



Dialogprozess Gas 2030 – Erste Bilanz –

Oktober 2019

Inhalt

Vorwort	3
Einleitung – Der Dialogprozess Gas 2030 des BMWi	4
A. Begriffsbestimmungen	5
B. Gasförmige Energieträger – Erzeugung und Herkunft	6
I. Ausgangslage bei der Erzeugung gasförmiger Energieträger.....	6
II. Zur Entwicklung gasförmiger Energieträger bis 2030 und darüber hinaus.....	6
III. Die Rolle von und notwendige Rahmenbedingungen für CO ₂ -freie und CO ₂ -neutrale gasförmige Energieträger in der Energiewende.....	7
IV. Deutschland bleibt auch künftig ein Energieimporteur.....	8
C. Gasförmige Energieträger – Herausforderungen für die Infrastruktur	9
I. Die Erdgasinfrastruktur heute.....	9
II. Die Gasinfrastruktur steht vor einem langen Transformationsprozess.....	9
III. Herausforderungen an die Infrastruktur durch den Import von CO ₂ -freien und CO ₂ -neutralen Gasen.....	9
IV. Regulierungsbedarf auf EU-Ebene.....	10
V. Integrierte Infrastrukturplanung für Strom-, Gas- und Wärmenetze.....	10
D. Gasförmige Energieträger – Verbrauch und Verwendung	11
I. Einsatz gasförmiger Energieträger im Gebäudesektor.....	11
1. Gasverbrauch im Gebäudebereich.....	11
2. Erhöhung der Effizienz bei der Anlagentechnik.....	11
3. CO ₂ -freie bzw. -neutrale Gase im Gebäudesektor.....	12
4. Die energetische Sanierung der Gebäudehülle und die Auswirkungen auf die Gasnachfrage.....	13
II. Einsatz gasförmiger Energieträger im Mobilitätsbereich.....	13
1. Gasverbrauch im Verkehrsbereich.....	13
2. Entwicklung der Wasserstoffmobilität und Marktchancen für die deutsche und europäische Autoindustrie.....	14
3. Der Beitrag gasförmiger Energieträger zur Erreichung der Klimaziele.....	14
4. Regulierung des Einsatzes von gasförmigen Energieträgern im Verkehrsbereich.....	15
III. Der Einsatz gasförmiger Energieträger im Industriesektor.....	15
1. Aktuelle Nutzung gasförmiger Energieträger in der Industrie.....	15
2. Entwicklungen und Chancen beim stofflichen Einsatz gasförmiger Energieträger.....	16
3. Perspektive nach 2030, prozessbedingte Emissionen.....	17
IV. Gasförmige Energieträger und ihr Einsatz zur Stromerzeugung.....	18
1. Gaseinsatz zur Stromerzeugung.....	18
2. Mittelfristige Entwicklungen des Gaseinsatzes zur Stromerzeugung bis 2030.....	18
3. Langfristige Entwicklungen des Gaseinsatzes zur Stromerzeugung bis 2050.....	18
4. Beimischung von Wasserstoff – Auswirkungen auf die Stromerzeugung.....	18
Erste Bilanz und Fortführung des Gasdialogs	19

Vorwort

Mit der Energiewende stellt sich Deutschland seiner klimapolitischen Verantwortung und hat sich im internationalen Vergleich sehr ambitionierte Ziele auf dem Weg zu einem langfristig weitgehend CO₂-neutralen Energie- und Wirtschaftssystem gesetzt.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat im Dezember 2018 den Dialogprozess Gas 2030 angestoßen. In dem Prozess erörtern wir die zukünftige Rolle gasförmiger Energieträger im Rahmen der Energiewende gemeinsam mit den Expertinnen und Experten aus mehr als einhundert Unternehmen, Branchenverbänden und Nichtregierungsorganisationen sowie Vertretern anderer Bundesministerien und der Bundesländer.

Ein großer Dank gebührt an dieser Stelle allen, die ihre Expertise eingebracht und damit einen wesentlichen Beitrag zum Erfolg des Dialogprozesses geleistet haben. Ebenso danke ich den Kolleginnen und Kollegen der Deutschen Energie-Agentur, die den Dialog inhaltlich und organisatorisch als „Geschäftsstelle Gas 2030“ begleitet haben.

In dem vorliegenden Bericht ziehen wir eine erste Bilanz und kommen zu wichtigen Ergebnissen: Gasförmige Energieträger sind auch langfristig bei ambitionierten Klimazielen integraler Bestandteil der Energiewende. Dabei gilt, dass Deutschland auch langfristig ein Energieimportland bleibt – gerade mit Blick auf CO₂-freie bzw. -neutrale Energieträger. Gleichzeitig stehen wir vor einem grundlegenden Transformationsprozess hin zu einer im Wesentlichen CO₂-freien bzw. -neutralen Gasversorgung.

Wir wollen den vor uns liegenden Transformationsprozess gemeinsam mit den Stakeholdern weiter gestalten. Deshalb werden wir den Dialogprozess fortsetzen. Ich freue mich auf den weiteren Austausch!

Ihr



Peter Altmaier
Bundesminister für Wirtschaft und Energie



Einleitung – Der Dialogprozess Gas 2030 des BMWi

Deutschland ist eine der weltweit führenden Industrienationen und der größte Energieverbraucher in Europa. Mit der Energiewende steht Deutschland zu seiner klimapolitischen Verantwortung und hat sich – auch im internationalen Vergleich – sehr ambitionierte Ziele auf dem Weg zu einer langfristig weitgehend CO₂-neutralen Energieversorgung gesetzt. Dabei ist klar, dass die Versorgungssicherheit und die Bezahlbarkeit von Energie auch weiterhin gewährleistet sein müssen. Mit den Beschlüssen des Bundeskabinetts vom 20. September 2019 steht die Bundesregierung zu ihrer klimapolitischen Verantwortung und hat die Voraussetzungen geschaffen, dass unser Land seine Klimaziele für 2030 erreicht und damit seinen Beitrag leistet, um die weltweiten Anstrengungen zur Begrenzung der Erderwärmung zum Erfolg zu führen.

Die Bundesregierung hat in ihrem Energiekonzept 2010/2011 bewusst darauf verzichtet, eine Entscheidung darüber zu treffen, welche fossilen Energieträger zukünftig welchen Beitrag zur Energieversorgung leisten sollten. Seitdem hat die Energiewende große Fortschritte gemacht:

- Der Atomausstieg wird planmäßig bis zum Jahr 2022 umgesetzt.
- „Grüner“ Strom aus Wind und Sonne hat das Ruder im Strommarkt übernommen. Schon in wenigen Jahren werden mehr als 50 Prozent unseres Stroms aus erneuerbaren Energien stammen; aktuell sind es im Jahresmittel bereits rd. 40 Prozent.
- Die Beschlüsse der Strukturwandelkommission vom Herbst 2018 zum Ausstieg aus der Kohleverstromung werden bis spätestens 2038 konsequent umgesetzt.

Gleichzeitig gibt es im politischen Raum auch Forderungen nach einem baldigen Erdgas-Ausstieg. Ein solcher Schritt hätte aber nicht nur enorme Risiken für den Industriestandort Deutschland, sondern auch für die Sicherheit der Energieversorgung insgesamt. Hier lohnt sich ein Blick auf die Basisdaten des deutschen Energieverbrauchs: Der gesamte Endenergieverbrauch beläuft sich derzeit auf rund 2.500 Terrawattstunden (TWh) pro Jahr, davon entfallen ca. 600 TWh auf den Sektor Energiewirtschaft (v.a. Strom), etwa 700 TWh auf den Verkehrssektor und ca. 1.200 TWh auf Anwendungen in Gebäuden und in der Industrie (v.a. Wärme). Gleichzeitig tragen Wind und Sonne derzeit mit etwa 180 TWh pro Jahr zur Stromerzeugung bei, d.h. aber auch, dass wir mit erneuerbarem Strom allein die Energiewende nicht schaffen können; gasförmige CO₂-freie- bzw. -neutrale Energieträger sind ebenso fester Bestandteil der Energiewende.

Darüber hinaus brauchen wir aber auch zwingend die Beiträge der Energieeffizienzpolitik, um unsere ambitionierten Klimaziele zu erreichen: Das Prinzip „efficiency first!“ gilt – im Rahmen des wirtschaftlich Sinnvollen – uneingeschränkt, denn jede Kilowattstunde, die nicht verbraucht wird, muss auch nicht erzeugt werden. Energieeffizienz und die kluge Nutzung von Energie müssen wesentlich zur Erreichung der Energie- und Klimaziele beitragen.

Bestimmte Bereiche der Volkswirtschaft werden sich zudem aller Voraussicht nach nicht direkt über Strom versorgen lassen (z. B. stoffliche Herstellungsverfahren in der Chemie, Flugverkehr etc.). Sie werden auf absehbare Zeit weiterhin auf stoffliche Energieträger angewiesen sein. Damit kommt gasförmigen Energieträgern auch langfristig eine zentrale Rolle bei der Sicherheit der Energieversorgung in Deutschland zu.

Bereits heute ist erkennbar, dass speziell hinsichtlich klimafreundlicher gasförmiger Energieträger mehr noch als in den früheren Phasen der Energiewende eine grenzüberschreitende Zusammenarbeit – auch jenseits der EU – von ausschlaggebender Bedeutung sein wird. Deutschland importiert heute in großem Umfang Energieträger und – das hat der Dialog Gas 2030 bestätigt – wird auch langfristig ein großer Energieimporteur bleiben. Dann allerdings von CO₂-freien- bzw. CO₂-neutralen Energieträgern.

Vor diesem Hintergrund hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Dezember 2018 den Dialogprozess Gas 2030 gestartet, um gemeinsam mit den Stakeholdern die zukünftige Rolle gasförmiger Energieträger im Rahmen der Energiewende zu diskutieren und Handlungsempfehlungen für die Politik abzuleiten.

