



**Az. 4.13.01/002#6\_2**

**Entscheidung**

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032  
gemäß § 15a Abs. 1 S. 7 EnWG

gegenüber der

1. bayernets GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Poccistraße 7, 80336 München

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 1) -

2. Ferngas Netzgesellschaft mbH,

Reichswaldstraß 52, 90571 Schwaig

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 2) -

3. Fluxys TENP GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Elisabethstrasse 5, 40217 Düsseldorf

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 3) -

4. Fluxys Deutschland GmbH, vertreten die Geschäftsführung,

Elisabethstrasse 5, 40217 Düsseldorf

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 4) -

5. GASCADE Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Kölnische Straße 108-112, 34119 Kassel

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 5) -

6. Gastransport Nord GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Cloppenburger Straße 363, 26133 Oldenburg

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 6) -

7. Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Pelikanplatz 5, 30177 Hannover

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 7) -

8. GRTgaz Deutschland GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Zimmerstraße 56, 10117 Berlin

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 8) -

9. Lubmin-Brandov Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Ruhrallee 80, 45136 Essen

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 9) -

10. NEL Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Kölnische Straße 108-112, 34119 Kassel

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 10) -

11. Nowega GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Anton-Bruchhausen-Straße 4, 48147 Münster

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 11) -

12. ONTRAS Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Maximilianallee 4, 04129 Leipzig

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 12) -

13. OPAL Gastransport GmbH & Co. KG, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Emmerichstraße 11, 34119 Kassel

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 13) -

14. Open Grid Europe GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Kallenbergstraße 5, 45141 Essen

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 14) -

15. terranets bw GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 15) -

16. Thyssengas GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Emil-Moog-Platz 13, 44137 Dortmund

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 16) -

– im Folgenden: die Fernleitungsnetzbetreiber –

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Klaus Müller,

am 11. November 2022

die am 20. Januar 2022 erlassene Bestätigung des von den Fernleitungsnetzbetreibern am 16. August 2021 vorgelegten Szenariorahmens, soweit sie den Szenariorahmen ohne die folgenden Änderungen bestätigt, aufgehoben und wie folgt ergänzend beschieden:

I.

1. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, neben den bereits mit der Bestätigung vom 20. Januar 2022 aufgegebenen Modellierungsvarianten drei weitere Modellierungsvarianten mit den folgenden Vorgaben zu berechnen (LNGplus-Varianten):

Grundlage für die drei LNGplus-Varianten bilden die Eingangsparameter der Basisvariante des bestätigten Szenariorahmens Gas 2022-2032, allerdings mit den folgenden Anpassungen:

(1) Zu betrachten ist das Modellierungsjahr 2032, wobei für die aus dieser Variante ermittelten Netzausbaumaßnahmen die schnellstmöglichen Inbetriebnahmedaten anzugeben sind, auch wenn diese schon vor 2032 liegen sollten.

(2) Eine Einspeisung von russischen Gasmengen ist nicht anzunehmen. Dies betrifft sowohl die für die Versorgung von Deutschland als auch die für Transite aus Russland vorgesehenen Kapazitäten. Eine ausreichende Versorgung der Nachbarländer mit Transportkapazitäten, insbesondere in Richtung Südosteuropa, ist zu gewährleisten. Zum Ausgleich der russischen Gasmengen sind zusätzlich mögliche Einspeisekapazitäten aus deutschen LNG-Anlagen sowie an westeuropäischen Grenzübergangspunkten anzunehmen.

(3) Auf der Verbrauchsseite ist bei den Ausspeiseleistungen der Verteilnetzbetreiber und Industriekunden für das Jahr 2032 ein Leistungsrückgang von 9,4 Prozent gegenüber dem Jahr 2021 anzusetzen. Bei Neubau- und Bestandskraftwerken sind keine Anpassungen gegenüber der Basisvariante vorzunehmen.

Zusätzlich ist eine weitere Verbrauchsreduktion durch eine Substitution von Methan durch Wasserstoff bei den im Rahmen der „Wasserstoffabfrage für Erzeugung und Bedarf“ eingegangenen, erdgasreduzierenden Projekten, für die ein entsprechendes *Memorandum of Understanding* abgeschlossen wurde, anzunehmen. Insoweit sind die projektspezifischen Substitutionspotenziale am jeweiligen Netzkopplungspunkt leistungsreduzierend anzusetzen.

(4) Die resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind so darzustellen, dass sie den einzelnen LNG-Anlagen und Grenzübergangspunkten zugeordnet werden können. Außerdem sind die notwendigen Ausbaumaßnahmen für die Anbindung der LNG-Anlagen an das FNB Netz informatorisch aufzuführen.

(5) Im Einzelnen sind die folgenden drei Varianten zu berechnen:

a) „LNGplus-Variante A“

Im Rahmen der Berechnungen in Variante A sind alle Anfragen hinsichtlich Kapazitätsreservierungen bzw. Kapazitätsausbauansprüche für LNG-Anlagen nach §§ 38, 39 GasNZV zu berücksichtigen, die bis zum 30. September 2022 bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorlagen. Die Berücksichtigung muss auch erfolgen, wenn die in den Anfragen enthaltenen Einspeisekapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit gar nicht in vollem Umfang erforderlich sein sollten.

b) „LNGplus-Variante B“

Im Rahmen der Variante B sind bedarfsgerechte Einspeisekapazitäten aus deutschen LNG-Anlagen sowie westeuropäischen Grenzübergangspunkten zu ermitteln und in der Modellierung anzusetzen, die für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich sind. Hinsichtlich der Standorte und Kapazitäten der deutschen LNG-Anlagen sowie der Grenzübergangskapazitäten soll die aus Netzsicht effizienteste Lösung gewählt werden. Als effizient ist eine Lösung anzusehen, die einen möglichst geringen Netzausbau bei gleichzeitig schnellstmöglicher Realisierung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen ergibt. Vorrangig sind Einspeisekapazitäten deutscher LNG-Anlagen zu berücksichtigen. Die darüber hinaus erforderlichen Kapazitäten sollen bei westeuropäischen Grenzübergangspunkten angesetzt werden.

c) „LNGplus-Variante C“

Im Rahmen der Variante C sind bedarfsgerechte Einspeisekapazitäten aus deutschen LNG-Anlagen sowie westeuropäischen Grenzübergangspunkten zu ermitteln und in der Modellierung anzusetzen, die für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich sind. Hinsichtlich der Auswahl der Standorte und Kapazitäten der deutschen LNG-Anlagen sowie der Grenzübergangskapazitäten soll die aus Netzsicht effizienteste Lösung gewählt werden. Als effizient ist eine Lösung anzusehen, die einen möglichst geringen Netzausbau bei gleichzeitig schnellstmöglicher Realisierung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen ergibt. Vorrangig sind Einspeisekapazitäten westeuropäischer Grenzübergangspunkte zu berücksichtigen. Die darüber hinaus erforderlichen Kapazitäten sollen bei deutschen LNG-Anlagen angesetzt werden.

2. Auf Basis einer der LNGplus-Varianten ist zu ermitteln, welche Erdgasleitungen aus dem Erdgasnetz herausgenommen und für das im Zwischenbericht vom 6. Juli 2022 veröffentlichte Wasserstoffnetz sowie für eine ad-hoc Prüfung im Sinne des § 28p EnWG genutzt werden können.

3. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, eine H-Gas Mengenbilanz für jede LNGplus-Variante durchzuführen. Bei der Mengenbilanz soll die Betrachtung der deutschlandweiten Bilanz unter Berücksichtigung der potentiellen LNG-Anlagen und deren erforderliche Auslastung im Vordergrund stehen.

Im Übrigen bleibt die Bestätigung des Szenariorahmens vom 20. Januar 2022 unberührt.

## II.

Die Entscheidung über die Gebühren bleibt einem gesonderten Bescheid vorbehalten.

## A. Gründe

Auf Grundlage des § 49 Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG) widerruft die Bundesnetzagentur die Bestätigung des Szenariorahmens vom 20. Januar 2022 teilweise und trifft zugleich nach § 15a Absatz 1 Satz 7 i.V.m. § 15a Absatz 1 Satz 4 und Satz 6 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) eine teilweise neue Entscheidung über den am 16. August 2021 von den Fernleitungsnetzbetreibern eingereichten Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032. Die Teilneubescheidung richtet sich in ihrem Umfang nach den Tenorziffern 1 bis 3.

Mit der Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 vom 20. Januar 2022 hat die Bundesnetzagentur den von den Fernleitungsnetzbetreibern am 16. August 2021 vorgelegten Szenariorahmen mit Änderungen bestätigt. Zum Inhalt der Bestätigung wird auf den Bescheid vom 20. Januar 2022 verwiesen.

Die Bekanntgabe der Entscheidung per E-Mail an die Fernleitungsnetzbetreiber sowie eine Veröffentlichung des Beschlusses zusammen mit einer Pressemitteilung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur erfolgten am Tag der Entscheidung. Die förmliche Zustellung an die Fernleitungsnetzbetreiber schloss sich unmittelbar an.

Der Angriffskrieg auf die Ukraine am 24. Februar 2022 hat die gaswirtschaftlichen Rahmenbedingungen jedoch so grundlegend verändert, dass die im Januar bestätigten Annahmen keine realistische Prognosegrundlage mehr darstellen. Die geopolitischen Entwicklungen haben erhebliche Auswirkungen sowohl auf die Angebots- als auch auf die Absatzseite von Erdgas und damit zwangsläufig auf die Netzplanung.

Um diese Entwicklungen und deren Auswirkungen auf den erforderlichen Netzausbau zeitnah in einem ersten Schritt möglichst gut abzubilden, hatte die Bundesnetzagentur kurzfristig die Modellierung von drei weiteren LNG-Versorgungssicherheitsvarianten, die den teilweisen Ersatz russischer Erdgasmengen zum Gegenstand hatten, mit den Fernleitungsnetzbetreibern abgestimmt. Die Ergebnisse dieser Modellierung haben die Fernleitungsnetzbetreiber mit ihrem Zwischenbericht<sup>1</sup> zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 vom 6. Juli 2022 veröffentlicht.

Es zeichnete sich aber ab, dass russische Erdgasmengen vollständig ausbleiben könnten. Dieses Szenario ist auch eingetreten und erforderte eine noch weitergehende Modellierung.

---

<sup>1</sup> [https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/07/2022\\_07\\_06\\_NEP-Gas-2022-2032-Zwischenstand.pdf](https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/07/2022_07_06_NEP-Gas-2022-2032-Zwischenstand.pdf)

Um den Infrastrukturausbau zum vollständigen Ersatz russischer Importe im Sinne der Versorgungssicherheit möglichst schnell voranzutreiben, haben die Bundesnetzagentur und die Fernleitungsnetzbetreiber entschieden, den aktuellen Szenariorahmen nachträglich um drei neue Modellierungsvarianten LNGplus zu ergänzen, um eine stärkere Diversifizierung der Gasquellen insbesondere durch LNG (*liquefied natural gas*; Flüssigerdgas) und zusätzliche Einspeisungen an westlichen Grenzübergangspunkten sowie eine Anpassung der Bedarfsprognosen (Verbrauchsreduktion) noch im aktuellen Netzentwicklungsplanverfahren berücksichtigen zu können.

Mit Schreiben vom 22. September 2022 hat die Bundesnetzagentur den Fernleitungsnetzbetreibern die Gelegenheit gegeben, bis zum 24. Oktober 2022 zum Tenor der geplanten Entscheidung über den Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2022 – 2032 Stellung zu nehmen.

Im Zuge dessen haben die Fernleitungsnetzbetreiber vom 26. September bis zum 16. Oktober 2022 eine Konsultation des ergänzten Szenariorahmens mit der Öffentlichkeit durchgeführt. Innerhalb der Frist sind 21 Stellungnahmen bei den Fernleitungsnetzbetreibern eingegangen.

Mit Schreiben vom 21. Oktober 2022 haben die Fernleitungsnetzbetreiber wiederum fristgemäß eine gemeinsame Stellungnahme im Rahmen der Tenoranhörung an die Bundesnetzagentur übermittelt. Diese setzt sich zusammen aus einer Auswertung der Stellungnahmen zum ergänzten Szenariorahmen und einer aktualisierten Beschreibung der drei Modellierungsvarianten nach Konsultationsende.

Mit Blick auf die Annahmen bei der Gasbedarfsentwicklung und die diesbezüglichen Stellungnahmen führen die Fernleitungsnetzbetreiber aus, dass vor dem Hintergrund des Ukraine-Krieges und dem damit verbundenen Handlungsdruck schnelle Prozesslösungen für die Modellierungen gefunden werden mussten. Daher sei eine entsprechende Differenzierung beim Verbrauchsrückgang und eine Berücksichtigung von lokalen und regionalen Spezifika nicht möglich gewesen, zumal aufgrund der zugrundeliegenden Dynamik nur schwer Zukunfts- bzw. Auswirkungsprognosen getroffen werden können.

Hinsichtlich der Leistungsbereitstellung aus Speichern erläutern die Fernleitungsnetzbetreiber ihren Ansatz, bei ihren Planungen in Bezug auf die H-Gas-Speicher in der Spitzenlastsituation einen durchschnittlichen Füllstand von 35% zu unterstellen. Eine Anpassung zum Stichtag 1. Februar auf die bei einem Füllstand von 40%



verfügbare Ausspeicherleistung lehnen die Fernleitungsnetzbetreiber ab, da es auch nach dem 1. Februar zu einem Spitzenlastfall kommen könne und die Füllstandsvorgaben des § 35g EnWG zum 1. April 2025 außer Kraft träten.

In mehreren Stellungnahmen, die den Fernleitungsnetzbetreibern zugegangen sind, wird außerdem die Wichtigkeit der Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten von Deutschland und damit die Versorgungssicherheit der Nachbarländer betont. Aufgrund der geänderten Lastflüsse im Gasnetz wird gefordert, die Kapazitäten entsprechend auszubauen und die Nachbarländer bei der Dimensionierung der LNG-Anlagen und der diesbezüglichen Infrastrukturplanung zu berücksichtigen. Diese Einschätzungen teilen die Fernleitungsnetzbetreiber und werden dies, insbesondere unter Berücksichtigung der bereits vorhandenen Infrastruktur, entsprechend in der Modellierung einbeziehen.

Bei den Modellierungsvarianten wird von den Marktteilnehmern vor dem Hintergrund der Klimaschutzziele zum Teil der Ausbau der LNG-Kapazitäten kritisch gesehen. Außerdem wird mangelnde Transparenz bei den Angaben zu den Clusterbetrachtungen angemerkt. Die Fernleitungsnetzbetreiber verweisen hier zum einen auf die kurzfristige Sicherstellung der Versorgungssicherheit, zum anderen darauf, dass mit den drei Modellierungsvarianten auch unterschiedliche Ausbaustufen der LNG-Kapazität dargestellt werden und am Ende ein Abwägungsprozess erforderlich ist.

