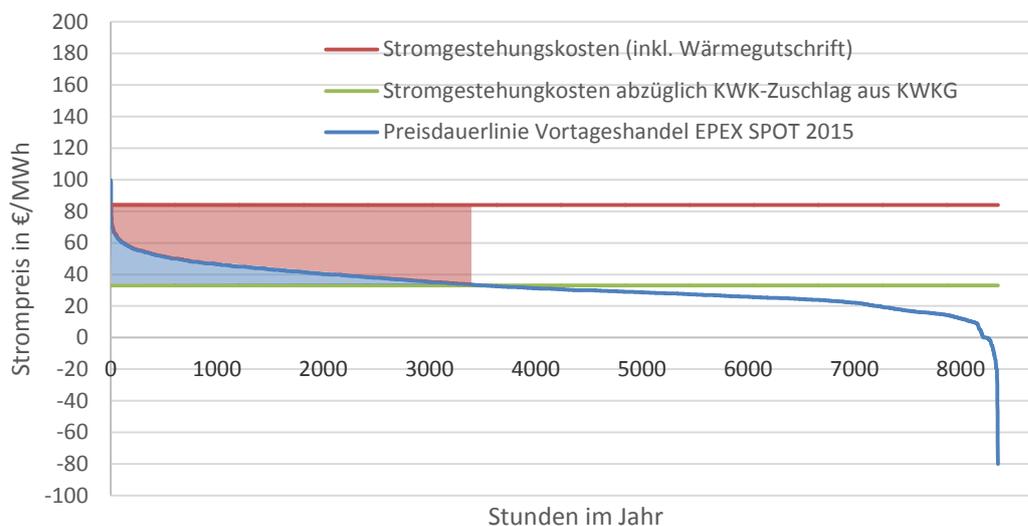


Abbildung 31: Bedeutung des KWK-Zuschlags aus dem KWKG für Biogasanlagen

### 6.2.5 Bewertung einer möglichen Förderung von Biogasbestandsanlagen über das KWKG

In der aktuellen Ausgestaltung ist das KWKG für Biogasanlagen keine Alternative zum EEG. Es kann aufgrund der hohen variablen Kosten von Biogasanlagen auch nicht für einen Weiterbetrieb von Biogasanlagen nach Ablauf der 20-jährigen Vergütungsansprüche aus den EEG dienen.

Für Biogasanlagen müsste eine eigene Kategorie im KWKG geschaffen werden, in der die höheren Brennstoffkosten berücksichtigt würden. Hierbei ist die Definition des Nutzwärmebegriffs zu beachten. Insbesondere unter Berücksichtigung der EU-Effizienzrichtlinie sollte der Wärmeeigenbedarf des Fermenters nicht als Nutzwärme anerkannt werden. Entsprechend hätten Biogasanlagen, wenn sie ihren Eigenbedarf decken, kein Anrecht auf KWK-Zuschläge. Dabei unterliegen Investoren unter dem KWKG aufgrund seiner Systematik höheren Risiken. Im Vergleich zum EEG, in dem eine gleitende Marktprämie über einen festen Zeitraum gezahlt wird, werden über das KWKG fixe Zuschläge für ein definiertes Budget an Vollbenutzungsstunden gezahlt. Durch entsprechende Risikoaufschläge würden die Renditeerwartungen von Investoren somit steigen. Ein auskömmlicher Zahlungsstrom durch das KWKG müsste somit höher liegen als dessen Pendant im EEG.

Im Rahmen der Einführungen von Ausschreibungen im EEG eröffnet sich jedoch theoretisch eine Möglichkeit einer kombinierten Förderung von Biogasanlagen durch EEG und KWKG, die durch eine Gesetzesänderung praktisch ermöglicht werden müsste. Durch die wettbewerbliche Auktion zur Festsetzung der Höhe der EEG-Vergütungsan-

sprüche, werden diese in Abhängigkeit von den erwarteten Einnahmen auf ein Minimum beschränkt. Einnahmen aus KWK-Zuschlägen würden somit in der Festsetzung der EEG-Vergütungshöhe berücksichtigt. Einen Anteil der Vergütung durch Zuschläge aus dem KWKG zu erhalten hätte den Vorteil, dass Anlagen mit einer besseren Wärmenutzung eine höhere Chance hätten, in den EEG-Auktionen (niedrigere Angebotspreise) zu gewinnen. Somit würde die energetisch sinnvolle Wärmenutzung weiter angereizt. Indirekt hätte dies auch den Vorteil, die generell zur Diskussion stehenden EEG-Kosten zu verringern. Umgekehrt würde dies natürlich einen Kostenanstieg für das KWKG bedeuten. Dieser Kostenanstieg im KWKG sollte jedoch akzeptabel sein, da das KWKG das Ziel hat, die KWK-Stromerzeugung zu fördern und das darin gesetzte Ziel durch die Biogasanlagen miterfüllt wird.

Eine alternative (zusätzliche) Förderung der Wärme aus Biogasbestandsanlagen ist nicht zielführend. Bestandsanlagen besitzen stark unterschiedliche Wärmenutzungskonzepte. Im Extrem koppeln diese keine Wärme aus.<sup>113</sup> Eine Umschichtung der Förderung aus dem EEG in den Wärmesektor würde somit nur eingeschränkt Bestandsanlagen zugutekommen.

### **6.3 Ergänzende gesamtökonomische Effekte von Biogasanlagen**

Die alleinige Reduzierung der Bioenergie auf ihre Wirkung im Bereich der Strompreisentwicklung (EEG-Umlage) berücksichtigt nicht alle ökonomischen Aspekte, die durch das zugrunde liegende Anreizmodell beeinflusst werden. Der durch das EEG bislang ausgelöste Impuls führt vielmehr direkt oder indirekt zu relevanten ökonomischen Effekten in anderen Sektoren – tendenziell – im Sinne einer Kostendämpfung bzw. höheren Wertschöpfung. Im Besonderen sind hier neben den Strom-/Wärmemärkten der Agrarsektor, der Entsorgungssektor sowie – im Hinblick auf den gesamten Biomasse-Bereich – der Forstsektor zu benennen. Diese Sektoren verfügen jeweils für sich über eigene Finanzierungsgrundlagen, welche – zumindest in Teilen und unter Berücksichtigung entsprechender Lesarten – durch energiewirtschaftliche Vergütungen und hier insbesondere durch

---

<sup>113</sup> siehe 3.1.2, S. 22

die des EEG potenziell entlastet wurden bzw. werden. Einen Überblick über mögliche gesamtökonomische Effekte gibt die nachfolgende Abbildung 32.

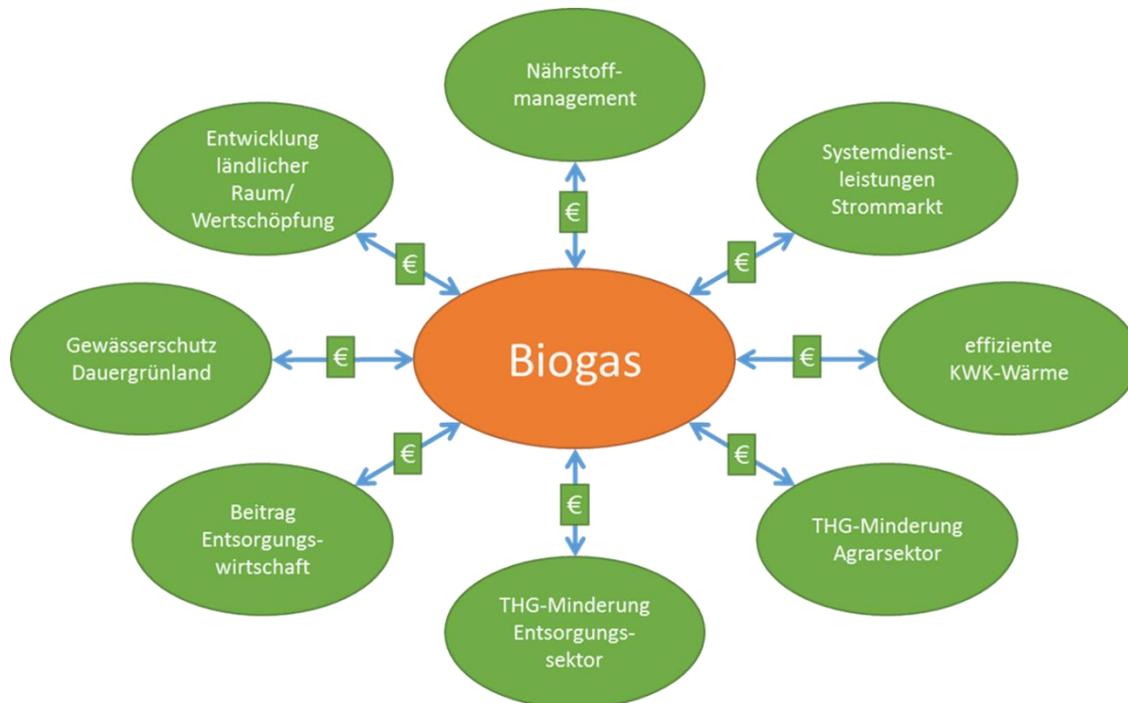


Abbildung 32: Ökonomischer Einfluss der energetischen Nutzung von Biomasse auf Sektoren (Graphik: IZES)

Den Kosten, die aus den EEG-Vergütungen resultieren und die in der EEG-Umlage kumuliert sind, stehen daher zusätzlich zu den in den Abschnitten 3.5 und 6.1.8 bereits beschriebenen möglichen Effekten im Bereich der Systemdienstleistungen und der Bereitstellung von effizienter KWK-Wärme viele Positionen z.B. in der Landnutzung und der Ökologie gegenüber, die durch die Förderung der biogenen Stromerzeugung an anderen Stellen für die Öffentlichkeit entlastet werden, bzw. zu höheren Wertschöpfungseffekten führen.

So trägt z.B. das EEG im **Entsorgungssektor** maßgeblich dazu bei, das gemäß § 8 Abs. 1 KrWG geforderte Hochwertigkeitsgebot – nach dem die Verwertungsmaßnahme umzusetzen ist, welche die beste Option zum Schutz für Mensch und Umwelt darstellt – z.B. für den Bereich der Bioabfälle im Zusammenhang mit einer stofflich / energetischen Verwertung auf der Basis von Biogasanlagen mit einem signifikanten THG-Minderungspotenzial (siehe Abbildung 19) umzusetzen. Das EEG entlastet dabei den Gebührenhaushalt der öffentlich-rechtlichen Entsorgungsträger, über den ansonsten die Umsetzung höherwertiger Verwertungsoptionen finanziert werden müsste (Abfallgebühr). Die Bioabfallbehandlungskosten bei Einsatz einer Vergärungsanlage werden z.B. durch die energiewirtschaftlichen Vergütungen in diesem Zusammenhang um

30 – 35 €/Tonne reduziert, so dass sie konkurrenzfähig werden zu den bislang günstigeren Kompostierungskosten.

Der **Forstsektor** ist zwar im Zusammenhang mit der Biogasproduktion nicht relevant, soll jedoch im Kontext der ökonomischen Effekte kurz thematisiert werden. In den 80er und 90er Jahren (bis hin zum Beginn dieses Jahrhunderts) waren die Reinerträge in der Forstwirtschaft oftmals negativ, was v.a. die Finanzen der Kommunen und der Länder belastete. U.a. durch die höheren Erlöse und damit die In-Wert-Setzung „schwacher Sortimente“ oder Resthölzer auf Grund der Nachfrage nach Energieholz konnten die Reinerträge in den letzten Jahren aus dem negativen Bereich auf ca. 150 €/ha gesteigert werden (vgl. Abbildung 33). Dafür war nicht nur, aber eben auch der Absatz als Energieholz auch im Rahmen des EEG verantwortlich<sup>114</sup>. Durch die so geschaffenen Freiräume wurde die Forstwirtschaft in den letzten Jahren mehr und mehr in die Lage versetzt auch Waldfunktionen zu bedienen, die keinen direkten Gewinn erzielen. Beispiele sind hier v.a. die Schutz- und Erholungsfunktionen: Errichtung von großen Schutzgebieten im Sinne einer Segregation, Nutzungsverzicht auf der Fläche, ausgedrückt z.B. durch den Verzicht der Ernte von Holz unterhalb der Derbhholzgrenze, sowie Maßnahmen der Waldpädagogik.

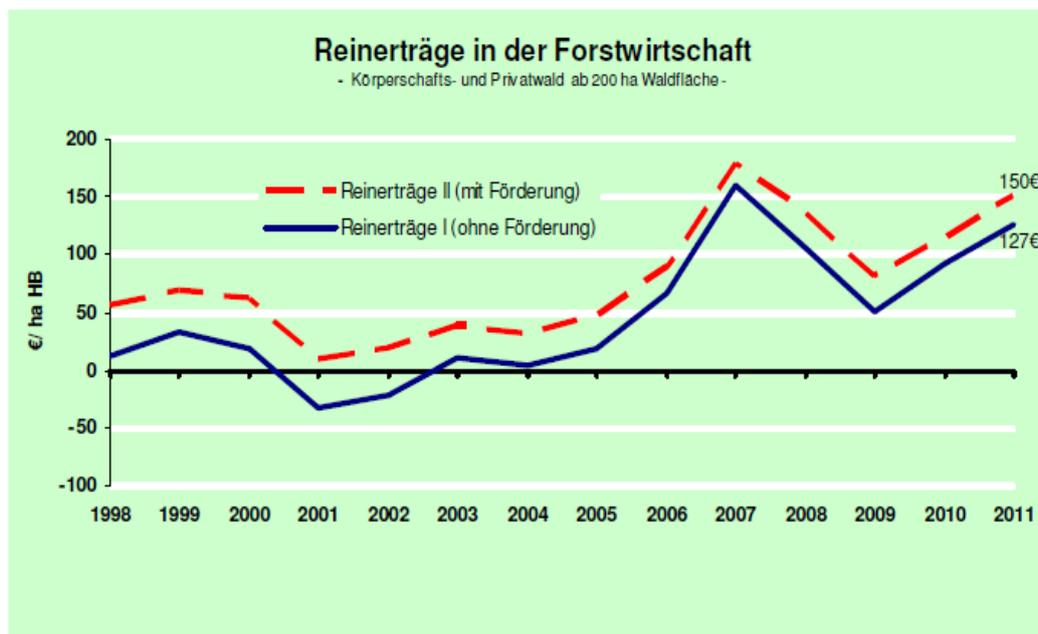


Abbildung 33: Entwicklung der Reinerträge in der Forstwirtschaft (Quelle: BMELV, 2012)

<sup>114</sup> Neben den höheren Preisen für diese Hölzer war auch eine bessere Größenklassenverteilung der geernteten Hölzer verantwortlich. Diese Hölzer wurden nach Abholzungen im zweiten Weltkrieg angebaut und ergeben jetzt höhere erntekostenfreie Erlöse durch größere Durchmesser.

Auch und gerade im **Agrarsektor** hat der durch das EEG im Biomasse-Bereich gesetzte Impuls im Sinne einer In-Wert Setzung von Agrarflächen (siehe hierzu auch die Pachtpreisentwicklungen in Abbildung 3, Kapitel 2.3) zu Verschiebungen geführt. Die in der nachfolgenden Abbildung 34 dargestellte Entwicklung im Bereich der Stilllegungsflächen unterstreicht den damit verbundenen Trend. Zwar hat sich diese Entwicklung nicht unmittelbar auf die Direktzahlungen der Landwirtschaft im Sinne einer Reduzierung ausgewirkt, aber die entsprechenden Zahlungen / Subsidien müssen hinsichtlich ihrer Begründung heute weitaus weniger zur Stützung von Einkommen und Verbraucherpreisen eingesetzt werden und können nunmehr wesentlich stärker Gemeinwohlleistungen sowie höhere (Biodiversitäts-)Standards fördern (TLL, 2010).

## Entwicklung der Stilllegungsfläche

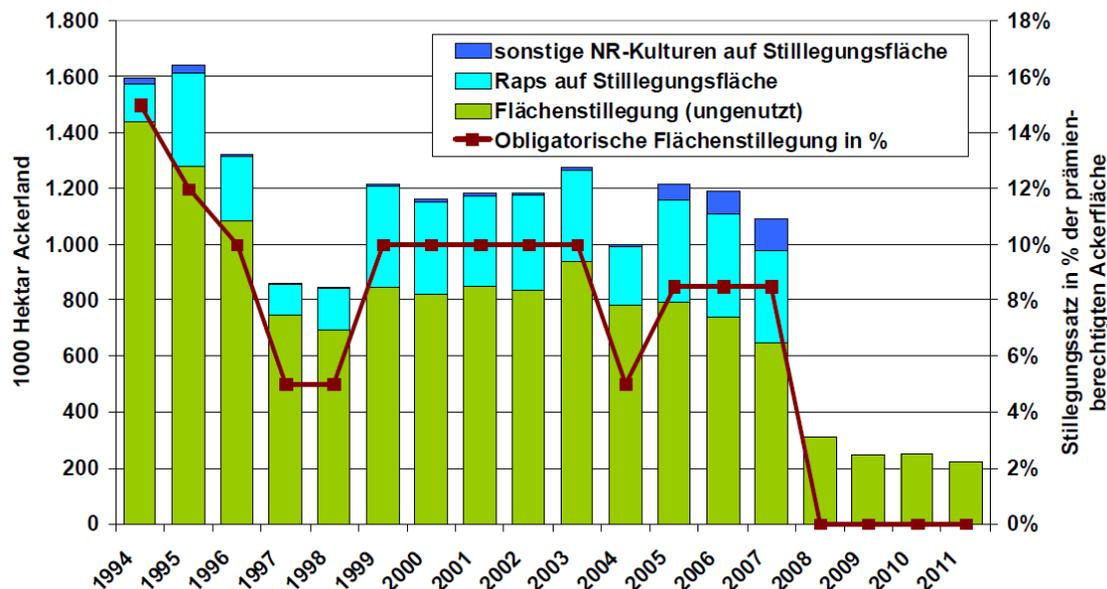


Abbildung 34: Entwicklung der Stilllegungsflächen in Deutschland (Quelle: Osterburg, B., 2012)

Die Biomasse-Nutzung und hier insbesondere der Biogassektor haben vor diesem Hintergrund einen signifikanten und durch das EEG initiierten Beitrag zur Entwicklung ländlicher Räume (Wertschöpfung, Arbeitsplätze, Regionalentwicklung, etc.) geleistet, welcher vielfach thematisiert<sup>115</sup>, aber bislang – abseits der einschlägigen Wertschöpfungsrechner<sup>116</sup> – kaum in einem volkswirtschaftlichen Sinne monetarisiert wurde.

