500029

Online-Einwendung

Verfahren: szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktenzeichen: Szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktennummer: 500029

Eingangsdatum: 30.09.2024
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:

Veröffentlichung: zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 0

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,

Uniper bedankt sich für die Möglichkeit, sich an der Konsultation des Szenariorahmen Gas /Wasserstoff 2025-37/45 beteiligen zu dürfen. Wir möchten zu zwei ausgewählten Fragen des Begleitdokuments wie folgt Stellung beziehen:

Kapitel 2.4. Kraftwerke, Frage 15)
Wir möchten uns, wie in den Vorjahren auch, kritisch gegenüber der langjährigen Praxis der Fernleitungsnetzbetreiber Gas äußern, neue Gaskraftwerke mit festen dynamischen zuordenbaren Kapazitäten (fDZK) ans Gasnetz anzuschließen sowie mittels fDZK in der Modellierung zum Szenariorahmen/Netzentwicklungsplan Gas zu berücksichtigen. Risiken des Netzbetriebs werden durch diese Praxis an die Kraftwerksbetreiber weitergereicht.
Wir möchten in diesem Zusammenhang auf die bestehende Prüfpflicht nach § 9 GasNZV verweisen, um das Angebot frei zuordenbarer Kapazitäten (FZK) nach Möglichkeit zu erhöhen. Jegliche Instrumente, wie zum Beispiel der Abschluss von Lastflusszusagen, sollten geprüft werden, um Kraftwerksbetreibern dauerhaft einen Anschluss mittels frei zuordenbarer Kapazitäten zu ermöglichen.

Kapitel 2.6. Wasserstoffbedarf, Frage 19)
Um die Realisierung von Wasserstoffprojekten zu unterstützen, sollte frühestmöglich Planungssicherheit hinsichtlich des Netzanschlusseses sowie hinsichtlich der Ausgestaltung des Netzzugangs geschaffen werden. Hierzu gehören auch die konkreten Anbindungszeitpunkte bisher physisch getrennter H2 Cluster im Zeitverlauf. Wir regen an, entsprechende Informationen zukünftig im Szenariorahmen, bzw. Netzentwicklungsplan Gas/Wasserstoff zu verankern.

500033

Online-Einwendung

Verfahren: szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktenzeichen: Szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktennummer: 500033

Eingangsdatum: 30.09.2024
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:

Veröffentlichung: zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 0

Stellungnahme:

Stellungnahme zum Szenariorahmenentwurf des Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff (Version 2025)
der E.ON-Netzgesellschaften in Deutschland

Die regulierten Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) und regulierten Wasserstofftransportnetzbetreiber haben der Öffentlichkeit am 02.09.2024, über die Koordinierungsstelle für den Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff (KO·NEP), die Konsultation zum Szenariorahmen Gas und Wasserstoff 2025 gemäß § 15b EnWG vorgelegt. Die Betreiber von Fernleitungsnetzen und die regulierten Betreiber von Wasserstofftransportnetzen sind verpflichtet, alle betroffenen Netzbetreiber bei der Erstellung des Szenariorahmens angemessen einzubinden. Dies betrifft insbesondere Betreiber von Gasverteilernetzen, von Wasserstoffnetzen, die kein Transportnetz darstellen, von sonstigen Leitungsinfrastrukturen, die auf Wasserstoffleitungen umgestellt werden können, und von Elektrizitätsversorgungsnetzen.
Auch wir als Verteilnetzbetreiber sehen den für ein klimaneutrales Energiesystem erforderlichen Netzausbau als eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe an und beteiligen uns deshalb gerne an der öffentlichen Konsultation des Szenariorahmensentwurfs des Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2037/ 2045 (Version 2025). Wir erkennen die umfangreichen Überlegungen und Untersuchungen, die dem vorliegenden Entwurf zugrunde liegen, an.
Die E.ON-Verteilernetzbetreiber beteiligen sich gerne an der Konsultation und nehmen zum vorliegenden Szenariorahmen wie folgt Stellung:

Allgemeiner Prozess und grundsätzliche Anmerkungen

Der Szenariorahmen wird nicht mehr von den Fernleitungsnetzbetreibern, sondern von der BNetzA konsultiert. Es fanden durch die Fernleitungsnetzbetreibern nur die bis zum 1. Mai 2024 eingegangenen Anfragen im Szenariorahmen 2025 und im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 Berücksichtigung. Die Ausgangsbasis für die bedarfsorientierten Betrachtungen bilden die Bedarfsmeldungen für Methan durch die Verteilernetzbetreiber (Langfristprognosen), In-dustrie- und

Kraftwerkskunden sowie die vorliegenden Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüche gemäß §§ 38/39 GasNZV für Kraftwerke und LNG-Anlagen. Für Wasserstoff sind dies insbesondere die Ergebnisse der Marktabfrage Wasserstoff (ca. 1750 Meldungen für h2 -und PtG-Projekte) sowie die Wasserstofflangfristprognosen der Verteilernetzbetreiber. Als Grundlage der drei szenarienbasierten Betrachtungen zählen die Langfristszenarien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), zudem die Szenarien T45-Strom*, T45-RedEff sowie T45-H2. Die Entscheidung, die Stützjahre 2037 und 2045 beizubehalten und erstmals mit dem Szenariorahmen Gas/ Wasserstoff zu vereinheitlichen sehen wir als wichtigen Schritt, hin zu einem harmonisierten Prozessablauf in den Netzentwicklungsplänen für Strom, Gas und Wasserstoff.

Wir begrüßen die gemeinsame Konsultation der Szenariorahmen für Strom, Gas und Wasserstoff, da somit optimierte Voraussetzungen für eine integrierte Planung geschaffen werden. Ein Aufsetzen des Szenariorahmens auf die BMWK Langfristszenarien (2037/2045) halten wir für einen richtigen Folge-schritt. Es ist jedoch notwendig, dass die Szenarioparameter der FNB und ÜNB weiter harmonisiert werden, um perspektivisch abgestimmte, gemeinsame Szenarien zu entwickeln.
Desweitern halten wir eine Trennung der NEP Gas und Wasserstoff für nicht ziel-führend. Gerade eine gemeinsame und integrierte Betrachtung der Entwicklungen des Methans- und des Wasserstoffnetzes innerhalb des NEPs ermöglicht ei-ne effiziente Gasnetztransformation.

Auch wir erkennen die Diskrepanz zwischen den vorliegenden Bedarfsmeldungen für Methan und den klimapolitischen Energieszenarien, welche die Unsicherheit des Marktes im Rahmen des tiefgreifenden Transformationsprozesses verdeutlicht.
Zudem lag für den Szenrariorahmen, bei der Erstellung sowie in der Konsultationphase bis 30.09.2024, noch keine Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes vor.
Den Zeitraum zur Konsultation halten wir auf Grund des neuen Ansatzes und teils hohen Komplexität für zu kurz gewählt.

Eingangsgrößen für die Modellierung (Punkt 3.2.6)

Die Langfristprognosen für Methan werden gemäß § 16 der Kooperationsvereinbarung (KoV) geregelt und sollen entsprechende Überarbeitung der KoVI zum 01. Oktober 2024, inklusive der Berücksichtigung von Wasserstoff, in Kraft treten. Von den Verteilernetzbetreibern gemeldete Methankapazitätsbedarfe gehen im Betrachtungszeitraum von 2025 bis 2035 um rund 26 % zurück. Der Rückgang der aktuellen Langfristprognose zu beachten, dass dieser durch die unterstellte Umstellung auf Wasserstoff wesentlich beeinflusst. wird. Die Differenz zwischen den Methanbedarfsmeldungen, gemäß der Abbildung 11 unter Punkt 3.2.6, und dem insgesamt erwarteten kontinuierlichen Rückgang des Methanbedarfs bis zum Jahr 2045, verdeutlicht die Unsicherheit im Rahmen des Transformations-prozesses. Die Fernleitungsnetzbetreiber können den Zielkonflikt zwischen Bedarfsmeldungen und Energieszenarien nicht auflösen. Auch wir sehen es Aufgabe der Politik, für stabile, verlässliche und zukunftsorientierte Rahmenbedingungen zu sorgen.

Eingangsgrößen Wasserstoff -Marktabfrage (WEB) und Langfristprognose (LFP) (Punkt 3.3)

Die Ergebnisse der ersten gemeinsamen Marktabfrage Strom und Wasserstoff der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber von Anfang 2024 beinhaltete Projektmeldungen sowie die LFP, mit Meldungen der darüberhinausgehenden, perspektivischen Bedarfe, für die gegebenenfalls noch keine konkreten Projekt-vereinbarungen vorliegen.

Das bedarfsorientierte Szenario für die Jahre 2030/2037, dass auf der Marktabfrage Wasserstoff basiert, weist aus unserer Sicht erhebliche Unsicherheiten auf, die im Rahmen des tiefgreifenden Transformationsprozesses berücksichtigt werden müssen. Auch Abbildung 18 zeigt in der regionalen Verteilung der PtG-Einspeisungen, dass noch nicht alle möglichen Akteure Meldungen abgegeben haben bzw. diese abgeben konnten.

Dieses Szenario halten wir als noch nicht ausgeprägt genug und muss im Zyklus des NEP kontinuierlich weiter-bearbeitet werden.

Wir begrüßen die anonymisierte Auswertung der WEB innerhalb des NEP. Allerdings bedarf es einer genaueren Erklärung und größeren Transparenz hinsichtlich der in den Tabellen 14 und 15 dargestellten "Ausspeisung". In diesem Zusammenhang werden Projekte von einzelnen Industriekunden mit Projekten von Verteilernetzbetreibern, die ggf. mehrere Bedarfe an einem Netzkoppelpunkt gebündelt haben, zusammengefasst. Dies verfälscht nach unserer Auffassung die "Abbildung 19: Regionale Verteilung der Ausspeisemengen im Jahr 2035", die durch ihren Titel eine Darstellung von regionaler Verteilung suggeriert, diese allerdings mit den der FNB vorliegenden Informationen nicht darstellen kann. Eine angepasste Darstellung der Inhalte aus der Abbildung 19 sollte deshalb erfolgen. Das gleiche gilt für die Verteilung der Ausspeisemenge hinsichtlich der Sektoren in den aggregierten VNB-Projekten. Für die Modellierung des Wasser-stoffnetzes liegen den FNB keine konkreten Informationen für die Energieverteilung in den Sektoren vor. Aus diesem Grund ist eine entsprechende Konkretisierung nötig.

Szenarien und Modellierungsvarianten

Fokus Langristszenarien Szenario 1-3 (4.2.1-4.2.3 sowie 4.3.2.3)

Der Szenariokorridor für private Haushalte und GHD, der von 0 TWh (T45 Strom) bis 107 TWh (T45 H2) reicht, spiegelt das aktuelle Dilemma wider und stellt eine unzureichende Entscheidungsgrundlage dar. Es ist dringend erforderlich, dass der Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) auch für noch nicht erfasste Kundenbedarfe in Verteilnetzen angepasst wird, um fundierte Entscheidungen treffen zu können. Die Szenarien zeigen auf, dass die Methannachfrage für Deutschland bis zum Jahr 2045 in den drei Langfristszenarien nahezu vollständig zurückgeht (u.a. sind Transite hier nicht inbegriffen, ebenso wenig der Transport von Biomethan oder Methanbedarfe zur Herstellung von blauem Wasserstoff). Aus unserer Sicht

passt das nicht mit den gegenwärtigen Gesetzgebungen zum Wärmeplanungsgesetz sowie dem Gebäudeenergiegesetz überein.

Szenario 4: Fokus Versorgungssicherheit (4.2.4)

Wir teilen die Erkenntnis der FNB hinsichtlich des Vergleichs zwischen der Entwicklung der betrachteten Langfristszenarien und den gemeldeten Bedarfen, dass insbesondere für Methan große Unsicherheit der Bedarfsentwicklung bestehen.
Daher plädieren wir für den Bottom-Up Ansatz des Szenario 4, mit Fokus auf Versorgungssicherheit, samt Berücksichtigung der Langfristprognosen der VNB sowie der Marktabfrage zu Wasserstoffprojekten.

