FNB Gas
DIE FERNLEITUNGSNETZBETREIBER

Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Entwurf

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
Huttropstraße 60, 45138 Essen
www.lbtg.de

NEL Gastransport GmbH
Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel
www.nel-gastransport.de

Nowega GmbH
Anton-Bruchausen-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

FNB Gas
DIE FERNLEITUNGSNETZBETREIBER

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

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.

Stand: 31. März 2023

bayernets GmbH
München

Kunden: 47 nachgelagerte Netzbetreiber (davon 12 direkt nachgelagert), sowie nationale und internationale Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	142
Ferngasleitungsnetz	1.659 km
Verdichterstationen	2
Verdichtereinheiten	5
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	50 MW
Grenzübergangspunkte	5
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	189
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	28.452 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	74 TWh

Quelle: www.bayernets.de/infrastruktur/unser-netz/netzstrukturdaten

Ferngas Netzgesellschaft mbH
Schwaig b. Nürnberg

Kunden: Gasverteilernetzbetreiber, Stadtwerke sowie Industriekunden, Händler und Transportkunden

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	37 (Gruppe)
Ferngasleitungsnetz	ca. 214 km
Verdichterstationen	0
Verdichtereinheiten	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	0 MW
Grenzübergangspunkte	0
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	19
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	5.252 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	16 TWh

Quelle: www.ferngas.de/314.html

Fluxys Deutschland GmbH
Düsseldorf

Kunden: Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	6
Ferngasleitungsnetz	ca. 920 km
Verdichterstationen	0
Verdichtereinheiten	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	0 MW
Grenzübergangspunkte	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	2
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	4.720 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	32,74 TWh

Quelle: www.fluxys.com/de/company/fluxys-deutschland/nel-eugal

Fluxys TENP GmbH
Düsseldorf

Kunden: 32

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	15
Ferngasleitungsnetz	ca. 1.010 km
Verdichterstationen	4
Verdichtereinheiten	17
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	150 MW
Grenzübergangspunkte	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	22
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	14.989 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	46,52 TWh

Quelle: www.fluxys.com/de/company/fluxys-tenp/tenp-pipeline

Informationen zu Unternehmensname, Unternehmenssitz, Kunden und Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter: Stand 31.12.2021
Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31.12.2020

GASCADE Gastransport GmbH
Kassel (Hessen)

Kunden: Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	ca. 480
Ferngasleitungsnetz	2.908 km
Verdichterstationen	10
Verdichtereinheiten	32
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	ca. 552 MW
Grenzübergangspunkte	10
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	83
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	102.718 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	136,2 TWh

Quelle: www.gascade.de/netzinformationen/unser-leitungsnetz

Gastransport Nord GmbH
Oldenburg

Kunden: ca. 50 nationale und internationale Transportkunden, Regionalgesellschaften und Industriekunden

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	43
Ferngasleitungsnetz	322 km
Verdichterstationen	0
Verdichtereinheiten	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	0 MW
Grenzübergangspunkte	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	71
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	6.812 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	29 TWh

Quelle: gtg-nord.de/de/netzinformationen/strukturdaten.php

Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
Hannover

Kunden: 140 Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	247
Ferngasleitungsnetz	4.308 km
Verdichterstationen	10
Verdichtereinheiten	32
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	206 MW
Grenzübergangspunkte	6
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	181
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	41.448 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	208 TWh

Quelle: www.gasunie.de/infrastruktur/gasunie-netzwerk/details-zum-leitungsnetz

GRTgaz Deutschland GmbH
Berlin

Kunden: 26 Transportkunden

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	37
Ferngasleitungsnetz	1.161* km
Verdichterstationen	6*
Verdichtereinheiten	26*
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	353* MW
Grenzübergangspunkte	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	15*
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	54.548 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	263 TWh

* MEGAL-Wert

Quelle: www.grtgaz-deutschland.de/de/infrastruktur/

Informationen zu Unternehmensname, Unternehmenssitz, Kunden und Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter: Stand 31.12.2021
Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31.12.2020

Lubmin-Brandov Gastransport

Lubmin-Brandov Gastransport GmbH
Essen

Kunden: Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	3
Ferngasleitungsnetz	472 km
Verdichterstationen	1
Verdichtereinheiten	3
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	96 MW
Grenzübergangspunkte	2
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	1
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	k. A. MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	0 TWh

NEL

NEL Gastransport GmbH
Kassel (Hessen)

Kunden: Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	6
Ferngasleitungsnetz	441 km
Verdichterstationen	0
Verdichtereinheiten	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	0 MW
Grenzübergangspunkte	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	1
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	62.949 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	0,6 TWh

Quelle: www.nel-gastransport.de/netzinformationen/die-nordeuropaeische-erdgasleitung

Wir transportieren Gas. nowega

Nowega GmbH
Münster

Kunden: Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	116
Ferngasleitungsnetz	1.541 km
Verdichterstationen	1
Verdichtereinheiten	2
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	1 MW
Grenzübergangspunkte	0
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	104
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	8.701 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	25 TWh

Quelle: www.nowega.de/wp-content/uploads/2019/08/strukturmerkmale-des-gasversorgungsnetzes_2018.pdf

ONTRAS

ONTRAS Gastransport GmbH
Leipzig

Kunden: 83 nationale und internationale Transportkunden

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	379
Ferngasleitungsnetz	7.414 km
Verdichterstationen	2
Verdichtereinheiten	5
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	38 MW
Grenzübergangspunkte	4
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	442
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	41.645 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	155 TWh

Quelle: www.ontras.com/de/netztransparenz/netzdaten

Informationen zu Unternehmensname, Unternehmenssitz, Kunden und Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter: Stand 31.12.2021
Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31.12.2020

OPAL Gastransport GmbH & Co. KG
Kassel (Hessen)

Kunden: Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	8
Ferngasleitungsnetz	473 km
Verdichterstationen	1
Verdichtereinheiten	3
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	99 MW
Grenzübergangspunkte	2
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	1
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	45.036 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	0 TWh

Quelle: www.opal-gastransport.de/netzinformationen/ostsee-pipeline-anbindungsleitung

