

• STELLUNGNAHME

Zu den Szenariorahmen Strom sowie Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045

Berlin, 27.09.2024

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt über 1.550 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit über 300.000 Beschäftigten wurden 2021 Umsatzerlöse von 141 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 17 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 66 Prozent, Gas 60 Prozent, Wärme 88 Prozent, Trinkwasser 89 Prozent, Abwasser 45 Prozent. Die kommunale Abfallwirtschaft entsorgt jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und hat seit 1990 rund 78 Prozent ihrer CO₂-Emissionen eingespart – damit ist sie der Hidden Champion des Klimaschutzes. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau: 206 Unternehmen investieren pro Jahr über 822 Millionen Euro. Künftig wollen 80 Prozent der kommunalen Unternehmen den Mobilfunkunternehmen Anschlüsse für Antennen an ihr Glasfasernetz anbieten.

[Zahlen Daten Fakten 2023](#)

Wir halten Deutschland am Laufen – denn nichts geschieht, wenn es nicht vor Ort passiert: Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge. Unsere Positionen: www.vku.de

Interessenvertretung:

Der VKU ist registrierter Interessenvertreter und wird im Lobbyregister des Bundes unter der Registernummer: R000098 geführt. Der VKU betreibt Interessenvertretung auf der Grundlage des „Verhaltenskodex für Interessenvertreterinnen und Interessenvertreter im Rahmen des Lobbyregistergesetzes“.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

Der VKU ist mit einer Veröffentlichung seiner Stellungnahme (im Internet) einschließlich der personenbezogenen Daten einverstanden.

Der VKU bedankt sich für die Möglichkeit, zu den Entwürfen der Szenariorahmen Strom sowie Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 im Rahmen der Konsultation durch die Bundesnetzagentur Stellung zu nehmen.

Bedeutung des Vorhabens für kommunale Unternehmen

- Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) setzt sich für das Erreichen der klimapolitischen Ziele ein. Dazu gehören unter anderem der Ausstieg aus fossilem Erdgas und die zunehmende Relevanz von dekarbonisierten Gasen.
- Die mehrheitlich kommunalen Verteilernetzbetreiber (VNB) bewirtschaften aktuell rund 550.000 Kilometer Gasverteilernetze und verfügen über hohe Marktanteile in der Belieferung mit Gas.
- Derzeit beziehen mehr als 99 Prozent der Industrie-, Gewerbe- und Nicht-Haushaltskunden in Deutschland ihr Gas aus den Verteilernetzen, darunter rund 1,8 Mio. mittelständische Unternehmen mit mehreren Millionen Arbeitsplätzen. Sprich: Der Mittelstand, das Rückgrat der deutschen Wirtschaft, hängt an den Verteilernetzen. Sie werden auch künftig auf gasförmige Energieträger wie Wasserstoff angewiesen sein, den sie über die Verteilernetze beziehen.
- Hierfür gehen VNB ihre Planungen engagiert an. Für über 415.000 km des rund 550.000 km großen Verteilernetzes in Deutschland wurden bereits 2023 im Rahmen der Gasnetzgebietstransformationsplanung (GTP) umfangreiche Vorarbeiten für die Transformation gemacht.
- Damit kommunale Netzbetreiber auch zukünftig ihrer Versorgungsaufgabe mit Gasen nachkommen können, brauchen sie die Anbindung an die Fernleitungsnetze für Gas und Wasserstoff. Um ihre Bedarfe hinsichtlich der Mengen und Kapazitäten bei dem Netzentwicklungsplan berücksichtigen zu können, ist ihre enge Einbindung bei der Datenerhebung und in der Prozessausgestaltung maßgeblich.

Positionen des VKU in Kürze

- Der VKU begrüßt das mit der gemeinsamen Konsultation der Szenariorahmen Strom sowie Gas und Wasserstoff zum Ausdruck gebrachte Bewusstsein um die Wichtigkeit einer ganzheitlichen Netztransformation.
- Es sollte eine möglichst gute Vergleichbarkeit der Szenarien Strom und Gas/H₂ hergestellt werden. Bei der Genehmigung der Szenariorahmen sollten klar die Verbindungen und Wechselwirkungen zwischen Strom und Gas/Wasserstoff hergestellt sein.
- Es ist angemessen, dass sich die FNB bei den szenarienbasierten Betrachtungen vorrangig an den Langfristszenarien des BMWK orientieren.

- Es ist richtig und wichtig, ein zusätzliches Szenario 4 „Versorgungssicherheit“ zu entwickeln, das nicht szenarien-, sondern bedarfsorientiert ist.
- Für GasVNB bestehen viele regulatorische Unklarheiten für die Transformation ihrer Netze. Hier besteht dringender Klarstellungsbedarf! Dies erschwert es, Planungen für die Transformation zu erstellen. Dabei sind sie die Experten für ihr Netzgebiet. Deswegen sollten Erkenntnisse aus den Transformationsplänen der GasVNB sowie den kommunalen Wärmeplänen berücksichtigt werden, um eine Konsistenz zwischen den regionalen Planungen inklusive regionaler Besonderheiten zu gewährleisten.
- Im Szenariorahmen Strom sollten auch die Regionalszenarien der Planungsregionen Berücksichtigung finden. So kann die Synchronisierung der Übertragungskapazitäten mit den notwendigen Schnittstellen zu den Verteilnetzen auf den Weg gebracht werden. Die Entwicklung von Engpässen im Stromnetz sollte bereits in der Regionalisierung im Szenariorahmen im Blick gehalten werden.

Vorbemerkung

Der VKU begrüßt das mit der gemeinsamen Konsultation der Szenariorahmen Strom sowie Gas und Wasserstoff zum Ausdruck gebrachte Bewusstsein um die Wichtigkeit einer ganzheitlichen Netztransformation. Die zeitliche Abstimmung der hierbei gesetzlich vorgeschriebenen Abläufe ist richtig und wichtig.

Die Transformation zu einem treibhausgasneutralen Energiesystem und einer nachhaltigen Wirtschaft bis 2045 braucht eine robuste, sektorübergreifende Strategie. Die Systementwicklungsstrategie (SES) soll diese Funktion erfüllen. Sie ist im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) als eine der Grundlagen der Netzentwicklungspläne (NEP) Strom und Gas/Wasserstoff festgeschrieben. Die aktuelle SES wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) in einem partizipativen und rollierenden Prozess erstellt und basiert insbesondere auf den wissenschaftlichen Erkenntnissen der Langfristszenarien des BMWK. Leider ist im Prozess der Erstellung der SES erst die Phase A mit dem Zwischenbericht zur Konsultation (Stand: 30.04.2024) abgeschlossen. Erst wenn die Phase B beendet ist, würde eine abgestimmte SES vorliegen. Durch die zeitgleiche Konsultation der Szenariorahmen Strom und Gas/H₂ kann dieser nun startende Durchgang des NEP-Prozesses gleichsam als eine SES-Version 0.9 vor der Version 1.0 verstanden werden.

