

Berlin, 28. September 2026

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdeu.de

Stellungnahme

Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Allgemeine Anmerkungen	3
2	Fragen der BNetzA	4

1 Allgemeine Anmerkungen

Diese Stellungnahme bezieht sich auf einen durch die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) und die regulierten Betreiber von Wasserstofftransportnetzen (WTNB) erstellten Szenariorahmen, weswegen die Stellungnahme des BDEW unter Enthaltung der FNB und der regulierten WTNB erfolgt.

Der BDEW begrüßt die erneut gemeinsame Konsultation der Szenariorahmen Strom sowie Gas und Wasserstoff. Sie trägt der Bedeutung einer ganzheitlichen und sektorenübergreifend abgestimmten Netztransformation Rechnung.

Damit mögliche Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Energieträgern erkannt und die in den Szenariorahmen beschriebenen Transformationspfade miteinander verglichen werden können, müssen jedoch die zugrunde gelegten Annahmen, Referenzwerte und Berechnungsmethoden transparent, nachvollziehbar und möglichst konsistent sein. Derzeit unterscheiden sich der Szenariorahmen Strom und der Szenariorahmen Gas und Wasserstoff teilweise deutlich hinsichtlich ihrer Annahmen und der verwendeten Referenzwerte. Dies erschwert die Vergleichbarkeit der jeweiligen Transformationspfade. Hinzu kommt, dass die Unterschiede nicht ausreichend transparent dargestellt werden. Insbesondere fehlt eine nachvollziehbare Erläuterung, aus welchen Gründen trotz der erfolgten Abstimmung unterschiedliche Eingangsgrößen zugrunde gelegt wurden.

Der Szenariorahmen verweist auf den Monitoringbericht Energiewende 2025. Dort wird Biomasse ausdrücklich als Flexibilitätsoption beschrieben und eine stärkere Marktintegration empfohlen. Zudem wird hervorgehoben, dass Biomethan verstärkt in schwer zu dekarbonisierenden Sektoren sowie in Bereichen mit bestehender Gasinfrastruktur eingesetzt werden sollte. Auch Biomethan-Cluster werden als möglicher Lösungsansatz genannt. Diese Aussagen finden sich im Szenariorahmen aus unserer Sicht nicht ausreichend in den Mantelzahlen und Szenarioannahmen wieder.

Bisher wurden über den NEP dezentrale Biomethaneinspeisungen berücksichtigt. Eine eigenständige Abfrage zukünftiger Biomethanbedarfe auf der Nachfrageseite erfolgt bislang jedoch nicht. Eine solche nachfrageseitige Betrachtung ist perspektivisch wichtig für die strategische Entwicklung des Gesamtsystems (SES). Daher sollten die Biomethanbedarfe und Einspeisungen in den bestehenden Szenarien detaillierter berücksichtigt werden. Es ist daher sinnvoll, auch beim Biomethan eine systemische Betrachtung zu berücksichtigen. Nur so kann im Rahmen des Netzentwicklungsplanes festgestellt werden, welche heutigen Erdgasleitungen perspektivisch für den ausschließlichen Transport von Biomethan genutzt werden könnten und welche Erweiterungs-/ Neubaumaßnahmen notwendig würden, um die einzelnen Biomethanregionen zu verknüpfen. Die dabei erforderliche Bedarfsabfrage für Biomethan könnte in einer

weiterentwickelten Langfristprognose über die Kooperationsvereinbarung integriert oder gesetzlich verankert werden, um entsprechend in der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden zu können.

Der Wasserstoffhochlauf kann nur gelingen, wenn beim Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur (Transport- und Verteilnetz sowie Speicher) auch die Interessen der wettbewerblichen Stufen der Wertschöpfungskette (Importquellen, Produzenten, Speicher, Abnehmer einschließlich Kraftwerke) berücksichtigt werden. Das betrifft insbesondere auch Festlegung der künftigen operativen Druckbedingungen im Wasserstofftransportnetz. Idealerweise sollte die Komponente Druck bei der Erstellung des Netzentwicklungsplanes als Sensitivität aufgenommen werden. Dies könnte zum Beispiel erfolgen, indem auf der Grundlage mehrerer Modellierungsvarianten hinsichtlich der Druckbedingungen der Einfluss auf die Kosten der jeweiligen Ausbaumaßnahme bewertet und transparent dargestellt wird. In dem Zusammenhang bemängeln wir auch die fehlende Transparenz im NEP-Verfahren hinsichtlich der operativen Druckbedingungen, die in den verschiedenen modellierten Varianten an den unterschiedlichen Netzknoten vorherrschen. Die Bandbreite des Druckes hat eine besondere Relevanz für die Auslegung der Anlagen der angeschlossenen Marktteilnehmer. Die hohe Unsicherheit diesbezüglich stellt einen zusätzlichen Hemmfaktor bei Investitionsentscheidungen dar.

