dena
Deutsche Energie-Agentur

biogaspartner

Biomethan im KWK- und Wärmemarkt.

Status Quo, Potenziale und Handlungsempfehlungen
für eine beschleunigte Marktdurchdringung.

Inhalt.

1 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen. 4

2 Einleitung. 7

3 Die vielen Vorzüge des Biomethans. 8

3.1 Vielseitig, effizient und flexibel. 9
3.2 Hohe Klimaschutzwirkung. 10
3.3 Minderung von Importabhängigkeiten. 11
3.4 Weitere Vorzüge. 12

4 Förderung der Biogaseinspeisung: Der politische Rahmen. 13

4.1 Energiewende zur Nachhaltigkeit. 13
4.2 Konventionen, Richtlinien und Gesetze. 14
4.3 Biomethan: Große Ziele, weiter Weg. 14

5 Strom und Wärme aus Biomethan: Die Absatzmärkte und das Problem schwacher Nachfrage. 17

5.1 Biomethan im ungekoppelten Wärmemarkt. 17
5.2 Biomethan im Markt für gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung. 23

6 Handlungsempfehlungen. 33

6.1 Kurzfristige Maßnahmen. 34
6.2 Kurz- bis mittelfristige Maßnahmen. 34

Quellenverzeichnis. 40

Abbildungsverzeichnis. 42

Abkürzungen. 42

Impressum. 43

1 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen.

Die vorliegende Studie der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) beleuchtet die gegenwärtige Absatzsituation von Biomethan auf dem gekoppelten (Kraft-Wärme-Kopplung) sowie dem ungekoppelten Wärmemarkt. Sie verdeutlicht, warum die bestehenden Fördermaßnahmen die Nachfrage nach Biomethan nicht in der notwendigen Größenordnung stimulieren. Ohne eine Anpassung des gesetzlichen Rahmens, so wird offenkundig, können weder die beträchtlichen Absatzpotenziale erschlossen, noch die Zielvorgaben zum Ausbau der Biogaseinspeisung annähernd erreicht werden. Da die geringe Nachfrage bereits zu einem Planungsstopp auf der Erzeugerseite führt, ist unmittelbar Handlungsbedarf geboten.

Biomethan: Effizient, vielfältig, klimaschonend.
Biomasse ist eine begrenzte Ressource: Je effizienter sie genutzt wird, umso größer ist ihr Beitrag zu einer nachhaltigen Energieversorgung.

Zu den effizientesten Bioenergieformen zählt aus nachwachsenden Rohstoffen und organischen Abfällen gewonnenes Biogas. Wird es zu Biomethan veredelt und über das Erdgasnetz verteilt, erschließen sich zudem vielfältigste Anwendungsfelder. Das vollwertige Erdgassubstitut kann so gezielt am Ort der Energienachfrage verwertet werden. Hohe Klimaschutzwirkung ist die Folge.

Strom, Wärme, Kraftstoffe: Deutschland ist nach wie vor ganz wesentlich auf den Import fossiler Brennstoffe angewiesen. Heimisches Biomethan kann diese Importabhängigkeit spürbar verringern. Vor allem der ländliche Raum, aber auch Anlagenbau und Logistik profitieren von der regionalen Wertschöpfung. In Deutschland entsteht eine weltweit gefragte Biogaskompetenz.

Große Ziele, weiter Weg: Der Biomethanausbau geht nur schleppend voran.
Folgerichtig soll die Biomethanproduktion in Deutschland massiv ausgeweitet werden: Die Bundesregierung hat das Ziel vorgegeben, im Jahr 2020 eine Biomethanmenge von 6 Mrd. Nm^3 ins Erdgasnetz einzuspeisen – rund sieben Prozent des derzeitigen Erdgasverbrauchs. Bis 2030 sollen es gar 10 Mrd. Nm^3 jährlich sein. Diese Zielvorgaben sind allerdings – so viel ist bereits heute abzusehen – bei unveränderten Rahmenbedingungen nicht annähernd zu erreichen.

Zwar wird der Biomethanweg in Deutschland bereits durch mehrere Politikinstrumente gefördert, wie z. B. privilegierten Gasnetzzugang, garantierte Vergütung von aus Biomethan erzeugtem Strom und die mögliche Abgeltung von Nutzungsverpflichtungen im Wärmebereich. Obwohl international einzigartig, ist neben noch offener Fragen beim Gasnetzzugang aber vor allem die Nachfragewirkung des Förderinstrumentariums viel zu gering, um das nötige Wachstum bewirken zu können. Nach Lage der Dinge wird daher – bleibt eine effektive Anpassung des Rechtsrahmens aus – in zehn Jahren nur ein Bruchteil der avisierten Biomethanmenge tatsächlich verfügbar sein.

Wärmemarkt: Großes Potenzial, kleine Nachfrage.
Bis zum Jahr 2020 soll – so schreibt es das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) vor – der Anteil erneuerbarer Wärme am Endenergieverbrauch auf 14 Prozent verdoppelt werden. Auf Biomethan entfällt ein Gutteil dieses geplanten Zuwachses.

Die gesetzliche Förderung sieht für Biomethan fast ausschließlich eine gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung (KWK) in vergleichsweise kleinen Einheiten vor. Tatsächlich ist das Marktpotenzial dieses besonders effizienten, aber noch nicht weit verbreiteten Verwertungspfads ausreichend, um die avisierten Biomethanmengen aufnehmen zu können. Doch in der Praxis ergeben sich Probleme: Mit Biomethan betriebene Blockheizkraftwerke (BHKW) sind im Kostenvergleich mit alternativen Energieträgern gegenwärtig nur selten eine attraktive Alternative. Da der Gebäudebestand mit seinen baulichen Restriktionen, in dem der Einsatz von Biomethan häufig die beste Alternative wäre, von den gesetzlichen Regelungen weitgehend ausgeschlossen ist, werden die Absatzchancen zusätzlich verringert. Insgesamt ergibt sich ein Henne-Ei-Problem: Ohne zusätzliche verwertende BHKW keine zusätzliche Biomethanproduktion, ohne verfügbare Biomethanmengen aber auch kein Zubau an verwertenden BHKW. Eine abgestimmte Anpassung des Förderinstrumentariums ist dringend erforderlich, um die großen Absatzpotenziale von Biomethan zeitnah zu erschließen.

Es besteht akuter Handlungsbedarf, um dem bereits spürbaren Markteinbruch zu begegnen.
Die schwache Entwicklung der Absatzmärkte bremst die Biomethanproduktion. Nicht einmal die vergleichsweise geringe derzeit eingespeiste Biomethanmenge wird vollständig von den Absatzmärkten im KWK, Wärme- und Kraftstoffsektor aufgenommen. Nicht nur mit der Folge, dass beträchtliche Mengen in Gasspeichern vorgehalten werden müssen; ungeklärter Biomethanvertrieb führt vor allem dazu, dass geplante Einspeiseprojekte verschoben oder gar ganz aufgegeben werden.

Es besteht also akuter Handlungsbedarf, um den bereits spürbaren Markteinbruch abzuwenden. Die dena empfiehlt als schnelle Maßnahme eine Erhöhung der pauschalen Entgelte für vermiedene Netznutzung (von 0,7 auf 1,5 Cent/kWh) im Kontext der Gasnetzzugangsverordnung. Diese dem Einspeisenden zustehende Vergütung ist ein fixer Erlösbestandteil; eine Erhöhung verbessert die Wirtschaftlichkeit des Biomethanwegs spürbar.

Um die Lenkungswirkung in Richtung besonders effizienter Anwendungen auch kurzfristig zu erhalten, sollten zudem ausspeisende Biomethan-KWK-Kunden bezüglich der Netznutzungskosten nicht gegenüber ausspeisenden Erdgas-KWK-Kunden diskriminiert werden. In der Praxis ergeben sich für Biomethan-KWK-Kunden oftmals Doppelbelastungen durch die Netznutzungskosten für den Biomethanbezug als auch den erforderlichen Erdgasbezug für den Betrieb eines Erdgas-Spitzenlastkessels.

KWK umfassend fördern, Biomethan in Brennwerttechnik als Übergangslösung zulassen.
Da fossile Energieträger noch nicht hinreichend mit ihren Kosten für negative Umweltauswirkungen (Externe Kosten) belastet werden, ist regeneratives Biomethan ohne staatliche Unterstützung preislich nicht wettbewerbsfähig. Doch mit der politischen Förderung eröffnen sich auch Gestaltungsspielräume: Da die Nutzung von Biomethan kein Selbstzweck ist, ist es Aufgabe der Politik, die Nachfrage nach Biomethan in Richtung besonders effizienter Nutzungsformen zu lenken.

Höchste Effizienz und größten Klimaschutzbeitrag bietet die Verwertung in KWK. Um diesen Biomethanpfad wirksam zu fördern und bedeutende Mengen einer solchen Verwertung zuzuführen, muss die Wirtschaftlichkeit weiter verbessert werden. Die dena empfiehlt in diesem Sinne eine Anpassung des EEG: Der Bonus für den Einsatz nachwachsender Rohstoffe sollte für den Biomethanweg auch für größere Verwertungseinheiten (bis 5 MW_{el}) in voller Höhe zu erzielen sein. Das zu erschließende KWK-Potenzial würde dadurch maßgeblich erhöht. Sofern dadurch die Entwicklung des Biomethanmarkts kurz- und mittelfristig sichergestellt wird, kann zudem der ungekoppelte Wärmemarkt bei Verwendung effizienter Anlagentechnik für eine Übergangszeit einen sinnvollen Absatzweg darstellen. Die dena schlägt daher vor, die Anwendung des EEWärmeG auf den Gebäudebestand (bei Investition in das Heizungssystem) auszuweiten und für diese Fälle den Einsatz von Biomethan in Brennwertanlagen zur Erfüllung der Nutzungsverpflichtung erneuerbarer Energien zuzulassen.

Nachhaltige, an den Zielsetzungen der Bundesregierung ausgerichtete Marktentwicklung erfordert eine abgestimmte Anpassung des Rechtsrahmens in seiner Gesamtheit.
Nur eine abgestimmte Anpassung der gesetzlichen Rahmenbedingungen in ihrer Gesamtheit ist der Sache dienlich.
So müssen auch kurzfristig wirksame Maßnahmen darauf hin geprüft werden, ob sie ein geeignetes Maß an Planungssicherheit bieten, ohne zu unerwünschten Pfadabhängigkeiten zu führen. Bestehende gesetzliche Regelungen sind dahingehend zu hinterfragen, wie sie im Sinne einer wirksamen Biomethanförderung besser aufeinander abgestimmt werden können. Übergeordnete Zielsetzung muss die langfristige Entwicklung der Ressource Biomethan sein. Denn einmal entwickelt und im Erdgasnetz verfügbar, ist diese erneuerbare Ressource aufgrund der Flexibilität des Einsatzorts ein Joker für das Energiesystem der Zukunft.

Diese Studie nähert sich dem Biomethanmarkt von der Nachfrageseite. Gleichwohl sind auch die Bedingungen auf Erzeugungsseite, wie z. B. die weitere Verbesserung der Zugangsbedingungen zum Erdgasnetz, zwingende Voraussetzung für eine verlässliche Marktentwicklung. Auch solche offenen Fragen aus der Praxis gilt es zeitnah zu klären.

2 Einleitung.

Diese Studie wurde im Kontext des Projekts „biogaspartner“ der dena entwickelt. Ziel des Projekts ist der Aufbau der international führenden Plattform zur Einspeisung und Nutzung von Biogas im Erdgasnetz. Im Rahmen des Projekts werden Marktakteure der gesamten Wertschöpfungskette Biogaseinspeisung zusammengebracht und in ihren Aktivitäten zur aktiven Marktgestaltung unterstützt. Die dena übernimmt dabei die Rolle des Moderators und stellt eine Plattform für die Informationsbeschaffung und -aufbereitung sowie deren nationale und internationale Verbreitung zur Verfügung. Das Projekt ergänzt durch seinen marktorientierten Ansatz die Bestrebungen der Bundesregierung, die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz als einen festen Bestandteil des zukünftigen Energiemix zu etablieren.

Die vorliegende Untersuchung beleuchtet die gegenwärtige Absatzsituation von Biomethan auf dem gekoppelten (Kraft-Wärme-Kopplung) sowie dem ungekoppelten Wärmemarkt. Sie verdeutlicht, warum die bestehenden Fördermaßnahmen die Nachfrage nach Biomethan nicht ausreichend stimulieren. Ohne eine Anpassung des gesetzlichen Rahmens können weder die beträchtlichen Absatzpotenziale erschlossen, noch die Zielvorgaben der Bundesregierung von 6 Mrd. Nm^3 Biomethan im Erdgasnetz im Jahr 2020 annähernd erreicht werden.

Vor dem Hintergrund der politischen Zielvorgaben für den Ausbau der Biogaseinspeisung beantwortet die Studie folgende Fragen:

- Welche Auswirkungen hat der derzeitige Rechtsrahmen auf den Einsatz von Biomethan im gekoppelten und ungekoppelten Wärmemarkt?
- Wie hoch ist das Absatzpotenzial von Biomethan im Wärme- bzw. KWK-Markt?
- Was ist zu tun, um diese Potenziale zu heben?

Die gesetzliche Förderung sieht für Biomethan fast ausschließlich eine gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung vor. Deshalb wird der KWK-Markt als Teil des Wärmemarkts einer besonderen Prüfung unterzogen. Nicht Gegenstand dieser Studie ist der Kraftstoffmarkt; warum Biomethan gegenwärtig nur in vergleichsweise geringem Maße als Kraftstoff Verwendung findet und was zu tun ist, um das Potenzial dieses Sektors zu heben, hat die dena bereits an anderer Stelle beleuchtet [1].

3 Die vielen Vorzüge des Biomethans.

Biomasse ist in Deutschland und weltweit der wichtigste erneuerbare Energieträger. Und ihre energetische Bedeutung wird weiter anwachsen: Nach dem Willen der Bundesregierung soll der Bioenergieanteil an der Energieversorgung kurzfristig deutlich gesteigert werden. Denn anders als andere erneuerbare Energien ist Bioenergie eine heute verfügbare Option und „gegenwärtig als einziger erneuerbarer Energieträger in der Lage, einen nachhaltigen Beitrag zur Bereitstellung von Strom, Wärme und Kraftstoffen zu sichern“ [2]. Bioenergie steht uns nicht unbegrenzt zur Verfügung. Sie muss sich die ohnehin begrenzte Fläche, auf der die Biomasse kultiviert werden kann, zudem mit anderen Nutzungsformen teilen. Absolute Priorität genießt hier die Nahrungs- und Futtermittelproduktion. Doch auch die für energetische und stoffliche Nutzung vorgesehene Biomasse hat ihren Platz. Die meisten Potenzialstudien gehen von 2,5 – 4 Mio. Hektar Ackerfläche aus, die diesen Nutzungspfaden im Jahr 2020 zur Verfügung stehen [2].

Umso wichtiger ist es, die begrenzte Anbaufläche effizient zu nutzen. Weil anders als bei anderen Bioenergien nicht nur ein Teil, sondern die gesamte Pflanze energetisch verwertet werden kann, ist Biogas hinsichtlich der so wichtigen Flächenproduktivität eine der besten Nutzungsformen. Mit am Markt bewährter Technik wird es deutschlandweit bereits in rund 4.750 Anlagen durch Vergärung von Mais, Grünroggen und anderen sog. Energiepflanzen sowie aus Gülle, Grünschnitt, organischen Abfällen und anderen regenerativen Rohstoffen produziert [3].

Bislang wird das so erzeugte Gas zumeist vor Ort in sogenannten Blockheizkraftwerken (BHKW) verstromt. Die dabei anfallende Wärme dient oft der Versorgung nahe gelegener Wohnhäuser und Stallungen, wird aber auch für Trocknungsprozesse eingesetzt. Zunehmend werden auch ganze Wohnsiedlungen über Nahwärmenetze versorgt. Alternativ zum Wärmetransport kann auch das Biogas mittels sogenannter Mikrogasleitungen zu nahen Orten konzentrierter Wärmenachfrage geleitet

! Biomethan oder Bioerdgas?

Die Begriffe Biomethan und Bioerdgas sind Kunstwörter für Methan biologischen Ursprungs. Beide bezeichnen auf Erdgasqualität aufbereitetes und in das Erdgasnetz eingespeistes Biogas. Während „Biomethan“ vor allem im wissenschaftlichen Kontext benutzt wird, findet „Bioerdgas“ vornehmlich zu Vermarktungszwecken im Endkundengeschäft Anwendung.

