

Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Entwurf

Kurzfassung



Fernleitungsnetzbetreiber

| bayernets GmbH

Poccistraße 7, 80336 München

www.bayernets.de

| Ferngas Netzgesellschaft mbH

Reichswaldstraße 52, 90571 Schwaig

www.ferngas.de

| Fluxys Deutschland GmbH

Elisabethstraße 5, 40217 Düsseldorf

www.fluxys.com

| Fluxys TENP GmbH

Elisabethstraße 5, 40217 Düsseldorf

www.fluxys.com

| GASCADE Gastransport GmbH

Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel

www.gascade.de

| Gastransport Nord GmbH

Cloppenburger Straße 363, 26133 Oldenburg (Oldb)

www.gtg-nord.de

| Gasunie Deutschland Transport Services GmbH

Pasteurallee 1, 30655 Hannover

www.gasunie.de

| GRTgaz Deutschland GmbH

Rosenthaler Straße 40/41, 10178 Berlin

www.grtgaz-deutschland.de

| Lubmin-Brandov Gastransport GmbH

Hutropstraße 60, 45138 Essen

www.lbtg.de

| NEL Gastransport GmbH

Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel

www.nel-gastransport.de

| Nowega GmbH

Anton-Bruchhausen-Straße 4, 48147 Münster

www.nowega.de

| ONTRAS Gastransport GmbH

Maximilianallee 4, 04129 Leipzig

www.ontras.com

| OPAL Gastransport GmbH & Co. KG

Emmerichstraße 11, 34119 Kassel

www.opal-gastransport.de

| Open Grid Europe GmbH

Kallenbergstraße 5, 45141 Essen

www.oge.net

| terranets bw GmbH

Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart

www.terranets-bw.de

| Thyssengas GmbH

Emil-Moog-Platz 13, 44137 Dortmund

www.thyssengas.com



Entwurf

Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Ansprechpartner:

Nils von Ohlen, Vereinigung der
Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V.
Georgenstraße 23, 10117 Berlin
www.fnb-gas.de

Umsetzung:

CBE DIGIDEN AG

| Legal Disclaimer

Bei dem vorliegenden Dokument handelt es sich um eine Kurzfassung, die verbindliche Fassung ist ausschließlich das Entwurfsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032.

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber haben dieses Dokument ausschließlich in Erfüllung ihrer Pflichten nach § 15a EnWG erstellt. Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber übernehmen keinerlei Gewähr für die Aktualität, Vollständigkeit oder Qualität der von Dritten bereitgestellten Inhalte und Informationen sowie eigener Aussagen zu zukünftigen Entwicklungen und Prognosen, welche naturgegeben mit Unsicherheiten behaftet sind. Haftungsansprüche gegen die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber für Schäden, welche mittelbar oder unmittelbar durch die Nutzung der dargebotenen Informationen verursacht wurden, sind ausgeschlossen.

Impressum	2
Inhaltsverzeichnis	3
Vorwort	4
Executive Summary	6
1 Einführung	9
2 Bestätigter Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 und Teilneubescheid	10
3 Modellierung der Fernleitungsnetze	10
4 Das heutige Fernleitungsnetz	12
5 Entwicklung der L-Gas-Versorgung	12
6 Entwicklung der H-Gas-Versorgung	13
7 Ergebnisse der Modellierungsvarianten	13
8 Wasserstoffvariante	14
9 Ermittlung von Gasversorgungsleitungen für die perspektivische Nutzung von Wasserstoff	18
10 Netzausbauvorschlag	19
11 Ausblick auf kommende Netzentwicklungspläne	24

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

der russische Angriffskrieg in der Ukraine verändert tiefgreifend die energiewirtschaftlichen Gegebenheiten in Deutschland und Europa. Von einer Zeitenwende ist die Rede, nicht nur sicherheitspolitisch, sondern auch energiepolitisch. Die veränderte Lage macht es notwendig, in viel stärkerem Maße unsere Energiequellen zu diversifizieren und den Umstieg von Erdgas auf grüne und klimaneutrale Gase, wie Wasserstoff, weiter zu beschleunigen. In der Folge müssen neue Bezugsquellen wie Flüssigerdgas (LNG) in das Fernleitungsnetz eingebunden werden, Lastflüsse werden sich teilweise oder gar vollständig umkehren, der Einsatz von konventionellem Erdgas wird reduziert und sukzessive durch grüne Gase, wie Wasserstoff, ersetzt werden. Diese Veränderungen haben maßgeblichen Einfluss auf die Netzentwicklungsplanung Gas. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur (BNetzA) haben die Fernleitungsnetzbetreiber diesen neuen Herausforderungen in dem vorliegenden Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2022–2032 mit den LNG- und LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten und der Wasserstoffvariante Rechnung getragen.

Bereits im Juli 2022 hatten die Fernleitungsnetzbetreiber einen Zwischenstand zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 veröffentlicht, darunter die Basisvariante, beruhend auf dem im Januar 2022 bestätigten Szenario-rahmen sowie LNG-Versorgungssicherheitsvarianten für einen teilweisen Ersatz russischer Erdgasmengen. Auch die Wasserstoffvariante war bereits Bestandteil des NEP-Zwischenstands.

Im September 2022 haben die Fernleitungsnetzbetreiber ihren Szenariorahmen ergänzt, um einerseits eine aktuelle Gasbedarfsentwicklung und andererseits den vollständigen Ersatz russischer Erdgasmengen durch LNG und Wasserstoff in ihrer Netzmodellierung zu berücksichtigen. Der Szenariorahmen wurde konsultiert und daraufhin von der BNetzA in Teilen neu beschieden.

Der besonderen Situation geschuldet, ist der aktuelle Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 in Form und Inhalt kein normaler Netzentwicklungsplan. Grundsätzlich ist der Planungsprozess nicht darauf ausgerichtet, kurzfristige Antworten auf aktuelle Ereignisse zu geben, sondern stellt vielmehr eine mittel- bis langfristige Perspektive der Netzentwicklungsplanung dar. Aufgrund der besonderen Herausforderungen der Zeit waren und sind die Fernleitungsnetzbetreiber bestrebt, mit diesem Netzentwicklungsplan Gas erste Antworten auf die aktuelle Krise zu geben.

Die Fernleitungsnetzbetreiber arbeiten mit Hochdruck daran, das Fernleitungsnetz schnellstmöglich an die veränderten geopolitischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen anzupassen und auch weiterhin für einen sicheren und perspektivisch klimaneutralen Gastransport zu sorgen. Dem Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur kommt in diesem Zusammenhang eine besondere Bedeutung zu. Die Fernleitungsnetzbetreiber stehen in den Startblöcken, um die Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur weiter voranzutreiben. Fehlende regulatorische Rahmenbedingungen, insbesondere im Zusammenhang mit der Finanzierung der Infrastruktur, und die fehlende gesetzliche Einführung einer integrierten Wasserstoff- und Gasnetzplanung erweisen sich zunehmend als Bremsklötze für den Aufbau der dringend benötigten Infrastruktur.

Ohne Netze kann der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft und damit die klimaneutrale Versorgung unserer Industrien, aber auch anderer Sektoren, wie dem Wärmemarkt und dem Verkehr, nicht gelingen. Die bestehende Gasinfrastruktur sowohl auf der Fernleitungsebene als auch auf der Verteilernetzebene ist die Basis für den Aufbau dieser Wasserstoffinfrastruktur und damit das Rückgrat für eine schnelle und sozialverträgliche Erreichung unserer ambitionierten Klimaziele. Aufgabe der Netzentwicklungsplanung Gas ist es, diesem Umstieg von Erdgas auf Wasserstoff und andere grüne Gase den Weg zu bereiten. Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen diesbezüglich im Kapitel 11 ein Konzept vor, wie die klimapolitischen Ziele zukünftig noch besser im Rahmen der Netzentwicklungsplanung Gas berücksichtigt werden können. In diesem Sinne werden sich die Fernleitungsnetzbetreiber auch aktiv in den Prozess zur Entwicklung der Systementwicklungsstrategie (SES) der Bundesregierung einbringen. Unsere Erwartung an den Prozess ist u. a. die Einführung eines vorgelagerten Energieszenarien-Prozesses. Dieser soll eine gemeinsame Szenariengrundlage in Form einheitlicher Annahmen und damit konsistente Inputparameter, z. B. zu Bedarfsprognosen und Zielvorgaben, für die Netzplanungen Strom und Gas (Wasserstoff und Methan) bereitstellen. Auf diesen Energieszenarien könnten dann zukünftig die jeweiligen Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom und Netzentwicklungsplan Gas (Wasserstoff und Methan) aufbauen. Weitere konzeptionelle Vorschläge zur zukünftigen integrierten Wasserstoffnetzplanung haben die Fernleitungsnetzbetreiber in ihrem am 01. September 2022 veröffentlichten Wasserstoffbericht vorgelegt.

Die vorliegende Fassung greift Hinweise und Anregungen auf, die im Rahmen der vom 16. Dezember 2022 bis zum 31. Januar 2023 von den Fernleitungsnetzbetreibern durchgeführten öffentlichen Konsultation geäußert wurden.

Bei dem vorliegenden Dokument handelt es sich um eine Kurzfassung, die verbindliche Fassung ist ausschließlich das Entwurfsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032.

Abschließend möchten die Fernleitungsnetzbetreiber sich noch einmal bei den anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern für ihre aktive Teilnahme und der Prognos AG für ihre Unterstützung bedanken.

Mit freundlichen Grüßen

Ihre Fernleitungsnetzbetreiber

Executive Summary

In dem vorliegenden Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 stellen die Fernleitungsnetzbetreiber die Ergebnisse der Netzentwicklungsplanung vor und erfüllen damit die Vorgaben aus dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und der Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (GasNZV). Dieser Netzentwicklungsplan Gas basiert auf dem von den Fernleitungsnetzbetreibern erarbeiteten und von der BNetzA am 20. Januar 2022 bestätigten Szenariorahmen sowie zusätzlich auf dem durch die Fernleitungsnetzbetreiber um drei Modellierungsvarianten ergänzten Szenariorahmen, welcher ebenfalls öffentlich konsultiert und von der BNetzA mit Bescheid am 11. November 2022 bestätigt wurde.

Mit der Erweiterung des bereits bestätigten Szenariorahmens durch einen ergänzten Szenariorahmen haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber dazu entschlossen, die Gasbedarfsentwicklung vor dem Hintergrund der geopolitischen Entwicklungen und der fortschreitenden Dekarbonisierung der Energieversorgung für zusätzliche Modellierungsvarianten anzupassen. Insgesamt wurde über den Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2032 ein Erdgasverbrauchsrückgang von 20 % angenommen.

Der Fokus des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 liegt aufgrund der stark veränderten physischen Lastflüsse im deutschen und europäischen Fernleitungsnetz im Vergleich zum vorherigen Netzentwicklungsplan Gas auf der Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Diversifikation der Importquellen, insbesondere der kurzfristigen und beschleunigten Anbindung von LNG-Anlagen.

Daher wurden im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 drei LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten, drei LNG-Versorgungssicherheitsvarianten, eine Wasserstoffvariante und die Basisvariante betrachtet.