Dazu wurden entlang der Wertschöpfungskette „Erzeugung, Infrastruktur und Verwendung“ und für die einzelnen Verwendungssektoren Industrie, Gebäude, Verkehr sowie Stromerzeugung relevante Stakeholder und Ressorts zur Teilnahme eingeladen. Ausgangspunkt der Arbeit war ein faktenbasiertes Inputpapier, das den aktuellen wissenschaftlichen Kenntnisstand im Themenfeld Gas zusammenfasst. In zwei Plenums- und mehreren Arbeitsgruppensitzungen wurde die Rolle von gasförmigen Energieträgern in der Energiewende mit Schwerpunkt bis 2030 und darüber hinaus erörtert. Ergänzend wurden Gespräche mit den Ländern, Umweltverbänden sowie hochrangigen Wirtschaftsvertretern geführt und in den Dialogprozess einbezogen.

Der vorliegende Bericht Gas 2030 baut auf den Gesprächen mit den Stakeholdern auf, ist aber ein Bericht des BMWi. Er stellt die Sicht des Ministeriums zur künftigen Rolle gasförmiger Energieträger im Rahmen der Energiewende dar. Der Dialogprozess Gas 2030 trägt damit zur Weiterentwicklung des Energiekonzepts der Bundesregierung von 2010/2011 bei. Zugleich ist er für das BMWi mit Blick auf die künftige Rolle von gasförmigen Energieträgern bei der Energieversorgung Grundlage der Mitwirkung in der EU sowie in internationalen Foren. Der Bericht enthält eine Reihe von Handlungsempfehlungen und ist als erster wichtiger Schritt in einem Prozess zu sehen, der Politik und Wirtschaft noch über viele Jahre beschäftigen wird: Denn so wie auf der einen Seite der Bericht klar herausarbeitet, dass gasförmige Energieträger langfristig ein notwendiger Bestandteil der Energieversorgung in Deutschland sein werden, so ist auch klar, dass bei ambitionierten Klimaschutzzielen bis 2050 praktisch kein Platz für fossiles Erdgas in seinen heutigen Verwendungen sein wird. Damit stehen Politik und Wirtschaft vor einem grundlegenden Transformationsprozess hin zu einer im Wesentlichen CO₂-freien bzw. -neutralen Gaswirtschaft. Diese gilt es gemeinsam zu gestalten.

Ein Schwerpunkt im Dialogprozess Gas 2030 war das Thema „Wasserstoff“. Nicht zuletzt aufgrund der erheblich zugenommenen Dynamik gerade auch in der internationalen Diskussion hat das BMWi zusammen mit anderen Ressorts die Arbeiten an einer Nationalen Strategie Wasserstoff (NSW) aufgenommen. Der NSW wird die Aufgabe zukommen, die im Dialogprozess „Gas 2030“ dargestellte besondere Rolle von Wasserstoff im Rahmen der Energiewende auszufüllen und konkrete Maßnahmen zu identifizieren, mit denen das Thema „Wasserstoff“ vorangebracht werden kann.

A. Begriffsbestimmungen

Um terminologische Klarheit zu schaffen, werden einige der in diesem Bericht verwendeten zentralen Begriffe vorab erläutert. Die aufgeführten Begriffsbestimmungen sind Arbeitsgrundlagen. Sie sollen die notwendige Verständigung auf national und international anerkannte Definitionen und Standards nicht vorwegnehmen.

Grauer Wasserstoff: Grauer Wasserstoff basiert auf dem Einsatz von fossilen Kohlenwasserstoffen. Maßgeblich für die Produktion von grauem Wasserstoff ist die Dampfreformierung von Erdgas. Seine Erzeugung ist mit erheblichen CO₂-Emissionen verbunden.

Blauer Wasserstoff: Als blauer Wasserstoff wird Wasserstoff bezeichnet, dessen Erzeugung mit einem CO₂-Abscheidungs- und -Speicherungsverfahren gekoppelt wird (engl. *Carbon Capture and Storage*, CCS). Das bei der Wasserstoffproduktion erzeugte CO₂ gelangt so nicht in die Atmosphäre und die Wasserstoffproduktion kann bilanziell als CO₂-neutral (zum Begriff s. u.) betrachtet werden.

Grüner Wasserstoff: Grüner Wasserstoff wird durch Elektrolyse von Wasser hergestellt, wobei für die Elektrolyse ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien zum Einsatz kommt. Unabhängig von der gewählten Elektrolyse-technologie erfolgt die Produktion von Wasserstoff CO₂-frei, da der eingesetzte Strom zu 100 Prozent aus erneuerbaren Quellen stammt und damit CO₂-frei ist.

Power-to-X: Aus Wasserstoff können weitere Folgeprodukte hergestellt werden. Diese Verfahren werden übergreifend und unter der Bedingung, dass es sich beim eingesetzten Wasserstoff um grünen Wasserstoff im vorstehenden Sinne handelt, als **Power-to-X** (PtX) bezeichnet. Hierbei wird elektrische Energie (Power) in einen stofflichen Energie-

träger „X“ (z. B. Methanol, Ammoniak) umgewandelt. Je nachdem, ob die erzeugten Produkte in gasförmiger oder flüssiger Form anfallen, spricht man von **Power-to-Gas** (PtG) oder von **Power-to-Liquid** (PtL).

Biogas: Brennbare Gase, die über die Vergärung von Biomasse hergestellt werden, werden als Biogas bezeichnet. Methan (Biomethan) ist der Hauptbestandteil von Biogas, das somit in seiner Zusammensetzung Erdgas stark ähnelt.

CO₂-freie Stoffe: Stoffe sind CO₂-frei, wenn weder bei ihrer Erzeugung noch während der Verwendung CO₂ anfällt. Hierzu zählen grüner Wasserstoff, aber auch Ammoniak aus PtX-Verfahren (s. o.). Auf das Anfallen weiterer Treibhausgas(THG)-Emissionen muss hierbei geachtet werden (z. B. NO_x-Emissionen bei der Verbrennung von Ammoniak).

CO₂-neutrale Stoffe: Stoffe sind CO₂-neutral, wenn CO₂-Emissionen bilanziell vollständig kompensiert werden, etwa weil das im Rahmen der Verwendung anfallende CO₂ dauerhaft gespeichert wird.

B. Gasförmige Energieträger – Erzeugung und Herkunft

I. Ausgangslage bei der Erzeugung gasförmiger Energieträger

Gasförmige Energieträger sind ein fester und integraler Bestandteil der Energieversorgung. Ein Viertel des nationalen Primärenergieverbrauchs (ca. 850 TWh) wird derzeit durch Erdgas gedeckt. Darüber hinaus tragen weitere fossile Gase (Verarbeitung von Erdöl, industrielle Nebenprodukte) und Biogase in geringem Umfang zur Energieversorgung bei. Eine zentrale Rolle spielt Erdgas bei der Wärmeversorgung von Gebäuden, wo heute etwa die Hälfte des Erdgases verbraucht wird. Das in Deutschland geförderte Erdgas deckt nur etwa sieben Prozent des Erdgasbedarfs; der verbleibende Bedarf wird hauptsächlich aus dem europäischen Ausland und Russland über Pipelines importiert.

Bioenergie spielt für den Gasverbrauch in Deutschland derzeit nur eine untergeordnete Rolle. Die jährlich in Deutschland erzeugten Mengen von etwa 100 TWh Biogas werden größtenteils direkt in Biogasanlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt, nur etwa 10 TWh (rd. 1 Prozent des Gasverbrauchs) werden zu Biomethan aufbereitet und danach in das Gasnetz eingespeist.

Wasserstoff hat bisher keine Bedeutung für die Energieversorgung in Deutschland. Pro Jahr werden etwa 55 TWh (Heizwert) Wasserstoff fast ausschließlich aus Erdgas („grauer Wasserstoff“) erzeugt und überwiegend stofflich in der Industrie genutzt. CO₂-freier Wasserstoff („grüner Wasserstoff“) aus Power-to-Gas-Anlagen wird bisher nur in sehr geringen Mengen in bundesweit ca. 40 Pilot- und Demonstrationsanlagen erzeugt und anschließend entweder direkt genutzt oder in das Gasnetz eingespeist. An einzelnen Standorten wird der Wasserstoff zudem in Verbindung mit einer Kohlenstoffquelle zu verwertbaren Grundchemikalien oder Methan weiterverarbeitet. CO₂-neutraler Wasserstoff („blauer Wasserstoff“) ist bislang in Deutschland nicht verfügbar.

Die deutsche Industrie stellt jährlich ca. 3 TWh Wasserstoff über Elektrolyseverfahren her. Somit verfügt die deutsche Chemiebranche bereits über ein breites Erfahrungsspektrum bei der Erzeugung, der sicheren Handhabung und der stofflichen Verwendung von Wasserstoff. Diese Expertise ist für eine zukünftige Nutzung von Wasserstoff im internationalen Wettbewerb von großer Bedeutung.

II. Zur Entwicklung gasförmiger Energieträger bis 2030 und darüber hinaus

Erdgas wird zunächst auch über das Jahr 2030 hinaus eine wichtige Rolle in der Energieversorgung und der stofflichen Nutzung in der Industrie einnehmen. Für das Gelingen der Energiewende ist erneuerbarer Strom unverzichtbar, aber selbst bei Erreichung der ambitionierten Energieeinsparziele wird ein großer Energiebedarf verbleiben, der durch gasförmige Energieträger oder nicht strombasierte erneuerbare Energien gedeckt werden muss. So wird z. B. die Substitution von Kohle in der Strom- und Wärmeerzeugung gemeinsam durch erneuerbare Energien und gasförmige Energieträger erfolgen müssen. Darüber hinaus wird es auch langfristige Anwendungen geben, die nicht voll-

ständig elektrifiziert werden können oder für die keine Alternativen verfügbar sind. Auch Bereiche der stofflichen Nutzung werden langfristig gasförmige Energieträger nutzen.

