

BEE-Stellungnahme

zum Zwischenergebnis des Dialogprozesses Gas 2030
des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie
(BMWi)

Berlin, 18. September 2019



Inhaltsverzeichnis

1. Vorbemerkung zum Dialogprozess Gas 2030.....	3
2. Grundlegende Rahmenbedingungen der Energiewende	3
3. Bewertung ausgewählter Handlungsempfehlungen der AG 1: Erzeugung und Infrastruktur 4	
3.1 UAG 1: Erzeugung (und Herkunft).....	4
3.1.1 „Klimapolitisch sinnvolle“ und „klimapolitisch nicht sinnvolle“ Gase.....	4
3.1.2 Die Bereitstellungskosten für klimapolitisch sinnvolle Gase	5
3.1.3 Die inländische Erzeugung und der Import von strombasierten Gasen	6
3.1.4. Inländische Erzeugung und Import von Biomethan	6
3.2 UAG 2: Infrastruktur.....	7
4. Bewertung ausgewählter Handlungsempfehlungen der AG 2: Verbrauch und Verwendung 8	
4.1 UAG 1: Strom	8
4.2 UAG 2: Gebäude	9
4.3 UAG 3: Mobilität	12
4.4 UAG 4: Industrie	13
5. Kriterien für die Förderung von strombasierten Gasen	13

1. Vorbemerkung zum Dialogprozess Gas 2030

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) begrüßt den Austausch zwischen der Bundesregierung, der Wirtschaft und weiteren Stakeholdern zur Diskussion um die zukünftige Rolle gasförmiger Energieträger im Rahmen der Energiewende sowie zur Ableitung konkreter politischer Handlungsempfehlungen. Der Dialogprozess Gas 2030 des BMWi setzt dazu einen passenden Rahmen. Die Erarbeitung einer Gas-Strategie ist notwendig, um sowohl für politische Entscheidungsträger als auch für betroffene Unternehmen bzw. Investoren langfristige Planungssicherheit und verlässliche Rahmenbedingungen zu gewährleisten. Allerdings weist der BEE auch auf die Notwendigkeit einer ausgeglichenen Teilnehmerschaft für diesen bzw. für zukünftige Dialoge zwischen der Politik und Stakeholdern hin.

So ist es für eine (ergebnis-)offene Diskussion bspw. im Rahmen der UAG Gebäude notwendig, nicht nur im überwiegenden Maße Vertreter der Gaswirtschaft zu laden, sondern deutlich stärker als bisher auch die Perspektiven weiterer Akteure wie z.B. der Vertreter der Energieeffizienz, von Umweltverbänden oder der Forschung zu berücksichtigen.

Die folgende Stellungnahme behandelt vorwiegend die Nutzung von Gasen und Gastechnologien im Allgemeinen, übergeordnete Aspekte der Erzeugung und Nutzung von klimafreundlichen Gasen sowie strombasierten Gasen im Speziellen. Für eine umfassende Bewertung der Zwischenergebnisse hinsichtlich biogener Gase sei auf die Stellungnahme des Fachverbands Biogas e.V. (FvB) verwiesen.

2. Grundlegende Rahmenbedingungen der Energiewende

Als Unterzeichner des Pariser Klimaschutzabkommens hat sich die Bundesregierung dazu verpflichtet, ihren Beitrag zu leisten, um den globalen Temperaturanstieg gegenüber der vorindustriellen Zeit auf maximal 1,5 °C zu begrenzen. Bekanntlich bedarf es hierzu einer weitgehenden Treibhausgasneutralität bis 2050, die nur durch eine vollständige Umstellung der Energieversorgung auf Erneuerbare Energien erreicht werden kann. Dazu muss die Gasinfrastruktur perspektivisch zu 100 Prozent mit Erneuerbaren Gasen bespeist werden.

Bei der Transformation des Energiesystems hin zu 100 Prozent Erneuerbaren Energien in den Energiesektoren Strom, Wärme und Mobilität sowie der stofflichen Nutzung bedarf es aus Sicht des BEE folgender grundlegender Rahmenbedingungen:

- Der fossile Endenergiebedarf muss insbesondere in den Sektoren Wärme und Mobilität reduziert werden;
- Strom aus Erneuerbaren Energien muss entweder über die direkte Nutzung oder im Rahmen der Erzeugung strombasierte Brenn- und Kraftstoffe dort genutzt werden, wo die meisten Treibhausgasemissionen eingespart werden.

Erneuerbare Energien haben erfreulicherweise im Stromsektor auf Basis eines kontinuierlichen Ausbaus in den vergangenen Jahren zunehmend an Bedeutung gewonnen und konnten 2018 erstmals über 40 Prozent der öffentlichen Nettostromerzeugung decken. Obgleich dies zeigt, dass das Ziel von 65 Prozent Erneuerbare Energie am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 grundsätzlich erreichbar ist, so bereiten aktuelle Entwicklung wie z.B. der drastisch eingebrochene Ausbau der Windenergie an Land, der 52-GW-Solardeckel sowie der drohende Rückgang der Stromerzeugung aus Biomasse große Sorge.

Der BEE weist darauf hin, dass Erneuerbare Stromkapazitäten (EE-Anlagen) die Grundlage für die Erzeugung von „grünen“, strombasierten Gasen darstellen. Folglich muss die Politik einen zügigen und umfassenden Ausbau von EE-Anlagen gewährleisten.

Erneuerbare Energien sind bereits die systembestimmende Größe im Stromsektor. Diesen Status werden sie perspektivisch auch im Wärme- und Mobilitätssektor einnehmen. Dies hat zur Konsequenz, dass sich das Energiesystem bzw. auch die einzelnen Sektoren an den Eigenschaften der Erneuerbaren Energien ausrichten müssen. Das bedeutet u.a.