Auch im Hinblick auf die Verminderung der durch die Landwirtschaft ausgelösten Treibhausgasemissionen leistet die Bioenergie (insbesondere im Güllesektor) über

<sup>115</sup> BMEL (2015): Bioenergie-Regionen 2009-2015, Vorteile der Energiewende im ländlichen Raum, Berlin

<sup>116</sup> IÖW (2015): Online-Wertschöpfungsrechner, Berlin

EEG-finanzierte Biogasanlagen einen signifikanten Beitrag, der ansonsten über landwirtschaftliche Systeme und damit Verbraucherpreise (Fleisch, Milchprodukte) zu finanzieren wäre. Allein im Güllesektor werden dabei über die Behandlung in BGA derzeit ca. 4 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq. eingespart. In diesem Zusammenhang sei insbesondere auf die in Finnland, den Niederlanden und der Schweiz bereits realisierte Abdeckungs-/Kapselungspflicht<sup>117</sup> für Güllelagerbehälter hingewiesen. Bei einer vergleichbaren Realisierung in Deutschland ließen sich im Falle einer Güllevergärung Investitionsanteile diesem Sachverhalt zuordnen (Vermeidung von Investitionskosten der Landwirtschaft in die Güllelagerung durch (bezahlte) Investitionen in Fermenter).

Weitergehende Effekte sind bislang nur ansatzweise realisiert, könnten aber über ein entsprechend angepasstes EEG im Sinne nachhaltiger Agrarsysteme alternativ zu sonstigen Agrarfördermechanismen angereizt werden. Zu nennen sind hier insbesondere der Gewässer-schonende Anbau (u.a. in topografisch schwierigen Lagen) sowie der Erhalt von Dauergrünland. Des Weiteren lassen sich Biogasanlagen z.B. in Verbindung mit entsprechenden Aufbereitungstechniken als Schnittstelle für ein optimiertes Nährstoffmanagement definieren und weiter entwickeln.

Sonstige, potenziell ökonomisch wirksame Effekte können wie folgt benannt werden:

- Entlastung von allgemeinen Steuern sowie generelle energiewirtschaftliche Effekte
- Vermeidung von Kosten im Rahmen des Ankaufs von Naturschutzflächen durch Integration des Naturschutzes auf Flächen mit Energiepflanzen
- Erhöhung der generellen Werthaltigkeit von (Agrar-/Forst-)Flächen im Sinne eines marktwirtschaftlichen Impulses, messbar gemacht durch den Bodenwert (z.B. die Pacht im Agrarsektor).
- Förderungen für die Extensivierung von Agrarflächen, die (mangels Notwendigkeit zur Extensivierung) nicht gezahlt werden müssen (z.B. für die Beibehaltung von Intensivgrünland; KULAP-Flächen die aus KULAP ausgeschieden sind etc.)
- Einbindung des Menschen in die hiesige Landnutzung im Sinne des *man and biosphere concepts*<sup>118</sup> an Stelle eines Exportes unserer Flächenansprüche (Naturschutz und Nutzung in Deutschland versus Naturschutz in Deutschland und Nutzung außerhalb Deutschlands)

---

<sup>117</sup> Großbritannien sieht eine solche Pflicht bis 2020 vor.

<sup>118</sup> BfN (2015): *Man and the Biosphere (MAB)*

Viele der oben dargestellten Effekte sind heute schon wirksam, andere könnten in Zukunft wirksam werden. Die ansatzweise geschilderten Wechselwirkungen und Impulse sind daher dringend in einen – auch aus Sicht der Bundesregierung – **ressortübergreifenden Diskurs** zu stellen, indem:

- sie benannt und aufgelistet werden,
- dargestellt wird, wie sie – bei gleicher qualitativer Ausgestaltung - den Bürger belasten würden, wenn es heute kein EEG und keine Stromproduktion aus Biomasse gäbe (möglichst quantitativ, auch wenn es sich bei den meisten Positionen nur um eine grobe Schätzung handeln wird),
- sie den in der EEG-Umlage enthaltenen Kosten für die Förderung der Stromerzeugung im Sinne einer gesamtökonomischen Betrachtung gegenüber gestellt werden,
- sie auf evtl. Ungenauigkeiten und weiteren Forschungsbedarf geprüft werden.

Im Hinblick auf eine in diesem Zusammenhang erforderliche Darstellung der realen ökonomischen Effekte und Finanzflüsse bedarf es belastbarer wissenschaftlicher Grunddaten, die bislang nur eingeschränkt vorliegen.

## 7 Forschungsfragen

Auf der Basis der in den voran gegangenen Kapiteln diskutierten Inhalte lassen sich insbesondere folgende weitergehende Forschungsfragen darstellen:

- Welche Folgen können aus dem Rückgang von Biogasanlagen in der Landwirtschaft und dem Energiesektor abgeleitet werden und welche Umwelteffekte ergeben sich daraus? Hierbei sollten (i) mittels eines globalen Landnutzungsmodells die wahrscheinlichsten Folgenutzungen der Landflächen und (ii) auf der Basis eines Energiesystemmodells der (potenziell mögliche) Energieausgleich durch EE berücksichtigt werden.
- Welche Auswirkung hat eine deutschlandweite Umstellung der aktuellen Anbaustrategien auf einen gewässerschonenden Energiepflanzenanbau? Welchen Beitrag können Biogasanlagen zum Grünlanderhalt/ -ausbau leisten?
- Welche Umwelteffekte zeigen sich bei der ökobilanziellen Untersuchung weiterer Umweltwirkungen wie den Feinstaubemissionen als wichtigem Indikator der Humantoxizität oder dem stratosphärischen Ozonabbau?
- Wie lassen sich schwer zu quantifizierende, überwiegend lokal bzw. regional relevante Umweltauswirkungen wie z.B. Einflüsse auf die Biodiversität, das Landschaftsbild, etc. im Rahmen ökobilanzieller Untersuchungen berücksichtigen?
- Inwieweit spielen generell regionale (Flächenstrukturen, Landnutzungen, Einsatzstoffe, etc.) und zeitlich definierte (Biogas in unterschiedlichen „Energiewelten“) Spezifika eine Rolle und wie lassen sich diese in aktuellen Entscheidungsabläufen berücksichtigen?
- Der EEG-Entwurf regelt den Bestandserhalt bislang rein über die Höchstgrenze und später zu definierende Teilnahmemöglichkeiten (Verordnungsermächtigung) an Ausschreibungen. Unter der aktuellen Datenlage sind die Auswirkungen der Höchstgrenze nicht abschätzbar. Grundsätzlich sollte daher der Bestand näher untersucht (Kostenstruktur, Refinanzierungsbedarf, Wärmenutzung) und Kriterien (ökologisch/ökonomisch) für erhaltungswürdige Anlagen erarbeitet werden.
- Durch den möglichen Wegfall dezentraler Erzeugung (Biogasbestand) im Süden Deutschlands könnte sich das Erzeugungsungleichgewicht (Erzeugung im Norden - Verbrauch im Süden) weiter verstärken und ein zusätzlicher Netzausbau nötig werden. Parallel wird ein verstärkter Zubau an Onshore-Wind den Netzausbaubedarf verstärken. Entsprechend sollte der mögliche Wegfall der bestehenden Biogaserzeugung bzgl. der Auswirkung auf den Netzausbaubedarf unter Berücksichtigung regionaler Effekte untersucht werden.

- 
- Biogas wird in den Langfristszenarien als eine Ausgleichoption für die FEE eingeplant. Welche Flexibilitätsoptionen wären die Alternative und (wann) sind diese günstiger (z. B. Biogasersatz durch Power-to-Gas, Speicher, etc.)?
  - Eine kombinierte Förderung von Biogasbestandsanlagen über EEG und KWKG könnte (u.a. durch die geplanten Ausschreibungen) als Alternative erachtet werden. Wie könnte dies genau ausgestaltet werden und wie ist dies beihilferechtlich zu bewerten?
  - Ist es schlüssig Biogasanlagen lediglich im Kontext der Auswirkungen auf den Strompreis zu diskutieren? Welche weiteren, möglicherweise kostendämpfenden Effekte in anderen Sektoren werden erzielt? Wie lassen sich diese im Sinne ergänzender Finanzierungstatbestände argumentativ bzw. real in eine gesamtökonomische Schau integrieren? Die diesbezüglich erforderlichen Basisdaten sind derzeit noch nicht verfügbar.
  - Welche Rolle soll Biogas in der Sektorkopplung leisten?
  - Welche Möglichkeiten bestehen durch eine Bündelung von bestehenden Biogasanlagen in Bezug auf die – dann potenziell wirtschaftlichere - Aufbereitung von Biogas?
  - Welche Wärmenutzung der Überschusswärme von Biogasanlagen existiert derzeit? Welche wäre möglich (wirtschaftlich/ökologisch)? Wie lassen sich vorhandene bzw. potenziell mögliche Wärmelieferverträge mit unsicheren BGA-Restlaufzeiten vereinbaren?
  - Welche Alternativen gibt es für landwirtschaftliche Betriebe mit einer Biogasanlage? Kann z.B. auf einen weitest gehenden Reststoffbetrieb umgestellt werden?
  - Wie hoch ist das aktuell mögliche Potenzial der Gülleverwertung in einer Biogasanlage unter den technischen wie auch lokalen Bedingungen (Transport, Nährstoffe,...)? Welche regionalen Besonderheiten gilt es zu betrachten?
  - Welchen Beitrag können Biogasanlagen zum Erhalt der Kulturlandschaften leisten?

---

## 8 Fazit

Obgleich diesbezüglich verschiedene und jeweils begründete Vorstellungen seitens unterschiedlicher Akteure bestehen, steht eine abschließende, bundespolitisch legitimierte Definition der zukünftigen Rolle der Bioenergie im gesamten Energiesystem zum heutigen Zeitpunkt noch aus. Dabei bietet die Biomasse – neben dem Einsatz als Nahrungsmittel und als Rohstoff für die stoffliche Nutzung – vielfältige Einsatzmöglichkeiten in den verschiedenen Sektoren des Energiesystems. Ziel dabei soll es grundsätzlich sein, die vorhandene Biomasse aufgrund der limitierten Potenziale sowie der aktuell vorhandenen bzw. zukünftig absehbaren (Flächen-) Nutzungskonkurrenzen unter Berücksichtigung der Aspekte des Klimaschutzes sowie der naturschutzfachlichen Anforderungen möglichst effizient zu nutzen. Bezüglich der dabei von der Bundesregierung zugrunde gelegten Zielhierarchie genießt die Bereitstellung eines vielfältigen Angebotes an Nahrungsmitteln absolute Priorität. Erst nach Sicherung dieses Grundbedürfnisses sollen Biomasse-Rohstoffe für die stoffliche Nutzung – z.B. in der Industrie – und erst dann zur Bereitstellung eines nachhaltigen Energiebeitrags dienen. In den heutigen weltweit verbundenen Märkten ist eine nur auf Deutschland bezogene Abgrenzung der Nutzungen jedoch nicht einfach. So existieren im Kontext der Biogas-Produktion verschiedene Ansätze hinsichtlich der Flächenbelegung durch nachwachsende Rohstoffe. Die als nachhaltig erachtete Spanne reicht dabei im Jahr 2050 gemäß unterschiedlicher Einschätzungen von 0 ha (Haller et al. 2015) bis ca. 4 Mio. ha (BMU 2012, Zeddies 2012, FNR 2013). Eine transsektorale und gegebenenfalls regional differenzierte Vorstellung bezüglich der langfristigen Nutzung von Agrarflächen liegt unter Berücksichtigung der zukünftigen Bedarfe in den Haupt-Nutzungspfaden (Nahrung, Futter, stofflich, Energie) derzeit nicht vor.

### *Die unklare Rolle der Biogas-Nutzung*

Die bislang fehlende Festlegung seitens der Bundesregierung bzgl. der Rolle von Biogas und insbesondere von NawaRo's als Biogassubstrate sowie die teilweise in diesem Zusammenhang sehr heterogenen Positionen verschiedener Bundes- und Landesministerien spiegeln sich letztlich auch in der aktuellen Diskussion um die Novelisierung des EEG wider. Hier mangelt es an einer ausreichenden Konkretisierung bezüglich der systemdienlichen Nutzung von Biomasse unter Berücksichtigung der jeweils betroffenen Sektoren. Neben den hauptsächlich thematisierten Energiesektoren (insbes. Strom, Wärme) sind dabei insbesondere die Bereiche Klimaschutz, Landnutzung/Naturschutz, Gewässerschutz und Entsorgung relevant. Der Konkretisierungsbedarf zeigt sich insbesondere angesichts der derzeitigen Diskussionen um die Ausschreibung von 100 MW (Brutto/Netto) Biomasse-Leistung im EEG. Diese werden auf bundespolitischer Ebene fast ausschließlich vor dem Hintergrund der Kosten-Effekte für das EEG geführt und negieren dabei mögliche Funktionen sowie kostendämpfende Effekte der Biogasanlagen im Rahmen der Transformation der Energiesysteme sowie

der oben benannten weiteren Sektoren (z.B. für Systemdienstleistungen, THG-Minderung, Entsorgung, Landnutzung, Wärmebereitstellung etc.). Insbesondere mögliche Effekte im Bereich der Treibhausgas-Emissionen stehen in der Diskussion um das EEG derzeit nicht im Vordergrund.

#### *Die Entwicklung der Anlagenbestände und die Auswirkungen auf den Klimaschutz*

Durch die aktuelle Förderung im EEG 2014 zeichnet sich die Tendenz ab, dass nur noch geringfügig neue Biogasanlagen gebaut werden können und das Ausbauziel von 100 Megawatt – zumindest durch Biogasanlagen – bei weitem nicht erreicht wird. Je nach Ausgestaltung und Interpretation des Ausbauziels 100 MW (brutto oder netto) ergeben sich zum Teil weitreichende Konsequenzen in den Bereichen Landwirtschaft, Umwelt und Energien. Dabei konnte gezeigt werden, dass bei einem Ausbaupfad von 100 MW (brutto) ein massiver Rückgang des Biogasanlagenbestandes stattfinden wird. Bezogen auf die in der Studie betrachteten Anlagentypologien<sup>119</sup> wird sich die installierte Leistung ab dem Jahr 2034 auf etwas unter einem Gigawatt reduzieren. Aufgrund dessen müssten zusätzlich zu dem Ausbauziel für Onshore-Wind von 2.500 MW jährlich weitere 500 MW installiert werden, um den wegfallenden Biogasstrom (nicht-fossil) zu kompensieren und die Ziele des EE-Ausbaus auch weiterhin zu erreichen. Ein Ersatz der bestehenden Biogasstromerzeugung durch vermeintlich günstigeren Onshore-Wind wirft jedoch neue Probleme und Fragestellungen auf. Ein verstärkter Windausbau verschärft dabei die Engpässe im Stromnetz und liefert weitere Herausforderungen im bereits verzögerten Netzausbau.

Ohne zusätzlichen Zubau von Windkraftanlagen und dem dadurch erforderlichen Ausgleich der fehlenden elektrischen Arbeit durch fossile Energieträger würde es zu einem vermehrten Ausstoß von Treibhausgas kommen, der je nach Bestandsentwicklung bei 20 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente im Jahr 2035 liegen könnte. Im Gegenzug würden ca. 1 – 1,3 Mio. ha Agrarfläche frei, darunter ca. 20 % Grünlandflächen, für die aktuell (bei sinkenden Milchviehzahlen) noch keine konkrete Nutzungsalternative vorliegt. Die Konsequenz wäre, dass in Zukunft erhöhte Kosten zum Erhalt der Kulturlandschaft auf Kommunen und Länder zukommen. Bei einem Ausbau der Biogasanlagen um Netto 100 MW entsteht dagegen ein erhöhter Flächenbedarf, der bis zum Jahr 2035 auf rund 0,5 Mio. ha ansteigt.

Im Gegenzug zu den Klimaschutzeffekten führen rückläufige Anlagenbestände im Rahmen der durchgeführten Modellierungen zu positiven Entwicklungen in den Bereichen „Versauerung“ und Eutrophierung“. Die möglichen Veränderungen sind in ihrer Dimension allerdings wie bei den Treibhausgasen zu relativieren, da sie zum Teil der Tatsache geschuldet sind, dass aufgrund der Fragestellung als Referenzfläche eine (wenig wahrscheinliche) Nichtnutzung angesetzt wurde.

<sup>119</sup> In der Untersuchung wurden 75 % des Gesamtbestandes der Biogasanlagen betrachtet.

Zusätzlich wurden die potenziellen Klimaschutz-Effekte eines Fortbestandes der bestehenden Biogasanlagen sowie die eines zusätzlichen (d.h. Netto-) Ausbaus von 100 MW analysiert. Hierbei ergeben sich unter den angenommenen Bedingungen weitere Einsparungen von 8 Mio. CO<sub>2</sub>-Äquivalenten. Des Weiteren würden ca. 100 PJ an nicht erneuerbarer Energie ersetzt.

#### *Weitere Auswirkungen des Rückgangs der Biogasanlagen*

In den letzten Jahren hat sich eine facettenreiche Industrie im Sektor der Biogasproduktion etabliert, die eine Vielzahl von hochqualifizierten Arbeitsplätzen bietet. Bereits die Entwicklung der letzten Jahre hat dazu geführt, dass sich die Zahl der Beschäftigten von ca. 63.000 im Jahr 2011 auf ca. 45.000 im Jahr 2014 reduziert hat (Fachverband Biogas 2015). Ein weiterer Rückgang von Biogasanlagen – wie derzeit absehbar - hätte einen signifikanten Stellenabbau bis hin zur Gefährdung ganzer Branchen- und Kompetenzbereiche zur Folge.

Neben der elektrischen Leistung der Biogasanlagen wurde auch die thermische Leistung betrachtet, die gleichfalls von der Stilllegung der Biogasanlagen betroffen wäre. Das Defizit der Wärmeleistung durch erneuerbare Energie auszugleichen würde das Erreichen des Ausbauziels der EE zusätzlich erschweren. Zugleich hat sich aber auch gezeigt, dass Anlagen mit einer wirtschaftlich soliden Wärmevergütung und einer zusätzlichen Grundvergütung in der Stromproduktion das Potenzial besitzen, ihren Fortbestand zu sichern. Aufgrund der Abhängigkeit der Anlagengröße von den Produktionskosten hätten dabei allerdings nur große Anlagen eine Chance, was sich insbesondere bei der Einführung von Ausschreibungen für Bioenergie auswirken würde.

#### *Die Sonderstellung der Kleinanlagen und Abfallanlagen*

Des Weiteren hat sich gezeigt, dass der Verwertung von Wirtschaftsdünger (Gülle und Mist) in Biogasanlagen – insbesondere vor dem Hintergrund des Klimaschutzes - eine hohe Bedeutung zukommt. Dabei steht einer Nutzung der noch vorhandenen Potenziale neben der erforderlichen Lösung von technischen und logistischen Fragen vor allem die Vergütung als Hemmnis im Wege. So bildet die Sonderstellung von Kleinanlagen (Gülleanlagen) im EEG einen Anreiz nur für einige Betriebe und dort oftmals nur dann, wenn die Biogasanlage gemeinsam mit einem Stall(neu)bau realisiert werden kann. Regionen bzw. Betreiber mit einem großen Gülleaufkommen finden hier allerdings keine Berücksichtigung, da Anlagen nur bis zu einer Größe von 75 kW in den Genuss einer Sonderförderung kommen. Auch die Vorteile bezüglich der Einsparung von THG-Emission bei einer Veredelung der Wirtschaftsdünger in der Biogasanlage werden durch die leistungsbezogene Begrenzung der Gülleanlage nicht ausgeschöpft. Somit hätte eine Erhöhung der EEG-Grenze von 75 kW einen positiven Einfluss auf die THG-Emissionen wie auch auf weitere Umweltproblematiken wie dem Nitrateintrag in das Grundwasser.