Grundsätzlich stellt die Verfügbarkeit von Erdgas bis 2050 kein Problem dar. Vor dem Hintergrund der Diversifizierung der Bezugsquellen und -routen und dem Ziel der Versorgungssicherheit wird voraussichtlich auch verflüssigtes Erdgas (LNG) importiert werden. Jedoch werden sich vor dem Hintergrund der nationalen und europäischen Energie- und Klimaziele perspektivisch die Anforderungen hinsichtlich Herkunft und Zusammensetzung der Gasversorgung ändern. Es werden zunehmend CO₂-neutrale bzw. -freie Gase eingesetzt werden müssen.

Die Gasnachfrage wird sich nach Lage der Dinge voraussichtlich bis 2030 insgesamt nicht substantiell verändern. Einiges spricht dafür, dass sie leicht ansteigen wird. Die konkrete Entwicklung hängt von verschiedenen Faktoren in den einzelnen Sektoren ab, die weiter beobachtet werden müssen. Die Nachfrage steigende bzw. stabilisierende Faktoren sind beispielsweise:

- der Kohle- und Atomausstieg,
- der langfristige Bedarf an gasförmigen Energieträgern in der Industrie für stoffliche Herstellungsverfahren und für Industriebereiche, die sich nicht direktverstromen lassen (z. B. Hochtemperaturanwendungen),
- die vorläufig hohen Kosten, die den Einsatz alternativer Energieträger und Brennstoffe verzögern,
- der Bedarf an CO₂-ärmeren Kraftstoffen, um die Dekarbonisierung des Verkehrssektors voranzutreiben (Erdgasmobilität).

Die Nachfrage reduzierende Faktoren sind insbesondere:

- Fortschritte bei der Energieeffizienz,
- die Kostenentwicklung alternativer Heiztechnologien und
- der Fortschritt des Ausbaus der erneuerbaren Energien.

III. Die Rolle von und notwendige Rahmenbedingungen für CO₂-freie und CO₂-neutrale gasförmige Energieträger in der Energiewende

Da CO₂-freie bzw. -neutrale gasförmige Energieträger neben erneuerbarem Strom langfristig eine wichtige Rolle im deutschen Energiesystem spielen werden und zur Sicherheit der Energieversorgung unverzichtbar sind, kommt auch der inländischen Herstellung solcher Energieträger eine Schlüsselstellung zu. Dies gilt insbesondere auch unter industriepolitischen Blickwinkel, denn ein funktionierender Heimatmarkt ist eine zentrale Voraussetzung für die Entwicklung und Herstellung entsprechender Anlagen sowie deren Wettbewerbsfähigkeit auf europäischen und internationalen Märkten.

In diesem Zusammenhang ist es notwendig, auf nationaler und europäischer Ebene Klarheit bei der Systematisierung und Klassifikation von gasförmigen Energieträgern zu schaffen und einen regulatorischen Rahmen zu entwickeln, der Planungssicherheit für die Akteure schafft. Diese Diskussion beinhaltet auch die Ausgestaltung von Qualitäts- und Nachhaltigkeitsstandards und die Entwicklung entsprechender Nachweisverfahren und Zertifizierungssysteme für Herkunft und Treibhausgasbilanz der verschiedenen gasförmigen Energieträger, um einen transparenten Handel innerhalb der EU zu ermöglichen.

Bei entsprechender Entwicklung der übrigen volkswirtschaftlichen Rahmenbedingungen, insbesondere einer möglichen CO₂-Bepreisung von Energieträgern, ist damit zu rechnen, dass CO₂-freie und -neutrale Gase in der Zukunft zunehmend mit CO₂-intensiveren Alternativen konkurrieren und einen signifikanten Beitrag zur Senkung der Treibhausgasemissionen und zum Erhalt der Versorgungssicherheit leisten können.

Bioenergie, z. B. aus Rest- und Abfallstoffen, stellt nicht nur für die CO₂-neutrale Energieversorgung im Gebäude- und Verkehrsbereich eine wichtige Option dar. Hierfür ist die Aufbereitung zu Biomethan eine wichtige Voraussetzung. Durch die Vergärung von landwirtschaftlichen Reststoffen können zudem weitere Emissionen in der Landwirtschaft vermieden werden („Negative Emissions“). Um die Potenziale marktwirtschaftlich nutzbar zu machen, muss die zukünftige Rolle und Nutzung von Bioenergie definiert werden.

CO₂-freier (grüner) Wasserstoff und potenzielle Folgeprodukte, wie flüssige Brenn- und Kraftstoffe und synthetische Grundstoffe, werden einen wichtigen Anteil an der zukünftigen Energieversorgung haben, jedoch durch die begrenzte Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms wahrscheinlich langfristig nur in vergleichsweise geringem Umfang inländisch erzeugt werden können. Um die gute Ausgangsposition Deutschlands auf diesem Gebiet, insbesondere bei Elektrolyseuren und systemintegrierten Power-to-Gas-Anlagen, voranzubringen und die damit verbundenen industriepolitischen Chancen zu nutzen, sollte grüner Wasserstoff auch inländisch in industriellem Maßstab baldmöglichst produziert werden. Gleichzeitig sollten weiterhin auch Technologien zur dezentralen Wasserstofferzeugung, -speicherung und -verteilung weiterentwickelt werden. Die hierzu erforderlichen Aufgaben und Maßnahmen werden in der Nationalen Strategie Wasserstoff ausgearbeitet, welche derzeit ressortübergreifend erarbeitet und noch vor Jahresende im Bundeskabinett beschlossen werden soll.

Kurzfristig und insbesondere aus Kostengründen kann auch CO₂-neutraler (blauer) Wasserstoff eine bedeutende Rolle spielen. Voraussetzung hierfür ist jedoch die gesellschaftliche Akzeptanz für die Abtrennung und Speicherung von Kohlendioxid (CCS) und eine umweltverträgliche und nachhaltige Umsetzung. Darüber hinaus können alternative, noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium befindliche Verfahren zur Wasserstofferzeugung, wie zum Beispiel die Erdgaspyrolyse, zukünftig einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung der Sektoren leisten, insbesondere der Industrie.

IV. Deutschland bleibt auch künftig ein Energieimporteur

Mit Blick auf die Verfügbarkeit CO₂-freier bzw. -neutraler Gase werden europäische und globale Märkte für die Sicherheit der Energieversorgung in Deutschland auch langfristig eine entscheidende Rolle spielen: Denn Deutschland wird auch in einer dekarbonisierten Welt in großem Umfang Energieträger importieren müssen. Ausschlaggebend dafür wird sein, dass wind- und sonnenreiche Regionen Produktionskostenvorteile bei der Erzeugung von CO₂-freiem bzw. -neutralem Wasserstoff bzw. entsprechender Folgeprodukte haben werden. Wichtig ist es daher aus industriepolitischer Sicht einerseits, dass auch deutsche Technologien (Anlagenbau, Chemie, Grundstoffe) bei der Produktion im Ausland zum Einsatz kommen. Andererseits sollte ein Zugang für die Abnehmer CO₂-freier bzw. -neutraler Gase zu den relevanten Märkten frühzeitig ermöglicht werden.

Diese Entwicklungen haben umfangreiche geopolitische Implikationen, die rechtzeitig in die Politikentwicklung einbezogen werden müssen.

Die Europäische Union verfügt insbesondere mit der Nordsee über einen geologisch gut geeigneten und ertragreichen Standort für Windenergie. Das BMWi wird die deutsche Präsidentschaft der Nordsee-Kooperation deshalb unter anderem dafür nutzen, das Thema „Offshore-Zusammenarbeit und Wasserstoffproduktion“ auf die Agenda zu setzen, um mit den Partnern neue Kooperationsfelder zu erschließen.

Handlungsbedarfe und Empfehlungen

- In einem Stakeholderdialog ist die Rolle der Bioenergie, als Ausgangsbasis für gasförmige Energieträger, zu definieren. Es ist insbesondere zu klären, ob und ggfs. wie das vorhandene Dekarbonisierungspotenzial marktwirtschaftlich nutzbar gemacht werden kann.
- Die verschiedenen CO₂-freien bzw. -neutralen Energieträger einschließlich blauen Wasserstoffs müssen systematisiert und legal definiert werden. Zudem müssen Zertifizierungs- und Nachweissysteme entwickelt werden, um einen innereuropäischen, aber auch internationalen Handel zu ermöglichen.

- Energiepartnerschaften mit Partnerländern müssen weiterentwickelt werden, um Importpotenziale für CO₂-freie bzw. -neutrale Energieträger gemeinsam mit Partnerländern erschließen zu können. Insbesondere ist im Rahmen der Nordsee-Kooperation das Potenzial einer übergreifenden Zusammenarbeit mit Blick auf die Offshore-Herstellung von Wasserstoff zu untersuchen.
- Eine Nationale Strategie Wasserstoff (NSW) ist zu erarbeiten. Es ist geplant, die NSW noch in diesem Jahr im Bundeskabinett zu beschließen.

