

Berlin, 13. Juni 2023

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Stellungnahme

Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032

Konsultation der Bundesnetzagentur des von den Fernleitungsnetzbetreibern vorge- legten Entwurfs des NEP Gas 2022-2032 vom 31.03.2023

Version: 2.0

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 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 90 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	Vorbemerkung.....	3
2	Netzausbauvorschlag Grenzübergangspunkt Medelsheim/VIP France-Germany: Bau einer Deodorierungsanlage in Medelsheim (Seite 207)	3
3	Modellierung der Fernleitungsnetze	4
4	Klimaschutzkonzept.....	7
5	Zukünftige Modellierungsfragen	9
6	Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff.....	12

1 Vorbemerkung

Der BDEW nimmt im Folgenden Stellung zum Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas (NEP Gas) 2022-2032, nachdem er zum Konsultationsdokument des NEP Gas 2022-2032 vom 16. Dezember 2022 Stellung genommen hat. Das Konsultationsdokument des NEP Gas wurde anhand der eingereichten Stellungnahmen durch die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) überarbeitet und am 31. März 2023 an die BNetzA übermittelt.

In der vorliegenden Stellungnahme des BDEW zum Entwurf des NEP Gas 2022-2032 vom 31. März 2023 geht der BDEW insbesondere auf die Themen Modellierung der Fernleitungsnetze, Klimaschutzkonzepte und Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff ein.

Der BDEW nimmt in Anlehnung an den Fragenkatalog der Bundesnetzagentur (BNetzA) nachfolgend zu den genannten Kapiteln des NEP Gas 2022-2032 wie folgt Stellung:

2 Netzausbauvorschlag Grenzübergangspunkt Medelsheim/VIP France-Germany: Bau einer Deodorierungsanlage in Medelsheim (Seite 207)

Die FNB sehen im Netzausbauvorschlag des NEP Gas 2022-2032 die Errichtung einer Deodorierungsanlage am Standort Medelsheim vor, wenn zwei grundlegende Bedingungen erfüllt sind: Erstens wenn die Schwefelgrenzwerte der derzeit gültigen G260 dauerhaft für den Gastransport einschlägig bleiben ein dauerhafter Betrieb der Deodorierungsanlage technisch möglich ist, die Gasspezifikationen der europäischen Gasqualitätsnorm EN 16726 für das aus Frankreich zu übernehmende Gas eingehalten wird und zweitens, wenn in Frankreich eine entsprechende feste technische Ausspeisekapazität geschaffen und angeboten wird.

Ungeachtet der o. g. Bedingungen ist unbedingt zu vermeiden, dass Gas außerhalb der offiziellen DVGW-Spezifikationen (sog. „Off-Spec-Gas“) in das deutsche Versorgungssystem gelangt, da sonst eine Verwendung dieses Gases zu vertraglich bedingten, gravierenden Abwicklungsproblemen und daraus resultierenden, haftungsrechtlichen Konsequenzen führen würde. Das DVGW-Arbeitsblatt G260 erlaubt in Ausnahmefällen kurzzeitig 30 mg/m³ Gesamtschwefel, 16 mg/m³ Merkaptanschwefel und 10 mg/m³ Schwefel in H₂S und COS. Die europäische technische Norm erlaubt im Unterschied dazu auch dauerhaft einen Schwefelgehalt von bis zu 30 mg/m³ für Erdgas als Brennstoff.

Darüber hinaus weist der BDEW darauf hin, dass bei Überschreitung des Grenzwertes von 10 mg/m³ ein rechtliches Problem für den Betrieb von Erdgastankstellen entsteht, da diese nach 10. BImSchV verpflichtet sind, nur Erdgas an Fahrzeuge mit einem maximalen Schwefelgehalt von 10 mg/m³ Schwefel abzugeben. Der Ausspeisenetzbetreiber an Erdgastankstellen hat

jedoch in der Regel keine Möglichkeit, durch Anpassung seiner Netzfahrweise den Schwefelgehalt bis zum Netzanschlusspunkt zu reduzieren.

Eine Deodorierungsanlage sollte erst dann errichtet werden, wenn die im NEP Gas formulierten o.g. Bedingungen erfüllt sind.

Unabhängig davon kann die Importoption aus Frankreich über Medelsheim eine wichtige Möglichkeit darstellen, um die Versorgungssicherheit zu stärken und sollte weiterhin erhalten bleiben.