Open Grid Europe GmbH
Essen

Kunden: mehr als 450 nationale und internationale Ferngasgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	ca. 1.450
Ferngasleitungsnetz	ca. 12.000 km
Verdichterstationen	27
Verdichtereinheiten	100
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	ca. 1.150 MW
Grenzübergangspunkte	17
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	1.009
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	111.622 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	ca. 298 TWh

Quelle: https://oge.net/de/fuer-kunden/gastransport/marktinformationen/gesetzliche-veroeffentlichungen/strukturdaten

terranets bw GmbH
Stuttgart

Kunden: mehr als 170 nationale und internationale Kunden – Gasnetzbetreiber, Stadtwerke, Industriekunden und Händler

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	290
Ferngasleitungsnetz	2.730 km
Verdichterstationen	2
Verdichtereinheiten	7
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	ca. 34 MW
Grenzübergangspunkte	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	310
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	28.662 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	106 TWh

Quelle: www.terranets-bw.de/en/gas-transmission/gas-grid-information/#_datafacts

Thyssengas GmbH
Dortmund

Kunden: 48 Netzkopplungspartner, 150 Netzanschlusskunden mit 185 NAP

Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter	392
Ferngasleitungsnetz	4.399 km
Verdichterstationen	6
Verdichtereinheiten	17
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	149 MW
Grenzübergangspunkte	5
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	1.063
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	17.507 MWh/h
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	61,2 TWh

Quelle: thyssengas.com/de/netzauskunft/transparenzinformation/strukturdaten.html

Informationen zu Unternehmensname, Unternehmenssitz, Kunden und Mitarbeiterinnen/Mitarbeiter: Stand 31.12.2021
Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31.12.2020

Impressum ... 2

Inhaltsverzeichnis ... 7

Abbildungsverzeichnis ... 10

Tabellenverzeichnis ... 12

Vorwort | Executive Summary ... 15

1 Einführung ... 21
1.1 Rechtliche Grundlage und Aufgabenstellung ... 21
1.2 Zeitlicher Ablauf und Struktur des Netzentwicklungsplans Gas ... 21
1.3 Datenbank zum Netzentwicklungsplan Gas ... 23
1.4 Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung ... 23

2 Grundlagen für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 ... 31
2.1 Bestätigter Szenariorahmen 2022 durch die BNetzA ... 31
2.2 Teilneubescheid der BNetzA zum bestätigten Szenariorahmen 2022 ... 34

3 Modellierung der Fernleitungsnetze ... 37
3.1 Grundsätzliche Vorgehensweise und Eingangsgrößen für die Netzmodellierung ... 37
3.2 Wichtige Eingangsgrößen für die Modellierung ... 38
3.2.1 Verteilernetzbetreiber ... 38
3.2.2 Gaskraftwerke ... 39
3.2.3 Industrie ... 46
3.2.4 Untergrundspeicher ... 46
3.2.5 Biomethan, Wasserstoff und synthetisches Gas ... 47
3.2.6 LNG-Anlagen in den LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten ... 47
3.2.7 LNG-Anlagen in der Basisvariante und in den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten ... 54
3.2.8 Grenzübergangspunkte und VIP ... 60
3.2.9 H-Gas-Quellenverteilung ... 60
3.3 Marktgebietszusammenlegung ... 61
3.4 Modellierungsvarianten ... 62
3.5 Mengenbilanz für die LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten ... 65
3.5.1 Allgemeine Vorgehensweise ... 65
3.5.2 Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A ... 66
3.5.3 Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B ... 67
3.5.4 Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C ... 68
3.5.5 Entwicklung deutscher Gasimporte über Grenzübergangspunkte ... 69

4 Stand der Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen ... 71
4.1 Das Fernleitungsnetz mit Stand zum 01. Januar 2022 ... 71
4.2 Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 ... 72
4.3 Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 ... 76
4.3.1 Fertiggestellte, in Betrieb genommene und im Bau befindliche Maßnahmen im Vergleich zum 01. Januar 2022 ... 83
4.3.2 Maßnahmen mit einer geplanten Änderung von Inbetriebnahmedaten ... 84
4.3.3 Maßnahmen mit einer eingetretenen Verzögerung ... 86
4.3.4 Maßnahmen mit einer absehbaren Verzögerung ... 87
4.4 Weitere Maßnahmen ohne finale Investitionsentscheidung ... 88
4.5 Zusammenfassung ... 88

5 Entwicklung der L-Gas-Versorgung – Versorgungssicherheitsszenario ... 90
5.1 Beschreibung der Situation ... 90
5.2 Umgestellte Bereiche und Erfahrungen aus der bisherigen Umstellung ... 91
5.3 Gasimportsituation aus den Niederlanden ... 95
5.4 L-Gas-Leistungsbilanz 2030 ... 96
5.4.1 Inländische Produktion ... 96

5.4.2 Importe aus den Niederlanden ... 97
5.4.3 L-Gas-Speicher ... 98
5.4.4 Konvertierung ... 99
5.4.5 Bedarf an Ausspeiseleistungen ... 100
5.4.6 Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz ... 100
5.5 L-Gas-Mengenbilanz ... 101
5.5.1 Grundsätzliche Vorgehensweise ... 101
5.5.2 Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2020/2021 und Auswirkungen auf die L-Gas-Mengenbilanz ... 102
5.5.3 L-Gas-Mengenbilanzen für Deutschland ... 103
5.6 Anzahl der jährlichen Geräteanpassungen ... 106
5.7 Umstellungsbereiche ... 108
5.7.1 Festlegung der Umstellungsbereiche ... 108
5.7.2 Übersicht der Umstellungsbereiche ... 109
5.7.3 Veränderte Umstellungsbereiche im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2021 ... 112
5.7.4 Mögliche Veränderungen bei der L-H-Gas-Umstellungsplanung ... 113
5.8 Verbleibender L-Gas-Markt 2030 ... 113
5.9 Ableitbarkeit der deutschen Produktion ... 115
5.10 L-Gas-Bilanz Nowega ... 116
5.11 Zusammenfassung ... 117