C. Gasförmige Energieträger – Herausforderungen für die Infrastruktur

I. Die Erdgasinfrastruktur heute

Für die deutsche und europäische Energieversorgungssicherheit ist die deutsche Gasinfrastruktur heute wie auch mittel- und langfristig von substanzieller Bedeutung. Das gut ausgebaute Gasnetz besteht aus ca. 40.000 km Transportnetzen („Fernleitungsnetze“) und mehr als 470.000 km Verteilnetzen. Daneben verfügt Deutschland, als weitere Säule der Gasinfrastruktur, über die größten Gasspeicher in der EU mit einem Arbeitsgasvolumen von ca. 24,3 Mrd. m³. Die Speicher sind für die Versorgung des deutschen Marktes, gerade im Winter, unerlässlich. Gasnetz und Gasspeicher sind damit essentielle Elemente der europäischen und deutschen Energieversorgung. Dabei ist Deutschland wichtiges Transitland und erfüllt als Drehscheibe für die Gasversorgung in Europa eine zentrale Rolle für die Diversifizierung der Versorgungsrouten und Gasbezugsquellen für seine europäischen Nachbarn. Im Kontext der Energiewende und der Erfüllung der Klimaschutzziele kommt der Gasinfrastruktur eine besondere Bedeutung hinsichtlich der Versorgungssicherheit und zur Dekarbonisierung der Verbrauchssektoren zu.

II. Die Gasinfrastruktur steht vor einem langen Transformationsprozess

Bis 2030 und auch darüber hinaus wird die Gasinfrastruktur eine wichtige Rolle für die Energieversorgungssicherheit und die Deckung der Gasnachfrage spielen. Hierfür muss sie ausgebaut und weiterentwickelt werden. Aufgrund des sich verändernden Transportaufkommens und der stärker diversifizierten Lieferstrukturen wird der Ausbau im Fernleitungsnetz gemäß Netzentwicklungsplan, insbesondere bei der Infrastruktur für den Import von LNG, erwartet. Hierfür ist eine gemeinsame langfristige Netzentwicklungsplanung mit den europäischen Partnern von zentraler Bedeutung. Gleichzeitig wird mit der Dekarbonisierung der Gasversorgung und damit steigenden Anteilen CO₂-freier und CO₂-neutraler Gase ein Aus- oder Umbau der Infrastruktur notwendig, sowohl auf Fernleitungs- als auch auf Verteilnetzebene.

Langfristig wird sich insbesondere die Auslastung der Verteilnetze verändern, da sie auf lokaler und regionaler Ebene maßgeblich von der Nachfrage in den einzelnen Verbrauchssektoren und damit von der Entwicklung der Energieeffizienz sowie konkret verfügbaren Anwendungstechnologien und THG-Minderungsoptionen bestimmt wird. Dabei spielen die individuellen Rahmenbedingungen der privaten, industriellen und kommunalen Verbraucher eine wichtige Rolle. Ein wichtiger Treiber ist die Entwicklung des Wärmebedarfs und die veränderte Wärmebereitstellung im Gebäudesektor. Um die Bezahlbarkeit einer emissionsarmen Versorgung zu gewährleisten und gleichzeitig Unternehmen und Haushalten Investitions- und Planungssicherheit zu geben, ist eine kommunale Energie- und Wärmeplanung wichtig. Hierfür müssen auf Länderebene die Voraussetzungen geschaffen werden. Die Kosten für den Um- oder Ausbau der Infrastrukturen sowie höhere Netzkosten durch eine sinkende Auslastung oder veränderte Nutzerstrukturen müssen regulatorisch berücksichtigt werden, damit Gas für die Gaskunden bezahlbar bleibt.

III. Herausforderungen an die Infrastruktur durch den Import von CO₂-freien und CO₂-neutralen Gasen

Zukünftig wird der Anteil CO₂-freier und CO₂-neutraler Gase im Gasnetz steigen. Während Biomethan und synthetisches Methan fossile Erdgas qualitativ sehr ähnlich sind und unbegrenzt in die bestehenden Erdgasinfrastrukturen

eingespeist und mit den derzeit installierten technischen Anlagen genutzt werden können, gibt es hinsichtlich der Einspeisung von Wasserstoff technische Restriktionen. Nach aktuellem Regelwerk dürfen in das Erdgasnetz derzeit grundsätzlich bis zu zehn Volumenprozent Wasserstoff beigemischt werden. Während die Erdgasleitungen meist auch höhere Anteile von Wasserstoff tolerieren, bestehen für einige Netzkomponenten, Untergrundspeicher sowie einzelne Geräte und Anlagen beim Endnutzer große technische Herausforderungen. Insbesondere in der Industrie können bereits geringe Schwankungen der Gasqualität durch veränderte Beimischungsquoten sensible Prozesse und Technologien negativ beeinträchtigen oder beschädigen. Der Transformationsprozess für höhere Wasserstoffkonzentrationen („H₂-Readiness“) muss rechtzeitig angestoßen und die Entwicklung von wasserstofftoleranten Komponenten, Geräten und Anwendungen sowie von neuen Verfahren in der Industrie zügig vorangebracht werden.

Es existieren bereits zwei lokale Wasserstoff-Leitungsnetze, die eine effiziente Verteilung an Industriekunden sicherstellen. Diese Infrastruktur könnte für die Nutzung und Verteilung von CO₂-freiem oder -neutralem Wasserstoff genutzt und erweitert werden. So kann abhängig von den wirtschaftlichen Gegebenheiten und regionalen Erfordernissen die Entwicklung dezidierter (Teil-)Netze für den Transport von Wasserstoff sinnvoll sein, um beispielsweise Wasserstoff-Anwendungen in der Industrie oder im Verkehr abzudecken. Dies kann durch Umwidmung von Erdgasleitungen sowie die Erweiterung bestehender und den Bau neuer Wasserstoffleitungen erfolgen. Hierzu bestehen regional sowie auf Länderebene unterschiedliche Präferenzen und Strategien, die bei der Planung und weiteren Entwicklung der Gasinfrastruktur berücksichtigt werden müssen. Die bei Bedarf erforderliche (Anpassung der) Regulierung sollte noch in dieser Legislaturperiode mit den Stakeholdern konzeptionell und technisch aufgearbeitet und nach den relevanten Entscheidungen auf EU-Ebene in der nächsten Legislaturperiode umgesetzt werden.

Um zukünftig vermehrt CO₂-freie und CO₂-neutrale Gase insbesondere aus dem europäischen Ausland importieren zu können, müssen entsprechende planerische, technische und regulatorische Vorbereitungen getroffen werden. Dies betrifft u. a. die Weiterentwicklung der Fernleitungsnetze und ggf. die Umwidmung bzw. den Neubau von Leitungen für die Anlandung und Verteilung von Wasserstoff aus Power-to-Gas-Anlagen auf Offshore-Plattformen in der Nordsee oder von blauem Wasserstoff.

IV. Regulierungsbedarf auf EU-Ebene

Durch die enge Vernetzung der europäischen Gasinfrastrukturen und -märkte sind für die anstehenden Weichenstellungen EU-weit einheitliche Regelungen anzustreben. Hierzu gehören u. a. eine Klassifizierung gasförmiger Energieträger sowie einheitliche Standards bzgl. der Gasqualitäten und der Herkunftsnachweise. Zudem ist ein gemeinsames Verständnis der notwendigen Weiterentwicklung der Gasinfrastrukturen anzustreben und ggf. eine Regulierung von Wasserstoffnetzen zu diskutieren. Mit Blick auf das „Legislativpaket Gas“ der neuen EU-Kommission und die deutsche Ratspräsidentschaft in der zweiten Jahreshälfte 2020 erarbeitet das BMWi unter Einbeziehung der Ergebnisse dieses Dialogprozesses deutsche Positionen. Hierzu zählen beispielsweise auch Rahmensetzungen und Standards für Endgeräte sowie die Berücksichtigung CO₂-freier und CO₂-neutraler Gase bei der Bestimmung und Festlegung nationaler THG-Faktoren und Primärenergiefaktoren.

V. Integrierte Infrastrukturplanung für Strom-, Gas- und Wärmenetze

Mit Blick auf die Herausforderungen, die sich aus dem energiepolitischen Zieldreieck (Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit, Klimaschutz) ergeben, ist eine ganzheitliche Infrastrukturplanung volkswirtschaftlich erforderlich. Durch effiziente Planung, Finanzierung und Betrieb der Energienetze lassen sich Optimierungs- und Flexibilisierungspotenziale zwischen den Sektoren sowie zwischen den Märkten und Netzen erschließen und die Integration erneuerbarer Energien in allen Sektoren fördern. Auf Verteilnetzebene wurden hierzu bereits erste Prozesse insbesondere im Kontext der Sektorkopplung und Power-to-X angestoßen. Angelaufen ist auch eine Diskussion der mit einer integrierten Infrastrukturplanung für Strom, Gas und Wärme verbundenen Herausforderungen und Chancen¹ und einer Anpassung bestehender Prozesse.

¹ Die zukünftigen Anforderungen an die Infrastrukturen im Rahmen der Energiewende und die Auswirkungen auf deren Planung und Finanzierung werden derzeit in einem BMWi-Forschungsprojekt, das noch bis Oktober 2020 läuft, eingehend untersucht.

Handlungsbedarfe und Empfehlungen

- Die bestehende Erdgasinfrastruktur muss weiterentwickelt werden, um die diversifizierten Bezugsquellen und -routen für Pipelinegas und LNG erschließen zu können.
- Die Gasinfrastruktur muss angepasst werden, um künftig vermehrt Wasserstoff aufnehmen zu können. Dieser langfristig erforderliche Transformationsprozess („H₂-Readiness“) soll noch in dieser Legislaturperiode in einem Stakeholderprozess mit den relevanten Interessengruppen erarbeitet und in der kommenden Legislaturperiode umgesetzt werden.
- Die Länder werden ermutigt, langfristige regionale oder kommunale Planungen insbesondere der Wärmeversorgung unter Berücksichtigung der Gas-, Wärme- und Stromnetze voranzutreiben.
- Auf Bundesebene ist eine Verzahnung von Strom-, Wärme- und Gasinfrastrukturen im Sinne einer integrierten Infrastrukturplanung notwendig. Diese ist bereits in Prüfung.
- Unter Einbezug der Ergebnisse dieses Dialogprozesses werden deutsche Positionen und Vorschläge erarbeitet, frühzeitig in die laufenden politischen Prozesse auf EU-Ebene eingebracht und einheitliche europäische Regelungen angestrebt.

