

Nutzungskonkurrenzen zwischen Biomethan und Wasserstoff im zukünftigen deutschen Energiesystem

Anica Mertins (*)¹, Mathias Heiker¹, Andreas Stroink², Sandra Rosenberger¹,
Tim Wawer²

¹ Hochschule Osnabrück, Albrechtstr. 30 49076 Osnabrück, +49 541 969 2333,
anica.mertins@hs-osnabrueck.de, www.hs-osnabrueck.de

² Hochschule Osnabrück, Kaiserstr. 10C 49809 Lingen (Ems), www.hs-osnabrueck.de

Kurzfassung:

Durch die Dekarbonisierung des Energiesystems wird Erdgas als Energieträger ab 2045 nur noch eine untergeordnete Rolle spielen. Verschiedene Studien empfehlen, die Erdgasnetze sukzessive zur Verteilung von grünem Wasserstoff umzuwidmen. Diese Umwidmung steht potenziell im Konflikt mit der Einspeisung von Biomethan. Biogas ist ebenfalls ein klimaneutrales Gas, das nach einer Aufbereitung zu Biomethan und anschließender Einspeisung ins Erdgasnetz Erdgas nahezu klimaneutral substituieren kann und vielfältige Anwendungsmöglichkeiten bietet.

Das aktuelle Potential zur Biomethanerzeugung aus allen derzeit in Deutschland betriebenen Biogasanlagen reicht bei Weitem nicht aus, um den aktuellen Gasverbrauch in Deutschland zu decken. Hierbei ist die Herstellung allerdings regional unterschiedlich konzentriert. Es werden regionale Schwerpunkte von Bestandsbiogasanlagen und somit regionale Erzeugungspotentiale von Biomethan untersucht. Diese werden dem regionalen Erdgasbedarf gegenübergestellt. Auch eine individuelle Auslastung der Gasnetze durch Biomethan wird dargestellt. So können Regionen identifiziert werden, in denen der Betrieb eines Erdgasnetzes, bedingt durch ein potentiell hohes Angebot mit entsprechender moderater Nachfrage von Biomethan, noch längerfristig sinnvoll sein kann.

Keywords: Biogasanlagen, Biomethan, Wasserstoff, Gasinfrastruktur

1 Einleitung

Deutschland strebt eine Klimaneutralität bis 2045 an und hat dieses Ziel in einem Klimaschutzgesetz festgeschrieben. Die Nutzung fossiler Energieträger kann im deutschen Energiesystem der Zukunft nur noch eine untergeordnete Rolle spielen [1]. In der deutschen Strategie wird Erdgas als Übergangstechnologie eine zentrale Rolle einnehmen. So soll Erdgas übergangsweise zur flexiblen Erzeugung von Strom verwendet werden, sodass die Erdgaskapazitäten in diesem Bereich in den nächsten Jahren ausgebaut werden. Langfristiges Ziel ist die Umstellung dieser Kraftwerke auf die Nutzung von Wasserstoff [1].

Neben der Anpassung der Kraftwerke ist auch eine Anpassung der Verteilungsinfrastruktur von Gas notwendig. So empfehlen verschiedene Studien, die Erdgasnetze sukzessive auf die

Verteilung von grünem Wasserstoff umzurüsten [1], sodass langfristig die bestehende Infrastruktur vollständig für den Wasserstofftransport genutzt werden kann [2].

Biogas ist ein klimaneutrales Gas, das durch die Vergärung von Biomasse entsteht und somit einen Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesystems leisten kann. Zurzeit wird Biogas in Deutschland vor allem in der Kraft-Wärme-Kopplung mit dem hauptsächlichen Ziel der Stromerzeugung genutzt. Durch die Förderung durch das EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) stellte dieser Nutzungspfad seit 2000 ein attraktives Geschäftsmodell dar. Durch das Auslaufen der Förderung nach 20 Jahren besteht die Möglichkeit und Notwendigkeit, neue Geschäftsmodelle zu nutzen.

Ein wesentlicher Vorteil von Biogas sind die vielfältigen Nutzungsmöglichkeiten. Diese lassen sich grundsätzlich in drei Pfade unterteilen: die Nutzung des Biogases in einem Blockheizkraftwerk zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung; die direkte Nutzung des Biogases, zum Beispiel in Maschinen oder Anlagen in landwirtschaftlichen Betrieben, und die Aufbereitung des Biogases zu einem höherwertigen Gas wie Wasserstoff oder Biomethan [3].

Insbesondere die Aufbereitung zu Biomethan ist aktuell ein viel diskutiertes Geschäftsmodell, besonders im Kraftstoffsektor ist die Verwendung aktuell potentiell interessant. Ein weiterer Vorteil der Aufbereitung zu Biomethan ist die Möglichkeit der Nutzung einer vorhandenen Verteilungsinfrastruktur, die sich durch das Erdgasnetz in Deutschland ergibt [4]. Die Umwidmung der Erdgasinfrastruktur für den Wasserstoff steht somit potenziell im Konflikt mit der Einspeisung von Biomethan.

Um einen Überblick über den Zeithorizont der Umstellung des Gasnetzes erhalten zu können, stellt Abbildung 1 verschiedene Möglichkeiten zur Entwicklung des Erdgasverbrauches bis 2045 dar. Es wird deutlich, dass der Bedarf bis 2030 um maximal 20 % reduziert wird. Grund hierfür ist vor allem der kurzfristig steigende Bedarf an Erdgas zur flexiblen Stromerzeugung, sowie der konstante Bedarf zur Fernwärmeerzeugung [1]. Es ist somit davon auszugehen, dass insbesondere in den nächsten zehn Jahren die Nutzung von Biogas als Biomethan weiterhin einen Absatzmarkt finden wird. Langfristig bis 2045 gesehen wird der Bedarf jedoch deutlich zurückgegangen sein.