- die Umgestaltung des bisherigen Stromsystems hin zu einem System, dessen Kern die dargebotsabhängige Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik darstellt. Durch verschiedene Flexibilitätsoptionen (z.B. steuerbare Erzeuger wie Bioenergieanlagen, Speicher und Nachfrageflexibilität) kann diese ausgeglichen werden;
- einen Ausbau der direkten Nutzung der Erneuerbaren Energien im Wärme- und Mobilitätssektor (insb. Biomasse, Solarthermie, Tiefengeothermie) auch die verstärkte direkte Nutzung von Erneuerbarem Strom (bspw. durch elektrische Wärmepumpen und Elektromobilität).

Vor dem Hintergrund dieser grundsätzlichen Überlegungen können die Gasnetze und die daran angeschlossenen Gastechnologien einen bedeutsamen Beitrag zu einer klimafreundlichen Energieversorgung leisten. Voraussetzung ist allerdings, dass sich auch die Gasinfrastruktur den veränderten Rahmenbedingungen anpasst. Fossiles Erdgas ist vor dem Hintergrund von Atom- und Kohleausstieg in einer Übergangsphase zweifellos in einzelnen Anwendungen noch notwendig, z.B. gemeinsam mit Erneuerbarer Wärme als Ersatz von Kohle(heiz)kraftwerken im Strom- und Wärmesektor sowie als Ersatz von fossilen Kraftstoffen mit einer schlechteren Emissionsbilanz und als Grundstoff in der chemischen Industrie. Allerdings darf der Einsatz von fossilem Erdgas den notwendigen Umstieg auf direktgenutzte Erneuerbare Energien oder Erneuerbare Gase nicht behindern oder verzögern.

3. Bewertung ausgewählter Handlungsempfehlungen der AG 1: Erzeugung und Infrastruktur

3.1 UAG 1: Erzeugung (und Herkunft)

3.1.1 „Klimapolitisch sinnvolle“ und „klimapolitisch nicht sinnvolle“ Gase

Vor dem Hintergrund einer fehlenden, einheitlichen Definition für die oftmals unterschiedlichen Arten von Gasen teilt der BEE die Auffassung des BMWi zur Notwendigkeit nach einer Systematisierung und (Legal-)Definierung. Im Gegensatz zum BMWi schlägt der BEE vor, anstatt oder zusätzlich zur Unterteilung zwischen CO₂-freien und CO₂-neutralen Gasen zwischen „klimapolitisch sinnvollen“ und „klimapolitisch nicht sinnvollen“ Gasen zu unterscheiden.

Hierzu schlägt der BEE folgende Kategorisierung für „klimapolitisch sinnvolle“ Gase vor. Zu den klimapolitisch sinnvollen Gasen gehören:

- **Biogene Gase:** Gasförmige Energieträger, die durch anaerobe Vergärung (Biogas), thermochemische Konversion oder andere Verfahren aus Biomasse gewonnen und auf Erdgasqualität aufbereitet wurden (Biomethan, Klärgas usw.)

- **Strombasierte Gase:** (i) Wasserstoff, der durch den Einsatz ausschließlich von Strom aus Erneuerbaren Energien mittels Elektrolyse gewonnen wurde („grüner Wasserstoff“), sowie (ii) auf Basis von grünem Wasserstoff (synthetisch) produzierte gasförmige Kohlenwasserstoffe, insofern der Kohlenstoff ausschließlich aus nachhaltigen Quellen wie Biomasse oder direkt aus der Luft („Direct Air Capture (DAC)“) gewonnen wurde (Power-to-Gas, PtG).

Die Anforderung, bei der Wasserstoffherzeugung ausschließlich Erneuerbaren Strom einzusetzen, erfordert entweder, dass

- der Strom von einer EE-Anlage ohne Nutzung des öffentlichen Netzes an den Elektrolyseur geleitet wird; oder
- ein Stromliefervertrag zwischen dem Betreiber des Elektrolyseurs und dem Betreiber der EE-Anlage besteht, wobei der Strombezug und die Erneuerbare Stromerzeugung zeitlich zusammenfallen sowie beide an das öffentliche Netz angeschlossen sind.

Entscheidend ist, dass die reine Verwendung von Herkunftsnachweisen nicht ausreichend sein sollte, um den damit erzeugten Wasserstoff als grünen Wasserstoff bezeichnen zu können.

Dementsprechend sollten gasförmige Kohlenwasserstoffe, die auf Basis von Kohlenstoff aus anderen Quellen (z.B. aus den bei der Verbrennung fossiler Energieträger anfallenden Rauchgasen) erzeugt werden, als „klimapolitisch nicht sinnvolle“ Gase definiert werden. Dies beugt u.a. der Gefahr vor, dass der Kohlenstoff bspw. aus den Rauchgasen von Kohle-Kraftwerken einen monetären Wert erhält und diese klimaschädlichen Anlagen damit länger als energiewirtschaftlich notwendig und klimapolitisch zulässig betrieben werden. Zudem würde die Nutzung von fossilen Kohlenstoffquellen der notwendigen Technologie- und Marktentwicklung der Kohlenstoffgewinnung aus nachhaltigen Quellen (z.B. Kostendegression und Erschließung von Effizienzpotenzialen beim DAC-Verfahren oder die Weiterführung vom heutigen Biogasanlagenbestand nach dem Auslaufen der EEG-Vergütung) behindern.