2 Fragen der BNetzA

Frage 1: Ist der gewählte Szenarientrichter sachgerecht? Ist die Bandbreite zwischen den Szenarien zu hoch, zu gering oder angemessen dimensioniert? Wie schätzen Sie die Bedeutung der Modellierungsvariante für 2035 ein?

Bei der Auswahl der Bandbreite des Szenarientrichters sind verschiedene Anforderungen zu berücksichtigen: Bei einer zu breiten Szenarienauswahl bilden die Szenarien sehr unterschiedliche Entwicklungspfade ab und spannen einen Korridor auf, der zwar eine Vielzahl möglicher Zukunftsbilder umfasst, jedoch nur sehr eingeschränkt die Wahrscheinlichkeit der jeweiligen Entwicklungen berücksichtigt. Andererseits kann angesichts der energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Unsicherheiten auch der Bedarf bestehen, diesen durch eine umfangreichere Berücksichtigung von Szenarien Rechnung zu tragen.

Die Weiterentwicklung der Methodik des Netzentwicklungsplans 2025 ist grundsätzlich dann nachvollziehbar, wenn das Ziel eine Abbildung der weiterhin unsicheren politischen und marktlichen Entwicklung sowie des erkennbar verzögerten Wasserstoffhochlaufs ist und die unterschiedlichen Leitszenarien die verschiedenen Transformationsgeschwindigkeiten und Technologiepfade unterstreichen. Ziel der Netzentwicklungsplanung sollte jedoch nicht allein sein, möglichst alle denkbaren Entwicklungen abzubilden oder die individuellen Erwartungen

aller Marktakteure zu reflektieren. Ihr Fokus sollte auf den aus heutiger Sicht wahrscheinlichsten und realistischsten Entwicklungspfaden liegen. Weitere Szenarien sollten als alternative Entwicklungspfade vergleichend hinzugezogen werden. Die Szenarien 1 und 2 sollten zudem aktuelle Markt- und Projektentwicklungen stärker abbilden. Erkenntnisgewinne der Langfristprognose sollten auch hier nicht unbeachtet bleiben.

Für die daraus resultierenden CO₂-Transport- und Speicherbedarfe sollten die erforderlichen Ausbaupfade und ihre finanziellen, regulatorischen und technischen Voraussetzungen transparent dargestellt werden. Wechselwirkungen mit dem Strom- und Wasserstoffinfrastrukturausbau sind dabei sowohl hinsichtlich möglicher Nutzungskonflikte als auch hinsichtlich möglicher Synergien zu untersuchen.

Derzeit wird deutlich, wie herausfordernd der Aufbau der Wasserstoff-Infrastruktur in Deutschland und international ist. Bis 2045 parallel den Aufbau einer CO₂-Infrastruktur, also insbesondere der entsprechend benötigten Pipelines und dauerhaften Speicher zu realisieren, stellt eine große Herausforderung dar.

Die Einführung einer Modellierungsvariante 2035 wird dagegen ausdrücklich begrüßt. Die Modellierungsvariante orientiert sich an konkret gemeldeten Projekten und Bedarfen mit vergleichsweise hoher Umsetzungswahrscheinlichkeit und schafft damit eine wichtige Ergänzung zu den langfristigen Zielbildern für 2040 und 2045. Damit leistet die Modellierungsvariante 2035 einen Beitrag zur Erhöhung der Planungssicherheit für Infrastruktur- und Transformationsprojekte. Allerdings werden die Bedarfe der Verteilnetzbetreiber ausschließlich für das Betrachtungsjahr 2035 berücksichtigt. Da auch Verteilnetzbetreiber längere Planungshorizonte haben und vor Ort die Dekarbonisierungsziele teilweise von den nationalen Zielen abweichen, sollte ein Abgleich mit den, den FNB vorliegenden Daten der Verteilnetzbetreiber für den Zeitraum 2027-2045 (+2050) erfolgen. Die FNB haben die gesetzliche Pflicht mindestens drei Szenarien im NEP zu betrachten, die die Festlegungen der Systementwicklungsstrategie sowie Wärmepläne angemessen zu berücksichtigen müssen. Darüber hinaus können auch geeignete Transformationspläne der Verteilnetzbetreiber berücksichtigt werden. Perspektivisch müssen der bereits etablierte Top-Down-Ansatz in der Netzentwicklungsplanung und der Bottom-Up-Ansatz noch besser ineinandergreifen, damit ein Abgleich zwischen der gewünschten Entwicklung aus dem Top-Down-Ansatz und der tatsächlichen Entwicklung vor Ort vorzeitig erfolgen kann. Nur so können Abweichungen identifiziert und Handlungsfelder identifiziert werden. Um diesen Abgleich zu ermöglichen, sind einheitliche Modellierungsjahre für die verschiedenen Infrastrukturbetreiber (Verteilnetzbetreiber, Wärmenetzbetreiber und Transportnetzbetreiber) notwendig.