3 Modellierung der Fernleitungsnetze

(1) Eingangsgrößen der Modellierung

Die angesetzten Kapazitäten der Netznutzer sind eine wesentliche Eingangsgröße der Modellierung, weshalb eine bedarfsgerechte Darstellung der Kapazitäten für die Qualität der Modellierungsergebnisse entscheidend ist. Wie bewerten Sie die in der Modellierung angesetzten Kapazitäten der unterschiedlichen Netznutzer? Wurden Kapazitätsbedarfe ausreichend berücksichtigt?

Die FNB weisen darauf hin, dass sie in Abstimmung mit der BNetzA aus Zeitgründen in Bezug auf die Berücksichtigung des Bedarfs aus nachgelagerten Netzen einen neuen Ansatz gewählt haben, um das politisch geforderte und gesellschaftlich akzeptierte Ziel eines reduzierten Gasverbrauchs schnellstmöglich in die modifizierten NEP-Berechnungen der LNGplus-Varianten einbringen zu können.

Dieser Wechsel von der bewährten LFP auf einen pauschalen TOP-DOWN-Wert für die LNGplus-Modellierungsvarianten ist aus Sicht der übrigen Mitgliedsunternehmen nicht zielführend. Ein Vergleich der TOP-DOWN-Prognosen mit BOTTOM-UP-Prognosen für die vergangenen Jahre zeigt deutlich auf, dass die VNB ein besseres Verständnis für die realen Entwicklungen und Bedarfe in ihren Netzen haben.

Diese grundsätzliche Feststellung lässt sich auch auf die aktuellen Entwicklungen und den aktuellen NEP übertragen. Aus Sicht des BDEW (mit Ausnahme der FNB) wäre es zielführender gewesen, wenn die FNB ihre nachgelagerten VNB zu einer Aktualisierung ihrer LFP im Lichte der Auswirkungen durch den Ukrainekrieg aufgefordert hätten (vgl. auch Antwort zu 5.3).

Für zukünftige NEP-Prozesse sollte deshalb wieder auf die LFP zur Berücksichtigung des Bedarfs der nachgelagerten Netze zurückgegriffen werden.

(2) Gaskraftwerke

Die Geeignetheit der Zuordnungspunkte für feste dynamisch zuordenbare Kapazitäten ist in der Regel davon abhängig, dass sie Zugang zu einem liquiden Handelsmarkt und ausreichend Kapazitäten bieten. Ist die Zuordnung der neuen Gaskraftwerke zu den Speichern bzw. Grenzübergangspunkten für die Modellierung mit festen dynamisch zuordenbaren Kapazitäten für Sie nachvollziehbar? Wie schätzen Sie die Liquidität und die Kapazität der Zuordnungspunkte ein? Welche alternativen Zuordnungspunkte für einzelne Kraftwerke halten Sie ggf. für sinnvoll?

Vorab regen wir erneut an, dass alle stromseitig systemrelevanten Gaskraftwerke und deren heutige sowie zukünftigen gasförmigen Brennstoffe unabhängig von der Netzanschlussebene im NEP entsprechend aufgelistet werden, weil noch nicht geplante, aber in absehbarer Zeit bevorstehende Brennstoffwechsel in einen Zuwachs des Gas- oder Wasserstoffbedarfs resultieren dürften, der rechtzeitig in die Modellierung aufgenommen werden muss, um die Kapazitäten für einen zuverlässigen Kraftwerksbetrieb und damit eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten.

Hierbei muss ein besonderes Augenmerk auf Anlagen gelegt werden, für die nach § 39 GasNZV (Kapazitätsausbauanspruch für Betreiber von Gaskraftwerken sowie Speicher-, LNG- und Produktionsanlagen) oder gemäß § 16 Ziffer 5 KoV eine Anfrage vorliegt und die somit bei der Netzplanung auch kurzfristig berücksichtigt werden müssen. Dies gilt insbesondere, da die Bundesnetzagentur im Bericht zum Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität einen Ausbaubedarf von neuen erdgasbefeuerten Erzeugungskapazitäten in der Größenordnung von 17-21 GW bis 2031 beschreibt (Kapitel 1.3 Satz 3, Seite 12).