6 Entwicklung der H-Gas-Versorgung – Versorgungssicherheitsszenarien ... 119
6.1 Entwicklung der H-Gas Versorgung – LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten ... 119
6.1.1 Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A – Fokus §§ 38/39 GasNZV ... 119
6.1.2 Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B – Fokus LNG ... 124
6.1.3 Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C – Fokus GÜP ... 128
6.2 Entwicklung der H-Gas-Versorgung – LNG-Versorgungssicherheitsvarianten ... 132
6.2.1 LNG-Einspeiseleistungen in den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten ... 132
6.2.2 Reduzierung russischer Einspeiseleistungen in den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten ... 133
6.2.3 Deutschlandweite H-Gas-Leistungsbilanz ... 133
6.2.4 H-Gas-Quellenverteilung und Berücksichtigung des Zusatzbedarfs ... 134
6.3 Entwicklung der H-Gas-Versorgung in der Basisvariante ... 135
6.3.1 H-Gas-Leistungsbilanz ... 135
6.3.2 Deutschlandweite H-Gas-Leistungsbilanz ... 136
6.3.3 Berücksichtigung der Grenzübergangspunkte und LNG-Anlagen (Einspeisung) ... 137
6.3.4 Berücksichtigung der Speicher (Einspeisung) ... 137
6.3.5 Berücksichtigung der deutschen Produktion (Einspeisung) ... 138
6.3.6 Berücksichtigung des Bedarfs (Ausspeisung) ... 138
6.3.7 H-Gas-Leistungsbedarf im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 ... 140
6.3.8 H-Gas-Quellenverteilung ... 141
6.3.9 Berücksichtigung des Zusatzbedarfs entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung ... 142
6.3.10 Zusatzbedarf entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung ... 144
6.3.11 Zusammenfassung ... 145

7 Ergebnisse der Modellierungsvarianten ... 147
7.1 Kriterien für die Ermittlung der Netzausbaukosten ... 147
7.2 Notwendige regulatorische Voraussetzungen ... 149
7.3 Versorgungsicherheitsvarianten LNGplus ... 150
7.3.1 Ergebnisse der Versorgungsicherheitsvariante LNGplus A ... 150
7.3.2 Ergebnisse der Versorgungsicherheitsvariante LNGplus B ... 152
7.3.3 Ergebnisse der Versorgungsicherheitsvariante LNGplus C ... 154
7.3.4 Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen für LNG-Anlagen der LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten ... 156
7.4 Versorgungsicherheitsvarianten LNG ... 157
7.4.1 Ergebnisse der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 ... 157
7.4.2 Ergebnisse der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 ... 159
7.4.3 Ergebnisse der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1 ... 161

7.5 Basisvariante ... 163
7.5.1 Ergebnisse der Basisvariante ... 163
7.5.2 Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen für neue und systemrelevante Gaskraftwerke ... 165
7.5.3 Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen für LNG-Anlagen der Basisvariante ... 167

8 Wasserstoffvariante ... 169
8.1 Ergebnisse der Marktabfrage WEB nach MoU und nach Bestätigung des Szenariorahmens 2022 ... 170
8.1.1 MoU-Abschlüsse ... 171
8.1.2 Ergebnisse nach MoU-Abschluss und nach Bestätigung des Szenariorahmens 2022 ... 171
8.2 Wasserstoffmodellierung ... 174
8.2.1 Prozess der gemeinsamen Wasserstoffmodellierung von Fernleitungsnetzbetreibern und anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern ... 174
8.2.2 Meldungen Leitungsnetzinfrastruktur anderer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber für das Wasserstoffnetz ... 175
8.2.3 Grundsätzliche Vorgehensweise ... 177
8.2.4 Modellierungsvorbereitung und Leitungszuordnung ... 179
8.2.5 Szenarien ... 180
8.2.6 Wasserstoffbilanzen 2027 und 2032 ... 182
8.2.7 Zusätzlicher Wasserstoffbedarf 2027 und 2032 für Deutschland ... 183
8.2.8 Weitere Teilnetze ... 187
8.3 Netzausbaumaßnahmen der Wasserstoffmodellierung ... 189
8.4 Weitere Maßnahmen der Wasserstoffmodellierung ... 191
8.5 Wasserstoffprüfung ... 191
8.5.1 Grundsätzliche Vorgehensweise ... 192
8.5.2 Ergebnisse der Wasserstoffprüfung ... 194
8.5.3 Ausblick ... 196

9 Ermittlung von Gasversorgungsleitungen für die perspektivische Nutzung von Wasserstoff ... 198
9.1 Hintergrund ... 198
9.2 Vorgehen ... 198
9.3 Ergebnisse ... 199

10 Netzausbauvorschlag ... 203

11 Ausblick auf kommende Netzentwicklungspläne ... 209
11.1 Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur ... 209
11.1.1 Regulierung von Wasserstoffnetzen in Deutschland ... 209
11.1.2 Umstellung von Methanleitungen auf Wasserstoff ... 210
11.1.3 Regulierung von Wasserstoffnetzen in der Europäischen Union ... 210
11.2 Wasserstoffbericht gemäß § 28q EnWG ... 211
11.3 Gesamtheitliche Betrachtung des Energiesystems für Strom und Gas (Methan und Wasserstoff) ... 211
11.4 Konzept zur angemessenen Berücksichtigung der gesetzlich verankerten Klimaziele ... 211
11.4.1 Konzept zur Integration des bedarfsbasierten mit einem szenarienbasierten Kapazitätsansatz ... 212
11.4.2 Beurteilung diverser Aspekte des Prozesses zur Netzentwicklungsplanung Gas ... 213
11.4.3 Plausibilisierung und Weiterentwicklung der Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber ... 215
11.4.4 Weiterentwicklung der integrierten Netzplanung (Wasserstoff und Methan) ... 217
11.4.5 Betrachtung des Leitungsumstellungsprozesses von Methan auf Wasserstoff ... 218
11.4.6 Betrachtung der netzoptimalen Allokation von Elektrolyseuren aus Sicht der Fernleitungs-und Übertragungsnetzbetreiber ... 218
11.4.7 Fazit ... 218

Anlagen ... 219

Glossar ... 222

Literatur ... 226

Abbildung 1: Startseite der NEP-Gas-Datenbank ... 23

Abbildung 2: Grundsätzliches Vorgehen der Netzmodellierung ... 37

Abbildung 3: Eingangsgrößen für die Netzmodellierung ... 38

Abbildung 4: Systemrelevante Gaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz ... 41

Abbildung 5: Neubaugaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz ... 43