Vergleichbarkeit herstellen

Wir begrüßen den Vorschlag der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas (FNB), eine gemeinsame Kraftwerkliste im Oktober 2024 vorzulegen. Diese könnte sich aus den Bestandskraftwerken der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur (BNetzA), den Anfragen nach §§ 38/39 GasNZV bei den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB), den Anfragen nach KraftNAV bei den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) sowie den Projektmeldungen von Wasserstoffkraftwerken aus der Marktabfrage Wasserstoff zusammensetzen. Damit würden wichtige Prämissen für die Infrastrukturplanungen aufgestellt werden.

Der Szenariorahmen Strom und der Szenariorahmen Gas/Wasserstoff unterscheiden sich teils erheblich in den zugrunde gelegten Annahmen, aber auch in den jeweils herangezogenen Referenzwerten. Dies erschwert den Vergleich der jeweils skizzierten Transformationspfade. Um potenzielle Querbezüge zwischen dem Strom- sowie dem Gassystem offenzulegen und eine szenarioübergreifende Vergleichbarkeit der verschiedenen Projektionen zu gewährleisten, sollten die Grundannahmen, die herangezogenen Referenzwerte sowie die jeweils genutzten Berechnungsmethoden allgemein nachvollziehbar und überprüfbar sein. Beim Vergleich kommen abweichende Darstellungen, Formate, Listen und Abgrenzungen erschwerend hinzu.

Der VKU möchte daher die BNetzA darum bitten, für interessierte Dritte möglichst eine bessere Vergleichbarkeit herzustellen und in der Genehmigung der Szenariorahmen klar die Verbindungen und Wechselwirkungen zwischen Strom und Gas/Wasserstoff darzustellen. Insgesamt wäre es wünschenswert, wenn die BNetzA in der Genehmigung das

gesamte Energiesystem in den Blick nimmt, so dass der breiten Öffentlichkeit vermittelt werden kann, dass die Investitionen geeignet ineinandergreifen und in der Kombination Strom/Gase zu einer optimalen Dekarbonisierung führen können.

Eine Verbesserung der Vergleichbarkeit ließe sich auch über die Rückkopplung der Szenarien an die (erwartete) Entwicklung der Strom-, Gas- und Wasserstoffpreise erzielen, die für die Grenzkostenermittlung der verschiedenen Dekarbonisierungstechnologien unmittelbar relevant sind. Sie schlagen sich auch auf den Hochlauf der Energieträger nieder. Als methodisch beispielhaft kann hierzu die von Fraunhofer ISI 2023 veröffentlichte [Studie zur preiselastischen Wasserstoffnachfrage in Deutschland](#) gelten.

Berücksichtigung der Regionalszenarien der VNB

Gemäß Szenariorahmen-Entwurf der ÜNB wurden auch Anträge und Anfragen zu neuen Netzanschlüssen herangezogen, die im Rahmen einer weiteren Datenabfrage von den Verteilernetzbetreibern (VNB) an die ÜNB gemeldet wurden. Zudem haben zwischen den VNB und den ÜNB Abstimmungen hinsichtlich der zukünftigen Kopplung des NEP Strom mit den Netzausbauplänen (NAP) der VNB nach § 14d EnWG, zu möglichen Datenaustauschen und zu den angewandten Methoden stattgefunden. Die Abstimmungen mit den ÜNB wie auch mit den VNB sollen demnach in den kommenden Monaten fortgeführt werden. Das begrüßt der VKU ausdrücklich.

Ergänzend sollten jedoch auch die Regionalszenarien der Planungsregionen Berücksichtigung finden. Während Abfragen bei VNB eher die Ist-Situation widerspiegeln, mangelt es an Möglichkeiten, auf dieser Grundlage Top-Down zukünftig erwartbare Entwicklungen abzuleiten. Hierzu sind Kenntnisse vor Ort erforderlich. Diese fließen bei der Entwicklung der Regionalszenarien mit ein. Vor diesem Hintergrund erscheint es zielführend, im Zuge der Genehmigung der Szenariorahmen die Regionalszenarien mit auszuwerten. **Entsprechend sollten die in den NAP 2024 identifizierten Netzausbaubedarfe im NEP-Prozess 2025 vollumfänglich Berücksichtigung finden.** Nur so kann die Synchronisierung der Übertragungskapazitäten mit den notwendigen Schnittstellen zu den VNB auf den Weg gebracht werden. Leider verbleibt immer noch ein zeitliches Delta zwischen netzplanerischem Bedarf gemäß NEP 2025 und operativ darstellbarem Realisierungspfad für die nun laufenden Kundenanfragen der VNB.

Zudem sollte der Anspruch sein, im Szenariorahmen soweit möglich bereits jetzt auch Erkenntnisse aus den Transformationsplänen der GasVNB sowie den kommunalen Wärmeplänen zu berücksichtigen, um eine Konsistenz zwischen den regionalen Planungen inklusive regionaler Besonderheiten zu gewährleisten.

Stellungnahme

1 Fragen zum Szenariorahmenentwurf Strom

1.1 Ausrichtung der Szenarien

1. Bilden die Szenarien die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung ausreichend ab?

Einige Punkte sollten im Prozess stärkere Beachtung finden, z. B. Versorgungssicherheit und Systemstabilität. Denn auch zur Integration dieser Bausteine ist ein Netzausbau auf Übertragungsnetzebene notwendig, der sachgerecht im NEP adressiert werden muss.

Das Ziel der langfristigen Klimaneutralität ist bereits fest in den Gesetzen verankert und der dafür auf Ebene der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) notwendige Netzausbau wurde bereits mehrfach identifiziert. Es wäre daher wünschenswert, weitere Aspekte wie die Resilienz, die CO₂-Minderungseffizienz oder eine sektorenübergreifende Optimierung zur CO₂-Minderung stärker in den Blick zu nehmen.

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

Da die Zielerreichung der Dekarbonisierung durch die EE-Ausbaumengen und die Verbrauchsannahmen bereits gewährleistet ist, kann ein erheblicher weiterer Erkenntnisgewinn durch die Betrachtung weiterer Spreizungen in den Szenarien erreicht werden. Zum Beispiel: Welche Auswirkung hat ein anderer (kleinerer) konventioneller Kraftwerkspark (aufgrund von Verzögerungen im Neubau bzw. von Unsicherheiten) auf die Versorgungssicherheit und den Netzausbaubedarf?