D. Gasförmige Energieträger – Verbrauch und Verwendung

I. Einsatz gasförmiger Energieträger im Gebäudesektor

1. Gasverbrauch im Gebäudebereich

Der Gebäudesektor ist der größte Verbraucher gasförmiger Energieträger in Deutschland (knapp 50 Prozent des nationalen Erdgasverbrauchs). Gasbasierte Heiztechnik bildet den Schwerpunkt in der Wärmeerzeugung. Vor dem Hintergrund der verschiedenen Entwicklungen im Gebäudebereich ist davon auszugehen, dass gasförmige Energieträger und die dafür notwendige Infrastruktur mitsamt dem Anlagenpark auch langfristig ein Bestandteil zur Wärmeversorgung in Deutschland bleiben werden. Zur Erreichung der klimapolitischen Ziele muss der Gasverbrauch aber perspektivisch erheblich reduziert werden und eine Umstellung auf CO₂-freie bzw. -neutrale Energieträger erfolgen. Dabei sind drei Handlungsfelder gleichermaßen relevant:

- Erhöhung der Effizienz bei der Anlagentechnik durch umfangreiche Substitution veralteter Anlagen mittels moderner Technologien, der Einsatz innovativer Systeme und Fokussierung auf Quartiersversorgung;
- direkte Nutzung erneuerbarer Technologien (Solarthermie, Geothermie u. a.) und Umstellung auf CO₂-freie oder -neutrale gasförmige Energieträger wie Biomethan, Wasserstoff und synthetische Kohlenwasserstoffe sowie
- die energetische Sanierung der Gebäudehülle.

2. Erhöhung der Effizienz bei der Anlagentechnik

In der bestehenden Versorgung aus überwiegend fossil befeuerten Heizkesseln mit einem Durchschnittsalter von 25 Jahren besteht ein kurzfristig nutzbares CO₂-Minderungspotential durch die Umstellung auf effiziente, dezentrale Gasttechnologien (v.a. Brennwertkessel oder BHKW). Die zügige Substitution von veralteten Öl- und Gasheizungen insbesondere dort, wo aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen nur niedriginvestive Maßnahmen umgesetzt werden können, ist ein wesentlicher Baustein zur Erreichung der 2030-Ziele. Die notwendigen tiefgreifenden Transformationen bei Wärmebedarf und -versorgung zur Erreichung eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestan-

des werden angesichts der bisher niedrigen Sanierungsrate und der zeitintensiven Durchführung erst in den dann folgenden Dekaden die Verbrauchseinsparungen dominieren. Durch die parallelen Anstrengungen, bei denen Vollsanierungen und die Nutzung erneuerbarer Energien intensiv vorangetrieben werden, sind durch den Neueinbau 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. Hierzu gehören auch Hybridsysteme, die erneuerbare Energien (z. B. über Solarthermie, Wärmepumpen, PV o. a.) in ursprünglich rein fossile Anlagen einkoppeln. Moderne Gasheizungen sind für einen derart flexiblen Einsatz als Spitzenlastkessel ausgelegt.

Brennstoffzellenheizungen und Blockheizkraftwerke (BHKW) erzeugen neben Wärme auch gleichzeitig Strom, wobei für BHKW insbesondere Potenzial bei Gebäuden mit höherem Wärmebedarf (Mehrfamilienhäuser, Gewerbe, Handel, Dienstleistung) besteht. Dabei ermöglicht eine dynamisch an den Strom- oder Wärmebedarf angepasste Betriebsführung in Verbindung mit Wärmespeichern auch eine die fluktuierende EE-Stromerzeugung ergänzende Deckung von Strombedarfen.

Daneben bieten Quartiere großes Potenzial zur Nutzung effizienter gasbasierter Systeme über ein Wärmenetz. Ein systemischer Ansatz in Quartieren sollte den möglichen Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungssystemen (KWK) sowie die Einbindung erneuerbarer Energien sinnvoll berücksichtigen. Bei der Planung neuer Quartiere sowie vor Ausbau-, Umbau- oder Modernisierungsmaßnahmen an bestehenden Infrastrukturen sollte daher eine integrierte Energie- und Wärmenetzplanung auf regionaler Ebene erfolgen, um die Infrastrukturen und ihre Transformationspfade sowie Stadtentwicklungen gemeinsam zu betrachten.

Zur Förderung von modernen Heiztechnologien und Wärmenetzen besteht bereits ein umfangreiches und erfolgreiches Maßnahmenportfolio. Ergänzend hierzu ist zu überprüfen, mit welchen Anreizen die zügige Substitution von Altanlagen intensiviert und die Marktdurchdringung von auch langfristig zielkompatiblen gasbasierten Technologien unterstützt werden kann.

3. CO₂-freie bzw. -neutrale Gase im Gebäudesektor

Die Bedeutung gasbasierter Technologien bei der Energieversorgung der Gebäude ist groß. Daher ist zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele mittelfristig die Substitution von fossilem Erdgas durch erneuerbare Gase notwendig.

Grundsätzlich können Biomethan und strombasiertes synthetisches Methan sowohl per Direktleitung als auch durch Einspeisung in das Erdgasnetz in den bestehenden Infrastrukturen und Heizgeräten eingesetzt werden. Die Nutzung von erneuerbarem Methan in bestehenden Infrastrukturen ermöglicht dabei eine Treibhausgasreduktion „im Bestand“ bei geringen Investitionsbedarfen.

Vorteil von Biomethan ist, dass die Technologien entwickelt sind und Produktionskapazitäten bereits zur Verfügung stehen. Vor dem Hintergrund des Auslaufens der Förderung von Biogas in stromgeführte KWK muss geprüft werden, ob und ggfs. wie dieses Potenzial für einen Wechsel zum Wärmemarkt genutzt werden kann. Dies könnte auch ein Beitrag sein, um die von der RED II geforderte jährliche Steigerung des EE-Anteils bei der Wärmeversorgung zu erreichen.

Bei Verwendung von reinem Wasserstoff sowie bei Wasserstoff-Beimischungen im Erdgasnetz bedarf es technischer Anpassungen der Geräte. Derzeit gibt es bereits Brennwertgeräte und KWK zur Verwendung von Methan mit einer Beimischung von 10 Volumenprozent Wasserstoff sowie Brennstoffzellen-Geräte zur Nutzung von 100 Prozent Wasserstoff. Insgesamt werden Wärmeerzeugungssysteme mit größeren fixen Anteilen seitens der Hersteller mittelfristig als technisch umsetzbar eingestuft. Dagegen werden insbesondere schwankende Gasqualitäten durch veränderliche Wasserstoffanteile als herausfordernd gesehen. Es werden aber aktuell in Forschungsprojekten bereits Anlagen mit einem Spektrum von 0 bis 100 Volumenprozent Wasserstoff getestet. Aufgrund der absehbar begrenzten Verfügbarkeit und der Kosten von „grünem“ Wasserstoff und des voraussichtlich primären Einsatzes in anderen Bereichen (insbesondere Industrie) steht die flächendeckende Erhöhung des Wasserstoffanteils im Erdgasnetz derzeit nicht im Vordergrund. Die Entwicklungen werden aber im Rahmen eines anschließenden Stakeholderdialogs untersucht.

4. Die energetische Sanierung der Gebäudehülle und die Auswirkungen auf die Gasnachfrage

Ohne Verbesserungen an der Gebäudehülle als drittes Handlungsfeld (neben der Effizienz der Anlagentechnik und CO₂-ärmeren Energieträgern) lassen sich die energie- und klimapolitischen Ziele nicht erreichen. Dies bedeutet, dass die aktuelle Sanierungsaktivität deutlich gesteigert werden muss. Aktuell zeigt sich jedoch, dass trotz intensiver Impulse der vergangenen Jahre die Sanierungsrate noch nicht die notwendigen Veränderungen aufweist.

Die drei oben genannten Handlungsansätze stehen in einem inhaltlichen Zusammenhang: In dem Maße, wie in einem Handlungsfeld nicht genügend Fortschritte erzielt werden, muss dies durch die anderen beiden Handlungsansätze kompensiert werden. Bleibt beispielsweise die Sanierungsrate der Gebäudehülle weiterhin zu gering, muss in den Bereichen der Effizienz der Anlagentechnik sowie bei den CO₂-freien Energieträgern entsprechend mehr erreicht werden. Dabei würde allerdings bei zu niedrigen Verbesserungen der Energieeffizienz auch eine höhere Gasnachfrage resultieren, als bisher in den meisten Studien angenommen. Mittel- bis langfristig wird es jedoch nicht möglich sein, eines der Handlungsfelder dauerhaft zu kompensieren.

Handlungsbedarfe und Empfehlungen

- 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.
- 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.
- 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.

II. Einsatz gasförmiger Energieträger im Mobilitätsbereich

In Deutschland haben sich seit 1990 die CO₂-Emissionen im Verkehrssektor nicht verringert. Vor diesem Hintergrund stellt das Klimaziel von 40 Prozent weniger THG-Emissionen bis 2030 (gegenüber 2008) den Verkehrssektor vor enorme Herausforderungen.

Im Dialogprozess wurde der breite Konsens der Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität (NPM) bestätigt, dass Elektromobilität (E-Mobilität) – sofern genügend erneuerbarer Strom zur Verfügung steht – ein zentraler Bestandteil eines nachhaltigen Verkehrssystems sein wird. Gleichzeitig bestand aber auch Einvernehmen, dass mit E-Mobilität alleine nicht alle Mobilitätsbereiche dekarbonisiert werden können. So werden in bestimmten Verkehrsbereichen auch langfristig Kraftstoffe gebraucht, da der elektrische Antrieb hier u. a. vor immensen technischen und auch wirtschaftlichen Hürden steht und in absehbarer Zeit nicht realisiert werden kann (insbesondere Schwerlastverkehr, Luftverkehr etc.). Daraus ergibt sich mit Blick auf die Erreichung der Klimaziele, dass CO₂-ärmere Kraftstoffalternativen in denjenigen Bereichen zum Einsatz kommen müssen, die vorerst nicht durch die E-Mobilität erreicht werden können.