Der BEE spricht sich ferner dafür aus, „blauen Wasserstoff“ ebenfalls als „klimapolitisch nicht sinnvolles“ Gas zu definieren. Blauer Wasserstoff wird auf Basis von fossilem Erdgas und mittels CO₂-Abscheidung und -Speicherung gewonnen. Zum einen ist blauer Wasserstoff nicht klimaneutral, da bei der notwendigen Erdgasförderung typische Methanschlupf bzw. die CO₂-Emissionen, die bei der Abfackelung dieser Emissionen entstehen, nicht vermieden werden. Die Diskussionen in der AG 1 im Rahmen vom Dialogprozess Gas 2030 (Sitzung 2 am 25.04.2019) haben zudem verdeutlicht, dass langfristig die Kosten der Erzeugung von blauem und grünem Wasserstoff konvergieren. Vor dem Hintergrund der langfristigen Bedeutung und der Gefahr von Pfadabhängigkeiten sollten daher Anreize zur Technologieentwicklung von grünem und weniger von blauem Wasserstoff gesetzt werden.

3.1.2 Die Bereitstellungskosten für klimapolitisch sinnvolle Gase

Die auf der zweiten Sitzung der AG 1 vorgestellten Zwischenergebnisse der Studie „Kosten für strombasierte Energieträger“ der Prognos AG haben deutliche Senkungspotenziale für die Bereitstellungskosten strombasierter Gase (grüner Wasserstoff und PtG) aufgezeigt. Ebenfalls wurde deutlich, dass grüner Wasserstoff unter bestimmten Annahmen ab dem Jahr 2030 Kostenvorteile gegenüber importiertem Wasserstoff aus der MENA-Region besitzt.

Allerdings stellen die Gutachter fest, dass die Bereitstellungskosten für Wasserstoff beim Endverbraucher selbst im Jahr 2050 noch deutlich oberhalb der heutigen Kosten von Erdgas (ohne

CO₂-Bepreisung) liegen. So weisen die Berechnungen für das Jahr 2050 Bereitstellungskosten in Höhe von 12-18 ct/kWh aus – ein Vielfaches des aktuellen Erdgaspreises für Haushaltskunden von ca. 6 ct/kWh.

Die Bereitstellungskosten von PtG (beim Import aus der MENA-Region) liegen laut den oben genannten Berechnungen sogar bei 15-26 ct/kWh und damit um den Faktor 3 bis 4 über den heutigen Haushaltskundenpreisen für Erdgas. Es dürfte äußerst fraglich sein, ob Haushalte und Unternehmen, welche aktuell Versorgungslösungen auf Basis von fossilem Erdgas nutzen, bereit bzw. überhaupt in der Lage sind, solche Preissteigerungen zu tragen.

Im Gegensatz dazu liegen die Kosten von Biomethan deutlich unter den berechneten Kosten für national erzeugte oder importierte strombasierte Gase. Ein umfassender Vergleich der Gestehungskosten von Methan aus Biogasanlagen und Wasserstoff bzw. Methan aus anderen Quellen findet sich in der Stellungnahme des Fachverbands Biogas.

3.1.3 Die inländische Erzeugung und der Import von strombasierten Gasen

Der BEE teilt die Auffassung des BMWi, dass aufgrund begrenzter nationaler Erzeugungspotenziale europäische und globale Märkte bei der Bereitstellung strombasierter Gase eine bedeutsame Rolle einnehmen werden. [In seinem Szenario 2030 geht der BEE](#) beispielsweise davon aus, dass 70 Prozent der nachgefragten PtG-Mengen über den Import erfolgen werden.

Vor diesem Hintergrund erscheint die Diskussion geeigneter und weltweit verteilter Standorte ebenso angebracht wie die Berücksichtigung bereits bekannter nationaler Strategien zur Entwicklung und Nutzung strombasierter Gase (bspw. China, USA, Japan, europäische Länder). Die Diskussion im Rahmen der zweiten Sitzung der AG 1 am 25.04.2019 hat daher auch erhebliche Nutzungskonkurrenzen beim weltweiten Handel mit strombasierten Gasen verdeutlicht und damit auch die Unsicherheit gezeigt, preisgünstig erhebliche Mengen aus dem Ausland zu importieren. Die nationalen Potenziale zur Erzeugung strombasierter Gase werden in einem Gutachten von enervis (2017) im Auftrag der Initiative Erdgasspeicher e.V. und dem Bundesverband Windenergie e.V. diskutiert. Über die technologische Weiterentwicklung von EE-Anlagen und die Nutzung erneuerbarer Strommengen zur Herstellung von Gasen kann, so die wesentliche Erkenntnis der Analyse, bis 2050 ein bedeutsamer Beitrag für eine klimafreundliche Energieversorgung und die Effizienz im deutschen Energiesystem geleistet werden.

Die skizzierten Wirtschaftlichkeits- und Verfügbarkeitsrisiken von strombasierten Gasen erfordern ein vorausschauendes Risikomanagement, welches vermeidet strombasierte Gase als klimapolitisches „Allheilmittel“ zu betrachten. So sind realistische Potenziale ebenso wie Auswirkungen auf den Zubaubedarf von EE-Anlagen sorgfältig zu analysieren. Zweifelsfrei werden strombasierte Gase in einzelnen energiewirtschaftlichen Bereichen ihre Anwendung finden und dort zur Minderung der Treibhausgasemissionen beitragen. In solchen Bereichen jedoch, in denen die CO₂-Vermeidungskosten niedrig sind und alternative Technologien zur Erneuerbaren Energieversorgung zur Verfügung stehen (z.B. Technologien zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser), sollten diese Optionen entsprechend genutzt werden.

3.1.4. Inländische Erzeugung und Import von Biomethan

Wie im Entwurf zu Recht vermerkt, zeichnet sich Biomethan im Gegensatz zu strombasierten Gasen dadurch aus, dass bereits ein großer und technologisch ausgereifter Anlagenpark in Deutschland existiert. Dieser umfasst nach Angaben aus dem Zwischenbericht über 9.000

Biogasanlagen mit einer Biogaserzeugung von etwa 100 Terrawattstunden (TWh). Der Bestand ist eingebettet in ein Netzwerk von Planern und Herstellern, Biomassekreisläufen und Wertschöpfungsketten.