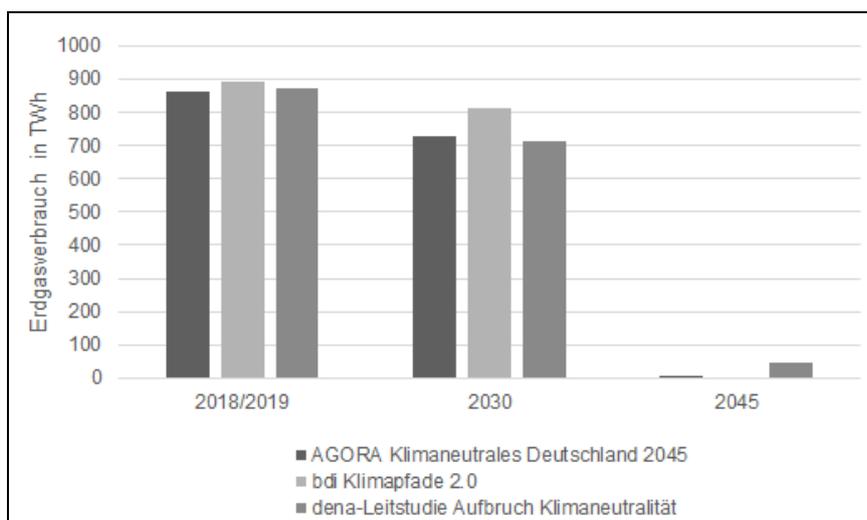


Abbildung 1: Prognose des Erdgasbedarfes bis 2045 [1, 2, 5]

Abbildung 2 zeigt die Prognosen des Wasserstoffbedarfes in verschiedenen Studien. Es wird deutlich, dass der Bedarf an Wasserstoff bis 2030 noch vergleichsweise gering ansteigt. Die Prognosen für das Jahr 2045 gehen weit auseinander: während die Studien „Klimaneutrales Deutschland 2045“ und „Aufbruch Klimaneutralität“ einen Bedarf von 265 bzw. 226 TWh prognostizieren, rechnet die Studie Klimapfade 2.0 mit einem Bedarf von 433 TWh. 2030 wird maximal ein Viertel dieses Bedarfes erwartet, sodass noch keine flächendeckende Verteilinfrastruktur benötigt werden wird.

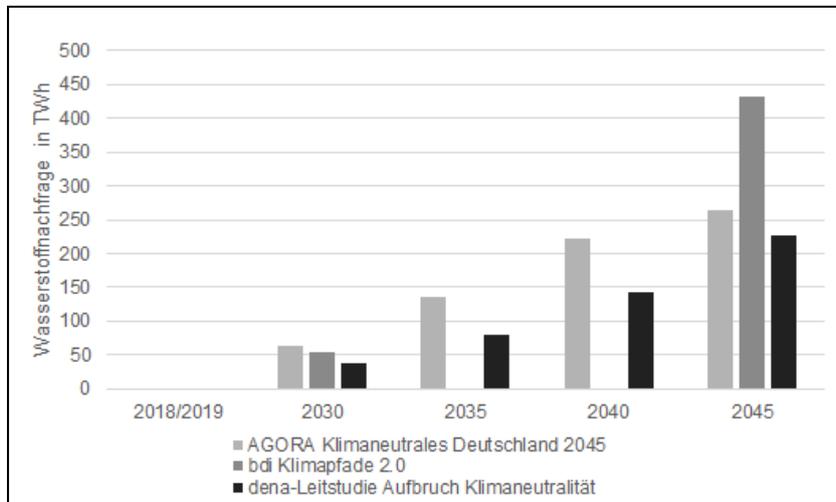


Abbildung 2: prognostizierter Wasserstoffbedarf (2035 und 2040 liegen keine Daten der Klimapfade 2.0 Studie vor) [1, 2, 5]

Ziel dieses Artikels ist eine regionale Betrachtung der Biogasherstellung in Verbindung mit der verfügbaren Kapazität im Erdgasnetz und der regionalen Nachfrage nach Erdgas. Es lassen sich Gebiete identifizieren, in denen es mittelfristig ein Potential zum Weiterbetrieb der Infrastruktur zur Verteilung von Biomethan gibt, wohingegen sich andere Gasnetzabschnitte frühzeitig für die Umstellung auf die Verteilung von Wasserstoff anbieten.

2 Methodik

2.1 Biogas: Status quo und Entwicklungspfade

Aktuell werden in Deutschland knapp 9.700 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 5.666 MW betrieben (Stand 2020) [6]. Von diesen Bestandsanlagen produzieren 208 Anlagen Biomethan, mit einer eingespeisten Energiemenge von 9.591 GWh/a [7]. Die übrigen Anlagen befinden sich in der Vor-Ort-Verstromung und erzeugten 2020 eine Strommenge von 28.702 GWh [8]. Damit trug Biogas 2020 mit 5 % zur Bruttostromerzeugung bei und hatte einen Anteil von 11,4 % an der erneuerbaren Stromerzeugung [8, 9]. Darüber hinaus wurde im Jahr 2019 eine Wärmemenge von 16.700 GWh aus Biogasanlagen genutzt [10].