Auf den Themenbereich Wasserstoff und weitere Aspekte der Netzentwicklungsplanung für Methan, die nicht Gegenstand der Konsultation der Öffentlichkeit durch die Fernleitungsnetzbetreiber waren, gehen die Fernleitungsnetzbetreiber nicht weiter ein.

Grundsätzlich sehen die Fernleitungsnetzbetreiber keinen sich aus der Konsultation ergebenden Anpassungsbedarf und halten an den mit der BNetzA abgestimmten Eingangsparametern für die zusätzlichen Modellierungsvarianten LNGplus fest.

Insgesamt hält die Bundesnetzagentur die Argumentationen in der Stellungnahme der Fernleitungsnetzbetreiber zu der Konsultation mit der Öffentlichkeit für schlüssig und plausibel. Die Angaben zu den Modellierungsvarianten LNGplus werden weiter konkretisiert, aber es werden keine maßgeblichen inhaltlichen Änderungen am Tenor gefordert.

## **I. Teilwiderruf nach § 49 VwVfG**

Der teilweise Widerruf der Bestätigung des Szenariorahmens vom 20. Januar 2022 ergeht auf Grundlage des § 49 VwVfG. Mit der Bestätigung des Szenariorahmens vom 20. Januar 2022 hat die Bundesnetzagentur verschiedene Änderungen verlangt, den Szenariorahmen im Übrigen aber bestätigt, so dass dieser als Grundlage für die Modellierung dient. Wenn nun gegenüber der ursprünglichen Bestätigung weitere Anpassungen erfolgen sollen, setzt dies voraus, dass die Bestätigung in diesem Umfang aufgehoben wird. Dies erfolgt hier auf Grundlage des § 49 VwVfG.

Danach ist es der Behörde gemäß § 49 Abs. 1 VwVfG erlaubt, rechtmäßige belastende Verwaltungsakte nach pflichtgemäßem Ermessen zu widerrufen. Nach § 49 Abs. 2 S. 1 Nr. 3 VwVfG darf ein rechtmäßiger begünstigender Verwaltungsakt, auch nachdem er unanfechtbar geworden ist, ganz oder teilweise mit Wirkung für die Zukunft widerrufen werden, wenn die Behörde auf Grund nachträglich eingetretener Tatsachen berechtigt wäre, den Verwaltungsakt nicht zu erlassen, und wenn ohne den Widerruf das öffentliche Interesse gefährdet würde. Die Voraussetzungen liegen vor.

1. Die Bestätigung des Szenariorahmens vom 20. Januar 2022 stellt einen rechtmäßigen Verwaltungsakt dar.
2. Es kann dahinstehen, ob die Bestätigung als begünstigender oder belastender Verwaltungsakt einzustufen ist. Ein teilweiser Widerruf kommt vorliegend auch unter Berücksichtigung der strengeren Voraussetzung für den Widerruf eines begünstigenden Verwaltungsakts gemäß § 49 Abs. 2 S. 1 Nr. 3 VwVfG in Betracht und wird an diesem Maßstab gemessen.

Mit dem völkerrechtswidrigen Angriff Russlands auf die Ukraine am 24. Februar 2022 und den damit in Zusammenhang stehenden Auswirkungen auf die Angebots- und die Absatzseite von Erdgas sind nachträglich, nämlich nach Erlass der Bestätigung vom 20. Januar 2022, Tatsachen eingetreten, wonach die Bundesnetzagentur berechtigt wäre, die Bestätigung nicht zu erlassen, und ohne den Widerruf das öffentliche Interesse gefährdet würde.

Der Konflikt hatte zur Folge, dass Gaslieferungen aus Russland zunächst deutlich reduziert wurden und schließlich ganz ausblieben. Da russische Gaslieferungen einen äußerst hohen Anteil an dem gesamten Erdgasaufkommen Deutschlands hatten, hat deren Ausbleiben

einen erheblichen Einfluss auf die Versorgungssicherheit in Deutschland. Als Reaktion hierauf wird verstärkt die Diversifizierung der Gasquellen gefordert und von der Bundesregierung mit Hochdruck vorangetrieben. Ziel ist es, die ausbleibenden Lieferungen zu ersetzen. Neben der weitest möglichen Erhöhung leitungsgebundener Importe aus anderen Ländern hat sich die Anzahl der geplanten LNG-Terminals seither stark erhöht und die geographische Verteilung der potentiellen Standorte hat sich entsprechend ausgeweitet. Von der Bundesregierung sind mehrere LNG-Anlagen geplant, die sehr kurzfristig zum Einsatz kommen sollen. Für die zeitnahe Errichtung dieser sowie weiterer, durch private Unternehmen geplante LNG-Anlagen wurde mit dem LNG-Beschleunigungsgesetz die Grundlage geschaffen.

Gleichzeitig hat der Angriffskrieg Auswirkungen auf die Verbrauchsseite, die eine Anpassung der bisherigen Annahmen erforderlich machen. So haben unter anderem die stark steigenden Gaspreise zu einer Reduzierung auf der Verbrauchsseite geführt. Mit Blick auf die Langfristigkeit der Betrachtungen des Netzentwicklungsplans kann zwar nicht ausgeschlossen werden, dass die konkreten Auswirkungen auf die Verbrauchsseite mit steigendem Angebot zukünftig wieder abgemildert werden. Vor dem Hintergrund des gesetzlich festgelegten Ziels, bis zum Jahr 2045 Treibhausgasneutralität zu erreichen, werden die bisherigen Annahmen der Verbrauchssteigerung aber ohnehin dauerhaft angepasst werden müssen. Dieser Prozess hat sich wegen des Ukrainekriegs stark beschleunigt. Im Hinblick auf die unsichere künftige Versorgungssituation und das zukünftig zu erwartende veränderte Gasangebot sowie höhere Gaspreisniveau in Deutschland ist daher davon auszugehen, dass diese Verbrauchsreduktion keine vorübergehende, sondern eine fortwährende Entwicklung darstellt.

Die veränderten tatsächlichen Rahmenbedingungen müssen auch Eingang in die Bestätigung des Szenariorahmens in Form der nun angeordneten Änderungen finden. Die Veränderungen sind so erheblich, dass ohne einen teilweisen Widerruf der Bestätigung in Verbindung mit den hier ergangenen zusätzlichen Anordnungen die Versorgungssicherheit und damit ein überragendes öffentliches Interesse gefährdet wäre. Die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist gerade ein wesentlicher Bestandteil des gesetzlichen Auftrags der Fernleitungsnetzbetreiber nach § 15 EnWG. Die Bedeutung, die der Sicherstellung der Versorgungssicherheit zukommt, wird auch durch die enorme politische Relevanz sowie das hohe Interesse der Bevölkerung deutlich.

Der Szenariorahmen bildet die Grundlage für den Netzentwicklungsplan Gas, der alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit enthält, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind, vgl. § 15a Absatz 1 Satz 2 EnWG. Daher ist es im Sinne der Versorgungssicherheit unabdingbar, dass der Szenariorahmen zutreffende Annahmen enthält, die im Wesentlichen auch Bestand haben.