Mit dem bestehenden Biogasanlagenpark besitzt Deutschland ein immenses Potenzial, schnell in die Erzeugung und Einspeisung klimafreundlicher Gase ins Gasnetz im großen Stil einzusteigen. Dies betrifft nicht nur Biomethan, sondern auch strom-basiertes Methan, das in oder an Biogasanlagen durch die Synthese von vor Ort erzeugten grünen Wasserstoff und dem bei der Aufbereitung des Biogases anfallenden abgeschiedenen CO₂ erzeugt werden kann. So wird gleichzeitig Biogas ertüchtigt.

Dieses Potenzial kann mobilisiert werden. Neben der Umrüstung einzelner Vor-Ort-Verstromungsanlagen auf die Gaseinspeisung sollte auch der Zusammenschluss von kleineren Vor-Ort-Verstromungsanlagen mit Hilfe von Sammelnetzen sowie die Ergänzung von Elektrolyseuren vorangetrieben werden. Legt man Berechnungen des DVGW zugrunde, können mit diesen Maßnahmen insgesamt 88 TWh Biomethan und zusätzlich 81 TWh synthetisches Gas produziert werden. So kann insgesamt 169 TWh klimaneutrales Gas („klimapolitisch sinnvoll“) für die Einspeisung ins Gasnetz gewonnen werden, ohne dass neue Biogaserzeugungsanlagen errichtet oder im Vergleich zu heute mehr Substrate eingesetzt werden müssten.¹

Darüber hinaus existieren noch ungenutzte Substrate für den Ausbau der Biogaserzeugung und -aufbereitung. Neben der Anbaubiomasse gehören dazu Substrate, die bislang kaum betrachtet wurden, wie z.B. Aufwuchs von Dauergrünland und Stroh. Diese zu erschließen, stellt eine No-Regret-Maßnahme dar. Auch der Import von Biomethan ist nach Ansicht des BEE eine sinnvolle Option, um den Biomethaneinsatz auszubauen. Neben den nachhaltigen Wertschöpfungsketten im Exportland bietet dies die Chance, durch die Ausbringung der Gärprodukte den Humusgehalt und damit die Produktivität der dortigen Ackerflächen zu steigern.

Für eine ausführliche Darstellung der Potenziale von Biogasanlagen zur Bereitstellung von Biomethan und synthetischem Methan und den damit verbundenen Chancen wird auf die Stellungnahme des Fachverbands Biogas verwiesen.

3.2 UAG 2: Infrastruktur

Die deutsche Gasinfrastruktur ist für die aktuelle Energieversorgung zweifelsfrei von substantieller Bedeutung und stellt ein wertvolles volkswirtschaftliches Asset dar. Allerdings muss sich auch diese Infrastruktur an die zukünftigen Bedingungen der Energiewende (vgl. Kapitel 2) anpassen. Daher teilt der BEE die Auffassung des BMWi, dass die Gasinfrastruktur vor einem langen Transformationsprozess steht. So gehen beispielsweise wesentliche energiewirtschaftliche Leitstudien in der dezentralen Wärmeversorgung von einem langfristigen Rückgang der Nachfrage von Energiegasen aus. Damit kann sich perspektivisch insbesondere in den Gasverteilnetzen die Frage nach einer regionalen Auslastung und die Neubewertung der Wirtschaftlichkeit im Netzbetrieb stellen (vgl. hierzu auch Climate Change 12/2019 des Umweltbundesamtes). Weitere Herausforderungen ergeben sich in Hinblick auf die Beimischung von

¹ Quelle: DVGW (2019), Potentialermittlung zur Erzeugung erneuerbarer Gase mittels Methanisierung (EE-Methanisierung); für die Aufteilung in Biomethan und synthetischem Methan wird eine durchschnittlicher Methananteil von 52% pro Normkubikmeter Rohbiogas angenommen. In der DVGW-Publikation wird eigentlich ein Wert von 167 TWh angegeben, da als heutige Biomethanproduktion noch ein Wert von rund 9 TWh angelegt wird. Durch die Steigerung der Biomethanproduktion auf heute 10 TWh ergibt sich der erhöhte Wert von insgesamt 169 TWh EE-Methan.

Wasserstoff in die Gasinfrastruktur, der Umwidmung der Gas- zu einer Wasserstoffinfrastruktur oder dem Aufbau einer gesonderten Infrastruktur für Wasserstoff.

Um die Treibhausgasreduzierungsziele von Erneuerbaren Gasen in ausgewählten Sektoren zu nutzen, ist aus Sicht des BEE daher die langfristige Bewahrung und / oder der Aus- und Umbau der Gasinfrastruktur in dem Maße sinnvoll, wie diese für den Transport, die Speicherung von Erneuerbaren Gasen sowie die dezentrale Einspeisung von Erneuerbaren Gasen benötigt wird.

Der BEE unterstützt Bemühungen der Bundesregierung, die Länder zu ermutigen, langfristige regionale und kommunale Planungen zur Energieversorgung voranzutreiben. Dabei sollte jeweils auch untersucht werden, inwiefern bestehende Biogasanlagen durch Sammelleitungen verbunden und auf eine Gasaufbereitung und -einspeisung umgerüstet werden können. Auch die Möglichkeit zur Installation von Elektrolyseuren sollten dabei geprüft werden. Begleitend könnte ein Förderprogramm für die Planung und Durchführung solcher Projekte eingeführt werden.

