

🌐 www.dvgw.de

STELLUNGNAHME

vom 30. September 2024 zur

Konsultation der Szenariorahmen Strom sowie Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045

DVGW Deutscher Verein des
Gas- und Wasserfaches e.V.

Ansprechpartner

Robert Ostwald

Robert-Koch-Platz 4

10115 Berlin

T + 49 30 794736-46

E-Mail: robert.ostwald@dvgw.de

Allgemeine Anmerkungen zum Szenariorahmen Strom sowie zum Szenariorahmen Gas und Wasserstoff

Der DVGW begrüßt die gemeinsame Konsultation der Szenariorahmen Strom, Gas und Wasserstoff als Schritt zu einer ganzheitlichen Netztransformation. Für die weitere Entwicklung und Anpassung der Szenariorahmen hält der DVGW folgende Punkte für besonders relevant:

- In Ergänzung zu Top-down Eingangsgrößen wie den BMWK-Langfristszenarien, sollten auch Bottom-up Entwicklungen (z.B. Entwicklungen auf Ebene der Gasverteilnetzbetreiber (VNB), insb. in der Initiative H2vorOrt) und weitere relevante Studien berücksichtigt werden (z.B. DVGW 2023: ENEVEG). Eine pauschale Kürzung der VNB-Langfristprognose um 30 % wird nicht als sinnvoll erachtet.
- Es sollte eine differenzierte Betrachtung von fossilem Methan sowie klimaneutralem bzw. klimapositivem Biomethan und synthetischem Methan erfolgen.
- Die Zielvorgaben der Bundesregierung aus der Nationalen Wasserstoffstrategie sowie aus den Eckpunkten der Nationalen Biomassestrategie sollten berücksichtigt werden.
- In Bezug auf Biomethan sollten zudem die Ziele der EU im Rahmen von REPowerEU unbedingt einbezogen werden. Deutschland kommt aufgrund seiner geografischen Lage, seinem hohen Biomethanpotenzial und seinen verfügbaren Speichern für Methan eine herausragende Rolle innerhalb der EU-Mitgliedstaaten zu.
- Die aktuellen gesetzlichen Regelungen zum Einsatz gasförmiger Energieträger (GEG 2023) sollten berücksichtigt werden und deren Auswirkungen auf den Bedarf an Biomethan und Wasserstoff Eingang in die Szenariorahmen finden.
- Im Szenariorahmen Gas und Wasserstoff sollte ein viertes Szenario mit dem Fokus Versorgungssicherheit entwickelt werden.

Um potenzielle Querbezüge zwischen dem Strom- sowie dem Gassystem offenzulegen und eine szenarioübergreifende Vergleichbarkeit der verschiedenen Projektionen zu gewährleisten, sollten die getätigten Grundannahmen, die herangezogenen Referenzwerte sowie die jeweils genutzten Berechnungsmethoden allgemein nachvollziehbar und überprüfbar sein. Dass sich der Szenariorahmen Strom und der Szenariorahmen Gas und Wasserstoff in den getätigten Annahmen, aber auch in den jeweils herangezogenen Referenzwerten (insbesondere die eingangs jeweils genannten Kennzahlen) teils nicht unerheblich unterscheiden, erschwert den Vergleich der jeweils skizzierten Transformationspfade.

Nach Abgleich mit der vorherigen Fassung aus dem Jahr 2022 zeigt sich in Szenario A des Szenariorahmens Strom ein Anstieg des Wasserstoffimports und gleichzeitig ein Absenken der heimischen Elektrolyseleistung. Zudem wird der Einsatz von Wasserstoffdirektheizungen in allen übrigen Szenarien (Szenarien B und C) kategorisch ausgeschlossen. Der Hochlauf von Wärmepumpen wird nun nach Einsatz in Haushalt, Gewerbe, Handel und Dienstleistung sowie nach Großwärmepumpen differenziert, wobei im Vergleich zum vorherigen Szenariorahmen eine Reduzierung der Wärmepumpenzahl in Szenario A, ein Gleichbleiben der Wärmepumpenzahl in Szenario B sowie ein Anstieg der Wärmepumpenzahl in Szenario C (auf 18 Mio. Systeme bis 2045) ersichtlich ist. Mit 52 Gigawatt im Jahr 2045 wurde zudem die Leistung von Gas- und Wasserstoffkraftwerken in allen Szenarien konkretisiert. Insgesamt ist nach Aussagen der Autoren Szenario B mit den geringsten Systemkosten behaftet, sodass dessen Auswahl als Grundlage des Netzentwicklungsplans wahrscheinlich sein dürfte.