Im Sinne der Versorgungssicherheit ist es unabdingbar, den Netzausbau auf der Grundlage der veränderten aktuellen Rahmenbedingungen zu planen. Es ist absehbar, dass die Diversifizierung der Gasquellen zu entscheidenden Änderungen in der Netzplanung führt, da sich die Lastflüsse aufgrund der geänderten Versorgungssituation grundlegend ändern werden. Gaslieferungen aus dem Osten müssen durch neue Gaslieferungen im Norden in Form von LNG-Mengen sowie durch zusätzliche Gaseinspeisungen der westeuropäischen Länder substituiert werden. Um die Diversifizierung der deutschen Erdgasversorgung und deren Unabhängigkeit von einzelnen Quellen oder Transportketten schnellstmöglich voranzutreiben, sind deren Auswirkungen auf die Infrastruktur im Rahmen der Modellierungen zu betrachten und zu evaluieren. Dabei sind die geänderten Rahmenbedingungen zu Grunde zu legen, denn nur dies erfüllt die gesetzlichen Anforderungen, wonach der Szenariorahmen angemessene Annahmen über die Entwicklung der Gewinnung, der Versorgung, des Verbrauchs von Gas und seinem Austausch mit anderen Ländern enthalten muss. Ohne Anpassung des Szenariorahmens würde das Erdgasnetz auf der Grundlage von mittlerweile überholten Annahmen ausgelegt, was dazu führen würde, dass das Netz den tatsächlichen Anforderungen nicht gerecht würde.

Zwar handelt es sich bei der Aufstellung des NEP Gas um einen rollierenden Prozess, denn der Netzentwicklungsplan wird in zweijährigem Turnus aufgestellt und jeweils fortgeschrieben. Angesichts der Erheblichkeit der beschriebenen Veränderungen kann dieser Prozess jedoch nicht abgewartet werden. Vielmehr besteht ein überragendes öffentliches Interesse daran, den Szenariorahmen teilweise zu widerrufen und anzupassen.

3. Darüber hinaus ist auch die Jahresfrist gemäß § 49 Absatz 2 Satz 2 i.V.m. § 48 Absatz 4 VwVfG gewahrt.

4. Schließlich hat die Bundesnetzagentur das ihr eingeräumte Ermessen auch rechtsfehlerfrei betätigt und eine die betroffenen Interessenspositionen in einen sachgerechten Ausgleich bringende Entscheidung getroffen. Insbesondere wurde ein etwaig

vorhandenes Vertrauen in den Bestand des Verwaltungsaktes gegenüber dem überragenden Kollektivinteresse der Versorgungssicherheit als weniger schutzwürdig erachtet; auch vor dem Hintergrund, dass aufgrund der sich zuspitzenden politischen Rahmenbedingungen sich bereits frühzeitig abzeichnete, dass eine Anpassung des Szenariorahmens an die tatsächlichen Verhältnisse erforderlich werden könnte. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass zwischen der Bestätigung des Szenariorahmens am 20. Januar 2022 und dem Beginn des Angriffskrieges auf die Ukraine am 24. Februar 2022 und der damit absehbar gewordenen Veränderung der Gegebenheiten mit Blick auf die Gasversorgungslage nur wenige Wochen lagen. Die Teilaufhebung, die keine rückwirkende Änderung, sondern lediglich eine für die Zukunft geltende Ergänzung des Szenariorahmens der Fernleitungsnetzbetreiber beinhaltet, verpflichtet die Adressaten zwar zu weiteren Modellierungen. Sie wirkt aber auch zugunsten der Adressaten, indem sog. „stranded investments“ (gestrandete Investitionen) vermieden werden. So sind die Fernleitungsnetzbetreiber durch den auf Grundlage des Szenariorahmens modellierten Netzentwicklungsplan zum Ausbau der danach bestätigten Maßnahmen verpflichtet. Dementsprechend ist eine Netzplanung auf der Grundlage zutreffender tatsächlicher Gegebenheiten auch im Interesse der Fernleitungsnetzbetreiber, da auf dieser Grundlage langfristige Investitionsentscheidungen getroffen werden. Die geopolitischen Entwicklungen haben so drastische Auswirkungen auf die Gasversorgung, dass der auf Grundlage des ursprünglichen Szenariorahmens ermittelte Netzausbau nicht den aktuellen Bedarfen entsprechen würde. Würde am ursprünglichen Szenariorahmen mithin unverändert festgehalten, würden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, die Netze vom tatsächlichen Bedarf entkoppelt auszubauen und es käme zu „stranded investments“.

## **II. Teilneubescheidung**

Gemäß § 15a Abs. 1 S. 7 i.V.m. § 15a Abs. 1 S. 4 und S. 6 EnWG erlässt die Bundesnetzagentur eine Teilneubescheidung der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 und verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, in zusätzlichen Modellierungsvarianten die Auswirkungen der aktuellen geopolitischen Entwicklungen abzubilden.

### **1. Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus**

Gemäß Tenorziffer 1 verpflichtet die Bundesnetzagentur die Fernleitungsnetzbetreiber, drei zusätzliche Varianten für das Jahr 2032 zu rechnen, in denen keine russischen

Importkapazitäten angesetzt werden. Dies betrifft sowohl die auf Deutschland wirkenden russischen Importkapazitäten wie auch die russischen Transitmengen in die europäischen Nachbarländer. Dadurch soll das Szenario eines langfristigen Lieferstopps der russischen Gasimporte sowohl für Deutschland als auch seine Nachbarländer abgebildet werden.

Ziel dieser Modellierungsvarianten ist es, die Gasnetzplanung im Hinblick auf eine zukünftig geänderte Gasversorgung primär über LNG-Mengen und zusätzliche Erdgaslieferungen aus westlichen Grenzübergangspunkten mit festen Kapazitäten auszulegen. Somit soll langfristig die Versorgungssicherheit ohne russische Erdgasmengen gewährleistet werden.

In den LNGplus-Varianten werden die Transitmengen aus Deutschland in die europäischen Nachbarländer aufgrund des betrachteten Szenarios eines langfristigen Lieferstopps russischer Gaslieferungen nicht angesetzt. Dennoch wird in allen LNGplus-Varianten die Gewährleistung der Versorgungssicherheit der Nachbarländer berücksichtigt. Dies betrifft insbesondere die südosteuropäischen Nachbarländer. So schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Tenoranhörung vor, eine Ausspeisekapazität nach Tschechien in Höhe von 30 GW zu gewährleisten. Über diese Ausspeisekapazität wäre es aufgrund der nachgelagerten Netzinfrastruktur nach Angaben der Fernleitungsnetzbetreiber auch möglich, Österreich über die Route Tschechien und die Slowakei zu versorgen. Die Ausspeisekapazitäten Richtung Schweiz, Österreich und Luxemburg sollen gehalten werden. In Richtung Polen soll die Ausspeisekapazität auf die grenzüberschreitend gebündelte Kapazität angepasst werden. Die weiteren erdgasnetztechnisch mit Deutschland verbundenen Länder besitzen bereits einen Zugang zum LNG-Weltmarkt oder sind Erdgasförderländer, sodass hier keine zusätzlichen Ausspeisekapazitäten in den LNGplus-Varianten betrachtet werden. Eine genauere Darstellung zu diesen Ländern ist in den Ausführungen zu den einzelnen LNGplus-Varianten enthalten.