Abbildung 6: Liquidität von Gasmärkten gemäß ACER Monitoring Report 2021 ... 44

Abbildung 7: Mögliche LNG-Standorte und deren Clusterung ... 48

Abbildung 8: Geplante LNG-Anlagen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber ... 55

Abbildung 9: Auslastungsrate der LNG-Anlagen in NL und BE ... 56

Abbildung 10: Gasmengenbilanz der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A ... 66

Abbildung 11: Gasmengenbilanz der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B ... 67

Abbildung 12: Gasmengenbilanz der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C ... 68

Abbildung 13: H-Gas- und L-Gas-Transportnetz ... 71

Abbildung 14: Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 (Stichtag 01. Januar 2022) ... 75

Abbildung 15: Umsetzungsstand der Maßnahmen zum 01. Januar 2023 ... 82

Abbildung 16: Umgestellte Bereiche 2015–2021 ... 93

Abbildung 17: Importpunkte aus den Niederlanden (Stichtag 01. Januar 2022) ... 97

Abbildung 18: Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz ... 100

Abbildung 19: Importmengen aus den Niederlanden, Ist-Flüsse des Gaswirtschaftsjahres 2020/2021 und Planungsannahmen ... 102

Abbildung 20: L-Gas Bedarf NEP Gas 2022–2032 vs. Umsetzungsbericht 2021 ... 103

Abbildung 21: Förderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems ... 104

Abbildung 22: Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz ... 106

Abbildung 23: Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte pro Jahr in den bis 2030 benannten Umstellungsbereichen ... 107

Abbildung 24: Kumulierte Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte von 2015 bis nach 2030 ... 107

Abbildung 25: L-H-Gas-Umstellungsbereiche bis 2027 ... 109

Abbildung 26: L-H-Gas-Umstellungsbereiche 2028 bis 2030 ... 110

Abbildung 27: Verbleibender L-Gas-Markt nach 2030 ... 114

Abbildung 28: Lokale L-Gas-Leistungsbilanz Nowega ... 116

Abbildung 29: Entwicklung des H-Gas-Leistungsbedarfs in den LNGplus-Varianten ... 120

Abbildung 30: Deutschlandweite H-Gas-Leistungsbilanz der LNGplus-Variante A ... 123

Abbildung 31: Deutschlandweite H-Gas-Leistungsbilanz der LNGplus-Variante B ... 127

Abbildung 32: Deutschlandweite H-Gas-Leistungsbilanz der LNGplus-Variante C ... 131

Abbildung 33: Deutschlandweite H-Gas-Leistungsbilanz der Basisvariante ... 136

Abbildung 34: Entwicklung des H-Gas-Leistungsbedarfs der Basisvariante ... 139

Abbildung 35: Deckung des europäischen Zusatzbedarfs bis 2032 ... 141

Abbildung 36: Netzausbaumaßnahmen der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A bis Ende 2032, inkl. der LNG-Anbindungsleitungen ... 151

Abbildung 37: Netzausbaumaßnahmen der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B bis Ende 2032, inkl. der LNG-Anbindungsleitungen ... 153

Abbildung 38: Netzausbaumaßnahmen der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C bis Ende 2032, inkl. der LNG-Anbindungsleitungen ... 155

Abbildung 39: Netzausbaumaßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 bis Ende 2032, inkl. der LNG-Anbindungsleitungen ... 158

Abbildung 40: Netzausbaumaßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 bis Ende 2032, inkl. der LNG-Anbindungsleitungen ... 160

Abbildung 41: Netzausbaumaßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1 bis Ende 2032, inkl. der LNG-Anbindungsleitungen ... 162

Abbildung 42: Netzausbaumaßnahmen der Basisvariante bis Ende 2027/2032, inkl. der LNG-Anbindungsleitungen ... 164

Abbildung 43: Gemeldete WEB-Wasserstoffeinspeisungen mit MoU im Jahr 2032 ... 173

Abbildung 44: Gemeldete WEB-Wasserstoffausspeisungen mit MoU im Jahr 2032 ... 173

Abbildung 45: Wasserstoffnetze 2027 auf Basis der gemeldeten Leitungsnetzinfrastruktur ... 175

Abbildung 46: Wasserstoffnetz 2032 auf Basis der gemeldeten Leitungsnetzinfrastruktur ... 176

Abbildung 47: Prozessschritte für die Positivplanung der Wasserstoffnetzinfrastruktur ... 177

Abbildung 48: Bildung von Netzanbindepunkten durch mehrere MoU-Projekte ... 180

Abbildung 49: Wasserstoffbilanz – Ein-/Ausspeiseleistungen 2027 für die Teilnetze Nord, Nord-West (NW) und Ost für das Szenario „Dunkelflaute + 50 % Großprojekte“ ... 182

Abbildung 50: Wasserstoffbilanz – Ein-/Ausspeiseleistungen 2032 für das deutschlandweite Netz ... 182

Abbildung 51: Wasserstoffbilanzen – Ein-/Ausspeiseleistungen 2032 nach Szenario ... 183

Abbildung 52: Ergebnis Wasserstoffquellenverteilung für das Jahr 2032 ... 185

Abbildung 53: Ergebnis Wasserstoffquellenverteilung für das Teilnetz Nord im Jahr 2027 ... 186

Abbildung 54: Netzausbaumaßnahmen Wasserstoffvariante 2027 ... 190

Abbildung 55: Netzausbaumaßnahmen Wasserstoffvariante 2032 ... 190

Abbildung 56: Grundsätzliche Vorgehensweise der Wasserstoffprüfung ... 192

Abbildung 57: Schema zur Eingruppierung der WEB-Meldungen der Verteilernetzbetreiber ... 193

Abbildung 58: WEB-Meldungen der Kategorie 3 und Wasserstoffnetz für das Jahr 2032 ... 194

Abbildung 59: Ergebnis der Wasserstoffprüfung für das Jahr 2032 ... 195

Abbildung 60: Vorgehensweise bei der Ermittlung von Gasversorgungsleitungen für die perspektivische Nutzung von Wasserstoff ... 198

Abbildung 61: Gasversorgungsleitungen für die perspektivische Nutzung von Wasserstoff und erdgasverstärkende Maßnahmen ... 200