Die Vervielfachung des Einsatzes von Wärmepumpen oder aber batterieelektrisch betriebenen Fahrzeugen würde einen grundlegenden Umbau der Energieinfrastruktur erforderlich machen. Der zuletzt beobachtbare Rückgang entsprechender Absatz- und Zulassungszahlen lässt einen Anstieg des Wärmepumpenbestands um 400 bis 1.000 % bzw. eine Vergrößerung der batterieelektrisch betriebenen Fahrzeugflotte um 1.000 bis 1.500 % bis 2037 (vgl. Szenarien A-C) als äußerst ambitioniert erscheinen. Dies unterstreicht aus Sicht des DVGW die Notwendigkeit einer möglichst resilienten Transformation unter Einbindung verschiedener Lösungsmöglichkeiten. Dazu zählt u.a. eine stärkere Berücksichtigung von Biomethan als weiteren gasförmigen Energieträger in einem

klimateutralen Energiesystem sowie von Resilienzansetzungen.¹ Die Gaswirtschaft hat hierzu Lösungsvorschläge entwickelt.²

Beantwortung der Fragen aus dem Begleitdokument der BNetzA zum Szenariorahmen Gas und Wasserstoff

2.1 Ausrichtung der Szenarien

1. Durch die Änderung des EnWG sind die FNB erstmalig verpflichtet, mindestens drei Szenarien zu betrachten, die die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Bilden die Szenarien die klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung ausreichend ab?

Nein, in allen Szenarien im „Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025“ werden die Ziele der Bundesregierung nicht ausreichend abgebildet:

In der Nationalen Wasserstoffstrategie aus dem Jahr 2020 wurde von der Bundesregierung konstatiert: „Die Bundesregierung sieht bis 2030 einen Wasserstoffbedarf von ca. 90 bis 110 TWh“³. Die Bundesregierung hat in der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS 2023) für das Jahr 2030 einen erhöhten Gesamtwasserstoffbedarf von 95 bis 130 TWh identifiziert, „der nach 2030 stark ansteigt“⁴. Das 2030-Ziel der fortgeschriebenen Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS 2023) von mindestens 90 TWh Wasserstoff wird im Entwurf des Szenariorahmens nicht abgebildet, da der Wasserstoffbedarf die o.g. Werte in allen Szenarien unterschreitet: Im Szenario T45-Strom* werden 16 TWh Wasserstoff im Jahr 2030 angenommen, im Szenario T45-H2 72 TWh Wasserstoff im Jahr 2030 und im Szenario T45-RedEff 24 TWh Wasserstoff im Jahr 2030.

Zudem bleiben Ziele der Eckpunkte der Nationalen Biomassestrategie unberücksichtigt. Dort heißt es „Die nachhaltige Erzeugung und Nutzung von Biomasse kann als Baustein für die notwendige Transformation unseres Wirtschaftssystems dienen und langfristig zum Erreichen der Klimaschutz- und Biodiversitätsziele sowie der Energiewende beitragen“. Der langfristige Einsatz zur Erreichung der Klimaschutzziele wird dabei in den Sektoren Industrie, Energiewirtschaft und Gebäude gesehen: „Bei schwer elektrifizierbaren Anwendungen kann Biomasse eine wichtige Rolle spielen, z.B. in nicht anders dekarbonisierbaren Teilbereichen der Industrie bzw. zur Abdeckung von Lastspitzen im Rahmen der Wärmebereitstellung in nur schwer sanierbaren, z.B. denkmalgeschützten, Gebäuden“⁵. Eine volkswirtschaftlich effiziente Verteilung stellt der Transport von aus Biomasse gewonnenem Biomethan über Gasnetze dar.⁶ Dies und die europäischen energie- und klimapolitischen Ziele zum Einsatz von Biomethan (siehe Antwort zu Frage 13) sollten stärker in den Szenariorahmen einbezogen werden.