Zusätzlich könnte eine stärkere Transparenz bei den Schlüsselparametern der Modellierung geschaffen werden, indem auch die Berechnungsgrundlagen für den Kostenvergleich der Szenarien dargestellt werden. Es ist zu erwarten, dass die einzelnen Szenarien nicht nur in den EE-Zahlen, dem Verbrauch etc. voneinander abweichen, sondern dass auch für die einzelnen Großhandelspreise starke Unterschiede bestehen.

Gegebenenfalls sollte hier eine Risiko- bzw. Sensitivitätsanalyse auch für ein mögliches Nicht-Erreichen einzelner Ziele vorgenommen werden, insbesondere, da der Prognosezeitraum bis 2045 sehr weit und die Entwicklungspfade bis zu den Zwischen- und Zieljahren sehr ambitioniert sind. Bei einer solchen Risikoanalyse sollten auch mögliche Auswirkungen auf das Marktdesign und die Resilienz des Energiesystems betrachtet und Maßnahmen dargestellt werden, wie diese Risiken adressiert werden können.

3. Erachten Sie die Höhe und Zusammensetzung des Bruttostromverbrauchs in den einzelnen Szenarien für angemessen?

Die Zusammensetzung des Bruttostromverbrauchs hängt von vielen Parametern ab, nicht zuletzt von der Sektorenkopplung und dort vor allem von der Elektrifizierung im Wärmemarkt.

Beispiel: Die Elektrifizierung hängt stark mit den Sanierungsquoten, dem erforderlichen Stromverteilernetzausbau, der kommunalen Wärmeplanung und am Ende natürlich der Kundenentscheidung zusammen. Hier müssen auch die wasserstofffähigen bzw. mit anderen erneuerbaren Gasen betriebenen Blockheizkraftwerke, die heute schon in der Wärme laufen, berücksichtigt werden. Dezentrale Wärme kann auch Arealversorgung mit Blockheizkraftwerken, sog. Nahwärmenetzen, sein.

Diese Abhängigkeiten sind mit zu berücksichtigen. Optimalerweise ergibt die kommunale Wärmeplanung die Leitplanken für eine regionale Bündelung vor, da sonst eine Koordination nicht möglich ist.

4. Erachten Sie die Aufteilung des Verbrauchs an leitungsgebundener Energie zwischen Strom, Gas und Wasserstoff für angemessen?

Die Entwicklungen der Stromnachfrage und der Wasserstoffnachfrage steigen gegenüber dem heutigen Niveau deutlich. Dabei stellt sich das grundlegende Problem, dass der Energiebedarf, der nicht durch Wasserstoff/Biomethan oder direkte EE-Erzeugung (Solar, Biomasse, Wasserkraft, Geothermie) gedeckt werden kann, durch das Stromnetz transportiert werden muss.

Die Funktion der Stromseite als „Dekarbonisierungsresiduum“ für die Wettbewerbsbereiche Erzeugung, Wärme und Verkehr ist ein wesentlicher Faktor für den Ausbaubedarf im Stromnetz - nicht nur im Übertragungsnetz, sondern auch vielmehr im Verteilernetz. Hier muss auf eine ausreichende Balance geachtet werden.

Vor diesem Hintergrund ist es wichtig, die Entwicklung von Engpässen im Stromnetz schon in der Regionalisierung im Szenariorahmen im Blick zu haben, um die Auswirkungen auf den Netzausbau greifbar zu machen.

1.2 Haushalte

5. Ist der von den Übertragungsnetzbetreibern in Szenariopfad A vorgeschlagene Einsatz von dezentralen Wasserstoffheizungen realistisch? Oder sollte als Alternative die Anzahl von Haushaltswärmepumpen erhöht werden? Gibt es andere alternative Optionen?

Nach Ansicht des VKU lässt bereits die Fragestellung erkennen, dass Haushaltslasten, die „tief“ im Verteilernetz angeschlossen sind, Top-Down nur schwer zu prognostizieren sind. Eine stärkere Berücksichtigung der Regionalszenarien kann hier helfen.

In Szenario A erfolgt nicht flächendeckend eine direkte Elektrifizierung der Endanwendungen. Ein Grund ist eine begrenzte Verfügbarkeit von heimischen EE-Anlagen. Es kommt zwar zu einer relativ starken Nutzung von Wasserstoff im Energiesystem, dieser wird aber zum Großteil importiert. Im Vergleich zum Szenariorahmen aus dem Jahr 2022 lässt sich

jedoch feststellen, dass in **Szenario A** die Elektrolyseleistung vergleichsweise stark (Vergleich Szenariorahmen 2022 zu 2024 in 2045: von 80 auf 46 GW) abnimmt. In den Szenarien B und C wird der Einsatz von Wasserstoffdirektheizungen demgegenüber kategorisch ausgeschlossen. **Nach Einschätzung des VKU erscheint der Ansatz der ÜNB in Szenario A realistisch und sollte beibehalten werden.**

6. Sind die technischen Parameter zur Herleitung des Stromverbrauchs von Wärmepumpen, insbesondere der spezifische Heizwärmebedarf, in der Höhe richtig gewählt? Ist der resultierende Stromverbrauch pro Wärmepumpe und Jahr in der Höhe angemessen?

Die angenommene Vervielfachung der Anzahl von Wärmepumpen macht einen grundlegenden Umbau der Energieinfrastruktur erforderlich. Der zuletzt beobachtbare Rückgang der Absatzzahlen lässt einen Anstieg des Wärmepumpenbestands um 400-1.000 % bis 2037 (vgl. Szenarien A-C) als **äußerst ambitioniert** erscheinen.

7. Ist die Annahme gerechtfertigt, dass der Stromverbrauch des Gerätebestands im Haushaltsbereich durch Effizienzsteigerungen trotz zahlreicher neuer Anwendungen im Zuge der Digitalisierung deutlich sinken wird?

Laut Entwurf orientieren sich die ÜNB hierbei an der Stromverbrauchsentwicklung von T45-Strom* der BMWK-Langfristszenarien, in der in Summe ausgeprägte Einspareffekte hervortreten. Im Gerätebestand der Haushalte werden Effizienzsteigerungen um 30 Prozent innerhalb von 15 Jahren angenommen (Stromverbrauch Haushalte - Gerätebestand: 2022: 118 TWh; 2037: 80 TWh).

Nach Ansicht des VKU erscheint die Annahme zu (weiteren) Effizienzsteigerungen als zu optimistisch. Es erscheint unwahrscheinlich, dass sich der Trend in dieser Intensität fortsetzt.