Der hier vorgeschlagene Ansatz ist Grundlage für alle LNGplus-Varianten und aus Sicht der Bundesnetzagentur angemessen und plausibel, da er neben der Versorgungssituation in Deutschland auch die Versorgung der europäischen Nachbarländer mitberücksichtigt. So erfolgt eine Gasnetzplanung, bei der den südosteuropäischen Ländern ebenfalls ein Zugang zu den in den westeuropäischen Ländern und in Deutschland anlandenden LNG-Mengen ermöglicht wird.

Für die zusätzlichen Varianten wird 2032 als Modellierungsjahr festgesetzt. Um den Aufwand und die damit einhergehende Verzögerung des Netzentwicklungsplan-Zyklus möglichst

gering zu halten, wird auf Modellierungen für das Jahr 2027 verzichtet, jedoch die Ausweisung der jeweiligen schnellstmöglichen Inbetriebnahme der Maßnahmen gefordert.

Auf der Verbrauchsseite ist für das Jahr 2032 ein Leistungsrückgang von 9,4% gegenüber dem Jahr 2021 bei den Ausspeiseleistungen der Verteilnetzbetreiber und Industriekunden anzusetzen sowie zusätzlich eine weitere Verbrauchsreduktion durch die Substitution von Methan durch Wasserstoff bei den im Rahmen der „Wasserstoffabfrage Erzeugung und Bedarf“ (WEB) eingegangenen, erdgasreduzierenden Projekten, für die ein entsprechendes *Memorandum of Understanding* abgeschlossen wurde.

Die Bundesnetzagentur hatte im Rahmen der Tenoranhörung allgemein aufgegeben, bei den Annahmen auf der Verbrauchsseite die aktuellen Entwicklungen und die geplante Dekarbonisierung zu berücksichtigen. In ihrer Stellungnahme zur Tenoranhörung haben die Fernleitungsnetzbetreiber mitgeteilt, dass sie folgendes Vorgehen beabsichtigen:

Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen für die Langfristperspektive unter Verweis auf aktuelle Studien (Agora<sup>2</sup>, BDEW<sup>3</sup> und DIW<sup>4</sup>) von einer Reduzierung der Gasverbrauchsmengen im Jahr 2032, inklusive der Substitution von Methan durch Wasserstoff, von insgesamt 20% gegenüber dem Jahr 2021 aus.

Der Umfang der unterstellten Substitution von Methan durch Wasserstoff wird dabei anhand der Ergebnisse der Marktabfrage WEB, die im Rahmen des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 vom 11. Januar 2021 bis zum 16. April 2021 durchgeführt wurde, ermittelt. Hierzu werden die Fernleitungsnetzbetreiber die 250 Projektmeldungen der Kategorie 1 (Projekte mit Relevanz für das Fernleitungsnetz), für die ein *Memorandum of Understanding* abgeschlossen wurde, zu Grunde legen. Die Berücksichtigung dieser Substitution erfolgt dabei bezogen auf den jeweiligen Netzkopplungspunkt des Verteilnetzbetreibers bzw. des Industrie-/Kraftwerkskunden, bei denen ein entsprechendes Potenzial vorlag. Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass bei diesem Ansatz ca. 5% des Erdgases aufgrund von Substitution durch Wasserstoff eingespart werden wird.

Für den weiteren Verbrauchsrückgang in Höhe von ca. 15% wird eine Mengenreduktion über

---

<sup>2</sup> Link: [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022\\_03\\_DE\\_Immediate\\_Action\\_Programme/A-EW\\_252\\_DE\\_Immediate\\_Programme\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022_03_DE_Immediate_Action_Programme/A-EW_252_DE_Immediate_Programme_WEB.pdf) (Letzter Zugriff am 26.10.2022)

<sup>3</sup> Link: [https://www.bdew.de/media/documents/Kurzfristige\\_Gassubstitution\\_Deutschland\\_final\\_17.03.2022\\_korr1.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Kurzfristige_Gassubstitution_Deutschland_final_17.03.2022_korr1.pdf) (Letzter Zugriff am 26.10.2022)

<sup>4</sup> Link: [https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.838841.de/diw\\_aktuell\\_83.pdf](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.838841.de/diw_aktuell_83.pdf) (Letzter Zugriff am 26.10.2022)

alle Verbrauchssektoren ohne Differenzierung angenommen. Ausgenommen werden – im Hinblick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit Strom – lediglich die Neubau- und Bestandskraftwerke. Die Umrechnung des rückläufigen Mengen- in einen Leistungsbedarf werden die Fernleitungsnetzbetreiber auf Grundlage der „Studie über Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilnetzbetreiber“<sup>5</sup> aus dem Jahr 2014 der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE) durchführen. Gemäß dieser Studie führt eine prognostizierte Verbrauchsreduktion von 13% zu einer Leistungsreduktion von 6-8%, in Abhängigkeit von den gewählten Prämissen (Entwicklung im Industriesektor). Unter Berücksichtigung dieser Ergebnisse gehen die Fernleitungsnetzbetreiber bei einem rund 15 prozentigem Verbrauchsrückgang vorliegend von einem Leistungsrückgang von 9,4% aus.

Die Bundesnetzagentur hält die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Annahmen zur Verbrauchsreduktion für angemessen und plausibel. Da die Fernleitungsnetzbetreiber ihre Annahmen zum langfristigen Mengenrückgang unter Einbeziehung aktueller Studien ermittelt haben und die Berechnung der entsprechenden Leistungsreduktion auf Grundlage der FfE-Studie erfolgen soll, sind keine Anhaltspunkte ersichtlich, dass die Annahmen auf falschen Prognosegrundlagen oder unter Rückgriff auf unsachgerechte Berechnungsmethoden beruhen. Insbesondere wäre eine weitergehende Differenzierung der Verbrauchsreduzierung nur unter Einbeziehung aller relevanten Akteure und dementsprechend ohne eine - unter den aktuellen Gegebenheiten nicht hinnehmbare - Verzögerung möglich gewesen. Insoweit ist zu betonen, dass die Fernleitungsnetzbetreiber bereits auf Basis der plausibilisierten Bedarfsmeldungen der Verteilernetzbetreiber und Industriekunden die dazu erforderlichen, regional wirkenden Netzausbaumaßnahmen im Rahmen der Versorgungssicherheitsvarianten LNG ermittelt und diese im Zwischenbericht zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 vom 6. Juli 2022 veröffentlicht haben.

Das von den Fernleitungsnetzbetreibern gewählte Vorgehen ist daher nicht zu beanstanden.

#### a) LNGplus-Variante A

Die LNGplus-Variante A sieht eine vollständige Berücksichtigung der bei den Fernleitungsnetzbetreibern bis zum 30. September 2022 vorliegenden Kapazitätsreservierungen bzw. Kapazitätsausbauansprüche für LNG-Anlagen nach §§ 38 und 39 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) vor.

Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht der bis zum Stichtag am 30. September 2022 eingereichten Anfragen zu LNG-Anlagen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber:

---

<sup>5</sup> Link: [https://www.bdew.de/documents/2329/201411\\_Einflussfaktoren-Leistungbedarf-VNB.pdf](https://www.bdew.de/documents/2329/201411_Einflussfaktoren-Leistungbedarf-VNB.pdf) (Letzter Zugriff: 26.10.2022)



Nr.	FNB	Cluster	LNG-Vorhabenstandorte	Gasanschlusskapazität [MWh/h]	Status	FSRU	landseitige LNG-Anlagen
1	OGE	Wilhelmshaven	Wilhelmshaven	26.000	§ 39 GasNZV	ja*	ja
				10.600		ja	nein
				5.500		ja	nein
				6.000	§ 38 GasNZV	nein	ja
<b>Summe Cluster Wilhelmshaven</b>				<b>48.100</b>			
2	GUD	Untereibe	Brunsbüttel	8.700	§ 39 GasNZV	nein	ja
				1.975		nein	ja
				3.125		nein	ja
				15.469		ja	nein
3			Stade	9.300	§ 39 GasNZV	nein	ja
				6.950		nein	ja
				5.450		nein	ja
4	-		Hamburg	-	-	-	-
<b>Summe Cluster Untereibe</b>				<b>61.119</b>			
5	ONTRAS	Ostsee	Rostock	6.250	§ 38 GasNZV	ja	nein
6	Fluxys D, GUD, LBTG, NEL Gastransport, OPAL Gastransport		Lubmin	6.000	§ 38 GasNZV	ja	nein
				11.100	§ 38 GasNZV	ja	nein
				49.400	§ 38 GasNZV	ja	nein**
<b>Summe Cluster Ostsee</b>				<b>72.750</b>			
<b>Summe alle Cluster</b>				<b>181.969</b>			

\* bis zur Fertigstellung der landseitigen LNG-Anlage wird ein Teil der Leistung über ein FSRU bereitgestellt

\*\* Offshore-Plattform in Phase 2

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Das Vorgehen, alle bis zu einem - dem Markt angekündigten - Stichtag nach §§ 38 und 39 GasNZV eingereichten Anträge zu berücksichtigen, entspricht der ständigen Praxis der Fernleitungsnetzbetreiber zur Bestimmung des zukünftigen Kapazitätsbedarfs.

Insgesamt liegen Kapazitätsanfragen zu LNG-Anlagen mit einer Importkapazität von ca. 182 GW vor. Dies überschreitet die zur Substitution der russischen Erdgaseinspeisungen erforderlichen Kapazitäten, auch unter Berücksichtigung der Versorgung der Nachbarländer, deutlich.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist es dennoch angemessen, den hierfür erforderlichen Netzausbau im Rahmen der LNGplus-Varianten zu berechnen. Wenngleich die in dieser Variante betrachteten Importkapazitäten aus LNG-Anlagen von ca. 182 GW nicht in voller Höhe für die Versorgungssicherheit benötigt werden, so kann mit dieser Variante der Netzausbaubedarf aller LNG-Standorte unter Berücksichtigung der jeweiligen vollen Einspeisekapazität ermittelt werden. Diese Variante ist daher als sinnvolle Ergänzung zu den beiden anderen LNGplus Varianten zu betrachten, in denen insgesamt und standortspezifisch weniger LNG-Importkapazitäten berücksichtigt werden. Der Konkretisierungsgrad der vorliegenden LNG-Kapazitätsanfragen ist generell sehr

unterschiedlich, sodass zum jetzigen Zeitpunkt nicht genau vorhergesagt werden kann, ob alle Anfragen tatsächlich realisiert werden.

Dieses Vorgehen entspricht auch den Vorgaben des § 39 Abs. 1 GasNZV. Danach haben u.a. Betreiber von LNG-Anlagen, deren Reservierungsanfrage nach § 38 GasNZV wegen fehlender Kapazität im Fernleitungsnetz nicht berücksichtigt werden konnte, Anspruch darauf, dass die an der LNG-Anlage benötigte Einspeisekapazität im Rahmen des Kapazitätsausbaus bereitgestellt wird, sofern sich die Erforderlichkeit auf Grundlage des in dem Verfahren der Netzentwicklungsplanung nach § 15a EnWG ermittelten Kapazitätsbedarfs ergibt. Dies bedingt, dass die angefragten Kapazitätsbedarfe zumindest Gegenstand des Verfahrens der Netzentwicklungsplanung sind. Ein Anspruch auf Bereitstellung der Kapazität besteht alleine hierdurch jedoch noch nicht. Denn dafür ist Voraussetzung, dass sich im Verfahren der Netzentwicklungsplanung deren Erforderlichkeit ergibt. Dementsprechend wird der zwischen Fernleitungsnetzbetreiber und Anschlusswilligem zu vereinbarende Realisierungsfahrplan gem. § 39 Abs. 2 S. 3 GasNZV frühestens verbindlich, wenn die betreffende Ausbaumaßnahme Gegenstand des verbindlichen Netzentwicklungsplans nach § 15a Abs. 3 S. 5 und 7 EnWG ist.

Als Stichtag für eine Berücksichtigung haben die Fernleitungsnetzbetreiber den 30. September 2022 gewählt und den Markt vorab mit der am 16. September 2022 veröffentlichten Pressemitteilung darüber in Kenntnis gesetzt. Die Festlegung des Stichtags ist sachgerecht. Die LNGplus-Varianten dienen gerade der Diversifizierung und damit einhergehend möglichst umfassenden Berücksichtigung der LNG-Anlagen. Gerade in diesem Bereich gab es seit Aufstellung des ursprünglichen Szenariorahmens erhebliche Entwicklungen und seither wurden mehrere neue Anträge nach §§ 38/39 GasNZV gestellt. Die Festlegung des Stichtags erfüllt den Zweck, das Potenzial an LNG-Anlagen möglichst gut abzubilden.

Das Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber ist insofern nicht zu beanstanden.

#### b) LNGplus-Varianten B und C

In den LNGplus-Varianten B und C sollen bedarfsgerechte Einspeisekapazitäten aus deutschen LNG-Anlagen sowie westeuropäischen Grenzübergangspunkten ermittelt und in der Modellierung angesetzt werden. Dabei ist sowohl die Versorgungssicherheit in Deutschland als auch eine ausreichende Versorgung der Nachbarländer mit Transportkapazitäten, insbesondere in Richtung Südosteuropa, zu gewährleisten. Ziel dieser Varianten ist es, gerade so viele neue Importkapazitäten zu betrachten, wie für die zukünftige Versorgung ohne russische Erdgasmengen erforderlich. Entgegen der LNGplus-Variante A soll hierdurch überdimensionierter Netzausbau vermieden werden.

Die Substitution der russischen Erdgasmengen kann durch Einspeisekapazitäten aus deutschen LNG-Anlagen und zusätzlichen Einspeisekapazitäten an westeuropäischen Grenzübergangspunkten erfolgen. Aufgrund der hohen Anzahl an vorliegenden LNG-Anfragen und den potentiellen zusätzlichen Einspeisekapazitäten an westeuropäischen Grenzübergangspunkten gibt es hierbei zahlreiche Kombinationsmöglichkeiten. Die Bundesnetzagentur erachtet es daher für sinnvoll, zwei Modellierungsvarianten mit unterschiedlichem Fokus zu betrachten. In der ersten Modellierungsvariante, der LNGplus-Variante B, sind vorrangig Einspeisekapazitäten deutscher LNG-Anlagen zur Substitution russischer Erdgasmengen zu berücksichtigen. In der zweiten Modellierungsvariante, der LNGplus-Variante C, sind vorrangig zusätzliche Einspeisekapazitäten bei westeuropäischen Grenzübergangspunkten anzusetzen. Somit sind die zahlreichen Kombinationsmöglichkeiten aus Sicht der Bundesnetzagentur sinnvoll in den zwei Modellierungsvarianten mit unterschiedlichem Fokus abgebildet. Der Nutzen weiterer Varianten, die letztlich Untervarianten der zwei Modellierungsvarianten wären, wird nicht gesehen.