Bedingt durch das Auslaufen der EEG-Förderung und die hierdurch bedingte Notwendigkeit neuer Geschäftsmodelle werden mögliche Alternativen diskutiert. Als wirtschaftliche Optimierung der Vor-Ort-Verstromung wird ein Wärmekonzept mit hohem Wärmenutzungsanteil angesehen [11]. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit der flexiblen

Energieerzeugung, um so kurzfristige Strom- oder Wärmebedarfe decken zu können und die Erlöse pro erzeugter Kilowattstunde zu erhöhen [11]. Bereits im EEG wurde die flexible Erzeugung von Strom durch den so genannten Flex-Bonus angereizt (§33i EEG 2012).

Ein alternativer Nutzungspfad zur Vor-Ort-Verstromung ist die Aufbereitung von Biogas zu einem höherwertigen Gas wie Biomethan oder Wasserstoff. Dabei ist die Aufbereitung zu Biomethan bereits ein technischer Standard. Die Aufbereitung zu Wasserstoff ist derzeit noch nicht verbreitet, wobei die Dampfreformierung bereits eine etablierte Technologie zur Herstellung von Wasserstoff aus Erdgas darstellt. Diese kann auf die Aufbereitung von Biogas übertragen werden [12].

Insbesondere die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan wird in der Literatur intensiv diskutiert. Biogas besteht in der Regel aus 40 - 75 Vol.-% Methan, 25 - 55 Vol.-% CO₂, bis zu 10 Vol.-% Wasserdampf und geringen Mengen an Stickstoff, Sauerstoff, Wasserstoff, Ammoniak und Schwefelwasserstoff [13]. Der Aufbereitungsprozess beinhaltet hauptsächlich die Abtrennung der Verunreinigungen, mit dem Ziel, den Methangehalt des Biogases zu erhöhen, um so Erdgasqualität erreichen zu können. Der wichtigste Teil des Aufbereitungsprozesses ist die Abtrennung von CO₂ [14].

Der Vorteil von Biomethan ist die Nutzung in verschiedenen Bereichen, so lässt sich Biomethan sowohl im Wärmemarkt, Mobilitätssektor, sowie zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung unabhängig vom Biogasanlagenstandort nutzen. Darüber hinaus stellt die Nutzung des abgespaltenen CO₂ ein ergänzendes Geschäftsmodell dar. Die Aufbereitung zu Biomethan ermöglicht die Einspeisung in das bestehende Erdgasnetz, sodass das Biomethan räumlich und zeitlich unabhängig von seiner Erzeugung genutzt werden kann [15]. Dies kann dazu beitragen, die Nutzung effizienter zu gestalten, da die benötigte Energie bedarfsgerecht erzeugt werden kann [16]. Die Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz ist in Ländern wie Deutschland, Schweden und Österreich bereits gängige Praxis [17]. Demgegenüber hat die Aufbereitung auch Nachteile, wie höhere Kosten und einen höheren Energieverbrauch [18].

Aktuell attraktiv wird die Nutzung von Biomethan im Verkehrssektor durch die Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2018/2001 (RED II) der EU. Diese beinhaltet unter anderem das Ziel einer Treibhausgasreduktion im Verkehr von 40 bis 42 % bis 2030. Daher soll es bis 2030 einen Anteil von mindestens 14 % erneuerbarer Energien am Kraftstoffverbrauch geben, sowie eine Unterquote von 3,5 % für fortschrittliche Biokraftstoffe aus Reststoffen wie Stroh und Gülle [19]. Biomethan aus Reststoffen kann eine besonders wichtige Rolle bei der Erfüllung der Unterquote spielen.

Das aktuelle Potential zur Biomethanerzeugung aus allen derzeit in Deutschland betriebenen Biogasanlagen beträgt 8,6 Mrd. Nm³ (bestimmt nach installierter Leistung der Bestandsanlagen nach [6], durchschnittlicher Wirkungsgrad der BHKW und Energiegehalt Methan) und reicht dabei bei Weitem nicht aus, um den aktuellen Gasverbrauch in Deutschland von 86,5 Mrd. Nm³ [20] zu decken. Hierbei ist die Herstellung regional unterschiedlich konzentriert. Da es Schwerpunkte in der Herstellung gibt, wird Biomethan dauerhaft vermutlich nur im regionalen Rahmen über Gasnetze verteilt werden können [2].

2.2 Gemeinschaftliche Aufbereitung

Die Mindestgröße von Biogasaufbereitungsanlagen (250 Nm³/h) für eine wirtschaftliche Aufbereitung von Biogas zu Biomethan [21] übersteigt in der Regel die Größe der Biogasproduktionskapazität einzelner Biogasfermenter, die in Deutschland durchschnittlich 180 Nm³/h beträgt [22]. Biogasaufbereitungsanlagen wären daher für viele kleine Biogasanlagen überdimensioniert. Darüber hinaus existiert mit zunehmender Anlagengröße eine Kostendegression in den Investitionskosten für Aufbereitungsanlagen, sodass eine Bildung von Biogas-Clustern eine wirtschaftliche Alternative sein kann [23]. Auch die Anschlussgebühren an das Gasnetz können mit steigender Gasproduktionskapazität gesenkt werden [24]. Abhängig von den Kosten für die Investitionen in Gasleitungen ist zu erwarten, dass die gemeinsame Nutzung von Aufbereitungsanlagen durch mehrere Biogasanlagen zu geringeren gesamtwirtschaftlichen Kosten im Vergleich zur einzelbetrieblichen Aufbereitung führt.