Auch in der Vergangenheit haben sich oftmals Rebound-Effekte eingestellt. Zukünftig ist gerade vor dem Hintergrund der zunehmenden Digitalisierung (angefangen bei iMSys, steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und -Geräten, Energiemanagementsystemen, Smart Home i.V.m. weißer/brauner Ware) davon auszugehen, dass Effizienzsteigerungen mindestens kompensiert werden dürften.

Die Geräteeffizienz im Heimbereich der letzten Jahre ist auf die Einführung der LED-Leuchtmittel zurückzuführen. Dieser Prozess ist weitgehend abgeschlossen, eine weitere Effizienzsteigerung ist nicht zu erwarten.

1.3 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (inkl. Rechenzentren)

8. Ist die in den Szenarien angenommene Entwicklung des GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) Stromverbrauchs realistisch?

Energieeffizienzsteigerungen im Sektor GHD sind nur im Bereich der Sanierungsmaßnahmen (Dämmung) zu erwarten.

9. Ist die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene niedrige Anzahl von Wärmepumpen und der dadurch bedingte Einsatz dezentraler Wasserstoffheizungen im Szenariopfad A realistisch?

Der Ansatz der ÜNB ist realistisch und sollte beibehalten werden (siehe Anmerkungen zu 5. Frage). Die Energieeffizienz wird wesentlich von den Sanierungsquoten der Gebäude abhängig sein, womit sich Rückwirkungen auf die Planungen der anderen Wärmesparten ergeben. Im Szenariorahmen sollten daher auch die Erkenntnisse aus den Regionalszenarien und Netzausbauplänen der StromVNB – soweit vorhanden – berücksichtigt werden.

10. Sind die technischen Parameter zur Herleitung des Stromverbrauchs von Wärmepumpen, insbesondere der spezifische Heizwärmebedarf (niedriger als bei den Haushalten), in der Höhe richtig gewählt? Ist der resultierende Stromverbrauch pro Wärmepumpe und Jahr in der Höhe angemessen?

11. Ist die von den ÜNB vorgeschlagene Methodik zur unterschiedlichen Berücksichtigung von Projektmeldungen anhand des Projektstatus zwischen den Szenarien angemessen? Wenn nein, wie sollten die Projekte kategorisiert werden?

12. Ist das Aufkommen und die Höhe des Stromverbrauchs unter der Annahme von 5000 Volllaststunden für Rechenzentren sachgerecht?

1.4 Industrie

13. Ist die in den Szenarien angenommene Entwicklung des industriellen Stromverbrauchs realistisch?

Der mögliche Umfang der Elektrifizierung von Industrieprozessen ist umstritten. Die Elektrifizierung von Industrieprozessen wird als zentral angesehen, um Emissionen zu verringern. Es herrscht aber bei einem Teil der Akteure, insbesondere aus den Bereichen der Industrie, der Gaswirtschaft und der Verteilernetze, auch Skepsis bezüglich des Elektrifizierungspotenzials der Industrie.

14. Ist die von den ÜNB vorgeschlagene Methodik zur unterschiedlichen Berücksichtigung von Projektmeldungen im Industriesektor anhand des Projektstatus zwischen den Szenarien angemessen? Wenn nein, wie sollten die Projekte kategorisiert werden?

1.5 Verkehr

15. Sind die in den Szenarien angenommenen Aufkommen von Elektrofahrzeugen angemessen, insbesondere im Hinblick auf die geringe Anzahl in Szenariopfad A und die damit einhergehende Annahme einer hohen Verbreitung synthetischer Kraftstoffe?

Die angenommene Vervielfachung der Anzahl batterieelektrisch betriebener Fahrzeuge macht einen grundlegenden Umbau der Energieinfrastruktur erforderlich. **Der zuletzt beobachtbare Rückgang der Zulassungszahlen lässt aus Sicht des VKU eine Vergrößerung der batterieelektrisch betriebenen Fahrzeugflotte um 1.000-1.500 % bis 2037 (vgl. Szenarien A-C) als äußerst ambitioniert erscheinen.**

Im Schwerlastverkehr kann davon ausgegangen werden, dass der batterieelektrische Antrieb zukünftig den weit überwiegenden Anteil ausmachen wird.

16. Sollten Oberleitungs-Hybrid-LKW (OH-LKW) noch als wahrscheinliche Entwicklung in ein Szenario aufgenommen werden?

Nein. Diese Technologie wird als nicht mehr relevant erachtet. Entsprechende Projekte werden eher bereits zurückgebaut. Angesichts dessen sollte auch in Szenario C die folgende Annahme einer signifikanten Anzahl an Oberleitungsfahrzeugen mit Batterie korrigiert werden.

17. Ist die Regionalisierung des Verbrauchs und die Ermittlung der Ladezeitreihen angemessen?

1.6. Elektrolyse & Wasserstoff

18. Sind die in den Szenarien angenommenen Elektrolysekapazitäten angemessen?

19. Sollte in Szenario A eine derart starke Wasserstoffimportabhängigkeit angenommen werden oder sollte zur Verringerung der Importabhängigkeit die Elektrolyseleistung in Szenario A erhöht werden?

Grundsätzlich gilt, dass sich der Import von Wasserstoff und Derivaten an den zukünftigen Bedarfen orientieren muss. Die ersten Phasen des Hochlaufs müssen strategisch fokussiert, zügig und mit dem notwendigen Spielraum, insbesondere zu Beginn der Transformation, angegangen werden. Dabei sollten auch die Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und Skalierbarkeit der Transportrouten und -vektoren mit aufgenommen werden. Beim Transport gibt es keine universellen Lösungen. Vielmehr müssen unterschiedliche Optionen (Transportvektoren) genutzt werden, um dem Ziel des Hochlaufs phasengerecht zu dienen und zügig sowohl nähere als auch weiter entfernte Produktionsstandorte zu nutzen.

Wenn dies im Szenario A so abgebildet werden soll, wäre dies nachvollziehbar. Da für die Realisierung von Importen der Bau von Infrastrukturen und Aufbau von Logistikketten notwendig ist, bedarf es dafür langfristig absehbarer Liefermengen, um eine Auslastung sicherzustellen. Deswegen ist neben der Diversifizierung auch die Priorisierung erster Importkorridore zu prüfen und auch eine Resilienz-Sensitivität zu untersuchen.