In der bisherigen Netzentwicklungsplanung wurden die erforderlichen Netzausbaumaßnahmen für das fünfte und das zehnte Jahr im jeweiligen Netzentwicklungsplan ermittelt. Abweichend von dieser Vorgehensweise haben die Fernleitungsnetzbetreiber, entsprechend der Teilneubescheidung zur Bestätigung des Szenariorahmens 2022, die erforderlichen Netzausbaumaßnahmen der LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten für das Jahr 2032 ermittelt und für diese auf Basis des bestehenden Ordnungsrahmens die schnellstmöglichen Inbetriebnahmen angenommen. Netzausbaumaßnahmen können deutlich schneller fertig gestellt werden, wenn die Voraussetzungen für einen beschleunigten Projektablauf, z. B. durch Aufnahme in das LNG-Beschleunigungsgesetz (LNGG), gegeben sind. Dies ist bisher allerdings nicht bei allen LNGplus-Maßnahmen der Fall.

Die BNetzA hat den Fernleitungsnetzbetreibern im Teilneubescheid zum Szenariorahmen 2022 aufgetragen, die Lösung mit einem möglichst geringen Netzausbau bei gleichzeitig schnellstmöglicher Realisierung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen zu ermitteln. Bei der Bewertung der Ausbauvarianten haben die Fernleitungsnetzbetreiber dies berücksichtigt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben aufgrund der wesentlich höheren Netzausbaukosten und der Tatsache, dass die angefragten 182 GWh/h Importkapazitäten für LNG-Anlagen für die Versorgung von Deutschland und den europäischen Nachbarländern nicht erforderlich sind, die Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A als Netzausbauvorschlag nicht in Betracht gezogen. Diese Einschätzung wird auch durch die Mehrheit der Stellungnahmen zum Konsultationsdokument, welche sich zum Netzausbauvorschlag äußern, unterstützt.

Die Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus B und C unterscheiden sich hinsichtlich der Versorgungsrouten Deutschlands. In der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B wird Deutschland verstärkt über direkte LNG-Importe an der Nord- und Ostseeküste versorgt. In der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C hingegen wird Deutschland verstärkt über LNG-Kapazitäten aus europäischen Nachbarländern versorgt.

Die Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C ist mit rund 4,4 Mrd. Euro geringfügig teurer (56 Mio. Euro) als die Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B, wobei sämtliche Netzausbaumaßnahmen der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B in LNGplus C enthalten sind.

Die Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C nutzt durch die Erhöhung der Grenzübergangskapazitäten zu unseren westeuropäischen Nachbarländern größtenteils die bestehende Infrastruktur und LNG-Anlagen in den jeweiligen Nachbarländern. Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen hinsichtlich der Flexibilität und Diversifizierung der verschiedenen Importrouten, der Sicherheit für kritische Infrastruktur und damit auch für die Versorgungssicherheit durch die räumlich weit verteilten westeuropäischen Grenzübergangspunkte und deutschen LNG-Einspeisungen in der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C einen Vorteil gegenüber der auf die drei Cluster Wilhelmshaven, Unterelbe und Ostsee begrenzten größeren LNG-Einspeisungen in der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B.

Den Konsultationsstellungen war keine eindeutige Präferenz für eine der beiden Modellierungsvarianten zu entnehmen. Nach erneuter Abwägung der oben genannten Vor- und Nachteile der Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus B und C, in welche auch Erkenntnisse aus Gesprächen mit Behörden eingeflossen sind, schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber die Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C zum Netzausbau vor.

Aufbauend auf der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C haben die Fernleitungsnetzbetreiber in Kapitel 9 gemäß § 113b Satz 1 EnWG die Gasversorgungsleitungen ausgewiesen, die perspektivisch bis zum Jahr 2027 auf eine Wasserstoffnutzung umgestellt werden könnten. In dem Zusammenhang wurden erforderliche erdgasverstärkende Maßnahmen mit einem Investitionsvolumen in Höhe von 0,3 Mrd. Euro identifiziert. Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen diese erdgasverstärkenden Maßnahmen ebenfalls zum Netzausbau vor. Daneben enthält der Netzausbauvorschlag auch die weiteren erdgasverstärkenden Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 mit einem Investitionsvolumen in Höhe von 0,1 Mrd. Euro. Die folgende Tabelle veranschaulicht den Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber:

Tabelle 1: Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber

Netzausbauvorschlag	
Leitung [km]	951
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen) [MW]	164
Investitionen [Mrd. Euro]*	4,4
– Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 (ohne LNG)	1,7
– Netzausbaumaßnahmen für LNG-Anlagen	1,9
– Weitere neue Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	0,4
– Erdgasverstärkende Maßnahmen bis 2027	0,3
– Weitere erdgasverstärkende Maßnahmen bis 2030 aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030	0,1

*gerundete Werte

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die L-H-Gas-Umstellungsplanung ist weit fortgeschritten und zu einem großen Teil bereits finalisiert. Die Entwicklung der L-Gas-Versorgung wurde auch vor dem Hintergrund eines Versorgungssicherheitsszenarios bewertet. Die Fernleitungsnetzbetreiber befinden sich hierzu weiterhin in einem engen Austausch mit den jeweils betroffenen Verteilernetzbetreibern, der BNetzA und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).

Des Weiteren wurde im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 die Wasserstoffvariante gemeinsam durch die Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle Wasserstoffnetzbetreiber in einem offenen und transparenten Prozess erstellt und modelliert. Basierend auf den Bedarfsmeldungen aus der im Frühjahr 2021 durchgeführten Wasserstoffabfrage Erzeugung und Bedarf und Grüne Gase (Marktabfrage WEB) wurde ein bedarfsorientiertes deutschlandweites Wasserstoffnetz ermittelt. Durch die Berücksichtigung von mehr als 250 Projekten, mit deren Projektträgern jeweils die Fernleitungsnetzbetreiber oder andere potenzielle Wasserstoffnetzbetreiber Absichtserklärungen (MoU) geschlossen haben, kann ein jährlicher Transportbedarf in Höhe von 165 TWh durch das modellierte Netz erfüllt werden. Die Ergebnisse der Wasserstoffmodellierung zeigt die nachfolgende Tabelle:

Tabelle 2: Ergebnisse der Wasserstoffmodellierung

	Bis Ende 2027	Bis Ende 2032
Streckenverdichter	0–25 MW	0–245 MW
Kopfverdichter	0 MW	0–100 MW
Leitungen	2.900–3.000 km	7.600–8.500 km
Investitionen	2,3–2,8 Mrd. Euro	8,1–10,2 Mrd. Euro

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H₂-Netzbetreiber

Das Wasserstoffnetz 2032 zeigt vor dem Hintergrund der Verzehnfachung des Wasserstofftransportbedarfes im Vergleich zum letzten Netzentwicklungsplan Gas eine deutliche Weiterentwicklung. Hierzu sind bis 2027 Investitionen in Höhe von bis zu 2,8 Mrd. Euro und bis 2032 von bis zu 10,2 Mrd. Euro erforderlich.

Diese Planungen sind ein konkreter Vorschlag hin zu einem nationalen und perspektivisch europäischen Wasserstoffnetz. Die Realisierung dieses effizienten und bedarfsgerechten Wasserstoffnetzes steht jedoch nach wie vor unter dem Vorbehalt einer Änderung der bestehenden gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen. Ungeachtet dessen halten die Fernleitungsnetzbetreiber den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur für drängender denn je.

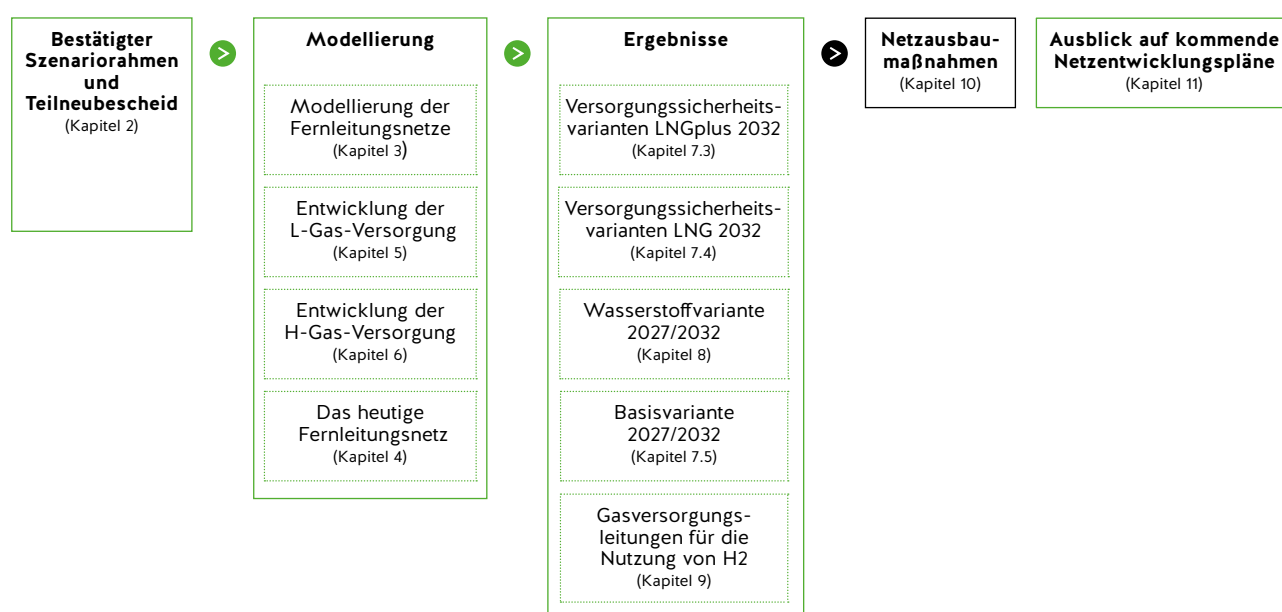
1 Einführung

Nach § 15a EnWG sind die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, in jedem geraden Kalenderjahr einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan zu erstellen und der BNetzA als zuständiger Regulierungsbehörde vorzulegen.

Das Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 wurde am 16. Dezember 2022 auf der FNB Gas-Internetseite (www.fnb-gas.de) veröffentlicht. In einer öffentlichen Konsultation vom 16. Dezember 2022 bis zum 31. Januar 2023 wurde der Öffentlichkeit und dem Markt Gelegenheit zur Äußerung gegeben. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben am 24. Januar 2023 einen webbasierten Workshop durchgeführt, bei dem der Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 erläutert wurde. Im Rahmen der Überarbeitung haben die Fernleitungsnetzbetreiber u. a. das Kapitel „Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung“ im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 sowie Kapitel 9 („Ermittlung von Gasversorgungsleitungen für die perspektivische Nutzung von Wasserstoff“) ergänzt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber stellen der Öffentlichkeit unter www.nep-gas-datenbank.de eine Datenbank mit Eingangsgrößen der Modellierung, Maßnahmen und weiteren Details zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 zur Verfügung. Die nachfolgende Darstellung zeigt die grundsätzliche Struktur des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 im Überblick.

Abbildung 1: Struktur des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 im Überblick



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

2 Bestätigter Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 und Teilneubescheid

Die BNetzA hat am 20. Januar 2022 den von den Fernleitungsnetzbetreibern nach der Konsultation überarbeiteten Entwurf des Szenariorahmens 2022 [FNB Gas, SR 2021a] mit Änderungen und Auflagen bestätigt [BNetzA 2022].