Die Einspeisevergütung der Kleinanlagen wie auch der Abfallanlagen unterliegt einer

Degression, die eine Weiterentwicklung anreizen soll. Es hat sich jedoch gezeigt, dass durch die erhöhte Degression ab dem EEG 2014 die Vergütungssätze so schnell sinken, dass sich die Investitionen in kleine Anlagen (insbesondere im Gülle-Sektor) schon heute nicht mehr lohnen und somit das eigentliche Ziel verfehlt wird. Nur durch eine Erhöhung der Vergütungssätze und/oder einer Senkung der Degression kann die Investition in Kleinanlagen unterstützt werden. Insbesondere im Gülle-Sektor wird dabei die transssektorale Wirkung des EEG besonders deutlich. Maßnahmen, die der Minderung der THG-Emissionen des Agrarsektors dienen und eigentlich über diesen auch finanziert werden müssten (Konsequenz: höhere Preise für Fleisch und Molke-reiprodukte?), werden über den Strompreis finanziert.

Neben den Kleinanlagen besitzen auch die Abfallanlagen eine gesonderte Position im aktuellen EEG. Diese haben neben der Energieproduktion als Hauptaufgabe eine Entsorgungs-/Verwertungsfunktion und verfügen dabei, z.B. bei der Verwertung von Biogas, über eine duale Finanzierungsgrundlage indem sie Erlöse einerseits über die Abfallgebühr und andererseits über das EEG erzielen. Die ergänzende EEG-Vergütung soll insbesondere eine Konkurrenzfähigkeit der Biogasanlagen gegenüber der – derzeit noch günstigeren – alleinigen Kompostierung gewährleisten und damit eine höherwertige Verwertung im Sinne des KrWG ermöglichen. Eine Überführung von Abfallanlagen in Ausschreibungsmodelle gefährdet daher die Umsetzung höherwertiger Verwertungswege im Kontext vorhandener Entsorgungsaufträge. Wenn es nicht gelingt die stofflich-energetische Bioabfallverwertung abfallrechtlich zu verankern, ist daher an einer festen Einspeisevergütung festzuhalten.

### *Refinanzierungsmöglichkeiten der Biogasanlagen*

Bei der Untersuchung der künftig möglichen Refinanzierungsmodelle von Biogasanlagen zeigte sich, dass weder der Großhandelsmarkt noch die Regelenergiemärkte mittelfristig (bis mind. 2030) ausreichende Einnahmen für einen Betrieb von Biogasanlagen gewährleisten werden. Das EEG bot in den Fassungen vor 2014 durch eine wirtschaftlich ausreichende Vergütung eine Investitionssicherheit, mit der die Risikoaufschläge minimiert und die Ziele des erneuerbaren Energiesektors im Bereich Biomasse erreicht wurden. Defizite bestanden je nach Fassung des EEG im Bereich der Wärmenutzung, die ab dem Jahr 2004 immer mehr in den Fokus wanderte, allerdings mit sehr unterschiedlichen Regelsetzungen. In der vorliegenden Untersuchung wurde ebenfalls herausgestellt, dass eine zukünftige Nutzung der Biomasse nur sinnvoll ist, wenn eine energetisch sinnvolle Wärmenutzung stattfindet. Aufgrund der begrenzten Förderung ergibt sich jedoch – trotz umfänglicher Wärmenutzung - aktuell fast ausnahmslos nur für Altanlagen die Möglichkeit, im Kontext einer Sanierung erneut Anspruch auf eine Förderung durch das EEG zu erhalten, oder an einer bis dato noch nicht präziser definierten Ausschreibung teilzunehmen. Eine Nutzung des Instruments der Ausschreibungen stellt zugleich eine Herausforderung hinsichtlich einer nachhaltigen und geo-

grafisch ausgewogenen Bioenergiebereitstellung dar, wobei derzeit noch nicht ersichtlich ist, wie die Komplexität und Heterogenität von Anlagenkonzepten dadurch abgebildet werden kann. Zusätzlich soll auch bei Ausschreibungen eine ausgewogene Akteursvielfalt erhalten bleiben, was wiederum nur schwer umsetzbar erscheint.

Unter den bestehenden Rahmenbedingungen zeigte sich, dass das – als Finanzierungsmodell untersuchte - KWKG alleine keine Alternative für Biogasanlagen zum EEG darstellt. Im Rahmen der geplanten Ausschreibung im EEG bestände aber die Möglichkeit einer kombinierten Vergütung. Dadurch würde die Wärmenutzung bei gleichzeitiger Senkung der EEG-Kosten angereizt. Die Gesamtkosten würden dabei gleich bleiben, da die KWKG-Kosten entsprechend steigen. Da allerdings das KWKG-Ziel von den Biogasanlagen profitiert, sollte ein Anstieg der KWKG-Kosten akzeptabel sein.

#### *Synthese oder Elemente einer zukünftigen Förderung*

Langfristiges Ziel einer Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen der Bioenergie und insbesondere des Biogases muss sein, auf die gesamtökonomischen und ökologischen Effekte der Bioenergie angepasste Finanzierungsmechanismen zu schaffen, aus denen die einzelnen Anlagen gespeist werden. Dies ist jedoch nicht nur eine energiewirtschaftliche, sondern auch eine landwirtschaftliche, abfallwirtschaftliche und naturschutzrechtliche Aufgabe. Zu den künftigen Finanzierungselementen sollten gehören:

- Die effiziente Bereitstellung von erneuerbarer Elektrizität und Wärme als in gewissem Maß zeitlich verschiebbare Koppelprodukte im Sinne des Klimaschutzes.
- Die Möglichkeit zur verbrauchsnahe Stromerzeugung im gesamten Bundesgebiet inkl. der Möglichkeit zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen oder einer stärker lastbasierten Fahrweise (auch saisonal) und damit zur Entlastung bestehender Netzengpässe.
- Die CO<sub>2</sub>-Einsparungen durch Vermeidung der Ausbringung von Gülle und eine hochwertige Verwertung organischen Abfalls.
- Die erfolgte bzw. zu optimierende In-Wert-Setzung ländlicher Räume durch eine gezielte Strukturpolitik.
- Die Schaffung regionaler, aufeinander abgestimmter agrarischer Güterkreisläufe unter Vermeidung der Produktion landwirtschaftlicher Güter, die am Markt nicht genügend Absatz finden (z.B. Milch).
- Die Vermeidung von Prämienzahlungen für die Pflege stillgelegter landwirtschaftlicher Flächen bei gleichzeitiger Erhaltung der Kulturlandschaft.
- In-Wert Haltung des Grünlandes sowie Sicherung der Biodiversität in der Agrarproduktion (Blühstreifen, Fruchtfolgen, etc.).

Die alleinige Fokussierung der Bioenergievergütung auf das einzige Kriterium der Kosten pro erzeugter Kilowattstunde Strom (unabhängig davon, ob mittels Ausschreibungen oder anderer Vergütungsregelungen finanziert) greift daher zu kurz. Stattdessen erscheint es angemessen, die vielfachen, hier benannten und im Weiteren noch zu untersuchenden positiven Effekte in zukünftige Bewertungskriterien und entsprechende Finanzierungsmechanismen einfließen zu lassen. Dabei sollte auch die zukünftige Rolle von Biogas im Blickfeld behalten werden, die in anderen Energie-Sektoren (z.B. Verkehr, Prozesswärmebereitstellung in KWK, etc...), der Ökologie (Grünland-Erhalt, Gewässer-schonender Anbau) sowie insbesondere des Klimaschutzes (ökologisch hochwertige Abfall- und Wirtschaftsdüngerverwertung, Biomethanisierung) und der stofflichen Nutzung (Bioökonomie) zum Tragen kommen kann. Es ist somit von einem hochdynamischen Prozess auszugehen, welcher – zumindest in den nächsten Dekaden – den Erhalt eines ökologisch, technisch und energiewirtschaftlich optimierten Anlagenbestandes erforderlich macht.

Hinsichtlich der Finanzierung könnte übergangsweise – bis zur Findung geeigneter, ggf. auch regional angepasster Bewertungskriterien für den Einsatz von Biogas – vorzugsweise statt Ausschreibungen ein kombinierter Vergütungsmechanismus aus dem EEG und dem KWKG erprobt werden, der dazu beitragen könnte, auch die Zielsetzungen im Bereich der Erneuerbaren Wärme bis zu dem Zeitpunkt einer weitest gehenden Senkung der Wärmebedarfe zu erreichen.

## 9 Literaturverzeichnis

AGEE (2016): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2015, Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik. [http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/entwicklung\\_der\\_erneuerbaren\\_energien\\_in\\_deutschland\\_im\\_jahr\\_2015.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=12](http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/entwicklung_der_erneuerbaren_energien_in_deutschland_im_jahr_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=12) 06.04.2016 16:34

AGEE Stat (2016): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin

ASUE (2012): BHKW-Fibel, Broschüre ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V, Berlin, Februar 2012

Bäurle H. & C. Tamásy (2012): Regionale Konzentrationen der Nutztierhaltung in Deutschland, Institut für Strukturforschung und Planung in agrarischen Intensivgebieten (ISPA) Universität Vechta, Mitteilungen –Heft 79 S. 131

BfN (2015): Man and the Biosphere (MAB), [https://www.bfn.de/0310\\_mab.html](https://www.bfn.de/0310_mab.html) 24.05.2016

Biogas Forum Bayern (2015): Wirtschaftlichkeit von Kleinbiogasanlagen auf Güllebasis, Freisingen, S. 11

BMEL. (2013). Nationale Politikstrategie Bioökonomie - Nachwachsende Ressourcen und biotechnologische Verfahren als Basis für Ernährung, Industrie und Energie. Berlin: BMEL - Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft.

BMEL (2015): Bioenergie-Regionen 2009-2015, Vorteile der Energiewende im ländlichen Raum, Berlin, [http://fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Abschlusskongress\\_Bioenergie-Regionen\\_HA\\_Web.pdf](http://fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Abschlusskongress_Bioenergie-Regionen_HA_Web.pdf) abgerufen 10.05.2016

BMU (2012): Leitstudie 2011, Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Schlussbericht, Berlin

BMW (2015a): Ein Strommarkt für die Energiewende; Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), Berlin, Juli 2015

BMW (2015b): EEG-Novelle 2016, Eckpunktepapier, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin, 25. November 2015

BMW (2016a): EEG-Novelle 2016, Fortgeschriebenes Eckpunktepapier zum Vorschlag des BMW für das neue EEG, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin, 15.02.2016

BMW (2016b): Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, Referentenentwurf des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin, Bearbeitungsstand: 14.04.2016

BMW: Marktanalyse Windenergie an Land, Papier des Bundesministeriums für Wirtschaft

und Energie; <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/marktanalyse-freiflaeche-photovoltaik-wind-an-land,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, letzter Abruf: 27.04.2016

BNETZA (2015): EEG-Stamm- und Bewegungsdaten 2015, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

BNetzA (2015a): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Bundesnetzagentur, Bonn, 07.12.2015

DBFZ (2015): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben Ila Biomasse), Zwischenbericht Mai 2015, Studie im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Leipzig, 31.05.2015, geändert am 17.08.2015

dena (2013): Power to Gas, Eine innovative Systemlösung auf dem Weg zur Marktreife, Deutsche Energie-Agentur, Berlin [http://www.powertogas.info/fileadmin/content/Downloads\\_PtG\\_neu/Fachbroschuere\\_Power\\_to\\_Gas\\_Integration.pdf](http://www.powertogas.info/fileadmin/content/Downloads_PtG_neu/Fachbroschuere_Power_to_Gas_Integration.pdf)

Elisa Dunkelberg, Steven Salecki, Julika Weiß, Stefan Rothe, Georg Böning (2015): Biome-  
than im Energiesystem. Ökologische und ökonomische Bewertung von Aufbereitungsverfahren und Nutzungsoptionen. Schriftenreihe des IÖW 207/15. Berlin, März 2015

Fachverband Biogas (2015): Branchenzahlen 2014 und Prognose der Branchenentwicklung 2015 [http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE\\_Branchenzahlen/\\$file/15-11-19\\_Biogas%20Branchenzahlen-2014\\_Prognose-2015\\_final.pdf](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/15-11-19_Biogas%20Branchenzahlen-2014_Prognose-2015_final.pdf)

Fachverband Biogas (2016): Ausgabe noch offen telefonische Information

FNR (2011): Vielfältige Nutzung von Biogas, <https://mediathek.fnr.de/grafiken/pressegrafiken/vielfaltige-nutzung-von-biogas.html>

FNR (2013): Anbau nachwachsender Rohstoffe 2013 auf 2,4 Millionen Hektar, Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe, [http://www.fnr.de/presse/pressemitteilungen/archiv/archiv-nach-richt/?tx\\_ttnews\[year\]=2013&tx\\_ttnews\[month\]=09&tx\\_ttnews\[day\]=16&tx\\_ttnews\[tt\\_news\]=6480&cHash=8f9952bc2b045ef1c04b2b2740745d15](http://www.fnr.de/presse/pressemitteilungen/archiv/archiv-nach-richt/?tx_ttnews[year]=2013&tx_ttnews[month]=09&tx_ttnews[day]=16&tx_ttnews[tt_news]=6480&cHash=8f9952bc2b045ef1c04b2b2740745d15) 27.05.2016 14:14

FNR(2015): Bestandsentwicklung Biogasanlagen, Mediathek <http://fnr.de/basisdaten/bio-energie/biogas.html>

Guenther-Lübbbers, W., M. Garbs, H.-J. Brauckmann, J. Gerldermann, G. Broll und L. Theuvsen (2015): Abschlussbericht nachhaltige Biomassenutzung in Biogasanlagen auf der Grundlage der Wirtschaftsdüngerpotentiale in Niedersachsen „Bauernhof Niedersachsen“, Georg-August-Universität Göttingen & Universität Osnabrück

Haller M., J. Repennin, M. Vogel, B. Schломann, M. Reuter, E. Jochen, F. Reitze, M. Schön, F. Toro (2015): Überblick über vorliegende Szenarienarbeiten für den Klimaschutz in Deutschland bis 2050, Öko-Institut e. V., Fraunhofer ISI und Institut für Ressourceneffizienz

---

und Energiestrategien, Berlin

Hirschhausen et al. (2007): Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland, TU Dresden, Studie im Auftrag des Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. (VIK), Dresden, Januar 2007

IÖW (2015): Online-Wertschöpfungsrechner, Kommunale Wertschöpfung, Berlin  
<http://www.kommunal-erneuerbar.de/de/kommunale-wertschoepfung/rechner.html> abgerufen 08.05.2016

IZES (2012): Gewässerschonende und standortangepasste Fruchtfolgen und Anbauverfahren für Energiepflanzen zur Nutzung in Biogasanlagen für die Region Ill-Theel, Zweckverband Natur-Theel, Saarbrücken

IZES (2014): Beitrag der Bioenergie zur Energiewende. Studie im Auftrag des BBE

IZES (2015a): Kraftwerks-Stilllegungen zur Emissionsreduzierung und Flexibilisierung des deutschen Kraftwerksparks: Möglichkeiten und Auswirkungen; Studie für das Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung (MWKEL), Rheinland-Pfalz, IZES gGmbH, Saarbrücken, 28.08.2015

IZES, Entsorgungsverband Saar und Witzenhausen-Institut (2015) Grüngutkonzept für das Saarland, Saarbrücken (nicht veröffentlicht)

IZES (2016): Wärmestudie Region Eifel und Trier, Endbericht, Studie im Auftrag des Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung des Landes Rheinland-Pfalz S. 121 (aktuell noch nicht veröffentlicht)

IWES (2016): Beitrag von Biogas zu einer verlässlichen erneuerbaren Stromversorgung  
[http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE\\_PM-05-16/\\$file/16-04-14\\_IWES\\_Gutachten\\_Beitrag\\_Biogas\\_zu\\_verlaesslicher\\_EE\\_Stromversorgung.pdf](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_PM-05-16/$file/16-04-14_IWES_Gutachten_Beitrag_Biogas_zu_verlaesslicher_EE_Stromversorgung.pdf)

KLU (2013): Biogaserzeugung und –nutzung: Ökologische Leitplanken für die Zukunft, Kommission Landwirtschaft beim Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau S. 21

Knauer et al. (2015): Direktvermarktung des Rohbiogases- Alternative zur EEG-Vergütung für Neu- und Bestandsanlagen, Biogas Journal 5/2015, S. 68 – 73

KTBL (2013) Faustzahlen Biogas, Darmstadt und KTBL (2015) Taschenbuch Landwirtschaft

Ockenfels et al. (2008): Strommarktdesign, Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX, Universität Köln, Studie im Auftrag der European Energy Exchange AG (EEX), 11. März 2008

ÖI (2015): Aktueller Stand der KWK-Erzeugung, Öko-Institut, Studie im Auftrag des BMUB, Berlin, 17.12.2015

P3 Energy & Storage (2015): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2016 bis 2020, Aachen

Prognos et al. (2014): Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten

von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Effizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2015, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Prognos AG, Fraunhofer IFAM, IREES, BHKW-Consult, Berlin, 01. Oktober 2014

Mattes Scheffelowitz, Nadja Rensberg, Velina Denysenko, Jaqueline Daniel-Gromke, Dr. Walter Stinner, Konrad Hillebrand, Karin Naumann, David Peetz, Christiane Hennig, Prof. Dr. Daniela Thrän, Michael Beil, Julia Kasten, Lena Vogel (2015): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben Ila Biomasse). Zwischenbericht Mai 2015. DBFZ, UFZ, IWES, August 2015

Scholwin, F., A. Schüch, J. Grope (2015): Perspektiven der Biomethaneinspeisung, im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Universität Rostock, Rostock

Schreiber (2016): Demonstrationsprojekt Bioenergie 2.0 in Rheinland-Pfalz, Verbundprojekt-Westefel, Umbau der Wasserversorgung als Kernelement von Energieautarkie und regionaler Entwicklung, Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft, Ernährung, Weinbau und Forsten, Biogas Convention, Nürnberg 16.-18.2.2016, [http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/res/4-2\\_02%20Winfried%20Schreiber.pdf/\\$file/4-2\\_02%20Winfried%20Schreiber.pdf](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/res/4-2_02%20Winfried%20Schreiber.pdf/$file/4-2_02%20Winfried%20Schreiber.pdf)

Stellungnahme Fachverband Biogas (2014) zum Gesetzentwurf der Bundesregierung „Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts“ BT-Drs. 18/1304 [https://www.bundestag.de/blob/279150/4b0b73a120b750ca37acdb45cc848ec7/a-drs--18\\_10\\_069-e-pdf-data.pdf](https://www.bundestag.de/blob/279150/4b0b73a120b750ca37acdb45cc848ec7/a-drs--18_10_069-e-pdf-data.pdf) 27.04.2016 11:00

Stinner (2016): Güllekleinanlagen – verfahrenstechnische Konzepte, DBFZ, Biogas Convention 2016, Nürnberg [http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/res/Spezial\\_2\\_Walter%20Stinner.pdf/\\$file/Spezial\\_2\\_Walter%20Stinner.pdf](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/res/Spezial_2_Walter%20Stinner.pdf/$file/Spezial_2_Walter%20Stinner.pdf)

UBA (2012): Ökologisch sinnvolle Verwertung von Bioabfällen, Berlin S. 43

UBA (2015) Fördervorschläge für Biogas- Bestandsanlagen im EEG, Dressau-Roßlau, 89/2015 S. 46

ÜNB (2015): Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015, Teil 1, 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 30. Oktober 2015

Uni Rostock et al. (2015): Biomethan. Vgl. Dossier Nr. 6. Ein Projekt im Auftrag des BMWi, 2013 – 2015, 6 Dossiers, siehe <http://www.biogasundenergie.de/veroeffentlichungen.html>

Universität Hohenheim (2014) Jahresbericht 2014, Landesanstalt für Agrartechnik & Bioenergie S. 13

Wern, B., Gärtner, S., Baur, F. (2013): Holzkaskadennutzung – Regionale Konzepte zum Ausbau der Bioenergieerzeugung aus Holz. Erschienen in Schriftenreihe des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassennutzung“, Band 12, Hrsg. DBFZ, Leipzig

Vogt, R. und Fehrenbach, H. (ifeu), Altröck, M., Kahl, H. (BBH) (2010): Biomethan als Kraftstoff: Eine Handlungsempfehlung zur Biokraft-NachV für die Praxis. ifeu Heidelberg (Hrsg.) in

---

Zusammenarbeit mit BBH Berlin. Zuwendungsprojekt des BMU, FKZ 03MAP193, Oktober 2010

Zeedy J., E. Bahrs, N. Schönleber und W. Gamer (2012): Globale Analyse und Abschätzung des Biomasse-Flächennutzungspotentials. Aktualisiert im August 2012.