4. Bewertung ausgewählter Handlungsempfehlungen der AG 2: Verbrauch und Verwendung

4.1 UAG 1: Strom

In einem System, das durch eine dargebotsabhängige Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik gekennzeichnet ist, dienen Erneuerbare Gase nach Ansicht des BEE als eine nachrangige Speicher- und Flexibilitätsoption. Insbesondere in Zeiträumen mit einer geringen Stromerzeugung aus Photovoltaik und Wind, welche auch durch den kurzfristigen Einsatz von Flexibilitätsoptionen am Strommarkt nicht ausgeglichen werden kann, stellen Gasttechnologien einen bedeutsamen Bestandteil zur Deckung der Stromnachfrage dar.

Daher teilt der BEE die Auffassung des BMWi, dass die Stromerzeugung aus fossil befeuerten Gaskraftwerken durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien langfristig zurückgeht. Gleichwohl widerspricht der BEE entschieden dem im Zwischenbericht zum Dialogprozess benannten Rückgang der Stromerzeugung auf Basis von Biogas. Obgleich die quantitative Bedeutung der Stromerzeugung von Photovoltaik und Wind sicherlich höher einzuschätzen ist, so kann die Biogas-Branche einen wichtigen Beitrag zur politischen Zielsetzung leisten, bis 2030 einen Anteil von 65 Prozent Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch zu erreichen.

Der Vorteil von Biogas liegt in der Regelbarkeit. Insbesondere bei einem niedrigen Dargebot von Sonne und Wind kann diese Stärke ausgespielt werden. Jährlich erzeugen Biogas-Anlagen ca. 32 TWh Erneuerbaren Strom, was heute ca. 6 Prozent des deutschen Bruttostromverbrauchs entspricht: Ein Rückgang dieser Erzeugung würde der o.g. politischen Zielsetzung zuwiderlaufen. Davon abgesehen gab es auf den Sitzungen des Dialogprozesses dazu keinen entsprechenden Konsens. Dieses sollte sich auch im Ergebnispapier widerspiegeln.

Die fossile KWK muss zudem deutlich an Flexibilität gewinnen. Fossil gefeuerte KWK-Anlagen müssen auch tatsächlich flexibel betrieben werden, was heute nicht der Fall ist. In den Berichten der Bundesnetzagentur zu den Netz- und Systemausgleichsmaßnahmen wird dies sehr sichtbar. So wurden im Jahr 2018 nur 2,47 GWh fossiler KWK im Rahmen des Einspeisemanagements für den Netz- und Systemausgleich herangezogen. Gegenüber den Erneuer-

baren Energien (Wind an Land, Wind Offshore, Photovoltaik) ist dies ein verschwindend kleiner Beitrag.

Sogar die Biomasse hat mit 35,74 GWh einen fast 15-mal so großen Beitrag zum Systemausgleich geleistet.² Dieser Umstand sollte und kann durch die Ausgestaltung der Parameter im neuen Redispatch-Regime adressiert werden. Daneben müssen heute bestehenden Fehlanreize durch vermiedene Netzentgelte bei fossilen KWK-Anlagen beseitigt werden.³

4.2 UAG 2: Gebäude

Dieser Abschnitt des Papiers ist von einigen Fehlannahmen geprägt hinsichtlich der Möglichkeiten mit Erneuerbaren Energien zu heizen. Grundsätzlich richtig ist die Aussage, dass der Gasverbrauch perspektivisch reduziert werden muss. Allerdings wird „eine Umstellung auf CO₂-freie bzw. -neutrale Energieträger“ (S. 17) nicht ausreichen, um die Klimaziele für 2030 und 2050 erreichen zu können. Erforderlich ist vor allem ein Wechsel zu Erneuerbaren Heizungstechnologien.

Bezüglich Effizienzverbesserungen in der aktuell genutzten Anlagentechnik kam ein [Kurzgutachten von ECONCONSULT \(2018\)](#) im Auftrag des BEE zu dem Ergebnis, dass die Einsparpotenziale beim Austausch alter Heizkessel durch neue Brennwertkessel begrenzt sind und dass ein Großteil der Einsparungen von Endenergie und Treibhausgasemissionen über etwaig durchgeführte Verbesserungsmaßnahmen an der Peripherie (wie hydraulischer Abgleich, effizientere Pumpen und Regelungstechnik) erzielt werden. Beim Ersatz eines Konstant- bzw. Niederdruckkessels mit einem Brennwertkessel sind demnach nur mit Einsparungen von bis zu 15 bzw. 10 Prozent zu rechnen. Die in der Öffentlichkeit oftmals kolportierten Einsparungspotenziale von bis zu 30 Prozent lassen damit außen vor, dass bei derartigen Maßnahmen auch direkt auf eine Wärmepumpe oder einen Biomassekessel umgestellt werden kann. Politische Anreize zum Austausch veralteter Heizungsanlagen sollten daher nicht auf den bloßen Austausch durch einen neuen Brennwertkessel abzielen.

Aus diesen Gründen kommt auch die folgende Aussage des Textentwurfs einer Bankrotterklärung für das Klimaziel 2030 gleich:

“Die notwendigen tiefgreifenden Transformationen bei Wärmebedarf und -versorgung zur Erreichung eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestandes werden angesichts der bisher niedrigen Sanierungsrate und der zeitintensiven Durchführung erst in den dann folgenden Dekaden die Verbrauchseinsparungen dominieren“ (S. 17).