Aufgrund der geopolitischen Entwicklungen hat die BNetzA am 11. November 2022 einen Teilneubescheid zum bestätigten Szenariorahmen 2022 erlassen. Demnach wurden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, drei weitere Modellierungsvarianten (LNGplus-Varianten) zu berechnen. Die Grundlage der LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten bilden die Eingangsparameter des bestätigten Szenariorahmens 2022, allerdings ist sowohl für die Versorgung von Deutschland als auch für Transite aus Russland keine Einspeisung von russischen Gasmengen anzunehmen. Eine ausreichende Versorgung der Nachbarländer ist in den LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten zu gewährleisten. Zum Ausgleich der russischen Gasmengen sind Einspeisekapazitäten aus deutschen LNG-Anlagen und an westeuropäischen Grenzübergangspunkten anzunehmen. Zudem ist bei den Ausspeiseleistungen der Verteilernetzbetreiber und Industriekunden entsprechend dem Teilneubescheid für das Jahr 2032 ein Leistungsrückgang von 9,4 % gegenüber dem Jahr 2021 anzusetzen. Des Weiteren ist eine zusätzliche Erdgasverbrauchsreduktion durch eine Substitution von Methan durch Wasserstoff zu berücksichtigen. Die LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten bilden den Schwerpunkt im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032. Die Kurzfassung konzentriert sich daher auf die Darstellung der Ergebnisse dieser Modellierungsvarianten.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Anforderungen der BNetzA im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 berücksichtigt.

3 Modellierung der Fernleitungsnetze

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen gemeinsam entwickelte Methodik zur deutschlandweiten Modellierung der Fernleitungsnetze im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 weiterentwickelt.

Ausgangspunkt für jede Modellierungsvariante ist die Ermittlung der relevanten Eingangsgrößen für die Netzmodellierung. Danach erfolgen im Rahmen der Analyse der L-Gas-Versorgung die Ermittlung der Umstellungsbereiche sowie die Erstellung der L-Gas-Leistungs- und -Mengenbilanz. Ebenso wird die H-Gas-Leistungsbilanz erstellt und als Ergebnis der zusätzliche H-Gas-Leistungsbedarf ermittelt. Anschließend wird auf Basis der Ergebnisse der H-Gas-Quellenverteilung der benötigte H-Gas-Zusatzbedarf auf die Regionen und anhand von Kriterien auf Grenzübergangspunkte aufgeteilt. Auf Basis dieser Werte erfolgt dann die Netzmodellierung der Fernleitungsnetzbetreiber.

Die Eingangsgrößen für die Netzmodellierung umfassen Basisdaten aus unterschiedlichen Datenquellen. Eine wichtige Rolle spielen die bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38 und 39 GasNZV sowie die Marktabfrage WEB für Wasserstoffprojekte. Weitere wichtige Eingangsgrößen sind die Kapazitätsbedarfe der Verteilernetzbetreiber, Kraftwerke/Industrie, Speicher, das Aufkommen von Biomethan, Wasserstoff und synthetischem Methan, die Kapazitäten an deutschen Grenzübergangspunkten/LNG-Anlagen und die H-Gas-Quellenverteilung.

Modellierungsvarianten

Der Schwerpunkt des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 liegt auf den LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten, diese werden in der folgenden Tabelle beschrieben.

Tabelle 3: LNGplus-Modellierungsvarianten des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032

Modellierungsvariante	LNGplus-Variante A	LNGplus-Variante B	LNGplus-Variante C
Berechnung	vollständig 2032		
Stichtag (Kapazitätsbereitstellung)	31.12.2032		
Verteilernetzbetreiber (interne Bestellungen)	Startwert interne Bestellungen 2022; Leistungsreduktion bis 2032 bezogen auf den Startwert der internen Bestellungen gemäß Kapitel 3.2.1		
H-Gas-Quellen	LNG und westliche Grenzübergangspunkte ersetzen russische Einspeisungen vollständig, Ansatz gemäß Kapitel 6.1		
GÜP/VIP	Keine russischen Erdgastransite; Versorgung Südosteuropa über Grenzübergangspunkte (GÜP) nach Tschechien, Ansatz gemäß Kapitel 6.1	Keine Ausspeisekapazität an GÜP zu Belgien, Frankreich, Dänemark und Niederlande; Keine russischen Erdgastransite; Versorgung Südosteuropa über GÜP nach Tschechien, Ansatz gemäß Kapitel 6.1	
MBI-Einsatz	Keine Berechnung		
L-H-Gas-Umstellung	Modellierung der Umstellungsbereiche einschließlich Umstellungen bis 2033 zur Ermittlung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen bis zum 31. Dezember 2032		
Untergrundspeicher	Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – NEP Entwurf“, neue Speicher entsprechend Kapitel 3.2.4: 100 % bFZKtemp		
Kraftwerke	Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – NEP Entwurf“, unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Kraftwerke und neue Kraftwerke entsprechend Kapitel 3.2.2: 100 % fDZK		
LNG	vollständige Berücksichtigung aller Anfragen gemäß §§ 38/39 GasNZV mit Stichtag 30. September 2022	vorrangige, bedarfsgerechte Berücksichtigung von deutschen LNG-Kapazitäten gemäß Kapitel 3.2.6	vorrangige, bedarfsgerechte Berücksichtigung zusätzlicher Kapazitäten an westlichen Grenzübergangspunkten gemäß Kapitel 3.2.6
Produktion	Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – NEP Entwurf“, unter Berücksichtigung der BVEG-Prognose entsprechend den Kapiteln 2 und 5		
Industrie	Leistungsreduktion gemäß Kapitel 3.2.3		
Biomethan und synthetisches Methan	Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – NEP Entwurf“, Neubau entsprechend den Kapiteln 6 und 8		
Wasserstoff	Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – NEP Entwurf“		

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

4 Das heutige Fernleitungsnetz

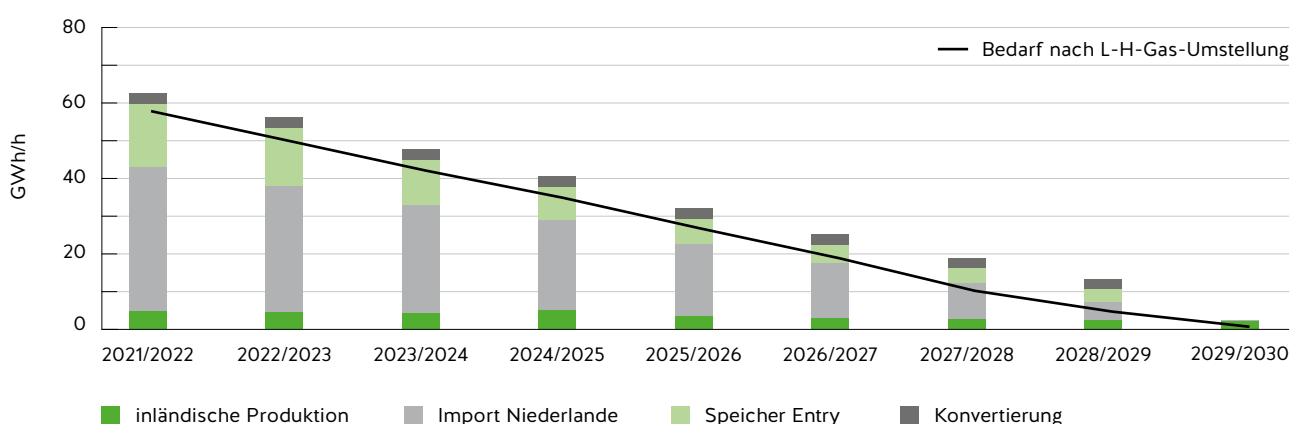
In diesem Kapitel wird das aktuelle Fernleitungsnetz dargestellt. Darüber hinaus wird entsprechend § 15a Absatz 2 EnWG der Umsetzungsstand bereits bestätigter NEP-Maßnahmen des vorherigen Netzentwicklungsplans Gas mit Stichtag 01. Januar 2023 abgebildet. Im Zuge dieser Aktualisierung zum Umsetzungsstand wurden insgesamt 123 Maßnahmen betrachtet. Gegenüber dem 01. Januar 2022 wurden 17 Maßnahmen fertiggestellt bzw. in Betrieb genommen und 10 Maßnahmen befinden sich seitdem im Bau. Bei 10 Maßnahmen erfolgte eine geplante Änderung des Inbetriebnahmedatums. Bei 17 Maßnahmen wurden eingetretene und absehbare Verzögerungen ausgewiesen.

5 Entwicklung der L-Gas-Versorgung

Ein Teil des deutschen Gasmarktes wird mit niederkalorischem Erdgas (L-Gas) versorgt. L-Gas stammt ausschließlich aus Aufkommen der deutschen und der niederländischen Produktion. Der Rückgang der deutschen Produktion und die stark rückläufigen Lieferungen aus den Niederlanden führen zu einer reduzierten L-Gas-Verfügbarkeit im deutschen Markt, sowohl in Bezug auf die nutzbaren Jahresmengen als auch auf die Einspeiseleistungen. Hierzu befinden sich die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber in einem regelmäßigen Austausch mit allen Beteiligten, insbesondere mit dem niederländischen Fernleitungsnetzbetreiber Gasunie Transport Services B. V. (GTS), um die Planungsannahmen für zukünftige L-Gas-Importe zu harmonisieren und zu aktualisieren.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die deutschlandweite L-Gas-Leistungsbilanz aktualisiert (vgl. Abbildung 2).

Abbildung 2: Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Insgesamt entspricht das in Deutschland seit dem Jahr 2015 realisierte Umstellungsvolumen einer jährlichen Verbrauchsmenge von rund 89 TWh und einer Leistung von 24 GWh/h (Stichtag 01. Oktober 2021).

Die weitere Umstellungsplanung bis zum Jahr 2030 berücksichtigt vorliegende Detailplanungen der Verteilernetzbetreiber. Sie wurde vollständig und jahresscharf konkretisiert. Im Ergebnis sind für die kommenden Jahre Umstellungen von jährlich mehr als einer halben Mio. Geräte geplant. Das L-Gas-Versorgungsgebiet wird bis zum Jahr 2030 stark reduziert und konzentriert sich dann auf Gebiete in räumlicher Nähe der deutschen Produktion. Eine Übersicht zur Umstellungsplanung ist dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 zu entnehmen. Weitere Details sind in der [NEP-Gas-Datenbank](#) veröffentlicht.

6 Entwicklung der H-Gas-Versorgung

Die Rahmenbedingungen für die Netzplanung in Deutschland haben sich in den letzten Monaten grundlegend verändert. Insbesondere werden der Ersatz von russischen Gasimporten sowie die politische Zielsetzung des Baus von LNG-Anlagen in Deutschland erheblichen Einfluss auf die zukünftige Netzplanung nehmen. Entsprechend haben die Fernleitungsnetzbetreiber, aufgrund der aktuellen geopolitischen Lage, die langfristig das Energiesystem verändern wird, sowie der Vorgabe der BNetzA gemäß des Teilneubescheids zur Bestätigung des Szenariorahmens 2022, Netzberechnungen im Rahmen der LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten vorgenommen.

Für die verschiedenen Modellierungsvarianten wurden H-Gas-Leistungsbilanzen erstellt und im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 dargestellt. In den LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten variiert die Berücksichtigung von deutschen LNG-Anlagen und zusätzlichen FZK-Kapazitäten an Grenzübergangepunkten im Jahr 2032 (vgl. Tabelle 4).