2. Ist die Bandbreite zwischen den Szenarien zu hoch, zu gering oder angemessen dimensioniert?

¹ Zum Begriff „Resilienzansetzungen“, der Rolle von Biomethan und Wasserstoff in einem klimateutralen Energiesystem sowie Vorschlägen für eine robuste Transformation siehe BDEW, DVGW, Zukunft Gas (2023): Wege zu einem resilienten und klimateutralen Energiesystem 2045. Transformationspfad für die neuen Gase, online verfügbar: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/transformatonspfad-neue-gase.pdf>.

² BDEW, DVGW, Zukunft Gas (2024): Die Transformation zu neuen Gasen hat begonnen und braucht politischen Rückenwind, online verfügbar: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/transformatonspfad-neue-gase-rueckenwind.pdf>.

³ Die Bundesregierung (2020): Die Nationalen Wasserstoffstrategie, S. 5, online verfügbar: [file:///C:/Users/robert.ostwald/Downloads/die-nationale-wasserstoffstrategie%20\(8\).pdf](file:///C:/Users/robert.ostwald/Downloads/die-nationale-wasserstoffstrategie%20(8).pdf).

⁴ Die Bundesregierung (2023): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. NWS 2023 S. 6, online verfügbar: https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/de/2023/230726-fortschreibung-nws.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

⁵ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (2022): Eckpunkte für eine Nationale Biomassestrategie (NABIS), S. 7, online verfügbar: https://www.bmel.de/SharedDocs/Downloads/DE/_Landwirtschaft/Nachwachsende-Rohstoffe/eckpunkte-nationale-biomassestrategie-nabis.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

⁶ Technische Hochschule Ingolstadt, FH Münster, C.A.R.M.E.N. e.V., ifeu Heidelberg (2024): Biogas nach dem EEG – (wie) kann’s weitergehen? Handlungsmöglichkeiten für Anlagenbetreibende, 4., vollständig überarbeitete Auflage, S. 47f., online verfügbar: <https://www.carmen-ev.de/download/biogas-nach-dem-eeq-rezab-broschuere/>.

Siehe Antwort zu Frage 1 und Frage 3.

3. Erachten Sie die Höhe des erwarteten Methan- und Wasserstoffbedarfs in den einzelnen Szenarien für angemessen?

Nein, in allen Szenarien erscheint die Höhe des Methanbedarfs in den Sektoren Industrie und Haushalte zu gering. Nach einer Abschätzung der Deutschen Energie-Agentur (dena) ergibt sich im Gebäudesektor durch die Anforderungen des Gebäudeenergiegesetzes (GEG 2023) ein erhöhter Bedarf nach Biomethan, der laut dena über die heimische Biomethanerzeugung oder aber durch Importe abgedeckt werden muss: Im Jahr 2029 erhöht sich der Biomethanbedarf potenziell auf 2,2 bis 7,8 TWh, im Jahr 2035 auf 8,1 bis 27,0 TWh und im Jahr 2040 auf 13,4 bis zu 44,6 TWh.⁷

Der erwartete Wasserstoffbedarf erscheint in den Szenarien T45-Strom und T45 RedEff zu gering, insbesondere im Sektor Gebäude, wo in den Szenarien die Wasserstoffbedarfe der Haushalte mit 0 TWh/a angegeben werden. Die Bedarfe erscheinen zum einen zu gering, da das GEG 2023 die Möglichkeit des Wasserstoffeinsatzes in Gebäuden zur Erfüllung von Klimaschutzvorgaben ermöglicht. Die Bedarfe scheinen aber auch deshalb zu gering, da Kommunen ein Interesse am Einsatz von Wasserstoff zur energetischen Versorgung von Gebäuden zeigen: Die Initiative H2vorOrt im DVGW hat über 1.000 Kommunen deutschlandweit befragt, ob sie planen, Wasserstoff zur Versorgung von Industrie, Gewerbe und Privathaushalten einzusetzen. Die Ergebnisse zeigen, dass die überwiegende Anzahl das tut:

- 98 % der befragten Kommunen sehen klimaneutrale Gase wie Wasserstoff langfristig als einen potenziellen Baustein der sicheren energetischen Versorgung der Industrie und Gewerbekunden.
- 93 % der befragten Kommunen sehen den potenziellen Einsatz von Wasserstoff zur energetischen Versorgung von Privathaushalten und öffentlichen Einrichtungen.⁸

Im Übrigen wird auf die Antwort zu Frage 1 verwiesen (Bandbreiten der Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung).

4. Erachten Sie die Aufteilung des Verbrauchs an leitungsgebundener Energie zwischen elektrischer und stofflicher Energie für angemessen?

Nein, der Verbrauch „stofflicher Energie“ im Sinne von Molekülen (insb. Wasserstoff und Methan) wird voraussichtlich höher sein, als im Entwurf des Szenariorahmens ausgewiesen (siehe Antwort zu Frage 1 und 3).

5. Wie bewerten Sie die angesetzten Kapazitäten der unterschiedlichen Netznutzer? Wurden Kapazitätsbedarfe ausreichend berücksichtigt bzw. sind diese zu hoch angesetzt?

6. Sind die Studien, die die FNB dem Szenariorahmen zugrunde gelegt haben, sinnvoll gewählt oder gäbe es weitere wissenschaftliche Publikationen, die berücksichtigt werden sollten?

In Bezug zu Mengenpotenzialen von Biomethan kann die folgende Studie des DVGW mit berücksichtigt werden: DVGW (2023): Erweiterte Nutzung Erneuerbarer Gase.⁹

2.2 Dekarbonisierung und Versorgungssicherheit

⁷ Dena (2024): Wie entwickelt sich der Biomethanbedarf auf Basis des Gebäudeenergiegesetzes? Regulatorische Anforderungen und potenzielle Entwicklung des Biomethanbedarfs bis 2040, S. 3, online verfügbar: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/Analyse_biogaspartner_Biomethanbedarf_Gebaeudeenergiegesetzes.pdf.

⁸ DVGW (2024): Der Gasnetzgebietstransformationsplan. Ergebnisbericht 2024, online verfügbar: <https://www.h2vorort.de/fileadmin/Redaktion/Bilder/Publikationen/Ergebnisbericht-2024-des-GTP.pdf>.

⁹ Die Studienergebnisse sind z.T. online frei verfügbar. Der Abschlussbericht kann auf Anfrage zur Verfügung gestellt werden: <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-eneveg>.

7. Die FNB halten es für notwendig, 2037 zusätzlich Modellierungsvarianten mit dem Fokus der Versorgungssicherheit zu betrachten, um dem Zielkonflikt zwischen Einhaltung der Klimaschutzziele und der ausreichenden Berücksichtigung der Versorgungssicherheit Rechnung zu tragen (Szenario 4 „Fokus Versorgungssicherheit“). Wie bewerten Sie diese Modellierungsvarianten der FNB?

Es ist richtig und wichtig, ein Szenario 4 „Versorgungssicherheit“ zu entwickeln, das nicht szenarien- sondern bedarfsorientiert ist.

8. Zusätzlich schlagen die FNB bei dem Szenario 4 „Fokus Versorgungssicherheit“ eine Modellierungsvariante im Erdgas für 2030 vor, um den vorübergehend steigenden Methanbedarfen Rechnung zu tragen. Aus dieser Modellierungsvariante resultierende Ausbaumaßnahmen könnten schon 2037 nicht mehr benötigt werden. Könnten marktbasierende Instrumente eine Möglichkeit darstellen, die bis 2030 prognostizierten steigenden Methanbedarfe zu berücksichtigen, ohne zusätzlichen erheblichen Netzausbau zu generieren oder sehen Sie einen anderen, sinnvolleren Ansatz?