Der im Zuge dessen notwendige Ausbau bzw. Umstellung der Gasnetzinfrastruktur auf Wasserstoff benötigt für eine effiziente Umsetzung aufgrund der Kosten- sowie der planerischen und baulichen Zeitintensivität sowohl langfristige Planungssicherheit als auch Flexibilität hinsichtlich der vielfach noch ausstehenden Standortwahl und Transparenz. Hierzu zählen auch standortspezifische und divergierende Anforderungen der Gaskunden/Letzterverbraucher an die zur Verfügung gestellte Gaszusammensetzung (H₂-Beimischung). Der NEP, der als Transparenzplattform beispielsweise ein entscheidender Faktor für eine erfolgreiche Marktraumumstellung ist und bleiben wird, ist unseres Erachtens die richtige Plattform, um die nötige Transparenz auch bei den Brennstoffwechseln der systemrelevanten Kraftwerke zu erzeugen.

(3) LNG-Kapazitäten

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in den Varianten LNGplus B und LNGplus C drei Einspeisecluster gebildet, aus denen Erdgas in das deutsche Fernleitungsnetz eingespeist werden soll. Dabei sind die jeweiligen Einspeisekapazitäten unterschiedlich hoch ausgeprägt.

Sind die in den Modellierungsvarianten LNGplus B und C angesetzten LNG-Kapazitäten in den Clustern Wilhelmshaven, Unterelbe und Ostsee nachvollziehbar und sinnvoll gewählt?

Es ist grundsätzlich nachvollziehbar, dass eine „Clusterung“ vorgenommen wird, um die Auswirkungen mehrerer LNG-Importpunkte auf ein Netzgebiet zu bündeln. Die Sinnhaftigkeit kann jedoch nicht allein anhand der Importkapazitäten bewertet werden, denn die angestrebte Stärkung der Versorgungssicherheit kann nur erreicht werden, wenn das zusätzliche Gas neben bereits bestehenden Importrouten physikalisch bis zum Verbraucher transportiert werden kann. Dazu müssen nicht nur zusätzliche Importpunkte geschaffen, sondern auch die Transportkapazitäten im Gasnetz entsprechend ausgebaut werden, sodass ein Abtransport der zusätzlichen Gasmengen gewährleistet ist, ohne dass diese den deutschen Markt gegenseitig blockieren. Um eine sinnvoll angesetzte Wahl von LNG-Kapazitäten in den Clustern untersuchen zu können, müssen alle neu geschaffenen und bereits bestehenden Gasimportkapazitäten (innerhalb und außerhalb der Cluster) mit den entsprechenden Abnehmern (z.B. in Süddeutschland) gemeinsam betrachtet werden. Aus unserer Sicht ist es erforderlich, alle LNG-Anlagen mit ffZK zu modellieren, um den Kundenwunsch nach einem festen Zugang zum VHP und damit eine Preisabsicherung der ankommenden LNG-Lieferungen bzw. eine freie Lieferantenwahl zu ermöglichen.

(4) Modellierungsergebnisse

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen die LNGplus C Variante als ihre favorisierten Netzausbaumaßnahmen vor. Enthält diese Variante aus Ihrer Sicht alle nötigen Maßnahmen oder würden Sie eine andere Variante bevorzugen? Haben Sie Anmerkungen zu einzelnen Maßnahmen (bitte Angabe der Identifikationsnummer)?

Der BDEW schließt sich dem Vorschlag der FNB an, die Netzausbaumaßnahmen der Modellierungsvariante LNGplus C umzusetzen.

Der BDEW weist darauf hin, dass sich je nach tatsächlich umgesetzten LNG-Anlagen und deren vorgesehenen Einspeisekapazitäten der benötigte Netzausbaubedarf noch ändern kann.

Für zukünftige Modellierungsvarianten regen wir an, dass neben der Versorgungssicherheit auch auf die Bezahlbarkeit der Gasversorgung durch die Stärkung eines liquiden deutschen Gasmarktes, der sich aus unterschiedlichen Gasquellen speist, eingegangen wird. In einem kalten Winter ist es zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit wichtig, dass Marktteilnehmer eine Wahlmöglichkeit zwischen verschiedenen Grenzübergangspunkten, Gas speichern und deutschen LNG-Terminal haben.

Wie auch unter 3.1 beschrieben, wird allerdings die allen LNGplus-Varianten zugrundeliegende pauschale Kürzung der Langfristprognose der VNB vom BDEW (mit Ausnahme der FNB) nicht für zielführend erachtet.