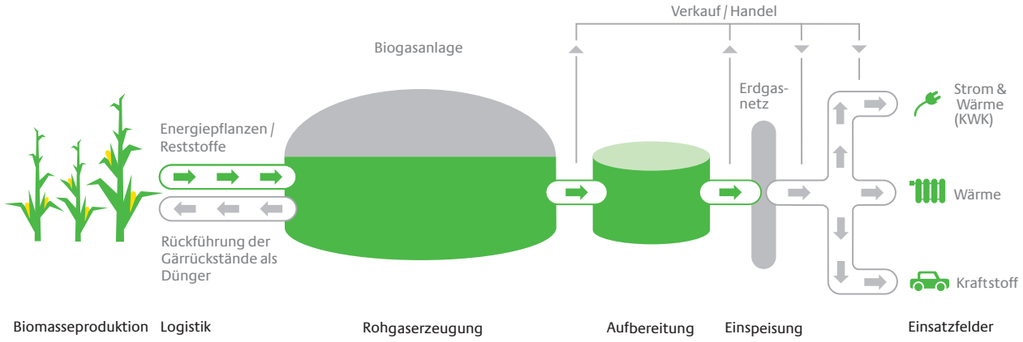

Abbildung 1: Die Wertschöpfungskette Biomethan (Quelle: www.biogaspartner.de).

und dort gezielt verwertet werden. Solche „Satelliten-BHKW“ versorgen beispielsweise Krankenhäuser und Schwimmbäder. Mangels geeigneter Wärmesenken kann die anfallende Wärme aber nicht immer einer sinnvollen Verwendung zugeführt werden. Trotz einiger Effizienzgewinne in der Vergangenheit liegt laut einer aktuellen Umfrage der mittlere Wärmenutzungsgrad im Bestand bei rund 50 Prozent [4]. Durch die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan und Einspeisung in das Erdgasnetz kann die Wärme nutzbar gemacht werden.

3.1 Vielseitig, effizient und flexibel.

Räumliche und zeitliche Unabhängigkeit sowie vielfältige Nutzungsoptionen ergeben sich durch die Nutzung einer deutschlandweit nahezu flächendeckend ausgebauten Infrastruktur: des Erdgasnetzes. Um Biogas so der Mehrzahl der deutschen Verbraucher zugänglich zu machen, muss es zunächst getrocknet und von Fremdstoffen befreit werden. Für diesen Veredelungsschritt stehen eine Reihe bewährter Techniken zur Verfügung. Auf diese Weise aufbereitetes Biogas ist von fossilem Erdgas nicht zu unterscheiden. Ihm stehen prinzipiell alle Verwertungspfade offen, in denen auch fossiles Erdgas zum Einsatz kommt.

Kaum ein anderer erneuerbarer Energieträger ist so flexibel einsetzbar wie Biomethan: Es kann Häuser heizen, macht mobil und sorgt dafür, dass Strom aus der Steckdose kommt. Über das Gasnetz verteilt, kann es zudem gezielt am Ort der Energienachfrage zum Einsatz kommen. Geeignete Wärmesenken etwa finden sich in erster Linie in dicht besiedelten Gebieten, während Biogas meist im ländlichen Raum erzeugt wird.

So kann im Gegensatz zur direkten Nutzung in dezentralen Stromerzeugungsanlagen, mit denen nur teilweise eine sinnvolle Abwärmenutzung möglich ist, „[...] durch die Einspeisung des Biomethans in Erdgasnetze eine flexiblere Nutzung erreicht werden“ [5].

Biomethan ist ein vollwertiges Erdgassubstitut und kann den fossilen Energieträger ohne zusätzliche Vorkehrungen ersetzen. Bei der Nutzung von Biomethan kann daher auf bewährte Technik, wie z. B. Erdgasmotoren, Erdgasfahrzeuge und Erdgas-Brennwertheizungen zurückgegriffen werden, die durch die Erdgasnutzung bereits vorhanden sind. Volkswirtschaftlich betrachtet entstehen dadurch nur geringe zusätzliche Kosten, da bestehende Infrastruktur genutzt wird.

Ein weiterer, für das regenerative Energiesystem der Zukunft sehr bedeutender Vorzug: Biogas kann „rund um die Uhr“ erzeugt werden, weitgehend unabhängig von äußeren Einflüssen. Es steht also auch zur Verfügung, wenn die Sonne nicht scheint und der Wind nicht weht. Die Nutzung des Gasnetzes eröffnet zudem die Möglichkeit der Speicherung. Biomethan kann so, ganzjährig konstant erzeugt, beispielsweise gezielt in den Wintermonaten mit höherem Energiebedarf eingesetzt werden.

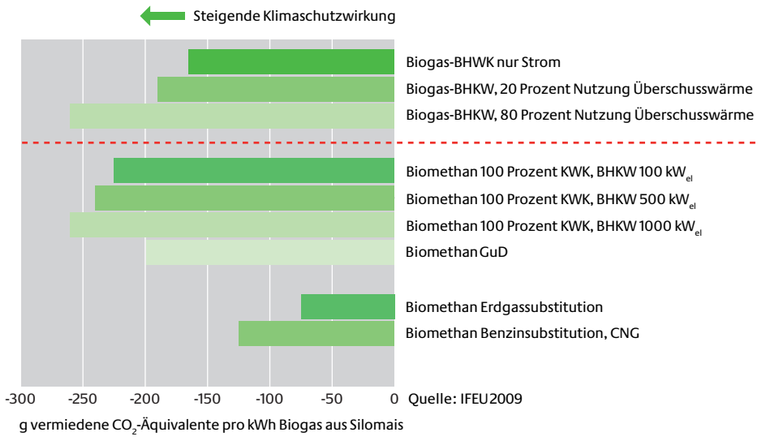

Abbildung 2: Klimaschutzwirkung verschiedener Einsatzpfade von Biogas/Biomethan.

Absolute Minderung der Treibhausgasemissionen verschiedener Biogas/Biomethanpfade gegenüber fossilen Referenzsystemen bezogen auf die Energiemenge Biogas am BHKW (Biogaspfade) bzw. Aufbereitungsanlage (Biomethan) in g CO_2-Äquivalente / kWh Biogas; Referenzsystem BHKW und GuD: Einsatz von Biomethan in neuen Anlagen und Substitution gegenüber dem deutschen Strommix; Referenzsystem Erdgassubstitution: Einsatz von Biomethan in bestehenden Anlagen und Substitution von Erdgas; Referenzsystem Benzinsubstitution: Einsatz von Biomethan in monovalenten CNG Fahrzeugen und Substitution gegenüber Verbrauch eines Benzinfahrzeugs; Parameter Biogasanlage: Prozesswärme Biogaskessel, Strom Netzstrom, diffuse Methanemissionen Anlage 1 Prozent; Gärrestlager gasdicht mit Restgasnutzung; Nutzung Biogas in BHKW 500 kW$_{el}$ (eta$_{el}$ = 37,5; eta$_{th}$ = 43 Prozent); Methanemissionen 0,5 Prozent; Parameter Gaseinspeisung: Methanemissionen 0,5 Prozent, Strombedarf 0,3 kWh/Nm^3 Rohgas; Nutzung in BHKW: Methanemissionen 0,01 Prozent (Quelle: IFEU 2009).

3.2 Hohe Klimaschutzwirkung.

Aus nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo) gewonnene Bioenergieträger setzen bei ihrer energetischen Verwertung nur maximal so viel CO_2 frei, wie während des Wachstums der Pflanzen aus der Atmosphäre entnommen wurde. Dass der Einsatz von Bioenergie damit per se „klimaneutral“ wäre, das heißt die Atmosphäre gar nicht mit Treibhausgasen belastet wird, darf daraus aber nicht abgeleitet werden. Vielmehr sind zum Beispiel auch jene Treibhausgasemissionen zu berücksichtigen, die bei der Energiepflanzenproduktion durch das Bestellen der Äcker und durch die weiteren Verarbeitungs- und Aufbereitungsschritte verursacht und freigesetzt werden. Ebenso müssen auch die bei der Produktion anfallenden, kommerziell verwertbaren Koppelprodukte, wie z. B. Gärreste, die als Dünger eingesetzt werden, hinsichtlich ihrer Klimaschutzwirkung berücksichtigt werden. In Summe kommt es bei der Beurteilung der Treibhausgasemissionen auf die Gesamtsicht aller klimarelevanten Effekte von der Energiepflanzenproduktion bis zur energetischen Verwertung des Bioenergieträgers an.

Über alle Verwertungspfade hinweg schneidet Biomethan hinsichtlich der Klimaschutzwirkung im Vergleich zu anderen Bioenergieanwendungen sehr gut ab. Die Verstromung von Maissilage-Biomethan in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) etwa führt mit gut sechs Tonnen CO_{2eq} pro Hektar und Jahr zu einer mehr als doppelt so hohen absoluten Treibhausgasminderung bezogen auf die zugeordnete Anbaufläche wie z. B. die Verwertung von aus Raps gewonnenem Pflanzenöl [5].

Besonders hoch ist die Klimaschutzwirkung von Biomethan bei Einsatz biogener Reststoffe: Bezogen auf die Nutzenergie lassen sich beispielsweise gegenüber dem deutschen Strommix über 80 Prozent Treibhausgase bei der BHKW-Verstromung von Biomethan aus Bio-Abfall, Ernterückständen und Gülle einsparen. Übrigens: Die Vergärung von Gülle und anschließende Ausbringung auf dem Feld reduziert deren Potenzial zur Klimaerwärmung gegenüber einer direkten Ausbringung um mehr als 70 Prozent [6]. Dieser positive Effekt ist ein Alleinstellungsmerkmal der Biogasproduktion.

Wie dargestellt, kann über das Gasnetz verteiltes Biomethan besonders effizient und zielgerichtet verwertet werden. Die Klimaschutzbeiträge der verschiedenen Verwertungsarten unterscheiden sich dabei deutlich voneinander. Wie die Abbildung 2 [7] zeigt, ist der Biomethanpfad gegenüber einer Biogasnutzung vor Ort dann sinnvoll, wenn beim örtlichen Einsatz die Überschusswärme nicht zu einem hohen Anteil genutzt werden kann. Für diesen Fall bietet die Einspeisung und Nutzung in 100 Prozent KWK-Anwendung eine höhere Klimaschutzwirkung. Gegenüber einem Einsatz in der ungekoppelten Wärmeerzeugung (Erdgassubstitution) oder aber auch dem Einsatz von Biomethan als Kraftstoff im Verkehr bietet der Biomethaneinsatz in KWK eine deutlich höhere Klimaschutzwirkung [1].

Hintergrund sind die hohen Treibhausgasemissionen des kohlelastigen deutschen Strommix und die vergleichsweise geringen CO_2-Emissionen von fossilem Erdgas, die jeweils als Referenzwerte zur Bilanzierung herangezogen werden.

Erst bei einer weitgehend CO_2-reduzierten deutschen Stromproduktion könnten sich diese Werte zukünftig zugunsten der Wärmeerzeugung bzw. des Verkehrsbereichs verschieben.

Nicht nur die Klimaschutzwirkung ist beträchtlich, Biomethan kann auch ökologisch verträglich produziert werden. In Biogasanlagen können zudem vielfältige Kombinationen organischer Stoffe eingesetzt werden, ohne dass dafür wesentliche technische Änderungen vorgenommen werden müssen. Die Biogasproduktion ist daher kompatibel – und dazu auch gesetzlich verpflichtet – mit der guten fachlichen Praxis landwirtschaftlicher Produktion und ihren vielfältigen Pflanzenspektren und Fruchtfolgen.

3.3 Minderung von Importabhängigkeiten.

Über 80 Prozent des in Deutschland verbrauchten Erdgases werden importiert. Beim Erdöl liegt der Wert sogar bei circa 97 Prozent. Ein Großteil dieser Importe stammt aus politisch instabilen Regionen bzw. Ländern, deren politische Entwicklung schwer kalkulierbar ist. Durch Pipeline-Anbindungen bleibt nach Einschätzung des Bundeswirtschaftsministeriums auch „in der mittelbaren Zukunft eine enge Bindung [...] an wenige Hauptlieferländer bestehen“ [8]. Ein verstärkter Einsatz von Biomethan kann diese Importabhängigkeit verringern und hat damit auch eine sicherheitspolitische beziehungsweise geostrategische Komponente [9].

Nach seriösen Potenzialabschätzungen reicht die Rohstoffbasis in Deutschland aus, um bis zum Jahr 2030 maximal 105 TWh Biomethan jährlich produzieren zu können [10]. Diese Menge, auf die auch die Bundesregierung ihre Zielvorgaben ausgerichtet hat, entspricht gut elf Prozent des deutschen Erdgasverbrauchs des Jahres 2009. Angesichts eines aller Wahrscheinlichkeit nach rückläufigen Verbrauchs an fossilem Erdgas dürfte der potenzielle Biomethananteil des Jahres 2030 allerdings bedeutend höher liegen. Damit können Erdgasimporte in beträchtlichem Umfang eingespart und gleichzeitig die Sicherheit der Energieversorgung signifikant erhöht werden. Zwar werden die weltweiten Erdgasreserven vergleichsweise hoch eingeschätzt. Das Bundeswirtschaftsministerium spricht von einer statischen Reichweite von 59 Jahren [10]. Zwar waren die Erdgaspreise in jüngster Vergangenheit aufgrund der schwachen konjunkturellen Entwicklung und anderer Gründe rückläufig. Doch ist bei weiterer Verknappung mit deutlichen Preissteigerungen des fossilen Erdgases zu rechnen. Bereits in den Jahren zwischen 2000 und 2005 war der Grenzübergangspreis um etwa die Hälfte angestiegen. Und da die künftige Produktionskurve von Erdöl und Erdgas nicht etwa gleichmäßig, sondern glockenförmig verlaufen wird, werden „in einem Vierteljahrhundert [...] aller Voraussicht nach sowohl die Ölproduktion als auch die Gasproduktion in den großen Abschwung eingemündet sein“ [11].

Unter Einbezug Externer Kosten ist perspektivisch mit einer Preiskonvergenz zwischen regenerativem und fossilem Gas zu rechnen. Damit wird Biomethan langfristig die günstigere Alternative sein.

! Externe Kosten.

Als Externe Kosten werden Kosten bezeichnet, die nicht in den Marktpreisen eines Produkts enthalten sind, da sie nicht vom eigentlichen Verursacher getragen werden müssen. Ein Beispiel hierfür sind die Kosten, die für die Allgemeinheit aus der Verbrennung fossiler Rohstoffe resultieren. Durch die Klimaerwärmung entstehen Kosten, z. B. durch die Reparatur von Schäden nach Stürmen und Hochwassern, die derzeit noch nicht in angemessener Weise in der Preisstruktur fossiler Rohstoffe berücksichtigt werden.

3.4 Weitere Vorzüge.

Die Produktion von Biogas aus regionalen Ressourcen schafft neue Arbeitsplätze. Vor allem die Landwirtschaft und der ländliche Raum können davon profitieren. Landwirten eröffnen sich Planungssicherheit und ein „zweites Standbein“ durch neue Absatzmärkte im Non-Food-Sektor. Sie sind zudem als Anlagenbetreiber oder als Teilhaber von Anlagen maßgebliche Akteure der Biomethan-Wertschöpfungskette.

Aber auch die Bereiche Logistik, Ingenieurdienstleistung und Anlagenbau profitieren. In Deutschland entsteht eine weltweit nachgefragte Biogaskompetenz. Die Förderung des Biomethanwegs ist insofern auch eine Förderung von Zukunftstechnologien mit hohen Exportchancen.

4 Förderung der Biogaseinspeisung: Der politische Rahmen.

Vieles spricht also dafür, den Biomethanweg umfassend zu fördern. Zwar ist Biomethan „bereits heute eine sehr kostengünstige Klimaschutzoption“ [5]. Wie die meisten erneuerbaren Energien ist es aber noch auf (Start-)Förderung angewiesen. Vor diesem Hintergrund wird Biomethan bereits heute durch unterschiedliche gesetzliche Regelungen angereizt. Dieser Rechtsrahmen ist in einen breiten politischen Kontext einzuordnen. Klimaschutzwirkung und geringes technisches Risiko sind die zentralen umweltpolitischen Ziele, energiepolitisch zielt man auf Versorgungssicherheit und geminderte Importabhängigkeit. Neue Absatzwege für die Landwirtschaft (Agrarpolitik), Strukturförderung im ländlichen Raum (Strukturpolitk) und die Entwicklung innovativer Industriebranchen (Industriepolitik) sind weitere politische Ziele. Die Schaffung einer dezentralen Marktstruktur mit diskriminierungsfreiem Netzzugang stellt darüber hinaus Anforderungen an ein liberalisiertes Marktumfeld (Wettbewerbspolitik).

4.1 Energiewende zur Nachhaltigkeit.

Die gemeinsame Klammer aller Anstrengungen ist das weithin anerkannte Ziel, die globale Erwärmung gegenüber vorindustriellen Werten auf 2 °C zu begrenzen. Um dieses Ziel erreichen zu können, dürfen nach einer aktuellen Studie weniger als ein Viertel der nachgewiesenen Vorkommen fossiler Brennstoffe bis zum Jahr 2050 noch verbrannt werden [12]. Bereits heute ist die globale Temperatur um 0,7 °C angestiegen. Selbst unter der Annahme einer sofortigen Reduktion der Treibhausgasemissionen auf ein Niveau, das die CO_2-Konzentration in der Atmosphäre nicht mehr anwachsen ließe, würde sich die globale Temperatur aufgrund von Zeitverzögerungseffekten mittelfristig auf 1,4 °C erhöhen. Es ist mit Blick auf den Klimawandel also geboten, die Energieversorgung unverzüglich auf eine nachhaltige, kohlenstoffarme Basis zu stellen. Biomethan kann hierzu einen wertvollen Beitrag leisten.