Tabelle 4: LNGplus-Varianten – Kapazitätsansatz im Jahr 2032

Einspeisepunkte der LNGplus-Varianten	LNGplus-Variante A	LNGplus-Variante B	LNGplus-Variante C
	GWh/h		
Bunde/Oude	–	0,6	12,2
Ellund	–	–	2,3
Eynatten/Raeren/Lichtenbusch	–	4,0	8,2
Medelsheim	–	4,2	4,2
LNG – Wilhelmshaven	48,1	26,0	26,0
LNG – Unterelbe	61,1	27,5	27,5
LNG – Ostsee	72,8	29,7	11,6

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

7 Ergebnisse der Modellierungsvarianten

Die Ergebnisse der LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten setzen sich wie folgt zusammen:

Tabelle 5: Ergebnisse der LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten bis Ende 2032

Zusammenfassung der Ergebnisse der LNGplus-Varianten	LNGplus-Variante A	LNGplus-Variante B	LNGplus-Variante C
Leitung [km]	1.115	858	858
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen) [MW]	257	173	183
Investitionen [Mrd. Euro]*	5,7	4,3	4,4
– Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 (ohne LNG)	1,9	1,9	1,9
– Netzausbaumaßnahmen für LNG-Anlagen	3,3	2,0	2,1
– Weitere neue Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	0,4	0,4	0,4

* gerundete Werte, Änderungen gegenüber dem Konsultationsdokument ergeben sich aus der Berücksichtigung der folgenden Netzausbaumaßnahmen:
300-02, 449-02, 503-03b, 851-01, 853-01, 855-01

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in der [NEP-Gas-Datenbank](#) aufgeführt und werden im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 umfassend dargestellt.

Notwendige regulatorische Voraussetzungen

Die Aufstellung und Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 wird aktuell von den geopolitischen Ereignissen in Europa aufgrund des Angriffskriegs Russlands auf die Ukraine stark überschattet. So werden seit Verabschiedung des Szenariorahmens im Januar 2022 immer wieder neue fundamental wirkende Aufkommensprämissen von Seiten der Politik und der BNetzA definiert, die letztlich zu einer vollkommenen Abkehr beim Import von russischem Erdgas führen sollen.

Auch wenn die finalen Netzausbaumaßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 noch nicht feststehen, so ist zum jetzigen Zeitpunkt bereits deutlich erkennbar, dass die Fernleitungsnetzbetreiber außergewöhnlich gefordert sein werden, Investitionen in Milliardenhöhe schnellstmöglich vornehmen zu müssen, um die bislang an der Ostgrenze Deutschlands ankommenden Erdgaslieferungen Russlands durch LNG-Lieferungen an den nord- und westdeutschen Landesgrenzen zu substituieren. Dies wird einen massiven Umbau des deutschen Transportsystems erforderlich machen, um auch weiterhin die Versorgungssicherheit in Deutschland zu gewährleisten.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen sich gleichzeitig einer weiteren Herausforderung gegenüberstehen: Die stetig ambitionierter werdenden Klimaschutzziele in Europa und Deutschland lassen es sicher erscheinen, dass ein Erdgastransport in seiner heutigen Größenordnung unter Wahrung des sogenannten „CO₂-net-zero-Ziels“ ab dem Jahr 2045 nicht mehr nachgefragt sein dürfte. Das aktuelle regulatorische System des EnWG bzw. der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) sieht indes kalkulatorische Amortisationszeiten von 55 bis zu 65 Jahren für Stahlleitungen vor. Eine Leitung, deren Bau somit bis 2022 einschließlich in Betrieb gegangen ist, hat eine vollständige Amortisation damit – abhängig vom Inbetriebnahmejahr – erst bis zum Jahr 2077 zu erwarten. Dieses Beispiel verdeutlicht, dass die Fernleitungsnetzbetreiber Gefahr laufen, ihre Assets – zumindest sofern diese nicht eine Nutzung für den Wasserstofftransport erwarten dürfen – nicht mehr amortisiert zu bekommen. Die BNetzA hat sich dieser Thematik zwischenzeitlich angenommen und mit ihrer Festlegung von kalkulatorischen Nutzungsdauern von Erdgasleitungsinfrastrukturen („KANU“) (BK9-22/614) eine deutliche Flexibilisierung der Nutzungsdauern für alle Anlagegüter, welche ab dem Jahr 2023 aktiviert werden, zugelassen. Bei LNG-Anbindungsanlagen gilt dies für alle Anlagegüter, welche ab dem Jahr 2022 aktiviert wurden. Dies begrüßen die Fernleitungsnetzbetreiber ausdrücklich, wobei eine entsprechende Flexibilisierung auch für Bestandsanlagen erforderlich ist.

Die Investitionsmaßnahmen sollen die Transportkapazitäten schaffen, um die LNG-Mengen nicht nur technisch-physikalisch im Sinne des § 39b Absatz 3 Satz 2 GasNZV in das Gasfernleitungsnetz übernehmen zu können, sondern diese auch im deutschen Ein- und Ausspeise-Transportsystem zu jeder Zeit zu allen Nachfragern bringen zu können. Daher ist die Bestätigung geboten, dass die Ausbauvorhaben dauerhaft betriebsnotwendig im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes sind und als ebenfalls dauerhaft effizienter Netzausbau durch die BNetzA beurteilt werden. Letzteres ist ebenfalls von hoher Relevanz, da auch nach einer eventuellen Beilegung der kriegesischen Aktivitäten und damit verbunden einer eventuellen Wiederaufnahme der Belieferung mit Gas aus der Russischen Föderation oder sonstigen Förderregionen diese Ausbauten nicht zu Lasten der Effizienz der ausbauenden Netzbetreiber gehen dürfen. Eine solche Entwicklung mag zwar heute als nur schwer vorstellbar erscheinen, sie ist jedoch angesichts des sehr langen Amortisierungszeitraums keineswegs auszuschließen.

8 Wasserstoffvariante

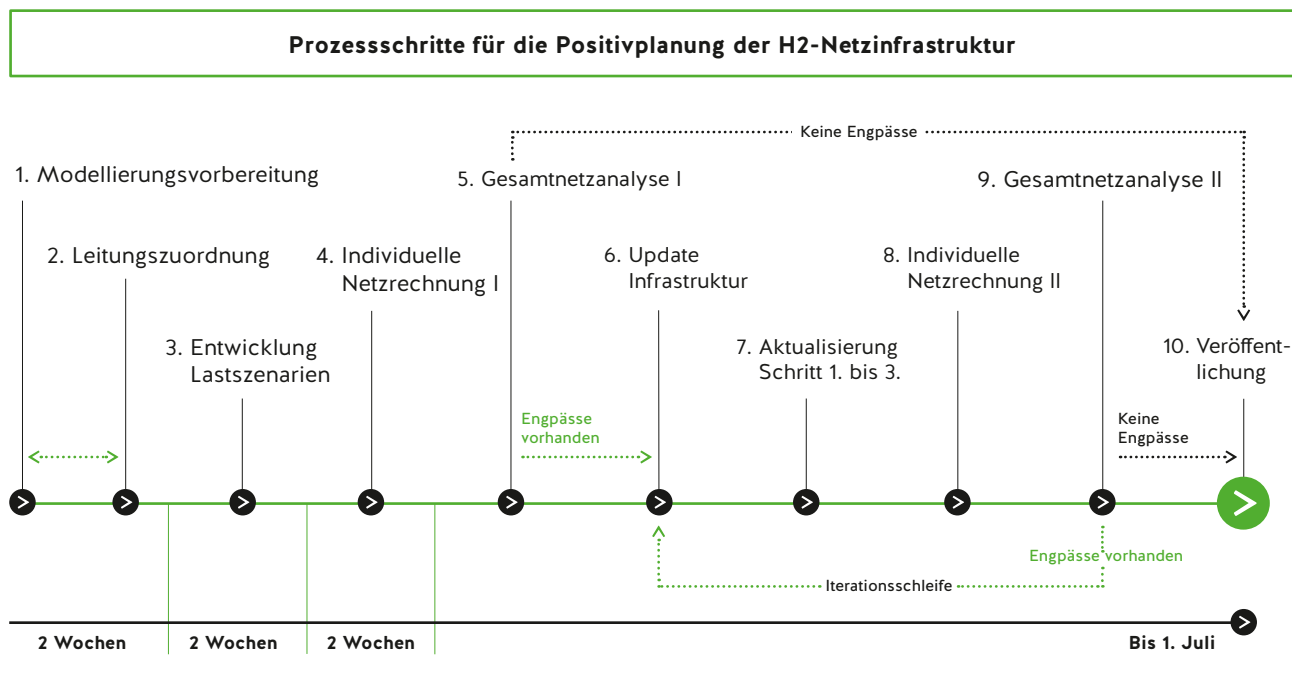
Grundsätzliche Vorgehensweise

Um vorhandene Infrastrukturpotenziale möglichst frühzeitig ausschöpfen zu können, haben die Fernleitungsnetzbetreiber andere potenzielle Wasserstoffnetzbetreiber über mehrere Aufrufe eingeladen, sich aktiv an der Modellierung eines nationalen Wasserstoffnetzes zu beteiligen. Auf diese Weise wird möglichst viel an bereits bestehender Infrastruktur in den Prozess der Wasserstoffnetzmodellierung einbezogen.

Das ermittelte Wasserstoffnetz der Wasserstoffmodellierung beruht auf den zugrundeliegenden MoU-Bedarfen (vgl. Anlage 2), orientiert sich zudem an den Ergebnissen des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 und den Leitungsmeldungen der Fernleitungsnetzbetreiber und anderer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber sowie an vorhandenen parallelen Leitungssystemen im Fernleitungsnetz. Auf dieser Basis erfolgte die Prüfung, welche Trassen geeignet sind, um ein Wasserstoffnetz aufzubauen.

Der gesamte Prozessablauf von der Modellierungsvorbereitung bis zur Veröffentlichung der Ergebnisse ist in Abbildung 3 schematisch dargestellt:

Abbildung 3: Prozessschritte für die Positivplanung der Wasserstoffnetzinfrastruktur



Modellierungen der Wasserstoffvariante

Die Modellierung der Wasserstoffvariante erfolgte für die Jahre 2027 und 2032. Die vorliegende Kurzfassung konzentriert sich in der Ergebnisdarstellung auf das Jahr 2032.

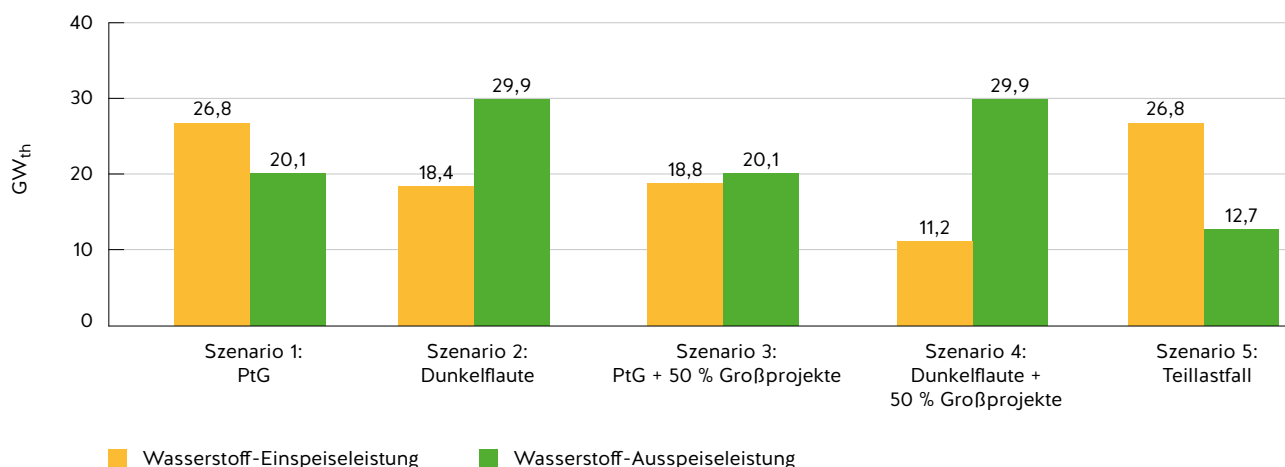
Zur Auslegung des Wasserstoffnetzes auf stark wechselnde Lastsituationen ist eine Betrachtung von Szenarien erforderlich. Ausgehend von den in Anlage 2 [FNB Gas, SR 2021b] veröffentlichten Ergebnissen der veröffentlichten Ergebnissen der Marktabfrage WEB mit abgeschlossenen MoU haben die Fernleitungsnetzbetreiber in Abstimmung mit den anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern für die Erstellung der Wasserstoffbilanzen zusätzlich zu den Ergebnissen der Marktabfrage WEB gemäß Anlage 2 [FNB Gas, SR 2021b] folgende fünf Szenarien definiert:

- Szenario 1: Power-to-Gas (PtG),
- Szenario 2: Dunkelflaute,
- Szenario 3: PtG + 50 % Großprojekte,
- Szenario 4: Dunkelflaute + 50 % Großprojekte,
- Szenario 5: Teillastfall.