Es wird eine gemeinschaftliche Aufbereitungsinfrastruktur für Deutschland modelliert, mit dem Ziel der gesamtwirtschaftlich kostenoptimalen Lösung. Ausgehend von den bestehenden Biogasanlagen kann die Infrastruktur optimiert werden, um eine kosteneffiziente Biogasaufbereitung zu gewährleisten. Die Standorte der Biogasanlagen sind auf der Internetseite www.netztransparenz.de öffentlich verfügbar [25, 26]. Das bestehende Fernleitungsgasnetz in Deutschland wird von SciGRID Gas veröffentlicht [27]. Somit sind die Biogasanlagen und das Gasnetz bekannt und werden nicht verändert, da die optimale Aufbereitungsinfrastruktur für eine bestehende Infrastruktur einer Modellregion untersucht werden soll. Die Standorte der Biogasaufbereitungsanlagen und die Standorte der Biomethaneinspeisung in das Gasnetz werden durch das Modell definiert und optimiert.

Die Bestandsbiogasanlagen werden durch das Modell zu Clustern zusammengefasst. Die Cluster erhalten jeweils eine Aufbereitungsanlage zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan. Die benötigte Anlagengröße lässt sich durch die stündlich erzeugte Gasmenge innerhalb des Clusters jeweils individuell bestimmen. Dem Modell werden vier verschiedene Größenklassen vorgegeben, aus denen das Modell die passende Größe auswählt. Die Biogasanlagen des Clusters werden per Biogasleitungen an die Aufbereitungsanlage angeschlossen, diese wird wiederum an das Gasnetz angeschlossen, wobei der Punkt mit der geringsten Entfernung zur Aufbereitungsanlage für den Anschluss an das Gasnetz gewählt wird. Das Modell identifiziert den optimalen Standort zur Platzierung der Aufbereitungsanlage, um die Gasleitungslänge zu minimieren, so dass hierfür die geringsten Kosten entstehen. Die gesamtkostenoptimale Lösung ergibt sich durch die optimale Clusteranzahl, die bestmögliche Positionierung der Aufbereitungsanlagen, sowie die richtige Größe der Aufbereitungsanlage.

2.3 Zukunft der Gasinfrastruktur

Auf Basis der optimalen Aufbereitungsinfrastruktur lässt sich eine stündlich erzeugte Menge Biomethan pro Cluster identifizieren. Mit diesen Daten und dem Ort der Einspeisung des Biomethans in das Erdgasnetz lässt sich nun im zweiten Schritt die Auslastung des bestehenden Erdgasnetzes durch das in den Clustern erzeugte Biomethan bestimmen.

Es werden die vorhandenen Daten zu den bestehenden Erdgaskapazitäten der einzelnen Ferngasleitungen genutzt. Diese Erdgasleitungen werden zur Vergleichbarkeit in 10 km lange

Abschnitte unterteilt, die verfügbare Kapazität der Leitung wird auf die Anzahl der Leitungsabschnitte aufgeteilt und es wird somit angenommen, dass bis zum nächsten Knotenpunkt des Netzes keine Auspeisung erfolgt. Es ergibt sich eine stündliche Einspeisekapazität für jeden Leistungsabschnitt. Anhand der Anschlüsse der Biogascluster an das Erdgasnetz wird nun die stündliche Auslastung der Erdgasleitungen durch die Einspeisung von Biomethan ermittelt. Ziel ist eine Aussage darüber treffen zu können, welche Abschnitte des Gasnetzes langfristig mit Biomethan ausgelastet werden können. Somit lassen sich Regionen mit guter Auslastung des Erdgasnetzes identifizieren, in denen sich ein Weiterbetrieb des Gasnetzes zumindest mittelfristig lohnt. Darüber hinaus lassen sich auch Erdgasleitungen identifizieren, die sich für eine Umwidmung zum Transport von Wasserstoff anbieten, da diese langfristig nicht durch Erdgas bzw. Biomethan ausgelastet werden können.

Ein weiterer Anhaltspunkt zur zukünftigen Notwendigkeit einer Erdgasinfrastruktur liefert der regionale Bedarf von Erdgas, z.B. in der Industrie oder zur Stromerzeugung. Deswegen wurde dieser regionale Bedarf untersucht, um Aussagen über Kreise oder Regionen mit einem mittelfristig vergleichsweise hohen Bedarf zu identifizieren. Insbesondere in diesen Regionen ist zu erwarten, dass eine Gasnetzverteilinfrastruktur mittelfristig erhalten bleibt.

3 Ergebnisse

Abbildung 3 zeigt die regionale Verteilung der Bestandsbiogasanlagen in Deutschland, sowie das bestehende Fernleitungsgasnetz. Es wird deutlich, dass insbesondere zwei Regionen in Deutschland eine hohe Dichte an Biogasanlagen aufweisen: der Nordwesten und der Südosten.