Das Ergebnispapier argumentiert weiter, dass durch den Neubau von Gasheizungen keine Lock-In Probleme zu erwarten seien und die begrenzte Lebensdauer neuer Heizkessel immer noch genügend Zeit für spätere Effizienzmaßnahmen und Technologiewechsel ließe:

² BNetzA, Bericht zu Netz- und Systemausgleichsmaßnahmen für das Gesamtjahr 2018, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2019/Quartalsbericht_Q4_2018.pdf?__blob=publicationFile&v=6, Tabelle 11

³ BNetzA, Bericht über die Mindestenergieerzeugung, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Mindestenergieerzeugung/Mindestenergieerzeugung_node.html (Hinweis: Ein aktualisierter Bericht über die Mindestenergieerzeugung 2019 wird in Kürze veröffentlicht)

“Durch die parallelen Anstrengungen, bei denen Vollsanierung und die Nutzung erneuerbarer Energien intensiv vorangetrieben werden, sind durch den Neubau von Gasheizungen keine Lock-In Probleme zu erwarten: Deren begrenzte Lebensdauer ermöglicht eine erneute Anpassung im Rahmen der üblichen Sanierungszyklen, wobei durch die dann verbesserten energetischen Eigenschaften der Gebäudehülle und der geplanten Ausweitung von Quartiersansätzen und Sektorkopplung ein breiteres Portfolio an klimafreundlichen Technologien zur Verfügung steht.“ (S. 18)

Das intensive Vorantreiben von Erneuerbaren Energien und der Fortführung der Versorgungsstruktur auf Basis von Erdgas widerspricht sich grundsätzlich. Klar ist, dass der Neueinbau von Gasheizungen den Ausbau von erneuerbaren Energien hemmt und zu maßgeblichen Lock-In Problemen führt. Diese würden im gravierenden Maße das Erreichen der sektorspezifischen Klimaziele gefährden. Fraglich ist darüber hinaus, warum bei einer sinkenden Nachfrage der Neueinbau von Gaskesseln eine passende Versorgungsstrategie darstellen sollte.

Bei einem anzunehmenden Lebensalter von 15-20 Jahren würden neue Gasbrennwertkessel, die im kommenden Jahrzehnt eingebaut werden, nicht vor 2045 ausgetauscht. Mit einer Strategie, die hierauf setzt, würden die Klimaziele für 2050 nicht mehr erreicht.

Erneuerbare Energien einsetzen

Für die Klimaziele bedarf es in den Jahren 2020 bis 2030 einer zügigen Implementierung von erneuerbaren Energien in die Beheizung von Gebäuden. Dafür sind Wärmepumpen, Biomasse, Solar- und Geothermie bereits heute in technologisch ausgereifter Form verfügbar. Darüber hinaus kann auch Strom aus PV-Anlagen, der in Wärmepumpen oder Haustechnik eingesetzt wird, zur Verbesserung des Gebäudeenergiebedarfs beitragen.

Derzeit verhindert vor allem das Ungleichgewicht der Energiepreise vielfach den Einsatz erneuerbarer Alternativen. Solange Erdgas und Heizöl auf dem aktuellen Preisniveau bleiben, haben etwa Wärmepumpen oder Pelletöfen große Wettbewerbsnachteile aufzuholen.

Die Studie von ifeu, Fraunhofer IEE und Consentec (2018) im Auftrag von Agora Energiewende hebt hervor, dass die Klimaziele im Wärmebereich nur bei einer verstärkten Senkung des fossilen Energiebedarfs der Gebäude erreicht werden können. Beim Vergleich der verschiedenen technologischen Wege zum Klimaziel kommen die Autoren zu der Erkenntnis, dass der Einsatz von strombasierten Gasen mit sehr hohen volkswirtschaftlichen Kosten verbunden sein dürfte. So erscheint auch die Aussage, dass „die Nutzung von erneuerbarem Methan in bestehenden Infrastrukturen eine Treibhausgasreduktion „im Bestand“ bei geringen Investitionsbedarf ermöglicht“, fraglich. Dies gilt insb. auch in Hinblick auf die Betriebs- und Bereitstellungskosten, welche nach Berechnungen der Prognos AG (siehe Gliederungspunkt 3.1.2) bei strombasierten Gasen sehr hoch ausfallen dürften.

Alternative Technologien wie z.B. die Wärmepumpe, Biomasseheizkessel oder Solarthermie weisen hingegen wirtschaftliche Vorteile auf. In einer nach CO₂ gewichteten Preiszusammensetzung der verschiedenen Heizungsalternativen schneiden diese besser ab als im heutigen Energiepreisgefüge.

Dezentrale Energiewende und Sektorenkopplung

Das Papier adressiert leider kaum die verschiedenen Optionen der Sektorenkopplung im Gebäudebereich. In der Kombination von Dach-PV, Stromspeicher, Wallbox bis hin zur Wärmepumpe lassen sich erneuerbare Energien zielgerichtet für die Weiterentwicklung des gesamten Energiesystems einsetzen. Da im kommenden Jahrzehnt verstärkt Smart Meter Gateways und digitale Energiemanagementsysteme zum Einsatz kommen, liegt hier ein großes Potenzial. In ähnlicher Weise gilt dies auch für Wärmenetze und KWK-Systeme mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. All diese Möglichkeiten sollten nicht dadurch beschnitten werden, dass die Wärmewende im vorliegenden Papier vor allem auf eine Effizienzverbesserung von Gas- und Ölkesseln reduziert wird.

Zu den Handlungsbedarfen und Empfehlungen des Papiers

*“Zur Verbesserung der **Effizienz bei der Anlagentechnik** muss der Ersatz veralteter Technik durch effizientere moderne, auch gasbasierte Heizgeräte intensiviert werden. Hierfür soll in einem Stakeholderdialog ein Vorschlag erarbeitet werden, wie eine Modernisierung der bestehenden Anlagen unter den technischen Herausforderungen und komplexen Akteurskonstellationen erreicht werden kann.“ (S. 20)*

Ein Stakeholderdialog zu den verfügbaren Techniken ist zu begrüßen. Wie bereits ausgeführt lässt sich nachweisen, dass eine Effizienzsteigerung von Gasheizungen nicht ausreichen wird, um die erforderliche CO₂-Einsparungen zu erreichen. Zugleich bestehen gegenüber auf erneuerbaren Energien basierenden Beheizungstechnologien teils noch Fehlannahmen, die sich gut entkräften lassen.