4 Klimaschutzkonzept

(1) Industriebedarfe

Die Fernleitungsnetzbetreiber sprechen sich dagegen aus, Neubedarfe von Industriekunden zukünftig mit dynamisch zuordenbaren Kapazitäten zu modellieren, weil sie den Mehraufwand von Netzkunden für die duale Beschaffung für unververtretbar halten. Bei der Beurteilung der Zumutbarkeit des Mehraufwands muss jedoch auch berücksichtigt werden, dass im Hinblick auf die gesetzlich festgelegte Dekarbonisierung bis 2045 jeglicher Ausbaubedarf kritisch zu hinterfragen ist, da die neu zu errichtende Infrastruktur nur noch für einen begrenzten Zeitraum für Erdgas genutzt werden kann. Ist es vor diesem Hintergrund angemessen, von Industriekunden, die neuen Erdgasbedarf und damit gegebenenfalls -ausbau generieren, (ab einem gewissen Zeitpunkt? oder unmittelbar?) einen Mehraufwand aufgrund des Erfordernisses der dualen Beschaffung zu verlangen?

Bis 2045 wird im Rahmen der Dekarbonisierung auch die Erdgasinfrastruktur transformiert werden müssen. Investitionen in die Erdgasinfrastruktur erfolgen bedarfsorientiert und können insbesondere durch eine H₂-Umstellung der Industrie zur nachhaltigen Dekarbonisierung beitragen. Die Argumentation der auslaufenden Erdgasversorgung trägt damit nicht vollumfänglich, denn insbesondere bei Industriekunden ist davon auszugehen, dass eine Transformation hin zu erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen zu einem gewissen Teil erfolgt.

(2) Interne Bestellungen der Verteilnetzbetreiber

Im Klimaschutzkonzept wird vorgeschlagen, die in § 11 Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen (KOV) festgeschriebene Ewigkeitsgarantie abzuschaffen, um das Verfahren der internen Bestellungen im Sinne der Dekarbonisierung flexibler zu gestalten sowie die Umstellung auf Wasserstoff zu ermöglichen. Sollte dieser Vorschlag bei der nächsten KoV-Aktualisierung umgesetzt werden und wie könnte eine alternative Regelung aussehen, mit der die Versorgungssicherheit und die Dekarbonisierung in ein ausgewogenes Verhältnis zum notwendigen Netzausbau gebracht werden?

Das Verfahren der Internen Bestellung ist integraler Bestandteil der Zusammenarbeit der Netzbetreiber in der Kooperationsvereinbarung Gas und stellt die benötigten Kapazitäten zur dauerhaften Absicherung der Versorgung von Kunden in den nachgelagerten Netzen sicher. Eine Einschränkung dieser sogenannten Ewigkeitsgarantie der benötigten Kapazitäten darf nur im Einverständnis zwischen jeweils vor- und nachgelagertem Netzbetreiber und unter Berücksichtigung der regionalen Kundenentwicklung erfolgen, da die nachgelagerten Netzbetreiber sonst die Verantwortung für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Gasversorgung nach § 16a EnWG für Ihr Netz nicht gewährleisten können. In Absprache zwischen vor- und nachgelagertem Netzbetreiber sollte es möglich sein, einen beiderseitig antizipierten, perspektivischen Bedarfsrückgang so zu berücksichtigen, dass eine Umstellung der Gasinfrastruktur auf Wasserstoff nicht verhindert wird. Da die Netzbetreiberkooperation betroffen ist, sollte eine Weiterentwicklung der Systematik den Experten der BDEW/VKU/GEODE-Verhandlungsdelegation und nicht dem NEP Gas überlassen werden. Die Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen mit allen Betroffenen sollte im bewährten Kooperationsvereinbarungsprozess erfolgen.

(3) Verbrauchsreduktion & LNG Kapazitäten

In der Konsultation der Fernleitungsnetzbetreiber sind einige Hinweise auf weitere Studien zu höherer/geringerer Verbrauchsreduktion eingegangen, die den von den Fernleitungsnetzbetreibern gewählten Ansatz von 20 Prozent Mengenreduktion in Frage stellen. In Teilen wird auch die Höhe der in den LNGplus-Varianten angesetzten LNG-Kapazitäten kritisiert. Maßgeblich für die Modellierung im Netzentwicklungsplan ist die Betrachtung von Spitzenlastsituationen im Netz. Wo sehen Sie konkrete Stellschrauben, um das Ziel der Dekarbonisierung in der Netzentwicklungsplanung abzubilden und gleichzeitig die Versorgungssicherheit auch im Spitzenlastfall sicherzustellen?