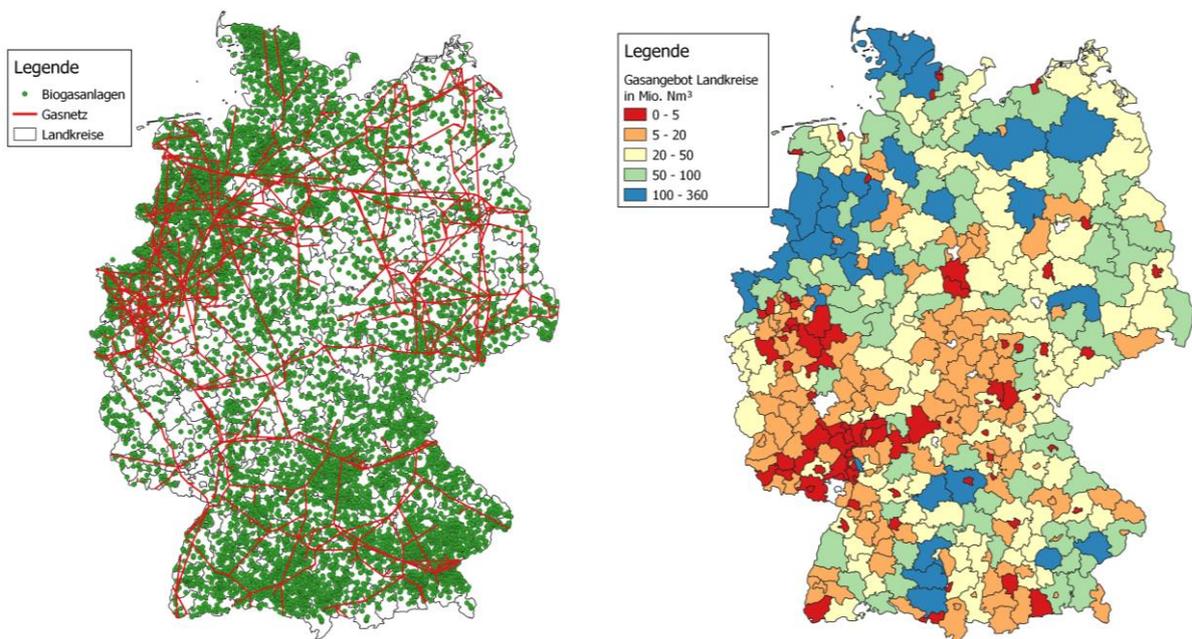


Abbildung 3: Bestand Biogasanlagen und vorhandenes Fernleitungsgasnetz

Abbildung 4: Biomethanangebot durch Biogasanlagen in den Landkreisen in Mio. Nm³

Die Modellierung der gemeinschaftlichen Aufbereitungsinfrastruktur hat eine kostenoptimale Anzahl von 1.790 Clustern bei 9.700 Biogasanlagen ergeben, was eine durchschnittliche Anzahl von ca. 5 Biogasanlagen in einem Cluster zur gemeinschaftlichen Nutzung einer

Aufbereitungsanlage bedeutet. Tatsächlich streut die Anzahl der Biogasanlagen in einem Cluster von 2 bis maximal 24 Anlagen. Durch die gemeinschaftliche Aufbereitung konnte eine Kostenreduktion um 48 % im Vergleich zur einzelbetrieblichen Aufbereitung erreicht werden. Basierend auf den Clustern konnte das Biomethanpotential der Landkreise, sowie die potentiell einzuspeisende Biomethanmenge pro Gasnetzabschnitt ermittelt werden.

Abbildung 4 zeigt das Gasangebot durch das Biomethanpotenzial aller in einem Landkreis installierten Aufbereitungsanlagen. Dieses hängt neben der Anzahl der Biogasanlagen auch von der installierten Leistung ab, sodass einige Regionen mit vielen Biogasanlagen und großer installierter Leistung eine besonders hohe Menge Biomethan erzeugen können (vgl. blaue Landkreise in Abbildung 2).

Abbildung 5 zeigt den Gasbedarf der Landkreise für die Bereiche Industrie, Gaskraftwerke und Haushalte. Diese decken 76 % des deutschen Gasbedarfes ab (Industrie 36 %, Haushalte 31 %, Stromversorgung 14 %) [28], sodass diese als repräsentativ für den deutschen Gasbedarf angesehen werden können. Die Daten zum Gasverbrauch der Industrie basieren auf Daten zu Energieverbräuchen der Industriebetriebe auf Landkreisebene der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder [29]. Der Verbrauch der Kraftwerke wurde über die Kraftwerksliste in Deutschland der Bundesnetzagentur ermittelt [30]. Der Bedarf der Haushalte wurde anteilig auf die Anzahl der Einwohner pro Landkreis aufgeteilt [31]. Die Streuung des Gasverbrauches pro Landkreis ist sehr hoch und liegt aktuell zwischen 0,178 TWh/a und 20,32 TWh/a.

Besonders der Gasbedarf im Bereich der Haushalte wird langfristig stark zurückgehen, da die Wärmeversorgung in Haushalten zukünftig nicht mehr gasbasiert erfolgen soll [1]. Deswegen wird im Weiteren lediglich der Gasbedarf von Industrie und Gaskraftwerken in die Modellierung einbezogen.