9. Wäre es sinnvoll, anstatt der bisher angesetzten festen freien Kapazitäten andere feste Kapazitätsprodukte in der Modellierung im Erdgas anzusetzen, um nicht nachhaltige Ausbaumaßnahmen zu vermeiden?

10. Wo sehen Sie weitere konkrete Stellschrauben, um das Ziel der Dekarbonisierung in der Netzentwicklungsplanung abzubilden und gleichzeitig die Versorgungssicherheit mit Erdgas auch im Spitzenlastfall sicherzustellen?

11. Bei den dynamisch zuordenbaren Kapazitäten werden unter anderem Grenzübergangspunkte als Zuordnungspunkte festgelegt. Sehen Sie auch nach dem Angriffskrieg auf die Ukraine die Liquidität der an diesen Grenzübergangspunkten liegenden virtuellen Handelspunkte weiterhin als gewährleistet an?

12. Die Quellenverteilung bzw. die entsprechende Entwicklung der Methankapazitäten an Grenzübergangspunkten sind maßgeblich für die Modellierung. Welche Projekte, die einen Einfluss auf zukünftige Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten haben könnten, sollten aus Ihrer Sicht insoweit Berücksichtigung finden?

2.3 Biomethan

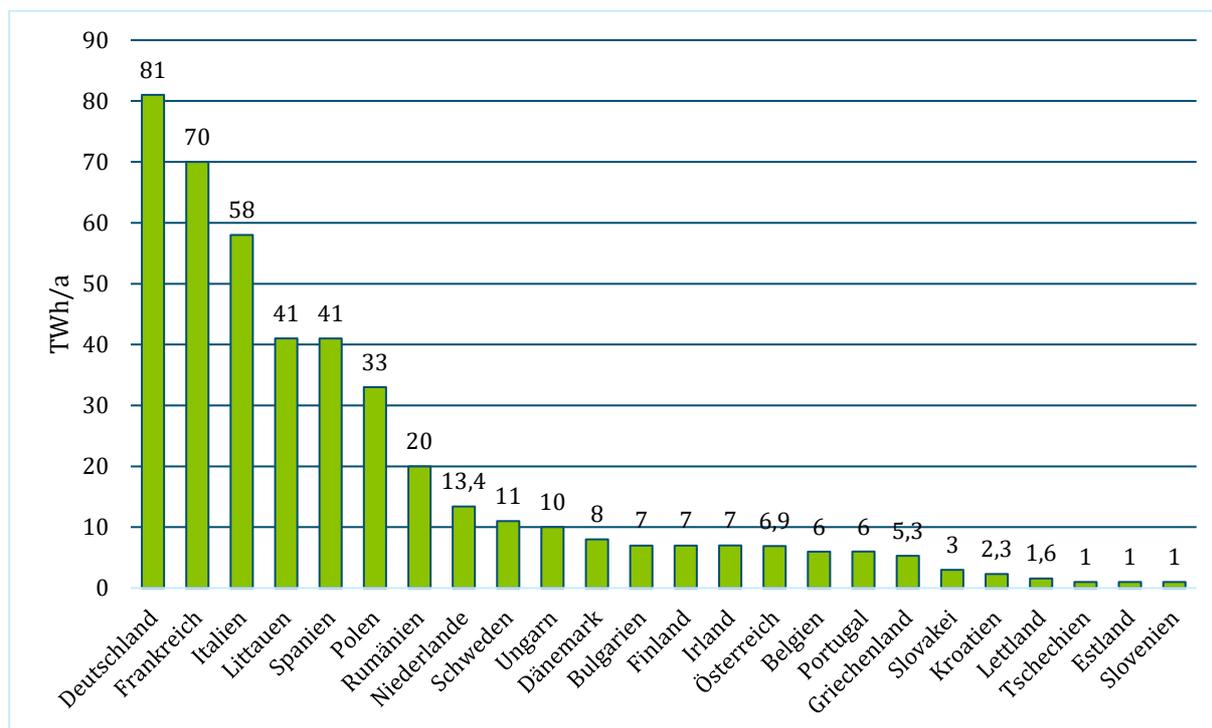
13. Die FNB weisen darauf hin, dass die Annahmen für die Biomethaneinspeisung aus dem aktuellen Stand der Überlegungen im Prozess der Systementwicklungsstrategie im Kontrast zu den Vorgaben der EU stehen. An welchen Annahmen sollte künftig die Einspeisung und der Transit von Biomethan orientiert werden?