Wesentliche Annahmen für die Lastsituationen sind entweder das Vorhandensein eines Stromüberschusses, so dass Wasserstoff produziert werden kann, oder eines Strommangels (Dunkelflaute) mit der Folge einer geringen Wasserstoffproduktion aus Elektrolyseuren.

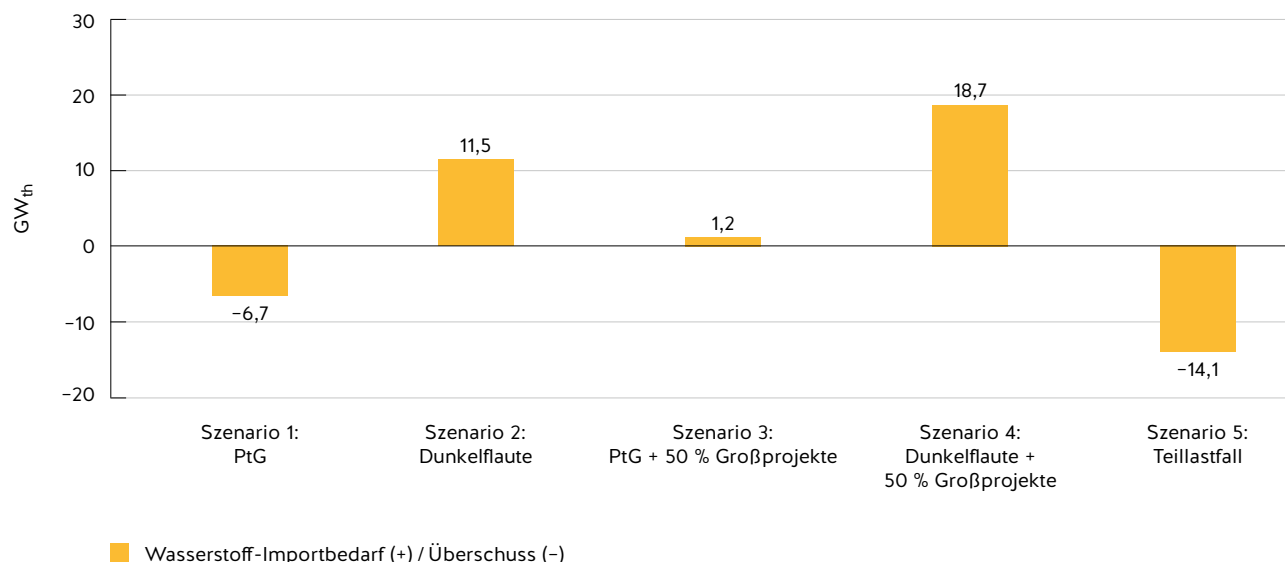
Die jeweiligen Ein- und Ausspeiseleistungen in den entsprechenden Szenarien für das in großen Teilen zusammenhängende deutschlandweite Wasserstoffnetz im Jahr 2032 sind in der folgenden Abbildung dargestellt. Die Szenarien bilden ein breites Spektrum bilanzieller Überspeisungen und Unterdeckungen ab, wobei die bilanzielle Unterdeckung im Szenario 4 (Dunkelflaute + 50 % Großprojekte) am größten ist.

Abbildung 4: Wasserstoffbilanz – Ein-/Auspeiseleistungen 2032 für das deutschlandweite Netz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H₂-Netzbetreiber

Abbildung 5: Wasserstoffbilanzen – Ein-/Auspeiseleistungen 2032 nach Szenario



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H₂-Netzbetreiber

Im Szenario 4 (Dunkelflaute + 50 % Großprojekte) beträgt der zusätzliche Wasserstoffbedarf in Deutschland rund 18,7 GW. Da davon auszugehen ist, dass das deutsche Einspeisepotenzial im Rahmen der Marktabfrage WEB von den Projektvorhabensträgern und Speicherbetreibern gemeldet wurde, muss der Zusatzbedarf über Importe gedeckt werden.

Zur Einschätzung und Bewertung der angrenzenden, potenziellen Länder für den Import von Wasserstoff wurden die folgenden Informationsquellen ausgewertet:

- Die im Rahmen der Konsultation zum Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 abgegebenen Stellungnahmen,
- die im Rahmen der Marktabfrage WEB abgegebenen Projektmeldungen aus dem Ausland,
- Informationen aus vorliegenden Studien zu möglichen Aufkommensquellen, insbesondere der EHB-Studie,
- Informationen aus Gesprächen mit potenziellen Projektvorhabenträgern und ausländischen Fernleitungsnetzbetreibern,
- Informationen aus Pressemitteilungen und sonstigen Veröffentlichungen.

Auf Basis dieser Informationen wurden folgende Einschätzungen zur Berücksichtigung angrenzender Länder in der Wasserstoffquellenverteilung zur Deckung der Bilanz vorgenommen:

- Dänemark: 2,0 GW,
- Norwegen: 5,0 GW,
- Niederlande: 5,9 GW,
- Belgien: 3,8 GW,
- Tschechien: 2,0 GW.

Für die Jahre 2027 und 2032 wurden weitere Teilnetze modelliert, individuell geprüft und sowohl einer bilanziellen als auch einer strömungsmechanischen Betrachtung unterzogen.

Ergebnisse der Wasserstoffvariante

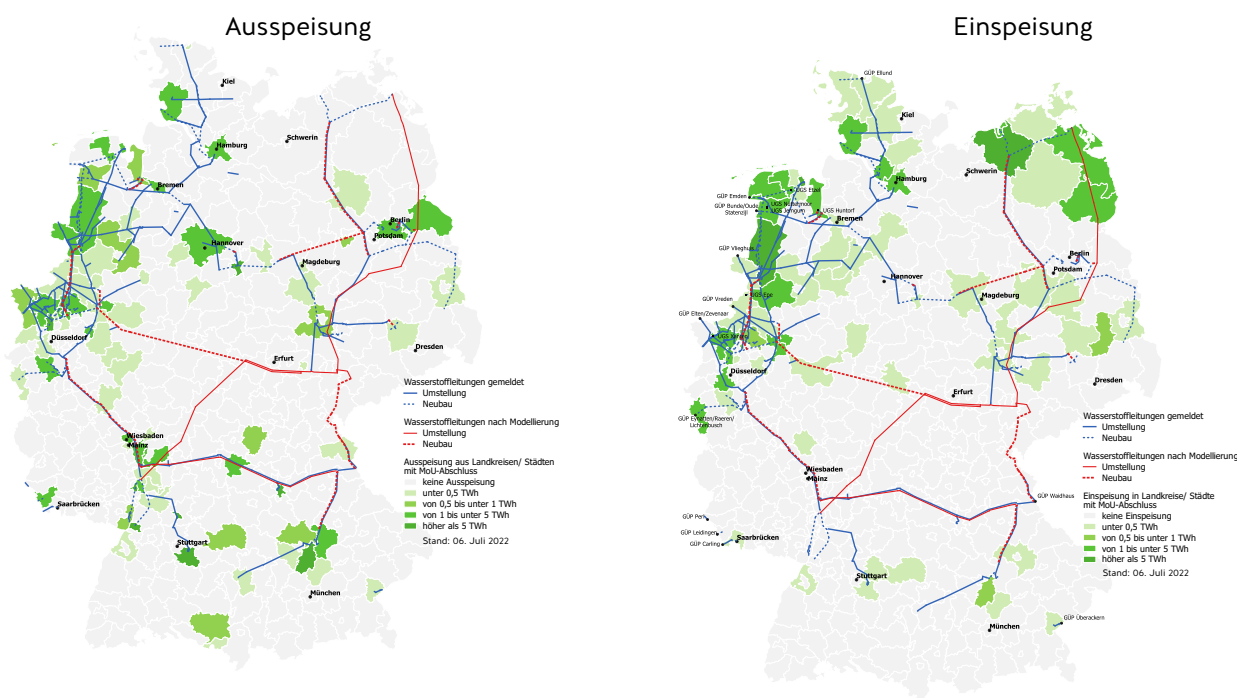
Die Wasserstoffmodellierung führt insgesamt zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 6: Ergebnisse der Wasserstoffmodellierung

	Bis Ende 2027	Bis Ende 2032
Streckenverdichter	0–25 MW	0–245 MW
Kopfverdichter	0 MW	0–100 MW
Leitungen	2.900–3.000 km	7.600–8.500 km
Investitionen	2,3–2,8 Mrd. Euro	8,1–10,2 Mrd. Euro

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H₂-Netzbetreiber

Abbildung 6: Netzausbaumaßnahmen Wasserstoffvariante 2032



Hinweis: Alternative Ausbaumaßnahmen zur Erfüllung der gleichen Transportaufgabe innerhalb eines Wasserstoffkorridors werden in den Ausbaukarten nicht dargestellt. Diese werden jedoch in der Anlage 3 ausgewiesen.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H₂-Netzbetreiber, schematische Darstellung

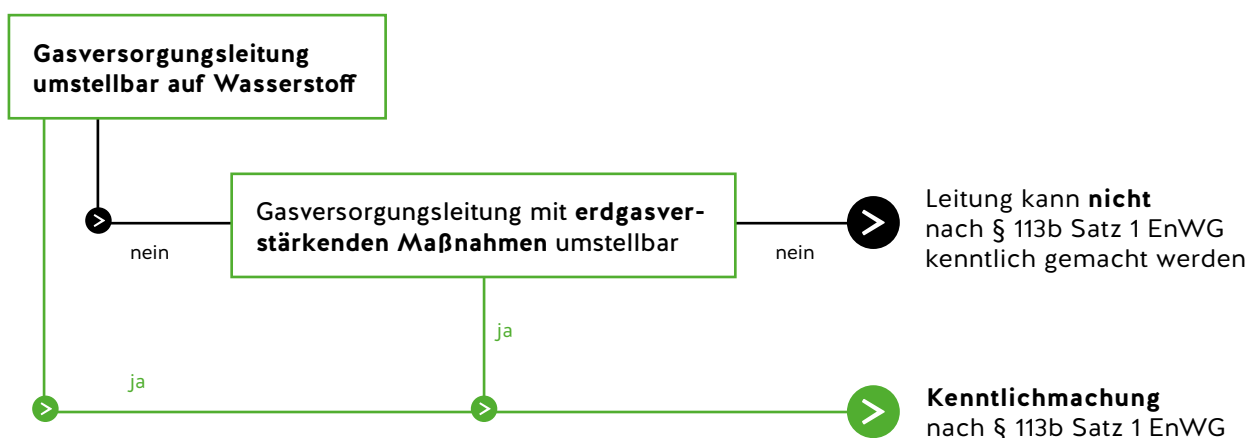
9 Ermittlung von Gasversorgungsleitungen für die perspektivische Nutzung von Wasserstoff