Positiv zu bewerten ist darüber hinaus, dass für Wasserstoff ausschließlich gesicherte Bedarfe sowie Bedarfe der Härtegrade 1 und 2 berücksichtigt werden. Das Vorgehen orientiert sich

damit an Vorhaben mit vergleichsweise hoher Umsetzungswahrscheinlichkeit und trägt zu einer realitätsnahen mittelfristigen Betrachtung bei.

Ebenfalls sachgerecht erscheint, dass nicht berücksichtigte Bedarfe des Härtegrads 3 aus den Langfristprognosen der Verteilnetzbetreiber weiterhin im Methansystem angesetzt werden. Dadurch bleiben diese Bedarfe versorgungsseitig berücksichtigt, solange ihre Deckung über Wasserstoff noch nicht hinreichend gesichert ist.

Da zum Einreichungstichtag (30.06.2026) der Kraftwerksbedarf und Aufteilung auf Methan und Wasserstoff laut Entwurf trotz des StromVKG-Referentenentwurfs noch nicht seriös bestimmbar sind, müssen bis zur Genehmigung des Szenariorahmens verfügbare Konkretisierungen eingearbeitet und Änderungen transparent ausgewiesen werden. Hinsichtlich des Kraftwerksbedarfs besteht weiterhin erhebliche Unsicherheit.

Zudem sollte sichergestellt werden, dass bei Verzögerungen des Wasserstoffhochlaufs die Versorgung fortbestehender Gasbedarfe über alle Netzebenen hinweg gewährleistet bleibt. Insbesondere muss die Methanversorgung solcher Verbraucher weiterhin sichergestellt werden, deren Umstellung auf Wasserstoff nicht im angenommenen Umfang oder nicht zum vorgesehenen Zeitpunkt aufgrund diverser Gründe erfolgt.

Zusätzlich muss auf den in Kapitel 4.5 ausgewiesenen Modellierungsvorschlag für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027 der FNB/WKNB hingewiesen werden. Für Szenario 1 wird dabei keine Methanmodellierung für das Jahr 2045 vorgesehen und im Szenario 2 nur eine qualitative Betrachtung. Dass keine Modellierung für Methan erfolgt, ist im Hinblick auf den über das Jahr 2045 hinausgehenden Biomethaneinsatz nicht nachvollziehbar. Die Bandbreite zwischen den Szenarien im Bereich Biomethan erscheint nicht ausgewogen, da die angesetzten Biomethanmengen selbst im Multi-Commodity-Szenario hinter den in aktuellen Studien ausgewiesenen Potenzialen zurückbleiben. Mehrere neuere Studien und Analysen zu Biomethanpotenzialen sowie aktuelle Branchenentwicklungen wurden nicht oder nur eingeschränkt berücksichtigt. Dadurch wird die tatsächliche Bandbreite möglicher Biomethanentwicklungen aus unserer Sicht nicht vollständig abgebildet. Eine stärkere Berücksichtigung von Biomethanpotenzialen, Biomethanimporten, Anschlussbegehren neuer Einspeiseanlagen sowie der wachsenden Nachfrage nach dekarbonisierten Molekülen in Industrie, Wärme und Verkehr würde den Szenarientrichter robuster machen und zusätzliche Transformationspfade berücksichtigen.

Frage 2: Ist das Verhältnis von Wasserstoffeinspeisung zu Wasserstoffausspeisung in den verschiedenen Szenarien aus Ihrer Sicht sachgerecht? Welches Verhältnis ist aus Ihrer Sicht angemessen? Erachten Sie die Höhe der angesetzten Methan- und Wasserstoffkapazitäten in den einzelnen Szenarien für angemessen?

Die Gesamtbedarfe (Methan und H₂) der VNB sind über die Jahre rückläufig dargestellt. Zudem werden die Methanbedarfe sukzessive durch H₂-Bedarfe kompensiert (siehe u.a. Abbildung 15).