Die Europäische Kommission hat am 18. Mai 2022 den REPowerEU-Plan vorgelegt. Die Europäische Kommission zeigt darin auf, dass Biomethan die EU-Klimaschutzziele unterstützen sowie einen Beitrag zur Diversifizierung der europäischen Energieversorgung leisten kann. Durch den REPowerEU-Plan soll die Abhängigkeit der EU von fossilen Brennstoffen aus Russland rasch verringert und der Übergang zu erneuerbaren Energien beschleunigt werden.¹⁰ Bis zum Jahr 2030 soll die jährliche Produktionsmenge von Biomethan in der EU im Jahr 2030 von derzeit 3 auf 35 Mrd. Kubikmeter (rund 30 – 350 TWh) angehoben werden. Die EU-Kommission empfiehlt die Einführung politischer Maßnahmen auf nationaler Ebene, damit die Biomethan-Potenziale der EU-Mitgliedstaaten (siehe Abbildung 1) bis zum Jahr 2030 erschlossen werden. Auch im Netto-Null-Industrie-Gesetz (Net Zero Industry Act, NZIA) wird Biomethan als eine Netto-Null Technologie definiert, die in der EU beschleunigt zum Einsatz kommen soll.¹¹

¹⁰ Europäische Kommission (2022): REPowerEU-Plan. COM(2022) 230 final.

¹¹ EU-Verordnung zur Schaffung eines Rahmens für Maßnahmen zur Stärkung des europäischen Ökosystems der Fertigung von Netto-Null-Technologien und zur Änderung der Verordnung (EU) 2018/1724; G (EU) 2024/1735, online verfügbar: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401735.

Abbildung 1: Bis zum Jahr 2030 erschließbare Biomethanpotenziale in Terrawattstunden pro Jahr in 24 EU-Mitgliedstaaten nach Einschätzung der Europäischen Kommission



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf: European Kommission (2023): 2023 biomethane country fiches, online verfügbar: https://energy.ec.europa.eu/publications/2023-biomethane-country-fiches_en.

Deutschland kommt aufgrund seines Biomethan-Potenzials eine wichtige Rolle zu, um das RePowerEU-Ziel zu verwirklichen. Die Annahmen im Szenariorahmen sollten aus Sicht des DVGW die EU-Vorgaben zur Einspeisung von Biomethan 1:1 berücksichtigen (35 Mrd. m³ Biomethan bis 2030) und ggf. weitere Untersuchungen zu Biomethan einzubeziehen: Der DVGW geht bis zum Jahr 2045 von einem klimawandelresilienten, wirtschaftlichen Biomethanpotenzial von bis zu 113 TWh/a für Deutschland aus, das eine wichtige Funktion für die lokale Energie- und Wärmetransformation hat.¹²

Seit 2021 steigt die Anzahl der Einspeisebegehren stark an. Die Summe der von den an der Initiative H2vorOrt beteiligten Gasverteilnetzbetreibern erfassten Einspeisebegehren für 2023 liegt über der Anzahl der Bestandsanlagen (250). In ihren ca. 80 % des deutschen Gasverteilnetzes umfassenden Versorgungsgebieten werden 183 der oben genannten 250 Einspeiseanlagen betrieben. In diesem Netzgebiet lagen im Jahr 2023 281 Einspeisebegehren für Biomethan vor. Hinzu kamen 14 Einspeisebegehren für Wasserstoff in unterschiedlichen Leistungsklassen. Die Entwicklung der Einspeisebegehren zeigt, dass neben den heutigen Bestandsanlagen ein hohes Potenzial besteht, kurzfristig weitere dezentrale Einspeiseanlagen an das Gasverteilnetz und das Fernleitungsnetz anzuschließen. Im Szenariorahmen sollten die Einspeisebegehren zusätzlich zu den o.g. Werten der EU und des DVGW Bottom-up miteinbezogen werden.