Im Teilneubescheid zum bestätigten Szenariorahmen 2022 vom 11. November 2022 hat die BNetzA die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß Tenorziffer 2 dazu aufgefordert, für das in Kapitel 8.3 modellierte Wasserstoffnetz auf Basis einer Versorgungssicherheitsvariante LNGplus zu ermitteln, welche Erdgasleitungen aus dem Erdgasnetz herausgenommen werden und perspektivisch auf eine Wasserstoffnutzung umgestellt werden könnten. Gemäß § 113b EnWG könnten die Fernleitungsnetzbetreiber identifizierte Gasversorgungsleitungen kenntlich machen, wenn der Nachweis erbracht ist, dass das verbleibende Erdgasnetz für die im Szenariorahmen zugrunde gelegten Kapazitäten ausreichend ist. Um dies sicherzustellen, kann der Netzentwicklungsplan gemäß § 113b Satz 2 EnWG zusätzliche Ausbaumaßnahmen des Erdgasnetzes in einem geringfügigen Umfang (erdgasverstärkende Maßnahmen) ausweisen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind der Aufforderung der BNetzA nachgekommen und haben auf Basis einer Versorgungssicherheitsvariante LNGplus und des veröffentlichten Wasserstoffnetzes (vgl. Kapitel 8.3) untersucht, welche Gasversorgungsleitungen perspektivisch auf eine Wasserstoffnutzung umgestellt werden könnten. Diese Analyse haben die Fernleitungsnetzbetreiber für die Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C durchgeführt. Da die Modellierungsergebnisse der Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus B und C kaum Unterschiede aufweisen, sind die dargestellten Ergebnisse für die beiden LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten identisch.

Aufgrund der aktuellen, sehr dynamischen Entwicklungen des Gasmarktes wurde das Jahr 2027 für diese Untersuchung gewählt. Zukünftig ist von signifikanten Leistungs- und Mengenrückgängen von Methan bei gleichzeitig geänderten Gasimporten und Speichernutzungen auszugehen. Die sich dadurch verändernde Netzbelastung wird signifikante Auswirkungen auf die Möglichkeit haben, Gasversorgungsleitungen perspektivisch für Wasserstoff nutzbar machen zu können. Entsprechend dieser genannten Entwicklungen ist es den Fernleitungsnetzbetreibern derzeit nicht möglich, eine belastbare Ermittlung von Gasversorgungsleitungen, die perspektivisch auf eine Wasserstoffnutzung umgestellt werden könnten, für weiter in der Zukunft liegende Modellierungsjahre vorzunehmen. Die Vorgehensweise bei der Ermittlung von Gasversorgungsleitungen für die perspektivische Nutzung von Wasserstoff ist in Abbildung 7 schematisch dargestellt.

Abbildung 7: Vorgehensweise bei der Ermittlung von Gasversorgungsleitungen für die perspektivische Nutzung von Wasserstoff



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Grundsätzlich könnten die so geprüften Gasversorgungsleitungen für den schnellen Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur zur Verfügung stehen. Durch marktliche, politische und gesellschaftliche Änderungen bestehen für diese Gasversorgungsleitungen im derzeitigen Umfeld Unsicherheiten hinsichtlich ihrer zukünftigen und wirtschaftlichen Nutzbarkeit für den Wasserstofftransport. Aus diesem Grund behalten sich die Fernleitungsnetzbetreiber das Recht vor, diese Gasversorgungsleitungen für den Erdgastransport weiter zu nutzen, wenn eine Nutzung für den Wasserstofftransport nicht vertretbar ist.

Die folgende Tabelle und Abbildung zeigen, in welchem Umfang Gasversorgungsleitungen perspektivisch auf eine Wasserstoffnutzung bis zum Jahr 2027 umgestellt werden könnten und somit für den zügigen Aufbau eines Wasserstoffnetzes zur Verfügung stehen würden. Es wird zudem deutlich, in welchem Umfang erdgasverstärkende Maßnahmen dafür erforderlich sind. Das Wasserstoffnetz der Wasserstoffvariante für das Jahr 2027 entsprechend Kapitel 8 wird somit durch die oben dargestellten Ergebnisse für die perspektivische Nutzung von Wasserstoff auch auf Basis der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C bestätigt.

Tabelle 7: Gasversorgungsleitungen für die perspektivische Nutzung von Wasserstoff

Gasversorgungsleitungen	geplante Länge	Kosten
	km	Mrd. EUR
Bis zum Jahr 2027 auf Wasserstoff umstellbare Leitungen	2.010	0,5
– davon ohne erdgasverstärkende Maßnahmen umstellbar	1.465	0,3
– davon mit erdgasverstärkenden Maßnahmen umstellbar	545	0,2
Erdgasverstärkende Maßnahmen	133	0,3

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

10 Netzausbauvorschlag

Die Maßnahmen zum Ausbau des Transportnetzes erfordern zur Reduzierung der europäischen Abhängigkeit von russischen Gasimporten und dem dafür erforderlichen Aufbau der Transportinfrastruktur für LNG-Importe erhebliche finanzielle Mittel, die von den Fernleitungsnetzbetreibern bereitgestellt werden müssen. Die durch den Netzausbau entstehenden Kosten werden über die Netzentgelte umgelegt. Es ist daher von allen an der Entwicklung des Netzentwicklungsplans Gas Beteiligten besonderes Augenmerk darauf zu legen, dass der Netzausbau unter langfristigen Gesichtspunkten gesamtwirtschaftlich sinnvoll und für die investierenden Unternehmen angesichts immer kürzer werdender Bindungsfristen von Transportkunden wirtschaftlich zumutbar bleibt. Dies erfordert vor allem einen stabilen und nachhaltigen Regulierungsrahmen mit einer risikoadäquaten Verzinsung und sachgerechte Abschreibungsdauern.

In diesem Kapitel werden die von den Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 identifizierten Netzausbaumaßnahmen betrachtet. Die notwendigen Maßnahmen für die Anbindung der LNG-Anlagen an das Fernleitungsnetz sind rein informatorisch dargestellt. Daher fallen die zugehörigen Kosten für die LNG-Anbindungsmaßnahmen zusätzlich zu den in Tabelle 9 ausgewiesenen Investitionssummen an.

In der bisherigen Netzentwicklungsplanung wurden die erforderlichen Netzausbaumaßnahmen für das fünfte und das zehnte Jahr im jeweiligen Netzentwicklungsplan ermittelt. Abweichend von dieser Vorgehensweise haben die Fernleitungsnetzbetreiber, entsprechend der Teilneubescheidung zur Bestätigung des Szenario Rahmens 2022, die erforderlichen Netzausbaumaßnahmen der LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten für das Jahr 2032 ermittelt und für diese auf Basis des bestehenden Ordnungsrahmens die schnellstmöglichen Inbetriebnahmen angenommen. Netzausbaumaßnahmen können deutlich schneller fertig gestellt werden, wenn die Voraussetzungen für einen beschleunigten Projektablauf, z. B. durch Aufnahme in das LNGG, gegeben sind. Dies ist bisher allerdings nicht bei allen LNGplus-Maßnahmen der Fall.

Die BNetzA hat den Fernleitungsnetzbetreibern im Teilneubescheid zum Szenariorahmen 2022 aufgetragen, mehrere Lösungsvarianten zu ermitteln und die effizienteste Lösung mit einem möglichst geringen Netzausbau bei gleichzeitig schnellstmöglicher Realisierung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen zu ermitteln.

Die Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A hat gegenüber den Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus B und C wesentlich höhere Netzausbaukosten und die Realisierung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen kann teilweise erst später erfolgen. Darüber hinaus zeigen die Leistungs- und Mengenbilanzen, dass die angefragten 182 GWh/h für LNG-Anlagen für die Versorgung von Deutschland und den europäischen Nachbarländern nicht erforderlich sind. Daher kommt die Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A als Netzausbauvorschlag nicht in Betracht. Diese Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber wird auch durch die Mehrheit der Stellungnahmen zum Konsultationsdokument, welche sich zum Netzausbauvorschlag äußern, unterstützt.

Die Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus B und C unterscheiden sich hinsichtlich der Versorgungsrouten Deutschlands. In der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B wird Deutschland verstärkt über direkte LNG-Importe an der Nord- und Ostseeküste versorgt. In der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C hingegen wird Deutschland verstärkt über LNG-Kapazitäten aus europäischen Nachbarländern versorgt.

Die Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B ist mit rund 4,3 Mrd. Euro geringfügig günstiger (56 Mio. Euro) als die Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C, da weniger Investitionen in die Transportinfrastruktur notwendig sind.

Die Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B entspricht damit der Zielvorgabe der BNetzA aus dem Teilneubescheid des Szenariorahmens 2022, die aus Netzsicht effizienteste Lösung zu ermitteln. Aus Sicht der BNetzA bedeutet dies, einen möglichst geringen Netzausbau bei gleichzeitig schnellstmöglicher Realisierung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen zu wählen.

Die direkten Importmöglichkeiten von LNG für Deutschland sind höher als in der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C. Darüber hinaus sind höhere, östlich gelegene LNG-Einspeisungen vorteilhaft für die Nutzung der bestehenden Transportinfrastruktur in Deutschland.

Die Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C ist mit rund 4,4 Mrd. Euro geringfügig teurer (56 Mio. Euro) als die Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B, wobei sämtliche Netzausbaumaßnahmen der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B in LNGplus C enthalten sind.

Die Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C nutzt durch die Erhöhung der Grenzübergangskapazitäten zu unseren westeuropäischen Nachbarländern größtenteils die bestehende Infrastruktur und LNG-Anlagen in den jeweiligen Nachbarländern. Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen hinsichtlich der Flexibilität und Diversifizierung der verschiedenen Importrouten, der Sicherheit für kritische Infrastruktur und damit auch für die Versorgungssicherheit durch die räumlich weit verteilten westeuropäischen Grenzübergangspunkte und deutschen LNG-Einspeisungen in der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C einen Vorteil gegenüber der auf die drei Cluster Wilhelmshaven, Unterelbe und Ostsee begrenzten größeren LNG-Einspeisungen in der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B.

Im Konsultationsdokument hatten die Fernleitungsnetzbetreiber auf einen Netzausbauvorschlag verzichtet und die Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus B und C zur Konsultation gestellt. Den Konsultationsstellungen war keine eindeutige Präferenz für eine der beiden Modellierungsvarianten zu entnehmen. Nach erneuter Abwägung der oben genannten Vor- und Nachteile der Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus B und C, in welche auch Erkenntnisse aus Gesprächen mit Behörden eingeflossen sind, schlugen die Fernleitungsnetzbetreiber grundsätzlich die Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C zum Netzausbau vor. Maßnahmen, welche Ergebnis der Modellierung der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C sind, jedoch zum Stichtag 01. Januar 2023 bereits im Bau waren bzw. in Betrieb genommen wurden, sind nicht Bestandteil des Netzausbauvorschlags.

Aufbauend auf der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C haben die Fernleitungsnetzbetreiber in Kapitel 9 gemäß § 113b EnWG die Gasversorgungsleitungen ausgewiesen, die perspektivisch bis zum Jahr 2027 auf eine Wasserstoffnutzung umgestellt werden könnten. In dem Zusammenhang wurden erforderliche erdgasverstärkende Maßnahmen in Höhe von 0,3 Mrd. Euro identifiziert. Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen diese erdgasverstärkenden Maßnahmen ebenfalls zum Netzausbau vor.