Szenarienbasierte Modellierungsvarianten für Wasserstoff: 1. Regionalisierung der Gesamtleistung (4.3.2.1)

Die Regionalisierung der Gesamtleistung ist für die Modellierung ein wesentlicher Schritt. Wir sehen hier, neben den Projekten aus der Marktabfrage WEB, ebenfalls die Berücksichtigung der Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber für die Verteilung der Wasserstoffmengen als notwendig. Da im Rahmen des LFP-Prozesses seitens FNB gegenüber den VNB keine Abfrage der Verbraucherstruktur bzw. der Sektoren erfolgte, haben die FNB keine Auskunft über die Verteilung der Energiemenge aus der LFP in den Sektoren. Aus diesem Grunde erschließt es sich uns nicht, weshalb die LFP ausschließlich im Zusammenhang mit dem Sektor, Verkehr, Gebäude sowie GHD berücksichtigt wird. Es ist bekannt, dass auch im Verteilernetz diverse Industriebranchen, auch Wasserstoff-Kernnetz Industriebranchen sowie Kraftwerke angeschlossen sind. Diese Bedarfe stecken teilweise in den abgegebenen WEB-Meldungen, aber eben auch in der LFP, weswegen wir hier eine Nachschärfung für erforderlich halten.

Bedarfsorientierte Modellierungsvariante für Wasserstoff 2037 (4.3.2.2)

In der Modellierung auf Basis der aktuell angezeigten Bedarfe innerhalb der

WEB-Abfrage und der LFP sehen wir, aufgrund der zum jetzigen Zeitpunkt großen Unsicherheiten, Weiterentwicklungspotential. Für die Abgabe dieser Meldungen existieren derzeit keine ausreichende Entscheidungsgrundlagen, wie auch die große Differenz der zukünftig benötigten Wasserstoffmengen in den vorgestellten Szenarien zeigt. Eine sehr defensive oder auch eine sehr offensive Herangehensweise der Anzeige kann hier zu erheblichen Verzerrungen des tatsächlichen Bedarfs führen. Eine kontinuierliche Weiterentwicklung und Anpassung dieser Modellierungsvariante halten wir deshalb für notwendig.

Bedarfsorientierte Modellierungsvarianten für Methan 2030 und 2037 (S.98-99)

Die FNB stellen fest, dass über die aktuellen Bedarfsmeldungen bis zum Jahr 2035, welche die Grundlage für das Modellierungsjahr 2037 bildet, nicht zu er-kennen ist, dass die notwendigen Methaneinsparungen erfolgen, um das Ziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 zu erreichen.
Die FNB gehen davon aus, dass die Verteilernetzbetreiber in ihrer Meldung der Langfristprognose einen konservativen und abwartenden Pfad für die Langfrist-prognose angegeben haben. Dies können wir in der Pauschalität nicht bestätigen.
Gerade vor dem Hintergrund der gegenwärtigen gesetzlichen Rahmenbedingungen herrschen erhebliche Unsicherheiten der Bedarfsentwicklung.
Die Argumentation, dass über die vorgeschriebene Wärmeplanung durch Deckung des Wärmebedarfs von zusätzlichen Wärmepumpen und Fernwärme sowie durch Effizienzsteigerungen der Methanbedarf sinkt ist aus unserer Sicht nachzuvollziehen. Es bestehen zum jetzigen Zeitraum einige offene Fragen, wie bspw. Rahmenbedingungen zum Ablauf der Planung samt Entscheidung der Kommune oder der Einsatz von weiteren Technologien gemäß GEG die Planungen hinsichtlich Methanreduzierungen beeinflussen.
Des Weiteren sind von den Verteilernetzbetreibern abgegebenen LFP bereits sehr deutliche Bedarfsrückgänge ersichtlich. Die Annahme, dass im Durchschnitt der Bedarf in den Langfristprognosen im Jahr 2035 um rund 30 % gegenüber dem Jahr 2024 sinkt, ist nicht nachvollziehbar und auf Grund der unsicheren
gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen willkürlich. So bestehen Unsicherheiten, wie viele Industriekunden im Jahr 2035 tatsächlich auf Wasserstoff umsteigen werden.
Eine entsprechende Erklärung und Transparenz der dargestellten Rückgänge im Erdgas sowie der ermittelten H2-Bedarfe als Substituent vermissen wir und würden eine Aufklärung der Sachverhalte begrüßen.

Wir lehnen daher den Vorschlag der FNB, die Leistung nur für diejenigen Verteilernetzbetreiber zu reduzieren, die weniger als den durchschnittlichen 30 % Rückgang verzeichnet haben und Bedarfsmeldungen im Jahr 2035 gegenüber dem Jahr 2024 einheitlich auf 30 % zu setzen, ab.
Siehe hierzu auch den Vergleich zu Eingangsgrößen für die Modellierung (Punkt 3.2.6)

500036

Online-Einwendung

Verfahren: szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045

Aktenzeichen: Szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045

Aktennummer: 500036

Eingangsdatum: 30.09.2024

Versandart: 10. Webformular

Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:

[redacted]

Veröffentlichung: zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme: Sehr geehrte Damen und Herren,

in der Anlage erhalten Sie die Stellungnahme der EnBW AG zum Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025.
Der Veröffentlichung des beigefügten Dokuments stimmen wir zu.
Für Fragen stehe ich Ihnen gerne zur Verfügung.

[redacted]

Karlsruhe, 30. September 2024

EnBW Stellungnahme zur Konsultation des Szenariorahmenentwurfs für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 gemäß § 15b EnWG

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat am 02. September 2024 den von der Koordinierungsstelle für die Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff vorgelegten Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas/Wasserstoff (in der Fassung vom 16. August 2024) der Öffentlichkeit zur Kommentierung vorgestellt. Die EnBW Energie Baden-Württemberg AG nimmt zur Konsultation des Szenariorahmens durch die BNetzA gerne Stellung.

Wir begrüßen die im nun begonnenen Netzentwicklungsprozess 2025 erfolgte zeitliche Synchronisation der Prozesse für Strom einerseits und Gas/Wasserstoff andererseits. Die Abstimmung zwischen Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreibern bei der Erstellung der Szenariorahmen werten wir ebenfalls positiv, allerdings besteht hier unseres Erachtens noch Verbesserungspotential. So existiert kein Szenario, in welchem das Szenariodesign und die Eingangsparameter für Strom bzw. Gas/Wasserstoff aufeinander abgestimmt sind, insbesondere bei Querschnittsthemen zwischen den Sektoren wie bspw. Kraftwerkslisten und Elektrolyseurprojekten.

Die weitere Kommentierung orientiert sich an der Struktur des Begleitdokuments der BNetzA.

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?**

Die Szenarien spiegeln zwar im Großen und Ganzen die klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung wider, doch werden länderspezifische Vorgaben nur unzureichend berücksichtigt. Insbesondere die Herausforderungen durch vorgezogene Klimaziele auf Landesebene, wie etwa in Baden-Württemberg mit dem Zieljahr 2040 für Klimaneutralität, sollten im Szenariorahmen ebenfalls Beachtung finden. In diesem Zusammenhang ist vor allem zu klären, wie frühere Klimaziele und ein verzögerter Zugang zum Wasserstoff-Kernnetz, wie es in Baden-Württemberg der Fall ist, miteinander in Einklang gebracht werden können oder welche potenziellen Zielkonflikte bestehen

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

Die Bandbreite ist grundsätzlich angemessen dimensioniert, jedoch wird die Rolle von Wasserstoff im Wärmemarkt zu gering bewertet. Es ist notwendig, den Handlungsspielraum für einen signifikanten Einsatz von Wasserstoff zu erweitern, um potenzielle Optionen zur Erreichung der Klimaneutralität nicht unnötig einzuschränken.

Zudem schlagen wir eine Erweiterung der Szenarien Fokus Strom und Fokus Wasserstoff vor. Das BMWK hat am 11. September 2024 die Konsultation zum Kraftwerkssicherheitsgesetz eröffnet, wodurch ein signifikanter Faktor für die Dimensionierung der Gasnetze noch nicht final bestimmt ist. Dieser Aspekt wird lediglich im Szenario 4 Fokus Versorgungssicherheit näher betrachtet. Aufbauend auf dem FNB-Vorschlag in 4.2.4 erachten wir es als sinnvoll, dass diesem Thema ebenfalls in den Szenarien Fokus Strom und Fokus Wasserstoff Rechnung getragen wird.

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

Die im Szenario Fokus Wasserstoff erwarteten Methan- und Wasserstoffbedarfe sind insgesamt weitgehend angemessen.

Allerdings lässt sich feststellen, dass der Biomethanbedarf nicht ausreichend abgebildet ist. Die Entwicklung des Methanbedarfs bis 2045 spiegelt nicht die aktuell erwarteten Biomethanbedarfe wider. Im Rahmen der BMWK-Langfristszenarien wird im O45-Strom Szenario allein für den Sektor Gebäude eine Nachfrage von über 25 TWh/a in 2044 erwartet.
Quelle (Download am 30.09.2024):
https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_O45_20240702_O45_Webinar_Gebaeude.pdf

Zudem könnte der Anteil des Wasserstoffbedarfs im Wärmesektor höher ausfallen. Dies sollte zumindest in einer Variante des Szenarios Fokus Wasserstoff aufgezeigt werden. Eine unzureichende Berücksichtigung dieses Aspekts würde den möglichen Handlungsspielraum zur Erreichung der Klimaziele unnötig und verfrüht einschränken, wodurch potenzielle Optionen zur Zielerreichung zu früh ausgeschlossen würden.

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

Die Aufteilung zwischen elektrischer und stofflicher Energie im Wärmemarkt wird nur teilweise angemessen dargestellt. Der potenziell dominierenden oder zumindest gleichwertigen Rolle von Wasserstoff wird im Wärmemarkt zu wenig Beachtung geschenkt. Selbst im Szenario Fokus Wasserstoff wird davon ausgegangen, dass Strom auch im Wärmemarkt dominieren wird. Angesichts des weiterhin sehr hohen Anteils von Gasheizungen von etwa 50 % und des noch immer beträchtlichen Anteils von Ölheizungen, die teilweise auf Gasheizungen umstellen könnten, sowie unter Berücksichtigung der Bezahlbarkeit, erscheint der prognostizierte starke Zuwachs beim Einsatz von Strom im Wärmemarkt als überhöht. Daher wäre eine detailliertere Analyse der Entwicklungen im Wärmemarkt notwendig, die den möglichen Einsatz von Wasserstoff stärker berücksichtigt.

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

Wir begrüßen es sehr, dass für den LNG-Cluster Unterelbe nun die gesamten über §39 GasNZV angefragten Kapazitäten angesetzt werden. Dies ist für die Wirtschaftlichkeit und damit für den Bau der landbasierten Terminals wichtig.

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 im Entwurf des Szenariorahmens berücksichtigten Studien stammen, abgesehen von den BMWK-Langfristszenarien, überwiegend aus dem Jahr 2021. Daher können sie in gewissem Maße als veraltet betrachtet werden, insbesondere in Bezug auf den Wasserstoffbedarf im Wärmemarkt. Die zugrunde liegenden Studien wurden zu einer Zeit erstellt, in der das Wasserstoff-Kernnetz und die Möglichkeit der Anbindung von Verteilnetzbetreibern (VNB) an dieses Kernnetz nicht angemessen berücksichtigt wurden. Daher wurde auch das Potenzial, Wasserstoff im Wärmemarkt in größerem Umfang einzusetzen, nicht adäquat dargestellt.

Zudem herrschte in diesen Studien die damals weit verbreitete Annahme vor, dass Wasserstoff im Wärmemarkt keine wesentliche Rolle spielen würde und aufgrund hoher Kosten nicht wirtschaftlich sei ("Champagner-Narrativ"). Inzwischen haben sich durch gesellschaftliche Verunsicherungen, die unter anderem durch die Anforderungen des Gebäudeenergiegesetzes ausgelöst wurden, neue Rahmenbedingungen ergeben. Für einen signifikanten Anteil der Wärmekunden sind heute vor allem die Aspekte Bezahlbarkeit und Akzeptanz von zentraler Bedeutung.