Aus diesen beiden Modellierungsvarianten ist dann die aus Netzsicht effizienteste Lösung zu ermitteln. Dies bedeutet aus Sicht der Bundesnetzagentur einen möglichst geringen Netzausbau bei gleichzeitig schnellstmöglicher Realisierung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen. Vor dem Hintergrund dieser Zielvorgabe sind auch die Standorte und Kapazitäten der deutschen LNG-Anlagen sowie die Grenzübergangskapazitäten in den Modellierungsvarianten zu wählen.

Um die Robustheit der Modellierungsvarianten weiter zu erhöhen und den möglichen Lösungsraum an erforderlichem Netzausbau in Bezug auf die Standorte und Kapazitäten der LNG-Anlagen bestmöglich abbilden zu können, sind geeignete LNG-Cluster zu bilden. In diesen Clustern sollen Standorte und Kapazitäten der einzelnen LNG Standorte im Hinblick auf deren Netzwirkungen und potentiellen Netzausbau sinnvoll gebündelt werden. Durch den Clusteransatz soll der ermittelte Netzausbau eine Vielzahl an möglichen Realisierungsmöglichkeiten der Kapazitätsanfragen von LNG-Anlagen abbilden können. Zudem sind, unabhängig von den vorliegenden Anfragen, alle Standorte aus dem LNG-Beschleunigungsgesetz (LNGG) bei der Bildung der Cluster zu berücksichtigen, sodass eine Aussage zum erforderlichen Netzausbau von allen im LNGG genannten Standorten möglich wird. Es ist an dieser Stelle wichtig zu betonen, dass mit der hier beschriebenen Vorgehensweise keine Aussage zur Priorisierung der LNG-Anlagen getroffen wird.

In der am 26. September 2022 veröffentlichten Ergänzung zum Szenariorahmen schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber eine Clusterung in die Cluster Wilhelmshaven, Unterelbe (Brunsbüttel, Stade, Hamburg) und Ostsee (Rostock, Lubmin) vor. Diese Auswahl ist für die

Bundesnetzagentur nachvollziehbar und sinnvoll. Im Rahmen der Tenoranhörung haben die Fernleitungsnetzbetreiber weiterhin die Kapazitäten der LNG-Cluster konkretisiert.

Für die LNGplus-Variante B schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber den folgenden Kapazitätsansatz für die LNG-Cluster vor:

- Wilhelmshaven: 26 GW
- Unterelbe (Brunsbüttel, Stade, Hamburg): 27,5 GW
- Ostsee (Rostock, Lubmin): 29,7 GW

Für die LNGplus-Variante C ist weiterhin der folgende Kapazitätsansatz für die LNG-Cluster vorgesehen:

- Wilhelmshaven: 26 GW
- Unterelbe (Brunsbüttel, Stade, Hamburg): 27,5 GW
- Ostsee (Rostock, Lubmin): 11,6 GW

In Wilhelmshaven entstehen derzeit durch den Bau einer neuen Leitung Kapazitäten in Höhe von 26 GW, welche nach Aussagen der Fernleitungsnetzbetreiber bis Ende 2026 bereitgestellt werden können. Darüberhinausgehende, zusätzliche Kapazitäten würden weitere Netzausbaumaßnahmen (Loop-Leitungen) erfordern, sodass diese Kapazitäten nicht zeitnah zur Verfügung stehen würden. Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen daher vor, die Leistung des Clusters Wilhelmshaven für die LNGplus-Varianten B und C auf 26 GW zu begrenzen.

Dieser Ansatz ist aus Sicht der Bundesnetzagentur im Sinne einer schnellen Kapazitätsbereitstellung bei gleichzeitig geringem Netzausbau zielführend, zumal nach derzeitigem Planungsstand auch eine feste LNG-Anlage in mindestens dieser Größenordnung am Standort Wilhelmshaven entstehen soll.

Im Cluster Unterelbe sind bei den Fernleitungsnetzbetreibern ebenfalls Netzausbaumaßnahmen, die zum Abtransport der LNG Mengen dieses Clusters erforderlich sind, bereits in der Planung weit fortgeschritten oder befinden sich im Bau. Mit diesen Maßnahmen kann nach Aussage der Fernleitungsnetzbetreiber im Cluster Unterelbe eine Kapazität in Höhe von 27,5 GW sukzessive bis 2026 erreicht werden. Darüberhinausgehende, zusätzliche Kapazitäten würden weitere Netzausbaumaßnahmen (Loop-Leitungen und Erweiterung der Verdichter) erfordern, welche nicht kurzfristig umsetzbar wären. Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen daher vor, die Leistung des Clusters Unterelbe für die LNGplus-Varianten B und C auf 27,5 GW zu begrenzen.

Auch dieser Ansatz ist aus Sicht der Bundesnetzagentur im Sinne einer schnellen Kapazitätsbereitstellung bei gleichzeitig geringem Netzausbau zielführend, zumal nach derzeitigem Planungsstand auch feste LNG-Anlagen in mindestens dieser Größenordnung im Cluster Unterelbe entstehen sollen.

Für die Cluster Wilhelmshaven und Unterelbe werden somit in den LNGplus-Varianten B und C die gleichen Kapazitäten angesetzt. Die darüberhinausgehenden, zum Ausgleich der russischen Gasmengen, benötigten Einspeisekapazitäten werden jeweils durch das Cluster Ostsee sowie westliche Grenzübergangspunkte dargestellt. In der LNGplus-Variante B schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber dabei für das Cluster Ostsee eine Kapazität in Höhe von 29,7 GW vor. Die verbleibenden, zum Ausgleich der russischen Gasmengen benötigten Einspeisekapazitäten werden dann durch zusätzliche Einspeisekapazitäten an westlichen Grenzübergangspunkten dargestellt. In der LNGplus-Variante C liegt der Fokus auf den zusätzlichen Einspeisekapazitäten an westlichen Grenzübergangspunkten, sodass hier deutlich höhere zusätzliche Einspeisekapazitäten an westlichen Grenzübergangspunkten als in der LNGplus-Variante B angesetzt werden sollen. Für das Cluster Ostsee ergibt sich in der LNGplus-Variante C dementsprechend eine geringere Kapazität in Höhe von 11,6 GW.

Eine genaue Verteilung der zusätzlichen Einspeisekapazitäten auf die einzelnen westlichen Grenzübergangspunkte kann laut Fernleitungsnetzbetreiber erst nach der Modellierung erfolgen, da dies Ergebnis der Modellierung ist. Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen allgemein vor, eine Erhöhung der Einspeisekapazitäten an den Grenzübergangspunkten zu Belgien, Dänemark, Frankreich und den Niederlanden zu betrachten. Weiterhin soll im Spitzenlastfall keine Ausspeiseleistung in Richtung dieser Länder unterstellt werden.

Der vorgeschlagene Ansatz zur Berücksichtigung von zusätzlichen Einspeisekapazitäten aus den genannten Ländern ist aus Sicht der Bundesnetzagentur nachvollziehbar und sinnvoll, da diese Länder bereits einen Zugang zum LNG-Weltmarkt besitzen oder im Falle von Dänemark über größere Erdgasproduktionsstätten verfügen. Weiterhin deckt der Kapazitätsansatz für das Cluster Ostsee mit 11,6 - 29,7 GW eine große Bandbreite ab, sodass der Netzausbau für verschiedene Realisierungsmöglichkeiten der LNG-Anlagen ermittelt werden kann. Die im Vergleich zu den Clustern Wilhelmshaven und Unterelbe betrachtete Bandbreite ist vor dem Hintergrund, dass an den Standorten Wilhelmshaven, Stade und Brunsbüttel (vgl. Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030) schon längerfristige und auch weit fortgeschrittene Planungen vorliegen, nachvollziehbar.