Auf Seiten der Fernleitungsnetzbetreiber werden die Methanbedarfe der Bestandskunden hingegen konstant dargestellt. Zusätzlich wird mit dem Anschluss neuer Methankunden geplant, sodass der Methanbedarf in Summe über die Laufzeit weiter steigt (Abb. 27/29). Dazu rechnen die FNB mit einem Hochlauf der H₂-Bedarfe (Tabelle 29/32/33). Es wäre zu erläutern und sicherzustellen, dass die Industriebedarfe der Kunden im Fernleitungs- und Verteilernetz identisch behandelt werden.

Der Grundsatz, dass die Einspeisung in jedem Lastfall mindestens die Ausspeisung deckt, ist sachgerecht; wobei diese nominale Kapazitätsbetrachtung wie in den allgemeinen Anmerkungen ausgeführt, ohne Kenntnis der zugrunde liegenden Druckbedingungen nur eingeschränkt aussagekräftig ist. Für 2035 stehen mindestens 52 GWh/h Wasserstoffeinspeisung 32 GWh/h Ausspeisung gegenüber (Tabelle 60, S. 145). Die Tabellen 48 bis 59 weisen Elektrolyseure in GWel, andere Ein- und Ausspeiseleistungen dagegen in GWh/h aus. Für die spätere Modellierung sind deshalb die Umrechnungs- und Verfügbarkeitsannahmen offenzulegen.

Die bundesweite Relation von rund 1,6 zu 1 belegt noch keine Versorgungssicherheit für Baden-Württemberg. Der erforderliche regionale Nachweis ist jedoch Aufgabe des NEP 2027. Der Szenariorahmen sollte verbindlich vorgeben, dass dort je Szenario und Lastfall die gleichzeitige Verfügbarkeit der Einspeisungen, die regionale Transportfähigkeit und der Ausfall wichtiger Importwege oder Speicher untersucht und dokumentiert werden. Die Methankapazitäten werden sachgerecht leistungsbezogen im Spitzenlastfall betrachte.

Frage 3: Wie bewerten Sie das Vorgehen, dass bei der Regionalisierung der Szenarien die Projekte nach Härtegraden eingruppiert werden? Sind die Kriterien für die Bestimmung der Härtegrade sachgerecht?

Die Härtegradkriterien ermöglichen anhand überprüfbarer Nachweise eine einheitliche Bewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeit und sind grundsätzlich sachgerecht. Indem die Kriterien in §16 der Kooperationsvereinbarung Gas verankert sind und damit einen Branchenstandard bilden, stützen sich alle abgegebenen Langfristprognosen im Frühjahr 2026 als auch die Marktabfrage der FNB/WKNB auf diese Einordnungslogik. Hierdurch ist eine Vergleichbarkeit von Projekten bzw. Bedarfen hinsichtlich ihrer Realisierungswahrscheinlichkeit entlang der gesamten Netzbetreiberkaskade geschaffen worden.

Die Regionalisierung von Bedarfen ist grundsätzlich ein wichtiges Vorgehen, da sie einen wesentlichen Einfluss auf die spätere Netztopologie und damit die langfristige

Infrastrukturplanung hat. Dabei ist die Beschränkung der Modellierungsvariante 2035 auf gesicherte Bedarfe und Härtegrade 1 und 2 nachvollziehbar. Bei den Langfristszenarien (Szenario 1-3) fehlt unseres Erachtens jedoch Transparenz. In Szenario 1 sollen Projektmeldungen und Bedarfe aus der Langfristprognose 2.0 auf Mantelzahlen skaliert werden können, jedoch werden keine Faktoren und Verteilungsschlüssel ausgewiesen. In den Szenarien 2 und 3 bleiben die von den VNB gemeldeten Wasserstoffbedarfe im Sektor Industrie unberücksichtigt, während Wasserstoff-Projekte und damit nur solche über 20 MWh/h nach Status und Härtegrad priorisiert werden.

Die BNetzA sollte je Szenario Originalwert, Endwert, Skalierungsfaktor und Auswahlkriterium veröffentlichen. Für gleichrangige FNB-, WTNB- und VNB-Projekte ist eine diskriminierungsfreie Auswahlregel festzulegen und der betroffene VNB einzubeziehen.

Frage 4: Wie plausibel ist die geplante Ausgestaltung der dargestellten Lastfälle? Sind die Annahmen für die Lastfälle sachgerecht?

Für Wasserstoff sollen nur drei Lastfälle untersucht werden. Genannt werden die Kalte Dunkelflaute sowie voraussichtlich die Einspeisesituationen Nordwest und Ost. Der bisherige Süd-Einspeisetest ist nicht verbindlich vorgesehen. Für Baden-Württemberg sollte der NEP deshalb auch den Ausfall eines südlichen Importwegs oder eines zentralen Nord-Süd-Korridors untersuchen.