Zwar wurde klimapolitisch in Deutschland bereits manches erreicht. So sanken etwa die CO_2-Emissionen zwischen 1995 und 2005 um 5,2 Prozent [13]. Mit einer jährlichen Pro-Kopf-Emission von 9,5 Tonnen [14] bewegen wir uns aber auf einem Niveau, das eine Reduktion um 80 bis 90 Prozent bis zum Jahr 2050 erfordert. Dies kann – neben massiven Energieeinsparungen – nur durch Umstellung der Energieversorgung auf eine regenerative Basis gelingen. Das bisherige Tempo dieser Umstellung – der Verbrauch fossiler Brennstoffe (ohne Kernenergie) ging zwischen 1995 und 2005 nur um 3,7 Prozent zurück [13] – wird dazu nicht ausreichen.

Noch immer verlässt sich Deutschlands Energieversorgung ganz wesentlich auf fossile und nukleare Ressourcen. 89,1 Prozent der 2009 verbrauchten Endenergie basierte auf diesen Energieträgern, wobei 83,9 Prozent des Stroms und 91,6 Prozent der Wärme damit bereitgestellt wurden. Im Kraftstoffbereich betrug der Anteil 94,5 Prozent [15]. In allen drei Sektoren kann der Einsatz von Biomethan dazu beitragen, den Anteil regenerativer Energien zu erhöhen.

4.2 Konventionen, Richtlinien und Gesetze.

Über 100 Vertragsstaaten der UN-Klimarahmenkonvention haben erklärt, die globale Erwärmung auf 2 °C oder weniger gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Das Kyoto-Protokoll, als Teil der Klimarahmenkonvention ebenfalls völkerrechtlich bindend, verpflichtet zudem zur „Erforschung und Förderung, Entwicklung und vermehrte[n] Nutzung von neuen und erneuerbaren Energieformen“ sowie zur „Förderung nachhaltiger landwirtschaftlicher Bewirtschaftungsformen unter Berücksichtigung von Überlegungen zu Klimaänderungen“ [16].

Auf EU-Ebene fand die Bekämpfung des Klimawandels mit dem sogenannten Vertrag von Lissabon erstmalig Eingang ins Primärrecht. Auch wurden die Verträge erstmals um einen energiepolitischen Artikel (176 a) ergänzt. Zudem wurden die Mitgliedsstaaten mit Richtlinie 2009/28/EG verpflichtet, Energie zu bestimmten Anteilen aus erneuerbarer Quelle zu erzeugen. Die Erneuerbare-Quote soll bis zum Jahr 2020 – je nach Mitgliedsstaat – um 5 bis 13 Prozentpunkte ansteigen. Für Deutschland gilt ein Zielwert von 18 Prozent verglichen mit 5,8 Prozent im Jahr 2005. Die Regelung schließt die Sektoren Stromerzeugung, Kraftstoffe und Wärmeerzeugung ein, wobei sie es den Mitgliedsstaaten überlässt, wieviel diese Bereiche im Einzelnen zum Gesamtziel beitragen.

Konkrete Ziele, beziehungsweise Richtlinien zum Ausbau der Biogaseinspeisung, gibt es auf EU-Ebene noch nicht. Anders in Deutschland: Bereits 2007 wurde im Rahmen des Integrierten Energie- und Klimaschutzprogramms (IEKP) das Ziel vorgegeben, bis zum Jahr 2020 jährlich 6 Mrd. Nm^3, bis 2030 sogar 10 Mrd. Nm^3 Biomethan ins Erdgasnetz einzuspeisen. Dies entspricht einer Energiemenge von 60 beziehungsweise 100 TWh. Derartig ambitionierte Ziele zum Ausbau der Biogaseinspeisung sind EU- und weltweit einzigartig.

Biomethanmengen in dieser Größenordnung können maßgeblich zum Ausbau der Erneuerbaren in allen Sektoren beitragen. Folgerichtig wird erneuerbarer Strom aus Biomethan durch garantierte Einspeisevergütungen (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG), erneuerbarer Kraftstoff durch Anrechenbarkeit auf eine Quotenvorgabe (Biokraftstoffquotengesetz, BioKraftQuG) und Steuerermäßigung (Energiesteuergesetz, EnStG) gefördert. Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) schreibt die anteilige Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärmebereitstellung in Neubauten vor. In Baden-Württemberg gilt eine ähnliche Nutzungsverpflichtung auch für Wohngebäude im Bestand. Zusätzlich können Investitionen in sowohl Biomethan produzierende als auch verwertende Anlagen durch das Marktanreizprogramm (MAP) gefördert werden. Hinsichtlich der Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz wurde die sogenannte Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) angepasst. Sie enthält für Biomethan eine Reihe von privilegierenden Sonderregelungen. Sie ist auch einzuordnen in das Bestreben der EU-Kommission, den „effektive[n] und diskriminierungsfreie[n] Zugang Dritter zu den Erdgasnetzen“ [17] sicherzustellen.

4.3 Biomethan: Große Ziele, weiter Weg.

6 Mrd. Kubikmeter jährliche Einspeisemenge bis zum Jahr 2020: Dieses ambitionierte Zwischenziel zur Ausschöpfung der Biomethanpotenziale ist – so viel ist bereits heute abzusehen – bei unveränderten Rahmenbedingungen nicht annähernd zu erreichen. Trotz einiger Förderung ist neben manch ungeklärter Frage beim Gasnetzzugang vor allem die Nachfrage nach Biomethan viel zu gering, um das notwendige Wachstum induzieren zu können. Die Entwicklung der Absatzmärkte vollzieht sich gar so schleppend, dass nicht einmal die derzeit vergleichweise geringe eingespeiste Biomethanmenge von den Absatzmärkten KWK, Wärme und Kraftstoff ausreichend nachgefragt wird und, in Konsequenz, Biomethanmengen in Erdgasspeichern zwischengepuffert werden [18].

	Einheit	Leistungsklasse				Gesamt
Leistung pro Stunde	Nm^3/h	350	700	1.000	5.000	
Äquivalente Leistung einer Vor-Ort-Verstromungs-anlage	MW_{el}	ca. 1,4	ca. 2,8	ca. 4	ca. 20	
Jahreskapazität	kWh/a	28.000.000	56.000.000	80.000.000	400.000.000	
Anlagenzahl zur Erreichung 6 Mrd. Nm^3 (Ziel 2020)	Anzahl	2.143	1.071	750	150	
Status Quo: Geplante, in Bau und in Betrieb befindliche Anlagen						
Anlagen	Anzahl	29	39	9	3	80
Leistung (Summe)	Nm^3/h	8.278	23.365	10.050	17.000	58.693
Durchschnittliche Leistung je Leistungsklasse	Nm^3/h	285	599	1117	5.667	734
Anteil Leistungsklasse an geplanter und installierter Gesamtleistung (Verteilungsschlüssel)	[%]	14 %	40 %	17 %	29 %	100 %
Szenario I: Fortschreibung Leistungsverteilung						
Verteilungsschlüssel	[%]	14 %	40 %	17 %	29 %	100 %
Jahreskapazität 2020	TWh/a	8,5	23,9	10,3	17,4	60
Anlagen	Anzahl	371	498	115	38	1.022
Szenario II: Begrenzter Zubau Großanlagen						
Verteilungsschlüssel	[%]	25 %	55 %	10 %	10 %	100 %
Jahreskapazität 2020	TWh/a	15,0	33,0	6,0	6,0	60
Anlagen	Anzahl	657	689	67	13	1.426

Abbildung 3: Erforderlicher Anlagenzubau bis 2020.

Ausgehend von den derzeit real geplanten und installierten Anlagen werden vier Leistungsklassen gebildet und deren Anteil an der gesamten Leistung berechnet. Szenario I: Annahme eines gleichbleibenden Verteilungsschlüssels bezogen auf die Zielsetzung 60 TWh in 2020 und gleichbleibender durchschnittlicher Leistung je Leistungsklasse; Szenario II: Begrenzter Zubau von Anlagen der Leistungsklasse 1.000 und 5.000 Nm^3/h (Großanlagen) aufgrund begrenzter Standortverfügbarkeit. Um eine größenbezogene Vergleichbarkeit zwischen einer Biogaseinspeiseanlage und einer lokal verstromenden Biogasanlage herzustellen, kann in einer ersten Annäherung die Leistung einer Einspeiseanlage pro Stunde (Einheit: Nm^3/h) mit dem Faktor 4 multipliziert werden. Das Ergebnis liefert in einer groben Annährung die äquivalente elektrische Leistung einer lokal verstromenden Anlage (Einheit: MW_{el}) (Quelle: dena 2010, www.biogaspartner.de).

Exkurs: Erforderlicher Anlagenzubau bis 2020 zur Zielerreichung der Bundesregierung.

Die Ziele der Bundesregierung sehen im Jahr 2020 eine Menge von 6 Mrd. Normkubikmeter (entspricht ca. 60 Mrd. Kilowattstunden oder ca. 60 TWh) Biomethan im Gasnetz vor. Je nachdem, ob diese Mengen durch kleine, mittlere oder große Anlagen produziert und eingespeist werden, variiert die hierfür erforderliche Anlagenzahl. Abbildung 3 zeigt eine Abschätzung. Unter Annahme einer begrenzten Standortverfügbarkeit für Großanlagen (Szenario II) werden demnach bis zum Jahr 2020 1.426 Anlagen benötigt, davon annähernd die gleiche Anzahl in den Leistungsklassen 350 Nm^3/h und 700 Nm^3/h (657 bzw. 689). Auf die Leistungsklassen 1.000 und 5.000 Nm^3/h würden jeweils 67 bzw. 13 Anlagen entfallen. Bezogen auf die gesamte Jahreskapazität im Jahr 2020 würde die Leistungsklasse 700 Nm^3/h den größten Beitrag in Höhe von 33 TWh (>50 Prozent) zur Zielerreichung beitragen.

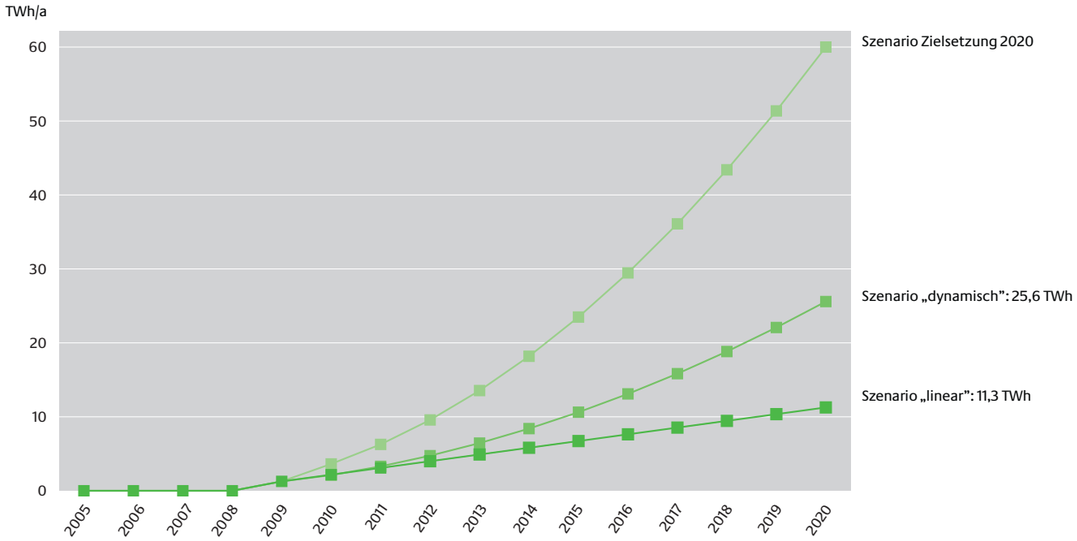

Abbildung 4: Entwicklung der Biogaseinspeisung bis 2020.

Szenario „linear" unterstellt eine lineare Fortsetzung der Zubaus an Einspeisekapazität; Szenario „dynamisch" eine dynamische Marktentwicklung basierend auf der Entwicklung zwischen 2006 und 2009; Szenario „Zielsetzung 2020" spiegelt die erforderliche Entwicklung der Einspeisemengen, um das Ziel der Bundesregierung von 60 TWh Biogaseinspeisung im Jahr 2020 zu erreichen (Quelle: dena 2010,www.biogaspartner.de).

Schätzungsweise 20 Prozent der gegenwärtigen Biomethanproduktion kommen derzeit in der ungekoppelten Wärmeenergieversorgung zum Einsatz [18].

Bis 2020 müssten demnach pro Jahr ca. 120 Anlagen hinzukommen. Hierfür würden nach vorsichtigen Schätzungen Investitionen in der Größenordnung von 10 bis 12 Mrd. Euro allein in Anlagentechnik benötigt [19]. Gut investiertes Geld – der volkswirtschaftliche Multiplikatoreffekt wird auf 2,3 geschätzt [20].

Nach Lage der Dinge ist die Liquidität des Biomethanmarktes aber viel zu gering, um diese Investitionssumme erreichen zu können. Zwar hat sich die Zahl der Einspeiseanlagen im vergangenen Jahr verdoppelt. Mit deutschlandweit 36 Anlagen (Stand: Juli 2010) und 30 bis 40 Projekten, deren Netzanschluss bis Ende 2011 fertiggestellt sein soll [4], hinkt die Entwicklung den Zielvorgaben deutlich hinterher. Die Ende 2009 verfügbare gesamte Einspeisekapazität der installierten Anlagen belief sich auf ca. 1,6 TWh/a [19]. Das entspricht knapp 3 Prozent des 2020-Ziels. Setzt sich das aktuelle Wachstum fort, was bei gegenwärtigen Rahmenbedingungen bereits als Erfolg zu werten wäre, werden im Jahr 2020 statt 60 TWh nur zwischen 11,3 und 25,6 TWh Biomethan im Gasnetz verfügbar sein (Abbildung 4).

5 Strom und Wärme aus Biomethan: Die Absatzmärkte und das Problem schwacher Nachfrage.

5.1 Biomethan im ungekoppelten Wärmemarkt.

Mehr als zwei Drittel des in Deutschland verbrauchten Erdgases dient der direkten Wärmebereitstellung. Das ist fast die dreifache Menge dessen, was in Kraftwerken und KWK-Anlagen Verwendung findet [21]. Die Bereiche Raumheizung und Warmwasserbereitung allein zeichnen für rund 45 Prozent der gesamten Erdgasnachfrage verantwortlich.

Warum Biomethan gegenwärtig nur in vergleichsweise geringem Maße als Kraftstoff Verwendung findet und was zu tun ist, um das Potenzial dieses Sektors zu heben, hat die dena bereits an anderer Stelle beleuchtet [1].

Die Absatzschwäche im Bereich der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung (KWK) sowie der rein thermischen Nutzung hat andere Ursachen. Ohne eine Weiterentwicklung der politischen Förderinstrumente – so wird im folgenden zu zeigen sein – können die Zielvorgaben nicht erreicht werden. Diese erfordern bis zum Zwischenziel im Jahr 2020 einen Zubau von ca. 1.200 Biomethananlagen (siehe Exkurs: „Erforderlicher Anlagenzubau bis 2020").

Biomethan als Beimischprodukt zu fossilem Erdgas wird von einzelnen Gasversorgern bereits in Mischungsverhältnissen zwischen 5 und 20 Prozent, teilweise auch als reines „Bio-Erdgas" angeboten. Neben der Erfüllung gesetzlicher Vorgaben, die bis dato vor allem in Baden-Württemberg greifen, zielen diese Angebote ähnlich den „Grünstrom"-Angeboten im Stromsektor auf eine erhöhte Zahlungsbereitschaft bei Endkunden für Ökoprodukte. In welchen Größenordnungen sich diese erhöhte Zahlungsbereitschaft tatsächlich bewegt, bleibt jedoch abzuwarten. Zumal bei anhaltend niedrigen Erdgasnotierungen der Preisaufschlag beträchtlich sein kann.

5.1.1 Beschreibung des Wärmemarkts.

Über die Hälfte der gesamten Endenergie wird in Deutschland zur Wärme- und Kältebereitstellung benötigt. Im Jahr 2010 wird eine Energiemenge von 1.279 TWh erwartet [21]. Zwar konnte die gesamte aus erneuerbaren Energien bereitgestellte Wärme im vergangenen Jahr nur geringfügig gesteigert werden, aufgrund der gesunkenen Gesamtenergiemenge erhöhte sich aber deren Anteil im Vergleich zum Vorjahr um einen Prozentpunkt auf nunmehr 8,4 Prozent [15].

Damit sind heute zwar rund 60 Prozent der von der Politik ausgegebenen Zielmenge des Jahres 2020 erreicht, 14 Prozent der Wärme- und Kälteenergie aus erneuerbarer Quelle bereitzustellen. Die absoluten Steigerungsraten allerdings sind gering und müssen deutlich gesteigert werden, um das gesteckte Ziel tatsächlich zu erreichen.

Auch mit Blick auf das Wachstum der erneuerbaren Energien im Stromsektor hat sich der Wärmemarkt in den letzten Jahren vergleichsweise schwach entwickelt. Den 8,4 Prozent erneuerbarer Wärme standen im vergangenen Jahr 16,1 Prozent erneuerbarer Strom gegenüber [15]. Hält man sich zudem vor Augen, dass im vergangenen Jahr 9,6 Mrd. Euro in Photovoltaikanlagen, aber nur 3,7 Mrd. Euro in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Wärme investiert wurden [21], wird deutlich, dass im Verhältnis zur großen Aufmerksamkeit, die dem Stromsektor in der energiepolitischen Diskussion gewidmet wird, „[dem] Wärmemarkt zu selten die ihm zustehende Bedeutung [21] beigemessen wird."