[https://www.uni-hohenheim.de/i410b/download/publikationen/Globale%20Biomassepotenzi-ale%20\\_%20FNR%2022003911%20Zwischenbericht%202012.pdf](https://www.uni-hohenheim.de/i410b/download/publikationen/Globale%20Biomassepotenzi-ale%20_%20FNR%2022003911%20Zwischenbericht%202012.pdf) 27.05.2016 14:27

## 10 Anhang 1

### Workshop „Biogas - Quo vadis?“

#### Ergebnisprotokoll

**Datum:** 12. Januar 2016  
**Ort:** BMUB, Berlin  
**Teilnehmer:** siehe Liste im Anhang  
**Ablauf und Diskussionsinhalte:**

**Eröffnung** 10:30 Uhr - 10:45 Uhr  
*Dr. Torsten Bischoff / Dr. Heidrun Schalle*

Frau Dr. Schalle begrüßt die Teilnehmer/-innen und erläutert kurz die Zielsetzung, die das BMUB mit dem Projekt verfolgt. Es folgt eine Vorstellungsrunde der Anwesenden.

**Projektvorstellung** 10:45 – 11:00 Uhr  
*Prof. Frank Baur - Projektüberblick und Status quo*

Herr Prof. Baur stellt das Projekt „Biogas quo vadis?“ hinsichtlich seiner inhaltlichen Ausrichtung vor und erläutert den aktuellen Bearbeitungsstand. Den Teilnehmern wurde im Vorfeld eine Tischvorlage als Diskussionsgrundlage übermittelt (siehe Anhang). Er weist auf den darin beinhalteten Fragebogen hin, den die Workshop-Teilnehmer ausfüllen sollten.

**Ökologische Implikationen** 11:00 – 12:45 Uhr  
*Moderation Bernhard Wern*

#### Inputreferate aus dem Projekt

- Sven Gärtner Folgen der auslaufenden EEG-Vergütung aus Umweltschutzsicht
- Nils Rettenmaier Forschungsfragen und Ausblick

#### Gemeinsames Arbeiten

- Diskussion der Forschungsfragen und Hypothesen
- Erarbeitung weiterer Forschungsfragen

Die Diskussion hinsichtlich der im Rahmen des Projektes zugrunde gelegten Ansätze fokussierte sich im Wesentlichen auf folgende zwei Fragestellungen:

- a) Wie wird potenziell nicht mehr verfügbarer Biogas-Strom kompensiert?
- b) Welche Folgenutzung erfahren die bislang durch die Energiepflanzen-Produktion genutzten Agrarflächen?

**Zu a):** Auf der Basis der im Rahmen des Projektes gesetzten Annahmen würde das Zurückfahren von Biogasanlagen eine Mehremission von über 16 Mio. t CO<sub>2</sub> – Äquivalenten zur Konsequenz haben. Den entsprechenden Berechnungen wurde dabei

zugrunde gelegt, dass der – dann nicht mehr verfügbare – Biogasstrom bei Beibehaltung der Ausbaukorridore für sonstige EE durch einen fossilen Energiemix kompensiert wird. Ein zentraler Punkt der Diskussion war daher die Frage, weshalb nur fossile Energie als Referenzsystem in der Ökobilanz angesetzt wurde. Dies wurde damit begründet, dass bei einer Kompensation mit regenerativen Energieträgern (insbesondere Wind) eine signifikante Erhöhung des bislang angesetzten Zubaus erforderlich wird und zudem Strom-Bereitstellungsformen mit einer – derzeit auf jeden Fall noch – unterschiedlichen Performance hinsichtlich möglicher Systemdienstleistungen verglichen werden. Vor diesem Hintergrund wurde vereinbart, dass bis zum Projektabschluss ein Forschungsdesign für ein alternatives Kompensationsszenario erarbeitet wird, in welchem eine Kombination aus Wind- und ggf. Solarenergie mit Speichertechniken oder ein Ausgleich durch Erdgas den wegfallenden Biogasstrom ersetzt.

**Zu b):** Die im Rahmen des Projektes betrachteten Modelle setzen einer Nichtnutzung landwirtschaftlicher Flächen („Brachflächen“) als Referenzsystem für das Wegfallen des Anbaus von Energiepflanzen zur Beschickung von Biogasanlagen an. Hier wurde die grundlegende Frage gestellt, ob in dem Modell nicht ein mehr auf die landwirtschaftliche Praxis ausgelegter Ansatz verfolgt werden sollte, da davon auszugehen ist, dass vormals in der Energiepflanzenproduktion belegte Flächen zu großen Teilen nicht aus der Nutzung genommen werden. Der gewählte Ansatz wird damit begründet, dass die für Biogas (oder anderer Bioenergieträger) genutzten Flächen nur dann zur Verfügung stehen können, wenn zuvor die Nachfrage nach Nahrungs- und Futtermitteln komplett gedeckt ist. Erst dann wird in dem hier berechneten Ansatz über die Nutzung dieser Flächen für Non-food-Zwecke diskutiert werden, beispielsweise für Biogas. Diesem Denkansatz zufolge darf beim Wegfall von Biogas keine Nutzung der frei werdenden Fläche für Nahrungs- und Futtermittel angesetzt werden (die Nachfrage ist ja bereits befriedigt), sondern nur eine Nichtnutzung oder eine Nutzung für andere Non-food-Zwecke (z. B. andere Bioenergieträger oder Biomasse für die stoffliche Nutzung). Dem Bearbeitern des ifeu ist natürlich durchaus klar, dass diese Flächen in der Realität mit großer Sicherheit nicht brach fallen werden. Darüber hinaus werden auch methodische Gründe angeführt, wonach bei der vergleichenden Ökobilanz in einem Szenario *mit* und einem Szenario *ohne* Nawaro-Biogas in beiden Fällen der gleiche Nutzen vorliegen muss (Warenkorbmodell). Die Berücksichtigung einer Folgenutzung führt nach ifeu jedoch aufgrund des unterschiedlichen Nutzens gegenüber der Energiepflanzenproduktion zum methodischen Problem der Unvergleichbarkeit. Um die Folgen einer Nutzung der freiwerdenden Flächen auf die gesamte (globale) landwirtschaftliche Produktion nach Wegfall der Biogasanlagen abschätzen zu können, wäre die Modellierung der weltweiten Agrarmärkte und der zugrundeliegenden Landnutzung erforderlich, was nur im Rahmen eines weitaus größeren Vorhabens möglich wäre. Dennoch sollen in der restlichen Projektlaufzeit einfache (qualitative) Ansätze der Bilanzierung überprüft werden, um die Fragestellungen diesbezüglich zu schärfen.

Alternativ wurde diskutiert, dass auf den freiwerdenden Flächen andere Bioenergieträger produziert werden wie z. B. Kurzumtriebshölzer. Die Idee wurde unter den Experten jedoch auf Grund der fehlenden Konkurrenzfähigkeit nicht als ein realistisches Szenario angesehen.

Ein weiterer Aspekt der Diskussionen bezog sich auf die durch abgeschaltete Biogasanlagen wegfallende Wärmeversorgung (bzw. potenziell nutzbare Wärmeenergie), die fossil gedeckt werden müsste. Dabei wurde auch auf die Qualität der Wärmenutzung abgezielt. Insbesondere sind z.B. Gärresttrocknungsanlagen ohne eine weitere Konditionierung des Gärrestes, oder weite Transporte nicht nötig. Auch Holz Trocknungsanlagen sind nicht in jedem Fall sinnvoll. Da der Anteil der Wärme an den Umweltwirkungen allerdings recht gering ist, spielt hier eine genauere Analyse nach Einschätzung der Experten nur eine untergeordnete Rolle. Allerdings wird als problematisch erachtet, dass derzeit eine Reihe von bereits etablierten bzw. in Planung befindlichen (z.B. auf der Basis kommunaler Klimaschutzkonzepte) Biogas-basierten Wärmenetzen in eine unsichere Zukunft blicken und teilweise nicht mehr weiter verfolgt werden.

Des Weiteren wurde diskutiert, den gemäß EEG vorgesehenen (maximalen) jährlichen Zubau von 100 MW differenziert zu betrachten. Dabei spielt zum einen die „brutto-netto-Diskussion“ unter Berücksichtigung der aus dem EEG-Vergütungszeitraum fallenden BGA eine Rolle, zum anderen der Blick auf die gesamte Biomasse z.B. unter Berücksichtigung von Altholzkraftwerken. Hier gilt es unter Berücksichtigung der Anlagenbestände konkrete BGA-Zubaumengen zu definieren, um die Zukunftsperspektiven und Investitionssicherheit für die BG-Branche und Zukunftsperspektiven für den Anlagenbestand sichern zu können.

### **Weitere Ideen und Anregungen der Experten**

- Die Positivfolgen von Mais betrachten. Beim Wegfall von Biogasanlagen würden als erstes die Standorte nicht mehr wirtschaftlich genutzt, auf denen außer Mais kein Ackerbau möglich bzw. wirtschaftlich ist.
- Mögliche absehbare Entwicklungen der landwirtschaftlichen Flächennutzung parametrisieren.
- Berücksichtigen, dass Mist transportwürdiger ist als Gülle (Einfluss auf Einzugsgebiet für Biogasanlagen).
- Auf Substrate aus Zwischenfrüchten, Mehrkultur- oder Mischkulturanbau eingehen, die nur unwesentliche Flächenlasten bewirken. Aus welchen Mitteln die Mehrkosten solcher neuen Anbaumethoden finanziert werden sollen, ist allerdings unklar.
- Den regionalen Einfluss berücksichtigen. Nicht in allen Regionen Deutschlands ist Mais in einer Fruchtfolge einfach zu ersetzen.
- Der Kraftstoffsektor muss berücksichtigt werden, da er ein wichtiges Element der Bioenergie ist.
- Veränderungen durch Biogas richtig bewerten: Biogas konnte in der Einkommensstruktur teilweise den Viehbestand ersetzen. Da in diesen Regionen aber zuvor schon größere Mengen an Mais (Futterpflanze) angebaut wurden, führten die Biogasanlagen nicht zu einem Anstieg der Maisanbauflächen.
- Es ist wichtig, in die Ausschreibung eine Flächenbelegung einzubringen, um ungünstige ökologische Entwicklungen zu vermeiden.
- Deutschland als Veredelungsstandort wird immer einen großen landwirtschaftlichen Flächenbedarf haben.
- Erst ab dem Jahr 2030 wird die Flexibilisierung für die Biogasanlagen wirtschaftlich interessant. Dennoch muss heute schon auf eine Flexibilisierung

hingearbeitet werden, damit ab 2030 die Biogastechnologie noch vorhanden ist.

**Mittagspause** 12:45 – 13:30 Uhr

**Biogas in der Post-EEG-Zeit** 13:30 – 15:45 Uhr  
*Moderation Prof. Frank Baur*

### Inputreferate aus dem Projekt

- Bernhard Wern Folgen der Regelungen des Status quo
- Hermann Guss Künftige Refinanzierung von Biogas am derzeitigen Strommarkt
- Eva Hauser Forschungsfragen und Ausblick auf weitere Refinanzierungsmöglichkeiten am Strommarkt

### Gemeinsames Arbeiten

- Diskussion der im Projekt angewandten Methode und Datenbasis
- Diskussion der Forschungsfragen und Hypothesen
- Erarbeitung weiterer Forschungsfragen

Herr Wern stellt die Ergebnisse der Umfrage unter den Workshop-Teilnehmern sowie diejenigen einer BGA-Betreiberumfrage vor (siehe Anhang).

Frau Hauser übernimmt die Präsentation für den erkrankten Hermann Guss und stellt einige Erkenntnisse und Ansätze hinsichtlich der potenziellen Refinanzierungsmechanismen vor. Insbesondere folgende Punkte wurden in der darauffolgenden Diskussion thematisiert:

- Grundsätzlich ist es bei der Konzeption politischer Instrumente möglich, Optimierungen in Bezug auf den Preis oder in Bezug auf die Menge zu erarbeiten bzw. mögliche dazwischenliegende Kompromisslösungen zwischen dem idealtypischen Mengen- oder Preisziel zu erarbeiten. Diese Zieldefinition ist die genuine Aufgabe der Politik, sollte aber unter Kenntnisnahme der Tatsache erfolgen, dass mit der Entscheidung für ein Optimierungskriterium Abstriche bei anderen Zielsetzungen erfolgen müssen.
- Laut EU-Recht müssen größere Biogasanlagen (> 1 MW!) auch aktuell schon bei einem Betrieb der Anlage nach der EEG-Vergütung an einer Ausschreibung teilnehmen.
- Generelle Frage ist, welche Anlagen an der Ausschreibung teilnehmen sollen. Güllekleinanlagen und Abfallanlagen sind davon ausgenommen. Die offene Frage ist, ob sich beispielsweise Altholzanlagen zusammen mit Biogasanlagen in einer Ausschreibung bewerben müssen.
- Ausschreibungen haben das Ziel, Preise zu senken. Naturschutzfachliche oder landwirtschaftliche Zielsetzungen müssten entweder als zusätzliche Kriterien in die Gestaltung von Ausschreibungen einbezogen werden und können die Preis senkende Wirkung von Auktionen konterkarieren oder werden – bei

ausschließlicher Verfolgung des Ziels der statischen Kosteneffizienz – nicht berücksichtigt. .

- Für die Zukunft soll kostengünstigen Anlagen eine Perspektive geboten werden.
- Andiskutiert wurden die Erfordernisse zur Gestaltung einer Ausschreibung, vorrangig die zwei Aspekte, welche Anlagen bei der Ausschreibung mitmachen sollten und welche Steuerungsmechanismen es gibt, um definierte Anlagenkonzepte im Sinne der Nachhaltigkeit zu fördern. Durch die Nutzung des Instruments der Ausschreibungen wird gegenwärtig der Optimierung des Preisziels der Vorrang gegeben, d.h. dass durch Ausschreibung für die Zukunft v.a. (statisch) kosteneffizienten Anlagen eine Perspektive geboten werden soll. Ohne diese Aussicht würden in naher Zukunft schon die ersten Anlagenbetreiber Reinvestitionen nicht mehr tätigen bzw. Anlagen frühzeitig abschalten. Klar ist aber auch, dass ohne eine „Substratsteuerung“ in Ausschreibungen Mais bei Biogasanlagen bevorzugt wird.
- Die Ausschreibung erscheint unter den aktuellen politischen Gegebenheiten angemessen für eine kurzfristige Überbrückung von Planungsunsicherheiten seitens der Anlagenbetreiber. Langfristig sind jedoch belastbare Rahmenbedingungen zu schaffen, die den – auch im Vergleich zu anderen EE – komplexen Wirkmechanismen von Biomasse Rechnung tragen. Dabei sollte sich die Politik überlegen (1) wieviel Arbeit aus Biogas noch dargestellt werden soll und (2) wie dies im Kontext der vielfältigen ökonomischen Wirkungen von Biomasse finanziert werden kann.
- Kann Wind alleine das Ziel des EE-Ausbaus erreichen? Wichtigste Stellgrößen bei den Berechnungen zur Beantwortung dieser Frage sind der Bruttostromverbrauch und die zukünftige Entwicklung der Volllaststunden Wind pro Jahr. Dabei wird darauf hingewiesen, dass mögliche Steigerungen des Bruttostromverbrauchs durch zusätzliche Stromnutzungen im Verkehrs- oder Wärmesektor eines (teilweise) weitaus höheren EE-Zubaus benötigen würden. Dabei bestehen jedoch Unsicherheiten, inwieweit die Mengenziele des Eckpunktepapiers in der Zukunft unter den aktuellen politischen Rahmenbedingungen umgesetzt werden können bzw. inwieweit der Windausbau in diesem Maß als Residualgröße dienen kann.
- Um wegfallende BGA im Hinblick auf die Erreichung der EE-Ausbauziele durch Wind kompensieren zu können, müssten im Jahr (je nach Ausmaß des Bruttostromverbrauchs) voraussichtlich etwa 500 MW mehr zugebaut werden. Hierzu wird zu bedenken gegeben, dass Windenergie und die steuerbare Bioenergie andere Einspeisecharakteristika aufweisen, die umso stärker ausgeprägt sein werden, wenn die Arbeit aus Wind die aus Bioenergie ersetzen soll. In diesem Fall müssen umso eher oder mehr Lösungen (z.B. Stromexport, Speicherung etc.) gefunden und umgesetzt werden, mittels derer mögliche Windspitzen genutzt werden können. Daher erscheint es wenig zielführend, die EE-techniken gegeneinander auszuspielen, sondern eher deren Komplementarität bewusst einzusetzen. Ob Biogas gegen Windkraft in einer Referenz gerechnet werden sollte, ist dabei methodisch nicht geklärt und wird im Weiteren untersucht.

Eine grundlegende Fragestellung ergibt sich hinsichtlich der Abschätzung der zukünftigen Nutzung bzw. Nutzbarkeit von Biogasanlagen. Hier müssen zuerst in einem Forschungsvorhaben die aktuellen Möglichkeiten der bestehenden Biogasanlagen bewertet werden. Dies beinhaltet den technischen Stand der Anlage sowie die Frage, wie lange diese noch ohne komplette Sanierung = Neubau weiter betrieben werden kann. Darüber hinaus muss geklärt werden, ob bezüglich der örtlichen Situation ein Weiterbetrieb bzw. eine Veränderung der Anlage umsetzbar ist. Dabei wurden auch die Möglichkeiten diskutiert, bisherige NawaRo-Anlagen in Reststoff-Anlagen zu überführen. Dies wird – unter Berücksichtigung einer dann (potenziell) reduzierten Anlagen-Bemessungsleistung sowie regionaler Unterschiede – seitens der Experten als diskussionswürdig erachtet. Hierbei spielen neue Lenkungsinstrumente wie auch die geographische Lage eine Rolle. Zudem kommt als soziale Komponente die Meinung der von der Biogasanlage direkt oder auch indirekt betroffenen Anwohner hinzu.