Daher wäre es notwendig, Studien heranzuziehen, die die veränderten Rahmenbedingungen sowie den potenziell höheren Einsatz von Wasserstoff im Wärmemarkt adäquater abbilden. Angesichts des Mangels an aktuellen Studien, die die Rolle von Wasserstoff im Wärmemarkt differenzierter darstellen, könnte verstärkt auf die Ergebnisse des Gasnetzgebietstransformationsplans zurückgegriffen werden. Selbst ohne entsprechende neue Studien ist es jedoch notwendig, die Rolle von Wasserstoff im Wärmemarkt angemessener zu berücksichtigen und den veränderten Rahmenbedingungen ausreichend Rechnung zu tragen.

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 unterstützen dieses Szenario und empfehlen eine Übernahme in den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025. Die FNB legen unmissverständlich dar, dass die ersten drei Szenarien auf Basis der klima- und energiepolitischen Ziele im Konflikt mit der Versorgungssicherheit stehen. Wir haben bereits darauf hingewiesen, dass die aktuellen Entwicklungen und Bedarfe stets angemessen berücksichtigt werden müssen. Ein weiterer Punkt, der mit Blick auf die Versorgungssicherheit noch nicht ausreichend diskutiert wurde, besteht darin, dass während des Parallelbetriebs von Gas- und Wasserstoffnetzen beide Systeme störungsanfälliger sind und ein größeres Risiko für Engpässe besteht. Dieses Szenario ist unseres Erachtens optimal dafür geeignet, den zwingend notwendigen Diskussionsraum zu öffnen.

Für das Jahr 2030 sollte aus unserer Sicht jedoch auch eine Modellierung des Wasserstoffnetzes auf Basis der vorliegenden Langfristprognosen der VNB und der Marktabfrage von Anfang 2024 analog der Modellierung für 2037 erfolgen. Dies ist wichtig, um aufzuzeigen, welcher Zwischenstand für 2030 beim Aufbau des Wasserstoff-Kernnetzes und ggf. zeitliche und inhaltliche Änderungen durch den Netzentwicklungsplan 2025 zu erwarten sind.

Dabei ist es für den Markt besonders wichtig, dass die FNB auch erläutern, aus wie vielen Wasserstoff-Clustern / Entry-Exit-Systemen / Marktgebieten das modellierte Wasserstoff-Netz im Jahr 2030 bestehen wird. Laut der derzeit ebenfalls im Konsultationsprozess befindlichen WaKandA-Festlegung der Beschlusskammer 7 kann nur innerhalb dieser Cluster von einem engpassfreien und damit zuordnungsfreien Transport ausgegangen werden. Ein solcher ist aber zwingend notwendig, um über Investitionen in Wasserstoff-Anlagen (Speicher, Terminal, Elektrolyseure, Kraftwerke) zu entscheiden.

Szenario 4 könnte dabei helfen, die Auswirkungen einer möglichen Verzögerung des Infrastrukturausbaus abzufedern und kann daher als zielführend im Hinblick auf die Resilienz des Energiesystems betrachtet werden.

Versorgungssicherheit hat vor allem im Hinblick auf den Kohleausstieg bei der Stromerzeugung in Deutschland und den Neubau gasgefeuerter Gaskraftwerke als disponiblen Ersatz hierfür eine besondere Bedeutung. Da insbesondere die im aktuell zur Konsultation stehenden Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWSG) als sog. Säule 1 genannten Gaskraftwerke nach der Umstellung auf Wasserstoff alleine auf die Verfügbarkeit von Wasserstoff angewiesen sind, sind wir der Auffassung, dass sämtliche Netzausbaumaßnahmen und das Wasserstoff-Marktdesign (z. B. die Clusteranzahl) auf die Schaffung eines funktionsfähigen und an sämtlichen Kraftwerksstandorten hochverfügbaren Wasserstoff-Systems auszurichten sind, wenn man nicht die Funktion des Strommarkts und die Versorgungssicherheit der Stromversorgung aufs Spiel setzen möchte.

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 marktbasierte 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?

Die derzeitigen marktbasierten Instrumente VIP-Wheeling, Drittnetznutzung und Spreadprodukt sind aus unserer Sicht geeignet, Engpässe innerhalb des Gasnetzes aufzulösen, ohne den Zugang der Gasverbraucher zum virtuellen Handelspunkt einzuschränken und dies ohne jegliche Fixkosten zu verursachen. Eine weitere Einschränkung bzw. Reduktion von fFZK sollte möglichst vermieden werden.

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?

Nein, die freie Zuordenbarkeit ist außerordentlich wichtig, damit Gasverbraucher ihren Lieferanten frei wählen können und für die Aufrechterhaltung eines liquiden Gasmarktes. Schon jetzt ist der Anteil der fFZK an allen als fest definierten Kapazitäten auf einem kritischen Niveau und sollte nicht weiter reduziert werden.

Insbesondere aus der Perspektive von Kapazitätsengpässen in Baden-Württemberg und den nach Baden-Württemberg führenden Leitungen könnte eine Reduzierung der Verbindlichkeit der festen freien Kapazitäten die Planungssicherheit beeinträchtigen und möglicherweise negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit haben.

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?

Durch Vereinfachung des Zugangs erneuerbarer und CO2-armer Gase zur Gasinfrastruktur kann die Dekarbonisierung der Gasversorgung beschleunigt werden. Dies kann durch Ausweisung deutschlandweit einheitlicher Tarife für den Netzanschluss (Umsetzung RED III Art. 20) erfolgen.

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?

k.A.

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?

k.A.

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?

Biomethan und Wasserstoff stellen Netzbetreiber vor die Herausforderung, dass Gasleitungen entsprechend des zu transportierenden Moleküls ggf. umgewidmet werden müssen. Die Unsicherheiten bezüglich einer möglichen Umrüstung sollten deswegen möglichst schnell aufgelöst werden. Ein Schritt dahingehend ist, dass der Kontrast zwischen EU-Vorgaben und Systementwicklungsstrategie aufgelöst wird.

Die EnBW begrüßt den Hinweis der FNB in Bezug auf die REPowerEU Strategie und die aktuellen Entwicklungen zur Einspeisung von Biomethan. Gemäß dem im Juli 2024 veröffentlichten Gasnetzgebietstransformationsplan 2024 des DVGW (GTP2024) meldeten die teilnehmenden Verteilnetzbetreiber 281 laufende Einspeisebegehren für Biomethan. Die Entwicklung der Einspeisebegehren für Biomethan der letzten zwei Jahre zeigt auf, dass neben den heutigen Bestandsanlagen (250 Anlagen mit einer Erzeugung von rund 11 TWh/a) ein hohes Potenzial besteht, in den nächsten Jahren weitere dezentrale Einspeiseanlagen an das Gasverteilnetz und das Fernleitungsnetz anschließen zu können.

Die Annahmen des Szenariorahmens sollten Bottom up die laufenden Einspeisebegehren einbeziehen (vereinzelt sind Rückspeisungen in das vorgelagerte Gasnetz erforderlich) und Top down gemäß den Vorgaben der EU bei der Weiterentwicklung des nationalen Energie- und Klimaplans (NECP) die nachhaltigen Biomassepotentiale, insb. Bioabfälle, landwirtschaftliche Reststoffe, Dauer- und Zwischenkulturen und Klärgas zur Biogas- und Biomethanproduktion einbeziehen und in enger Zusammenarbeit mit den Gasnetzbetreibern und der Regionalplanung analog der Vorranggebiete für PV und Wind auf Basis der regionalen Gegebenheiten Vorranggebiete für die Biomethaneinspeisung ausweisen.

Das Potential zur Einspeisung von Biomethan in Deutschland im Jahr 2030 liegt gemäß DBFZ bei rund 30 TWh/a. Für das Jahr 2045 weist der DVGW in der aktuellen ENEVEG-Studie (2023) ein wirtschaftliches Biomethanpotenzial von 11,3 Mrd. m^3/a aus.

Die Nachfrage nach Biomethan nimmt derzeit enorm zu. Es wird zunehmend eingesetzt zur Stromerzeugung in KWK-Anlagen (auch außerhalb des EEG), als nachhaltiger Kraftstoff BioCNG und BioLNG insb. im Schwerlastverkehr und zunehmend in Gebäudeheizungen (insb. zur Erfüllung der Anforderungen des GEG ab 2029), dies deckt sich ebenfalls mit den aktuellen Annahmen der BMWK-Langfristszenarien (O45 Strom).

Importe und Exporte von Biomethan sollten bei der Modellierung des Szenariorahmens ebenfalls einbezogen werden. Bereits im Jahr 2023 wurden rund 3,5 TWh Biomethan importiert (Branchenbarometer Biomethan 2023, dena). Mit EU-weiter Einführung der Herkunftsnachweise und der Inbetriebnahme der Unionsdatenbank Ende 2024 wird der europäische Handel und damit der

Transit zunehmen. Dies wird auch getrieben durch verbindliche Ausbauziele verschiedener EU-Staaten (u. a. Frankreich, Niederlande), die verbindliche Biomethanausbauziele bzw. Biomethan-Quoten für 2030 gesetzlich verankert haben.

Quelle GTP2024 (Download am 30.09.2024):
https://www.h2vorort.de/fileadmin/Redaktion/Bilder/Publikationen/Ergebnisbericht-2024-des-GTP.pdf
Quelle DBFZ (Download am 30.09.2024):
https://izes.eu/wp-content/uploads/20210131_BE20plus_Schlussbericht_31.01.2021_final.pdf
Quelle ENEVEG (Download am 30.09.2024):
https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/0124schaffert.pdf
Quelle dena (Download am 30.09.2024):
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/ANALYSE_Branchenbarometer_Biomethan_2023.pdf

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?

Die Bundesnetzagentur sollte die Anfragen von Gaskraftwerken im Verteilnetz gemäß § 16 Abs. 4 & 5 der Kooperationsvereinbarung an dieser Stelle gleichermaßen beachten. Die stromseitige Systemrelevanz ist unabhängig von der gasseitigen Netzanschlussebene.

Die Anträge nach §§ 38/39 GasNZV sollten aus folgenden Gründen vollständig und unverändert in die Netzplanung aufgenommen werden:

a) Versorgungssicherheit:
Die Versorgungssicherheit ist ein hohes Gut für den Wirtschaftsstandort Deutschland. Dieser Standortvorteil sollte nicht zur Diskussion gestellt werden. Während einer Kälteperiode könnten aufgrund einer limitierten Transportkapazität Maßnahmen gemäß Energiesicherungsgesetz oder § 16 EnWG nötig werden, um die Systemstabilität zu gewährleisten.
Insbesondere während des Parallelbetriebs von Gas- und Wasserstoffnetzen sind beide Systeme störungsanfälliger, und es besteht ein größeres Risiko für Engpässe. Engpässe in den Gassystemen dürfen nicht zu Einschränkungen oder Gefährdungen des Stromsystems führen, in dem die disponible Stromversorgung in ca. 10 - 15 Jahren zum überwiegenden Anteil auf erdgas- und wasserstoffbetrieben Anlagen beruhen wird.

b) Preisstabilität:
Die Auswirkungen des russischen Angriffskriegs haben aufgezeigt, dass allein die Unsicherheit bezüglich der Versorgungssicherheit zu extremen Preisbewegungen führt. Neben diesen Preiseffekten ist zwingend zu berücksichtigen, dass Versorgungsunterbrechungen unmittelbar zu Schäden bei Endkunden führen. Vor diesem Hintergrund ist zu prüfen, ob gesparte Kosten beim Netzausbau in einen volkswirtschaftlichen Mehrwert resultieren.

c) Umweltverträglichkeit:
Während der Gaskrise wurden für einen geringeren Gasverbrauch Kohlekraftwerke vermehrt betrieben, um die Systemstabilität zu gewährleisten. Aus unserer Sicht steht es im Widerspruch zu den Klimazielen, durch einen möglicherweise nicht adäquaten Gasnetzausbau die Bereitstellung der benötigten disponiblen Leistungen durch Gaskraftwerke und somit mittelbar den Kohleausstieg zu verzögern.