Noch immer wird der Wärmemarkt von fossilen Energieträgern, vornehmlich von Erdöl und Ergas dominiert. Dies gilt insbesondere auch für den Wohngebäudebereich, wo die Fossilen insgesamt 76 Prozent der verwandten Brennstoffe ausmachen. Während das aktuelle Leitszenario des Bundesumweltministeriums von einem vergleichsweise raschen Bedeutungsverlust von Erdöl im Wärmemarkt ausgeht [21], wird Erdgas auch mittel- und langfristig eine wesentliche Stütze der Wärmeversorgung sein. Diese Einschätzungen decken sich im Kern mit einer aktuellen Studie des Prognos Instituts im Auftrag des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft [22]. Umso höher ist die Bedeutung von Gas aus regenerativer, heimischer Quelle einzuschätzen.

Der Beitrag erneuerbarer Energien zur Wärmeversorgung soll indes zukünftig deutlich ansteigen. Neben Geothermie- und Solarkollektoranlagen, deren Potenzial allerdings erst in den kommenden Jahrzehnten gehoben werden kann, soll die Bioenergie bis zum Jahr 2030 die wichtigste Säule erneuerbarer Wärmebereitstellung bleiben [21].

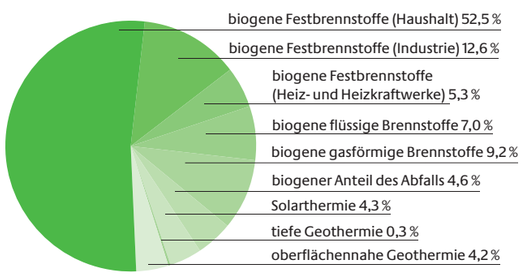

Abbildung 5: Struktur der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009 (Quelle: BMU 2010).

Wie wesentlich die Bedeutung der Bioenergie für den erneuerbaren Wärmemarkt insgesamt ist, zeigt die Abbildung 5. Eine nennenswerte Erhöhung des Anteils regenerativ bereitgestellter Wärme kann kurz- und mittelfristig nur durch Ausschöpfung der Bioenergiepotenziale erreicht werden.

Dieses Potenzial trifft auf eine prognostizierte deutliche Reduktion der gesamten benötigten Wärmeendenergie. Bis zum Jahr 2020 wird aus heutiger Sicht die Wärmenachfrage um 10,9 Prozent, bis zum Jahr 2050 gar um 41,4 Prozent gesunken sein [23]. Zwar wird die gesamte Wohnfläche in den nächsten zehn Jahren weiter ansteigen; der spezifische Heizwärmebedarf pro Flächeneinheit wird aber in einer ähnlichen Größenordnung sinken. Bei Nicht-Wohngebäuden wird indes kein Flächenzuwachs erwartet.

Trotz dieser wahrscheinlichen Effizienzerfolge bleibt der Wärmemarkt ein klimapolitisches Sorgenkind. Während allein die Treibhausgasemissionen der Wohngebäude bei rund 120 Mio. Tonnen CO_{2eq} pro Jahr liegen und damit für rund 13 Prozent der Gesamtemissionen verantwortlich zeichnen, sind die Reduktionserfolge noch vergleichsweise gering. Anders als die Bereiche Strom (Offshore-Windparks, Desertec) und Verkehr (Biokraftstoffe, Elektromobilität) ist das Thema erneuerbare Wärme zudem weit weniger Gegenstand öffentlicher Debatten beziehungsweise der veröffentlichten Meinung. Folgerichtig besteht die Gefahr, dass das Ziel „eines Beitrags der erneuerbaren Energien von 14 Prozent durch zu langsame Strukturveränderungen im Wärmesektor erheblich gefährdet“ [21] wird.

5.1.2 Biomethan im Wärmemarkt: Der gesetzliche Rahmen.
Die vergleichsweise hohen Gestehungskosten erlauben es gegenwärtig kaum, mit Biomethanprodukten gegen konventionelles Erdgas auf dem Wärmemarkt zu konkurrieren.

Zwar werden bereits Gasprodukte angeboten, die einen bestimmten Beimischungsanteil Biomethan enthalten. Bei Großhandelspreisen für Biomethan von 6–8 Cent/kWh bleiben solche Angebote aber aufgrund des Aufpreises für die Beimischung derzeit noch Nischenprodukte. Das gegenwärtig niedrige Preisniveau von fossilem Erdgas (2–3 Cent/kWh) verschärft diesen Preisnachteil zu Ungunsten von Biomethan zusätzlich. Die Branche ist demnach zum heutigen Zeitpunkt noch auf politische Förderung angewiesen, um Biomethan auf dem Wärmemarkt in nennenswertem Umfang vermarkten zu können. Auf Bundesebene existiert mit dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) seit dem vergangenen Jahr erstmals ein Instrument zur Förderung regenerativer Energien im Wärmemarkt. Es formuliert eine Nutzungsverpflichtung für Erneuerbare, kennt aber auch einige Ausnahmetatbestände (z. B. verbesserte Gebäudedämmung). Anders als das bereits 2008 eingeführte Erneuerbare-Wärmegesetz (EWärmeG) in Baden-Württemberg erstreckt sich das Bundesgesetz allerdings ausschließlich auf den Gebäudeneubau. Baden-Württemberg ist derzeit das einzige Bundesland, das bei einem Austausch der Heizungsanlage in Wohngebäuden vorschreibt, den Wärmebedarf zu einem Teil (mindestens 10 Prozent) aus erneuerbaren Energien zu decken. Biomethan zählt zu den sich bietenden Optionen, diese Nutzungspflicht zu erfüllen.

Auch im Rahmen der Regelungen des Bundesgesetzes ist es möglich, die Nutzungspflicht für Erneuerbare durch Biomethan zu erfüllen. Im Gegensatz zum Landesgesetz in Baden-Württemberg muss das Biomethan hier jedoch in einer KWK-Anlage genutzt werden und mindestens 30 Prozent des Wärmebedarfs decken.

Im Unterschied dazu ist die am Primärenergieansatz orientierte Energieeinsparverordnung (EnEV), die unter anderem die Grundlage für die Ausstellung von Energieausweisen bildet, technnologieoffen konzipiert. Zudem wird nach dieser Verordnung Biogas mit einem besonders günstigen sogenannten Primärenergiefaktor bedacht. Allerdings gilt dies nur, wenn Erzeugung und Verwertung des Gases im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang erfolgen – ein Kriterium, das beim die Vorteile der Verteilinfrastruktur des Erdgasnetzes nutzenden Biomethan naturgemäß nicht erfüllt ist. Insofern gereicht der Vorzug des Biomethans – die räumliche und zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verwertung – im Rahmen der EnEV zu dessen Nachteil. Über das Erdgasnetz verteilt, trifft der Verordnungstext insofern zwischen fossilem und regenerativem Gas keine Unterscheidung. Mit der Folge, dass Anreize zum Einsatz von Biomethan unterbleiben.

5.1.3 Auswirkungen des Ordnungsrahmens auf den Einsatz von Biomethan im Wärmemarkt.
Zwar zielen die beiden Wärmegesetze auf Bundes- und Landesebene explizit auf eine Verbreitung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt. Ihre tatsächliche Wirksamkeit – insbesondere mit Blick auf Biomethan – aber ist heute noch aufgrund zahlreicher Einschränkungen und ersatzweiser Erfüllungstatbestände begrenzt. So kommt auch die Leitstudie des Bundesumweltministeriums zu dem Ergebnis, dass „sowohl das derzeitige in Baden-Württemberg bestehende Gesetz, als auch das Bundesgesetz den Kriterien einer ausreichenden Unterstützung in allen Gebäudesegmenten noch nicht genügen“ [21].

Die besondere Stärke von Biomethan im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien im Wärmesektor ist die mühelose Integration in bestehende Infrastruktur. Gerade im Altbestand mit seinen baulichen Restriktionen, die die Erfüllung strenger Dämmstandards oder die Umrüstung auf solare Heizsysteme erschweren, ist der Umstieg auf „Bioerdgas“ oft eine interessante Alternative.

Exkurs: Mikro-KWK.

Die Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung (Mikro-KWK) steht für die kleinste Leistungsklasse von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Mikro-KWK-Anlagen sind überall dort interessant, wo ihre elektrische und thermische Nutzenergie möglichst zeitgleich und über mindestens 5.000 h/a zur Versorgung des Betreibers dient. Dies sind im Leistungsbereich um 1 kW_{el} der Einzelhaushalt, im Leistungsbereich um 5 kW_{el} das Mehrfamilienhaus und der Kleingewerbebetrieb und im Leistungsbereich ab 30 kW_{el} größere Wohn- und Nutzgebäude. Letzerer Leistungsbereich wird je nach Quelle jedoch auch bereits der nächst-größeren Leistungsklasse, der Mini-KWK, zugeordnet. Die kleinen Blockheizkraftwerke können auf Verbrennungsmotoren, Stirlingmotoren, Gasturbinen oder Brennstoffzellen basieren. Das Potenzial für die Mikro-KWK wird als sehr groß eingeschätzt, die vergleichsweise hohen Anschaffungskosten haben jedoch den erwarteten Durchbruch in den Privathaushalten bislang ausbleiben lassen. Markttreiber der Mikro-KWK sind u. a. eine hohe Attraktivität der „stromerzeugenden Heizung“ als auch das steigende Engagement von Gasversorgern und Stadtwerken. Wesentliche Hürden werden im fehlenden Know-how für Technik und Systemanbindung, den hohen Anfangsinvestitionen als auch der „Stop and Go“-Politik der Förderungprogramme für Mikro-KWK gesehen.

Wenngleich offizielle Zahlen aus Baden-Württemberg zum Einsatz von Biomethan im Gebäudebestand noch nicht vorliegen – die oben geschilderte Verpflichtung für Bestandsgebäude ist erst am 1. Januar 2010 in Kraft getreten: Erste Stimmen aus der (Erdgas-) Wirtschaft lassen auf eine Marktbelebung für Biomethan-Produkte in Baden-Württemberg hoffen.

Auf Bundesebene bleibt dieses Potenzial durch die gesetzliche Beschränkung auf den Neubaubereich unerschlossen. Mit dem Ausschluss des Gebäudebestands von der Regelung unterliegt zudem der Großteil des Wärmemarktes nicht der Verordnung: Einer neu errichteten Wohnfläche von 20 Mio. m^2 standen im Jahr 2008 rund 3.500 Mio. m^2 Altbestand gegenüber [24]. Das EEWärmeG erstreckt sich demnach bislang noch nicht einmal auf ein Prozent aller Gebäudeflächen. Bei gegenwärtiger Bautätigkeit wird im Jahr 2030 erst ein Zehntel, im Jahr 2050 ein Fünftel aller Gebäude zur Nutzung erneuerbarer Wärme verpflichtet sein. Zudem bleibt die Gruppe jener Gebäude unerfasst, bei denen aufgrund ihres vergleichsweise hohen Wärmeenergiebedarfs der Einsatz erneuerbarer Energien besonders positive Wirkung entfalten könnte.

Der Impuls des EEWärmeG für einen verstärkten Einsatz von Biomethan im Wärmemarkt wird durch die strikte Verpflichtung zum Einsatz in KWK-Anlagen zusätzlich abgeschwächt. Die Verbreitung sogenannter Mikro-BHKW, die neben der benötigten Wärme auch Strom produzieren, ist bis dato noch äußerst gering (siehe Exkurs Mikro-KWK). Ende 2009 war eine Gesamtleistung von rund 90 MW installiert. Laut einer Umfrage wurden die Vorgaben des EEWärmeG im vergangenen Jahr nur zu rund 3 Prozent mit Biomethan-BHKW erfüllt [25].

5.1.4 Potenziale von Biomethan im Wärmemarkt.

Unbestritten muss die Wärmeversorgung in Deutschland künftig effizienter und nachhaltiger gestaltet werden. Der nach wie vor hohe Anteil schlecht gedämmter Bestandsgebäude und veralteter Heizungsanlagen auf Basis fossiler Energieträger zeigt, dass auf dem Wärmemarkt ein besonderer Modernisierungsbedarf besteht.

Grundsätzlich gilt: Die beste Kilowattstunde ist jene, die nicht verbraucht wurde. Darüber hinaus muss alle Anstrengung darauf gerichtet sein, den regenerativen Anteil an der künftig durch Effizienzgewinne gesunkenen Wärmemenge maßgeblich zu steigern. Biomethan kann hierzu einen entscheidenden Beitrag leisten.

Das aktuelle Leitszenario des Bundesumweltministeriums rechnet mit einem Einsatz an gasförmigen und flüssigen Bioenergieträgern im Wärmesektor von 23 TWh im Jahr 2020, was rund 8 Prozent der im Wärmesektor im Jahr 2007 benötigten Wärmemenge entspricht. Ein beträchtlicher Teil hiervon entfällt auf Biomethan. Wie diese Menge jedoch unter den gegebenen Rahmenbedingungen erreicht werden kann, bleibt ungewiss. Das Ausbautempo der Kraft-Wärme-Kopplung – bei geltender Rechtslage auf Bundesebene wird nur diese Nutzung angereizt – ist nach Lage der Dinge zu gering, um wie in der Leitstudie vorgesehen die aus Biomethan (und anderen nichtfesten Bioenergieträgern) bereitgestellte Wärmeenergie in den kommenden fünf Jahren um über 60 Prozent zu steigern.
Eine aktuelle Prognosestudie des Bundesindustrieverbands Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik (BDH) [26], in der Effizienzmaßnahmen im Wärmesektor durch den massiven Einsatz von Bioenergie flankiert werden, berechnet für das Jahr 2030 ein Biomethan-Potenzial von 37 TWh. Das entspricht rund 13 Prozent der 2007 im Wärmesektor benötigten Gasmenge beziehungsweise rund vier Prozent des gesamten deutschen Erdgasverbrauchs. Im Wärmemarkt des Jahres 2030 stammten so etwa 17 Prozent des verbrauchten Gases aus erneuerbarer Quelle. In einem solchen „Bio-Effizienzszenario“, in dem zwischen Biomethan und anderen erneuerbaren Wärmeträgern keine Nutzungskonkurrenz herrscht, würde das Ziel erreicht, in zehn Jahren 14 Prozent der Wärme regenerativ bereitzustellen. Die insgesamt induzierte Einsparung von Treibhausgasemissionen im Wärmesektor könnte so von erwarteten 19 Prozent auf 32 Prozent im Jahr 2020 beziehungsweise von 29 Prozent auf 44 Prozent im Jahr 2030 gesteigert werden, bezogen auf das Referenzjahr 1990.

Zu den Annahmen der BDH-Studie zählt, dass Biomethan im Unterschied zu den geltenden Vorschriften des EEWärmeG nicht nur in BHKW, sondern auch in Brennwertkesseln zum Einsatz kommt. Übernimmt man diese Annahme und setzt zudem voraus, dass jede zweite (Szenario II) bzw. 80 Prozent (Szenario I) ab dem kommenden Jahr neu errichtete Brennwertanlage eine 30-prozentige Biomethanbeimischung einsetzt, so ergibt sich eine Menge von rund 13,2 TWh (Szenario II) beziehungsweise 21,2 TWh (Szenario I) Biomethan, welche ein solcher Wärmemarkt im Jahr 2020 aufnehmen könnte. Ein nach dem Vorbild der Regelung in Baden-Württemberg auf den Gebäudebestand ausgeweitetes EEWärmeG könnte auf Bundesebene einen Markt in dieser Größenordnung aufspannen. Grundlage dieser Potenzialabschätzung ist eine Erhöhung der jährlichen Zubaurate an Brennwerttechnik gemäß der Entwicklung zwischen 1999 und 2009 in den kommenden zehn Jahren. Ausgehend von rund 240.000 Brennwertanlagen im Bestand, die im Jahr 2009 errichtet worden sind [27], steigt die Anlagenzahl bis 2020 auf 376.000 an.

Der strukturelle Vorzug, mit dem Erdgasnetz eine bestehende, nahezu flächendeckende Infrastruktur nutzen zu können, erhöht die Bedeutung des Biomethans im Wärmemarkt zusätzlich. Gerade mit Blick auf den Wohnflächenbestand, wo laut aktueller Prognosen über das Jahr 2030 hinaus mehr als die Hälfte aller Heizungssysteme mit Erdgas betrieben werden (müssen) [22], ist dies ein entscheidendes Plus. In einem beträchtlichen Anteil aller Gebäude wird Biomethan auf absehbare Zeit die einzig verfügbare Option für eine ebenso nachhaltige wie klimafreundliche Wärmeversorgung sein.