Laut Herrn Holzhammer sind die Fixkosten, die in Abb. 8 der Tischvorlage beschrieben sind, als zu niedrig angesetzt. Dies wird überprüft.

#### **Ausblick**

**15:45 – 16:15 Uhr**

- Prof. Frank Baur Weitere Finanzierungsoptionen durch Internalisierung externer Effekte  
Nächste Arbeitsschritte
- Kurzstatements zum Ausblick seitens des Teilnehmer

Biogasanlagen können auch als „CO<sub>2</sub>-Sauger“ dienen. Zunächst wird in den Anlagen Kohlenstoff gebunden und kann dann durch weitere Verarbeitung als Rohstoff z.B. für die grüne Chemie dienen. Somit wäre ein langfristiger Speicher möglich.

Die Koppelung zwischen Strom, Wärme und Kraftstoff spielen bzgl. der zukünftigen Finanzierungsmöglichkeiten eine große Rolle. Hierzu wird das Projekt einige Hypothesen vorlegen (z.B. zusammen mit einer Weiterentwicklung des KWKG). Hier müssten sich die Anlagen an der Wärmeproduktion orientieren.

#### **Zusammenfassung**

**16:15 – 16:30 Uhr**

*Dr. Torsten Bischoff / Dr. Heidrun Schalle*

Frau Dr. Schalle beendet den Workshop um 16:15 Uhr.

Protokoll: B. Wern, E. Hauser, J. Pertagnol, F. Baur, S. Gärtner, N. Rettenmaier

Saarbrücken, den 05.02.2016

- Anhang:
- Teilnehmerliste
  - Befragungsergebnisse
  - Tischvorlage

## Teilnehmerliste

<b>Name</b>	<b>Vorname</b>	<b>Institution</b>
Baur	Frank	IZES
Bischoff	Torsten	BMUB
Clemens	Dietrich	Treurat & Partner
Daniel-Gromke	Jaqueline	DBFZ
Dotzauer	Martin	DBFZ
Dreher	Bernhard	BMWl
Fleischer	Benjamin	IER
Fritsche	Uwe	IINAS
Gärtner	Sven	ifeu
Haeser	Heike	BUMB
Hauser	Eva	IZES
Holzhammer	Uwe	Fraunhofer IWES
Kock	Malte	UBA
Pertagnol	Joachim	IZES
Peters	Wolfgang	Bosch & Partner
Reinhold	Gerd	TLL
Rettenmaier	Nils	ifeu
Schäfer	Rita	BMUB
Schalle	Heidrun	BMUB
Scheftelowitz	Mattes	DBFZ
Scholwin	Frank	IBKE
Schüsseler	Petra	FNR
Strauß	Christoph	BfN
Wenghoefer	Volker	MULEWF-RLP
Wern	Bernhard	IZES
Zimmermann	Gisela	BMUB

## Befragungsergebnisse

### Teilnehmerbefragung

#### Kleiner Fragebogen

#### Welchen Stellenwert haben Biogasanlagen in der Zukunft für den Strommarkt?

sehr hoch	hoch	gering	keinen
0%	47%	47%	0%

#### Welchen Stellenwert haben Biogasanlagen für die zukünftige Wärmeversorgung?

sehr hoch	hoch	gering	keinen
6%	24%	65%	0%

#### Welche Rolle spielen Biogasanlagen für den Klimaschutz in Zukunft?

sehr wichtig	wichtig	weniger wichtig	unwichtig
24%	35%	35%	0%

#### Können Biogasanlagen ohne Förderungen am Markt bestehen (Stromeinspeisung)?

ja	nein	zum Teil	weiß nicht
0%	41%	41%	6%

#### Kleiner Fragebogen

#### Welche Rolle spielen Biogasanlagen für die Landwirtschaft?

	sehr wichtig	wichtig	weniger wichtig	unwichtig
als				
Einkommensdiversifizierung	24%	47%	12%	6%
für ein geschlossenes Betriebskonzept	35%	35%	18%	0%
für die Landschaftspflege	12%	29%	47%	0%
Aufwertung von Wirtschaftsdünger	47%	29%	12%	0%

## Kleiner Fragebogen

### Welchen Einfluss haben Biogasanlagen auf die Grundwasserqualität?

sehr belastend	belastend	kann zu Grundwasserschutz	kein Einfluss
0%	24%	47%	18%

### Welchen Einfluss haben Biogasanlagen auf das Landschaftsbild?

negativ	gleiches wie andere landwirtschaftliche	positiv	keinen Einfluss
0%	76%	0%	12%

### Welchen Stellenwert hat der Regenergiemarkt für die zukünftige Vermarktung von Biogas?

sehr wichtig	wichtig	weniger wichtig	unwichtig
18%	29%	35%	0%

## Umfrageergebnisse von Anlagenbetreiber

### Auswertung Fragebogen

- 79 Rückmeldungen

- Anlagengröße:

75 – 500 kW

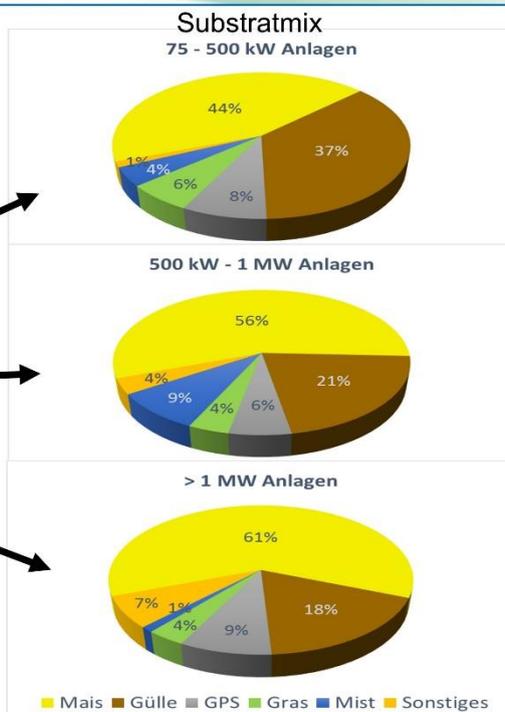
19 %

500 – 1000 kW

67 %

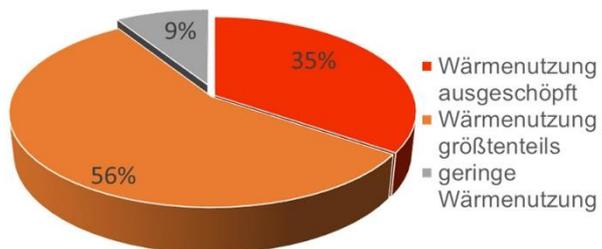
> 1 MW

14 %

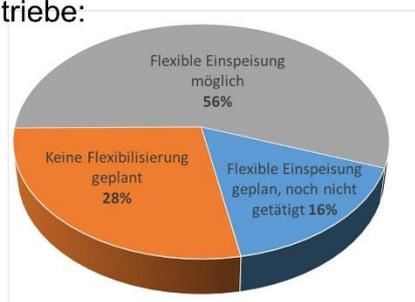


### Auswertung Fragebogen

- 11 Betriebe planen eine Anlagenerweiterung (≈ 720 kW)
- Wärmenutzung der 79 Betriebe:



- Flexibilisierung der 79 Betriebe:





***Diskussionspapier für den Workshop am 12.01.2016***

***„Biogas – Quo Vadis?“***

***Schärfung anstehender Forschungsfragen hinsichtlich der langfristigen Klimaschutzwirkung von Biogasbestandsanlagen***

**IZES gGmbH**

Institut für ZukunftsEnergieSysteme

Ansprechpartner: Prof. Frank Baur / Bernhard Wern

Altenkesseler Str. 17 A1

66115 Saarbrücken

Tel.: +49-(0)681-9762-859

Fax: +49-(0)681-9762-850

E-Mail: baur@izes.de, wern@izes.de

in Kooperation mit: **ifeu** - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH

Ansprechpartner: Nils Rettenmaier / Sven Gärtner

Wilckenstr. 3

69120 Heidelberg

Tel.: +49-(0)6221-4767-64

Fax: +49-(0)6221-4767-19

E-Mail: nils.retttenmaier@ifeu.de; sven.gaertner@ifeu.de

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Umwelt, Naturschutz,  
Bau und Reaktorsicherheit

Saarbrücken, den 08.01.2016

## A. Einleitung

Die Bundesregierung hat mit der Verabschiedung der „Nationalen Politikstrategie Bioökonomie<sup>120</sup>“ im Juli 2013 einen Weg hin zu einer modernen, nachhaltigen und bio-basierten Wirtschaft beschritten. Ziel ist es danach, die vorhandene Biomasse aufgrund der limitierten Potenziale sowie der aktuell vorhandenen bzw. zukünftig absehbaren (Flächen-) Nutzungskonkurrenzen unter Berücksichtigung der Aspekte des Klimaschutzes sowie der naturschutzfachlichen Anforderungen möglichst effizient zu nutzen. Bezüglich der dabei zugrunde zu legenden Zielhierarchie genießt die Bereitstellung eines vielfältigen Angebotes an Nahrungsmitteln absolute Priorität. Erst nach Sicherung dieses Grundbedürfnisses sollen Biomasse-Rohstoffe für die stoffliche Nutzung - z.B. in der Industrie - und erst dann zur Bereitstellung eines nachhaltigen Energiebeitrags dienen. Die Art der energetischen Biomassenutzung ist in diesem Zusammenhang - auf der Basis entsprechender Rahmenbedingungen - konsequent auf die Erreichung der nationalen Klimaschutzziele auszurichten.

Die Biomasse-Nutzung in Deutschland hat sich im Bereich der Energieerzeugung innerhalb der letzten Dekade zu einem Leistungsträger im Konzert der regenerativen Energien entwickelt. Etwa 30,6 % der erneuerbaren Strom- und 86,6 % der Wärmeerzeugung basieren mittlerweile auf einer Biomasse-basierten Form der Energiebereitstellung. Unter zusätzlicher Berücksichtigung des Kraftstoffsektors wurden dadurch im Jahr 2014 THG-Emissionen in Höhe von knapp 64 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten vermieden (AGEE, 2015).

Während jedoch zu Beginn dieses Jahrhunderts der Ausbau von Biomasse-Kapazitäten angesichts der verfügbaren Potenziale noch unproblematisch verlief und – auch in Feldern abseits des Klimaschutzes - positive Effekte (z.B. Inwertsetzung von Flächen, Einkommenssicherung für Landwirte, etc.) erzeugte, werden mittlerweile in einem signifikanten Maße Konfliktpotenziale thematisiert. Diese resultieren insbesondere aus aufkommenden Nutzungskonkurrenzen im agrarwirtschaftlichen Bereich (Nahrungsmittel, Futter, biogene Rohstoffe für die stoffliche Nutzung), aus den Anforderungen des Naturschutzes (Biodiversität), aus den Aspekten der Landnutzung insgesamt (Landschaftsbild, Gewässerschutz, Erosion, Nährstoffmanagement, ILUC, etc.) sowie aus wirtschaftlichen Einschätzungen hinsichtlich der Energiegestehungskosten.

Gleichzeitig haben Biomasse-Anlagen jedoch – zumindest in einer „Brückenfunktion“ – noch eine wichtige Aufgabe im Rahmen der Transformation unseres Energiesystems und der Erreichung der Klimaschutzziele. Im Stromsektor bildet insbesondere das Biogas eine Flexibilitätsoption zum Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Energien aus Wind und Sonne. Im Wärmemarkt kann – in begrenzter Form – die Zeit überbrückt werden, bis ein dann weitestgehend sanierter Gebäudebestand alternative, möglicherweise niederkalorische Wärmeversorgungssysteme (Solarthermie, Wärmepumpen/Umweltwärme) zulässt. Um den damit verbundenen Prozess unter besonderer Berücksichtigung der genannten Anforderungen

---

<sup>120</sup> BMEL. (2013). Nationale Politikstrategie Bioökonomie - Wachsende Ressourcen und biotechnologische Verfahren als Basis für Ernährung, Industrie und Energie. Berlin: BMEL - Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft.

und der noch vorhandenen Potenziale im Bereich des Klimaschutzes nachhaltig zu gestalten, bedarf es dringend einer stimmigen Gesamtstrategie für Biomasse.

Im Zusammenhang mit der Entwicklung einer entsprechenden Strategie sind dabei folgende **vier Determinanten** zu berücksichtigen:

- Die **stoffliche Dimension** im Hinblick auf die nachhaltige Rohstoffverfügbarkeit und die im Rahmen der Rohstoffmobilisierung erzielbaren Klimaschutzeffekte.
- Die **technische Dimension** im Hinblick auf die Notwendigkeit/Realisierbarkeit technischer Anpassungen/Innovationen unter besonderer Berücksichtigung höherer Effizienzen im Sinne einer Minderung von THG-Emissionen.
- Die **gesellschaftspolitische Dimension** im Hinblick auf die notwendige Akzeptanz entsprechender Maßnahmen z.B. durch partizipative Modelle sowie die Schaffung von Wertschöpfung.
- Die **energiewirtschaftliche Dimension** im Hinblick auf den Beitrag der Bioenergie zur Transformation der Energiesysteme im Zusammenhang mit der dadurch realisierten Klimaschutzwirkung.

Dabei gilt es, die zukünftige Rolle von Biogas für den Klimaschutz, im Bereich der Ressourcenschonung sowie für das zukünftige Energiesystem im Kontext weiterer Umwelt-schutzbelange (u.a. Gewässerschutz, Biodiversität) zu identifizieren.

Ziel des BMUB-geförderten Vorhabens „Biogas – quo vadis“ ist es daher, die zukünftigen Perspektiven der Biogasnutzung in Deutschland unter besonderer Berücksichtigung der Bestandsanlagen sowie spezifischer aktueller Entwicklungen (u.a. Rechtsgrundlagen) aus Klimaschutzsicht näher zu beleuchten und im Sinne von Hypothesen den weiteren Forschungs- bzw. Wissensbedarf zu formulieren. Hierzu wurden zunächst aus verfügbaren Daten / Statistiken und wissenschaftlichen Publikationen Informationen zusammengetragen. Des Weiteren wurde eine Befragungsaktion bei Biogas-Anlagenbetreibern hinsichtlich aktueller Einschätzungen durchgeführt.

Im Rahmen des Projektes wird am 12.01.2016 ein Workshop durchgeführt, bei dem erste Ergebnisse mit Experten aus Ministerien und der Wissenschaft diskutiert werden sollen. Die Diskussionsbeiträge werden im weiteren Verlauf des Projektes im Hinblick auf die Formulierung der Einschätzungen, Hypothesen und weiteren Forschungsfragen berücksichtigt. Das vorliegende Papier beinhaltet einen Teil der bisherigen Projektergebnisse als Grundlage für den Workshop. Weitere Ergebnisse werden beim Workshop selbst präsentiert.

## **B. Zukünftige Entwicklungen bei gleichbleibender Gesetzeslage**

In Deutschland werden zurzeit ca. 8.000 Biogasanlagen mit dem Ziel der Stromproduktion betrieben (DBFZ, 2015). Diese unterteilen sich in unterschiedliche (technische) Anlagentypen wie auch unterschiedliche Größenklassen und Substrateinsätze. Kleinbiogasanlagen, die primär Gülle verwenden, sowie Bioabfallanlagen sind unter Berücksichtigung der aktuellen Fördermechanismen sowie ergänzender

Finanzierungsquellen (z.B. Abfallgebühr) auch weiterhin unter bestimmten Gesichtspunkten wirtschaftlich zu betreiben bzw. im Sinne eines Ausbaus neu zu errichten. Für alle anderen Anlagen hat das EEG 2014 dazu geführt, dass so gut wie keine neue Biogasanlage gebaut wurde (Fachverband Biogas, 2015). Dementsprechend würde die Beibehaltung der aktuellen Gesetzeslage in den kommenden Jahren bei einer Ausschöpfung des 20-jährigen Vergütungszeitraumes zu einem starken Rückgang des Anlagenbestandes beginnend ab den Jahren 2023/2024 führen (siehe Abbildung 1).

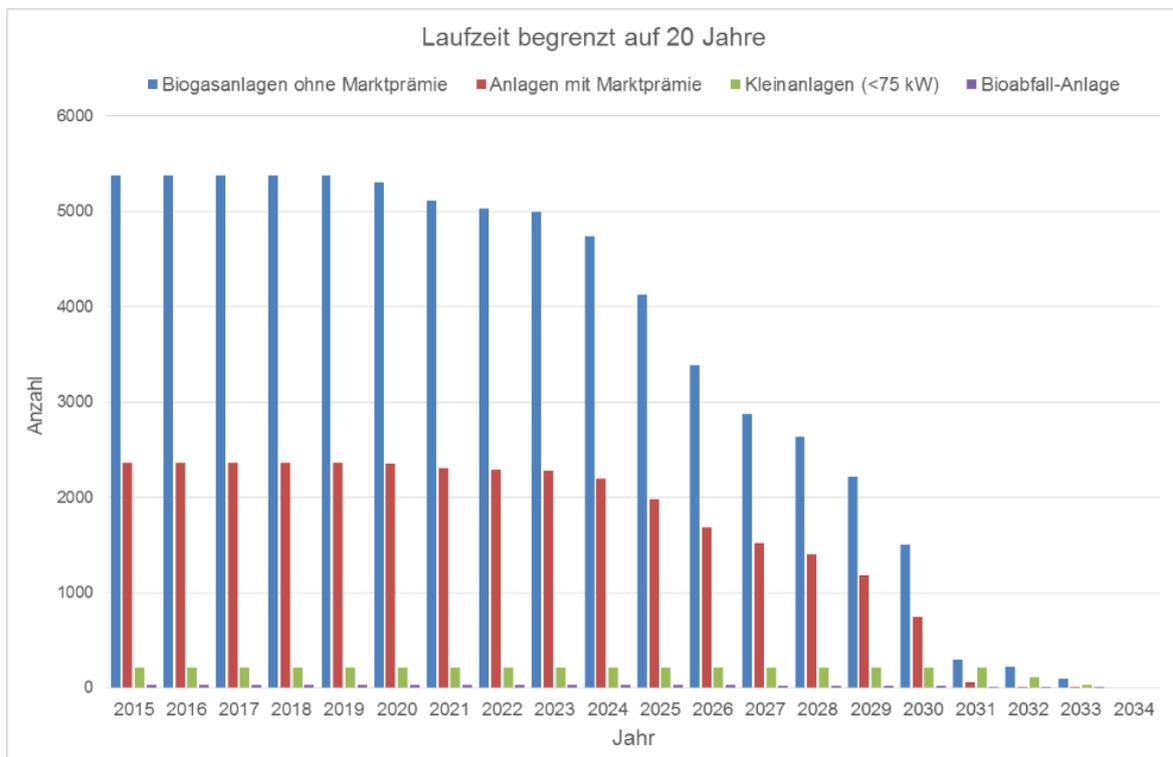


Abbildung 1: Entwicklung der Anzahl von Biogasanlagen bei einer 20 jährigen Nutzung (Eigene Darstellung auf Basis von Daten der Bundesnetzagentur 2015).