Das Wetterjahr 2010 liegt bei 14-tägigen Dunkelflauten nur auf Rang 20 von 30 Wetterjahren. Die Aussage, es liege 27 Prozent unter 2007, ist rechnerisch falsch. Bezogen auf 2007 beträgt die Abweichung rund 21 Prozent (Anhang 2, Tabelle 64, S. 172–174). Mehrere Wetterjahre und chronologische Knappheitsereignisse sind daher einzubeziehen.

Die Untersuchung eines Methan-Spitzenlastfalls ist für die Dimensionierung erforderlich, weil trotz sinkender Jahresmengen hohe gleichzeitige Stundenleistungen auftreten können. Als alleiniger Methanlastfall reicht sie jedoch nicht aus. Der NEP sollte zusätzlich untersuchen, ob die Spitzenlast bei einer veränderten geografischen Verteilung der Einspeisungen sowie beim Ausfall eines wichtigen Importpunkts, Speichers oder Nord-Süd-Transportwegs sicher bis zu den VNB transportiert werden kann. Außerdem sind eine Sommer-Mindestlast mit Biome-than-Rückspeisung und die geplante Umstellung von Methanleitungen auf Wasserstoff abzubilden.

Frage 5: Wie bewerten Sie Vorgehensweise bei der Erstellung der Kraftwerksliste? Insbesondere auch im Hinblick auf die Auswahl, welche Kraftwerke im Erdgas und welche im Wasserstoff angesetzt werden?

Die zwischen ÜNB, FNB und WTNB konsolidierte Kraftwerksliste und die Vermeidung von Doppelmeldungen sind grundsätzlich sachgerecht. Die Zuordnung nach Projektstatus ist nachvollziehbar. Wasserstofffähigkeit bedeutet jedoch nicht, dass zum Inbetriebnahmezeitpunkt Wasserstoff verfügbar ist. Das Entweder-oder-Prinzip kann deshalb den Methanbedarf während der Übergangszeit unterschätzen. Je Kraftwerk sind Inbetriebnahme, tatsächliche Wasserstoffverfügbarkeit und eine mögliche bivalente Versorgung auszuweisen.

Der pauschale Wirkungsgrad von 50 Prozent kann bei weniger effizienten Spitzenlastkraftwerken die erforderliche Wasserstoffanschlussleistung unterschätzen. Er ist durch standort- und technologiespezifische Werte zu ersetzen. Die Kraftwerksliste ist wegen der zum Einreichungstichtag noch offenen StromVKG-Ausschreibungen vor der Netzmodellierung zu aktualisieren.

Frage 6: Wie bewerten Sie die Berücksichtigung von Fernwärme (Methan und Wasserstoff)? Sind die Bedarfe realistisch/sachgerecht? Ist es plausibel, dass Fernwärme insbesondere durch Heizkessel erzeugt werden soll?

Die Berücksichtigung der Fernwärme im Szenariorahmen Gas und Wasserstoff wird ausdrücklich begrüßt. Positiv hervorzuheben ist insbesondere, dass Fernwärme als eigenständiger und relevanter Anwendungsbereich der zukünftigen Gas- und Wasserstoffinfrastruktur berücksichtigt wird und ihre Bedeutung für Versorgungssicherheit, Spitzenlastdeckung und Systemflexibilität angemessen abgebildet wird. Die angenommenen Bedarfe erscheinen ohne Berücksichtigung aktueller regulatorischer Anpassungen zunächst plausibel.

Da ein Teil der zugrunde gelegten kommunalen Wärmeplanungen noch unter den bisherigen regulatorischen Rahmenbedingungen erstellt wurde, sollte geprüft werden, inwieweit die Annahmen vor dem Hintergrund des inzwischen geltenden GModG aktualisiert werden müssen.

Der BDEW begrüßt die Annahme, dass die Transformation der Fernwärme künftig auf einem breiten Technologiemarkt basieren wird. Neben Großwärmepumpen, Geothermie, und Abwärme wird es auch langfristig einen Bedarf an gasförmigen Energieträgern geben, insbesondere zur Absicherung von Lastspitzen und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in kalten Dunkelflauten.

Frage 8: „Wie bewerten Sie die deutlich höhere Leistung von Wasserstoffspeichern im Vergleich zum Szenariorahmen 2025-2037/2045?“

Die deutlich höhere Berücksichtigung von Wasserstoffspeichern gegenüber dem Szenariorahmen 2025 wird ausdrücklich positiv bewertet. Mit zunehmendem Ausbau von Wasserstoffkraftwerken, steigendem Wasserstoffeinsatz in der Industrie sowie der vorgesehenen Nutzung

von Wasserstoff in Fernwärme und Kraft-Wärme-Kopplung steigt die Bedeutung von Speichern als integraler Bestandteil des Gesamtsystems erheblich.