Die Vielzahl der Studien mit unterschiedlichen Ergebnissen zeigen die heutigen Unsicherheiten und die besondere Bedeutung eines technologieoffenen Vorgehens bei der perspektivischen Entwicklung auf. Gemäß der Hauptaufgabe der Betreiber von Fernleitungsnetzen im NEP-Prozess müssen alle wirksamen Maßnahmen zur **bedarfsgerechten** Optimierung, Verstärkung und zum **bedarfsgerechten** Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im NEP enthalten sein (vgl. § 15a EnWG). Zwar sind dabei auch die gesetzlich festgelegten klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung zu berücksichtigen, doch sollten aktuell weder verordnungsseitig noch verbrauchsseitig eindeutige Entwicklungen (wie z.B. das Wechselverhalten der Verbraucher im Wärmemarkt) durch entsprechend unsichere Prämissen vorweggenommen werden, da sonst wesentliche, gesetzlich verankerte Netzbetreiberpflichten (insb. der Betrieb eines sicheren, zuverlässigen, leistungsfähigen und bedarfsorientiert aufgebauten

Energieversorgungsnetzes und der reibungslose, netzübergreifende Transport) mittel- bis langfristig nicht mehr erfüllt werden können. Eine pauschale bundesweite Reduzierung um 20 % oder mehr erscheint aus diesen Gründen ungeeignet, um die reale Entwicklung des Bedarfs zu prognostizieren.

5 Zukünftige Modellierungsfragen

(1) Modellierungsansätze

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen vor, einen zusätzlichen szenarienbasierten Ansatz (mit dem Zeitansatz t+15, bei t = Jahr) zu modellieren. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass diesem zukünftig eine große Bedeutung zukommen wird, da das gesetzliche Ziel der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 verfolgt werden muss. Wie kann eine enge Verzahnung mit konkreten Bedarfen sichergestellt werden? Wie kann der (rückläufige) Erdgasbedarf weiterhin Berücksichtigung finden? Ist die Modellierung mit unterschiedlichen Zeitansätzen (t+10 und t+15) für eine Verschneidung? des bedarfsorientierten Ansatzes mit dem szenariobasierten Ansatz geeignet?

Eine Angleichung des Planungshorizonts auf 15 Jahre, wie im NEP-Strom, scheint grundsätzlich sinnvoll. Es ist jedoch zu spezifizieren, wie aus den beiden Ansätzen (Modellierung t+10 und t+15, t = Jahr) der entsprechende FNB-Ausbauvorschlag erarbeitet werden soll. Für beide Ansätze muss zwingend gelten, dass die Modellierung so technologieoffen wie möglich zu gestalten ist, um nicht irreparable Schäden an der noch sicheren Energieversorgung durch zentralplanerische Prämissen (zum Beispiel eine Modellierung des Wärmemarktes ausschließlich durch Elektrifizierung) zu riskieren.

Während der Erdgasbedarf auf Bundesebene rückläufig sein kann, kann dies nicht 1:1 auf alle Regionen heruntergebrochen werden. Neue Gaskraftwerke sowie die Klimaneutralitätsanstrengungen in der Industrie werden zu regional unterschiedlichen Veränderungen der Bedarfe für elektrische und gasförmige Energie führen. Dabei sind auch die technischen Unterschiede zwischen den gasförmigen Energieträgern (wie z. B. die unterschiedliche Dichte) und deren Auswirkung auf die Infrastruktur zu berücksichtigen.

(2) Zeitansatz einer szenarienbasierten Modellierung

Wäre es sinnvoll, auch die szenarienbasierte Modellierung mit einem t+10 Zeitansatz zu berechnen, um eine engere Verzahnung der beiden Ansätze zu ermöglichen? Was spricht für

bzw. gegen eine szenarienbasierte Modellierung mit t+10? Was könnte die Folge sein, wenn die ermittelten Netzausbaumaßnahmen des szenarien- und bedarfsorientierten Ansatzes voneinander abweichen? Wie kann die Anpassung des Bedarfs an das dem szenarienbasierten Ansatz zugrundeliegende Ziel der Treibhausgasneutralität erreicht werden?