Die Anzahl der Biogasanlagen, die in den jeweiligen Jahren den Betrieb einstellen, hat eine wichtige Bedeutung für die Landwirtschaft. So können in manchen Regionen in einem Jahr größere Flächen frei werden, für die Konzepte für die Folgejahre vorhanden sein sollten, um agrarökologische und agrarökonomische Zielstellungen nicht zu gefährden (siehe Abbildung 7).

Für die Auswirkungen auf das Stromnetz ist die Entwicklung der installierten elektrischen Leistung maßgebend. Diese ist in der Abbildung 2 für vier Anlagentypen dargestellt. Die Reduktion der Anlagenanzahl korreliert dabei – naturgemäß - mit der Reduktion der Anlagenleistung für Biogasanlagen mit und ohne Marktprämie. Des Weiteren zeigt sich, dass Kleinbiogasanlagen und Bioabfallanlagen nur einen geringen Anteil an der Gesamt-Anlagenleistung haben.

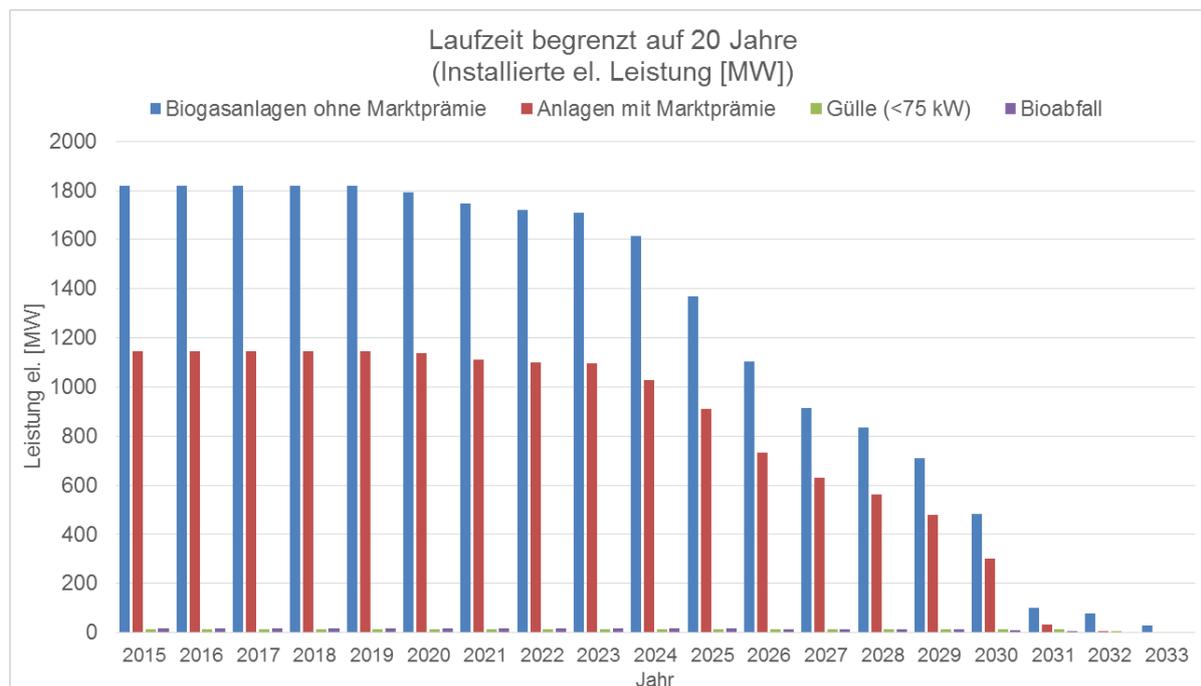


Abbildung 2: Abbau der installierten elektrischen Leistung von Biogasanlagen bei einer Laufzeit von 20 Jahren (Eigene Darstellung auf Basis von Daten der Bundesnetzagentur 2015).

Neben dem Auslaufen des EEG-Vergütungszeitraumes kommen noch weitere Faktoren hinzu, die Anlagenbetreiber zu einer früheren Stilllegung ihrer Biogasanlage bewegen könnten. Dies betrifft insbesondere erforderliche Investitionen für die ggf. keine Refinanzierungssicherheit mehr gesehen wird. Eine mögliche Investitionsverpflichtung ergibt sich dabei aus dem Düngerecht. Nach dem aktuellen Vorentwurf vom Juli 2015 zur Novellierung der Düngeverordnung müssten die meisten Biogasanlagen ein zusätzliches Gärrestlager errichten, da die Lagerdauer ab dem Jahr 2020 auf 9 Monate erhöht werden soll. Dies würde zu einem zusätzlichen Investitionsaufwand führen, der sich nicht mehr für jeden Anlagenbetreiber lohnt. In Abbildung 3 wurden anhand einer klassischen 500 kW-Anlage die zusätzlichen Kosten berechnet, die bei einem Lagerneubau unter Berücksichtigung des noch vorhandenen EEG-Vergütungszeitraumes entstehen würden. So liegen die zusätzlichen Kosten je Kilowattstunde und Jahr bei einem Ausstieg im Jahr 2022 beispielsweise bei 1,14 Cent.

Als Alternative zur Investition in ein vergrößertes Gärrestlager besteht seitens der Anlagenbetreiber die Möglichkeit, die Anlagenleistung zu reduzieren.

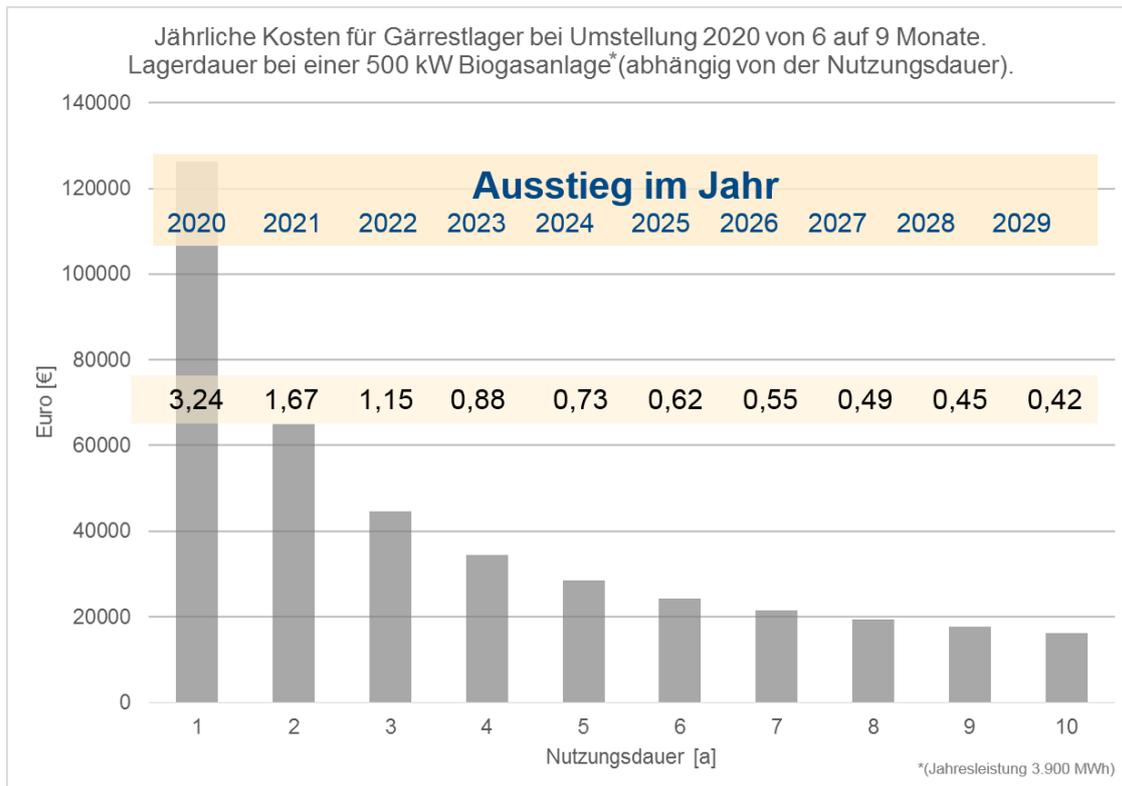


Abbildung 3: Zusätzliche Kosten bei der Erweiterung der Gärrestlagerkapazität ab dem Jahre 2020. (Eigene Darstellung auf Basis von Daten KTBL 2015)

In einer für das Projekt gestarteten Umfrage haben sich bislang rund 80 Biogasanlagenbetreiber gemeldet und sich zu Fragen über die Zukunft ihrer jeweiligen Anlage geäußert. Die Betreiber stammen zum überwiegenden Teil aus Norddeutschland und betreiben Biogasanlagen mit einer elektrischen Leistung im Mittel um ca. 500 kW. In der Umfrage hat sich gezeigt, dass viele Anlagenbetreiber die Biogasanlage länger als 20 Jahre betreiben möchten. Beeinflusst wird dies aber durch die unsichere Gesetzeslage, den Strompreis bzw. die Vergütung sowie den technischen Zustand der Anlage. Neuinvestitionen sind nur vereinzelt geplant. Zugleich gab es auch eine große Spanne bei der Frage nach der erforderlichen Stromvergütung, die sie zu einem Anlagenweiterbetrieb bewegen würde. Weiteres Potenzial zur energetischen Nutzung hat sich in der Wärmenutzung gezeigt.

## C. Bereitgestellte Endenergie und damit verbundene Umweltwirkungen

Zur Quantifizierung der Umweltwirkungen wurden Übersichtsökobilanzen für vier Anlagentypen erstellt und diese mit dem im jeweiligen Jahr vorhandenen Anlagenpark kombiniert. Die meisten Rahmenbedingungen wurden dabei aus dem BMWi-Vorhaben „Meilensteine 2030“ abgeleitet. Die der Untersuchung zugrunde gelegten und nachfolgend aufgelisteten vier Anlagentypen sind entweder sehr verbreitet, oder haben eine gesonderte Stellung im EEG 2014.

- a) 75 kW Kleinbiogasanlage<sup>121</sup>
- b) 500 kW Biogasanlage (Nawaro)
- c) 500 kW Biogasanlage mit Marktprämie
- d) 800 kW Bioabfallanlage

Bezüglich der Entwicklung des Anlagenparks werden zwei Szenarien einander gegenübergestellt: Fortschreibung des Status quo (Anlagen-Weiterbetrieb) bzw. Auslaufen des EEG.

### Details zur Endenergie aus Biogas

Abbildung 4 zeigt die Entwicklung der bereitgestellten Endenergie im deutschen Strom- und Wärmemarkt. Bei letzterem wird nur Wärme aus fossilen Ressourcen und Biogas betrachtet.<sup>122</sup> Gegenüber dem gesamten Strom- und Wärmemarkt spielen die Leistungen aus Biogas nur eine geringe Rolle (s. linkes Diagramm). Die Unterschiede in den Szenarien sind dementsprechend gering.

Die im Modell errechnete Stromproduktion aus Biogas beträgt im Jahr 2015 etwa 24 TWh. Das sind etwa 83% der 2014 real produzierten Strommenge von 29 TWh (BMWi: Erneuerbare Energien in Zahlen, 2015). Dabei ist in letzterer Zahl allerdings auch der Strom aus Biomethananlagen enthalten, der 2015 knapp 2 TWh ausmacht (DBFZ 2015: Stromerzeugung aus Biomasse, Zwischenbericht Mai 2015).

Werden die nach EEG geförderten Anlagen sukzessive abgeschaltet, so werden im Jahr 2030 über 17 TWh Strom und knapp 4 TWh Wärme zusätzlich gedeckt werden müssen, während sie heute aus Biogas erzeugt werden (s. rechtes Diagramm in Abbildung 4). Im Modell wird angesetzt, dass die in Zukunft fehlende Energie aus fossilen Quellen bereitgestellt wird und die wegfallenden Energieerzeugungen aus Biogas nicht durch zusätzlich zu installierende PV und Windkraft ersetzt würde.

<sup>121</sup> Bei den Gülle-Kleinanlagen wird davon ausgegangen, dass Zündstrahlmotoren eingesetzt werden. Vorläufig wird hier im Rahmen der nachfolgenden Bilanzierungen ein Betrieb mit Dieselmotoren angesetzt. Dies wird in der Folge – unter Berücksichtigung der entsprechenden Anpassungen – noch auf einen (realitätskonformen) Pflanzenölbetrieb umgestellt (UBA 2014: Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger, S. 60)

<sup>122</sup> Hier betrachtet wird Strom aus allen Energieträgern ohne Kernkraft und ohne flüssige Bioenergieträger sowie Wärme aus fossilen Energieträgern und Biogas. Daten für die Stromproduktion ohne Biogas stammen aus dem deutschen Projektionsbericht 2015 gemäß Verordnung 525/2013/EU, für die Wärmeproduktion aus fossilen Quellen aus der Leitstudie (Nitsch et al. 2012: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global).

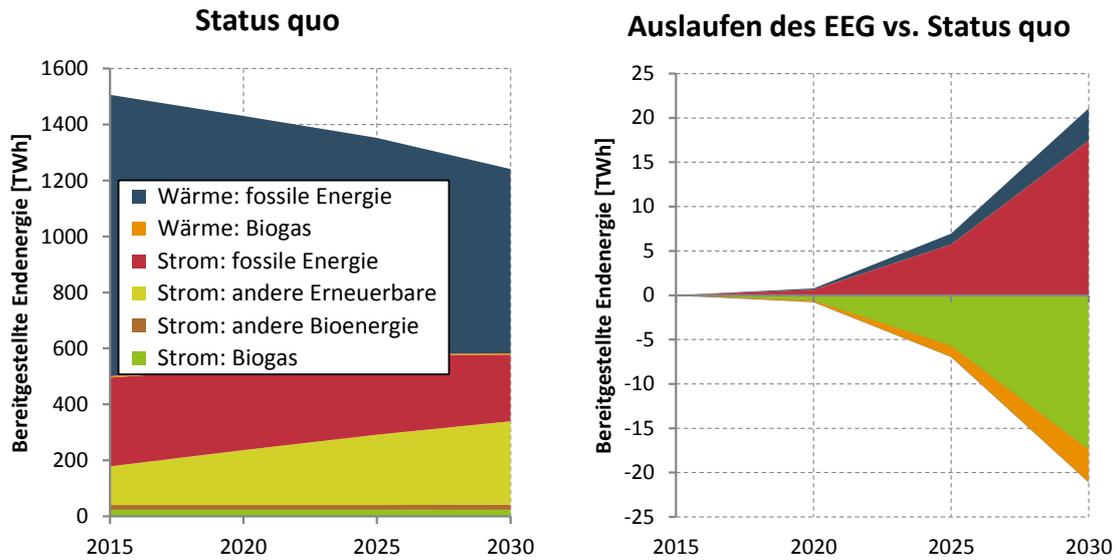


Abbildung 4: Gesamte bereitgestellte Endenergie in Deutschland bei Erhalt der bestehenden Biogasanlagen (Szenario „Status quo“) und Unterschiede zwischen den Szenarien „Auslaufen des EEG“ und „Status quo“. (Eigene Darstellung)

### Lesebeispiel

In der **linken** Grafik wird die Entwicklung der deutschen Strom- und Wärmeproduktion gezeigt, wenn die nach EEG geförderten Biogasanlagen weiter erhalten bleiben (Szenario „Status quo“). Dabei spielen Strom und Wärme aus Biogas (24 bzw. 5 TWh) nur eine geringe Rolle. Das **rechte** Diagramm zeigt die Unterschiede zwischen der sukzessiven Abschaltung der Biogasanlagen nach Auslaufen der EEG-Förderung (Szenario „Auslaufen des EEG“) und dem Weiterlaufen der EEG-Anlagen („Status quo“). Die sich verringernde Energiebereitstellung aus Biogas wird durch Strom und Wärme aus fossilen Quellen ersetzt. 2030 werden bei Abschaltung der EEG-Anlagen im Vergleich zu einem Anlagen-Weiterbetrieb über 17 TWh Strom und knapp 4 TWh Wärme zusätzlich aus fossilen Quellen gedeckt.

### Umweltwirkungen

In Abbildung 5 sind die aus der Strom- und Wärmebereitstellung resultierenden **Treibhausgasemissionen** dargestellt. Die Emissionen aus der Biogaserzeugung haben an den gesamten energiebedingten Emissionen einen sehr kleinen Anteil. Beim konstanten Weiterbetrieb der EEG-Anlagen gehen sie zudem, von gut 9 auf knapp 7 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente (Äq.) zurück. Dies liegt daran, dass im Modell graduelle Effizienzsteigerungen im Anlagenpark und bei den landwirtschaftlichen Erträgen ebenso berücksichtigt wurden wie mäßige Emissionsminderungen durch optimierte Technik, z. B. geschlossene Vor- und Gärrestlager.

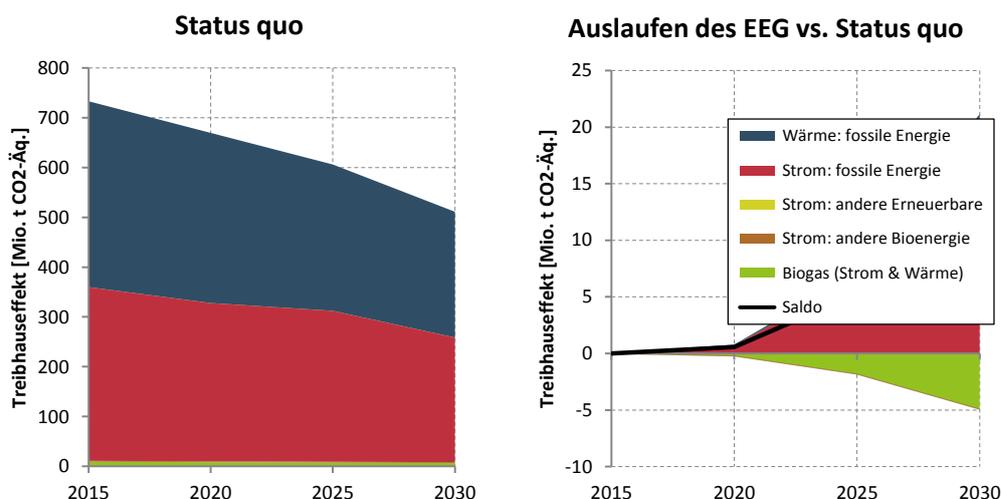


Abbildung 5: Treibhauseffekt durch Strom- und Wärmebereitstellung in Deutschland, gesamt bei Erhalt der bestehenden Biogasanlagen („Status quo“) und Unterschiede zwischen den Szenarien „Auslaufen des EEG“ und „Status quo“. (Eigene Darstellung)

Die Abschaltung der nach EEG geförderten Anlagen führt im Saldo bis 2030 zu einer jährlichen Mehremission von über **16 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.** (Saldo im rechten Diagramm von Abbildung 5), zum überwiegenden Teil resultierend aus der Stromproduktion aus fossilen Quellen. Da durch das Abschalten von Biogasanlagen Gülle wieder direkt ausgebracht werden muss, verursacht dies zusätzliche Mehremissionen an Methan und Lachgas in Höhe von fast 1 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. (im Diagramm bei den Biogasemissionen berücksichtigt).