Für die effiziente und bedarfsgerechte Errichtung eines zukünftigen Wasserstofftransportnetzes hatte sich bereits im letzten Netzentwicklungsplan gezeigt, dass es mit der Hilfe von kleineren Netzausbaumaßnahmen im Erdgas möglich ist, eine Umstellung von heute im Erdgas genutzten Leitungen auf Wasserstoff zu erreichen. Diese Netzausbaumaßnahmen wurden von der BNetzA im Änderungsverlangen vom 19. März 2021 zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 nicht beanstandet. Die Fernleitungsnetzbetreiber wurden mit Nebenbestimmungen zur Umsetzung dieser Maßnahmen verpflichtet, damit keine Verzögerungen für den politisch in der nationalen Wasserstoffstrategie festgelegten und gewünschten schnellen Markthochlauf verursacht wird.

Die Fernleitungsnetzbetreiber kommen nach individueller, interner Prüfung zu dem Schluss, dass die erdgasverstärkenden Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 weiterhin erforderlich sind. Diese bereits von der BNetzA im Änderungsverlangen bestätigten Maßnahmen bis zum Jahr 2030 werden daher von den Fernleitungsnetzbetreibern weiterhin zum Netzausbau vorgeschlagen.

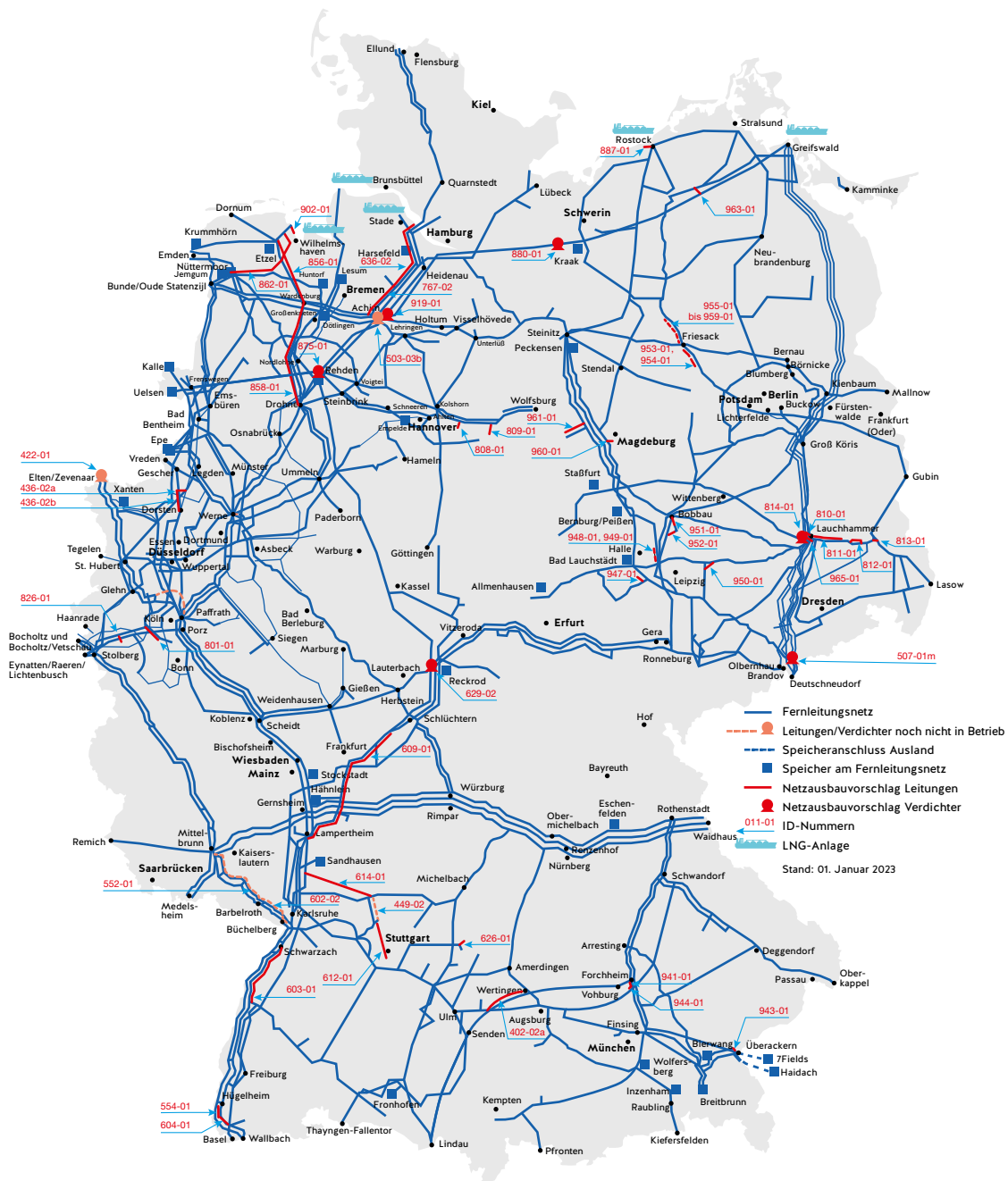
Die folgende Tabelle veranschaulicht den Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber:

Tabelle 8: Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber

Netzausbauvorschlag	
Leitung [km]	951
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen) [MW]	164
Investitionen [Mrd. Euro]*	4,4
– Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 (ohne LNG)	1,7
– Netzausbaumaßnahmen für LNG-Anlagen	1,9
– Weitere neue Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	0,4
– Erdgasverstärkende Maßnahmen bis 2027	0,3
– Weitere erdgasverstärkende Maßnahmen bis 2030 aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030	0,1
*gerundete Werte	

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 8: Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

Eine Auflistung der Netzausbaumaßnahmen findet sich in Anlage 6. Sämtliche Details zu den Netzausbaumaßnahmen, Anbindungsmaßnahmen und den Startnetzmaßnahmen sind in der **NEP-Gas-Datenbank** im Zyklus „2022 – NEP Entwurf“ enthalten.

Weitere Aspekte zum Netzausbauvorschlag

Das Ziel der LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten ist die verfügbare Einspeisekapazität schnell zu erhöhen und gleichzeitig einen effizienten und nachhaltigen Netzausbau zu ermitteln. Diesem Ziel werden die Fernleitungsnetzbetreiber mit Sicht auf den derzeitigen Stand der Planung von LNG-Terminals gerecht. Die Netzausbaumaßnahmen zur Bereitstellung der LNG-Kapazitäten sollen größtenteils bis zum Jahr 2026 realisiert werden. Die vollständige Umsetzung dieser Netzausbaumaßnahmen ist bis zum Jahr 2028 geplant. Voraussetzung für einen beschleunigten Projektablauf sind deutlich kürzere Genehmigungsverfahren. Dies kann z. B. durch die Aufnahme der Maßnahmen in das LNGG erreicht werden. Dies ist bisher allerdings nicht bei allen LNGplus-Maßnahmen der Fall.

Die Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus B und C beschreiben dabei Netzausbaumaßnahmen, bei denen sowohl die Kapazität von neuen LNG-Anlagen als auch Bestandskapazität über westliche Grenzübergangspunkte genutzt werden können. Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass sich je nach tatsächlich umgesetzten LNG-Anlagen und deren vorgesehenen Einspeisekapazitäten, der benötigte Netzausbaubedarf aufgrund der nicht abschließend geklärten Rahmenbedingungen und zukünftigen politischen Entscheidungen ändern kann. Die Dynamik ist neben den zukünftigen politischen Entscheidungen im Besonderen damit begründet, dass für den Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV bisher nur zum Teil Realisierungsfahrpläne abgeschlossen sind. Der Abschluss der ausstehenden Realisierungsfahrpläne ist aus heutiger Sicht noch mit Unsicherheiten behaftet und hat einen hohen Einfluss auf die jeweiligen LNG-Standorte und die dazugehörigen Netzausbaumaßnahmen.

LNG-Anlagen Brunsbüttel und Stade

Die Bereitstellung von Transportkapazität für die LNG-Anlage in Brunsbüttel und/oder Stade erfordert im Netz der GUD in jedem Fall Ausbaumaßnahmen in Form einer Leitungsverbindung zwischen Elbe Süd und Achim und die Schaffung neuer Verdichterkapazität am Standort Achim/Embsen. Lediglich die Dimensionierung der Transportleitung und der Verdichterstation ist abhängig davon, ob nur eins oder beide Terminals in der genannten Größenordnung errichtet werden.

Eine um ein Jahr frühere Inbetriebnahme, als das ausgewiesene Inbetriebnahmedatum, ist für die oben genannten Maßnahmen unter günstigen Rahmenbedingungen, insbesondere durch die Aufnahme der Leitung in das LNGG oder der Ermöglichung vergleichbarer Beschleunigungspotenziale, möglich.

LNG-Anlage Lubmin

Für die LNG-Einspeisung in Lubmin sind zur Bereitstellung der Transportkapazitäten aufgrund der besonderen Lage zu den Ferngasleitungen NEL und EUGAL Maßnahmen mit identischer Dimensionierung vorgesehen. Aus diesem Grund ist, je nach Marktbedarf, eine von der in der Modellierung für die Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus B und C unterstellten Kapazitätsnutzung abweichend höhere und frühzeitige Einspeisung möglich.

LNG-Anlage Wilhelmshaven

Für den Weitertransport der LNG-Mengen aus Wilhelmshaven über Etzel hinaus bedarf es der Bereitstellung weiterer Transportkapazitäten. Diese werden mit der Leitung Etzel-Wardenburg nebst Errichtung der GDRM-Anlage Wardenburg und der Erweiterung der GDRM-Anlage Friedeburg - Horsten 1 sowie der Leitung Wardenburg-Drohne nebst GDRM-Anlage Drohne 2 geschaffen.

Unter Berücksichtigung üblicher Projektlaufzeiten erfolgt die Inbetriebnahme der Leitung Etzel-Wardenburg und der GDRM-Anlagen Ende 2026. Eine deutlich vorzeitige Inbetriebnahme, frühestens im Winter 2025/2026, ist unter günstigen Rahmenbedingungen, insbesondere durch die Aufnahme der Leitung in das LNGG oder der Ermöglichung vergleichbarer Beschleunigungspotenziale, möglich.

Unter Berücksichtigung üblicher Projektlaufzeiten erfolgt die Inbetriebnahme der Leitung Wardenburg-Drohne und der GDRM-Anlage Ende 2027. Eine deutlich vorzeitige Inbetriebnahme, frühestens im Winter 2026/2027, ist unter günstigen Rahmenbedingungen, insbesondere durch die Aufnahme der Leitung in das LNGG oder der Ermöglichung vergleichbarer Beschleunigungspotenziale, möglich.

Grenzübergangspunkt Medelsheim/VIP France-Germany

Der Grenzübergangspunkt, der bis 2022 nur als Ausspeisepunkt in Richtung Frankreich betrieben wurde, wird seit Oktober 2022 im Rahmen der Diversifizierung der Gasquellen für den physischen Transport von Gas aus Frankreich genutzt.

In Frankreich wird Erdgas auf allen Netzebenen mit einer schwefelhaltigen Substanz odoriert, in Deutschland hingegen lediglich auf Verteilerebene. Für eine Übergangsfrist bis 30. April 2024 hat die BNetzA mit der Festlegung BK9-22/606-1 („VOLKER“) vom 08. November 2022 den Fernleitungsnetzbetreibern eventuelle Schäden im deutschen Netz als volatile Kosten anerkannt, die aus der Abweichung des odorierten Gases von der Gasqualitätsnorm DVGW G260 resultieren. Nach diesem Zeitraum ergibt sich möglicherweise die Notwendigkeit, die aus Frankreich zu übernehmenden Gasmengen durch eine technische Anlage zu reinigen, das heißt zu deodorieren.