*“Die Bundesländer werden aufgerufen, **integrierte Energie- und Wärmeplanungen** auf regionaler Ebene zu befördern und die Kommunen bei der Entwicklung ganzheitlicher, systemischer Wärmeversorgungsansätze auch in Quartieren zu unterstützen. Der Bund wird in diesem Zusammenhang den Dialog mit den Ländern aufnehmen.“ (S. 20)*

Der BEE teilt den angekündigten Aufruf des BMWi zur Förderung einer integrierten Energie- und Wärmeplanung. Dabei ist auf eine Ausgewogenheit zwischen zentralen und dezentralen Heizsystemen zu achten. Zum Teil können in Quartieren und großen Objekten bereits vollständig erneuerbare Lösungen auf Basis von Wärmepumpen, Biomasse und Solarthermie eingesetzt werden. Diese sollten durch Erdgas-basierte KWK-Systeme nicht verdrängt oder benachteiligt werden, wenn sie bessere CO₂-Einsparungen aufweisen.

Zusätzlich nur objektgebundenen Versorgung müssen die Potenziale Erneuerbarer Energien zur Defossilisierung von Nahwärmenetzen im Quartieren und städtischen Fernwärmenetzen genutzt werden. Der aktuelle Förderrahmen im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) reizt, bspw. über den Kohleersatzbonus, dabei schwerpunktmäßig die Errichtung neuer Gas-KWK-Anlagen an. Insbesondere bei größeren Anlagen, die eine Lebensdauer von 20 Jahren und länger aufweisen, ist davon auszugehen, dass diese in den kommenden Jahrzehnten eine bedeutsame Rolle bei der Bereitstellung von Strom und leitungsgebundener Wärme spielen. Biogene und strombasierte Gase können hier einen Beitrag zum Klimaschutz leisten.

Gleichwohl bedarf es in der leitungsgebundenen Wärme auch eines raschen Einstiegs in weitere Erneuerbare Wärmetechnologien. Demzufolge muss die fossile KWK an Flexibilität gewinnen, welche sie den Berichten der Bundesnetzagentur zu den Netz- und

Systemausgleichsmaßnahmen nach komplett schuldig bleibt. Stattdessen bedarf es Investitionen in Wärmeerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien, z.B. Großwärmepumpen, große Solar- und Geothermie-Anlagen und Biomasseheiz(kraft)werke, um Systeme aus KWK und EE-Wärme aufzubauen. Eine integrierte Energie- und Wärmeplanung lokaler Akteure leistet ihren Beitrag zum Klimaschutz u.a. durch die Bereitstellung notwendiger Planungsdaten, der Identifizierung von Bedarfsprofilen und den lokalen Potenzialen von Erneuerbaren Energien.

*“Es sollte untersucht werden, welche **innovativen Technologien** einschließlich der Nutzung erneuerbarer Gase die Treibhausgasmindering im Wärmesektor effektiv und volkswirtschaftlich effizient voranbringen können. Dabei ist auch der Rechtsrahmen für den Einsatz von Biomethan und anderen CO₂-freien oder CO₂-neutralen Gasen im Gebäudebereich zu überprüfen.“ (S. 20)*

Die technischen Lösungen der Wärmewende sind im Grundsatz bereits vorhanden. Dabei wäre eine verstärkte Unterstützung erneuerbarer Innovationen durchaus begrüßenswert, wenn sich dies etwa auf verschiedene Kombinationsmöglichkeiten von Wärmepumpen, Biomasse, Photovoltaik und Solarthermie sowie mögliche Geschäftsmodelle richtet. Dies könnte etwa in Reallaboren und Modellquartieren (s.a. Modellstadt Bottrop) weiter vorangetrieben werden.

4.3 UAG 3: Mobilität

Der BEE stimmt der Aussage zu, dass Elektromobilität ein zentraler Baustein eines nachhaltigen Verkehrssystems ist. Doch Elektromobilität alleine kann nicht sicherstellen, die Klimaziele des Verkehrssektors zu erreichen. CO₂-ärmere Kraftstoffe sind und bleiben demnach wichtig. Um Kraftstoffe zu defossilisieren ist die Treibhausgasminderingquote das Mittel der Wahl. Der BEE unterstützt daher den im Entwurf enthaltenen Prüfauftrag, die RED II national deutlich ambitionierter umzusetzen als dies in der EU Richtlinie festgelegt ist.

Im Entwurf wird angegeben, dass CO₂-ärmere Kraftstoffalternativen in denjenigen Bereichen zum Einsatz kommen sollen, die vorerst nicht durch E-Mobilität erreicht werden können. Im Weiteren wird die Option für den PKW-Verkehr benannt, dass fossiles CNG und LNG hier geeignet wären, sofern deren Produktion umweltgerecht und ohne Methanschlupf erfolgt – was in der Regel nicht der Fall ist. Nach dem Entwurf seien bis zu drei Millionen Erdgasfahrzeuge bis zum Jahr 2030 erforderlich, um einen Beitrag zu Erfüllung des Klimaschutzziels 2030 im Verkehrssektor zu erreichen. Diese Aussagen stehen zueinander im Widerspruch und sind mit dem Blick auf die Entwicklung der Elektromobilität im PKW-Bereich zudem nicht wahrscheinlich.