Die Bundesnetzagentur weist darauf hin, dass eine genaue Darstellung der in den LNGplus-Varianten angesetzten zusätzlichen Einspeisekapazitäten grenzübergangspunktescharf im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 aufzunehmen ist. Ebenso hat eine konkrete

Darstellung des Clusteransatzes und eine Begründung der gewählten Kapazitätshöhen, insbesondere für das Cluster Ostsee, zu erfolgen.

## 2. Wasserstoffvariante

Gemäß Tenorziffer 2 ist auf Basis einer der LNGplus-Varianten zu ermitteln, welche Erdgasleitungen aus dem Erdgasnetz herausgenommen und für das im Zwischenbericht vom 6. Juli 2022 veröffentlichte Wasserstoffnetz sowie für eine ad-hoc Prüfung im Sinne des § 28p EnWG genutzt werden können.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sollen dabei jene LNGplus-Variante als Grundlage wählen, die sie als am plausibelsten im Interesse eines schnellen Netzausbaus und geringer Netzausbaukosten erachten. Zwar wären im Sinne einer breiten Fundierung im Grundsatz alle LNG-Varianten auf die Verzichtbarkeit von Leitungen hin zu untersuchen. Das hätte aber einen erheblichen Zeitaufwand und damit deutliche Verzögerungen zur Folge. Die Ermittlung von entbehrlichen Erdgasleitungen für alle drei LNGplus-Varianten erscheint daher in der Abwägung zwischen Bandbreite und zügigen Ergebnissen und baldigem Beginn der Planungen und ersten Pilotprojekten für den Wasserstofftransport entbehrlich. Es genügt die Betrachtung der robustesten Variante.

Die Wasserstoffvariante ist Bestandteil der ersten Teilveröffentlichung des Netzentwicklungsplans vom 6. Juli 2022 gewesen. Das darin ermittelte Wasserstoffnetz der Wasserstoffmodellierung beruht auf den Transportbedarfen, die sich aus den Rückmeldungen zur WEB-Abfrage ergeben haben, für die ein *Memorandum of Understanding* abgeschlossen wurde, Leitungsmeldungen von FNB und Dritten und den bisherigen Ergebnissen des NEP Gas 2020-2030. Auf dieser Basis erfolgte eine Prüfung, welche Trassen für den Wasserstoffnetzaufbau geeignet sind. Anders als im NEP 2020-2030 wurde keine Methanmodellierung für die Wasserstoffvariante durchgeführt. Dementsprechend wurden keine konkreten Erdgasleitungen zur Umstellung identifiziert und keine erdgasverstärkenden Maßnahmen für die Wasserstoffnetzplanung ermittelt und somit keine finale Einschätzung zu konkret neuzubauenden oder umzustellenden Leitungen getätigt. 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. Diese Maßnahmen sind originärer Gegenstand des Netzentwicklungsplans und von den Maßnahmen zur Umstellung auf Wasserstoff bzw. dem

Bau reiner Wasserstoffleitungen zu unterscheiden, die nicht Gegenstand der Ausbauplanung des Fernleitungsnetzes sind.

Begründet wurde die Nicht-Identifizierung von konkreten umstellbaren Erdgasleitungen und die Nicht-Ermittlung von erdgasverstärkenden Maßnahmen von den Fernleitungsnetzbetreibern im Zwischenbericht mit der kriegsbedingten Dynamik im Gasmarkt. Die Ergebnisse der Wasserstoffmodellierung des NEP Gas 2022-2032 hatten ergeben, dass alle im NEP Gas 2020-2030 zur Umstellung auf Wasserstoff vorhergesehene Transportinfrastruktur sowie die ermittelten erdgasverstärkenden Netzausbaumaßnahmen auch weiterhin zur Entwicklung des Wasserstoffnetzes erforderlich sind.

Die Bundesnetzagentur hält es für unabdingbar, dass die Auswirkungen der geänderten Eingangsparameter der Netzentwicklungsplanung Gas auch für den Wasserstoffbereich betrachtet werden, um den Wasserstoffhochlauf weiter zu fördern und die Klimaziele erreichen zu können. Dazu ist insbesondere eine Antwort darauf zu geben, wie sich die geänderte Versorgungssituation im Erdgasnetz auf die möglichen Umstellungen in eine Wasserstoffinfrastruktur auswirken, um somit dem Markt einen aktuellen Planungsstand liefern zu können. Insofern sollen die Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis einer der LNGplus-Varianten zumindest ermitteln, welche Erdgasleitungen aus dem Erdgasnetz herausgenommen werden können.

Dabei kann die Betrachtung nicht bei einer Herausnahme allein zum Zwecke des bereits im Zwischenbericht ermittelten Wasserstoffnetzes stehen bleiben. Da derzeit weder eine Rechtsgrundlage für eine verbindliche Planung eines Wasserstoffnetzes besteht, noch eine gesicherte Betrachtung der Bedarfsgerechtigkeit eines solchen Netzes möglich ist, ist es notwendig, die Ermittlung der aus dem Erdgasnetz herausnehmbaren Leitungen auch praktisch nutzbar zu machen. Dazu dient die Ergänzung, dass die Leitungen unter dem Aspekt zu ermitteln sind, sie für eine ad-hoc Bedarfsprüfung im Sinne des § 28p EnWG zugänglich zu machen. Damit können diese Infrastrukturen schon jetzt von Unternehmen für einen Wasserstofftransport auf Basis des geltenden Rechts genutzt werden. Dies dient dem schnellen Hochlauf eines Wasserstoffmarktes.

### 3. H-Gas Mengenbilanz

Mit den LNGplus Modellierungsvarianten erfolgt eine Netzplanung im Hinblick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit unter den neuen Rahmenbedingungen. Dabei werden in Netznutzungsfällen Lastflüsse unterschiedlicher Netzsituationen modelliert, sodass eine ausreichende Versorgung auch in diesen Extremsituationen gewährleistet

werden kann. Aufgrund der sich abzeichnenden, zukünftig stark veränderten Versorgungssituation, in der insbesondere LNG-Mengen russische Erdgasmengen substituieren sollen, erachtet es die Bundesnetzagentur für notwendig, neben der kapazitiven Betrachtung auch eine Mengenbilanz durchzuführen. Bei der Mengenbilanz soll die Betrachtung einer deutschlandweiten Bilanz unter Berücksichtigung der potentiellen LNG-Anlagen und deren erforderliche Auslastung im Vordergrund stehen. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund relevant, dass die Auslastungsraten von Erdgaspipelines nicht mit denen von LNG-Anlagen vergleichbar sind. So ist eine Vollausslastung von Erdgaspipelines im Rahmen des Möglichen, währenddessen die Auslastungsraten von LNG-Anlagen grundsätzlich niedriger sind und sich dynamischer verhalten.

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden daher verpflichtet, eine H-Gas Mengenbilanz für jede LNGplus-Variante durchzuführen.

## **B. Gebühren**

Hinsichtlich der Gebühren ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.



### **C. Rechtsmittelbelehrung**

Gegen diese Entscheidung kann binnen einer Frist von einem Monat ab Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit die Entscheidung angefochten und ihre Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten.

Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Bonn, den