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

Grundsätzlich lehnen wir nach wie vor das Angebot von DZK für Gasletztverbraucher ab, da diese ihren Lieferanten dadurch nicht mehr frei wählen können, wofür ein fester Zugang zum VHP notwendig wäre. Durch unterschiedliche Zuordnungspunkte für die Standorte entstehen Wettbewerbsverzerrungen für Stromerzeugungsanlagen, welche für einzelne Betreiber äußerst nachteilig sein können. Die Aufnahme des Grenzübergangspunktes Bunde bietet aber zumindest Zugang zum liquidesten Handelspunkt TTF.

2.5 Kapazitätsnachfrage der Verteilnetzbetreiber

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

Ohne weitere Erläuterungen zu den Hintergründen ist die Fragestellung zu unspezifisch, um fundiert beantwortet werden zu können.

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 Kürzung der Langfristprognosen könnte das erklärte Ziel der Versorgungssicherheit gefährden. Hier scheint ein Zielkonflikt vorzuliegen. Die Themen Versorgungssicherheit und Kürzung von Prognosen stehen im Widerspruch zueinander und sind daher nicht sachgerecht miteinander vereinbar.

2.6 Wasserstoffbedarfe

18. Elektrolyseure: Zur Regionalisierung der in den szenarienbasierten Modellierungsvarianten angesetzten H2-Einspeiseleistungen planen die FNB eine ratierliche 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?

Zum jetzigen Zeitpunkt kann dieser Ansatz nicht bewertet werden. Wir halten die Modellierung der ratierlichen Verteilung der angesetzten H2-Einspeiseleistungen daher für sinnvoll, um deren Auswirkungen zu beurteilen. Aus Sicht unseres Verteilnetzbetreibers Netze BW ist sicherzustellen, dass für den Wirtschaftsstandort Baden-Württemberg aufgrund der geografischen Lage keine Nachteile durch die ratierliche Verteilung entstehen.

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?

Aufgrund noch unsicherer Rahmenbedingungen ist es häufig nicht möglich, bereits jetzt konkrete Projektmeldungen oder Investitionspläne vorzulegen. Daher sollten insbesondere auch Projekte berücksichtigt werden, die sich derzeit noch in einem frühen Entwicklungsstadium befinden, wie etwa im Status einer bloßen Projektidee oder eines Konzepts. Mit dem Fortschreiten des

Infrastrukturausbaus und der damit steigenden Investitionssicherheit sollten die Anforderungen an den Härtegrad der Realisierungswahrscheinlichkeit schrittweise erhöht werden.

Endkunden, die eine Anfrage nach §§ 38/39 GasNZV gestellt haben, sollten mit einer Realisierungswahrscheinlichkeit von 1 bewertet werden, z. B. sobald diese von den Übertragungsnetzbetreibern als systemrelevant ausgewiesen werden. Dies sollte entsprechend für die Netzkopplungspunkte der Verteilnetzbetreiber Anwendung finden, um den auf Verteilnetzebene angeschlossenen Gaskraftwerken den diskriminierungsfreien Netzzugang zu garantieren. Die entsprechenden Instrumente sind in § 16 Abs. 4 und § 16 Abs. 5 der Kooperationsvereinbarung Gas bereits geregelt.

Für die bei einer KWSG-Auktion bezuschlagten Anlagen müssen unmittelbar nach dem Zuschlag die Voraussetzungen zur rechtzeitigen Bereitstellung von Wasserstoff entsprechend den Anforderungen der Betreiber geschaffen werden. Die beispielsweise in der aktuell laufenden KWSG-Konsultation genannte „Bedienung der Bedarfe zum 11. Jahr nach Bezuschlagung des Kraftwerksstandorts" erscheint uns als generelle Vorgabe für alle Standorte ungeeignet.

Darüber hinaus sollte der diskriminierungsfreie Zugang für alle anderen Endkunden gewährt sein. Dem folgt, dass die Anforderungen an Voraussetzungen hinsichtlich der Realisierungswahrscheinlichkeit auf allen Netzebenen identisch sein müssen. Unseres Erachtens bedarf es deswegen einer geeigneten Umsetzung der Artikel 55 und 56 der EU-Gas-Binnenmarkt-Richtlinie, die jeweils einen Plan für den Wasserstoffhochlauf und den Erdgasauslauf vorsieht. Wir sprechen uns dafür aus, dass schrittweise die Voraussetzungen hinsichtlich der Realisierungswahrscheinlichkeit erhöht werden sollten, um aufgrund von gegenwärtig bestehenden Unsicherheiten die Transformation der Endkunden nicht wegen unerfüllbarer Auflagen ex-ante zu verhindern. Endkunden mit FNB-Direktanschluss sollten demzufolge gleichwertige Transformationspläne vorlegen.

500037

Online-Einwendung

Verfahren: szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktenzeichen: Szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktennummer: 500037

Eingangsdatum: 30.09.2024
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:

Veröffentlichung: zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 1

Stellungnahme: Siehe Anlage, Abschnitt 2.1-2.5, S. 7-9.

Berlin, den 30. September 2024

Beitrag zur BNetzA-Konsultation der Entwürfe des Szenariorahmens Strom sowie Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045

Für Rückfragen stehen zur Verfügung:

[redacted]

Inhalt

1. Strom ... 3
1.1 Ausrichtung auf gemeinsame Gebotszone ist zu begrüßen! ... 3
1.2 Reserven sind von zentraler Bedeutung! ... 3
1.3 Wie sollten konventionelle Kraftwerke im NEP berücksichtigt werden? ... 3
1.4 Unzureichende Berücksichtigung der in Planung befindlicher Kraftwerke ... 4
1.5 Kraftwerksliste Strom: GuD-Standorte im Saarland müssen spezifiziert werden! ... 4
1.6 Wärmenachfrage und Stromerzeugung - zeitlich/örtlich nicht parallel! ... 5
1.7 H_2-Gaskraftwerke mit Elektrolyseuren als Netzverknüpfungsknoten denken! ... 5
1.8 Vorsicht bei der Annahme der Spitzenkappung! ... 6
1.9 Strombedarf von H_2-Verdichten im Wasserstoffnetz berücksichtigen! ... 6
1.10 Batteriespeicher: Unterschiedliche Betriebsweisen und Zwecke berücksichtigen! ... 6
1.11 Allokationssignale für Batteriespeicher in der Netzplanung unterstellen! ... 7
2. Gas und Wasserstoff ... 7
2.1 Berücksichtigung von in Planung befindlicher Kraftwerke vornehmen! ... 7
2.2 Erdgasanschluss ist für H_2-Kraftwerke bis auf Weiteres erforderlich! ... 8
2.3 Dekarbonisierung und Versorgungssicherheit ... 8
2.4 Kraftwerkszubau: Zeitliche Streckung verfolgen? ... 9
2.5 Einbezug von Projekten auch mir niedriger Realisierungswahrscheinlichkeit? ... 9

1. Strom

1.1 Ausrichtung auf gemeinsame Gebotszone ist zu begrüßen!

Der Erhalt der einheitlichen Gebotszone muss ist nicht nur ein erstrebenswertes, eher kurzfristiges Ziel mit Blick auf 2028 sein. Vielmehr sollte der NEP-Prozess klar darauf ausgerichtet sein und damit Grundlage der Weiterentwicklung eines bundesweit ausgerichteten Netzes. Dies gilt auch in einem europäischen Sinne, da die deutsche Gebotszone eine bedeutende Referenz im europäischen Strommarkt darstellt zudem die Verbindung von Luxemburg und Deutschland die einzige grenzüberschreitende Gebotszone in Europa ist. Es reicht daher nicht, die Annahme zu tätigen, dass die deutsche Gebotszone einheitlich bleibt. Es ist vielmehr darauf hinzuarbeiten. Die Umsetzung und Weiterentwicklung des Aktionsplans Gebotszone ist dafür von hoher Bedeutung.

1.2 Reserven sind von zentraler Bedeutung!

Ziel sollte ein effizientes System sein, in dem Reserven sowohl für den Strommarkt zur Verfügung stehen als auch in den geeigneten Regionen für systemische Dienstleistungen eingesetzt werden können. Der Bedarf nach diesen Reserven ist groß und braucht eine auskömmliche wirtschaftliche Grundlage. Diese kann nicht allein im Energy Only Markt gelegt werden. Vielmehr braucht es eine marktliche Weiterentwicklung für systemische Dienstleistungen. STEAG hat sich immer schon für einen Redispatch-Markt ausgesprochen, in den auch Bestandsanlagen integriert werden können. Für ein klares Standortsignal braucht es dabei geeignete Regeln. Und eine Sicherheit, dass das Stromnetz auch wie geplant umgesetzt wird. Ein Plan, der nicht verlässlich ist oder auf zu ambitionierten politischen Annahmen fußt, führt letztlich zu einem höheren Redispatch-Bedarf. Dieser wird aber dann nicht transparent und der Zugriff erfolgt über willkürliche und für den Betreiber von Erzeugungsanlagen und Speicher nicht unbedingt zumutbare Eingriffe. Diese Eingriffe sind nicht nur mit Kostennachteilen für die Stromverbraucher verbunden, sondern werden der Investorenperspektive nicht gerecht. Zu berücksichtigen ist, das heutige (Netz)Reserve-Kraftwerke weder technisch noch rechtlich sicher für unbestimmte Dauer weiter zur Verfügung stehen.

1.3 Wie sollten konventionelle Kraftwerke im NEP berücksichtigt werden?

Referenz: Begleitdokument, S. 9, Fragen 37-39

Es ist zu begrüßen, dass der Szenariorahmen einen grundsätzlich systemdienlichen Zubau Kraftwerkskapazität annimmt und zugleich auf in der Projektentwicklung befindliche Kraftwerke abzielt. Die Annahme, dass es aufgrund eines fehlenden H_2-Netzes keine kleinen KWK-Anlagen in 2045 geben wird, teilen wir nicht. Hintergrund könnte die

Wärmeplanungsgesetzgebung sein. Anlagen unter 10 MW können auf Biomethan oder andere Renewable Fuels ausweichen.

1.4 Unzureichende Berücksichtigung der in Planung befindlicher Kraftwerke

Die fortgeschrittenen Kraftwerksplanungen der STEAG/Iqony am Standort **Bergkamen** für ein H_2-ready-Gaskraftwerk werden in der Kraftwerksliste des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom nicht berücksichtigt. Dies überrascht, da im Gas/Wasserstoff-Teil des Szenariorahmens dieses Kraftwerk in der entsprechenden Tabelle Berücksichtigung gefunden hat (Zeile 789).

Der Kohleausstieg mit Blick auf Steinkohle scheint in der Kraftwerksliste Strom vor 2038 umgesetzt worden zu sein, ohne Ersatz vor Ort ermöglichen zu können. Wir fragen uns, ob vor diesem Hintergrund zusätzliche Netzinvestitionen unterstellt werden.

1.5 Kraftwerksliste Strom: GuD-Standorte im Saarland müssen spezifiziert werden!

In der Kraftwerksliste zum Szenariorahmen Strom finden sich unter den dort verzeichneten saarländischen Anlagen auch zwei GuD-Kraftwerke mit einer Kapazität von 633 und 978 MW und angenommenen Inbetriebnahmejahren 2027 und 2029 (Zeilen 922 und 924). Diese Anlagen werden dort mit dem Status „in Planung“ geführt. Als Energieträger soll im Jahr 2037 Erdgas/Wasserstoff zum Einsatz kommen, ab 2045 ausschließlich Wasserstoff. Für beide Anlagen wird in der Tabelle eine Wärmeauskopplung unterstellt. Unter anderem in der Spalte Betreiber findet sich das Kürzel „NV“. Hierzu möchten wir anmerken:

Bei dem heute planenden Akteur und – im Realisierungsfall – dem zukünftigen Betreiber handelt es sich um die STEAG/Iqony.

Ob diese Anlagen realisiert werden, hängt stark von politisch-administrativen Weichenstellungen ab, die erst noch durch das geplante KWSG (Kraftwerksstrategie) und entsprechende Ausschreibungen getroffen werden müssen.