1. Gasverbrauch im Verkehrsbereich

Im Wesentlichen wird der Energieverbrauch des Verkehrssektors derzeit durch CO₂-intensive Mineralölprodukte gedeckt (Benzin, Diesel, Kerosin, Schweröl usw.). Die Anzahl der in Deutschland zugelassenen Elektroautos ist in wenigen Jahren auf mittlerweile ca. 200.000 gestiegen, was einem Anteil von ca. 0,5 Prozent entspricht. Selbst bei einem über den derzeitigen Erwartungen liegenden Erfolg des Markthochlaufs wird der Beitrag der E-Mobilität allein nicht genügen, um die Klimaschutzziele 2030 zu erreichen.

Neben anderen Maßnahmen (z. B. Förderung ÖPNV, Ausbau Ladeinfrastruktur etc.) müssen deshalb alternative, CO₂-ärmere Kraftstoffe einen wichtigen Beitrag zur Reduzierung von CO₂ leisten. Als unmittelbar einsatzfähige Optionen gelten grundsätzlich komprimiertes Erdgas (engl. Compressed Natural Gas, CNG) und verflüssigtes Erdgas (engl. Liquefied Natural Gas, LNG), die gegenüber Benzin und Diesel eine deutlich bessere CO₂-Bilanz aufweisen, sofern die Produktion umweltgerecht und ohne Methanschlupf erfolgt. In Deutschland sind derzeit rund 100.000 Erdgas-PKW im Betrieb. Trotz steuerlicher Privilegierung hat es bislang aber keinen Markthochlauf beim Einsatz von Erdgas in der Mobilität gegeben. Auch Biomethan spielt aktuell noch eine untergeordnete Rolle in der Mobilität.

Im Luftverkehr werden CO₂-ärmere gasförmige Kraftstoffe aus Sicherheitsaspekten und technischen Gründen bis 2030 voraussichtlich keine relevante Rolle spielen. Hier werden weiterhin flüssige Energieträger benötigt, so dass insoweit für PtL-Produkte ein Anwendungsfeld entstehen könnte.

Es gibt bereits erste LNG-betriebene Schiffe. Für die deutsche maritime Industrie, die gerade im Bereich Umwelttechnologien zu den Weltmarktführern gehört, bietet diese Entwicklung große Chancen.

2. Entwicklung der Wasserstoffmobilität und Marktchancen für die deutsche und europäische Autoindustrie

Deutsche Unternehmen sind bei den Technologien der Wasserstoffmobilität (Brennstoffzellen, Tanksysteme usw.) nach wie vor führend. Die Bundesregierung unterstützt u. a. die deutsche Automobilindustrie seit Langem bei Forschung und Entwicklung im Rahmen des „Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien“. Damit das Know-how zur Marktreife und Serienproduktion weiterentwickelt werden und der Markthochlauf schrittweise beginnen kann, bedarf es jedoch der praktischen Anwendung anhand konkreter Modellprojekte, um Lieferketten aufzubauen, gerade auch auf dem heimischen Markt.

Derzeit treiben vor allem Länder im asiatischen Raum die Marktfähigkeit der Wasserstoffmobilität voran. So bieten japanische bzw. koreanische Hersteller Brennstoffzellen-Fahrzeuge bereits auch auf dem europäischen Markt an und sammeln so Erfahrung in der Serienproduktion. Diese Länder sind dabei, die Brennstoffzellentechnologie im Pkw-Bereich zu einem – wenn auch begrenzten – Markthochlauf zu bringen, um durch Kostendegression die Wettbewerbsfähigkeit der entsprechenden Fahrzeugmodelle zu erhöhen. Insbesondere China baut die Förderung der Wasserstoffmobilität derzeit massiv aus und reduziert die Förderung der E-Mobilität im Gegenzug.

Vor diesem Hintergrund gibt es ein erhebliches industriepolitisches und volkswirtschaftliches Interesse, die derzeitige noch gute Ausgangsposition bei der Wasserstoffmobilität weiter auszubauen, um gegenüber den asiatischen Wettbewerbern nicht ins Hintertreffen zu geraten. Die Bundesregierung wird dieses Thema im Rahmen ihrer Wasserstoffstrategie aufgreifen und konkretisieren.

3. Der Beitrag gasförmiger Energieträger zur Erreichung der Klimaziele

Im Rahmen der Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität (NPM) haben sich Politik und Wirtschaft dazu bekannt, dass bereits bis 2030 eine erhebliche Anzahl gasbetriebener Fahrzeuge erforderlich sein wird, um das Klimaschutzziel 2030 im Verkehrssektor zu erreichen – als Potenzial werden bis zu 3 Mio. Gas- sowie bis zu 1,8 Mio. Brennstoffzellen-Pkw genannt.

Auf der Erdgasmobilität aufbauend, könnte CO₂-neutrales Biomethan einen wichtigen Beitrag zur Treibhausgas-minderung im Verkehrssektor, inkl. der maritimen Schifffahrt, leisten. Dabei würde der bestehende Erdgas-basierte Fuhrpark und die entsprechende Infrastruktur teilweise weiter genutzt werden können. Vor dem Hintergrund des begrenzten Bioenergiepotenzials in Deutschland kommt dem Aufbau von Biogas-Registern in der EU im Rahmen der RED-II Umsetzung besondere Bedeutung zu, um den innereuropäischen Handel mit Biomethan voranzubringen. Vor allem osteuropäische EU-Mitgliedstaaten sehen hier beträchtliche Marktchancen für den Export. Dies könnte insbesondere der Nutzfahrzeugindustrie nutzen, für die Bio-LNG einen wirksamen Beitrag zur Dekarbonisierung ihres Verkehrssektors leisten könnte.

4. Regulierung des Einsatzes von gasförmigen Energieträgern im Verkehrsbereich

Für den Hochlauf der CO₂-freien bzw. -neutralen Kraftstoffe spielt die nationale Umsetzung der novellierten Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) der EU eine wichtige Rolle. Diese regelt u. a., welche Mengenquoten für CO₂-freie/-neutrale Kraftstoffe in den Flotten der Automobilhersteller erreicht werden müssen. Hier wird das BMWi prüfen, die RED II national deutlich ambitionierter umzusetzen, als in der EU-Richtlinie festgelegt, und über die Mindestquote von 14 Prozent hinauszugehen. Im Dialogprozess wurde z. B. eine Quote von 19–23 Prozent (plus Anrechnung von Direktstrom) diskutiert.

Für die zukünftige Rolle der Methanmobilität (inkl. Biomethan) dürfte insbesondere der Review der Lkw-Flottenziele im Jahr 2022 entscheidende Bedeutung zukommen. Eine zentrale Frage wird u. a. sein, ob CO₂-freie bzw. -neutrale Kraftstoffe für die Erreichung der Flottengrenzwerte berücksichtigt werden können. In diesem Zusammenhang wird geprüft werden, ob nicht die gesamte THG-Bilanz eines Kraftstoffs – von der Produktion bis zur Verwendung – künftig berücksichtigt werden sollte (Well-to-Wheel-Ansatz). Bislang spielt der Ursprung des Kraftstoffs keine Rolle (Tank-to-Wheel-Ansatz), d. h. es wird lediglich ein Ausschnitt aus der gesamten Kraftstoffproduktionskette berücksichtigt. So unterscheidet das Tank-to-Wheel-Prinzip beispielsweise nicht zwischen fossilem Methan und CO₂-neutralem Biomethan.

Ebenso wird es für CO₂-freie bzw. -neutrale Kraftstoffe von zentraler Bedeutung sein, dass sie in den Reviewprozessen 2022 und 2023 schon vorzeitig in die Vorgaben der Flottenzielverordnungen einbezogen werden. Investitionen in diese Kraftstofftechnologien vor 2030 sind „No Regret“-Maßnahmen, da diese Kraftstoffe auch später gebraucht werden. Das BMWi hat zur Klärung dieser Fragen und in Vorbereitung auf die Flottenzieldiskussion eine Studie in Auftrag gegeben, in der mögliche Anrechnungssysteme entwickelt werden sollen. Diese Position hat keine Benachteiligung der Elektromobilität zum Ziel, deren „Null-Anrechnung“ weiter beibehalten werden soll.

Handlungsbedarfe und Empfehlungen

- Die nationale Umsetzung der EU Renewable Energy Directive (RED II) muss mit Blick auf den verstärkten Einsatz von CO₂-freien bzw. -neutralen Brennstoffen, insbesondere Wasserstoff, umgehend erfolgen.
- Beim Review der EU-Flottenziele für PKW und Nutzfahrzeuge sollte die Verankerung des Well-to-Wheel-Ansatzes explizit geprüft werden. Hierdurch würde die Nutzung von Biomethan und grünem Wasserstoff bzw. PtX-Kraftstoffen attraktiver.
- Im Dialog mit den Stakeholdern sollen im Rahmen der Fortführung des Dialogprozesses konkrete Maßnahmevorschläge zur Erhöhung des Biomethan- und Wasserstoff-Anteils im Verkehrssektor entwickelt werden.

III. Der Einsatz gasförmiger Energieträger im Industriesektor

Gasförmige Energieträger werden auch in Zukunft für wichtige Industriebereiche unverzichtbar sein. Dies gilt insbesondere für die stoffliche Verwertung von Gasen oder für Hochtemperaturanwendungen. CO₂-freie/-neutrale Gase werden somit auch im Industriebereich einen zentralen Beitrag zur Treibhausgasminderung leisten müssen. Insbesondere bei stofflichen Herstellungsprozessen bestehen unmittelbare Chancen für den Einsatz von grünem bzw. blauem Wasserstoff.