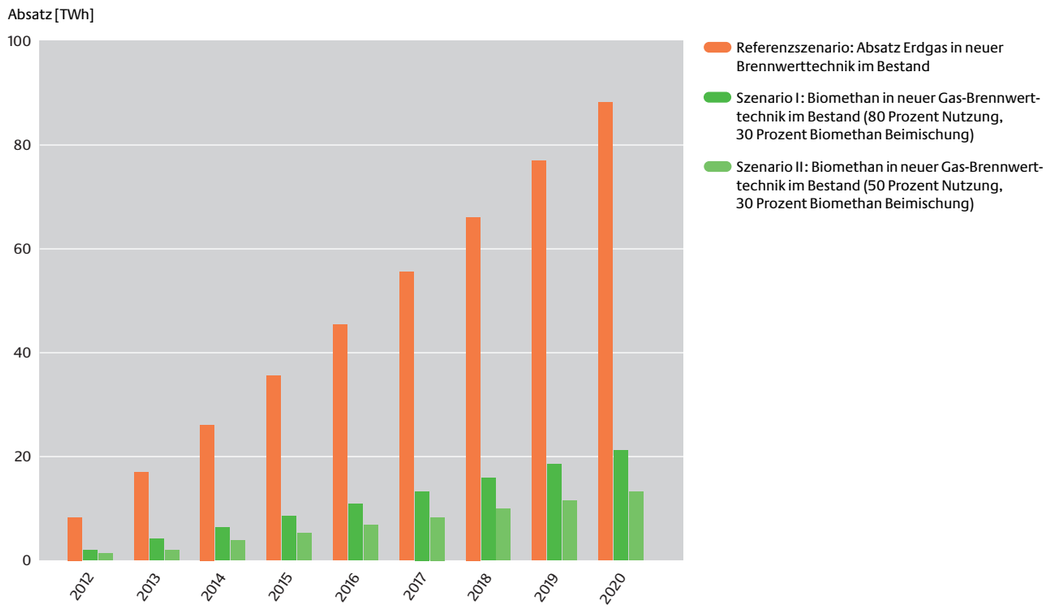

Abbildung 6: Entwicklung Absatz von Biomethan im ungekoppelten Wärmemarkt bei Ausweitung EEWärmeG.

Referenzszenario: Kumulierter Absatz von Erdgas/Biomethan in Brennwerttechnik ab 1. Januar 2012 unter Annahme der Ausweitung des EEWärmeG auf den Gebäudebestand. Daten zu Marktentwicklung Wärmeerzeuger 1999-2009 von BDH 2010; Annahme: Zubau von Brennwerttechnik im Gebäudebestand entwickelt sich gemäß gemitteltem Zubau an Brennwerttechnik zwischen 1999 und 2009. Szenario I: In 80 Prozent der Sanierungsfälle entscheidet sich der Endkunde für den Einsatz von Biomethan zur Erfüllung der Nutzungspflicht erneuerbarer Energien; Szenario II: wie Szenario I, jedoch 50 Prozent der Endkunden entscheiden sich für den Einsatz von Biomethan zur Pflichterfüllung; durchschnittlicher Verbrauch Altgebäude nach Sanierung 30.000 kWh/a (Quelle: BDH 2010, eigene Berechnungen).

Bei Einsatz von Biomethan zur Wärmeerzeugung werden Treibhausgasemissionen eingespart. Dieses Minderungspotenzial ist allerdings deutlich geringer als bei einer Verwertung in KWK-Anlagen. Emissionsminderungspotenziale werden gegen Referenzwerte des Status quo ermittelt, ziehen also in Betracht, welche Energieträger durch den Einsatz von Biomethan verdrängt werden. Da der deutsche Strommix aufgrund seines hohen Kohleanteils pro Energieeinheit rechnerisch wesentlich mehr Treibhausgase verursacht als das vergleichsweise „sauber“ verbrennende Erdgas im Wärmemarkt, erklären sich die relativ geringen Minderungspotenziale der alleinigen Nutzung von Biomethan zur Wärmeerzeugung. Dieses Bild kann in Ländern mit einem anderen Strommix bzw. Wärmemix als Referenz deutlich anders ausfallen. Prinzipiell leistet auch der Einsatz von Biomethan im Wärmemarkt einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz.

! Kraft-Wärme-Kopplung (KWK).

Der Begriff Kraft-Wärme-Kopplung (kurz: KWK) bezeichnet die gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in mechanische bzw. elektrische Energie und nutzbare Wärme. Durch die Kraft-Wärme-Kopplung wird die im Energieträger enthaltene Energie effizient genutzt, da die bei der Stromerzeugung anfallende Wärme für Heizzwecke oder Produktionsprozesse genutzt werden kann.

5.2 Biomethan im Markt für gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung.

Die wärmegeführte BHKW-Verstromung ist gegenwärtig der bedeutendste Absatzmarkt für Biomethan. Schätzungsweise mehr als die Hälfte der gegenwärtig produzierten Mengen werden einer solchen Nutzung zugeführt. Trotzdem: Der Ausbau geht schleppend voran, die großen Potenziale werden nicht annähernd ausgeschöpft. Wie im folgenden gezeigt wird, ist die Aufnahmefähigkeit des KWK-Markts für Biomethan derzeit aus einer Reihe von Gründen stark eingeschränkt.

5.2.1 Beschreibung des KWK-Markts.

Im Jahr 2008 wurden mit 83,5 TWh_{el} rund 13,5 Prozent des deutschen Bruttostrombedarfs in KWK-Anlagen erzeugt [23]. Dieselben Anlagen stellten im gleichen Zeitraum eine Wärmemenge von insgesamt 145,2 TWh bereit, was gut zehn Prozent der gesamten Wärmeerzeugung entsprach. Die bedeutendsten Anwendungsfelder finden sich in der Industrie und in Fernwärmenetzen. Nahwärme- und Objektversorgung folgen mit einigem Abstand (Abbildung 7, Seite 24).

Rund 60 Prozent der gesamten KWK-Strommenge wird heute in Kohle, Müll, Erdöl, Erdgas und auch biogene Abfälle verfeuernden, zumeist großskaligen Heizkraftwerken erzeugt. Der übrige KWK-Strom, 32,8 TWh_{el}, entfällt auf das für Biomethan heute maßgebliche KWK-Segment unter 10 MW elektrischer Leistung. Industrieanwendung zeichnen auch hier mit knapp 59 Prozent für die größte Energiemenge verantwortlich. Nahwärmesysteme machen rund 35 Prozent des BHKW-Stroms aus, während auf die Mikro-KWK unter 10 kW_{el} Anschlussleistung nur gut sechs Prozent entfallen.

Mit Blick auf Abbildung 8 (Seite 24) fällt auf, dass bereits heute knapp ein Drittel des KWK-Stroms aus Biomasse erzeugt wird. Im BHKW-Bereich wird der Strom mit 69 Prozent sogar ganz überwiegend aus biogenen Brennstoffen bereitgestellt. Die effiziente Verwertung von Bioenergie in Kraft-Wärme-Kopplung ist demnach bereits heute im Markt verankert. Einschränkend zu beachten ist allerdings, dass diese Statistik auch die nach wie vor große Zahl an EEG-geförderten Anlagen enthält, die die anfallende Wärme nur unzureichend nutzen (können).

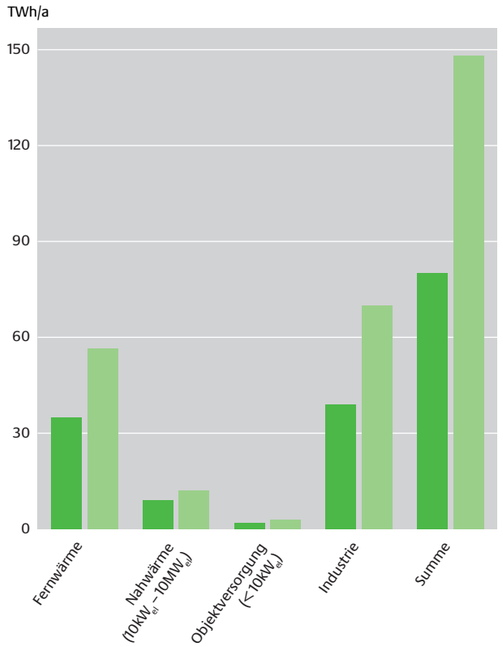

Abbildung 7: KWK-Strom- und Wärmebereitstellung 2008 in Deutschland nach Segmenten in TWh/a.

Maßgebliches Segment für den Biomethaneinsatz in KWK sind Anlagen unter 10 MW elektrische Leistung. Diese finden sich insbesondere in Industrieanwendungen (Anteil 59 Prozent), Nahwärmesystemen (35 Prozent) und Mikro-KWK in der Objektversorgung (Anteil 6 Prozent) (Quelle: BMU 2009).

5.2.2 Biomethan im KWK-Markt: Der gesetzliche Rahmen.
Das IEKP der Bundesregierung, das maßgebliche energiepolitische Richtungsentscheidungen mit Blick auf die mittelfristige Entwicklung der Energieversorgung enthält, formuliert neben den Einspeisezielen von Biomethan auch die Vorgabe, bis zum Jahr 2020 ein Viertel des deutschen Stroms in KWK zu erzeugen. Die Förderung des Biomethanwegs ist in diesen Kontext eingeordnet.

Folgerichtig ist es auch erklärtes Ziel des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), „im Bereich der Biomassenutzung die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität und dessen Einspeisung ins Erdgasnetz“ [28] anzustoßen. Das EEG institutionalisiert den Biomethanweg insbesondere durch die Einführung der sogenannten Gasäquivalentnutzung, d.h. Regelungen zur Bilanzierung von eingespeister (Biomethan-)Menge und ausgespeister (Erdgas-) Menge. Ein Nutzer von Gas aus dem Erdgasnetz erhält demnach bei Verstromung in einer nach EEG förderfähigen

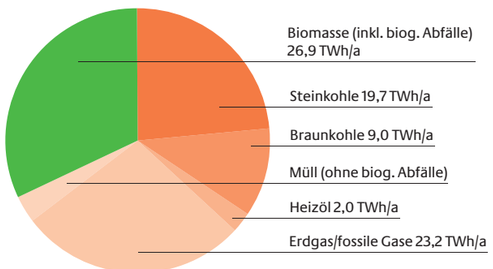

Abbildung 8: KWK-Stromerzeugung nach Brennstoffen 2008 in Deutschland.

Bereits heute ist der Einsatz von Biomasse in KWK-Anlagen gängige Praxis: Kein anderer Brennstoff wird häufiger in KWK-Anlagen verwendet. Der Einsatz von Biomethan in KWK-Anlagen führt diese Entwicklung fort und baut die umweltfreundliche Stromerzeugung in KWK auf Basis erneuerbarer Energien weiter aus (Quelle: BMU 2009).

Strom und Wärme aus Biomethan: Die Absatzmärkte und das Problem schwacher Nachfrage. 5

KWK-Anlage für den produzierten Strom den Anspruch auf eine Vergütung nach dem EEG. Voraussetzung ist der Nachweis, dass eine äquivalente Menge Biomethan binnen eines Jahres an einer anderen Stelle in das Erdgasnetz eingespeist wurde und diese Biomethanmenge entsprechende förderwürdige Eigenschaften aufweist (siehe Exkurs „Der Nachweis von biogenen Eigenschaften über das Biogasregister Deutschland“). Die Regelungen des EEG korrespondieren mit entsprechenden Bilanzkreisregelungen der GasNZV. Durch Bilanzierung der Ein- und Ausspeisemenge über den Zeitraum eines Jahres wird das Gasnetz als Speicher nutzbar. Der Gesetzgeber begründet die Gasäquivalentnutzung mit Effizienzgewinnen, die eine standortoptimierte Wärmenutzung gegenüber einer Verstromung von Biogas am Ort der Erzeugung aufweisen kann. Folgerichtig gilt bei Nutzung dieser Option die grundsätzliche Pflicht zur KWK-Verstromung [29]. Mit der Biogaserzeugung erworbene, zusätzliche Vergütungsbestandteile können für die Verstromung von Biomethanäquivalenten aus dem Erdgasnetz allerdings nur teilweise geltend gemacht werden. So kann die Sondervergütung für den Einsatz von Wirtschaftsdünger – der sogenannte Güllebonus – bei Gasnetznutzung nicht erzielt werden.
Boni für den Einsatz nachwachsender Rohstoffe hingegen können einschließlich des sogenannten Landschaftspflegebonus sozusagen „transportiert“ werden. Allerdings unterliegt der „NawaRo-Bonus“ entsprechend der Regelung für die Vor-Ort-Verstromung oberhalb von 500 kW$_{el}$ einer starken Degression von über 40 Prozent. In der Praxis erweist sich zudem das Ausschließlichkeitskriterium als problematisch, wonach keine gemeinsame Nutzung von Abfall- und NawaRo-Biomethan im selben BHKW möglich ist.

Mittels der Gasnetzeinspeisung zusätzlich erworben werden kann ein Bonus für fortschrittliche Technologie, wobei dieser an strenge Emissions- und Eigenverbrauchsauflagen gebunden und nicht mit weiteren den Technologiebonus begründenden Tatbeständen (z.B. bei Einsatz einer Gasturbine) kumulierbar ist. Insbesondere mit Blick auf die Errichtung oder Erweiterung von Wärmenetzen kann das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) auch den Einsatz von Biomethan fördern. Mit 60 Prozent ist der geforderte Anteil aus KWK bereitzustellender Wärme allerdings sehr hoch. In Nahwärmenetzen kleinerer und mittlerer Größenordnung ist ein solcher Wert nur selten wirtschaftlich darstellbar, sodass diese Förderung vor allem dem Ausbau bestehender großer Fernwärmenetze mit aufgrund variabler Wärmeauskopplung hoher KWK-Deckungsgrade dient.

Zwischen EEG und KWKG, deren Einspeisevergütungen gleichsam auf den gesamten Stromverbrauch umgelegt werden, kann hinsichtlich der Förderung gasbetriebener BHKW eine gewisse Konkurrenzbeziehung entstehen. Abhängig von den jeweils gültigen Vergütungssätzen beziehungsweise Zuschlägen sowie den Marktpreisen für Biomethan und Erdgas verändern sich Wirtschaftlichkeit und Opportunitätskosten einer biogen beziehungsweise fossil betriebenen KWK-Anlage. Aus Sicht eines Investors stehen den zu erwartenden Erträgen eines EEG-geförderten Biomethan-BHKW die zu erwartenden Erträge eines KWKG-geförderten Erdgas-BHKW gegenüber. Die beiden Förderinstrumente müssen demnach umsichtig aufeinander abgestimmt sein, um die weitere Verbreitung beider Anwendungsfälle dauerhaft sicherzustellen.

Wie bereits erläutert, ist auch das EEWärmeG auf die Förderung der KWK ausgerichtet. Neubauten können ihre aus diesem Gesetz erwachsende Nutzungsverpflichtung nur dann mit Biomethan erfüllen, wenn die Wärme mittels einer KWK-Anlage bereitgestellt wird. Der Einsatz von Biogas in einem Heizkessel genügt den Anforderungen des Gesetzes nicht.

Mit der EU-Richtlinie 2004/8/EG hat die KWK-Förderung in Deutschland indes auch einen europapolitischen Hintergrund. Die Mitgliedsstaaten werden angehalten, den Netzanschluss hocheffizienter KWK-Anlagen zu fördern, und zwar unter besonderer Berücksichtigung von Kleinst- (bis 500 kW$_{el}$) und Kleinanlagen (bis 1 MW$_{el}$). Die Verbreitung solcher Anlagen kann durch Investitionshilfen, Steuererleichterungen, direkte Preisstützungssysteme und grüne Zertifikate unterstützt und flankiert werden. Als gemeinsame Klammer dient der Richtlinie die Maßgabe, „Wärmeerzeugung zu vermeiden, die über die Nutzwärme hinausgeht“ [30].

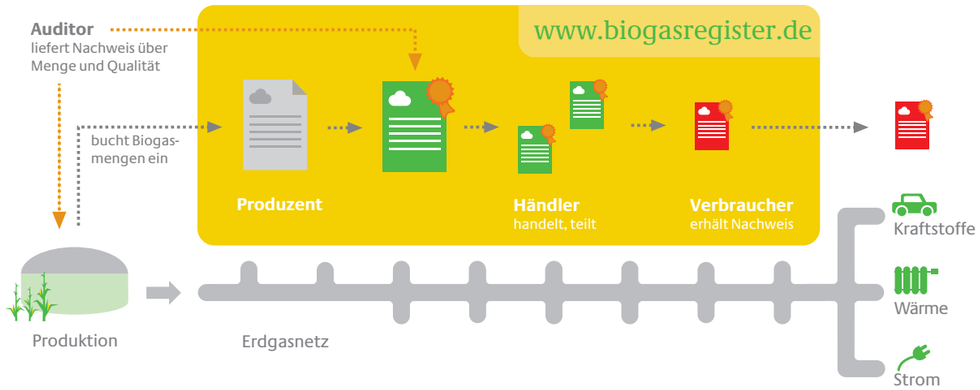

Abbildung 9: Funktionsweise Biogasregister Deutschland.

Der Biogasproduzent speist das von ihm produzierte Biogas in das Erdgasnetz ein (Produktion). Ein Sachverständiger (Auditor) prüft Anlage und Produktion vor Ort und bestätigt den Nachweis über Menge, Eigenschaftsprofil und Herkunft des Biogases im Biogasregister. Produzenten und Zwischenhändler teilen die Biogasmengen und buchen sie entsprechend ihrer Lieferverträge auf die Konten anderer Registerteilnehmer um. Der Endverbraucher entnimmt das Biogas aus dem Erdgasnetz, er selbst oder sein Lieferant bucht die entsprechende Menge aus dem Biogasregister aus. Der Endverbraucher erhält einen Auszug als Beleg über die verbrauchte Menge mit Herkunft, Eigenschaftsprofil und Einspeise- und Entnahmeinformationen. Diesen verwendet er als Beleg zum Beispiel für die Beantragung gesetzlicher Erstattungen und Vergütungen (Quelle: dena 2010).