Ebenfalls eine bedeutende Rolle für die Realisierungswahrscheinlichkeit spielt die H_2-Infrastruktur- und H_2-Mengen-Verfügbarkeit vor Ort: Erhöht wird diese durch eine Bedarfs- und wettbewerbsgerechte Heranführung des H_2-Kernnetzes an die Kraftwerksstandorte. In jedem Fall sind die Ein- und Ausspeiseleistungen dieser Kraftwerke für die Dimensionierung des H_2-Kernnetzes zu berücksichtigen, auch wenn diese über auf der „letzten Meile“ noch über das Verteilnetz angeschlossen werden. Diese liegen in einer Größenordnung von ca. 1.200-2.000 MWh/h).

Wesentliche planerische Fragen und der Zeitplan der Umsetzung hängen von der Ausgestaltung des KWSG und den zugehörigen Ausschreibungen ab.

1.6 Wärmenachfrage und Stromerzeugung - zeitlich/örtlich nicht parallel!

Prinzipiell ist es attraktiv, an Standorten der Stromerzeugung zugleich das Potential für eine kombinierte Wärmeerzeugung zu antizipieren. Diese Annahme ist vor Ort mit den technischen und zeitlichen Realitäten der Wärme-Nachfrageseite abzugleichen.

Wo KWK-Anlagen der Wärmeversorgung im Gebäudesektor dienen, werden diese in den Wintermonaten wärmegeführt betrieben. Wärme kann auch Abnehmer im Bereich der (energieintensiven) Industrie finden, wo sie entlang des Bedarfs der Industrie für Wärme und Dampf - also, wenn man so will: „industrieproduktionsgeführt“ - betrieben werden.

Mit Blick auf den Anlagenpark und die Erschließung neuer Wärmesenken dürfte das KWK-Potential jenseits von Retrofit gering ausfallen. Grundsätzlich besteht eine wachsende Nachfrage nach leitungsgebundener Wärme im Zuge der Ausdehnung und des Neubaus von Wärmenetzen - auf der Leistungsseite. Aber die nachgefragten Mengen sind vielfach zu vernachlässigen. Die Vorstellung, Strom- und Wärmeerzeugung grundsätzlich parallel betreiben zu können, überschätzt das Potential von gleichzeitiger Strom- und Wärmenachfrage an ein und demselben Ort.

1.7 H_2-Gaskraftwerke mit Elektrolyseuren als Netzverknüpfungsknoten denken!

Referenz: Szenariorahmenentwurf, S. 96, unter 5.1.1 Gas- und Wasserstoffkraftwerke: „*Für den NEP 2037/2045 (2025) soll dementsprechend in allen Szenarien ein weiterer Zubau an Kraftwerksleistung in Höhe von 22 GW angenommen werden*.“ sowie S. 58: „*Hinsichtlich der Standortkriterien und deren Gewichtung sind die ÜNB für Hinweise aus der Konsultation des Szenariorahmens dankbar*.“; Begleitdokument, S. 7, Frage 21. „*Wie könnte eine sachgerechte Methodik zur Auswahl der angenommenen Elektrolyseurprojekte für beide Prozesse – Strom und Gas/Wasserstoff – aussehen?*"

Die Integration von Wasserstofferzeugung und H_2-ready-Gaskraftwerken an denselben Standorten kann der Verknüpfung zwischen Strom- und Gasnetz dienen und den Betrieb beim Hochlauf absichern. Elemente können die Minimierung von Verdampfungsverlusten (0,1-0,5%), Diffusionsverlusten (5-10%), chemischen Umwandlungsverlusten (über 5%) und die Vorkonditionierung von Salzkavernen sein. Es geht auch um die Vermeidung des Energieverbrauchs für die Wasserstoffaufbereitung und den Transport (Verdichtung, Kühlung, Verflüssigung) sowie die Gasentspannung auf den im Gaskraftwerk benötigten Druck. Eine flexible Anpassung der Wasserstofferzeugung an den Verbrauch im Gaskraftwerk bietet Vorteile durch eine Betriebsstunden-Optimierung und durch die Auslastung von Wasserstofferzeugungs- und Kraftwerksanlagen. Vor-Ort Wasserstofferzeugung kann in bestimmten Fällen auch die H_2-Versorgung für Gaskraftwerke gegenüber Lieferschwankungen absichern.

1.8 Vorsicht bei der Annahme der Spitzenkappung!

Referenz: Begleitdokument S. 9, Fragen 35 und 36

Auf welcher Basis und in welchem Umfang Verteilnetzbetreiber zukünftig das Instrument der Spitzenkappung nutzen können, dürfen und werden, ist unklar. Zum einen ist dies eine Frage der Netzverfügbarkeit und der technischen Möglichkeiten im Netz. Zum anderen braucht es hierzu eine gesetzgeberisch eindeutige Lösung, die nicht gegen das Unbundling verstößt und den Wert von Flexibilität nicht zu sehr und langfristig mindert. Auf Seiten der Privatkunden wird die **Akzeptanz** der Eingriffe ein großes Problem darstellen; eine Vergütung in einer Höhe, die diese Akzeptanz erreichen könnte, wird kaum zu rechtfertigen sein.

1.9 Strombedarf von H_2-Verdichten im Wasserstoffnetz berücksichtigen!

Ob der hohe Strombedarf von **Gas-Verdichtern** im H_2-Kern- und H_2-Verteilnetz bei der Erarbeitung des Entwurfs für den Szenariorahmen eine Rolle gespielt hat, ist aus den Konsultationsunterlagen prima facie für uns nicht ersichtlich. Womöglich handelt es sich hierbei um signifikante Strombedarfe (Leistung), die (regional) nicht vernachlässigt werden sollten.

1.10 Batteriespeicher: Unterschiedliche Betriebsweisen und Zwecke berücksichtigen!

Referenz: Szenariorahmenentwurf S. 102: „*Gerne können Hinweise zur zukünftigen Betriebsweise von Batteriespeichern in die Konsultation des Szenariorahmenentwurfs eingebracht werden*“; Begleitdokument: S. 9, Fragen 40-41

Im NEP 2025 wird für 2037 eine Betriebsdauer von 2 Stunden und für 2045 von 4 Stunden für Batteriespeicher angenommen, basierend auf der erwarteten Technologieentwicklung. Die tatsächliche Nutzung hängt jedoch stark von ihrem Einsatzzweck ab, auf den sich die Technologie ausrichten wird. Entsprechend ist auch die Perspektive des Speicherbetreibers wesentlich

Um eine flexible und zukunftssichere Integration von Großbatteriespeichern bis 2037 und 2045 in das Stromnetz zu gewährleisten, müssen verschiedene Betriebskonzepte und Nutzungszwecke berücksichtigt werden. Diese gleichen den variierenden Bedarf und die regionale Erzeugung aus. Die Betriebsdauer variiert je nach Anwendung und dem Signalgeber für den Einsatz erheblich: Lastspitzenkappung, Regelleistung, Kapazitätsmarkt, Arbitrage und die Integration erneuerbarer Energien haben unterschiedliche technische Anforderungen, auch an Speicherkapazität, in Relation zur Ein- und Ausspeicherleistung aber unterschiedliche Einsatzzeiten, von wenigen Minuten bis zu mehreren Stunden. Wesentlich ist es, die Anforderungen an Speichertechnologien realistisch abzubilden und so eine effiziente

Integration ins Energiesystem zu gewährleisten. Dafür braucht es neue Produkte für Systemdienstleistungen. Mindestens die in der folgenden Tabelle dargestellten Nutzungsarten und Zwecke sollten u.E. bei den Betriebsdauern berücksichtigt werden:

Nutzungsart	**Typische Betriebsdauer (h)**	**Zweck**
Regelleistung (Frequency Regulation)	Minuten bis 1 Stunde	Stabilisiert Netzfrequenz und Netzbetrieb
Kapazitätsmarkt	2-4 Stunden	Sichert Kapazität bei Spitzenlast und Engpässen
Arbitrage (Energiehandel, auch Peak-Shaving)	2-6 Stunden	Nutzt Preisdifferenzen im Flexibilitätsmarkt durch Stromhandel
Erneuerbare Energien Integration	4-8 Stunden	Glättet Schwankungen bei erneuerbaren Energiequellen

Wesentlich ist, dass Netzbetreiber die Funktion der Speicher nicht übernehmen oder belasten.

1.11 Allokationssignale für Batteriespeicher in der Netzplanung unterstellen!

Die Standortwahl ist für Großbatteriespeicher entscheidend. Hinweise könnten sich darauf konzentrieren, welche Standorte besonders geeignet sind, z. B. in der Nähe von Lastzentren oder Erzeugungsknotenpunkten, um Engpässe im Netz zu reduzieren. Zudem könnten Batteriespeicher sinnvoll an Standorten installiert werden, die bereits über Energieinfrastruktur verfügen (wie stillgelegte Kraftwerksstandorte). Jedoch spielt für die Auswahl der Standorte heute in der Praxis leider die Wahrscheinlichkeit einer positiven baurechtlichen Prognose und eine kurze bzw. berechenbare Verfahrensdauer eine immer stärkere Rolle. Geeignete Allokationssignale wie die gemeinsame Nutzung von Anschlusskapazitäten fehlen bislang.

2. Gas und Wasserstoff

2.1 Berücksichtigung von in Planung befindlicher Kraftwerke vornehmen!

Referenz: Begleitdokument, S. 11, Frage 5

Die gemeldeten Gasbedarfe der fortgeschrittenen Kraftwerksplanungen der STEAG/Iqony an den saarländischen Standorten **Bexbach** und **Weiher/Querschied** werden im Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff nicht berücksichtigt (vgl. Tabelle 6: „Berücksichtigte neue Gaskraftwerke gemäß §§ 38/39 GasNZV zum Stichtag 01.

Mai 2024“, S. 24ff). Dies überrascht, da im Strom-Teil des Szenariorahmens diese Kraftwerke als realisiert angenommen werden. Hinweis: Auch im späteren Wasserstoffbetrieb dieser Kraftwerke ist zu heutigem Stand der Technik davon auszugehen, dass ein Gasnetzanschluss erforderlich ist (siehe nachfolgender Abschnitt 2.2).

2.2 Erdgasanschluss ist für H_2-Kraftwerke bis auf Weiteres erforderlich!

Nach dem heutigen technischen Stand benötigen große, hocheffiziente H_2-Kraftwerke, deren Zubau im Rahmen des KWSG angereizt werden soll, auch im H_2-Betrieb Erdgas sowohl zum Anfahren als auch im Betrieb. Wann Anlagen zur Verfügung stehen, die ohne Erdgas betrieben werden können, ist heute noch nicht abschätzbar, da sich entsprechende Anlagen in der Entwicklungsphase befinden. Hier kann das Ergebnis auch sein, dass kosteneffiziente H_2-Anlagen für einen Betrieb weiterhin Erdgas benötigen, wenn auch weniger als noch zum heutigen Stand der Technik.

Folglich ist für den Szenariorahmen nicht nur prophylaktisch davon auszugehen, dass die Gasleitungen bzw. das Gasnetz, das H_2-Ready-Kraftwerke, deren netzdienlicher Zubau im Rahmen des KWSG in einem Umfang von 7 GW angereizt werden soll, nicht vollständig auf H_2 umgestellt werden können. Keinesfalls sollte im Szenariorahmen davon ausgegangen werden, dass die H_2-Kraftwerje ab der Umstellung auf den H_2-Betrieb (ca. ab 2036ff) keinen Gasanschluss mehr benötigen.

Zudem sollt die Versorgungssicherheitssäule des KWSG, die die Option zum längeren Gasbetrieb bietet, Berücksichtigung finden. Ohne das KWSG und Ausschreibungsbedingungen exakt zu kennen, ist ein breiterer Ansatz erforderlich. Es sollte ggf. auch sorgsam bei der Umstellung auf Wasserstoff umgegangen werden.