1. Aktuelle Nutzung gasförmiger Energieträger in der Industrie

Der Industriesektor ist in Deutschland der zweitgrößte Abnehmer gasförmiger Energieträger (41 Prozent des nationalen Erdgasverbrauchs). Erdgas deckt dabei den Großteil des industriellen Gasbedarfs. Ein Großteil der fossilen Gase wird in Verbrennungsprozessen verwendet (83 Prozent). Insbesondere werden mit fossilen Gasen in betriebseigenen

KWK-Anlagen Strom und Prozesswärme zur Deckung des Eigenbedarfs erzeugt. Zudem kommen fossile Gase auch als Brennstoff in Hochtemperaturanwendungen zum Einsatz, beispielsweise in den Schmelzverfahren der Glas- und Keramikindustrie.

Die restlichen 17 Prozent der in der Industrie genutzten gasförmigen Energieträger werden als Rohstoffe für stoffliche Verwendungen eingesetzt. Alleine die Sektoren Chemie und Petrochemie verbrauchen jährlich ca. fünf Prozent des deutschen Erdgases in stofflichen Erzeugungsprozessen. Erdgas wird vor allem für die Gewinnung von grauem Wasserstoff in der Chemieindustrie verwendet und dient als Grundstoff für eine Vielzahl industrieller Herstellungsverfahren (Methanol, Ammoniak etc.). Dies sind Anwendungen, bei denen unweigerlich und langfristig weiterhin stoffliche Energieträger zum Einsatz kommen müssen.

Über die letzten zwei Jahrzehnte sind die THG-Emissionen der Industrie bei steigender Bruttowertschöpfung stetig gesunken. Dieser Erfolg lässt sich insbesondere auf Energieeffizienzmaßnahmen in Verbindung mit direktelektrischen Anwendungen zurückführen. So ist der Einsatz von Tauchsiedern in der Chemieindustrie bei Niedrigtemperaturanwendungen eine Möglichkeit zur direktelektrischen Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien. Diese Ansätze werden auch weiterhin einen wesentlichen und wirtschaftlich vorteilhaften Beitrag zur Dekarbonisierung der Industrie leisten. Allerdings bestehen absehbar auch Bereiche, die sich nicht auf diesem Wege dekarbonisieren lassen.

So lassen Hochtemperaturanwendungen wie z.B. in der Zement- oder Glaserzeugung den Einsatz von elektrischen Heizelementen nach aktuellem Stand der Technik nicht zu, da die erforderlichen Temperaturen in der Spitze nicht erbracht werden können. Bestimmte energetische Anwendungsbereiche setzen also weiterhin den Einsatz von gasförmigen Energieträgern voraus, soweit nicht Substitution von Materialien bzw. Ressourceneffizienz als Optionen zur Vermeidung v.a. prozessbedingter Emissionen ergriffen werden. Selbst in Bereichen, die sich elektrifizieren lassen, werden in einer Übergangsphase betriebliche KWK-Anlagen weiterhin einen wesentlichen Teil des Strom- und Wärmebedarfs decken.

2. Entwicklungen und Chancen beim stofflichen Einsatz gasförmiger Energieträger

Für den weiterhin bestehenden Bedarf an stofflichen Energieträgern werden CO₂-freie/-neutrale Gase zunehmend zum Einsatz kommen müssen, um die Dekarbonisierung der Industrie voranzutreiben. Auch Biogas stellt unter der Voraussetzung ausreichender und nachhaltiger Erzeugungs- oder Importkapazitäten eine CO₂-neutrale Alternative dar. Des Weiteren wäre die Wasserstoff-Beimischung für manche Branchen eine Option. Allerdings stellen bereits kleine Beimischungsmengen für Bereiche, die auf konstante Gasqualitäten (stoffliche Verwendung in der Chemie) oder konstante Temperaturen angewiesen sind (Glas, Keramik), ein ernstes Risiko für die Verlässlichkeit der Prozesse dar. Durch seinen um den Faktor 3 niedrigeren Brennwert ist Wasserstoff zudem in reiner Form nicht für alle Hochtemperaturanwendungen geeignet. Im Falle von Beimischung ist darüber hinaus zu erwarten, dass durch den erhöhten Bedarf an Mess-, Steuer- und Regelungstechnik die Energieeffizienz von Produktionsverfahren beeinträchtigt wird. Somit wird die Beimischung für den Industriebereich nicht als prioritäre Option gesehen.

Für stoffliche Verwendungen ist eindeutig, dass ein Bedarf an gasförmigen Energieträgern auch langfristig bestehen bleiben wird. In diesem Bereich muss also verstärkt auf die Nutzung CO₂-freier/-neutraler Alternativen gesetzt werden. Zudem ist zu erwarten, dass durch hohe Wertschöpfungspotenziale bei der stofflichen Verwertung am ehesten ein wirtschaftlicher Einsatz von CO₂-freien/-neutralen Gasen gewährleistet sein wird.

Als prioritäre Handlungsfelder gelten Verfahren, in denen der Einsatz nahe an der Wirtschaftlichkeit steht. Insbesondere die CO₂-intensive Umwandlung von Erdgas in grauen Wasserstoff (ca. 55 TWh jährlich) für den stofflichen Verbrauch in der Chemieindustrie stellt ein solches Handlungsfeld dar. Der Wasserstoffbedarf könnte hier durch grünen/blauen Wasserstoff gedeckt werden. Der Ersatz von grauem Wasserstoff würde ohne große Anpassungen der chemischen Anlagen erfolgen können, da sich der eingesetzte Grundstoff (Wasserstoff) nicht ändern würde. Zudem könnten die existierenden regionalen Wasserstoff-Leitungsnetze der Chemieindustrie weiter genutzt und ausgebaut werden. Somit könnten in einer Anfangsphase Pfadabhängigkeiten, die aus der Schaffung einer neuen Transportinfrastruktur resultieren würden, vermieden werden. Beim Einsatz von grünem Wasserstoff könnte im Chemiebereich ein erster begrenzter Markthochlauf der Elektrolyse-Erzeugungskapazitäten erfolgen.

In der Petrochemie kommt Wasserstoff beispielsweise bei der Entschwefelung in der Kraftstoffherstellung zum Einsatz. Die Kosten für den Einsatz von grünem gegenüber grauem Wasserstoff liegen deutlich höher. Allerdings dürfte die Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu alternativen Dekarbonisierungsoptionen (wie z. B. dem Einsatz von Biogas) über eine zeitnahe und ambitionierte Umsetzung der RED II in Bezug auf die Anrechenbarkeit der erfolgten THG-Einsparungen bei der Kraftstoffherstellung erreichbar sein.

Zusätzlich muss beachtet werden, dass bei den meisten Herstellungsverfahren eine Kohlenstoffquelle benötigt wird, so z. B. in der Methanolproduktion. Im Fall der Verdrängung von „grauem“ Wasserstoff durch CO₂-freien/-neutralen Wasserstoff entfallen die bislang genutzten fossilen Kohlenstoffquellen. Hierfür sind neue Lösungen notwendig (insbesondere Abscheidung aus der Luft/DAC oder CCU). Diese Optionen müssen mitgedacht und mitanalysiert werden, insbesondere in Projekten der Energieforschungsförderung wie z. B. den Reallaboren der Energiewende.

Es lassen sich auch neue Anwendungspotenziale für Wasserstoff in der Industrie erkennen. So könnte in der Stahlherstellung ein Direktreduktionsverfahren auf Basis von Methan und Wasserstoff die CO₂-intensive Hochofenroute ablösen. Die Technologien sind grundsätzlich verfügbar und skalierbar und werden derzeit von mehreren Herstellern erprobt. Allerdings bedeutet diese Option einen grundlegenden Wandel der Stahlindustrie. Hinzu kommt, dass der benötigte Wasserstoff in ausreichenden Mengen verfügbar sein muss. Dabei liegen die Investitionskosten für ein neues Direktreduktionswerk höher als bei einem klassischen Stahlwerk, aber der Direktreduktionsprozess verspricht, deutlich effizienter zu sein. Falls sich die Direktreduktion gegenüber anderen Alternativen durchsetzt, sind die Rahmenbedingungen für den Einsatz CO₂-freier bzw. -neutraler Gase rechtzeitig so auszugestalten, dass Planungssicherheit geschaffen wird. Angesichts mittelfristig anstehender Investitionsentscheidungen strebt das BMWi daher einen engen Dialog mit der Stahlindustrie an.

3. Perspektive nach 2030, prozessbedingte Emissionen

Auch langfristig lassen sich CO₂-Emissionen in bestimmten Industriezweigen nach aktuellem Stand der Technik nicht vermeiden. So sind die CO₂-Emissionen aus der Zementindustrie zu über 50 Prozent prozessbedingt (thermische Zersetzung von Karbonaten). Zudem verzeichnet die Branche weltweit ein starkes Wachstum, was sich in ihren THG-Emissionen widerspiegelt (ca. 8 Prozent der weltweiten THG-Emissionen, Stand 2017). Teile der Stahlindustrie erproben bereits, komplementär zur Direktreduktion, CCU im Rahmen von Pilotvorhaben. CCU in Kombination mit grüner Wasserstoff-Erzeugung könnte zudem unumgängliche Grundchemikalien für die Chemieindustrie bereitstellen (Methanol, Synthesegas usw.). Somit würden sich neue PtX-basierte Wertschöpfungsketten erschließen lassen. Die deutsche Industrie verfügt hier über das Potenzial, weltweit eine Vorreiterrolle einzunehmen.