Besonders positiv ist, dass Wasserstoffspeicher nicht mehr ausschließlich als ergänzende Infrastruktur betrachtet werden, sondern als notwendige Voraussetzung für die Versorgungssicherheit und Stabilität eines zunehmend auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystems. Insbesondere für Wasserstoffkraftwerke, H₂-KWK-Anlagen und wasserstoffbasierte Fernwärmekonzepte bilden Speicher einen zentralen Bestandteil der Versorgungskette und sollten aufgrund der langen Entwicklungszeiten daher auch in der Infrastrukturplanung entsprechend frühzeitig berücksichtigt werden. Die höhere Speicherleistung ist erforderlich, da Wasserstoff künftig nicht kontinuierlich erzeugt und verbraucht wird, sondern eine wesentliche Rolle beim zeitlichen Ausgleich zwischen Erzeugung und Nachfrage übernehmen muss. Dies gilt im Fernwärmebereich insbesondere für die Überbrückung längerer Dunkelflauten sowie generell der saisonalen Verschiebung von Stromüberschüssen in die kälteren Monate.

Die tatsächliche Leistungsfähigkeit von Wasserstoffspeichern hängt maßgeblich von den Druckbedingungen an den Netzanschlusspunkten ab, sofern diese keine eigenen Verdichterstationen betreiben. Druckniveau und zeitliche Druckentwicklung im Kernnetz sind somit wesentliche Eingangsgrößen für die Netzplanung sowie für die technische und wirtschaftliche Auslegung von Speicherprojekten. Sie sollten bereits im Szenariorahmen und in der Netzmodellierung transparent dargestellt werden, wobei technische Restriktionen berücksichtigt werden sollten. Ein hohes und langfristig verlässliches Druckniveau kann die Realisierung von Wasserstoffspeicherprojekten und die einhergehende Bereitstellung des Speichervolumens sowie der Ein- und Ausspeicherleistung für das Gesamtsystem fördern.

Zu Frage 9: „Wie bewerten Sie die Berücksichtigung der Rolle von Biomethan durch die FNB/WTNB? Ist das Verhältnis von Biomethaneinspeisung zu Biomethanausspeisung in den verschiedenen Szenarien aus Ihrer Sicht sachgerecht und sind die angesetzten Einspeiseleistungen (8 GWh/h in Szenario 2 bzw. 11 GWh/h in Szenario 3) angemessen?“

Die Berücksichtigung von Biomethan als Transformationsbaustein wird begrüßt. Die im Szenariorahmen unterstellte Biomethannutzung erscheint eher konservativ. Der Szenariorahmen verweist auf den Monitoringbericht Energiewende 2025. Dort wird Biomasse ausdrücklich als Flexibilitätsoption beschrieben und eine stärkere Marktintegration empfohlen. Zudem wird hervorgehoben, dass Biomethan verstärkt in schwer zu dekarbonisierenden Sektoren sowie in Bereichen mit bestehender Gasinfrastruktur eingesetzt werden sollte. Auch Biomethan-Cluster werden als möglicher Lösungsansatz genannt. Diese Aussagen finden sich im Szenariorahmen aus unserer Sicht nicht ausreichend in den Mantelzahlen und Szenarioannahmen wieder.

Die Annahmen in Szenario 3 müssen nachvollziehbar plausibilisiert werden. Dies betrifft insbesondere die Biomethanbilanz einschließlich der Importannahmen sowie Umfang, Standorte und zeitliche Verfügbarkeit des unterstellten CCS-Einsatzes.

Aus unserer Sicht werden jedoch Potenzialstudien nicht oder nur unzureichend berücksichtigt. Insbesondere fehlen neuere Arbeiten wie die IZES-Studie „Zukunftsaussichten der Biogasbranche“ sowie Ergebnisse des SoBio-Projekts des DBFZ. Zudem weisen viele der verwendeten Szenarienstudien lediglich „Biomasse“ pauschal aus, sodass die spezifischen Potenziale von Biogas und Biomethan nicht transparent werden. Nachhaltige Biomassepotenziale in Deutschland sind begrenzt. Zusätzliche Biomethanpotenziale werden deshalb vor allem aus der Umrüstung bestehender verstromender Biogasanlagen erschlossen. Zubau kann aus der Nutzung von Rest- und Abfallstoffströme sowie Klärgas kommen. Vor dem Hintergrund bestehender Anforderungen an Naturschutz, Biodiversität, Nahrungsmittelproduktion, Flächenverfügbarkeit und des Schutzes des Grundwassers erscheint eine Ausweitung des Energiepflanzenanbaus nur eingeschränkt realistisch.