Abbildung 62: Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber ... 205

Tabelle 1: Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber ... 18
Tabelle 2: Ergebnisse der Wasserstoffmodellierung ... 19
Tabelle 3: Systemrelevante Gaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz ... 40
Tabelle 4: Neubaugaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz ... 42
Tabelle 5: Zusätzlicher Kapazitätsbedarf Speicher am Fernleitungsnetz ... 47
Tabelle 6: Anfragen zu LNG-Anlagen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stichtag 30. September 2022) ... 47
Tabelle 7: Berücksichtigte LNG-Anlagen in der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B ... 51
Tabelle 8: Berücksichtigte LNG-Anlagen in der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C ... 52
Tabelle 9: In der Modellierung der Basisvariante berücksichtigte LNG-Anlagen ... 54
Tabelle 10: In der Modellierung der LNG-Versorgungssicherheitsvarianten berücksichtigte LNG-Anlagen ... 54
Tabelle 11: Übersicht der Modellierungsvarianten ... 62
Tabelle 12: Daten zur Gasmengenbilanz der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A ... 67
Tabelle 13: Daten zur Gasmengenbilanz der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B ... 68
Tabelle 14: Daten zur Gasmengenbilanz der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C ... 69
Tabelle 15: Gasimporte nach Deutschland bis September 2022 ... 69
Tabelle 16: Im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 nicht mehr betrachtete Maßnahmen, da diese bereits im Umsetzungsbericht 2021 mit dem Status Inbetriebnahme ausgewiesen wurden ... 72
Tabelle 17: Gegenüber dem Umsetzungsbericht 2021 in Betrieb genommene Maßnahmen (Stichtag 01. Januar 2022) ... 73
Tabelle 18: Im Bau befindliche Maßnahmen (Stichtag 01. Januar 2022) ... 74
Tabelle 19: Weitere Startnetzmaßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 (Stichtag 01. Januar 2022) ... 74
Tabelle 20: Umsetzungsstand der NEP-Maßnahmen zum 01. Januar 2023 ... 77
Tabelle 21: Gegenüber dem 01. Januar 2022 fertiggestellte Maßnahmen (Stichtag 01. Januar 2023) ... 83
Tabelle 22: Gegenüber dem 01. Januar 2022 in Betrieb genommene Maßnahmen (Stichtag 01. Januar 2023) ... 83
Tabelle 23: Gegenüber dem 01. Januar 2022 im Bau befindliche Maßnahmen (Stichtag 01. Januar 2023) ... 84
Tabelle 24: Umgestellte Bereiche 2015–2021 ... 91
Tabelle 25: Kapazitätsprognose gemäß BVEG ... 96
Tabelle 26: Aufteilung der L-Gas-Importleistung auf die Grenzübergangspunkte ... 98
Tabelle 27: Speicherleistungen der L-Gas-Speicher am Fernleitungsnetz ... 98
Tabelle 28: Entwicklung der angesetzten Ausspeicherleistungen der L-Gas-Speicher ... 99
Tabelle 29: Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz ... 100
Tabelle 30: Importbedarf aus den Niederlanden im NEP Gas 2022–2032 vs. Umsetzungsbericht 2021 für ein kaltes und durchschnittliches Jahr ... 105
Tabelle 31: Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz für ein kaltes und durchschnittliches Jahr ... 106
Tabelle 32: Übersicht der L-H-Gas-Umstellungsbereiche ... 111
Tabelle 33: Veränderte Umstellungsbereiche im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2021 (Stichtag 01. Oktober 2021) ... 112
Tabelle 34: Verbleibender L-Gas-Markt nach 2030 ... 113
Tabelle 35: Daten zum H-Gas-Leistungsbedarf in der LNGplus-Varianten ... 120
Tabelle 36: Deutschlandweite H-Gas-Leistungsbilanz der LNGplus-Variante A im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 ... 121
Tabelle 37: Deutschlandweite H-Gas-Leistungsbilanz der LNGplus-Variante A im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 nach Anpassung der Bilanzüberdeckung ... 121
Tabelle 38: H-Gas-Quellenverteilung für das Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 der LNGplus-Variante A ... 122
Tabelle 39: Zusätzliche Kapazitäten an Grenzübergangspunkten auf Basis der H-Gas-Quellenverteilung der LNGplus-Variante A im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 ... 122
Tabelle 40: Daten zur deutschlandweiten H-Gas-Leistungsbilanz der LNGplus-Variante A ... 123
Tabelle 41: Deutschlandweite H-Gas-Leistungsbilanz der LNGplus-Variante B im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 ... 125