20. Erscheinen 4000 Volllaststunden für Elektrolyseure als Schätzwert vor einer Marktmodellierung realistisch?

Mit Blick auf die Vorgaben für die Erzeugung von grünem Wasserstoff (Stichwort zeitgleiche Erzeugung) und die Volllaststunden der EE-Erzeuger erscheint **der Wert zu hoch**. In dem Entwurf des Szenariorahmens gehen die ÜNB selbst von niedrigeren Volllaststunden für die EE-Erzeuger aus (Windenergie bis 2.700 h/a und PV 950 h/a).

Es wird zudem unterstellt, dass Elektrolyseure strompreisgeführt, ggf. sogar netzdienlich produzieren. Es ist zu hinterfragen, ob dies die richtige Schlussfolgerung ist, wenn der Wasserstoff dringend und schnell in großen Mengen verfügbar sein soll. Die genannte Betriebsweise ist vorstellbar, wenn H₂-Speicher das System ergänzen und Wasserstoff alternativ auch den Speichern entnommen werden kann. In der Anfangszeit jedoch ist ein **dauerhafter Betrieb der Elektrolyseure** vorstellbar.

4.000 Stunden könnten **abhängig vom eingekauften Stromprofil** realistisch sein. Dieses Profil könnte auch so gestaltet werden, dass deutlich mehr als 4.000 Volllaststunden erreicht werden.

21. Wie könnte eine sachgerechte Methodik zur Auswahl der angenommenen Elektrolyseurprojekte für beide Prozesse – Strom und Gas/Wasserstoff – aussehen?

1.7 Lastseitige Flexibilität

22. Ist die Abbildung der haushaltsnahen Flexibilitäten über die drei Technologieklassen (Wärmepumpen, E-PKW und Haushaltsspeicher) ausreichend differenziert?

Ja, weitere nennenswerte Flexibilitäten sind in den Haushalten aktuell nicht absehbar. Wir heißen das Flexibilitätpotenzial von Wärmepumpen, Elektromobilen und dezentralen Speichern gut. Eine Bewertung des ausgewiesenen, enormen Umfangs können wir jedoch nur vornehmen, wenn auch die Erbringungszeiträume für den – im Wesentlichen – Lastverzicht klarer herausgearbeitet werden. Konkret stellt sich uns die Frage, ob angenommen werden kann, dass ein Lastverzicht für 3 bis 4 Stunden realistisch ist.

23. Die Anteile des marktlichen Einsatzes werden je Haushalt bestimmt. Ist das zielführend oder sollte zwischen den Technologieklassen unterschieden werden? Spannen die Anteile einen wahrscheinlichen Trichter auf?

Eine **Berücksichtigung auf Ebene der Technologie** erscheint **zielführender**, da der Ansatz über die Anzahl der Haushalte suggeriert, dass die Haushalte sich gleich verhalten. Demgegenüber dürfte der marktliche Einsatz von den in den Haushalten vorhandenen Technologien abhängen.

24. Ist eine marktreife Entwicklung der V2G-Technologie („Vehicle to Grid“) bis in die Zieljahre plausibel? Zeigen die angenommenen Durchdringungsraten die möglichen Entwicklungen auf?

Durch Netznutzungsentgelte ist eine effektive Nutzung dieser Technologie fraglich.

25. Bilden die zwei Ansätze der Lastabschaltung und -verschiebung die Möglichkeiten des industriellen Flexibilitätpotentials ausreichend ab? Sind die Annahmen zu den möglichen Prozessen und der Regionalisierung weiterhin Stand der Technik?

26. Sollte der industrielle Stromverbrauch über die angenommenen Flexibilitätpotentiale hinaus dynamisch auf den Strommarkt reagieren, anstatt feste Lastprofile zu nutzen?

1.8 Fernwärme

27. Die Elektrifizierung der öffentlichen und industriellen Fernwärmenetze wird über die Installation von Elektrokesseln und Wärmepumpen erreicht. Sind die Annahmen zur Aufteilung und dem daraus folgenden Ausbau der Technologien plausibel?

Im Zuge der Dekarbonisierung der Fernwärme wird der Einsatz von Strom (über Großwärmepumpen und E-Kessel) an Bedeutung gewinnen. Die Annahme, dass im Bereich der öffentlichen Fernwärmeerzeugung häufig Großwärmepumpen installiert werden, ist zwar korrekt, dennoch dürften in einem sehr signifikanten Umfang auch E-Kessel in der Fernwärme zugebaut werden. Zu diesem Ergebnis kommt u. a. der im Zuge der Aktualisierung vom Gutachten „Perspektive der Fernwärme“ entwickelte Transformationspfad, der für die Jahre 2030 und 2045 6 bzw. 19 GW installierte thermische Leistung von E-Kesseln zur Fernwärmeerzeugung zeigt.

Die Annahme, dass die Kessel nur für eine geringe Stundenanzahl (kleiner als 1.000 Stunden/a) im Betrieb stehen, ist plausibel. Insgesamt wird in dem benannten Gutachten ein deutlich ambitionierter Ausbau von Großwärmepumpen (im Jahr 2030 6 GW bzw. im Jahr 2045 23 GW) mit etwas höheren Einsatzzeiten von 3.000 h/a unterstellt. An dieser Stelle erscheint ein Abgleich mit den in den „Big 5“-Klimaneutralitätsstudien (Agora KND 2045, BDI-Klimapfade 2.0, BMWK-Langfristszenarien, „Aufbruch Klimaneutralität“ der dena sowie „Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045“ von Ariadne) in Hinblick auf den Hochlauf von Großwärmepumpen in der Fernwärme für die Plausibilisierung hilfreich.

Gleichzeitig müssen die Rahmenbedingungen konsequent auf die Investitionstätigkeit ausgerichtet werden, um einen derart ambitionierten Zubau von Großwärmepumpen und E-Kesseln insbesondere in der Fernwärme zu ermöglichen. Aktuell ist der Förderrahmen durch große Unsicherheiten und Unstetigkeit geprägt: Die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) ist unterfinanziert, nicht gesetzlich gesichert und läuft 2028 aus; Das KWKG ist aufgrund des weiterhin bestehenden beihilferechtlichen Vorbehaltes bis 2026 befristet. **Ohne die Verstetigung der Förderung für Großwärmepumpen und E-Kessel in der BEW sowie im KWKG sind die angesetzten Zubauzahlen allerdings nicht zu errei-**

chen. Der skizzierte Ausbau von Elektrokesseln bedarf der Einführung von Netzentgelt-aussetzzeitfenstern, wie sie im Papier „Strommarktdesign der Zukunft Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem“ diskutiert werden (Seite 87).