Vorweg muss festgehalten werden, dass gemäß § 15a EnWG immer die Bedarfe die zentrale Stellschraube für einen bedarfsgerechten Netzausbau sind (vgl. 3 (1)).

Wir interpretieren den Begriff „bedarfsoptionierter Ansatz“ so, dass damit die bisherige Praxis im NEP-Gas gemeint ist, wo nur der plausibilisierte Einzelbedarf (z.B. Anträge nach § 38, 39 Gas-NZV) der jeweiligen Netzkunden am Fernleitungsnetz Einzug in die Modellierung erhält. Das entspricht unseres Erachtens einem Minimalansatz, um dem Anspruch aus § 15a EnWG gerecht zu werden. Zusätzliche Einschränkungen über als „szenariobasiert“ betitelte Reduktionsvorgaben widersprechen sowohl diesem gesetzlichen Auftrag als auch dem in § 1 EnWG festgelegten Zwecks einer möglichst sicheren und verbraucherfreundlichen, leitungsgebundenen Energieversorgung.

Mit Blick auf 5 (1) ist eine Angleichung des Szenarien- und Modellierungshorizonts grundsätzlich begrüßenswert, jedoch dann auf t+15.

(3) Langfristprognosen der Verteilnetzbetreiber

Wie kann die Plausibilisierung der Langfristprognosen der Verteilnetzbetreiber optimiert werden? Sollten politische Zielvorgaben (z. B. die in der Diskussion stehende Vorgabe, neu eingebaute Heizungen ab 2024 mit mindestens 65 Prozent erneuerbarer Energien betreiben zu müssen) in den Langfristprognosen abgebildet werden?

Bereits heute bieten die Vorgaben der Kooperationsvereinbarung einen guten Rahmen um jedwede Entwicklung (von regionalen Besonderheiten bis zu globalpolitischen Auswirkungen) in der LFP zu berücksichtigen. Wie bei der internen Bestellung gilt auch bei der LFP die Verantwortung für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Gasversorgung im jeweiligen Netz und die gaswirtschaftliche Sorgfaltspflicht als Leitprinzip. Wie bereits unter 3.1 ausgeführt, hat sich diese Verfahrensweise in der Kooperation zwischen den Netzbetreibern bewährt. Eine Plausibilisierung durch den jeweils vorgelagerten Netzbetreiber ist dabei ebenso wesentlicher Bestandteil des Prozesses, wie die Berücksichtigung bedarfsseitiger Entwicklungen (§ 16 Ziff. 2 und 3 KoV). In Anbetracht der besonderen Transformationsherausforderungen und des Ukrainekriegs haben die drei Verbände der Kooperationsvereinbarung BDEW, VKU und GEODE die nachgelagerten Netzbetreiber zusätzlich darauf hingewiesen, dass zur Plausibilisierung insbesondere auch

die Berücksichtigung von dauerhaftem Brennstoffwechsel bei Kunden (insb. bei Kraftwerken), von Entwicklungen durch Elektrifizierung (z.B. Wechsel von Wärmeerzeugungsanlagen auf alternative Energieträger wie Wärmepumpen), von Entwicklungen im Hinblick auf Nah- und Fernwärmenetze sowie von steigender Energieeffizienz durch Energieeinsparung, Dämmung bzw. Sanierung zu zählen ist ([Microsoft Word - 20230426 Verbändeanschreiben zur IB der NB akt.docx \(bdew.de\)](#)). Des Weiteren sind die Angaben der LFP nunmehr auch in SLP und RLM aufzuteilen, was der Einschätzung der Plausibilität durch die vorgelagerten Netzbetreiber zuträglich sein dürfte. Wie bereits unter 4.2 beschrieben, beschäftigt sich die für die Kooperationsvereinbarung zuständige BDEW/VKU/GEODE-Verhandlungsdelegation zudem aktuell mit der Untersuchung einer potenziellen Weiterentwicklung der Systematik. Neben den kooperierenden Netzbetreibern und der BNetzA sind auch alle relevanten Wertschöpfungsstufen und Netznutzerverbände in diesen bewährten Prozess eingebunden.