! Exkurs „Der Nachweis biogener Eigenschaften: Das Biogasregister Deutschland".

Die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) baut zusammen mit Partnern aus der Wirtschaft ein bundesweites Biogasregister auf. Es wird einen branchenübergreifenden Standard zur Dokumentation der unterschiedlichen Eigenschaften von aufbereitetem Biogas im Erdgasnetz (Biomethan, Bioerdgas) einführen und so die Vermarktung erleichtern. Mithilfe des Biogasregisters können Produzenten, Händler und Anwender dokumentieren, welche Art von Biogas sie anbieten oder verwenden, wie viel davon ins Erdgasnetz eingespeist und wie viel entnommen wird.

5.2.3 Auswirkungen des Ordnungsrahmens auf den Einsatz von Biomethan im KWK-Markt.

Die Nutzungsförderung von Biomethan ist heute weitgehend an eine Verwertung in kleineren KWK-Einheiten gebunden. Demnach kann es nicht verwundern, dass der überwiegende Teil der derzeit verfügbaren Biomethanmengen in BHKW eingesetzt wird. Allerdings gerät die Entwicklung dieses Absatzmarkts derzeit ins Stocken: Dem Zuwachs an Erzeugungskapazitäten steht eine zu geringe Anzahl verwertender Biomethan-BHKW gegenüber. Dieser Trend droht das Wachstum des Biomethanmarkts erheblich zu bremsen.

Zwar ist das KWK-Potenzial und damit das Potenzial für Biomethan-BHKW nach herrschender Meinung mehr als beträchtlich. Das Knappheitsmoment liegt also nicht in zu erschließenden Wärmesenken. Vielmehr ist Biomethan im Kostenvergleich mit alternativen Energieträgern gegenwärtig nur selten eine attraktive Alternative. Wie die Abbildung 10 zeigt, liegen die Wärmegestehungskosten von Biomethan bei gegenwärtigen Preisen und unter Annahme marktüblicher Renditeerwartungen höher als bei Referenzsystemen.

Insbesondere BHKW im Megawattbereich, wie sie vor allem in der Industrie mehr und mehr eingesetzt werden, sind bei Biomethanbetrieb nicht wettbewerbsfähig. Hintergrund ist die Degression des EEG-NawaRo-Bonus von 7 auf 4 ct/kWh über 500 kW_{el} Anlagenleistung. Die so verschlechterte Wirtschaftlichkeit verhindert, dass Biomethan auch in größeren BHKW im Industrie- und Fernwärmebereich eingesetzt wird. Zwar hat die starke Vergütungsdegression ab 500 kW_{el} Anlagenleistung mit Blick auf vor Ort verstromende Biogasanlagen durchaus ihre Berechtigung. Ob sie im Fall des Biomethanwegs jedoch

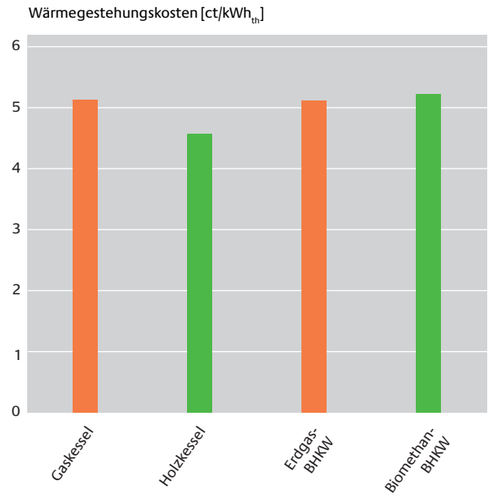

Abbildung 10: Vergleich Wärmegestehungskosten ausgewählter Erzeugungsanlagen 500 kW_{el} nach Brennstoffen in Cent / kWh_{th}.

Biomethan-BHKW: Heute leider nur selten wirtschaftlich attraktiv. Annahmen: 500 kW-BHKW; Nah-/Fernwärme mit 6000 Betriebsstunden ohne Eigennutzung von Strom; Betrachtungszeitraum zehn Jahre; Finanzierung ebenfalls über zehn Jahre; alle Preissteigerungen (außer EEG/KWK-Vergütungen) betragen zwei Prozent; Biomethanpreis beträgt 7,5 ct/kWh_{Hs} (ohne Netznutzung) mit einer Preissteigerung von 0,5 Prozent; Netznutzung Biomethan beträgt 0,4 ct/kWh_{Hs}; der Erdgaspreisbeträgt 3,4 ct/kWh_{Hs}; Wärmepreis (ermittelt über Jahresnutzungsgrad) für Holz ohne Berücksichtigung der Investition und Betriebskosten beträgt 3,0 ct/kWh_{th} (Quelle: AG biogaspartner 2010).

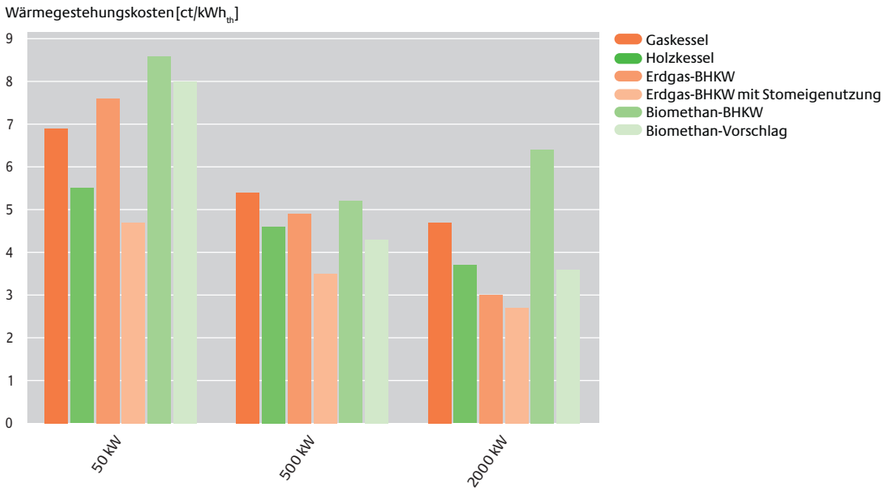

Abbildung 11: Vergleich Wärmegestehungskosten ausgewählter Erzeugungsanlagen nach Leistungsklassen und Brennstoffen in ct/kWh$_{th}$.

Annahmen: Betrachtungszeitraum zehn Jahre, Finanzierung ebenfalls über zehn Jahre; die Gesamtkaptialrendite beträgt acht Prozent; alle Preissteigerungen (außer EEG-Vergütung/KWK-Bonus) betragen zwei Prozent; Biomethanpreis beträgt 7,5 ct/kWh$_{Hs}$ (ohne Netznutzung) mit einer Preissteigerung von 0,5 Prozent; Eigennutzung von 75 Prozent des Stroms (verdrängte Bezugskosten 50 kW : 12 ct/kWh + Umlagen/Steuer, 500 MW: 6,7 ct/kWh + Umlagen/Steuer; Netznutzung Biomethan-BHKW beträgt 0,4 ct/kWh$_{Hs}$ mit einer Preissteigerung von zwei Prozent; für den „Biomethan-BHKW-Vorschlag" müssen keine Netznutzungsentgelte bezahlt werden, NawaRo-Bonus beträgt 7 ct/kWh bis 5 MW (Quelle: AG biogaspartner 2010).

ihrem Zweck dient, lange Substrattransporte zu verhindern, ist fraglich. Da in der Logik des EEG die Größe der Verstromungs-, nicht aber der Erzeugungsanlage über die Vergütungshöhe entscheidet, läuft die Steuerungswirkung der Bonusdegression hier ins Leere.

Wie viel gewonnen wäre, könnte auch über 500 kW$_{el}$ der volle NawaRo-Bonus erlöst, als auch das Biomethan-BHKW von den Netzentgelten befreit werden, verdeutlicht die Abbildung 11 (siehe Balken „Biomethan-Vorschlag"). Insbesondere bei größeren BHKW würde sich die Wettbewerbsfähigkeit – gerade auch im Vergleich zu fossilem Erdgas – und damit die Absatzchance von Biomethan auf dem KWK-Markt spürbar verbessern.

Da der Anspruch auf verschiedene EEG-Zusatzvergütungen wie den NawaRo-Bonus im Übrigen nicht durch die Verwertungsanlage, sondern die Art der Erzeugung erwirkt wird, muss mit dem Biomethan auch dessen Qualitäts- und Herkunftsnachweis sozusagen transportiert werden. Seine besondere Brisanz erhält dieses Problem durch das sogenannte Ausschließlichkeitskriterium des EEG und das damit verbundene Risiko des BHKW-Betreibers, bei unsachgerechter Biogaserzeugung den Anspruch auf Bonuszahlungen dauerhaft zu verlieren. Um diesem Problem zu begegnen, entwickelt die Branche derzeit unter dem Dach der dena ein allgemein anerkanntes Nachweissystem (siehe Exkurs „Der Nachweis biogener Eigenschaften: Das Biogasregister Deutschland"). Doch auch wenn sich die in der Abbildung 10 gezeigten Wärmepreise – etwa infolge veränderter Rahmenbedingungen – auf vergleichbarem Niveau befänden, Biomethan-BHKW also preislich zu anderen Heizsystemen konkurrenzfähig wären, müsste man einschränkend beachten: Bei vergleichbaren Wärmegestehungskosten entscheiden sich Investoren in der Regel für das System mit den niedrigsten Kapitalkosten und den geringsten Risiken von Anlagentechnik und Brennstoffbeschaffung. Nun binden Blockheizkraftwerke nicht nur mehr Kapital als Heizkessel zur ungekoppelten Wärmeerzeugung. Auch ihre Risikostruktur ist oft ungünstiger.

Während sich die Investitionsunsicherheit erdgasbefeuerter BHKW im wesentlichen auf möglicherweise nachteilige Differenzen zwischen Erdgas- und Strompreis beschränkt, können gestiegene Brennstoffpreise die Wirtschaftlichkeit von Biomethan-BHKW unmittelbar über Gebühr verschlechtern. Wie die Abbildung 12 zeigt, ist diesbezüglich das Verhältnis von fixen und variablen Kosten beziehungsweise Erlösbestandteilen zu beachten: (Preis-)Steigerungen innerhalb der variablen Kosten mit einem Anteil von knapp 60 Prozent der Gesamtkosten müssen durch 20 Prozent der Erlöse aufgefangen werden. Die Branche kann diesem Problem bis zu einem gewissen Grad durch risikominimierende Lieferverträge (Anlagen-Pooling etc.) begegnen. Eine moderate „Risikoprämie", das heißt ein preislicher Vorteil gegenüber vergleichbaren Heizsystemen wird jedoch aller Voraussicht nach nötig sein, um die Attraktivität von Biomethan-BHKW maßgeblich zu steigern.

Um das Betreiberrisiko von Biomethan-BHKW zu entschärfen, wäre es zielführend, wenn ein größerer Teil der Erlöse variabel gestaltet werden könnte. Dies könnte z. B. durch die Wahlmöglichkeit erreicht werden, den erzeugten Strom alternativ zur Netzeinspeisung mit EEG-Vergütung selbst zu nutzen und dafür einen Bonus nach Vorbild des KWKG zu erhalten. Damit könnten, zumindest bei hohem Strompreisniveau, gestiegene Biomethankosten besser aufgefangen werden. Zudem entstünde eine Entlastung des Netzes durch den Anreiz des Betreibers, seinen Strombedarf auf die eigene Erzeugungsleistung abzustimmen. Im Photovoltaik-Bereich wurde eine solche Förderung der Stromeigennutzung kürzlich in das EEG integriert. Bei Biomethanverstromung steht diese Option bis dato aber nicht zur Verfügung.

Grundsätzlich möglich – wenngleich aufgrund des Gesagten heute nur selten praktiziert – wäre es, erdgasbefeuerte BHKW auf den Betrieb mit Biomethan umzustellen. Technisch gibt es keinen Unterschied zwischen solchen Anlagen und auch seitens der gesetzlichen Regelungen steht der Weg für eine

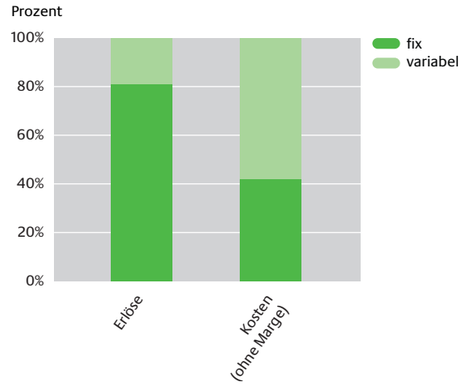

Abbildung 12: Anteile fixer und variabler Erlös- und Kostenbestandteile von Biomethan-BHKW in Prozent.

Biomethan-BHKW haben mit dem spezifischen Problem zu kämpfen, dass (Preis-)Steigerungen innerhalb der variablen Kosten mit einem Anteil von knapp 60 Prozent an den Gesamtkosten durch 20 Prozent der variablen Erlöse aufgefangen werden müssen (Quelle: AG biogaspartner 2010).

Umwidmung bestehender BHKW offen. Aus Sicht des Klimaschutzes ist jedoch der Neubau von BHKW das förderpolitische Ziel, da in diesem Fall eine höhere Klimaschutzwirkung zu erreichen ist. Im Falle der Substitution von Erdgas ist nur der weitaus geringere unmittelbare Klimaeffekt zwischen Erdgas und Biomethan zu erreichen. Für die Einordnung in die Vergütungsstruktur des EEG hinsichtlich Grundvergütung, KWK-Bonus, Technologiebonus und Laufzeit wäre in einem solchen Fall das Datum der erstmaligen Inbetriebnahme des BHKW-Generators ausschlaggebend.

Mit Biomethan betriebene BHKW werden durch eine unausgereifte Gasnetzentgeltregelung zusätzlich benachteiligt. In der Praxis ist es erforderlich, solche Anlagen mit sogenannten Erdgasspitzenkesseln zu flankieren, um Lastspitzen abdecken zu können. Obwohl dafür nur ein Gasnetzanschluss erforderlich ist, werden nach geltender Rechtslage getrennte (doppelte) Gasnetznutzungsentgelte fällig. Mit der Folge, dass für die Kombination eines Biomethan-BHKW mit einem Erdgaskessel höhere Entgelte zu entrichten sind, als das bei einem Heizwerk aus Erdgas-BHKW und Erdgaskessel der Fall ist. Ein Umstand, der die Wettbewerbsfähigkeit von Biomethan im KWK-Markt zusätzlich beeinträchtigt.

Betrachtet man die Auswirkungen des EEWärmeG des Bundes auf die Nachfragewirkung nach Biomethan, ist nur ein sehr geringer Effekt zu verzeichnen. Von den ca. 108.000 Gebäuden [25], die im vergangenen Jahr errichtet worden sind [14], haben nur rund 3.600 ihre Nutzungsverpflichtung mit Biomethan erfüllt. Das entspricht einem Jahresverbrauch von weniger als 0,1 TWh. Eine Energiemenge, die bereits durch zwei Biomethan-Einspeiseanlagen durchschnittlicher Größe gedeckt werden kann.

Noch weniger Wirkung entfalten die KWK-Fördermaßnahmen im Bereich des Gebäudebestands. Während das EEWärmeG hier keine Anwendung findet, laufen auch das Marktanreizprogramm, das KWKG und die EnEV hinsichtlich ihrer Wirkung auf die Biomethannachfrage weitgehend ins Leere. Das MAP beispielsweise fördert Nahwärmenetze nur dann, wenn mindestens die Hälfte der Wärme aus erneuerbaren Energien bereitgestellt wird. Dies steht in Konflikt mit der 30 Prozent-Quote, die zur Erfüllung des EEWärmeG mit Biomethan ausreicht. Auch eine Nahwärmenetzförderung durch das KWKG setzt den mindestens hälftigen, im Endausbau gar 60-prozentigen Einsatz von Biomethan voraus. Die mangelnde Konsistenz dieser Regelungen erschwert maßgeblich den Einsatz von Biomethan in KWK. Eine nennenswerte Nachfrage nach Biomethan kann so ebenso wenig induziert werden, wie dies eine EnEV vermag, die zwischen fossilem und regenerativem Gas aus dem Gasnetz keine Unterscheidung trifft.

5.2.4 Biomethanpotenziale und Szenarien bei Einsatz im KWK-Markt.

Das gesamte Potenzial der bis zum Jahr 2020 wirtschaftlich zu erschließenden KWK wird in Deutschland auf eine jährliche Wärmemenge von über 300 TW_{Hi} [31] geschätzt, was rund einem Viertel des gegenwärtigen deutschen Jahreswärmeverbrauchs entspricht. Unter Berücksichtigung der gleichzeitigen Stromerzeugung ergibt sich bezogen auf den Brennstoffeinsatz für den KWK-Betrieb daraus ein Potenzial von über 600 TWh. Das Gros dieses Potenzials entfällt auf großskalige Anwendungen wie z. B. Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke – in solchen Anlagen ist der Einsatz von Biomethan aber bei geltender Rechtslage nicht vorgesehen.

Allerdings ist auch die in kleineren Einheiten (z.B. mit BHKW) zu erschließende Effizienzreserve bedeutend. Sie summiert sich auf ein knappes Drittel des Gesamtpotenzials. Dieses Marktsegment könnte demnach bis zum Jahr 2020 eine jährliche Brennstoffmenge von über 200 TWh absorbieren. Mit Blick auf die Abbildung 13 wird deutlich, dass die für die kommenden Jahrzehnte angestrebte Biomethanmenge nur einen Bruchteil dieses Potenzials ausmacht.