Während umfangreiche Bedarfsabfragen für Wasserstoff und Methan durchgeführt wurden, wurde keine eigenständige Abfrage zu zukünftigen Biomethanbedarfen vorgenommen. Nach unserer Einschätzung hätte das bestehende Abfrageportal ohne größeren Aufwand entsprechend erweitert werden können. Dadurch fehlt eine wichtige Datengrundlage für die realistische Einschätzung zukünftiger Biomethanmengen im Gasnetz.

Im Dokument ist nicht nachvollziehbar dargestellt, auf welcher Grundlage die Verteilernetzbetreiber ihre Biomethanannahmen getroffen haben. Gleichzeitig ergibt sich aus den FAQ zur Langfristprognose, dass Biomethanbedarfe grundsätzlich in der Kategorie „gesichertes CH₄“ verbleiben und somit Teil der gemeldeten Methanbedarfe sind. Vor diesem Hintergrund wäre eine transparente Darstellung der zugrundeliegenden Biomethanannahmen und Methoden erforderlich.

Der Szenariorahmen weist steigende Biomethaneinspeisungen in die Verteilernetze aus, erläutert jedoch nicht, auf welcher Datengrundlage diese Werte beruhen. Für die Nachvollziehbarkeit und Bewertung der Szenarien wäre aus unserer Sicht eine transparente Beschreibung der Annahmen erforderlich. Im Szenario 3 wird ausgewiesen, dass die Biomethanleistung 11 GWh/h beträgt. Wenn man 7.700 Vollbenutzungsstunden wie in der Langfristplanung der VNB unterstellt, ergeben sich nicht 70 TWh, sondern 85 TWh. Diese Annahme erscheint aus Praxis-sicht realistischer, da die derzeitigen Auslastungen der Einspeiseanlagen über 96% liegen.

Die Verarbeitung der VNB-Einspeisungen bleibt jedoch nicht nachvollziehbar. Tabelle 16 weist für 2035 eine Biomethaneinspeisung von 2,47 GWh/h in die VNB-Netze aus. Tabelle 61 stellt die zusammengeführte Methanbilanz der Modellierungsvariante 2035 dar und nennt 1 GWh/h

Biomethan beziehungsweise grüne Gase. Die VNB-Einspeisung muss dort nicht zwingend zusätzlich erscheinen, wenn sie bereits mit dem lokalen Methanverbrauch verrechnet wurde. Der Entwurf zeigt jedoch nicht, ob sie den VNB-Bedarf reduziert, teilweise in den 1 GWh/h enthalten ist, als Rückspeisung angesetzt oder nicht berücksichtigt wurde.

Auch die Biomethanbilanz von Szenario 3 ist nicht vollständig nachvollziehbar. Allein für Haushalte und GHD werden 219 TWh im Jahr 2040 und 75 TWh im Jahr 2045 angesetzt. Hinzu kommen Biomethanbedarfe für Fernwärme, Kraftwerke und Industrie. Dem stehen 70 TWh angenommene inländische Erzeugung gegenüber. Biomethanimporte werden als Möglichkeit genannt, aber nicht mit Jahresmengen, Herkunft und Einspeisepunkten ausgewiesen.

Für Veränderungen gegenüber den Meldungen der Verteilernetzbetreiber sollten die Ausgangswerte, die final angesetzten Werte, verwendete Regionalisierungs- und Skalierungsfaktoren sowie die jeweilige Begründung offengelegt werden. Nur so kann nachvollzogen werden, wie die Werte aus der Langfristprognose in die Szenarien überführt wurden.

Zusätzlich sollte ein Sommerfall mit geringer Methannachfrage untersucht werden. Übersteigt die kontinuierliche Biomethaneinspeisung den lokalen Verbrauch, können Rückspeisungen, zusätzliche Verdichtungsleistungen oder Netzverstärkungen erforderlich werden. Eine für das Fernleitungsnetz günstige Regionalisierung darf diese Auswirkungen und die damit verbundenen Kosten nicht auf die Verteilernetzebene verlagern, ohne sie in der Gesamtbewertung transparent auszuweisen.

Stand heute finden sich die Biogasmengen noch in einem gesamten Methansystem wieder. Aufgrund der klimapolitischen Ziele wäre es jedoch angebracht das Biomethanszenario vom Ende her zu denken (NACH 2045) und Überlegungen anzustellen, welche heutigen Erdgasleitungen perspektivisch für den ausschließlichen Transport von Biomethan genutzt werden könnten und welche Erweiterungs-/ Neubaumaßnahmen notwendig würden, um die einzelnen Biomethanregionen zu verknüpfen.