Handlungsbedarfe und Empfehlungen

- CO₂-freier/-neutraler Wasserstoff sollte zunächst in den Bereichen zum Einsatz kommen, wo der Abstand zur Wirtschaftlichkeit am geringsten ist.
- Das BMWi sollte branchenspezifische Dialogformate mit den CO₂-intensiven Industriezweigen einrichten. Zusammen mit den Stakeholdern sollen hier auch langfristige Dekarbonisierungspotenziale untersucht und -strategien auf Basis CO₂-freier/-neutraler Energieträger entwickelt werden.
- Das Thema „Importbedarf CO₂-freier/-neutraler Energieträger“ sollte im Rahmen der Energiepartnerschaften mit den entsprechenden Partnern aufgegriffen werden.
- Angesichts ihrer Anwendungspotenziale im Industriebereich sind PtX-Optionen in Verbindung mit „Carbon Capture and Utilization“ (CCU) und „Direct Air Capture“ (DAC) in der Energieforschung intensiv weiter zu verfolgen. Marktnahe Anwendungen sollen zeitnah identifiziert und im Dialog mit den Branchen nach Handlungsbedarf untersucht werden.

IV. Gasförmige Energieträger und ihr Einsatz zur Stromerzeugung

1. Gaseinsatz zur Stromerzeugung

Gas spielt aktuell und auch zukünftig eine bedeutende Rolle im Stromsektor. 2017 wurden knapp 87 TWh Strom aus Erdgas erzeugt, was einem Anteil von rund 13 Prozent an der Bruttostromerzeugung entspricht. Ferner wurden in 2017 rund 32 TWh Strom mit Biogas aus rund 9.000 Biogasanlagen erzeugt. Die Stromerzeugung aus Biogas wird über das Erneuerbare-Energien-Gesetz gefördert. Der Gesamtanteil gasförmiger Energieträger an der Bruttostromerzeugung beträgt daher ca. 18 Prozent.

2. Mittelfristige Entwicklungen des Gaseinsatzes zur Stromerzeugung bis 2030

Angesichts des Kernenergie- und des Kohleausstiegs und trotz des Ausbaus der erneuerbaren Energien wird der Anteil von Gaskraftwerken an der Stromerzeugung nach verschiedenen Studien bis 2030 zunehmen. Die getätigten Investitionen in Gaskraftwerke, im aktuellen Marktrahmen bestehende Investitionsanreize sowie die Entwicklung der Versorgungssicherheit in Deutschland werden im Rahmen des Monitorings weiter genau beobachtet. Deutschland ist nach wie vor ein bedeutender Standort für den Gasturbinen- sowie Gasmotorenbau. Auch in diesem Bereich sind deutsche Unternehmen im internationalen Vergleich führend. Aufträge auf dem Heimatmarkt tragen dazu bei, dass die Hersteller Kompetenzen und Arbeitsplätze in Deutschland halten können.

Der Betrieb bzw. die Befeuerung der Gaskraftwerke erfolgt im Schwerpunkt mit Erdgas. Andere gasförmige Energieträger werden angesichts ihrer hohen Erzeugungskosten bis 2030 im Stromsektor keine relevante Rolle spielen. Die Bedeutung von Biogasen bleibt in der Stromerzeugung begrenzt und wird im nächsten Jahrzehnt voraussichtlich kontinuierlich zurückgehen. Im Hinblick auf die Gasversorgung der Kraftwerke sind bis 2030 keine Engpässe bei der Versorgung zu erwarten.

3. Langfristige Entwicklungen des Gaseinsatzes zur Stromerzeugung bis 2050

Die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken wird durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien langfristig bis 2050 wieder zurückgehen. Zugleich gibt es weiterhin einen erheblichen Bedarf an installierter Leistung bei Gaskraftwerken. Diese flexiblen Gaskraftwerke dienen der Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Perspektivisch kommen sie jedoch nur noch relativ selten zum Einsatz und weisen vergleichsweise geringe Benutzungsstunden auf.

Der langfristige Kapazitätsbedarf hängt dabei von diversen Einflussfaktoren ab. Hierzu gehören unter anderem die Entwicklung der Stromnachfrage und der Sektorkopplung, der Netzausbau und Ausgleichseffekte im europäischen Verbundnetz sowie vorhandene Flexibilitäten und Speicherkapazitäten. Ferner ist politisch zu entscheiden, in welchem Umfang man sich gegen Extremereignisse mit einer sehr geringen Eintrittswahrscheinlichkeit absichern und hierfür entsprechende Kosten der Kapazitätsvorhaltung in Kauf nehmen möchte.

4. Beimischung von Wasserstoff – Auswirkungen auf die Stromerzeugung

Sofern zukünftig Wasserstoff in das Erdgasnetz beigemischt werden soll, stellt sich die Frage, welche Auswirkungen dies auf die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken hätte. Der Bestand an Gasturbinen und Gasmotoren kann – ohne Modifikationen und je nach Anlagentyp – mit bis zu fünf Prozent Wasserstoffbeimischung betrieben werden. Neu zu bauende Gaskraftwerke können heute bei entsprechender Auslegung anwendungsspezifisch prinzipiell bis zu 100 Prozent Wasserstoffbeimischung verarbeiten.

Die Selbstverpflichtung der europäischen Turbinenhersteller zur Eignung der Kraftwerksturbinen sieht bis 2020 eine Verträglichkeit von 20 Prozent für Neuanlagen sowie die Umbaumöglichkeit für Bestandsanlagen vor. Bis 2030 sollen gemäß der Selbstverpflichtung Neuanlagen anwendungsspezifisch auch mit reinem Wasserstoff betrieben werden können.

Eine besondere Herausforderung stellen bei der Beimischung die Schwankungen der Gasqualität sowie des Wasserstoffanteils dar. Vor diesem Hintergrund ist die Demonstration von Stromerzeugungsanlagen mit höheren Wasserstoffanteilen im Rahmen von Forschungs- und Entwicklungsvorhaben, z. B. den Reallaboren der Energiewende, sinnvoll.

Handlungsbedarfe und Empfehlungen

- Die Investitionen in Gaskraftwerke zur Gewährleistung und Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit sind im Rahmen des Monitorings zur Versorgungssicherheit zu beobachten. Bei Bedarf sind Steuerungsmaßnahmen zu ergreifen.
- Die Entwicklung der Wasserstoffverträglichkeit von Gaskraftwerken ist zu unterstützen, beispielsweise im Rahmen von F&E-Vorhaben.

Erste Bilanz und Fortführung des Gasdialogs

Als erste Bilanz des Dialogs ist festzuhalten, dass gasförmigen Energieträgern in der Energieversorgung der Zukunft weiterhin eine zentrale Rolle zukommen wird. Einerseits werden sie langfristig notwendiger Bestandteil des deutschen Energiesystems sein. Gleichzeitig setzen unsere ambitionierten Klimaschutzziele einen grundlegenden Transformationsprozess in Gang, der einen Wechsel zu CO₂-freien bzw. -neutralen gasförmigen Energieträgern auslösen wird. Für die deutsche Wirtschaft ergibt sich hieraus eine Reihe von Chancen.

Im Kontext des Kohle- und Atomausstiegs wird fossiles Erdgas mindestens bis 2030 einen wesentlichen Beitrag zur deutschen Versorgungssicherheit leisten. Im Verkehrs-, Industrie- und Gebäudebereich kann der Wechsel von CO₂-intensiven Energieträgern (Kohle, Öl) zu Erdgas sogar ein wichtiger Zwischenschritt auf dem Weg der Dekarbonisierung sein. Mittelfristig ist jedoch von einem Rückgang beim Einsatz von Erdgas auszugehen. Insbesondere in den Bereichen, in denen sich der Energiebedarf nicht allein über gesteigerte Energieeffizienz und Verstromung aus erneuerbaren Energien decken lässt, werden CO₂-freie und -neutrale Energieträger wie Biogas, grüner/blauer Wasserstoff und PtX-Produkte zunehmend an Bedeutung gewinnen.

Die deutsche Politik muss einen regulatorischen Rahmen schaffen, der einen marktgetriebenen Hochlauf CO₂-freier und CO₂-neutraler Energieträger ermöglicht und die gute Ausgangsposition deutscher Unternehmen stärkt und unterstützt. Dabei ist es sinnvoll, die bereits heute relativ nahe an der Wirtschaftlichkeit stehenden Anwendungen in den Fokus zu nehmen und voranzubringen.

Erste Ansätze für ein regulatorisches Tätigwerden konnten z. B. im Verkehrsbereich (Flottenziele) und im Industriebereich (Umsetzung von RED II) identifiziert werden. Angesichts der Herausforderungen sind dies jedoch nur erste Schritte. Mittelfristig müssen vollkommen neue Energieimportpartnerschaften mit internationalen Partnern aufgebaut werden, um den veränderten Energiebedarf zu decken. Die Energieinfrastruktur muss weiterentwickelt und die Planung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen zusammengebracht werden. Die Unternehmen, die diesen Transformationsprozess aktiv voranbringen werden, benötigen Planungs- und Investitionssicherheit und, wo die Wirtschaftlichkeit von Produkten und Anwendungen noch nicht gegeben ist, die Unterstützung der öffentlichen Hand.

Der Dialogprozess Gas 2030 hatte einen guten Start: Das BMWi wird unter enger Einbindung der betroffenen Ressorts den Dialog mit den Stakeholdern fortsetzen und in energieträger- oder branchenspezifischen Formaten auf die besonderen Bedarfe der beteiligten Akteure eingehen. Ziel ist es, den Transformationsprozess mit der Gaswirtschaft gemeinsam zu gestalten, um nach Möglichkeit für alle Akteure Klarheit über die erforderlichen Schritte zu schaffen und nicht zuletzt die Planungssicherheit für Investitionen zu erhöhen. Damit wird der Dialogprozess Gas 2030 einen wichtigen Beitrag für eine mittel- und langfristig sichere, bezahlbare und nachhaltige Energieversorgung in Deutschland leisten.