(4) Kapazitätserhöhende Maßnahmen

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben davon abgesehen, die von der Bundesnetzagentur geforderte Modellierung einer zusätzlichen Variante mit marktbasierter Instrumenten durchzuführen und als Begründung auf aktuell fehlende historische Daten, die fehlende Liquidität und schwer abschätzbare politische Entscheidungen verwiesen. Wird eine Nachholung der Modellierung des Einsatzes kapazitätserhöhender Maßnahmen (bspw. marktbasierter Instrumente) als Alternative zum Netzausbau als sinnvoll erachtet, auch wenn damit Verzögerungen im laufenden NEP-Prozess verbunden sind?

Gerne hätten wir eine Modellierung von kapazitätserhöhenden Maßnahmen gesehen, dies jedoch jetzt nachzuholen, würde die Finalisierung des NEP Gas 2022-2032 weiter verlängern, somit den erforderlichen Netzausbau verzögern (Gefährdung des Umstellungsprozesses von L- auf H-Gas) und sämtliche Folgeprozesse wie die Erstellung des NEP Gas 2024-2034 massiv beeinträchtigen und sollte daher im nächsten NEP nachgeholt werden.

Wird eine mögliche Modellierung des Einsatzes kapazitätserhöhender Maßnahmen (bspw. marktbasierter Instrumente) als Alternative zum Netzausbau, auch um über einen längeren Zeitraum Kapazitäten zur Verfügung zu stellen, im nächsten NEP-Zyklus als sinnvoll erachtet oder erledigt sich dieses Thema, weil kapazitätserhöhende Maßnahmen für die Gasnetze langfristig nicht mehr zu erwarten sind?

Vgl. Ausführungen zum Punkt 3 (3) weiter oben.

Nach Auffassung des BDEW ist es erforderlich, alle LNG-Anlagen mit ffZK zu modellieren, um den Kundenwunsch nach einem festen Zugang zum VHP und damit eine Preisabsicherung der ankommenden LNG-Lieferungen bzw. eine freie Lieferantenwahl zu ermöglichen. In diesem Kontext sollten aus Sicht des BDEW (mit Ausnahme der FNB) auch Industriekunden, Gasspeicher und Gaskraftwerke über ffZK modelliert werden. Um den Netzausbau effizient zu gestalten, sollten MBI-Instrumente angewendet werden.

6 Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff

(1) Zukünftige Nutzung des Gasnetzes

Wie schätzen Sie vor dem Hintergrund, dass mit Beginn der 2030er Jahre von einem starken Rückgang der Erdgasnutzung ausgegangen wird und bis spätestens 2045 der Ausstieg aus der Nutzung von fossilem Erdgas abgeschlossen sein soll, die zukünftige Nutzung von Erdgas ein? Teilen Sie die Ansicht, dass ein Großteil des Erdgasnetzes zukünftig für Wasserstoff oder andere grüne Gase genutzt werden kann und sollte?

Mit der Änderung des Klimaschutzgesetzes hat die Bundesregierung die Klimaschutzvorgaben verschärft und das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 verankert. Bereits bis 2030 sollen die Emissionen um 65 Prozent gegenüber 1990 sinken. Vor diesem Hintergrund wird der Verbrauch von Erdgas in den kommenden Jahren sukzessive zurückgehen – einerseits aufgrund der grundsätzlichen Verringerung des Gasverbrauchs, andererseits durch die vermehrte Nutzung von Wasserstoff und anderer grüner Gase. Die Umstellung von fossilem Erdgas auf Wasserstoff ist zur langfristigen Versorgungssicherheit zwingend geboten. Der NEP Gas sollte daher insbesondere auch einen klaren Pfad zur Umstellung des derzeitigen Gasnetzes auf Wasserstoff skizzieren.

Der Gesetzgeber hat im Rahmen der Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben insb. Ergänzungen von Regelungen für ein Wasserstoffkernnetz in EnWG vorgesehen. Mit dem am 24.05.2023 gefassten Kabinettsbeschluss zur Novelle des EnWG soll ein zügiger Hochlauf des Wasserstoffmarktes erreicht und so die Dekarbonisierung vor allem von Wirtschaftsbereichen mit enormen Treibhausgasemissionen vorangetrieben werden.