2.3 Dekarbonisierung und Versorgungssicherheit

Referenz: Begleitdokument, S. 11, Frage 7

Das Ansinnen der FNB, für 2037 zusätzliche Modellierungsvarianten mit dem Fokus der Versorgungssicherheit bei Gas zu betrachten, ist grundsätzlich sehr zu begrüßen. Dem Zielkonflikt zwischen Einhaltung der Klimaschutzziele und der ausreichenden Berücksichtigung der Versorgungssicherheit sollte bestmöglich Rechnung getragen (s. Szenario 4). Irritierend ist, dass Versorgungssicherheit ausschließlich nur Gas-bezogen betrachtet wird, Strom, Wasserstoff und die Herausforderungen von Bestandsanlagen aber nicht. Wir plädieren dafür, dass ein umfassender Blick auf die Versorgungssicherheit auch bei Strom und Wasserstoff geworfen wird.

2.4 Kraftwerkszubau: Zeitliche Streckung verfolgen?

Begleitdokument, Seite 12, Frage 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?*“

Die angenommene von 46 GWh/h bedeuten ca. 23 GW elektrische Leistung. Hierzu passt der Zubau von 22 GW Kraftwerken in den kommenden Jahren, wie ihn der Versorgungssicherheitsbericht der BNetzA als erforderlich ansieht. Da nicht alle gemeldeten Projekte im Rahmen der Kraftwerksstrategie angereizt werden bzw. dort Erfolg haben können – und also erst ab Mitte/Ende der 2030er Jahre in Betrieb gehen werden – sollte eine zeitliche Streckung erwogen werden. Zudem ist eben nicht klar, wo diese Anlagen entstehen werden. Das liegt an regionalen Bedarfen und ihrer möglichen Abbildung in Ausschreibungen bzw. der Nachfrage nach Wärme.

2.5 Einbezug von Projekten auch mir niedriger Realisierungswahrscheinlichkeit?

Referenz: Begleitdokument, Seite 13 Frage 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?*“

Der Szenariorahmen sollte alle Realisierungswahrscheinlichkeits-Stufen einbeziehen und Sensitivitäten betrachten. Wir sehen kein Problem damit, die Komplexität des NEP mit der Anzahl der Szenarien steigen zu lassen. Viel problematischer wäre es, durch eine Beschränkung einen pauschaler Ausschluss von Projekten zu erreichen.

500040

Online-Einwendung

Verfahren: szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktenzeichen: Szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktennummer: 500040

Eingangsdatum: 01.10.2024
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:

Veröffentlichung: zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 0

Stellungnahme:

Die beiden Projekte der STEAG/Iqony zur Errichtung von H2-ready-Gaskraftwerken im saarländischen Bexbach und im saarländischen Weiher/Quierschied tauchen in der Kraftwerksliste zum Szenariorahmen Gas/H2 nicht auf, wohl aber in der Liste des Szenariorahmens Strom. Wir gehen davon aus, dass die Gas/Wasserstoffbedarfe für diese beiden Kraftwerke in den Meldungen des saarländischen Verteilnetzbetreibers Creos enthalten sind. Wir sind mit diesem dahingehend abgestimmt, dass die Kapazitäten dieser beiden Projekte in deren Meldungen Berücksichtigung finden. Gleichwohl wollen wir hiermit für die Szenarien-Rechnung unbedingt anregen, diese Projekte nachvollziehbar bzw. gesondert zu listen.

Bexbach/Quierschied: Ausspeiseleistung H2: 1.900 MWh/h (2030), H2-Menge: 1.900-3.800 GWh p.a. (bei 1.000-2.000 Vbh)
Weiher: Ausspeiseleistung: 1.200 MWh/h (2030) , H2-Menge: Ausspeisung 1.200-2.400 GWh p.a. (bei 1.000-2.000 Vbh)

700033

Email-Einwendung

Verfahren: szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktenzeichen: Szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktennummer: 700033

Eingangsdatum: 07.10.2024
Versandart: 1. Email
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:

Veröffentlichung:
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 3

Stellungnahme:

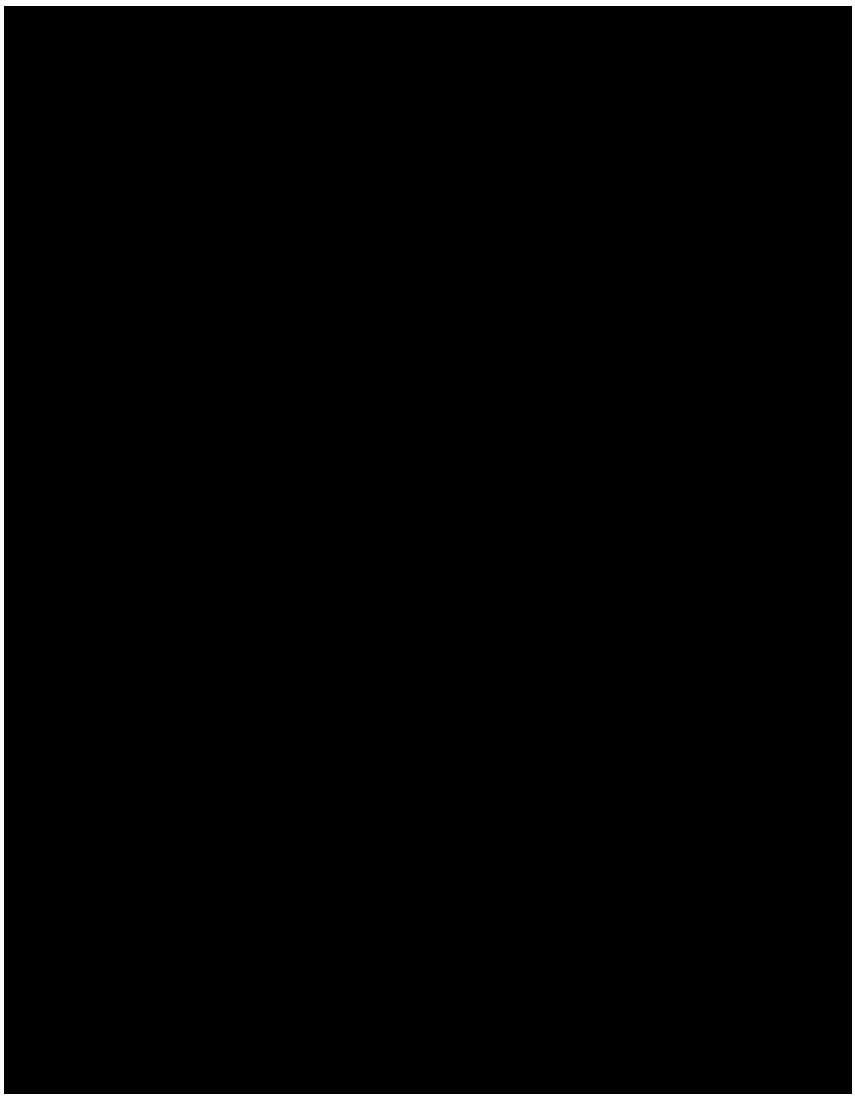
Sehr geehrte Damen und Herren,

[redacted]

Im Falle von Rückfragen stehe ich Ihnen gerne zur Verfügung.

[redacted]

[redacted]



[redacted]

_____

[redacted]

[redacted]

Sehr geehrte Damen und Herren,

vielen Dank für Ihre Nachricht. Ihre Stellungnahme wird im Rahmen der Konsultation zum Szenariorahmen Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 berücksichtigt. Von einer erneuten Einreichung über das Online-Formular oder auf dem Postweg bitten wir abzusehen.

Wir bedanken uns für Ihre Beteiligung und möchten an dieser Stelle erneut auf die beiden Informationsveranstaltungen am 13. und 16. September hinweisen (Anmeldung unter www.bundesnetzagentur.de/szenariorahmen<http://www.bundesnetzagentur.de/szenariorahmen>)<http://www.bundesnetzagentur.de/szenariorahmen<http://www.bundesnetzagentur.de/szenariorahmen>)>.

Mit freundlichen Grüßen
Ihre Bundesnetzagentur

[redacted]

[redacted]

Stellungnahme zum Szenariorahmen für Integrierten Netzentwicklungsplan 2025

Wir bedanken uns für die Gelegenheit zur Stellungnahme im Rahmen des Konsultationsverfahrens für den Szenariorahmen zum Integrierten Netzentwicklungsplan 2025, von der wir gerne Gebrauch machen.

Die Saarländische Wasserstoffagentur GmbH wurde im Mai 2023 gegründet und ist eine Initiative der Landesregierung des Saarlandes. Als hundertprozentige Landesgesellschaft ist sie zentraler Ansprechpartner für Wirtschaft und Politik sowie Bürgerinnen und Bürger zum Thema Wasserstoff-Technologien. Dazu wurde ein umfassendes Netzwerk, bestehend aus Vertreterinnen und Vertretern saarländischer Unternehmen, Verwaltungen, NGOs und Forschungseinrichtungen aufgebaut.

Die zukünftige Versorgung mit grünem Wasserstoff hat für das Saarland eine besondere Relevanz, da es durch den Kohleausstieg einen gravierenden Strukturwandel bewältigen muss. Basierend auf der Historie als Bergbauregion und Standort der Stahlindustrie, sowie der bis dato uneingeschränkten Verfügbarkeit von kostengünstiger Energie haben sich viele Folgeindustrien insbesondere in der Automobilbrache im Saarland angesiedelt. Diese Industriezweige können nur zukunfts- und wettbewerbsfähig sein, wenn ihnen nachhaltige Energien gleichermaßen zur Verfügung gestellt werden. Dazu bedarf es einer umfassenden Transformation. Da für viele dieser Industriezweige eine reine Elektrifizierung ihrer Prozesse aus technischer oder ökonomischer Sicht nicht umsetzbar ist, entwickelt sich insbesondere die Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff zu einem entscheidenden Standortfaktor für die Erhaltung lokaler Wertschöpfung und Arbeitsplätze.

Aus diesem Grund hat die saarländische Wasserstoffagentur gemeinsam mit der htwSaar – Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes von November 2023 bis März 2024 eine ausführliche Bedarfsabfrage bei den saarländischen Unternehmen durchgeführt und die Potenziale für das Saarland explizit herausgearbeitet. Diese Ergebnisse wurden auf dem ersten saarländischen Wasserstoffkongress am 28.05.2024 vorgestellt (siehe https://izes.eu/events/1-saarlaendischer-wasserstoffkongress-28-05-2024/).

[redacted]

H2saar
SAARLÄNDISCHE
WASSERSTOFFAGENTUR
GMBH

[redacted]

Der von Ihnen dargestellte Szenariorahmen zur Berechnung eines Verteilnetzes weist in Bezug auf Wasserstoff und Gas aus unserer Sicht folgende Missverständlichkeit auf:

In Tabelle 6: „Berücksichtigte neue Gaskraftwerke gemäß §§ 38/39 GasNZV zum Stichtag 01. Mai 2024“, S. 24ff werden die geplanten Gasbedarfe der Kraftwerksplanungen der Kraftwerke der STEAG/Iqony an den Kraftwerksstandorten Bexbach und Weiher/Quierschied im Saarland nicht berücksichtigt. Dies ist überraschend, da beide Kraftwerke im Szenariorahmen Strom als GuD-Kraftwerke (Zeilen 922 und 924) mit angenommenen Inbetriebnahmejahren 2027 und 2029 aufgenommen sind. Diese Kraftwerke sollen ab 2037 mit dem Energieträger Gas/Wasserstoff und ab 2045 ausschließlich mit Wasserstoff betrieben werden. Bislang ist eine direkte Anbindung an das Kernnetz durch die Fernnetzbetreiber nicht vorgesehen. Jedoch ist als Lösung eine Anbindung durch das Verteilnetz mit dem Netzbetreiber vor Ort in Planung. Die Ein-/ Ausspeiseleistungen in der Größenordnung von 1.200-2.000 MWh/h sind daher in der Planung zu berücksichtigen.

Nach Aussage des Betreibers der Kraftwerke STEAG/Iqony sind zudem Anschlüsse an das Erdgasnetz auch für H2-Ready-Kraftwerke bis auf weiteres aufgrund technischer Notwendigkeiten erforderlich, die im Szenariorahmen nicht vorgesehen sind.