Aufgrund der zentralen Lage von Deutschland in der EU, sollte der Szenariorahmen Importe und Exporte von Biomethan im Rahmen der Modellierung einbeziehen: Bereits in 2023 wurden rund 3,5 TWh Biomethan gehandelt¹³. Im Zuge der Inbetriebnahme der Unionsdatenbank Ende 2024 ist von einer Zunahme des europäischen Handels mit Biomethan und damit auch des Transits auszugehen.

2.4 Kraftwerke

¹² Schaffert et al. (2024): Vielversprechende Zukunftsoptionen für Biogas: Ergebnisse des DVGW-Forschungsprojektes „ENEVEG“, online verfügbar: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/0124schaffert.pdf>.

¹³ Dena (2023): Branchenbarometer Biomethan 2023, S. 18, online verfügbar:

https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/ANALYSE_Branchenbarometer_Biomethan_2023.pdf.

14. Gegenüber den Kraftwerksanfragen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 haben sich die Anträge nach §§ 38/39 GasNZV mit einer Summe von rund 46 GWh/h nahezu verdoppelt. Ist eine solche Steigerung ein sinnvoller Planungsansatz? Eine Möglichkeit, die dadurch gestiegenen Methanbedarfe abzumildern, könnte eine Clusterung der Kraftwerkskapazitäten sein. Halten Sie diesen Ansatz für gerechtfertigt?

15. Ist die Auswahl der Zuordnungspunkte, die für die jeweiligen Kraftwerke gewählt wurden, aus Ihrer Sicht nachvollziehbar?

2.5 Kapazitätsnachfrage der Verteilnetzbetreiber

16. Wie könnte die Plausibilisierung der Langfristprognosen der Verteilnetzbetreiber optimiert werden?

Siehe Antwort zu Frage 17.

17. Für die Modellierungsvariante 2037 im Szenario 4 „Fokus Versorgungssicherheit“ planen die FNB eine Kürzung der Langfristprognosen um mindestens 30 % gegenüber 2024. Ist dieser Ansatz angemessen bzw. welcher Ansatz wäre sachgerechter?

Eine pauschale Kürzung der Langfristprognose um 30 % wird nicht als sinnvoll erachtet. Im Gegensatz dazu wird ein Bottom-up-Ansatz in der Langfristprognose als zielführend erachtet, um belastbare Kapazitätsbedarfe zu ermitteln. Es sollte berücksichtigt werden, dass Methan nicht ausschließlich in Form von Erdgas bezogen werden kann, sondern dass auch Biomethan und synthetisches Methan als klimaneutrale oder sogar klimapositive Energieträger in Frage kommen. Eine Differenzierung zwischen den verschiedenen Gasen sollte mit in der Modellierung erfolgen.

2.6 Wasserstoffbedarfe

18. Elektrolyseure: Zur Regionalisierung der in den szenarienbasierten Modellierungsvarianten angesetzten H₂-Einspeiseleistungen planen die FNB eine räumliche Verteilung auf die Projektstandorte aus der Großverbraucherabfrage. Dadurch wird die Leistung der einzelnen Projekte je nach Szenario gekürzt bzw. erhöht. Ist dieser Ansatz gerechtfertigt bzw. welcher Ansatz wäre sachgerechter?

19. Welche Voraussetzungen hinsichtlich der Realisierungswahrscheinlichkeit sollten aus Ihrer Sicht gegeben sein, damit ein in der Großverbraucherabfrage gemeldetes Projekt im Prozess der Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff berücksichtigt werden kann?