Die größten Anwendungschancen ergeben sich dabei im Bereich industrieller Anlagen zwischen 1 und 10 MW_{el}. Ein Segment, in dem der BHKW-Markt heute schon eine gewisse Dynamik entwickelt hat, das aber wie dargestellt dem Biomethan bei vorherrschender Förderpraxis weitgehend verschlossen bleibt.

Ähnliches gilt für Fernwärmesysteme auf BHKW-Basis, für die in 250 deutschen Städten ein kurz- und mittelfristiges Potenzial identifiziert worden ist [31].

Im Vergleich zu den erheblichen Marktchancen in Industrie und Gewerbe fällt die Wohnungswirtschaft und damit der Bereich der Mikro-KWK deutlich zurück. Diese ökonomische Betrachtung ist aber nicht zu verwechseln mit dem erheblichen technischen Potenzial, das in diesem Bereich vorhanden ist. Inwieweit dieses künftig gehoben werden kann, ist derzeit noch nicht abzusehen (siehe Exkurs „Mikro-KWK“).

Dem insgesamt großen BHKW-Potenzial steht eine bis dato vergleichsweise geringe Verbreitung dieser Technik gegenüber. Womit sich die Frage stellt, wie sich dieser Absatzmarkt entwickeln kann, um künftig große Teile des erzeugten Biomethans aufzunehmen. Der Ausbau der KWK und das Wachstum des Biomethanabsatzes sind zwei grundsätzlich unabhängige, förderpolitisch aber verwobene Entwicklungen. Ohne Biomethan-BHKW (bald) keine Biomethanproduktion (mehr) und ohne (verlässliches) Biomethanangebot keine Biomethan-BHKW: Dieses Henne-Ei-Problem muss rasch überwunden werden. Der zügige Ausbau verwertender Anlagen am Ort der Wärmenachfrage ist hierfür ein entscheidender Schlüssel.

Folgt man der Leitstudie des Bundesumweltministeriums [23], die den Strukturwandel der Energieversorgung darstellt, der erforderlich ist, um maßgebliche klima-, umwelt- und energiepolitische Zielvorgaben erreichen zu können, ist kurz- und mittelfristig ein massiver Ausbau der BHKW-Kapazitäten geboten. Die in BHKW insgesamt erzeugte Strommenge soll in den kommenden fünf Jahren um rund 30 Prozent, bis zum Jahr 2020 gar um fast zwei Drittel gesteigert werden. Langfristig (bis zum Jahr 2050) errechnet die Leitstudie einen jährlichen Gesamtbeitrag von 88 TWh_{el}, der nicht nur den des Jahres 2008 um rund 170 Prozent, sondern auch die in großdimensionierten Heizkraftwerken erzeugte Strommenge deutlich übertrifft. Die Abbildung 14 verdeutlicht das Ausmaß dieser Entwicklungen.

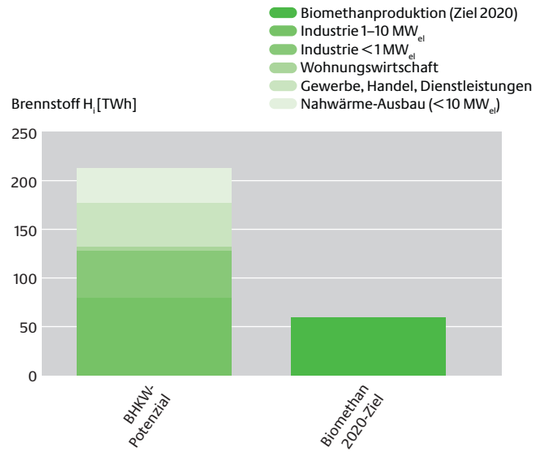

Abbildung 13: Gesamtes BHKW-Brennstoff-Potenzial des Jahres 2020 nach Segmenten im Vergleich zum Ausbauziel für Biomethan für dieses Jahr in TWh_{Hi}.

Großes Potenzial: Der Brennstoffbedarf des wirtschaftlichen BHKW-Potenzials liegt deutlich über den Zielen des Biomethanausbaus bis 2020 (Quellen: DLR 2006; biogaspartner-AG 2010).

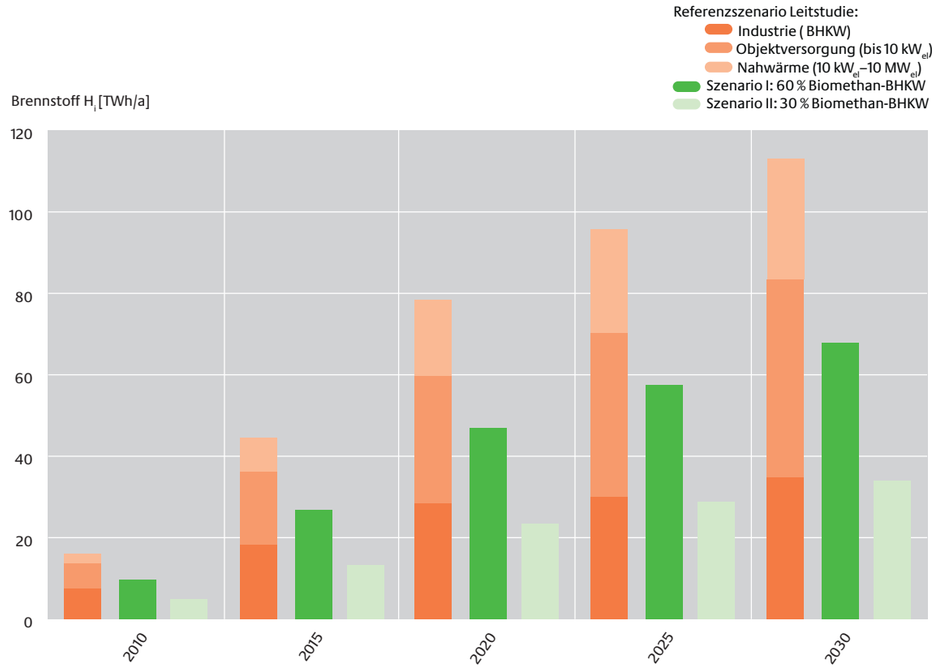

Abbildung 14: Szenario Zuwachs Brennstoffbedarf für BHKW 2010 bis 2030 gemäß Leitstudie 2009 und Szenarien für Entwicklung Biomethan-BHKW-Nachfrage.

Die Graphik zeigt die Entwicklung des zusätzlichen BHKW-Brennstoffbedarfs gemäß der Leitstudie 2009 des DLR. In den Segmenten Industrie (BHKW), Objektversorgung (bis 10 kW$_{el}$) und Nahwärme (10 kW$_{el}$ – 10 MW$_{el}$) ist in Summe prinzipiell zu jedem Zeitpunkt eine ausreichende Brennstoffnachfrage verfügbar, um die Zielsetzung der Bundesregierung von 60 TWh Biomethan in 2020 bzw. 100 TWh in 2030 zu erfüllen. In der Praxis wird aber nicht jedes BHKW mit Biomethan realisiert werden. Szenario 1: 60 Prozent des Brennstoffbedarfzuwachses für BHKW wird durch Biomethan-BHKW realisiert; Szenario II: 30 Prozent des Brennstoffbedarfzuwachses wird durch Biomethan-BHKW realisiert.

Wird nicht nur dieser, sondern auch der politisch vorgegebene Pfad, im Jahr 2020 eine Gesamtmenge von 6 Mrd. Kubikmeter Biomethan ins Gasnetz einzuspeisen, tatsächlich beschritten, so könnte die gesamte Biomethanmenge allein in den bis dahin neu errichteten BHKW verwertet werden. Eine gewaltige Aufgabe: So müsste beispielsweise der Beitrag industrieller Anwendungen gegenüber dem Jahr 2008 um rund 70 Prozent gesteigert, der der Mikro-KWK gar mehr als vervierfacht werden. Zwar ist eine solche Entwicklung durchaus denkbar. Wie geschildert sind aber gerade diese Segmente bei gegenwärtiger Förderpraxis von der Marktdynamik abgeschnitten.

Aus Klimaschutzerwägungen spricht indes alles dafür, den Einsatz von Biomethan in KWK-Anlagen umfassend zu fördern: Sie weisen die höchste Klimaschutzeffizienz aller Energieumwandlungstechnologien auf. Dabei steigt die pro Mengeneinheit Biomethan einzusparende CO_{2eq}-Menge mit der Größe des verwertenden BHKW tendentiell an. Ein weiterer Grund dafür, Biomethan-BHKW auch im Megawattbereich angemessen zu fördern.

Alle verfügbaren organischen Roh- und Reststoffe zusammengenommen – das gesamte Biomassepotenzial – könnten in zehn Jahren 11 bis 15 Prozent der gesamten in Deutschland verbrauchten Endenergie ausmachen [2]. Das obere Ende dieser Spanne kann nur durch den effizienten Einsatz der begrenzten Ressource Biomasse erreicht werden, sprich den verstärkten Einsatz von Biomasse/Biomethan in KWK.

6 Handlungsempfehlungen.

Die vorliegende Studie beleuchtet die gegenwärtige Absatzsituation von Biomethan auf dem KWK- sowie dem ungekoppelten Wärmemarkt. Sie verdeutlicht, warum die bestehenden Fördermaßnahmen die Nachfrage nach Biomethan nicht in der notwendigen Größenordnung stimulieren. Ohne eine Anpassung des gesetzlichen Rahmens, so wird offenkundig, können weder die beträchtlichen Absatzpotenziale erschlossen, noch die Zielvorgaben der Bundesregierung zum Ausbau der Biogaseinspeisung annähernd erreicht werden. Da die geringe Nachfrage bereits zu einem Planungsstopp auf der Erzeugerseite führt, ist unmittelbar Handlungsbedarf geboten.

Dies vorausgeschickt und unter der Maßgabe, dass Anpassungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen in ihrer Gesamtheit beurteilt werden müssen, wurden im Frühjahr 2010 im Kreis der Teilnehmer der biogaspartner-Arbeitsgruppe „KWK und Wärme“ verschiedene Möglichkeiten zur Steigerung des Absatzes von Biomethan im KWK- und Wärmemarkt diskutiert. Aufgrund der Komplexität des Themas erheben die nachfolgenden Darstellungen nicht den Anspruch auf Vollständigkeit. Vielmehr findet vor dem Hintergrund des akuten Handlungsbedarfs eine Fokussierung auf wesentliche, im Rahmen der Diskussion identifizierte Lösungsoptionen statt.

Die hier vorgenommenen Empfehlungen geben in ihrer Gesamtschau die Einschätzung der dena wieder. Allen Maßnahmen ist vorausgeschickt, dass

- kurzfristiger Handlungsbedarf besteht, um einen nachdrücklichen Markteinbruch („Fadenriss“) mit entsprechender Verunsicherung der Branche abzuwenden,
- eine nachhaltige und an der Zielsetzung der Bundesregierung ausgerichtete Marktentwicklung angestrebt wird, die den Wettbewerb auf Angebots- und Nachfrageseite befördert,
- die Nutzung von Biomethan kein Selbstzweck ist und daher wirksame Instrumente der Nachfragesteuerung in Richtung größtmöglicher Klimaschutzeffekte benötigt werden (Prioritäten: 1. KWK, 2. Wärme); hierbei kann der ungekoppelte Wärmemarkt bei Verwendung effizienter Technologien für eine Übergangszeit einen sinnvollen Absatzweg für Biomethan darstellen, sofern damit die Marktentwicklung sichergestellt wird; der Kraftstoffmarkt stellt gegenüber dem KWK und Wärmemarkt ein System für sich da, entsprechende Maßnahmen sind nicht Gegenstand dieser Studie und wurden von der dena an anderer Stelle untersucht,
- die weitere Verbesserung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs für alle einspeisewilligen und -fähigen Marktakteure auf Basis von Effizienzkriterien sichergestellt werden muss,
- aus Perspektive der Rohstoffeffizienz der energetische Nutzung von Abfällen und Reststoffen (Kaskadennutzung von Biomasse) höchste Priorität einzuräumen ist,
- eine abgestimmte Anpassung der komplexen, für die Marktentwicklung der Biogaseinspeisung relevanten gesetzlichen Rahmenbedingungen unter Berücksichtigung der Zeitachse des Wirksamwerdens erforderlich ist.

Den letzten Punkt aufgreifend, werden die nachfolgenden Maßnahmen auf der Zeitachse in kurzfristige und kurz- bis mittelfristige Maßnahmen untergliedert (vgl. auch Anhang Tabellen „Übersicht Instrumentenvergleich zur Steigerung des Biomethanabsatzes im KWK- und Wärmemarkt“).

6.1 Kurzfristige Maßnahmen.

Um dem derzeit bereits spürbaren Markteinbruch kurzfristig zu begegnen, empfiehlt die dena die folgende Maßnahme im Rahmen der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV):

- Kurzfristige Erhöhung der pauschalen Entgelte für vermiedene Netzkosten. Ein wirksamer Marktimpuls wird bei einer Erhöhung von 0,7 auf 1,5 ct/kWh erwartet.

Diese Änderung würde pauschal allen Anwendungsfeldern von Biomethan zugute kommen und dem gegenwärtig spürbaren massiven Marktrückgang (Planungs-und Baustopp) entgegenwirken. Frühestmöglicher Termin des In-Kraft-Tretens dieser Anpassung wäre der 1. Oktober 2010 im Rahmen des laufenden Änderungsverfahrens der GasNZV.

In Verbindung mit dieser pauschalen Maßnahme empfiehlt die dena eine kurzfristig wirkende selektive Förderung des Einsatzes von Biomethan in KWK. Hierfür geeignet erscheint eine Anpassung der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV), z. B. durch:

- Verminderung der Netznutzungsentgelte für den Gasbezug (Biomethan & Erdgas) in Heizsystemen, die ein Biomethan-KWK mit Erdgasspitzenkesseln kombinieren, sofern nachweislich mindestens 30 Prozent der Wärme aus KWK bereitgestellt werden. Ein wirksamer Marktimpuls wird ab einer Verminderung um 50 Prozent erwartet.

Diese Anpassung würde den hohen Klimaschutzbeitrag eines Biomethaneinsatzes in KWK honorieren. Darüber h inaus würde eine Diskriminierung für den Einsatz von Biomethan in KWK vermieden, wie sie typischerweise durch die doppelte Zahlung von Netznutzungsentgelten in Projekten entsteht, in denen ein Biomethan-BHKW in Kombination mit einem Erdgasspitzenlastkessel betrieben wird.

6.2 Kurz- bis mittelfristige Maßnahmen.

Für die Erreichung der Ziele der Bundesregierung wird eine dynamische Marktentwicklung mit einem Zubau von ca. 120 Einspeiseanlagen pro Jahr bis zum Jahr 2020 benötigt. Hierfür müssen kurz- bis mittelfristig wirksame Instrumente eingesetzt werden, die eine entsprechende Nachfrage induzieren.

Unter der Annahme, dass sich der Absatz von Biomethan im Kraftstoffsektor aufgrund der Verbreitung von Erdgasfahrzeugen erst langsam entwickeln wird, sind insbesondere Maßnahmen zur Absatzsteigerung im KWK-Markt und, als Übergangslösung, im Wärmemarkt anzustreben.

Die dena schlägt in diesem Zusammenhang als wesentliche kurz- bis mittelfristige Maßnahmen folgende Anpassungen vor:

- Anpassung der Vergütungsstrukturen im EEG hin zu einer auskömmlichen Vergütung für den Biomethaneinsatz in Anlagen größer als 500 kW, z. B. durch Gewährung des „NawaRo-Bonus“ in Höhe von 7 ct/kWh bis zu einer Anlagenleistung von 5 MW_{el}.
- Anpassung des EEWärmeG: Ausweitung der Anwendung des EEWärmeG auf den Gebäudebestand (bei Investition in das Heizungssystem) und Möglichkeit der Anrechenbarkeit des Einsatzes von Biomethan in Brennwerttechnik auf die Erfüllung der Nutzungspflicht für erneuerbare Energien in diesem Fall (bei gleichzeitiger Beibehaltung der bestehenden Regelungen für den Neubau).

Die empfohlenen Anpassungen im EEG würden insbesondere den KWK-Einsatz von Biomethan im Leistungsbereich zwischen 500 KW und 5 MW stärken. Damit könnten u. a. die noch beträchtlichen Potenziale industrieller KWK mittels Biomethan-Anwendungen erschlossen werden.

Die Anpassungen im EEWärmeG würden einen vorübergehenden Einsatz von Biomethan im Gebäudebestand unterstützen. Kurz- bis mittelfristig könnte damit eine ausreichende Nachfrage nach Biomethan sichergestellt werden. Mittel- bis langfristig sollten diese Mengen aus Klimaschutzgründen einer Verwertung in KWK-Anwendungen als auch einer Verwendung als Kraftstoff zugeführt werden. Möglich wäre beispielsweise eine zeitlich begrenzte Option/Wahlmöglichkeit zur Anrechenbarkeit von Biomethan auf die Nutzungspflicht bei gleichzeitigem Bestandsschutz (Lebensdauer eines Brennwertkessels) für bestehende Ansprüche auf Anrechenbarkeit.