Wir als Saarländische Wasserstoffagentur begrüßen es sehr, dass wir im Rahmen dieser Konsultation die Möglichkeit haben, uns beteiligen zu können. Wir würden uns darüber hinaus eine frühere Einbindung in diese planerischen Prozesse wünschen, weil wir damit unser Wissen in Bezug auf Notwendigkeiten der Wasserstoffinfrastruktur im Saarland, welche wir durch unsere umfassende Potenzialanalyse herausgearbeitet haben, früher einbringen könnten. Wäre dem so, könnten wir unserer Aufgabe, als zentraler Landesstakeholder die saarländische Wasserstoffwirtschaft zu vertreten, noch besser nachkommen und die Prozesse frühzeitig bereichern.

[redacted]

500004

Online-Einwendung

Verfahren: szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktenzeichen: Szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktennummer: 500004

Eingangsdatum: 16.09.2024
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:

Veröffentlichung: zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 0

Stellungnahme:

Die BAYERNOIL Raffineriegesellschaft mbH (BAYERNOIL) betreibt zwei Raffineriestandorte in Vohburg/Donau und Neustadt/Donau. Raffineriebetriebe als Vertreter der energieintensiven Industrie stehen im internationalen Wettbewerb und sind auf eine verlässliche und kostengünstige Energieversorgung angewiesen. BAYERNOIL hat im Zuge der WEB Abfrage zur Netzentwicklungsplanung Gas und H2 auch Meldungen zu Projekten Power to Gas Anlagen und zur Abnahme von H2 aus dem Kernnetz als auch zum zukünftigen Methanbedarf abgegeben. Ausreichend dimensionierte Netzanschlüsse und Zugang zu erneuerbaren Energieträgern sind ein elementarer Bestandteil des Transformationsprozesses.

Im Rahmen der Konsultation gibt BAYERNOIL folgende Stellungnahme ab.

Die zukünftigen Methanbedarfe beziehen sich nicht Erdgas sondern auf Syn-/Biomethan. Dieses erneuerbare Methan muss einer der importieren H2 Derivate sein und ist damit durchaus im Einklang mit allen klimapolitischen Energieszenarien.
Synmethan hat, wie alle H2 Derivate, im Vergleich zu H2 große Vorteile bezüglich Transport, Lagerung und bestehender Nutzung. Gegenüber Derivaten wie Ammoniak oder Methanol muss keine Weiterverabeitung wieder zu H2 oder zu höheren Kohlenwasserstoffen durchgeführt werden, da es für Methan bereits heute viele Anwendungen gibt. Dadurch ist der Gesamtwirkungsgrad der Methan Route vergleichbar mit anderen Derviaten und nutzt weistesgehend vorhandene Infrastruktur. Synmethan ist neben Syncrude das einzige Derivat, das bereits heute in nahezu unbegrenzter Menge über bestehende Pipelines und LNG Terminals importiert werden könnte. Nahezu alle Anwendungen, die bisher Erdgas verwenden, könnten damit klimaneutral weiterbetrieben werden.
Die Rückspeisung von Biomethan in die Gasnetze sowie eine H2 Erzeugung vor Ort kann für Biogasanlagen eine Option für den wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen sein. Großanlagen zur Rückspeisung ins Methannetz, auch als Importoption nach Deutschland, sind aus unserer Sicht eine sinnvolle ergänzende Versorgungsoption.
Die Nutzung zur H2 Herstellung sowohl vor Ort, als auch aus rückgespeistem Biomethan in vorhandenen Anlagen, muss regulatorisch der H2 Erzeugung über Elektrolyseure gleichgestellt werden. Dies betrifft sowohl die Anerkennung als biogener H2, als auch die Regulatorik bezüglich Mitverabeitung in bestehenden Raffinerien, allerdings ohne eine Dreifachanrechnung auf die THG Quoten. Dies gilt ebenso für die H2 Erzeugung aus importierem Synmethan.
Die Rolle des erneuerbaren Methans ist in den Modellierungsvarianten entsprechend abzubilden.

500013

Online-Einwendung

Verfahren: szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045

Aktenzeichen: Szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045

Aktennummer: 500013

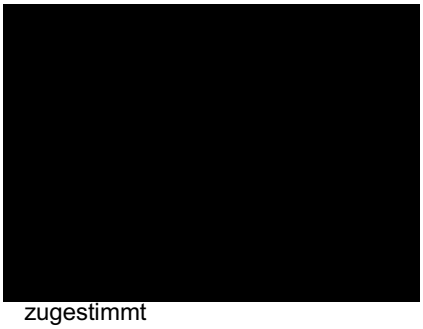
Eingangsdatum: 29.09.2024

Versandart: 10. Webformular

Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:



Veröffentlichung: zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 0

Stellungnahme: Wir haben uns die Unterlagen angesehen und stimmen dem Vorgehen in allen Fragen zum Szenariorahmenentwurf Gas und Wasserstoff zu. Aus unserer Sicht ist das exzellent ausgearbeitet, und wir haben keine Verbesserungsvorschläge. Vielen Dank und wir hoffen auf eine erfolgreiche Umsetzung!

500023

Online-Einwendung

Verfahren:	szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktenzeichen:	Szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktennummer:	500023
Eingangsdatum:	30.09.2024
Versandart:	10. Webformular
Klassifizierung:	

Absender

Organisation:	[redacted]
Anrede:	
Titel:	
Vorname:	
Nachname:	
Straße, Hausnummer / Postfach:	
PLZ, Ort:	
E-Mail:	
Telefon:	
Veröffentlichung:	zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:	

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 0

Stellungnahme:

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

VERBUND bedankt sich für die Möglichkeit, zum veröffentlichten Szenariorahmen Strom sowie Gas und Wasserstoff Stellung nehmen zu können.

VERBUND beschäftigt sich intensiv mit der Entwicklung von Projekten im Bereich grüner Wasserstoff. Ziel dieser Projekte ist es, Unternehmen im zentraleuropäischen Raum in einem zukünftig klimaneutralen Europa mit grünem Wasserstoff zu versorgen und so einen substanziellen Beitrag zur Erreichung der europäischen Klima- und Energieziele zu leisten. Die VERBUND-Wasserstoff-Aktivitäten verfolgen grundsätzlich zwei strategische Stoßrichtungen: Zum einen soll die Versorgung der zentraleuropäischen Industrie über lokale Elektrolyseprojekte aufgebaut werden, zum anderen - insbesondere aufgrund der Tatsache, dass die innereuropäisch erzeugbaren Mengen den hohen Industriebedarf nicht werden decken können - sollen auch diversifizierte Importrouten für den Import von grünem Wasserstoff aus Drittstaaten erschlossen werden.

VERBUND begrüßt das in der gemeinsamen Konsultation der Szenariorahmen Strom und Gas/Wasserstoff zum Ausdruck gebrachte Bewusstsein für die Wichtigkeit einer ganzheitlichen Netztransformation. In weiterer Folge sollten jedoch auch die getätigten Grundannahmen und die herangezogenen Referenzwerte in den beiden Szenariorahmen vereinheitlicht werden, um eine Vergleichbarkeit der verschiedenen Projektionen zu gewährleisten.

Die Wasserstoffbedarfe in den Szenarien scheinen zu niedrig angesetzt. Während im Szenario 1 ein Bedarf von 16 TWh, im Szenario 2 von 72 TWh und im Szenario 3 von 24 TWh für 2030 ausgewiesen wird (siehe Seite 73 ff. des Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff), kommt die Nationale Wasserstoffstrategie zu einem weitaus höheren Bedarf von 95 bis 130 TWh bis 2030. Auch die angenommenen Importanteile erscheinen zu niedrig. Die Szenarien 1 und 2 des Szenariorahmens für den

Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 gehen von Importanteilen zwischen 21 und 45 % für 2037 aus (siehe Tabelle 3 auf Seite 12), während die Nationale Wasserstoffstrategie von einem Importanteil von 50 bis 70 % schon im Jahr 2030 ausgeht. Im Szenario 3 wurden für 2037 gar keine Importbedarfe ausgewiesen. Die Importbedarfe im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom reflektieren dagegen die Annahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie. VERBUND geht davon aus, dass Importanteile von 70 % durchaus realistisch sein können (siehe auch Frage 19 des Begleitdokuments zur Konsultation). Zur Verringerung der einseitigen Abhängigkeit von einzelnen Ländern bzw. Weltregionen ist eine Diversifizierung der Importrouten und der gleichzeitige Ausbau der Infrastruktur essenziell.

Neben den Modellierungsvarianten der FNB für die Jahre 2030, 2037 und 2045 sollte analog auch auf Basis der vorliegenden Langfristprognosen der VNB und der Marktabfrage von Anfang 2024 eine Modellierung bereits für 2030 erstellt werden. Dies ist wichtig, um aufzuzeigen, welcher Zwischenstand für 2030 beim Aufbau des Kernnetzes zu erwarten ist und welche Änderungen sich ggf. zeitlich und inhaltlich durch den NEP 2025 ergeben. Grundsätzlich wären auch zusätzliche Erhebungen und Hochrechnungen für den Zeitraum zwischen 2030 und 2037 wünschenswert, um die Planbarkeit des Wasserstoffhochlaufes zu gewährleisten.

Auf Seite 83 des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff wurde angemerkt, dass die BMWK-Langfristszenarien keine wesentlichen Wasserstoffexporte enthalten. Aus Sicht von VERBUND sollten jedoch bereits in der Frühphase Wasserstoff-Transite in angrenzende Staaten mitbedacht werden. Die zusätzlichen Volumina an Wasserstoff, die sich aus dem Transit ergeben, schaffen nicht nur weitere Flexibilitäten, sondern können auch die nationale Versorgungssicherheit deutlich verbessern. Darüber hinaus würden solche Transite zusätzliche Einnahmequellen für Infrastrukturbetreiber darstellen. Vor allem der auf Seite 67 des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff erwähnte Grenzübergangspunkt Überackern mit einer Kapazität von 6,25 GW ist für VERBUND wichtig, da bei einer bidirektionalen Führung sowohl Wasserstoff über Deutschland nach Österreich transportiert, als auch Süddeutschland mit Wassersoff aus dem Osten und der MENA-Region versorgt werden kann.

VERBUND teilt die im Konsultationsdokument angeführte Problematik, dass die Methanbedarfsmeldungen mancher Marktteilnehmer potenziell konservativ angesetzt sind, was nicht nur der Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 entgegenstehen würde, sondern auch Auswirkungen auf die Effizienz der Netzplanung der Netzbetreiber nach sich zieht. Auch wenn in einer Umstellungs- bzw. Hochlaufphase eine Parallelität der Energieträger Methan und Wasserstoff über einen gewissen Zeitraum gegeben sein wird, ist aus Sicht von VERBUND zentral, dass durch möglichst klare und eindeutige politische und regulatorische Maßnahmen im Hinblick auf den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft die Unsicherheiten bei allen Akteuren - Erzeugern, Verbrauchern und Leitungsbetreibern - möglichst reduziert werden, was sich wiederum positiv auf die Effizienz des Infrastrukturhochlaufs auswirkt.

500024

Online-Einwendung

Verfahren:	szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktenzeichen:	Szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktennummer:	500024
Eingangsdatum:	30.09.2024
Versandart:	10. Webformular
Klassifizierung:	

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:

[redacted]

Veröffentlichung:	zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:	
Anhänge:	
Anzahl der Anhänge:	1
Stellungnahme:	Siehe Anlage.

German LNG Terminal

[redacted]

German LNG Terminal GmbH [redacted]

Bundesnetzagentur
Tulpenfeld 4
53105 Bonn
Deutschland

Hamburg, 30.09.2024

Stellungnahme im Rahmen der schriftlichen Konsultation seitens der Bundesnetzagentur zum Entwurf des Szenariorahmens Gas/Wasserstoff 2025 – 2037/2045

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir bedanken uns für die Gelegenheit, im Rahmen der schriftlichen Konsultation hinsichtlich des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff 2025 – 2037/2045 (Entwurf), Stellung zu nehmen.