Neben dem Treibhauseffekt spielen andere Umweltwirkungen eine große Rolle: In Abbildung 6 (links) erkennt man, dass die **Versauerung** bei der Bioenergienutzung und insbesondere der Biogasproduktion im Energiesektor deutlich zu Buche schlägt. Dies liegt daran, dass die versauernden Emissionen, besonders Ammoniak, pro kWh Strom oder MJ Wärme deutlich größer sind als die Emissionen aus der Nutzung fossiler Energieträger.

Aus diesem Grund verringert auch das sukzessive Abschalten von Biogasanlagen die Versauerung (Abbildung 6 rechts) im Saldo bis 2030 um etwa 30.000 t SO<sub>2</sub>-Äq. Umgekehrt resultieren aus der zusätzlichen Direktausbringung von Gülle allerdings Mehremissionen von 2.000 t SO<sub>2</sub>-Äq. jährlich (im Diagramm bei den Biogasemissionen berücksichtigt).

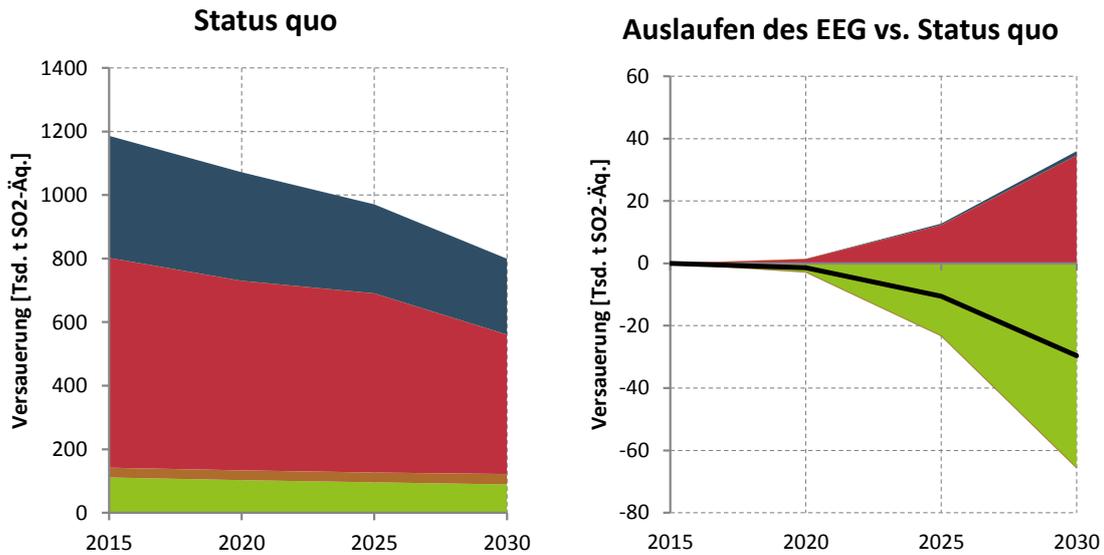


Abbildung 6: Versauerung durch Strom- und Wärmebereitstellung in Deutschland, gesamt bei Erhalt der bestehenden Biogasanlagen („Status quo“) und Unterschiede zwischen den Szenarien „Auslaufen des EEG“ und „Status quo“. (Eigene Darstellung)

Die Darstellung der **Flächennutzung** in Abbildung 7 zeigt, dass auch bei konstantem Weiterbetrieb aller Biogasanlagen durch Ertragssteigerungen und graduelle Effizienzgewinne mit der Zeit immer weniger landwirtschaftliche Flächen benötigt werden (s. Treibhausgasemissionen in diesem Abschnitt). Werden die Biogasanlagen sukzessive abgeschaltet, verringert sich die Flächennutzung für Nawaro-Substrate gegenüber dem Weiterbetrieb zusätzlich bis 2030 um über 1 Mio. ha. Dabei handelt es sich überwiegend (85 %) um Ackerland, um 15 % aus Grünland.

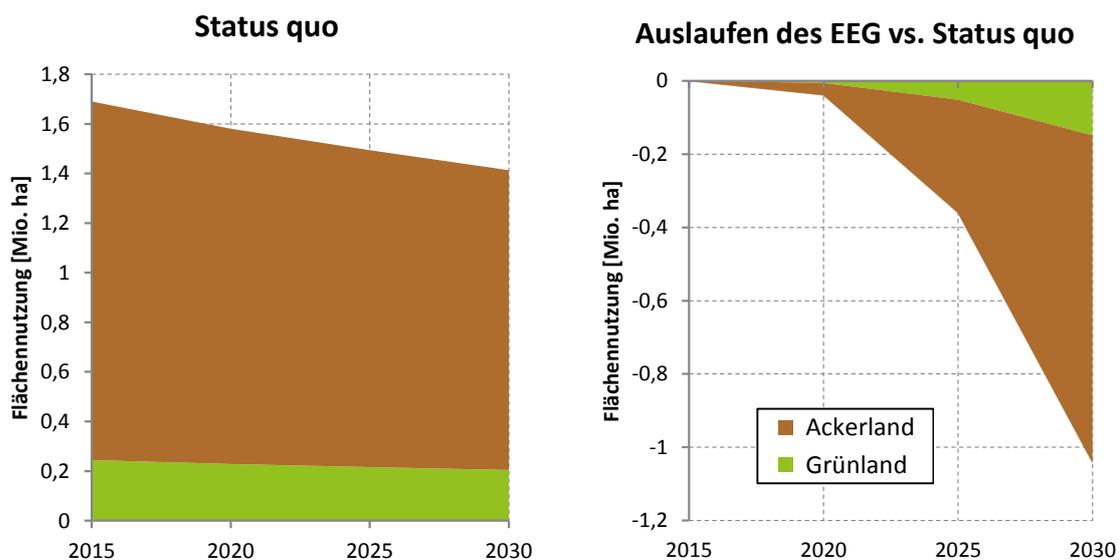


Abbildung 7: Flächenbedarf für Biogas-Nawaro, gesamt bei Erhalt der bestehenden Biogasanlagen („Status quo“) und Unterschiede zwischen den Szenarien „Auslaufen des EEG“ und „Status quo“. (Eigene Darstellung)

Ein ökologisch evtl. wünschenswerter und häufig diskutierter Ersatz von Energiepflanzen durch Gülle, Festmist und Reststoffe muss angesichts der vorhandenen technischen Restriktionen sowie der bisherigen praktischen Umsetzung von Bestandsanlagen<sup>123</sup> kritisch gesehen werden. Insbesondere die Prämissen der Anlagendimensionierung (u.a. Fermentervolumen, Beschickung, Fermenterbetrieb) sind dabei zu großen Teilen substratspezifisch festgelegt und müssen bei Änderungen des Substrateinsatzes ggf. modifiziert werden. So könnte eine auf einen Reststoffbetrieb umgerüstete NawaRo-Anlage von 500 kW<sub>el</sub> Bemessungsleistung bei einer Beibehaltung des Fermentervolumens, ausgehend von einer möglichen Arbeit im NawaRo-Betrieb (angesetzter Substratmix) von 3,9 Mio. kWh noch eine Stromproduktion von 1,8 bis 2,0 Mio. kWh<sub>el</sub> anbieten<sup>124</sup>. Auch das im Umkreis verfügbare, transportwürdige Reststoffpotenzial muss dabei berücksichtigt werden.

Ein weiteres technisches Problem bei reinen Gülleanlagen ist die Wärmenutzung. Insbesondere im Winter ist der Eigenbedarf an Wärme so hoch, dass ein Betrieb von Nahwärmenetzen oder ähnlichen Konzepten oftmals nicht möglich ist.

Bei Anlagen zur Verarbeitung der im öffentlich-rechtlichen Zuständigkeitsbereich anfallenden biogenen Abfälle sind weitreichende technische Modifikationen hinsichtlich der Substrataufbereitung (Störstoffentfernung, Zerkleinerung, etc.) und der Hygienisierungsleistung erforderlich. Zudem findet bei Abfallanlagen in der Regel die Trocken-/Feststoffvergärung Anwendung, während die NawaRo-Biogasanlagen meist als Nassvergärung betrieben werden.

## Fazit

Für die Umweltwirkungen von Strom und Wärme aus Biogas ist insbesondere der NawaRo-Anbau verantwortlich (siehe IFEU et al., 2008: Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland, Materialband E).

Würden die nach EEG geförderten Biogasanlagen sukzessive abgeschaltet und die nicht mehr produzierte Energie (Strom und Wärme) durch fossile Energieträger bereitgestellt, würden sich bis 2030

- die Treibhausgasemissionen um 16 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. erhöhen,
- die versauernden Emissionen um 30.000 t SO<sub>2</sub>-Äq. verringern und
- die Flächenbelegungen bei Stilllegung um 1 Mio. ha verringern.

Rein wissenschaftlich ist es nicht möglich, ein Gesamtfazit aus Umweltschutzsicht zu ziehen. Dafür müssten insbesondere die zukünftige Nutzung der frei werdenden Flächen sowie die damit verbundenen Emissionen bekannt sein (oder modelliert

<sup>123</sup> Im Hinblick auf einen Anlagenneubau wäre eine optimale wirtschaftliche Nutzung mit einem Stallneubau verbunden. Beim gleichzeitigen Bau von Biogasanlage und Stall können Baukosten gesenkt werden. Da aktuell die Marktlage bei Milch wie auch bei Schweinefleisch sehr schlecht ist, sind die Investitionen der Landwirte im Stallbau dementsprechend niedrig. Der Neubau von Biogasanlagen an bestehenden Stallungen ist zudem zum Teil rechtlich nicht immer möglich (Bundes-Immissionsschutzgesetz).

<sup>124</sup> Substratmix: 20 % Festmist und 80 % Gülle; 800 GV

werden). Vergleichende Aussagen sind derzeit nur möglich, wenn (andere) Energiepflanzen angebaut werden. Würde auf diesen Flächen beispielsweise Kurzumtriebsholz angebaut und – durch ein entsprechendes Förderregime angereizt - in KWK-Anlagen zur Strom- und Wärmeproduktion genutzt, könnte dies unter dem Strich für die Umwelt vorteilhafter sein als ein Beibehalten der Biogasanlagen. Würden dagegen Ölpflanzen für Pflanzenöl-BHKWs angebaut, würden sich vermutlich negativere Umweltwirkungen als bei Biogas ergeben. Für weitergehende Aussagen müsste zum einen ein partielles Gleichgewichtsmodell für die Landwirtschaft eingesetzt werden, das sämtliche Nutzungen von Biomasse und damit den gesamten Warenkorb (Nahrungsmittel, Futter, biogene Rohstoffe für die stoffliche Nutzung sowie Bioenergie) inklusive aller Anbauverschiebungen weltweit betrachtet. Zum anderen wäre auch die Verknüpfung mit einem globalen Landnutzungsmodell nötig. Ein solcher Modellverbund wurde im Rahmen des BMWi-Vorhaben „Meilensteine 2030“ etabliert und für die Berechnung von vier Extremszenarien eingesetzt.

## **D. Künftige Refinanzierung von Biogas an den derzeitigen Strommärkten**

Die Kosten von Biogasanlagen differieren in Abhängigkeit von der Leistungsklasse und dem verwendeten Substratmix sehr stark. Zur Vereinfachung werden in diesem Diskussionspapier eine Leistungsgröße und ein Substratmix betrachtet. Grundsätzlich lässt sich die Diskussion aber auch mit weiteren Anlagen-Typen führen und sollte zu ähnlichen Ergebnissen führen. Als Anlagentyp wird eine 500 kW Anlage gewählt, die mit 60 % Mais, 5 % Getreide-GPS, 10 % Grassilage und 25 % Rindergülle betrieben wird.

Für eine Betrachtung eines strompreisorientierten Betriebes ist grundsätzlich eine Unterteilung der Stromgestehungskosten in variable verbrauchsgebundene Kosten sowie in Fixkosten (fixe Betriebskosten, Kapitalkosten) ausreichend. Ohne Förderregime findet die Erzeugung grundsätzlich nur statt, wenn die Erlöse (aus Strom und Wärme, eventuell auch Gärresteverkauf) mindestens den verbrauchsgebundenen Kosten entsprechen. Die verbrauchsgebundenen Kosten bestehen aus den Substrat- bzw. Brennstoffkosten. Bei der betrachteten Anlage liegen diese bei ca. 11 ct/kWh bzw. 110 €/MWh. Über die Deckung der verbrauchsgebundenen Kosten hinausgehende Erlöse werden zur Deckung der Fixkosten benötigt. Die jährlichen Fixkosten betragen beim untersuchten Anlagentyp ca. 410 €/kW und würden somit bei einem Betrieb von 7.800 Stunden 53 €/MWh betragen. Mittelfristig müssen für einen (Weiter-)Betrieb die Fixkosten über die Erlöse gedeckt werden, da sonst eine Stilllegung der Anlage die günstigere Alternative ist.<sup>125</sup> Für eine positive Investitionsentscheidung müssen grundsätzlich ausreichend Erlöse zur kompletten Fixkostendeckung in Aussicht stehen.

---

<sup>125</sup> Bei einer Deckung der jährlichen Betriebskosten und von Teilen der Kapitalkosten kann der Weiterbetrieb der Anlage ökonomisch sinnvoll sein, da hierdurch insgesamt niedrigere Verluste erzielt werden.

In Abbildung 8 sind die Stromgestehungskosten der 500 kW Biogasanlage in Abhängigkeit von den Vollbetriebsstunden dargestellt. Dabei wurden weitere Erlöse, wie z.B. Wärmeerlöse, nicht berücksichtigt.

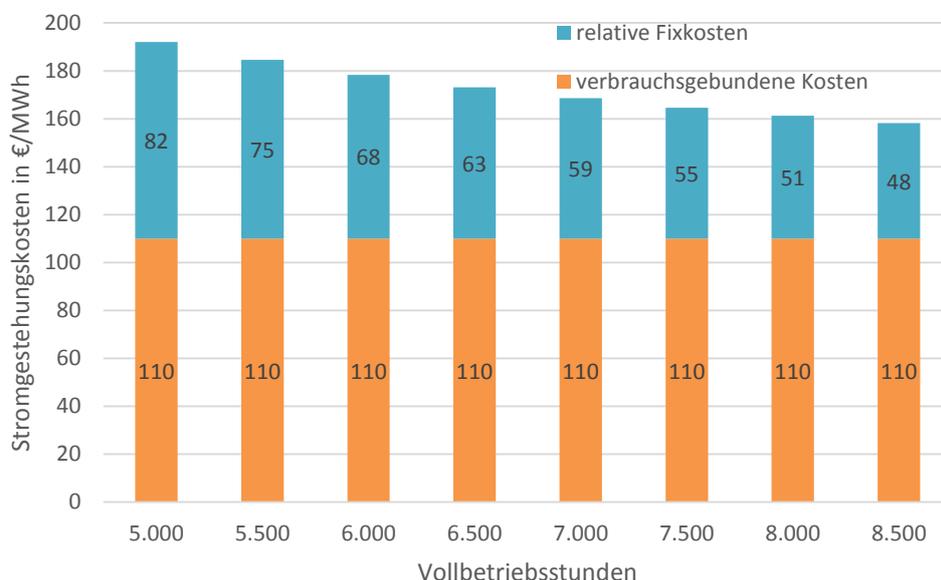


Abbildung 8: Stromgestehungskosten ohne Wärmeerlöse einer 500 kW Biogasanlage (Eigene Darstellung)

Werden weitere Erlöse erzielt, so können diese den verbrauchsggebundenen Kosten gutgeschrieben werden. Entsprechend verringern sich die Stromgestehungskosten. In Abbildung 9 sind die Stromgestehungskosten bei einer Wärmeergutschrift von 35 €/MWh dargestellt.

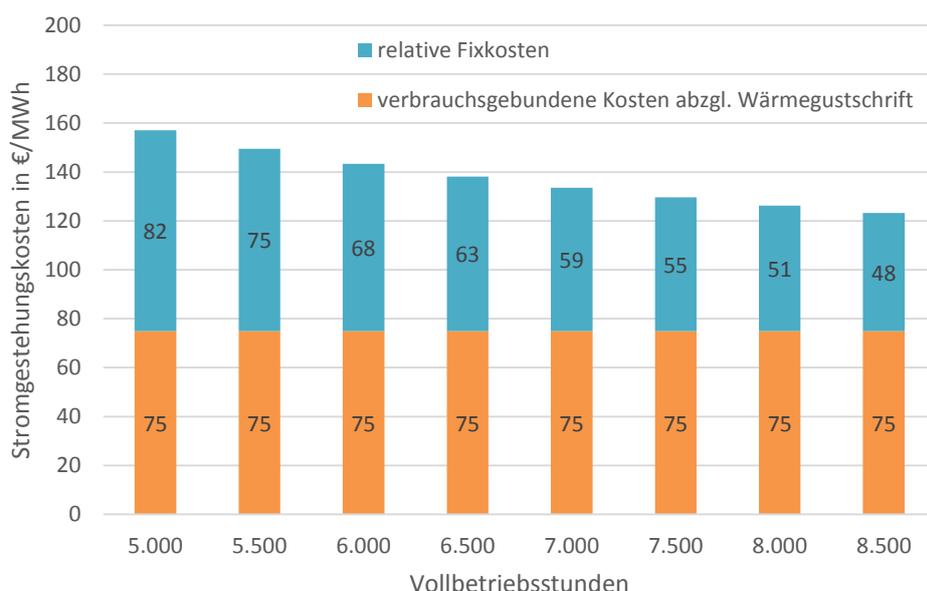


Abbildung 9: Stromgestehungskosten mit Wärmeerlösen einer 500 kW Biogasanlage (Eigene Darstellung)

## Refinanzierung am Stromgroßhandelsmarkt

Referenzpreis für den Stromgroßhandel sind die Preise des Vortageshandels der EPEX SPOT Börse in Paris. Alle weiteren Strommärkte, wie Termin-, Intraday- sowie Regelenenergiemärkte leiten sich grundsätzlich von diesen ab, wobei marktabhängig weitere Aspekte die Strompreisbildung stark beeinflussen können (z. B. über Flexibilitätsanforderungen oder Zugangsvoraussetzungen). Im Jahr 2015 (bis 14.12.2015) lag der durchschnittliche Strompreis (Base-Preis) bei 34 €/MWh. Die Preise der einzelnen Stunden variierten von minus 80 bis plus 100 €/MWh, wobei über 95 % der Preise zwischen ca. 10 und 60 €/MWh lagen.

Ohne Fördermechanismus würden Biogasanlagen nur produzieren, wenn die Stromgroßhandelspreise über den verbrauchsgebundenen Kosten liegen. Ohne Berücksichtigung einer Wärmegutschrift und bei verbrauchsgebundenen Kosten von 110 €/MWh ist die Stromerzeugung für die betrachtete 500 kW Biogasanlage bei den Preisen von 2015 nicht interessant. Unter Berücksichtigung einer Wärmegutschrift und daraus resultierenden niedrigeren verbrauchsgebundenen Kosten von 75 €/MWh fände eine Erzeugung in vernachlässigbaren 8 Stunden im Jahr statt (siehe Abbildung 10). Eine sinnvolle Biogasstromerzeugung am Spotmarkt ist ohne Zuschüsse nicht möglich. In der Abbildung 10 zeigt die grüne Linie die Großhandelspreise sortiert nach ihrer Höhe an. Die blaue und gelbe Linie die verbrauchsgebundenen Kosten der 500 kW Biogasanlage ohne und mit Wärmegutschrift.