Neben diesen zwei kurz- bis mittelfristig umsetzbaren Lösungsansätzen für den KWK- als auch den ungekoppelten Wärmemarkt werden in der Branche gegenwärtig noch weitere Instrumente diskutiert, wie beispielsweise ein Erneuerbares Gaseinspeisegesetz auf Erzeugungsseite als auch eine pauschale Beimischungsquote für Biomethan im Erdgasnetz.

Für die Auswahl der hier vorgeschlagenen Empfehlungen sind die folgenden Parameter in ihrer Gesamtheit ausschlaggebend (vgl. Anhang Abbildung 15 und Abbildung 16):

- geringer/mäßiger Umsetzungsaufwand (Aufsatteln auf bestehenden Gesetzen/Strukturen),
- kurzer Umsetzungszeitraum (Anpassung bestehender Gesetze),
- hohe Wirkung auf die Zielerreichung 2020 (für die Gesamtheit der Maßnahmen),
- Beibehaltung einer Lenkungswirkung (Einsatz im KWK- und übergangsweise im Wärmemarkt),
- Fokussierung auf nachfrageorientierte Instrumente (Absatzmöglichkeit von Biomethan),
- geringe Auswirkungen auf das Energieträger-Preisgefüge (Gesamtmarkt),
- prinzipielle Aufrechterhaltung des Wettbewerbs auf Angebots- und Nachfrageseite und
- Fortbestand der Maßnahme nach Implementierung (Planungssicherheit).

Für die Einordnung der hier gemachten Empfehlungen sei noch einmal darauf hingewiesen, dass diese Studie den Fokus auf die Absatzsituation von Biomethan legt. Die Instrumente wurden diesbezüglich hinsichtlich ihrer Wirkungs- und Umsetzungscharakteristik ausgewählt. Die Maßnahmen sind nach erfolgter Konkretisierung und Umsetzung immer in ihrer Gesamtheit zu beurteilen.

Anhang.

Übersicht Instrumentenvergleich zur Steigerung des Biomethanabsatzes im KWK- und Wärmemarkt
Betrachtung der Umsetzung (für Empfehlungen siehe Kapitel 6 im Hauptteil der Studie)

Instrument	GasNZV	GasNEV	EEG	EEWärmeG	Erneuerbares Gaseinspeise-gesetz	Biomethanquote
Beschreibung	Erhöhung vermiedener Netznutzungsentgelte von 0,7 auf 1,5 €ct/kWh; Umlage der Kosten auf Netznutzungsentgelte	Verminderung der Netznutzungsentgelte in Heizsystemen mit Biomethan-KWK und Gasspitzenkessel wenn KWK Anteil > 30 %	Anpassung der Vergütungs-strukturen hin zu einer auskömmlichen Vergütung für den Biomethaneinsatz in Anlagen > 500 kW; „NawaRo-Bonus“ i.H.v. 7 ct/kWh bis 5 MW_{el}	Ausweitung EEWärmeG auf Bestand (bei Sanierung/Inve-stition), Pflicht zur Nutzung erneuerbarer Energien durch Biomethaneinsatz erfüllbar (>30 %) bei Einhaltung von Effizienzmindeststandards	gestaffelte Einspeisevergütung je kWh, Verkauf der Mengen, Umlage der Differenz ausge-zahlter Einspeisevergütungen abzgl. Erlösen aus Verkauf auf Gaspreis	pauschale Quote für Anteil von Biomethan im Erdgas-netz, Erfüllungspflicht durch Gasversorger
Umsetzungsaufwand	gering	gering bis mittel	gering bis mittel	mittel		
Umsetzungszeitraum	kurzfristig (< 1 Jahr)		kurz-mittelfristig (1 – 2 Jahre)			
Verpflichteter (Umsetzung)	Gasnetzbetreiber	Gasnetzbetreiber	Stromnetzbetreiber	Endkunde; verpflichteter Hauseigentümer	Gasnetzbetreiber/ggf. weiterer Akteur	Gasversorger
Fortbestand der Maßnahme nach Implementierung (Planungssicherheit)	hoch (bei gleichzeitiger Umsetzung der Verstetigung)	gering je nach Ausgestaltung ggf. hoch	hoch	hoch	hoch	gering (prinzipiell kurzfristige Anpassung möglich)
Sonstiges				Wie wird die Menge Biomethan zur Erfüllung der Nutzungs-pflicht festgelegt (Anteil Biomethan)? Wie soll die Kontrolle beim End-verbraucher stattfinden? Wie soll mittel bis langfristig der Ausstieg aus der Maßnahme stattfinden?	Dienstleister/Marktakteure können Biomethan-Mengen poolen und veräußern, Austa-rierung mit anderen Gesetzen (z. B.) EEG erforderlich, verur-sachergerechte Umlage der Kosten erforderlich	Wie und wie oft soll Quote festgelegt werden? Wie wird Quote kontrolliert/ angepasst?

Anhang.

Übersicht Instrumentenvergleich zur Steigerung des Biomethanabsatzes im KWK- und Wärmemarkt
Betrachtung der Wirkung (für Empfehlungen siehe Kapitel 6 im Hauptteil der Studie)

Instrument	GasNZV	GasNEV	EEG	EEWärmeG	Erneuerbares Gaseinspeisegesetz	Biomethanquote
Beschreibung	Erhöhung vermiedener Netznutzungsentgelte von 0,7 auf 1,5 €ct/kWh; Umlage der Kosten auf Netznutzungsentgelte	Verminderung der Netznutzungsentgelte in Heizsystemen mit Biomethan-KWK und Gas-Spitzenkessel wenn KWK Anteil > 30 %	Anpassung der Vergütungsstrukturen hin zu einer auskömmlichen Vergütung für den Biomethaneinsatz in Anlagen > 500 kW; „NawaRo-Bonus“ i.H.v. 7 ct/kWh bis 5 MW_{el}	Ausweitung EEWärmeG auf Bestand (bei Sanierung/Investition), Pflicht zur Nutzung erneuerbarer Energien durch Biomethaneinsatz erfüllbar (>30%) bei Einhaltung von Effizienzmindeststandards	gestaffelte Einspeisevergütung je kWh, Verkauf der Mengen, Umlage der Differenz ausgezahlter Einspeisevergütungen abzgl. Erlösen aus Verkauf auf Gaspreis	pauschale Quote für Anteil von Biomethan im Erdgasnetz, Erfüllungspflicht durch Gasversorger
Wirkung auf Zielerreichung 2020 (6 Mrd. Nm^3 im Erdgasnetz)“	mittel bis gering	mittel bis gering zusätzlich Unterstützung KWK-ZIel	mittel zusätzlich Unterstützung KWK-ZIel	mittel	hoch	hoch
	Gesamtwirkung der vorgeschlagenen Maßnahmen: hoch		Gesamtwirkung der vorgeschlagenen Maßnahmen: hoch			
Lenkungswirkung (KWK, Kraftstoff, Wärme)	nein	ja (spezifisch KWK)	ja (spezifisch KWK)	ja (spezifisch Wärme)	nein Lenkungswirkung abhängig von (weiteren) Instrumenten an der Ausspeiseseite	nein Lenkungswirkung abhängig von (weiteren) Instrumenten an der Ausspeiseseite
Wirkung auf Energieträger Preisgefüge (Gesamtmarkt)	Erhöhung Gaspreise (durch Umlage auf Netzentgelte)	geringe Erhöhung Gaspreise, (da Ausfall an Netznutzungsentgelten auf allgemeine Netzentgelte umgelegt wird)	geringe Erhöhung Strompreise (durch EEG-Wälzung)	weitgehend neutral; (da Einsatz Biomethan optional und nur im Sanierungsfall ggf. stattfindet) höherer Gaspreis für Nutzer, der Biomethan zur Erfüllung der Nutzungspflicht wählt	Erhöhung Gaspreise (Abhängig von der Höhe der Umlage auf Gaspreise)	Erhöhung Gaspreise (durch Einpreisung Biomethan)
Wirkung auf Wettbewerb Biomethanmarkt (Angebot & Nachfrage)	gering; (da Anreiz gleichverteilt und Wirkung produktionsseitig)	Erhöhung Attraktivität Biomethan-KWK (Lenkungswirkung)	Erhöhung Attraktivität Biomethan-KWK in größeren Leistungsbereich/industrielle KWK-Anlagen (Lenkungswirkung)	Wettbewerb zwischen erneuerbare-Energien-Lösungen im Gebäudebestand, Endkunde entscheidet über Technologie und Lieferant; Erhöhung Attraktivität Biomethan im Wärmesektor (Lenkungswirkung)	Auf Angebotsseite große Akteursstruktur; Kostenreduzierung und Effizienz durch degressive Vergütungen gestaltbar	Marktkonzentration nach Erfahrungen mit Quotensystemen zu erwarten, Gasversorger entscheiden über Biomethanbezug; Kostenreduzierung und Effizienz werden durch hohem Kostendruck vs. Risiko-Preisaufschlägen auf Erzeugungsseite bestimmt
Sonstiges					Investitionen, Wertschöpfung und Arbeitsplätze entstehen vor allem in ländlichen Gebieten	genaue Einstellung der Quotenhöhe erforderlich, um Preisdruck insb. im sensiblem Biomasse/Biogasmarkt zu vermeiden

Quellenverzeichnis.

Quellenverzeichnis.

[1] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Erdgas und Biomethan im künftigen Kraftstoffmix, Handlungsbedarf und Lösungsansätze für eine beschleunigte Etablierung im Verkehr. 2010.
[2] Bundesumweltministerium/Bundeslandwirtschaftsministerium. Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland, Beitrag der Biomasse für eine nachhaltige Energieversorgung. 2009.
[3] Fachverband Biogas e.V.. Branchenzahlen Status Quo Biogasmarkt. 2010.
[4] Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH. Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse, 3. Zwischenbericht. 2010.
[5] Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen. Welt im Wandel, Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung. 2009.
[6] Deutscher Bundestag, Drucksache 16/5346: 10, Landwirtschaft und Klimaschutz, Antwort zu Frage Nr. 38. 2007.
[7] Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH. Optimierung für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und –nutzung in Deutschland, Forschungsprojekt des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Endbericht mit Materialband. 2009.
[8] Bundeswirtschaftsministerium. Verfügbarkeit und Versorgung mit Energierohstoffen, Kurzbericht der Arbeitsgruppe Energierohstoffe, Abteilung III. 2006.
[9] Adelphi Consult / Wuppertal Institut. Die sicherheitspolitische Bedeutung erneuerbarer Energien, Studie im Auftrag des BMU, Endbericht. 2007.
[10] Wuppertal Institut et al. Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse, Untersuchung im Auftrag von BGW und DVGW. 2006.
[11] Wuppertal Institut. Zukunftsfähiges Deutschland in einer globalisierten Welt, Ein Anstoß zur gesellschaftlichen Debatte. 2009.
[12] Meinshausen, M. / Meinshausen, N. / Hare, W. / Raper, S. C. B. / Frieler, K. / Knutti, R. / Frame, D. J. / Allen, M. Greenhouse gas emission targets for limiting global warming to 2°, Nature, doi: 10.1038/nature08017. 2009.
[13] International Monetary Fund. World Economic Outlook Database, www.imf.org. 2007.
[14] Statistisches Bundesamt Deutschland. www.destatis.de. 2010.
[15] Bundesumweltministerium. Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009. 2010.
[16] Bundesumweltministerium. Übersetzung des Kyoto-Protokolls zum internationalen Klimaschutz, Protokoll und Gesetz. 2002.
[17] Europäisches Parlament und Rat. Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen. 2005.
[18] Information aus der Arbeitsgruppe „KWK und Wärme“ des Projekts „biogaspartner“ der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena). 2010.
[19] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Projekt „biogaspartner“, www.biogaspartner.de. 2010.
[20] Ruhland, J. / Fischer, T. / Herud, R. Contracting in der deutschen Wohnungswirtschaft, Volkswirtschaftliche Implikationen, Gutachten im Auftrag des ZVEI. 2009.
[21] Bundesumweltministerium. Leitstudie 2008, Weiterentwicklung der Ausbaustrategie erneuerbarer Energien vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. 2008.
[22] Prognos Institut. Energietrends 2020 für Haushalte, Studie im Auftrag des BDEW. 2009.
[23] Bundesumweltministerium. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung. 2009.
[24] Statistisches Bundesamt Deutschland. www.destatis.de. 2009.
[25] Agentur für Erneuerbare Energien. Bilanz nach einem Jahr Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz, Hintergrundinformationen zur tns emnid Umfrage unter 500 Bauunternehmern, Planungs- und Architekturbüros. 2009.
[26] Kleemann, Manfred. Die Chancen von Biogas und Bioöl in einem nachhaltigen Wärmemarkt, Studie im Auftrag der Arbeitsgruppe NawaRo des BDH. 2009.
[27] Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e.V., Jahrespressekonferenz, Präsentation: Trends und Herausforderungen im Wärmemarkt von Klaus Jesse. 2010.
[28] Bundesumweltministerium. Begründung zu dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, Konsolidierte Fassung. 2010.
[29] Bundesumweltministerium. Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften (EEG 2009). 2009.
[30] Europäisches Parlament und Rat. Richtlinie 2004/8/EG über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG.
[31] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt. Analyse des nationalen Potenzials für den Einsatz hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung. 2006.

Abbildungsverzeichnis.

Abbildung 1: Die Wertschöpfungskette Biomethan.
Abbildung 2: Klimaschutzwirkung verschiedener Einsatzpfade von Biogas/Biomethan.
Abbildung 3: Erforderlicher Anlagenzubau bis 2020.
Abbildung 4: Entwicklung der Biogaseinspeisung bis 2020.
Abbildung 5: Struktur der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009.
Abbildung 6: Entwicklung Absatz von Biomethan im ungekoppelten Wärmemarkt bei Ausweitung EEWärmeG.
Abbildung 7: KWK-Strom- und Wärmebereitstellung 2008 in Deutschland nach Segmenten in TWh/a.
Abbildung 8: Brennstoffeinsatz in KWK-Anlagen 2008 in Deutschland in Prozent.
Abbildung 9: Funktionsweise Biogasregister Deutschland.
Abbildung 10: Vergleich Wärmegestehungskosten ausgewählter Erzeugungsanlagen 500 kW nach Brennstoffen in Cent / kWh_{th}.
Abbildung 11: Vergleich Wärmegestehungskosten ausgewählter Erzeugungsanlagen nach Leistungsklassen und Brennstoffen in Cent / kWh_{th}.
Abbildung 12: Anteile fixer und variabler Erlös- und Kostenbestandteile von Biomethan-BHKW in Prozent.
Abbildung 13: BHKW-Potenzial des Jahres 2020 nach Segmenten im Vergleich zum Ausbauziel für Biomethan für dieses Jahr in Twh_{Hi}.
Abbildung 14: Szenario Zuwachs Brennstoffbedarf für BHKW 2010-2050 gemäß Leitstudie 2009 und Biomethan-Ziel 2020/2030.

Anhang.
Abbildung 1: Übersicht Instrumentenvergleich zur Steigerung des Biomethanabsatzes im KWK- und Wärmemarkt – Betrachtung der Wirkung.
Abbildung 2: Übersicht Instrumentenvergleich zur Steigerung des Biomethanabsatzes im KWK-/ und Wärmemarkt – Betrachtung der Umsetzung.

Abkürzungen.

BHKW Blockheizkraftwerk
BioKraftQG Biokraftstoffquotengesetz
CO_2 Kohlenstoffdioxid
CO_{2eq} Kohlenstoffdioxidäquivalent, enthält neben CO_2 weitere Treibhausgase
EEG Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EnEV Energieeinsparverordnung
EWärmeG Erneuerbare Wärmegesetz Baden-Württemberg
GasNEV Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV Gasnetzzugangsverordnung
IEKP Integriertes Energie- und Klimaprogramm
kW Kilowatt
kWh Kilowattstunde
KWK Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
MAP Marktanreizprogramm
Mio. Millionen
Mrd. Milliarden
MW Megawatt
NawaRo Nachwachsende Rohstoffe
Nm^3 Normkubikmeter
t Tonne
TW Terrawatt
TWh Terrawattstunde

Impressum.

Herausgeber.
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel: +49 (0)30 72 61 65-600
Fax: +49 (0)30 72 61 65-699

E-Mail.
info@dena.de

Internet.
www.dena.de
www.biogaspartner.de

Redaktion.
Michael Herr
Sandra Rostek

Text.
Texterstellung durch Andreas Jordan mit fachlicher Unterstützung durch die Mitglieder der Arbeitsgruppe „KWK und Wärme“ des Projekts biogaspartner.

Layout.
Katrin Schek, kursiv, Berlin

Druck.
H&P Druck, Berlin

Fotos.
B.KWK e.V., RES Projects GmbH, Landwärme GmbH, EnviTec Biogas AG, Schmack Biogas GmbH, DVGW e.V., Ökobit GmbH, Getty images, aboutpixel.de, photocase.com

Stand: 07/2010

Sämtliche Inhalte wurden mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Die dena übernimmt keine Gewähr für die Aktualität, Richtigkeit und Vollständigkeit der bereitgestellten Informationen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht werden, haftet die dena nicht, sofern ihr nicht nachweislich vorsätzliches oder grob fahrlässiges Verschulden zur Last gelegt werden kann.

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsrecht der dena.

biogaspartner

Die Plattform zur Biogaseinspeisung.
www.biogaspartner.de

Art.-Nr. 5005