Weiterhin ist zu beachten, dass die knappen Netzkapazitäten insbesondere in Ballungsräumen ein Hindernis bei der Erreichung der ambitionierten Zubauzahlen an Elektrokesseln und Großwärmepumpen darstellen. Deshalb sollten die nach Wärmeplanungsgesetz im öffentlichen Interesse liegenden Elektrokessel und Großwärmepumpen vordringlich beim Netzanschluss und in den Netzausbauplänen berücksichtigt werden.

1.9 Wind Offshore

28. Sollen für die Bestimmung der Außerbetriebnahme einzelner Windparks/Anbindungen unterschiedliche Annahmen zur Lebensdauer getroffen werden? Ist die Zuordnung der angenommenen Lebensdauer von 25 Jahren zu Szenario A und der verlängerten Lebensdauer von 30 Jahren zu den Szenarien B und C sachgerecht?

29. Sollen die Annahmen des Szenario C über die Ziele des WindSeeG hinausgehen, auch wenn die Verfügbarkeit der Flächen ungewiss ist?

30. Sollen für die potentiell nutzbaren Flächen der Doggerbank elektrische Anbindungen unterstellt werden oder sollen diese Potenziale der Erzeugung von Wasserstoff auf See vorbehalten werden?

1.10 Wind Onshore

31. Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade für Wind Onshore in den Szenarien für realistisch?

32. Ist die angenommene Erhöhung der pauschalen Volllaststunden für Wind Onshore Anlagen realistisch, insbesondere vor dem Hintergrund, dass bei steigendem Ausbau auch Flächen genutzt werden müssen, die selbst mit Schwachwindanlagen nicht ideal sind?

1.11 Photovoltaik

33. Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade sowie die hälftige Aufteilung auf Freiflächen- und Aufdachanlagen für Photovoltaik für sinnvoll?

Der PV-Ausbaupfad stimmt zwar mit den Zielen der Bundesregierung überein. Mit Blick auf den zunehmenden Kannibalisierungseffekt bei PV-Anlagen (niedrige Marktpreise zu Zeiten von PV-Einspeisung) und die aktuelle Diskussion über die weitere Förderung von PV-Strom müssten die Ausbaupfade zumindest im Szenario A angepasst werden.

1.12 Biomasse und Laufwasser

34. Wie sehen Sie die Rolle der Biomasse in den Zieljahren? Ist die angenommene Reduzierung der Leistung angemessen?

Im Vorfeld wurde die Reduzierung stark kritisiert, und es wurden die Grundlastpotentiale, Flexibilitätspotentiale sowie eine gewisse Speicherbarkeit von Energie hervorgehoben. Da jedoch eine PV-Anlage auf der gleichen Fläche wie bspw. Energie-Mais ca. 50-mal mehr Energie erzeugen könnte, ist **die Reduzierung realistisch**. Ein Hinweis, warum der Biogasanteil zurückgehen soll, scheint wertvoll.

1.13 Spitzenkappung

35. Ist es wahrscheinlich, dass Verteilernetzbetreiber zukünftig das Instrument der Spitzenkappung im größeren Maße nutzen?

Voraussichtlich wird Spitzenkappung in der Netzplanung als auch in der Anwendung erst mit näher rückendem Zielnetz umfangreich berücksichtigt werden können.

36. Sollte Spitzenkappung stärker berücksichtigt werden und wenn ja, welche Möglichkeiten gibt es, Spitzenkappung modellseitig abzubilden?

Eine Berücksichtigung sollte erst im Jahr 2045 erfolgen. Somit können die Leitungsausbaumaßnahmen auf dem Weg dorthin besser erkannt werden.

1.14 Konventionelle Kraftwerke

37. Wie könnte eine sachgerechte Methodik zur Auswahl der bestehenden und zukünftig zu bauenden Wasserstoffkraftwerke für beide Prozesse – Strom und Gas/Wasserstoff – aussehen? Wie sollten die konkret angenommenen Kraftwerke bestimmt werden?

Durch die pauschale Annahme, dass bestehende Gaskraftwerke, die das Ende ihrer kalkulatorischen Lebensdauer erreichen, durch standortgleiche Anlagen ersetzt und dabei zu wasserstofffähigen Gaskraftwerken bzw. Wasserstoff-Kraftwerken umgebaut werden, droht die **Bemessung des „Bestands“-Kraftwerksparks zu über- und den notwendigen Kraftwerkszubau damit zu unterschätzen**.

Um den Wasserstoff möglichst effizient zu nutzen, sollten der Wasserstoff und auch die Bioenergie idealerweise in KWK-Kraftwerken genutzt werden, nach dem Prinzip „Efficiency First“. Hierdurch werden die sehr knappen Ressourcen Wasserstoff und Bioenergie effizient systemisch genutzt, was volkswirtschaftliche Vorteile für Deutschland ergibt.

38. Ist die angenommene Zubauleistung konventioneller Kraftwerke realistisch? Sollte bei der Annahme zwischen den Szenarien oder Zieljahren differenziert werden?

Sowohl die Annahme des Zubaus an Gaskraftwerken in Höhe von 22 GW, d. h. über die aktuellen Eckpunkte zur Kraftwerksstrategie hinaus, die Verortung des Zubaus an systemdienlichen Standorten und auch die Umstellungsgeschwindigkeit (Gaskraftwerke werden bis 2045 vollständig auf grünen Wasserstoff umgestellt) erscheinen **zu optimistisch**.

Es verwundert, dass der Zubau bzw. die Fortführung des Kraftwerksbestandes einfach unterstellt wird und somit gesetzt ist. Hier wäre eine Begründung wünschenswert. Darüber hinaus ist anzumerken, dass es unwahrscheinlich ist, dass ein Kraftwerksbestand – der in weiten Teilen deutlich vor 2023 in Betrieb genommen wurde – unverändert bis 2037 und 2045 weiter betrieben wird. Die Annahme, dass diese Anlagen baugleich am Standort nach- und umgebaut werden (vgl. Abbildung 27), ist sehr stark zu hinterfragen. Hier sollte eine Grundlage für die Annahme genannt werden.

Zudem heißt es in Kapitel 5.1: „*Es wird der gesamte Kraftwerkspark erfasst, unabhängig davon, ob diese in industrielle, andere private oder öffentliche Netze einspeisen.*“ Dieses Vorgehen beruht offenbar auf der Annahme, dass industrielle Kraftwerke uneingeschränkt in das öffentliche Netz einspeisen können. Fraglich ist, ob dies gewährleistet ist.