Tabelle 42: H-Gas-Quellenverteilung für das Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 der LNGplus-Variante B 126
Tabelle 43: Zusätzliche Kapazitäten an Grenzübergangspunkten auf Basis der H-Gas-Quellenverteilung der LNGplus-Variante B im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 126
Tabelle 44: Daten zur deutschlandweiten H-Gas-Leistungsbilanz der LNGplus-Variante B 127
Tabelle 45: Deutschlandweite H-Gas-Leistungsbilanz der LNGplus-Variante C im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 129
Tabelle 46: H-Gas-Leistungsbilanz für das Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 der LNGplus-Variante C 130
Tabelle 47: Zusätzliche Kapazitäten an Grenzübergangspunkten auf Basis der H-Gas-Quellenverteilung der LNGplus-Variante C im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 130
Tabelle 48: Daten zur deutschlandweiten H-Gas-Leistungsbilanz der LNGplus-Variante C 131
Tabelle 49: LNG-Einspeiseleistungen in den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 132
Tabelle 50: Reduzierung russischer Einspeiseleistungen in den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 133
Tabelle 51: Deutschlandweite H-Gas-Leistungsbilanz im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 der LNG-Versorgungssicherheitsvarianten 133
Tabelle 52: H-Gas-Leistungsbilanz für das Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 der LNG-Versorgungssicherheitsvarianten 134
Tabelle 53: Zusätzliche Kapazitäten an Grenzübergangspunkten auf Basis der H-Gas-Quellenverteilung der LNG-Versorgungssicherheitsvarianten im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 135
Tabelle 54: Daten zur deutschlandweiten H-Gas-Leistungsbilanz der Basisvariante 137
Tabelle 55: Daten zum H-Gas-Leistungsbedarf der Basisvariante 139
Tabelle 56: H-Gas-Leistungsbedarf im Gaswirtschaftsjahr 2029/2030 von Verteilernetzbetreibern, Industrie und Kraftwerken im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 140
Tabelle 57: Berücksichtigte Grenzübergangspunkte in der H-Gas-Quellenverteilung der Basisvariante 143
Tabelle 58: H-Gas-Leistungsbilanz für die Jahre 2027/2028 und 2032/2033 der Basisvariante 144
Tabelle 59: Zusätzliche Kapazitäten an Grenzübergangspunkten auf Basis der H-Gas-Quellenverteilung der Basisvariante 145
Tabelle 60: Plankostenansätze für Ferngasleitungen in Euro/m 148
Tabelle 61: Plankostenansätze für Verdichterstationen 148
Tabelle 62: Plankostenansätze für GDRM-Anlagen 148
Tabelle 63: Ergebnisse Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A 150
Tabelle 64: Ergebnisse Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B 152
Tabelle 65: Ergebnisse Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C 154
Tabelle 66: Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen zu den Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus 156
Tabelle 67: Ergebnisse LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 157
Tabelle 68: Ergebnisse LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 159
Tabelle 69: Ergebnisse LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1 161
Tabelle 70: Ergebnisse Basisvariante 163
Tabelle 71: Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen, die unter anderem den Kapazitätsbedarf für neue und systemrelevante Kraftwerke decken 165
Tabelle 72: Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen, die unter anderem den Kapazitätsbedarf für neue LNG-Anlagen decken 167
Tabelle 73: MoU-Abschlüsse für die Projektmeldungen der Marktabfrage WEB 171
Tabelle 74: Ergebnisse nach MoU und nach Bestätigung des Szenariorahmens 2022 172
Tabelle 75: Gemeldete Leitungen je Durchmesserklasse 175
Tabelle 76: Zuordnung der Teilnetze im Jahr 2027 zu den Bundesländern 187
Tabelle 77: Zuordnung der Teilnetze im Jahr 2032 zu den Bundesländern 188
Tabelle 78: Ergebnisse der Wasserstoffmodellierung 189
Tabelle 79: Gasversorgungsleitungen für die perspektivische Nutzung von Wasserstoff 199
Tabelle 80: Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber 204

Vorwort | Executive Summary

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 Szenariorahmen 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.

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 Konsultationsstellungnahmen 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

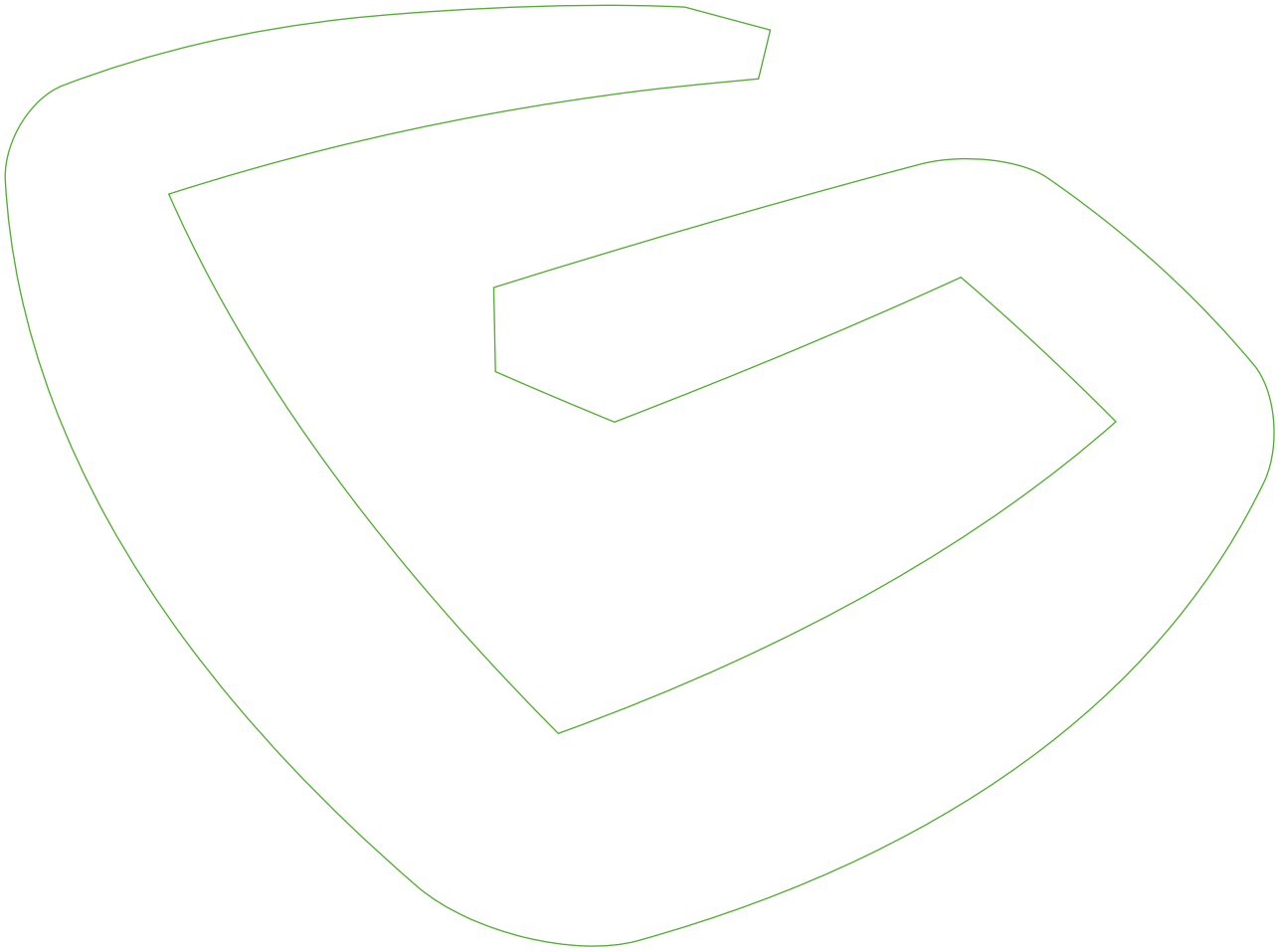
	Bis Ende 2027	**Bis Ende 2032**
Streckenverdichter	0–25 MW	0–245 MW
Kopfverdichter	0 MW	0–100 MW
Leitungen	2.900–3.000 km	7.600–8.500 km
Investitionen	**2,3–2,8 Mrd. Euro**	**8,1–10,2 Mrd. Euro**

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.