Um die Rolle vom Biomethan sachgerecht in den Szenariorahmen zu berücksichtigen, plädieren wir deshalb dafür, die Betrachtung des Biogaspfades neu aufzusetzen, umfangreicher auszugestalten und ggf. ein separates Szenario einzuführen. Alternativ wären die Biomethanbedarfe und Einspeisungen in den bestehenden Szenarien detaillierter zu berücksichtigen.

Frage 10: Wie bewerten Sie die Erweiterung der Langfristprognose (Ausweitung auf 2050, differenzierte sektorale Bedarfsabfragen, Differenzierung nach Härtegraden) zur Abbildung der Bedarfsentwicklung?

Die Erweiterung der LFP 2.0 bis 2050 wird begrüßt. Sie kann insbesondere fortbestehende Biomethaneinspeisungen nach 2045 sichtbar machen. Die sektorale Differenzierung und die

Härtegrade verbessern die Vergleichbarkeit und ermöglichen eine Fortschrittskontrolle bis zur nächsten LFP. Die Ergebnistabellen enden jedoch bereits 2045.

Die Verarbeitung der Meldungen ist für VNB nicht vollständig nachprüfbar. HG2-Wasserstoffbedarfe werden nur bundesweit ausgewiesen. Für 2035 nennt Tabelle 60 bundesweit 3 GWh/h zusätzliche LFP-Bedarfe. Deren räumliche Verteilung fehlt in Abbildung 43. Ob und in welcher Höhe die HG2-Bedarfe eines Verteilernetzbetreibers berücksichtigt wurde, lässt sich daher nicht feststellen.

Eine Anpassung der LFP an die Szenariomantelzahlen ist grundsätzlich erforderlich. Ausgangswerte und Änderungen müssen jedoch erkennbar bleiben. Für 2040 werden sämtliche VNB-LFP skaliert. Szenario 3/2045 verwendet die LFP 2044. Industrielle Wasserstoff-LFP werden in den Szenarien 2 und 3 nicht herangezogen. Bei nicht antwortenden FNB-Industriekunden wird dagegen die technisch verfügbare Kapazität 2035 bis 2045 fortgeschrieben und anschließend skaliert. Dadurch können bestätigte Transformationsmeldungen der VNB gegenüber unbestätigten FNB-Bedarfen an Gewicht verlieren.

Die BNetzA sollte eine einheitliche Ersatzwertlogik vorgeben. Für jeden VNB sind ursprüngliche Meldung, verwendetes Bezugsjahr, Projektüberschneidungen, Ersatzwert, Skalierungsfaktor und Modellierungswert nachvollziehbar auszuweisen. Abweichende Jahreswerte, nicht angesetzte Methanrestbedarfe und unberücksichtigte Wasserstoff-LFP sind zusätzlich in getrennten Vergleichsrechnungen darzustellen.

Frage 12: Wie bewerten Sie die Annahmen zur Entwicklung der Methan- und Wasserstoffauspeisemengen im Industriesektor sowie deren szenarioabhängige Herleitung und Zuordnung?

Die Bandbreite der Industriebedarfe ist grundsätzlich plausibel. Die Herleitung ist jedoch nur eingeschränkt vergleichbar. Szenario 1 basiert auf dem Langfristszenario O45-H₂ und erhöht die Vollbenutzungsstunden von 5.650 auf 6.000. Szenario 2 kombiniert die FfE-Industriestudie mit Werten des Langfristszenarios für die Grundstoffchemie und verwendet 5.650 Stunden. In Szenario 3 erfolgt die Aufteilung auf Wasserstoff, Biomethan und Methan mit CCS überwiegend anhand qualitativer Branchenannahmen. Eine vollständige quantitative Herleitung nach Branchen, Standorten und Energieträgern fehlt.

Die BNetzA sollte für den NEP 2027 vorgeben, dass konkrete Anschluss- und Spitzenleistungen aus VNB-Projektmeldungen und LFP vorrangig verwendet werden. Einheitliche Vollbenutzungsstunden sind nur für nicht konkretisierte Restbedarfe anzusetzen. Industrielle Wasserstoff-LFP dürfen in den Szenarien 2 und 3 nicht pauschal entfallen.

Die Umrechnungs- und Skalierungsregeln sind öffentlich darzustellen. Den betroffenen VNB ist vertraulich mitzuteilen, wie ihre LFP verarbeitet wurde. Wird ein konkretes Industrieprojekt nicht berücksichtigt oder entgegen der VNB-Meldung einem anderen Energieträger zugeordnet, ist dies gegenüber dem betroffenen VNB zu begründen.