Wenig realistisch erscheinen auch die Annahmen in Kapitel 5.1.1, nach denen für wasserstoff- und erdgasbetriebene Kraftwerke die gleichen Grenzkosten angenommen werden und die Wahl des Brennstoffes somit keine Auswirkungen auf die Kraftwerkseinsatzoptimierung haben soll. Wir möchten darauf hinweisen, dass für diese Annahme aktuell die gesetzlichen Grundlagen fehlen. Sie müssten erst noch geschaffen werden.

Inwieweit die angenommenen Zubauleistungen tatsächlich realisiert werden können, ist stark abhängig von den politisch definierten Rahmenbedingungen. Diese sind aktuell allerdings noch überaus unklar: Das KWKG steht ab 2027 weiterhin unter einem beihilferechtlichen Vorbehalt, was dazu führt, dass bereits heute keine größeren KWK-Projekte mehr geplant, geschweige denn realisiert werden können. Weil zum geplanten Kraftwerkssicherheitsgesetz bislang nur Eckpunkte bekannt sind und auch konkrete Investitionsbedingungen unter dem geplanten Kapazitätsmechanismus noch unklar sind, ist es aktuell nur unter sehr großen Unsicherheiten möglich, Investitionen in konventionelle Kraftwerke zu tätigen. Stattdessen bedarf es verlässlicher und attraktiver Rahmenbedingungen für Investitionen in konventionelle Kraftwerke, welche von der Politik schnellstmöglich zu schaffen sind.

39. Ist die Annahme angemessen, dass es aufgrund eines fehlenden Wasserstoffnetzes keine Klein-KWK-Anlagen in 2045 geben wird?

Der VKU hält die Annahme für wenig plausibel: Ob „grüne“ Gase zur dezentralen Wärmeversorgung schlussendlich eingesetzt werden (in BHKWs oder Heizkesseln), werden die kommunalen Wärmepläne zeigen, welche spätestens bis Mitte 2028 vorliegen werden.

Die vorschnelle Annahme, dass es aufgrund eines fehlenden Wasserstoff(verteil)netzes keine BHKWs in 2045 mehr geben wird, teilt der VKU nicht.

1.15 Speicher

40. Sind die angenommenen Batteriespeicherleistungen und die entsprechenden Batteriespeicherkapazitäten für Kleinbatteriespeicher und Großbatteriespeicher passend?

Aktuelle Fahrweisen von Batteriespeichern berücksichtigen die Abdeckung der Märkte: Strompreis, Primärregelleistung und zeitnah das Fahren nach Blindleistungsbedarf. Eine netzdienliche Betriebsweise bzw. eine zugunsten einer langfristigen Speicherung könnten mehr ein Wunschdenken als wirtschaftlich realisierbar sein.

Aus dem Szenariorahmenentwurf geht nicht hervor, wie mit der Degradation von Batteriespeichern umgegangen wird. Das heißt mit dem Umstand, dass – vornehmlich bei Lilo-Speichern – im Laufe der Betriebszeit die zur Verfügung stehende Kapazität deutlich abnimmt.

In der Regel wird dann Kapazität nachgebaut, um die Degradation zu kompensieren. Im Szenariorahmenentwurf wird offenbar davon ausgegangen, dass dieser Nachbau kontinuierlich erfolgt.

41. Sind die angenommenen Werte für das Verhältnis aus Speicherkapazität zu installierter Leistung realistisch?

In Kapitel 5.4.1 stellt sich die Frage, welcher Stand von „in Bau oder in Planung befindlichen Anlagen“ hier zugrunde gelegt wurde. Nach allgemeinem Kenntnisstand bestehen seit vielen Jahren einige Projektideen, die jedoch bislang nicht zur Umsetzung gekommen sind. Diese Projekte sollten nicht ungeprüft im Szenariorahmen berücksichtigt werden.

1.16 Europäischer Rahmen

42. Ist eine Annahme zusätzlicher Interkonnektoren lediglich in Szenario C angemessen?

43. Ist die Prüfung dieser neuen Interkonnektoren lediglich auf Basis des Szenarios B unter Verwendung der PINT-Methodik (Put one IN at a Time) sinnvoll? Damit könnten die Wechselwirkungen der einzelnen Projekte nicht bewertet werden.

44. Sollte die Prüfung ebenfalls auf Basis des Szenario C unter dem TOOT-Ansatz (Take One Out at a Time) erfolgen? So könnten die Wechselwirkungen der einzelnen Interkonnektoren bewertet werden.

45. Ist die Zuordnung nur eines europäischen Szenarios zur Abbildung des Auslands in allen Szenarien angemessen?

46. Ist das Szenario „National Trends+“ das geeignetste Szenario zur Abbildung der europäischen Nachbarländer?

2 Fragen zum Szenariorahmenentwurf 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?

In Folge der Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes sind die FNB gemäß § 15b EnWG verpflichtet, einen Szenariorahmen mit mindestens **drei Szenarien** zu erstellen, welche die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung für die nächsten 10 und höchstens 15 Jahre abdecken. Drei weitere Szenarien müssen das Jahr 2045 mit derselben Maßgabe betrachten. Es steht den FNB frei, über die Mindestszenarien hinaus zusätzliche Szenarien zu modellieren, sofern dies im Rahmen der gesetzlich vorgegebenen Fristen möglich ist.

Aus Sicht des VKU ist es angemessen, dass sich die FNB bei den szenarienbasierten Betrachtungen vorrangig an den Langfristszenarien des BMWK orientieren.

Wir unterstützen auch den Ansatz der FNB, ein zusätzliches Szenario 4 zur Versorgungssicherheit zu entwickeln.

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

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

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

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?

Die FNB haben die Studien sinnvoll ausgewählt.

2.2 Dekarbonisierung und Versorgungssicherheit

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?

Wir halten die Einschätzung der FNB mit Blick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit als Teil des Szenariorahmens für sinnvoll. Trotz aller richtigen Anstrengungen in Richtung Klimaschutz wird die Politik nicht die gesicherte Energieversorgung von Deutschland aufs Spiel setzen.

Hinsichtlich der Berücksichtigung der Meldungen von VNB verweisen wir jedoch auf unsere Antworten zu den Fragen 16 und 17.

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?

Ja, marktbasierende Instrumente können hier Abhilfe schaffen.

Bei einer **Abschaltvereinbarung** wird dem Verteilernetzbetreiber die Möglichkeit eingeräumt, nach seinen Vorgaben eine Anpassung der Gasaus speisung ggf. bis hin zur vollständigen Unterbrechung des Ausspeisepunktes des Letztverbrauchers vorzunehmen. Als Gegenleistung zu dieser Flexibilisierungsmöglichkeit wird mit dem Letztverbraucher ein reduziertes Netzentgelt vereinbart. Jedoch ist die zulässige Reduktion des Netzentgelts gemäß Vorgabe der BNetzA unzureichend. Der Letztverbraucher hat keinen Anreiz, eine solche Abschaltvereinbarung abzuschließen. Der VKU empfiehlt, Abschaltvereinbarungen attraktiver ausgestalten zu können, um so den Bedarf an Netzausbaumaßnahmen zu reduzieren.