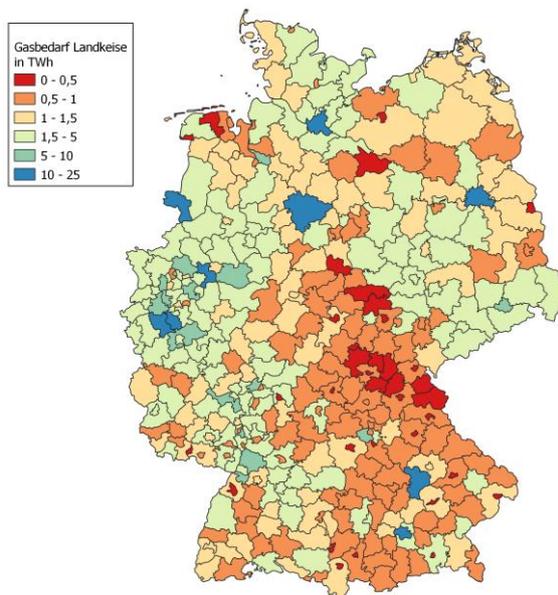


Abbildung 5: Gasbedarf der Landkreise (Industrie, Kraftwerke, Haushalte)

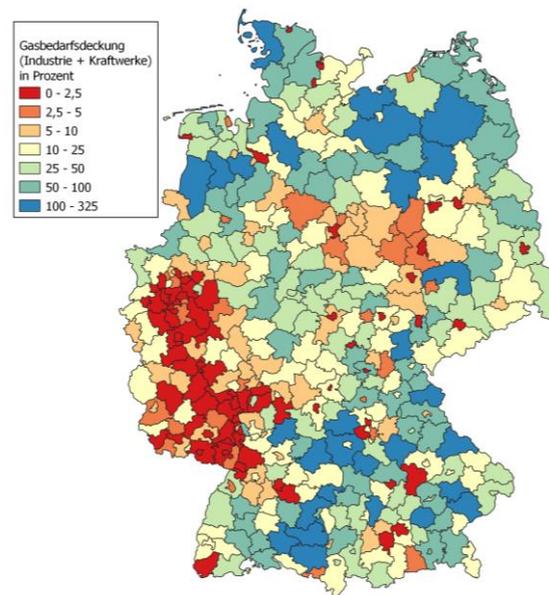


Abbildung 6: Deckung des Gasbedarfes (Industrie und Gaskraftwerke) der Landkreise

Um nun Regionen identifizieren zu können, in denen der Gasbedarf aus Industrie und Gaskraftwerken potentiell gut durch das Biomethan aus bestehenden Biogasanlagen gedeckt

werden könnte, veranschaulicht Abbildung 6 die Gasbedarfsdeckung. Diese teilt die potentiell erzeugte Biomethanmenge durch den Erdgasbedarf aus Industrie und Gaskraftwerken. Es ergibt sich ein Deckungsgrad in Prozent, der Landkreise ermittelt, in denen die räumliche Nähe von Erzeugung (Biogasanlagen) und Nutzung (Industrie und Gaskraftwerke) von Methan potentiell gegeben ist. Nord- und Süddeutschland erreichen dabei in der Regel eine gute Bedarfsdeckung in den Landkreisen, wohingegen vor allem Westdeutschland einen sehr niedrigen Deckungsgrad erreicht. Insbesondere in Gebieten mit einem geringen Angebot an Biomethan bzw. einem hohen Bedarf an Erdgas kann eine Deckung des Bedarfes durch Biomethan nicht gelingen. Beispiele sind in Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz zu finden. Im Gegensatz dazu gibt es auch einige Landkreise, in denen der Bedarf an Methan durch das Biomethanpotenzial aus Biogasanlagen sogar überdeckt wird; in den blau eingefärbten Landkreisen beträgt der Bedarfsdeckungsanteil über 100 %. Hier stellt sich eine Verteilinfrastruktur für Erdgas auch mittelfristig als sinnvoll dar.

Neben der Deckung des Bedarfes ist die Betrachtung der Auslastung der Gasinfrastruktur ein interessanter Parameter für die Sinnhaftigkeit eines Weiterbetriebes der Infrastruktur. Abbildung 7 zeigt die Auslastung der 10 km langen Abschnitte des Gasnetzes. Hierfür wurde das bestehende Gasnetz in 10 km lange Abschnitte unterteilt. Jedem dieser Abschnitte wurde, basierend auf der aktuell verfügbaren Transportkapazität des kompletten Gasnetzabschnittes, ein maximaler Wert zugeordnet. Dieser ergibt sich als Quotient aus Transportkapazität des kompletten Gasnetzabschnittes und der Anzahl der 10 km langen Abschnitte. Die Auslastung ergibt sich als Quotient aus potentiell eingespeister Biomethanmenge und verfügbarer Einspeisekapazität des Leitungsabschnittes. Es wird deutlich, dass ein großer Anteil der bestehenden Infrastruktur nur zu einem sehr geringen Prozentsatz durch Biomethan ausgelastet werden könnte. Der Großteil der Netzabschnitte erreicht eine Auslastung von unter 6 %. Insbesondere Fernleitungsnetze zur Übertragung großer Erdgasmengen (Übertragungsnetze zur Verteilung von Gas aus dem Ausland, z.B. North Stream) sind deutlich überdimensioniert für die Verteilung von Biomethan.