Im Rahmen der Planung des Wasserstoffkernnetzes soll insbesondere auch die Umstellung bestehender Erdgasleitungen berücksichtigt werden. Der Gesetzentwurf sieht ausdrücklich vor, dass bestehende Leitungen aus dem Erdgasnetz herausgelöst werden können, sofern sichergestellt ist, dass das verbleibende Netz die zum Umstellungszeitpunkt noch verbliebenen

Erdgasbedarfe erfüllen kann. Mit dieser Regelung wird unterstrichen, dass der Erdgasbedarf künftig zurückgehen soll und ein wesentlicher Teil der Leitungen für den Transport von Wasserstoff und anderer grüner Gase zur Verfügung stehen kann.

Die Regelungen zum Wasserstoffkernnetz stellen einen wesentlichen ersten Schritt für den Aufbau eines deutschen und künftig europäischen Wasserstoffmarktes dar. Für einen schnellen und kosteneffizienten Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur ist die größtmögliche Nutzung heutiger Erdgasleitungen die volkswirtschaftlich sinnvollste Lösung.

Erwartbar ist eine signifikante Nachfrage nach Gasen, die sich in der Industrie und im Energiesektor im zwei bis dreistelligen TWh-Bereich pro Jahr bewegt inklusive nennenswerter Mengen für die Beheizung von Gebäuden. Eine umfassende Analyse aller künftigen Bedarfe und eine Entscheidung über die weitere Nutzung der bestehenden Gasnetze sollte jeweils im Rahmen einer kommunalen Wärmeplanung oder ähnlicher Prozesse erfolgen, nicht zuletzt auch um Gebiete zu identifizieren, in denen eine Versorgung mit Biogas oder Wasserstoff auch langfristig erforderlich ist. Mit dem fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien wird auch die Anzahl der dezentralen Erzeuger von Biogas und Wasserstoff zunehmen, was ebenfalls eine Erweiterung der Netze erforderlich machen kann. Insofern können die Verteilnetze zu einer intelligenten Verknüpfung mit dem Stromsystem beitragen, indem sie Produzenten und Konsumenten miteinander verbinden. Zudem bieten sie die Möglichkeit, große Energiemengen zu industriellen Endkunden und Energieversorgern zu transportieren, als auch die Versorgung von produzierendem Gewerbe und Gebäudebeheizung sicherzustellen.¹

Mit Blick auf 4 (1) ist zusätzlich festzuhalten, dass die Gasverteilernetze grundsätzlich wasserstofftauglich sind.² Im Rahmen des Gasnetzgebietstransformationsplans haben die Analysen

¹ <https://www.bdew.de/energie/transformationpfad-gas/>

² [DVGW-Studie belegt: Deutschlands Gasleitungen sind bereit für Wasserstoff](#)

der Rohrnetzmaterialien ergeben, dass die Rohrleitungen bereits heute zu 95,9 Prozent aus den H₂-tauglichen Materialien Stahl und Kunststoff bestehen.³

(2) Ermittlung von Gasversorgungsleitungen für die perspektivische Nutzung von Wasserstoff

Gemäß § 113b Satz 1 EnWG können die Fernleitungsnetzbetreiber Gasversorgungsleitungen kenntlich machen, die perspektivisch auf eine Wasserstoffnutzung umgestellt werden können, sofern dargelegt wird, dass das verbleibende Fernleitungsnetz die dem Szenariorahmen zugrunde gelegten Kapazitätsbedarfe erfüllen kann. Hierfür kann der Netzentwicklungsplan geringfügige Ausbaumaßnahmen des Erdgasnetzes ausweisen, vgl. § 113b Satz 2 EnWG. Im Entwurf zum Netzentwicklungsplan 2022-2032 haben die Fernleitungsnetzbetreiber Leitungen für eine mögliche Umstellung identifiziert. Sind Vorgehensweise und Ergebnisse dieser Prüfung für Sie plausibel und nachvollziehbar?

Dritte haben weder für das Netz eines einzelnen FNB noch für das bundesweite FNB-Netz die relevanten Informationen, um die Vorgehensweise und Ergebnisse zu prüfen. Diese Aufgabe ist von der Bundesnetzagentur zu übernehmen und entsprechend zu bescheiden.

Es ist zu erklären, was geringfügige Ausbaumaßnahmen gemäß § 113b Satz 2 EnWG sein sollen.

³ [Der Gasnetzgebietstransformationsplan - Ergebnisbericht 2022](#)

Ansprechpartnerin:

Ingride Kouengoué

Geschäftsbereich Energienetze, Regulierung
und Mobilität

Telefon: 030300199-1116

Ingride.kouengoue@bdew.de