Im Netzausbauvorschlag des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 sehen die betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber GRTgaz Deutschland und Open Grid Europe die Errichtung einer Deodorierungsanlage am Standort Medelsheim vor, die für einen konstanten Gasfluss von rund 400.000 m³/h, entsprechend 4,2 GWh/h oder 100 GWh/d, ausgelegt wird. Eine finale Investitionsentscheidung (FID) werden die beiden Fernleitungsnetzbetreiber jedoch erst dann treffen können, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:

1. Die Deodorierungsanlage ist dann erforderlich, wenn die relevanten nationalen strengen Schwefel-Grenzwerte in Deutschland, die das Arbeitsblatt DVGW G260, Stand September 2021, für die 2. Gasfamilie vorschreibt, dauerhaft über 2023 hinaus beibehalten werden und weiterhin einschlägig für den Gastransport bleiben. Ein dauerhafter Betrieb der Deodorierungsanlage muss auf Basis der vorliegenden Bedingungen technisch möglich sein. Im Übrigen werden die Gasspezifikationen der europäischen Gasqualitätsnorm EN 16726 für das aus Frankreich zu übernehmende Gas eingehalten.
2. In Frankreich wird eine technische Kapazität im Sinne der VO (EU) 715/2009 Artikel 2 (18) in Höhe von mindestens 4,2 GWh/h in Richtung Deutschland geschaffen und angeboten.

Eine Bestätigung der Maßnahme sollte durch die BNetzA im Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 unter den oben genannten Bedingungen erfolgen.

11 Ausblick auf kommende Netzentwicklungspläne

Der Umbau der Energieversorgung in Deutschland stellt auch neue Anforderungen an die Netzentwicklungsplanung. Diese muss zukünftig stärker sektorübergreifend und im Rahmen einer gesamtheitlichen Betrachtung von Energieszenarien erfolgen, die Strom und Gas einschließlich Wasserstoff berücksichtigen. Nur so kann eine volkswirtschaftlich vorteilhafte Kopplung der Energieinfrastrukturen unter Berücksichtigung der energie- und klimapolitischen Zielsetzung erfolgen.

Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur

Der Hochlauf des Wasserstoffmarktes in der EU ist ein zentraler Baustein bei der Entwicklung eines klimaneutralen und versorgungssicheren Energiesystems. Aufgrund der aktuellen geopolitischen Situation ist es umso dringender, diesen Markthochlauf zu beschleunigen. Grundvoraussetzung dafür ist die schnelle Verfügbarkeit einer leistungsfähigen Wasserstoffinfrastruktur.

Der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft erfordert auf der Transportebene eine mitwachsende Wasserstoffinfrastruktur, welche die Erzeugungszentren im In- und Ausland mit den Speichern und Verbrauchern in Deutschland verbindet. Die Entwicklung dieser Wasserstofftransportinfrastruktur ist vollständig in die Netzentwicklungsplanung Gas zu integrieren, da große Teile des bestehenden Methanfernleitungsnetzes durch Umstellung auf Wasserstoff genutzt und durch Lückenschlüsse bzw. Neubau ergänzt werden können. Dies ermöglicht einen kostenoptimierten und ressourcenschonenden Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland. Die Umstellung von Methanleitungen für den Wasserstofftransport setzt eine integrierte und iterative Modellierung der Fernleitungsnetze im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas voraus. Dies ist erforderlich, da neben dem Wasserstoffhochlauf die Versorgung mit Erdgas, Transite und zukünftig auch vermehrt die Versorgung mit Biomethan, synthetischem Methan und LNG sichergestellt werden muss.

Ein getrennter Netzentwicklungsplan für Wasserstoff ist daher nicht zielführend und wäre volkswirtschaftlich ineffizient. Die Fernleitungsnetzbetreiber sprechen sich insoweit klar dafür aus, einen integrierten Planungsprozess für die Gas- und Wasserstoffnetze einzuführen und haben im Rahmen des Wasserstoffberichtes gemäß § 28q EnWG ein entsprechendes Konzept für eine integrierte Gasnetzplanung entwickelt, um bestehende Synergien mit den bewährten Prozessen im Netzentwicklungsplan Gas auch in Zukunft zu nutzen.

Für die Beschleunigung der Umstellung auf Wasserstoff sowie den effizienten Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur ist es aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber notwendig, dass über die bestehende Übergangsregulierung hinaus ein stabiler Regulierungsrahmen geschaffen wird, in dem die notwendigen langfristigen Investitionen sicher umsetzbar sind. Eine gemeinsame Regulierung und Finanzierung der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur ist dafür der beste und am schnellsten umsetzbare Weg, der sowohl in der Markthochlaufphase des Wasserstoffmarktes als auch in der Phase sinkenden Methanbedarfes prohibitiv hohe Entgelte vermeiden und vorhersagbare, planbare Tarife ermöglichen kann.

Um den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur effizient und ressourcenschonend zu gewährleisten, ist es unbedingt notwendig, dass die bestehenden und bewährten Entflechtungsregelungen für Gas auf Wasserstoff übertragen werden. Einheitliche Entflechtungsregeln schaffen für die Fernleitungsnetzbetreiber Planbarkeit für Investitionen in die Wasserstoffinfrastruktur und ermöglichen die effiziente Nutzung von Synergien. Das im Gasbereich bewährte ITO-Modell muss dauerhaft auch für den Wasserstoffnetzbetrieb möglich sein und die horizontalen Entflechtungsvorgaben müssen den Netzbetrieb von Wasserstoff- und Methanetzen in demselben Unternehmen erlauben. Darüber hinaus ist die Überarbeitung der horizontalen Entflechtungsregelungen (z. B. informatorisches Unbundling) notwendig, um eine integrierte Gasnetzplanung für Methan und Wasserstoff zu ermöglichen.

Wasserstoffbericht gemäß § 28q EnWG

Ein Bestandteil der EnWG-Novelle vom Juli 2021 ist der Bericht zur erstmaligen Erstellung des Netzentwicklungsplans Wasserstoff nach § 28q EnWG (Wasserstoffbericht). Betreiber von Wasserstoffnetzen, welche eine Erklärung nach § 28j Absatz 3 EnWG abgegeben haben, waren verpflichtet, gemeinsam mit den Fernleitungsnetzbetreibern den Wasserstoffbericht bis spätestens zum 01. September 2022 der BNetzA vorzulegen. Wasserstoffnetzbetreiber, die keine Erklärung nach § 28j Absatz 3 EnWG abgegeben haben, sind in dem Umfang zur Mitarbeit verpflichtet, der für eine sachgerechte Erstellung des Berichts erforderlich ist. Insbesondere sind sie verpflichtet, die für die Erstellung erforderlichen Informationen zur Verfügung zu stellen. Auf der Grundlage des Berichts kann die BNetzA Empfehlungen für die rechtliche Implementierung eines verbindlichen Netzentwicklungsplans Wasserstoff abgeben.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den Wasserstoffbericht fristgerecht am 01. September 2022 an die BNetzA übergeben und im Anschluss veröffentlicht. In einem Webinar, das am 25. Oktober 2022 gemeinsam mit den Verteilernetzbetreibern abgehalten wurde, ist der Bericht der interessierten Öffentlichkeit vorgestellt worden.

Gesamtheitliche Betrachtung des Energiesystems für Strom und Gas (Methan und Wasserstoff)

Vor dem Hintergrund der energie- und klimapolitischen Zielsetzungen ist die gesamtheitliche Betrachtung von Energieversorgungsinfrastrukturen von zentraler Bedeutung. Die Fernleitungsnetzbetreiber setzen sich an verschiedenen Stellen intensiv mit diesem Thema auseinander und stehen dazu ebenfalls in engem Austausch mit anderen Leitungsnetzbetreibern (Gas, Wasserstoff und Strom). So beinhaltet der Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 ein Konzept, wie die klimapolitischen Ziele künftig im Rahmen der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden können. Des Weiteren beschreiben die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen des Wasserstoffberichtes einen entsprechenden Prozess zur gesamtheitlichen Betrachtung des Energiesystems, welcher u. a. die zentralen Schnittstellen sowie Wechselwirkungen zwischen der Strom- und Gasnetzplanung (Methan und Wasserstoff) berücksichtigt.

Konzept zur angemessenen Berücksichtigung der gesetzlich verankerten Klimaziele

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben ein Konzept entwickelt, wie die Vorgaben des Klimaschutzgesetzes, insbesondere in Hinblick auf die bis zum Jahr 2045 zu erreichende Klimaneutralität, zukünftig im Netzentwicklungsplan berücksichtigt werden können. Wichtige Aspekte sind hier beispielsweise

- die Integration des bedarfsorientierten mit einem szenarienbasierten Kapazitätsansatz,
- die Verwendung von Kapazitätsprodukten in der Netzplanung,
- der weitere Umgang mit den Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber,
- die Weiterentwicklung der integrierten Netzplanung (Wasserstoff und Methan),
- die Betrachtung des Leitungsumstellungsprozesses von Methan auf Wasserstoff und
- die netzoptimale Allokation von Elektrolyseuren.

Die in diesem Kapitel dargestellten Handlungsfelder verdeutlichen die klare Vision der Fernleitungsnetzbetreiber und die Ideen, wie sie mit ihrer Infrastruktur einen wesentlichen Beitrag zur Umsetzung der Vorgaben des Klimaschutzgesetzes und der Erreichung der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 und darüber hinaus beitragen können. Die Umstellung der Methanetze auf Wasserstoff kann langfristig die Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit sowie Umweltverträglichkeit der Energieversorgung sicherstellen. Die geopolitische Lage verdeutlicht nicht nur die Bedeutung dieser drei Faktoren, sondern unterstreicht zudem die Relevanz einer vierten Dimension: Der Transformationsgeschwindigkeit. Es wird Deutschland nur dann gelingen, weiterhin eine sichere, preisgünstige und umweltverträgliche Energieversorgung zu gewährleisten, wenn der Umbau der Gasnetze sowohl zur Erschließung neuer Quellen als auch zum Transport von Wasserstoff schnellstmöglich vorangetrieben wird.

Der Handlungsspielraum der Fernleitungsnetzbetreiber ist derzeit durch den bestehenden Rechtsrahmen eingeschränkt. So ist die Umsetzung vieler der vorgeschlagenen Maßnahmen oder Prozesse nicht möglich. Umso wichtiger ist es, dass seitens der Politik sowie der Gesetzgebung zeitnah ein klarer Rahmen zur Umsetzung der zum Teil in diesem Kapitel beschriebenen Maßnahmen schafft. Zu diesem Zweck haben die Fernleitungsnetzbetreiber mit der Veröffentlichung des Wasserstoffberichts u. a. 12 konkrete Empfehlungen an die BNetzA sowie den Gesetzgeber entwickelt. Die rasche Implementierung dieser Empfehlungen ist Voraussetzung für das Gelingen der Dekarbonisierung der leitungsgebundenen Energieinfrastruktur und dem Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft. Für eine ausführliche Darstellung dieses Transformations- und Planungsprozesses verweisen die Fernleitungsnetzbetreiber auf den zum 01. September 2022 veröffentlichten Wasserstoffbericht gemäß § 28q EnWG.