Der erfolgte Ausstieg aus der Kernenergie sowie der Kohleausstieg, die ehrgeizigen Ausbauziele für erneuerbare Energien, die bevorstehende Transformation von einem Erdgasnetz hin zu einem Wasserstoffnetz und das Gewährleisten der Versorgungssicherheit stellen die Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff 2025 – 2037/2045 vor große Herausforderungen. Im Rahmen dieser Transformation des Energiesystems steht der Erhalt der Versorgungssicherheit an oberster Stelle. Aufgrund der veränderten geopolitischen- und energiepolitischen Lage, insbesondere durch den langfristigen Wegfall leitungsgebundener Erdgasimporte aus Russland, ist eine Diversifizierung von Bezugsquellen durch Schaffung neuer Gasimportstrukturen unverzichtbar, um den Erhalt der Versorgungssicherheit sicherzustellen. Der Wegfall der russischen Erdgaslieferungen muss in signifikantem Umfang durch LNG ersetzt werden, so dass LNG für einen erheblichen Zeitraum eine äußerst relevante Importquelle zur Gewährleistung einer verlässlichen und sicheren Energieversorgung in Deutschland sein wird. Daher ist es unabdingbar, dass alle landbasierten LNG-Anlagen in Deutschland zeitgleich und im erforderlichen Umfang in das Fernleitungsnetz einspeisen können.

Zudem ist es für einen effizienten Betrieb von landbasierten LNG-Terminals und zur Vermeidung unnötiger operativer Hindernisse von überragender Wichtigkeit, dass die landbasierten Terminals jederzeit mit der vollen dem LNG-Terminaldesign zugrundeliegenden Einspeisekapazität in das Fernleitungsnetz einspeisen können.

Diesen Umständen muss im Rahmen der Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff 2025 – 2037/2045 hinreichend Rechnung getragen werden. Das bedeutet, dass die von den LNG-Anlagenbetreibern geltend gemachten (Einspeise-) Kapazitätsbedarfe in vollem Umfang

[redacted]

German LNG Terminal

im Szenariorahmen berücksichtigt werden und als feste frei zuordenbare Kapazität (feste Frei Zuordenbare Kapazität – "**fFZK**") für das deutschlandweite Marktgebiet in die auf dem Szenariorahmen aufbauenden Modellierungen des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 – 2037/2045 ("**NEP**") Eingang finden müssen.

Für die landbasierten LNG-Terminals im Cluster Unterelbe (Brunsbüttel und Stade) wurde im Szenariorahmen Gas und Wasserstoff 2025 – 2037/2045 der von den LNG-Terminalbetreibern angemeldete Kapazitätsbedarf in voller Höhe von insgesamt 35,5 GWh/h (13,8 GW/h für den Standort Brunsbüttel und 21,7 GW/h für den Standort Stade) für die landseitige Einspeisung berücksichtigt.

Die vollständige Berücksichtigung der geltend gemachten Kapazitätsausbauansprüche für das Cluster Unterelbe im Szenariorahmen ist äußerst begrüßenswert und sachgerecht. Gleichwohl möchten wir nochmals mit Nachdruck hervorheben, dass es zwingend notwendig ist, dass die für das Cluster Unterelbe geltend gemachten Kapazitätsausbauansprüche auch im Rahmen der Modellierungen des NEP in voller Höhe als fFZK für das deutschlandweite Marktgebiet berücksichtigt werden. Die Schaffung der benötigten festen frei zuordenbaren LNG-Einspeisekapazitäten ist unabdingbar, um die Versorgungssicherheit in Deutschland und anderen europäischen Staaten zu gewährleisten.

Es sei zudem darauf hingewiesen, dass die vollumfängliche Berücksichtigung der (Einspeise-)Kapazitätsbedarfe im NEP als fFZK auch im Interesse der Ziele der deutschen Klima- und Energiepolitik, insbesondere im Interesse einer erfolgreichen Transformation von einem Erdgasnetz hin zu einem Wasserstoffnetz, ist. Die landbasierten LNG-Terminals können in Zukunft auf klimaneutrale Energieträger wie Wasserstoff oder Wasserstoffderivate umgerüstet werden. Das LNG-Terminal in Brunsbüttel wird bereits so geplant, dass eine entsprechende Umrüstung zu gegebener Zeit möglich sein wird. Der Transport energieäquivalenter Volumina von Wasserstoff oder Wasserstoffderivaten bringt einen erheblichen Mehrbedarf an Leitungskapazität mit sich. Die Schaffung der benötigten Einspeisekapazitäten ist somit auch deswegen vorteilhaft, um zukünftig einen weiteren wesentlichen Baustein der Versorgungsstrategie der Bundesregierung, die Transformation von einem Erdgasnetz hin zu einem Wasserstoffnetz im Sinne einer klimaneutralen Energieversorgung, gewährleisten zu können.

Wir weisen im Übrigen darauf hin, dass der Realisierungsfahrplan für die Kapazitätsanfrage nach § 39 GasNZV i.H.v. 3.125 GWh/h – anders als dargestellt – bereits abgeschlossen ist (siehe S. 34, Tabelle 8, Nr. 2, 3. Zeile).

Für etwaige Rückfragen stehen wir gerne zur Verfügung.

[redacted]

500025

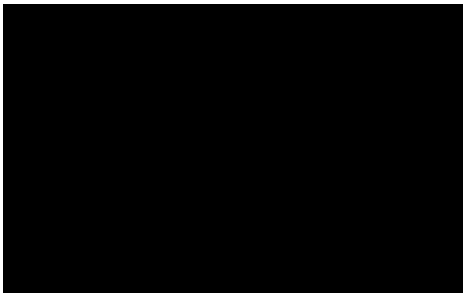
Online-Einwendung

Verfahren: szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktenzeichen: Szenariorahmen_Gas_H2_2037_2045
Aktennummer: 500025

Eingangsdatum: 30.09.2024
Versandart: 10. Webformular
Klassifizierung:

Absender

Organisation:
Anrede:
Titel:
Vorname:
Nachname:
Straße, Hausnummer / Postfach:
PLZ, Ort:
E-Mail:
Telefon:



Veröffentlichung: zugestimmt
Anonymisierung zum ÜNB:

Anhänge:

Anzahl der Anhänge: 0

Stellungnahme:

Sehr geehrte Damen und Herren,
im Rahmen der Konsultation zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 nehmen wir gerne im Folgenden Stellung.

Die HanseWerk AG - als Betreiber des Erdgasspeichers Kraak im westlichen Teil Mecklenburg-Vorpommerns - weist darauf hin, dass die Anbindung des Raumes Süd-/West-Mecklenburg an das Wasserstoff-Kernnetz im vorgesehen Szenariorahmen leider nicht adäquat bedacht wurde. Entsprechend unterstützen wir die Aussage der Staatssekretärin im Ministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Tourismus und Arbeit, Ines Jesse, welche im Namen der Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern mit Verweis auf das Wasserstoffkernnetz "gerade im Westen Mecklenburg-Vorpommerns [#8230;] einen weißen Fleck" moniert (energate-Interview vom 09.09.2024), der auch in Anlage 6 des am 22. Juli 2024 gemeinsam von den Fernleitungsnetzbetreibern eingereichten Antrages für das Wasserstoff-Kernnetz deutlich sichtbar ist. Während im ursprünglichen Entwurf noch eine Nord-Südverbindung von Rostock über Pritzwalk geplant war, findet diese im neuesten Entwurf ebenso wenig Berücksichtigung wie eine mögliche Ost-West-Trasse südlich vom Erdgasspeicher Kraak zum Anschluss an den Großraum Hamburg und an die Erzeuger-/Importkapazitäten für Wasserstoff im zentralen und östlichen Bereich Mecklenburg-Vorpommerns (siehe hierzu auch Abbildung 18 mit den Wasserstofferzeugerkapazitäten im Raum Mecklenburg-Vorpommern, S. 59).

Die Fokussierung auf lediglich wenige Nord-Südverbindungen im Antrag für das Wasserstoff-Kernnetz konterkariert das Ziel einer flexiblen Bereitstellung und Abnahme von erheblichen Wasserstoffmengen. Neben dem geplanten Anstieg der Flächenkulisse für Windflächen von 0,2 % (2021) auf 1 % (2030) in Mecklenburg-Vorpommern (vgl. Abschlussbericht Climate Change im Auftrag des Umweltbundesamtes; Kapitel 6) sind die Elektrolyseprojekte (u. a. von HH2E, PtX Development, Apex und Lhyfe) im Raum Lubmin darauf ausgelegt, die Region zu einem Wasserstoffzentrum Europas zu entwickeln. Gerade für diese Region ist daher ein Wasserstoffspeicher für eine gemittelte Annäherung von Herstellung bzw. Import und Verbrauch von Wasserstoff von hoher

Bedeutung.

Wie im Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 hervorgehoben wird, sind "Wasserstoff Speicher [sic!] [#8230;] nach der Einschätzung der Systementwicklungsstrategie auf der Basis der Analyse der Langfristszenarien eine entscheidende Infrastruktur im zukünftigen Energiesystem" (S. 83). Weder diese Erkenntnis noch die im Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 (S. 31) korrekterweise hervorgehobene Bedeutung von Wasserstoffspeichern für die Balance zwischen Wasserstofferzeugern und -verbrauchern fließen aus unserer Sicht ausreichend in die Planung der Leitungsverläufe im Raum Süd-/West-Mecklenburg mit ein.

Ein Wasserstoffspeicher wird seiner oben beschriebenen Kernfunktion nur gerecht, wenn er über eine entsprechende Transportanbindung verfügt. Entsprechend zieht ein Wasserstoffspeicher ohne Zugang zu Produzenten und Verbrauchern nur wenig Nutzen nach sich. Insofern ist es naheliegend, dass der umfangreiche Planungs- und Genehmigungsprozess eines Wasserstoffspeichers nur bei Aussicht auf entsprechende Transportanbindung erfolgen wird.

Der Erdgasspeicher Kraak ist über den Fernnetzbetreiber Ontras und die Verteilnetzbetreiber Schleswig-Holstein Netz und Hamburger Energienetze optimal in die Gasinfrastruktur von Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein/Hamburg integriert. Er erfüllt damit seine oben beschriebene Kernfunktion für eine sichere Erdgasversorgung. Gleiches würde für einen Wasserstoffspeicher in unmittelbarer Umgebung zum derzeitigen Erdgasspeicher gelten.

Im Entwurf des Szenariorahmens wird zurecht gefordert, dass "das Potenzial der geologischen Salzlagerstätten für die Regionalisierung der zusätzlichen Speicherkavernen herangezogen werden" soll (Entwurf Szenariorahmen Gas/Wasserstoff, S. 84). Das geologische Potenzial für die Errichtung eines Wasserstoffspeichers im Bereich des Erdgasspeichers Kraak ist hervorragend. Erste Machbarkeitsstudien gehen in mehreren Ausbaustufen von einer Arbeitsgaskapazität von bis zu 3 TWh aus, wobei sich Folgestudien in der Umsetzungsphase befinden. Theoretisch bietet der Kraaker Salzstock auch darüber hinaus Kapazitäten. Nicht zu vernachlässigen ist auch das Speicherpotenzial, über welches die HanseWerk AG mit der Bewilligung für den Bodenschatz "Formationen und Gesteine, die zur unterirdischen behälterlosen Speicherung geeignet sind" im Feld Werle - südöstlich von Kraak - verfügt. Ferner gewährleistet die HanseWerk AG mit seinem auf Untergrundspeicherung spezifizierten und qualifizierten Betriebspersonal eine große Expertise in Planung, Bau, Indienststellung und Betrieb eines zukünftigen Wasserstoffspeichers.

Nicht zuletzt mit Verweis auf die in allen Szenarios prognostizierte erhebliche Bedarfssteigerung an Wasserstoff-Speicherkapazität im Bundesgebiet von mindestens 72 TWh im Jahr 2045 (siehe Tabelle 3, S. 12), ist die HanseWerk AG der Einschätzung, dass man die Wasserstoffspeicherpotenziale in Süd-/West-Mecklenburg nicht unberücksichtigt lassen sollte und bittet darum, die Anbindung dieses Raumes an das Kernnetz zu forcieren.