Außerdem könnten **Lastflusszusagen** (in Anlehnung an § 9 Abs. 1 und 2 GasNZV) zum Tragen kommen. Voraussetzung ist, dass ihre Kosten zeitnah refinanzierbar sind.

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 sollten künftig die Einspeisung und der Transit von Biomethan orientiert werden?

Die Annahmen im Szenariorahmen sollten aus Sicht des VKU die EU-Vorgaben zur Einspeisung von Biomethan 1:1 berücksichtigen (35 Mrd. m³ Biomethan bis 2030).

Als Orientierungshilfe für die Ermittlung zukünftiger Biomethan-Einspeisemengen könnte die Studie der Dena „Wie entwickelt sich der Biomethanbedarf auf Basis des Gebäudeenergiegesetzes?“ dienen. Diese Analyse gibt eine Abschätzung zum möglichen Biomethanbedarf zur Erfüllung des Gebäudeenergiegesetzes bis 2040, das unter bestimmten Voraussetzungen den Einbau von Gasheizungen weiterhin ermöglicht.

2.4 Kraftwerke

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?

Eine Plausibilisierung der gemeldeten Methankapazitätsbedarfe der VNB erfolgte durch die FNB insoweit, dass gemeldete Zuwächse des Kapazitätsbedarfs nur dann berücksichtigt wurden, wenn eine nachvollziehbare Begründung seitens des VNB gegeben war.

Dieses Vorgehen ist aus VKU-Sicht nachvollziehbar. Gerade in den Jahren bis 2037 gibt es in den verschiedenen Szenarien wichtige Anlässe, zunehmende Bedarfe (bspw. zur Versorgung von Kraftwerken und Industrien) anzunehmen. Es ist richtig, hier in eine Einzelfallprüfung zu gehen und solche begründeten Zuwächse in der Netzplanung zu berücksichtigen.

Eine Weiterentwicklung der Ermittlung der Langfristprognose in der Kooperationsvereinbarung Gas soll sicherstellen, dass der VNB, der sein Netz und seine Netzkunden am besten kennt, belastbare und plausible Daten entlang der Netzbetreiberkaskade in einem bottom-up-Ansatz meldet, in der Güte, dass die aktuellen Rahmenbedingungen in der Weiterentwicklung der Erdgasbedarfsabnahme und Wasserstoffbedarfszunahme noch besser und plausibler darstellen kann.

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?

Die VNB kennen ihr Netz und ihre Netzkunden am besten. Daher ist ein bottom-up-Ansatz in der Langfristprognose zielführend, um belastbare Kapazitätsbedarfe entlang der Netzbetreiberkaskade bis hin zur FNB-Ebene zu melden. Von daher sollte der im vorliegenden NEP-Prozess gewählte Ansatz der FNB **eine einmalige Ausnahme** darstellen.

Eine pauschale Reduktion der gemeldeten Bedarfe derjenigen VNB-Meldungen, die nicht dem Durchschnitt (ist diese statistische Kenngröße hier überhaupt geeignet?) entsprechen, ist im Rahmen der Modellierungsvariante „Versorgungssicherheit“ kritisch - gerade auch dann, wenn die Datenbasis nicht veröffentlicht wird und diese Schlussfolgerung für

Dritte nicht transparent nachvollziehbar ist. Dies damit zu begründen, dass diese Fortschreibungen unvereinbar mit den Klimaschutzziele sind und zudem, dass eine Erwartungshaltung hinsichtlich der Ergebnisse und der tatsächlichen Umsetzung der kommunalen Wärmeplanung in Richtung einer (erheblichen) Reduktion des Methanbedarfes bereits bis zum Jahr 2035 formuliert wird, ist nicht nachvollziehbar.

Die Anwendung eines pauschalen Kürzungsanteils bildet nicht die Vielfalt der verschiedenen Netzgebiete ab. Es ist klar, dass der Anteil an Methan-Kapazitäten bei den VNB stark schwankt. Dies hängt insbesondere ab von den folgenden Faktoren:

- Nähe zum Kernnetz / Zeitpunkt der Anbindung an Wasserstoffleitungen
- dezentrale H₂-Einspeisung im Netzgebiet
- dezentrale Einspeisung von Bio-Methan
- Wasserstoff-Affinität von gewerblichen/industriellen „Ankerkunden“
- Anteil/Verhältnis von angeschlossenen SLP- und RLM-Kunden

Der VKU weist darauf hin, dass für VNB enorme regulatorische Unsicherheiten bestehen. Aus Sicht des VKU gibt es für eine Wasserstoffnetzentwicklungsplanung der VNB drei zentrale Voraussetzungen:

1. **Die Verfügbarkeit des Wasserstoffs auf vorgelagerter Netzebene.**
Solange VNB nicht zuverlässig wissen, wann sie über vorgelagerte Netze oder dezentrale H₂-Einspeisung mit H₂ versorgt werden, können sie nicht solide planen. Die Frage nach der Verfügbarkeit soll über den integrierten Netzentwicklungsplanungsprozess absehbarer und regelmäßig werden.
2. **Die positive Bestätigung der Netzentwicklungs- und Transformationspläne der VNB** gem. EU-RL Artikel 56/57 durch die Regulierungsbehörde. Mit der Umsetzung in nationales Recht sind VNB dazu angehalten, ihre Netzentwicklungs- und Transformationsplanung zu konsultieren und anschließend von der Bundesnetzagentur freizugeben. **Der VKU spricht sich daher für eine zeitnahe Umsetzung der Art. 56 und 57 der EU-GasRL noch in dieser Legislaturperiode aus.**
3. Schaffung eines Rechts- und Regulierungsrahmens für Wasserstoffverteilnetze (insbesondere für Finanzierung, Entgeltbildung und Netzzugang).

Für das Gelingen der Transformation der Erdgasverteilernetze sehen wir das zwingende Erfordernis einer über die Netztopologie hinweg abgestimmten und kontinuierlich aktualisierten regionalen Transformationsplanung. Hierfür haben die relevanten Verbände unter dem Dach der KO.NEP Grundsätze entwickelt. In zukünftigen Netzentwicklungsplanungsprozessen sollte auf die gemeinsame Konzeptionierung von FNB und VNB bzw. die Regelungen der Kooperationsvereinbarung Gas aufgebaut werden können.

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?