Einführung 1



1 Einführung

1.1 Rechtliche Grundlage und Aufgabenstellung

Nach § 15a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sind die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) verpflichtet, in jedem geraden Kalenderjahr einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan (NEP) zu erstellen und der Bundesnetzagentur (BNetzA) als zuständige Regulierungsbehörde vorzulegen.

Netzentwicklungsplan Gas

Der deutschlandweite Netzentwicklungsplan Gas nach § 15a EnWG hat alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes sowie zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu berücksichtigen, welche in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Insbesondere sind Maßnahmen zu benennen, die in den nächsten drei Jahren durchzuführen sind. Grundlage für die Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas ist der Szenariorahmen. Der Szenariorahmen beinhaltet angemessene Annahmen über die Entwicklung der wichtigsten exogenen Einflussgrößen bezüglich der Dimensionierung eines Fernleitungsnetzes. Hierunter fallen die Gewinnung, die Versorgung mit und der Verbrauch von Methan, der Gasaustausch mit anderen Ländern, geplante Investitionen in die Infrastruktur sowie Auswirkungen etwaiger Versorgungsstörungen. Der Netzentwicklungsplan hat den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan nach Artikel 8 Absatz 3b der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 zu berücksichtigen.

Vor der Vorlage bei der BNetzA haben die Fernleitungsnetzbetreiber der Öffentlichkeit und den nachgelagerten Netzbetreibern Gelegenheit zur Stellungnahme einzuräumen. Die BNetzA hat zu dem von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurf des Netzentwicklungsplans nochmals alle tatsächlichen und potenziellen Netznutzer anzuhören und das Ergebnis zu veröffentlichen. Sie kann anschließend Änderungen des Netzentwicklungsplans verlangen.

Netzausbaumaßnahmen in Deutschland mit PCI-Status

In der 5. Liste der Europäischen Kommission vom 19. November 2021 über „Vorhaben von gemeinsamem Interesse“ (Projects of Common Interest, PCI) ist kein Gastransportprojekt aus Deutschland enthalten [EC 2021].

1.2 Zeitlicher Ablauf und Struktur des Netzentwicklungsplans Gas

Die Basis des Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 bildet der öffentlich konsultierte und durch die BNetzA am 20. Januar 2022 bestätigte Szenariorahmen 2022.

Die aufgrund der geopolitischen Lage eingetretenen wesentlichen Änderungen der deutschen und europäischen Energieversorgung, insbesondere der Versorgung mit Erdgas, machten eine Ergänzung des Szenariorahmens um wesentliche neue Aspekte erforderlich, um die Netzentwicklungsplanung entsprechend anpassen zu können. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben daher zunächst am 06. Juli 2022 einen Zwischenstand zum Netzentwicklungsplan Gas vorgelegt, in dem u. a. bereits LNG-Versorgungssicherheitsvarianten veröffentlicht wurden, die einen Ersatz von rund 50 % des bisher aus Russland importierten Erdgases betrachtet haben.

Der Dynamik der Geschehnisse folgend, haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Zeitraum vom 26. September 2022 bis zum 16. Oktober 2022 eine Ergänzung zum Szenariorahmen 2022 mit LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten öffentlich konsultiert, die eine vollständige Substitution russischen Erdgases berücksichtigen. Die BNetzA hat den Szenariorahmen 2022 mit Datum vom 11. November 2022 auf dieser Basis in Teilen neu beschieden.

Mit der Veröffentlichung des Konsultationsdokuments zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 am 16. Dezember 2022 haben die Fernleitungsnetzbetreiber den Grundstein für eine Netzentwicklung ohne die Berücksichtigung russischer Gasimporte gelegt. Bis zum 31. Januar 2023 hatte die Öffentlichkeit Gelegenheit, sich im Rahmen einer Stellungnahme zu äußern.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben das Entwurfsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 entsprechend § 15a Absatz 2 EnWG am 31. März 2023 bei der Regulierungsbehörde vorgelegt und veröffentlicht.

Die folgende Auflistung beschreibt die Struktur des Dokuments.

- **Kapitel 2** fasst die Anforderungen der BNetzA aus der **Bestätigung des Szenariorahmens** 2022 vom 20. Januar 2022 und dem **Teilneubescheid** vom 11. November 2022 zusammen.
- **In Kapitel 3** werden die grundsätzliche Vorgehensweise der **Modellierung der Fernleitungsnetze** und die hierfür benötigten Eingangsgrößen für die Modellierungsvarianten sowie die Mengenbilanzen für die LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten dargestellt.
- **In Kapitel 4** wird der **Stand der Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen** aufgezeigt. Es beschreibt neben den bereits im Bau befindlichen bzw. beschlossenen und geplanten Maßnahmen zum Ausbau des Fernleitungsnetzes den Stand der Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030. Weiterhin werden in diesem Kapitel Maßnahmen mit einer geplanten Änderung von Inbetriebnahmen, mit einer eingetretenen, sowie einer absehbaren Verzögerung dargestellt. Darüber hinaus werden weitere Maßnahmen ohne finale Investitionsentscheidung (FID) beschrieben. Mit Kapitel 4 werden somit auch die Anforderungen des § 15b EnWG zum Umsetzungsbericht erfüllt.
- **Kapitel 5** behandelt mit der **Entwicklung der L-Gas-Versorgung** das Versorgungssicherheitsszenario und die Marktraumumstellung von Erdgas mit niedrigem Brennwert (L-Gas) auf Erdgas mit hohem Brennwert (H-Gas). Es enthält eine L-Gas-Mengen- und Leistungsbilanz bis zum Jahr 2030 sowie Beschreibungen der geplanten Umstellungsbereiche der jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber.
- Die **Entwicklung der H-Gas-Versorgung** wird in **Kapitel 6** aufgezeigt. Dieses enthält die H-Gas-Leistungsbilanzen bis 2032 sowie die Aufteilung des ermittelten Zusatzbedarfs auf die Grenzübergangspunkte in den Modellierungsvarianten.
- Die Ergebnisse der Modellierung für die **LNGplus-** und die **LNG-Versorgungssicherheitsvarianten** sowie für die **Basisvariante** sind in **Kapitel 7** dargestellt. In der Modellierung der Basisvariante wurden auf Grundlage des bestätigten Szenariorahmens 2022 Berechnungen durchgeführt und Netzausbaumaßnahmen ermittelt. Weiterhin wurden für den Zwischenstand zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 zusätzlich LNG-Versorgungssicherheitsvarianten modelliert, die ebenfalls in Kapitel 7 dargestellt sind. Gemäß des Teilneubescheids zum Szenariorahmen 2022 wurden LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten untersucht und der entsprechende jeweilige Netzausbau ermittelt.
- In **Kapitel 8** wird das Vorgehen zur **Wasserstoffvariante,** inklusive der gemeinsamen Wasserstoffmodellierung von Fernleitungsnetzbetreibern und anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern beschrieben sowie die sich aus der Modellierung ergebenden möglichen Maßnahmen zum Aufbau einer deutschlandweiten Wasserstoffinfrastruktur dargestellt. Des Weiteren werden die Ergebnisse der Wasserstoffprüfung, die sich mit den gemeldeten Wasserstoffbedarfen der Verteilernetzbetreiber (VNB) aus der Wasserstoffabfrage Erzeugung und Bedarf und Grüne Gase (Marktabfrage WEB) beschäftigt, durch die Fernleitungsnetzbetreiber beschrieben.
- Die Ergebnisse der Ermittlung von **Gasversorgungsleitungen, die perspektivisch für Wasserstoff genutzt werden** könnten, sind in **Kapitel 9** dargestellt.
- Der **Netzausbauvorschlag** der Fernleitungsnetzbetreiber wird in **Kapitel 10** behandelt.
- **Kapitel 11** gibt einen **Ausblick** auf die zukünftige Netzentwicklungsplanung.