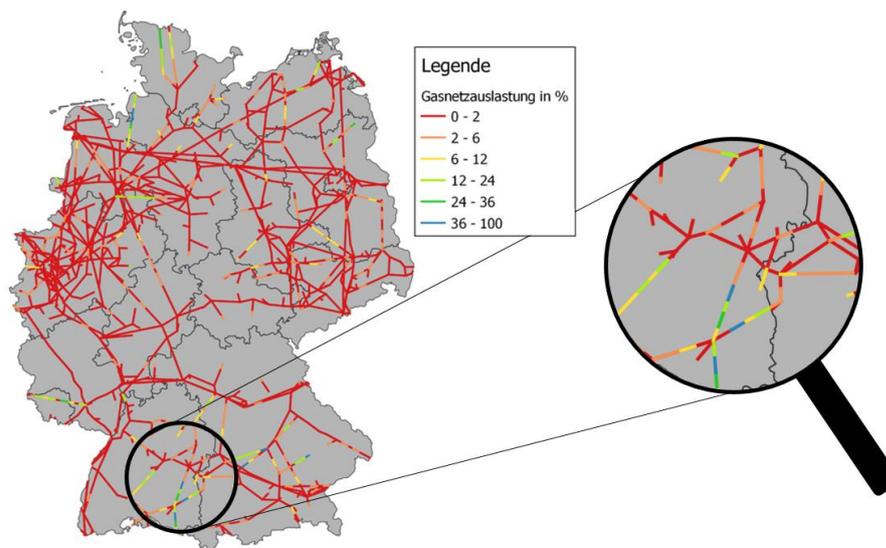


Abbildung 7: Auslastung der vorhandenen Gasinfrastruktur durch Biomethan

Einzelne Abschnitte erreichen jedoch einen höheren Auslastungsgrad, wie im Südosten von Baden-Württemberg, im nördlichen Niedersachsen, in Schleswig-Holstein, sowie im Saarland.

Sollte in der Zukunft tatsächlich ein großer Anteil der Biogasanlagen auf die Erzeugung von Biomethan umgestellt werden, würde sich insbesondere in diesen Regionen der Weiterbetrieb des vorhandenen Gasnetzes anbieten. Die Umstellung des Gasnetzes auf Wasserstoff wäre vor allem in diesen Regionen zunächst nicht sinnvoll.

4 Fazit und Ausblick

Bedingt durch die angestrebte Dekarbonisierung in Deutschland bis 2045 ist langfristig ein Verzicht auf fossile Energieträger notwendig. Langfristig wird Erdgas also nur noch eine untergeordnete Rolle spielen und, je nach Sektor und Verwendungszweck, durch Strom, Wasserstoff oder erneuerbare methanbasierte Energieträger ersetzt.

Da bis 2030, bzw. in einigen Prognosen 2035, der Erdgasbedarf noch flächendeckend vorhanden sein wird und sich nur marginal verringert, ist der Betrieb eines flächendeckenden Gasnetzes für Erdgas in diesem Zeitraum sehr wahrscheinlich. Insbesondere in Regionen, in denen der Erdgasbedarf zurzeit vergleichsweise hoch ausfällt, ist zu erwarten, dass noch längerfristig ein Gasnetz betrieben werden wird, da die Industrie auf die Nutzung von Erdgas ausgerichtet ist. Auch die Verwendung von methanbasierten Energieträgern zur flexiblen Erzeugung von Strom stellt mindestens im nächsten Jahrzehnt einen wesentlichen Baustein der Energieversorgung dar.

Für die Übergangszeit zwischen Erdgasnetz und Wasserstoffnetz scheint die Nutzung der Netze durch beide Gase eine attraktive Übergangslösung. Jedoch ist der Anteil von Wasserstoff im Erdgasnetz auf fünf Volumenprozent beschränkt, teilweise ist eine Erhöhung bis zu zehn Volumenprozent möglich. Bestimmte Anwendungen erfordern jedoch eine geringe Wasserstoffbeimischung, wie die Nutzung an Erdgastankstellen. Technische Komponenten, aber vor allem auch Kundenanlagen limitieren somit den zulässigen Anteil der Wasserstoffbeimischung [32]. Beim späteren Betrieb eines Wasserstoffnetzes ist die Reinheit des Gases im Vergleich noch entscheidender, da die stofflichen Eigenschaften des Wasserstoffes bei einer Mischung verloren gehen; eine Trennung vom Biomethan ist anschließend nur mit erheblichem Aufwand möglich. Einige Industrien, wie die Stahlindustrie, sind auf den reinen Wasserstoff angewiesen, sodass eine Beimischung von Methan im Wasserstoffnetz vermutlich nicht möglich sein wird [33].

Langfristig wird Wasserstoff der dominierende gasförmige Energieträger sein, sodass eine sukzessive Umstellung des Gasnetzes auf die Verteilung von Wasserstoff eine sinnvolle Entwicklung darstellen wird. In diesem Zeitraum wird sich für Biogasanlagen die Möglichkeit bieten, Wasserstoff herzustellen und über vorhandene Infrastruktur in das Gasnetz einzuspeisen. Eine Alternative hierzu ist die Deckung regionaler Gasbedarfe von Industrieunternehmen, die in ihrem Betrieb nicht auf methanbasierte Energieträger verzichten können. Mittelfristig, also mindestens innerhalb des nächsten Jahrzehntes, stellt die Nutzung von Biogas als Biomethan einen sinnvollen Verwertungsweg dar, da der entsprechende Absatzmarkt bestehen bleiben wird.

5 References

- [1] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Ed., "dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität," 2021.