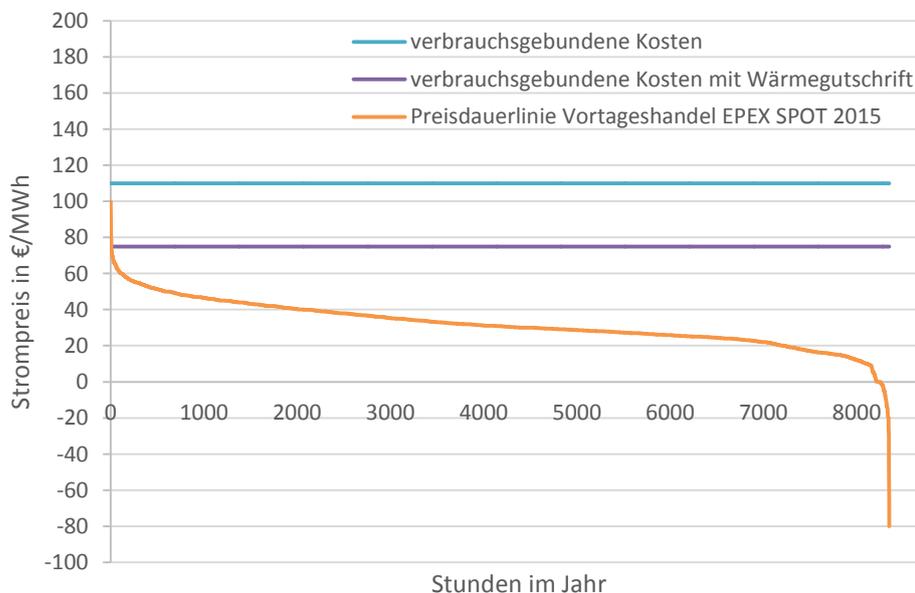


Abbildung 10: Preisdauerlinie des Vortageshandels 2015 im Vergleich zu den verbrauchsgebundenen Stromerzeugungskosten (Eigene Darstellung)

Zukünftig wird durch den Abbau von Überkapazitäten am Strommarkt sowie durch eine Reformation des Emissionshandels mit steigenden Stromgroßhandelspreisen

gerechnet. Hierfür wird unterstellt, dass die zukünftig preissetzenden Erzeugungskapazitäten höhere Stromgestehungskosten besitzen, als die derzeit preissetzenden Erzeugungseinheiten. Weiterhin sollen im Strommarkt 2.0 (Weißbuch BMWi) gezielt Preisspitzen in Knappheitssituationen ermöglicht werden, die zur Refinanzierung der nötigen Stromerzeugungseinheiten dienen sollen.

Ein denkbares zukünftiges „Hochpreisszenario“ könnte im Rahmen einer fortschreitenden Dekarbonisierung des Stromsektors entstehen. Insbesondere durch die Stilllegung von Braunkohlekraftwerken würden teurere Stromerzeugungskapazitäten preissetzend, was zu einer Anhebung der Stromgroßhandelspreise führen würde. Großhandelspreise, die in einem solchen Szenario auftreten sollten, indem zusätzlich von einer Reform des Emissionshandels ausgegangen wird, sind in der folgenden Abbildung 11 dargestellt.<sup>126</sup>

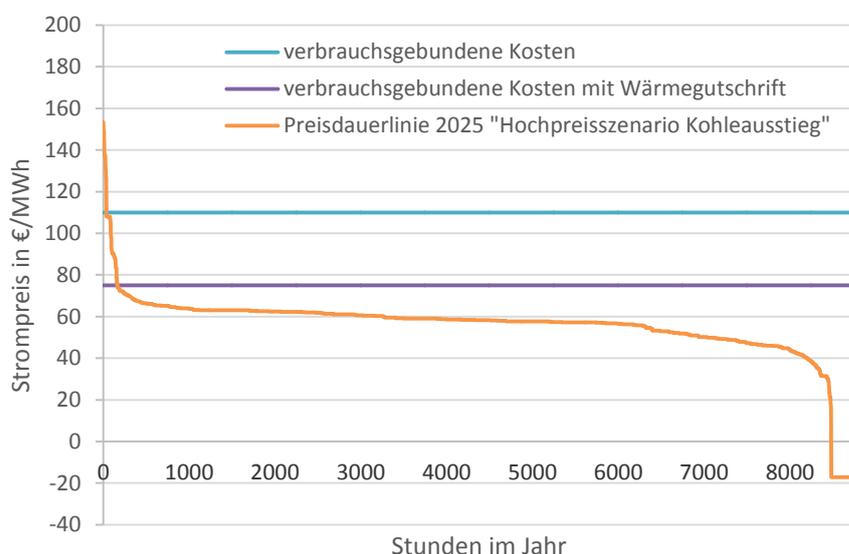


Abbildung 11: Preisdauerlinie des Großhandels 2025 „Hochpreisszenario 2025 im Vergleich zu den verbrauchsgebundenen Stromerzeugungskosten (Eigene Darstellung)

Der durchschnittliche Strompreis dieses Szenarios beträgt 56 €/MWh, mit Höchstpreisen bis 250 €/MWh. Die 500 kW Biogasanlage würde in diesem Szenario zwischen 35 und 164 Stunden erzeugen, in Abhängigkeit der Wärmegutschrift. Dabei könnte zwischen 1 bis 5 €/kW Fixkostendeckung erwirtschaftet werden, bei Fixkosten von 410 €/MWh. Würde man höhere Preisspitzen aufgrund von Knappheitssignalen unterstellen, so wären 100 Stunden mit Preisspitzen von 4.100 €/MWh oder 200 Stunden mit Preisen von 2.050 €/MWh nötig um die Fixkosten der Anlage zu decken. Dies würde aber weiterhin einen Betrieb von lediglich 200 Stunden im Jahr bedeuten, welcher im Vergleich zur Kapazität von 7.800 Stunden Biogas fragwürdig

<sup>126</sup> Kohleausstiegsszenario bis 2040 (IZES 2015: Kraftwerks-Stilllegungen zur Emissionsreduzierung und Flexibilisierung des deutschen Kraftwerksparks: Möglichkeiten und Auswirkungen; Studie für das Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung (MWKEL), Rheinland-Pfalz)

ist. Ein sinnvoller Betrieb ohne Zuschüsse ist in Zukunft am Stromgroßhandelsmarkt somit nicht zu erwarten.

### ***Refinanzierung durch Einnahmen am Regelenergiemarkt***

In den Regelenergiemärkten werden flexible Erzeugungskapazitäten gehandelt, die zufällige Erzeugungs- und Verbrauchsschwankungen ausgleichen. Die Beschaffung erfolgt über Auktionen. Zuschlagskriterium ist der Leistungspreis. Grundsätzlich dient dieser zum Ausgleich entgangener Erlöse am Stromgroßhandelsmarkt (Opportunitätskosten), die durch das Regelenergieangebot nicht mehr möglich sind. Durch die höheren Flexibilitätsanforderungen können jedoch teils auch höhere Preise erzielt werden. Je nach Regelenergieart wird ebenfalls ein Arbeitspreis gezahlt, der dem Ausgleich von variablen Kosten dienen soll. Im Fall von negativer Regelenergie (Leistungsreduktion, z. B. mit Brennstoffeinsparungen) treten entsprechend auch teils negative Arbeitspreise auf, in denen bei Abruf, Geld vom Erbringer gezahlt wird. Da die Arbeitspreise keinen Einfluss auf das Auktionsergebnis haben, können diese strategisch gesetzt werden (Einfluss auf Abrufwahrscheinlichkeit). Hierdurch lassen sich eingeschränkt Zusatzeinnahmen generieren. Durch die marktliche Ausgestaltung der Regelenergiemärkte sollen Zusatzeinnahmen jedoch möglichst ausgeschlossen werden. Die Bundesnetzagentur beobachtet entsprechend diese Märkte und führt gegebenenfalls Anpassungen durch. In den letzten Jahren sind die Regelenergiepreise entsprechend deutlich zurückgegangen. Darüber hinaus arbeitet die europäische Regulierungsbehörde ACER im Auftrag der Europäischen Union an der Vereinheitlichung der Netz- und Systemregeln und strebt einen länderübergreifenden Regelenergiemarkt an, indem durch Ausgleichseffekte eine geringere Regelenergiemenge und durch steigenden Wettbewerb fallende Regelenergiepreise angestrebt werden. Einnahmen zum Betrieb und der Refinanzierung von Biogasanlagen sind daher mittelfristig über die Regelenergiemärkte nicht zu erwarten. Möglicherweise könnten zukünftig durch wegfallende konventionelle Stromerzeugungstechnologien die Regelenergiepreise wieder steigen, andere Faktoren wie die weitere Flexibilisierung von Lasten oder die Einführung von neuen Speichertechnologien können aber möglicherweise auch zu weiter sinkenden Regelenergiepreisen führen.

### ***Weitere Möglichkeiten der Förderung***

Zur Festlegung von Zuschüssen durch das EEG werden derzeit Ausschreibungen diskutiert. Diese sind beispielsweise in den Eckpunkten zum EEG 2016 zu finden und in der aktuellen Initiative für Ausschreibungen durch die Bundesländer Bayern, Rheinland-Pfalz und Thüringen im Bundesrat. Ein Ziel des Workshops vom 12.01.2016 ist es Pro- und Kontra von Ausschreibungen generell sowie auch einzelne Kriterien für eine mögliche Ausgestaltung für Biogasanlagen zu diskutieren.

Darüber hinaus werden auch weitere Möglichkeiten der Förderung von Biogasanlagen durch eine Integration in das KWKG, ein eigenes Gesetz zur Flexibilisierung oder eine Förderung durch Umlagebefreiung angesprochen und bei Bedarf diskutiert. Gerne werden auch weitere Möglichkeiten im Rahmen der Diskussion entwickelt und im weiterhin laufenden Forschungsvorhaben geprüft.

Letztendlich sollte noch ein Blick auf die gesamtökonomischen Effekte der Biogasanlagen geworfen werden, die über die möglichen Dienstleistungen in den Strommärkten hinausgehen und in der nachfolgenden Abbildung 12 veranschaulicht werden.

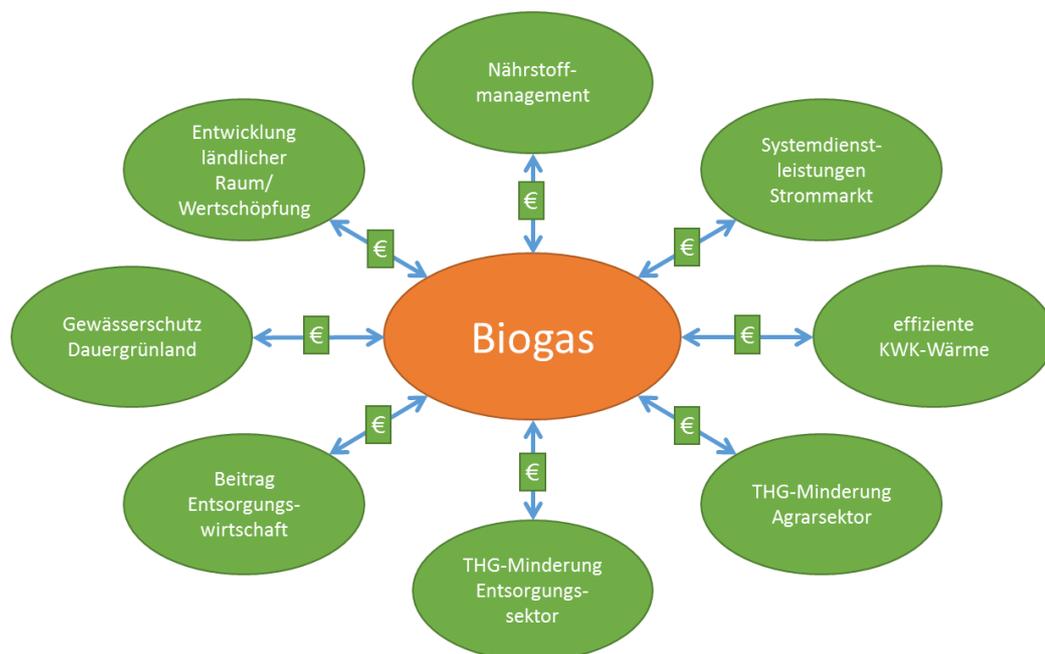


Abbildung 12: Ökonomische Effekte von Biogasanlagen.



- Ja  Nein

**Wird die Abwärme zum größten Teil genutzt?**

- Ja  Nein

Erweiterung möglich?

- Ja  Nein

**Planen sie die Biogasanlage länger als 20 Jahren zu betreiben?**

- Ja  Nein

Planung

- Vergrößerung der Anlage  
 Strom-/Wärmeproduktion  
 Biomethanproduktion  
 Kraftstoffproduktion  
 Wärmeproduktion  
 nichts ändern

Gründe:

- Alter  
 Arbeitsaufwand  
 Investitionskosten zu hoch  
 Strompreis  
 Substratkosten / -beschaffung schwierig  
 sonstige \_\_\_\_\_

**Muss Ihre Lagerkapazität nach aktueller Gesetzesplanung 2020 erhöht werden?**

- Ja  Nein

Aktueller Entwurf der Düngeverordnung:

Betriebe > 3 GV/ha

ohne eigene Fläche bei Anfall von Gülle, Jauche, fl. Gärresten, Silagesickersaft

**Welcher Strompreis/Vergütung würde Sie zum Weiterbetrieb/ Neuinvestition bewegen?**

- Ca. \_\_\_\_\_ ct/kWh  Keiner

**Welche Bereiche benötigen ihrer Meinung bei einem Anlagenbetrieb über 20 Jahren größere Instandsetzungskosten, Neuinvestitionen.**

- |   |   |
|---|---|
| <input type="radio"/> BHKW                                | <input type="radio"/> Elektrik (Leitungen, Steuerungen) |
| <input type="radio"/> Behälter (Sanierung / Neubau)       | <input type="radio"/> Gasleitungen                      |
| <input type="radio"/> Haube, Abdeckung                    | <input type="radio"/> Rührwerk / Pumpe                  |
| <input type="radio"/> Feststoffdosierung / Substratzufuhr | <input type="radio"/> Elektrik (Leitungen, Steuerungen) |
| <input type="radio"/> Rührwerk / Pumpe                    | <input type="radio"/> Gasleitungen                      |

**Welche Kosten machen einen Anlagewerbetrieb uninteressant für sie?**

- Instandhaltungskosten  Mangelnde Möglichkeiten Wärmenutzung  
 Stromvergütung  Hohe Pachtpreise  
 sonstige \_\_\_\_\_

## 12 Anhang 3

**Tabelle 8:** *Untersuchte Umweltwirkungen der Ökobilanz.*

<b>Wirkungs-kategorie</b>	<b>Einheit</b>	<b>Kurzbeschreibung</b>
Treibhaus-ef-fekt	kg CO <sub>2</sub> -Äquiv. je Produkteinheit	Bezeichnet die Erwärmung der Atmosphäre in Folge der vom Menschen verursachten Freisetzung von klimawirksamen Gasen. Neben Kohlenstoffdioxid (CO <sub>2</sub> ) werden auch Methan (CH <sub>4</sub> ) und Lachgas (Distickstoffoxid, N <sub>2</sub> O) sowie eine Reihe von Spurengasen erfasst. Änderungen im Bodenkohlenstoffgehalt aufgrund des Anbaus wurden in dieser Studie nicht erfasst.
Energie-auf-wand	MJ je Produkt-einheit	Energieeinsatz bzw. -einsparung ist ein Indikator der Ressourcenbeanspruchung. Üblicherweise wird in Ökobilanzen die nicht erneuerbare Primärenergie ausgewiesen. Zu den nicht erneuerbaren Energieträgern zählen die fossilen Brennstoffe Erdöl, Erdgas und Kohle sowie Uranerz. Die Primärenergie unterscheidet sich von der Endenergie dadurch, dass auch der Aufwand für die Bereitstellung der Energieträger mit erfasst wird (Förderung, Raffinerie, Transporte etc.). Im Folgenden wird diese Umweltwirkungskategorie der besseren Begrifflichkeit halber mit „Energieaufwand“ bezeichnet.
Versauerung	kg SO <sub>2</sub> -Äquiv. je Produkteinheit	Verschiebung des Säuregleichgewichts in Böden und Gewässern durch den Eintrag Säure bildender Luftschadstoffe wie Schwefeldioxid, Stickstoffoxide, Ammoniak und Chlorwasserstoff in Böden und Gewässer. Versauerung schädigt sensible Ökosysteme wie Wälder oder Magerwiesen aber auch Gebäude (Stichwort: „Saurer Regen“).
Nährstoff-ein-trag in Böden	kg PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> -Äq. je Produkteinheit	Einbringung von Nährstoffen in Böden natürlicher und empfindlicher Ökosysteme über atmosphärische Deposition. Die Eutrophierung der Böden natürlicher Ökosysteme führt zur Verdrängung seltener und gefährdeter Arten. Die wichtigsten Quellen atmosphärischer Nährstoffdeposition sind Emissionen von Ammoniak und Stickoxiden.
Flächenbe-darf	ha Fläche je Produkteinheit	Landwirtschaftliche Produktion benötigt Fläche, die dadurch nicht mehr für alternative Verwendungen, z. B. Naturschutz, zur Verfügung steht. Durch die Bewirtschaftung können sich zudem die Fruchtbarkeit der Fläche und damit die langfristige Produktivität verändern (z. B. durch Humusabbau, Verdichtung oder Erosion).

## 13 Anhang 4

**Tabelle 9:** Indikatoren, Sachbilanzparameter und Charakterisierungsfaktoren für die jeweiligen Wirkungskategorien /CML 2004/, /IPCC 2007/, /Klöpper & Renner 1995/, /Leeuw 2002/, /Ravishankara et al. 2009/, /IFEU 2014/ auf der Basis von /IPCC 2007/.

Wirkungskategorie	Indikator	Sachbilanzparameter	Formel	Charakter.-faktor
Energieaufwand	Kumulierter Primärenergiebedarf aus nicht erneuerbaren Quellen	Rohöl Erdgas Steinkohle Braunkohle Uranerz	—	—
Treibhauseffekt	CO <sub>2</sub> Äquivalente (Äq.)	Kohlenstoffdioxid Stickstoffdioxid Methan (biogen) Methan (fossil)*	CO <sub>2</sub> N <sub>2</sub> O CH <sub>4</sub> CH <sub>4</sub>	1 298 25 27,75
Versauerung	SO <sub>2</sub> Äq.	Schwefeldioxid Stickoxide Ammoniak Salzsäure	SO <sub>2</sub> NO <sub>x</sub> NH <sub>3</sub> HCl	1 0,7 1,88 0,88
Nährstoffeintrag	PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> Äq.	Stickoxide Ammoniak	NO <sub>x</sub> NH <sub>3</sub>	0,13 0,346