Kern des Widerspruchs ist, dass mit der Elektromobilität im PKW-Bereich eine Option verfügbar ist, die aufgrund ihrer Effizienz ein höheres THG-Minderungspotenzials gegenüber dem Einsatz von fossilem CNG und LPG entfalten kann. Der Pfad über Biomethan ist ebenso gegenüber fossilem CNG und LPG mit deutlich geringeren Treibhausgasemissionen verbunden und muss daher klar gegenüber diesen Optionen bessergestellt werden. Korrekt benannt ist, dass der Markthochlauf der Gasmobilität aktuell nicht erfolgt. Da im Gegensatz zu Elektrofahrzeugen auch deutlich weniger Fahrzeugmodelle verfügbar sein werden oder angekündigt sind, erscheint die Zahl von bis zu 3 Mio. Erdgasfahrzeugen im Jahr 2030 zu hoch. Die Anreize für den Einsatz von Bio-CNG und Bio-LNG sind jedoch weiter zu stärken, damit diese in Gas-PKW und anderen Bereichen, wie dem Schwerlastverkehr und der Schifffahrt zum Einsatz kommen können.

Bezüglich des Einsatzes von Wasserstoff im Mobilitätssektor ist der Entwurf noch wenig konkret. Im PKW-Bereich wird die Technologieentscheidung kurzfristig und wahrscheinlich zugunsten batterieelektrischer (Hybrid-)Fahrzeuge ausfallen. Dafür sprechen mehrere Gründe: Sie sind effizienter, ihre Kosten sinken, ihre Technologie wird kontinuierlich verfeinert und die Fahrzeughersteller verstärken ihr Engagement in diesem Bereich, während hingegen das niedrige Niveau an Brennstoffzellenfahrzeugen und Wasserstofftankstellen stagniert. Dies ist, mit Blick auf die verfügbaren öffentlichen und privaten Investitionsmittel beim Aufbau der Ladeinfrastruktur zu berücksichtigen.

4.4 UAG 4: Industrie

Der BEE teilt die Auffassung des BMWi, dass gasförmige Energieträger in der Industrie auch weiterhin wichtig bleiben. Klimapolitisch sinnvolle Gase werden somit auch im Industriebereich einen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten müssen.

Dies gilt insbesondere für die stoffliche Verwertung von Gasen oder für Hochtemperaturanwendungen, in denen Gase zum Einsatz kommen. Allerdings sollten auch, wo technisch möglich, Optionen, die auf dem Einsatz Erneuerbarer Energien beruhen, berücksichtigt werden. Dies ist die Elektrolyse (basierend auf EE-Strom), die im Industriebereich die heutige Wasserstoffherstellung (Dampfreformierung) perspektivisch ersetzen kann und so auch eine wichtige Flexibilität für den Stromsektor darstellt. Auch für Prozesswärmeanwendungen mit niedrigen oder moderaten Temperaturbereichen kommen Alternativen zur Verbrennung fossiler Energieträger in Frage (Solarthermie, Direktnutzung von Strom in elektrischen Wärmeerzeugern, Großwärmepumpen oder Brüdenverdichtern).

Betriebliche KWK-Anlagen müssen weiter flexibilisiert werden, z.B. durch den Zubau von elektrischen Wärmeerzeugern, müssen aber auch tatsächlich flexibel betrieben werden (siehe Ausführungen dazu im Abschnitt 4.1 dieser Stellungnahme).

5. Kriterien für die Förderung von strombasierten Gasen

Der Betrieb von Elektrolyseuren zur Erzeugung von Wasserstoff (und ggfs. mit einer nachgeschalteten Methanisierung) ist aktuell nicht wirtschaftlich. In Deutschland gibt es zurzeit rund 62 Demonstrations- und Pilotprojekte mit einer Leistung von insgesamt ca. 308 MW elektrisch. Die Tatsache, dass es sich in mindestens elf der 20 Reallabore der Energiewende um Wasserstoff bezogene Projekt handelt, verdeutlicht allerdings die Potenziale, welche energiewirtschaftliche Akteure in der Technologie sehen.

Wie bereits ausgeführt können strombasierte Gase in ausgewählten Bereichen der Energiewirtschaft einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz leisten. Daher bedarf es einer gezielten Förderung, um Anreize für Investitionen in entsprechende Erzeugungsanlagen zu setzen und Kostensenkungspotenziale zu erschließen. Entscheidend dabei ist, dass bei einer Förderung eindeutige Nachhaltigkeitsstandards definiert und adverse klima- und energiepolitische Effekte, wie z.B. ein Anstieg der Treibhausgasemissionen, vermieden werden.

Analog zu den Standards, die biogene Brenn- und Kraftstoffe für eine Förderberechtigung mindestens erfüllen müssen (z.B. EEG-Vergütung, Anrechnung der THG-Mindestquote im Kraftstoffsektor o.Ä.), sollten Nachhaltigkeitskriterien für national erzeugte oder importierte strombasierte Gase eingeführt werden. Dabei ist darauf zu achten, dass es ein „Level-Playing-Field“

zwischen den verschiedenen klimapolitisch sinnvollen Technologien gibt sowie die Einhaltung, insbesondere bei im Ausland importierten Gasen, sichergestellt werden kann.

Mögliche Nachhaltigkeitsstandards könnten z.B. in Hinblick auf die Anforderungen an eine Mindest-Treibhausgasreduktion (gegenüber fossilem Erdgas), auf die Bezugsquellen für den bei der Elektrolyse eingesetzten Strom oder auch auf die Bezugsquelle für die eingesetzten Kohlenstoffe festgelegt werden. Eine Formulierung für konkrete Nachhaltigkeitsstandards wird aktuell im BEE ausgearbeitet.

Kontakt:

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
Invalidenstraße 91
10115 Berlin

Carsten Pfeiffer
Leiter Strategie und Politik
030 275 81 70-21
carsten.pfeiffer@bee-ev.de

Bernhard Strohmayer
Referent für Erneuerbare Energiemärkte und Mobilität
030 275 81 70-22
bernhard.strohmayer@bee-ev.de

Nils Weil
Referent für Erneuerbare Wärmepolitik und -wirtschaft
030 275 81 70-13
nils.weil@bee-ev.de