- [2] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, "Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann: Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende," 2021.
- [3] A. G. Capodaglio, A. Callegari, and M. V. Lopez, "European framework for the diffusion of biogas uses: emerging technologies, acceptance, incentive strategies, and institutional-regulatory support," *Sustainability*, vol. 8, no. 4, p. 298, 2016, doi: 10.3390/su8040298.
- [4] E. Winquist *et al.*, "Expert Views on the Future Development of Biogas Business Branch in Germany, The Netherlands, and Finland until 2030," *Sustainability*, vol. 13, no. 3, p. 1148, 2021, doi: 10.3390/su13031148.
- [5] Boston Consulting Group, Ed., "Klimapfade 2.0: Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft," 2021.
- [6] M. Liedmann, *Branchenzahlen 2020 und Prognose der Branchenentwicklung 2021: Entwicklung der Biogasanlagenzahl und der installierten elektrischen Leistung sowie der arbeitsrelevanten elektrischen Leistung in Deutschland*. [Online]. Available: [https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/\\$file/21-10-14_Biogas_Branchenzahlen-2020_Prognose-2021.pdf](https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/21-10-14_Biogas_Branchenzahlen-2020_Prognose-2021.pdf)
- [7] Bundesnetzagentur, "Monitoringbericht 2021,"
- [8] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), "Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland," Sep. 2021.
- [9] EEFA, "Strommix-Dezember2021,"
- [10] *FNR - Biogas: Wärme*. [Online]. Available: <https://biogas.fnr.de/biogas-nutzung/waerme> (accessed: Jan. 16 2022).
- [11] J. Güsewell, L. Eltrop, and K. Hufendiek, "Seasonal flexibilisation: a solution for biogas plants to improve profitability," *Adv Appl Energy*, vol. 2, no. 2, p. 100034, 2021, doi: 10.1016/j.adapen.2021.100034.
- [12] J. G. Wünning, "Grüner Wasserstoff aus Biogas," *gwf Gas + Energie*, no. 3, pp. 37–40, 2021.
- [13] H. Watter, *Regenerative Energiesysteme*. Wiesbaden: Springer Fachmedien, 2019.
- [14] I. Bragança, F. Sánchez-Soberón, G. F. Pantuzza, A. Alves, and N. Ratola, "Impurities in biogas: analytical strategies, occurrence, effects and removal technologies," *Biomass Bioenergy*, vol. 143, p. 105878, 2020, doi: 10.1016/j.biombioe.2020.105878.
- [15] M. Cavana and P. Leone, "Biogas blending into the gas grid of a small municipality for the decarbonization of the heating sector," *Biomass Bioenergy*, vol. 127, p. 105295, 2019, doi: 10.1016/j.biombioe.2019.105295.
- [16] W. M. Budzianowski and D. A. Budzianowska, "Economic analysis of biomethane and bioelectricity generation from biogas using different support schemes and plant configurations," *Energy*, vol. 88, no. 2, pp. 658–666, 2015, doi: 10.1016/j.energy.2015.05.104.
- [17] A. D. Korberg, I. R. Skov, and B. V. Mathiesen, "The role of biogas and biogas-derived fuels in a 100% renewable energy system in Denmark," *Energy*, vol. 199, p. 117426, 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.117426.
- [18] C. Schmid, T. Horschig, A. Pfeiffer, N. Szarka, and D. Thrän, "Biogas upgrading: a review of national biomethane strategies and support policies in selected countries," *Energies*, vol. 12, no. 19, p. 3803, 2019, doi: 10.3390/en12193803.

- [19] European Parliament and Council of the European Union, *Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the Promotion of the Use of Energy from Renewable Sources (Recast)*, 2018.
- [20] bp, "Full report – Statistical Review of World Energy 2021,"
- [21] Umweltbundesamt, Ed., "Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht,"
- [22] Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL), *BMEL-Statistik: Tabellen Kapitel C, H.II und H.III des Statistischen Jahrbuchs* (accessed: Jan. 25 2022).
- [23] M. Dotzauer *et al.*, "Bioenergie – Potentiale, Langfristperspektiven und Strategien für Anlagen zur Stromerzeugung nach 2020 (BE20plus) - Schlussbericht," Leipzig, 2021.
- [24] F. C. Ertem and M. Acheampong, "Impacts of demand-driven energy production concept on the heat utilization efficiency at biogas plants: heat waste and flexible heat production," *Process Integr Optim Sustain*, vol. 2, no. 1, pp. 1–16, 2018, doi: 10.1007/s41660-017-0024-z.
- [25] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH, *Netztransparenz - EEG Anlagenstammdaten*. [Online]. Available: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten> (accessed: Jan. 17 2022).
- [26] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH, *Netztransparenz - EEG Bewegungsdaten*. [Online]. Available: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen> (accessed: Jan. 17 2022).
- [27] SciGRID Gas, *IGGI/ELGN*. [Online]. Available: https://www.gas.scigrd.de/posts/2020-Sep-02_iggiegn.html (accessed: Jan. 17 2022).
- [28] BDEW, *Erdgasabsatz in Deutschland nach Verbraucherguppen*.
- [29] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, Deutschland, *Regionaldatenbank Deutschland: Ergebnis 43531-01-02-4: Energieverbrauch - Jahressumme - regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte*. [Online]. Available: <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online?operation=abrufabelleBearbeiten&levelindex=2&levelid=1643126789675&auswahloperation=abrufabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&code=43531-01-02-4&auswahltext=&werteabruf=starten#abreadcrumb> (accessed: Jan. 25 2022).
- [30] Bundesnetzagentur, "Kraftwerkliste," 2021. Accessed: Jan. 25 2022.
- [31] Statistisches Bundesamt Deutschland, *Bevölkerung: Kreise, Stichtag*. [Online]. Available: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?operation=abrufabelleBearbeiten&levelindex=1&levelid=1643127625970&auswahloperation=abrufabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&code=12411-0015&auswahltext=&werteabruf=starten#abreadcrumb> (accessed: Jan. 25 2022).
- [32] Deutscher Bundestag Wissenschaftliche Dienste, "Grenzwerte für Wasserstoff (H2) in der Erdgasinfrastruktur," 2019.
- [33] Bundesnetzagentur, "Regulierung von Wasserstoffnetzen - Bestandsaufnahme," 2020.