1.3 Datenbank zum Netzentwicklungsplan Gas

Die Fernleitungsnetzbetreiber stellen der Öffentlichkeit unter www.nep-gas-datenbank.de eine Datenbank mit Eingangsgrößen der Modellierung, Ausbaumaßnahmen und weiteren Details zum Netzentwicklungsplan Gas zur Verfügung.

Abbildung 1: Startseite der NEP-Gas-Datenbank

Quelle: www.nep-gas-datenbank.de

In den nachfolgenden Kapiteln wird jeweils auf die entsprechenden Kategorien des Datenbankzyklus „2022 – NEP Entwurf“ Bezug genommen. Alle Daten stehen ebenfalls als Download zur Verfügung. Hierfür wählt der Nutzer auf der Startseite das Feld „Download von Daten“ in der unteren linken Ecke der Ansicht, siehe Abbildung 1.

Die aktuelle geopolitische Situation führt bei einigen Grenzübergangspunkten (GÜP), virtuellen Kopplungspunkten (VIP) und LNG-Punkten zu gravierenden Änderungen des Kapazitätsangebotes/-bedarfs. Deshalb wurden abweichend vom bisherigen Vorgehen in der Kachel Kapazitäten bei den GÜP, VIP und LNG-Punkten, die aufgrund der geänderten Gastransportsituation und der Modellierungsergebnisse tatsächlich zur Verfügung stehenden Kapazitäten soweit möglich angepasst. Hier erfolgte eine Kennzeichnung im Bemerkungsfeld (inkl. Ausweisung des gewählten Stichtags). Die Kapazitäten der anderen Punktarten bleiben unverändert. Somit sind in der Kachel Kapazitäten neben den Eingangsdaten auch Teile der Modellierungsergebnisse enthalten.

Der Gesetzgeber sieht eine jährliche Übersicht zum Stand der Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen im Netzentwicklungsplan und dem im darauffolgenden Jahr zu veröffentlichenden Umsetzungsbericht vor. Aufgrund des verlängerten Netzentwicklungsplanprozesses haben die Fernleitungsnetzbetreiber eine Aktualisierung aller Netzausbaumaßnahmen mit Stichtag 01. Januar 2023 vorgenommen, um den Markt über den aktuellen Stand der Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen zu informieren.

Zudem haben die Fernleitungsnetzbetreiber den Netzausbauvorschlag im Datenbankzyklus „2022 – NEP Entwurf“ ergänzt.

Für Rückfragen zur NEP-Gas-Datenbank steht Ihnen der FNB Gas e. V. gern zur Verfügung.

1.4 Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben entsprechend § 15a Absatz 2 EnWG im Zeitraum vom 16. Dezember 2022 bis zum 31. Januar 2023 der Öffentlichkeit Gelegenheit zur Äußerung zum Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 gegeben.

Insgesamt sind in diesem Zeitraum 31 Stellungnahmen eingegangen. Eine Übersicht über die darin enthaltenen Themen befindet sich in der Anlage 7 („Auswertung der Stellungnahmen“).

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 nach der Konsultation und der Auswertung der erhaltenen Stellungnahmen redaktionell und inhaltlich überarbeitet. Diese Überarbeitungen betreffen sowohl den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 als auch die NEP-Gas-Datenbank.

Die wesentlichen Anpassungen sind im Folgenden beschrieben:

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in **Kapitel 3** Ergänzungen zur Liquidität und der Auswahl von Zuordnungspunkten für neue und systemrelevante Gaskraftwerke vorgenommen.

In **Kapitel 4** wurde der Umsetzungsstand der Netzausbaumaßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 zum Stichtag 01. Januar 2023 aktualisiert.

Weiterhin wurde das **Kapitel 7** Modellierungsergebnisse überarbeitet.

Zudem haben die Fernleitungsnetzbetreiber ermittelt, welche Erdgasleitungen aus dem Erdgasnetz auf Basis einer LNGplus-Versorgungssicherheitsvariante herausgenommen und perspektivisch auf Wasserstoff umgestellt werden könnten. Die Ergebnisse sind in dem neu hinzugekommenen **Kapitel 9** dargestellt.

In **Kapitel 10** haben die Fernleitungsnetzbetreiber den Netzausbauvorschlag ergänzt.

Darüber hinaus haben die Fernleitungsnetzbetreiber in der NEP-Gas-Datenbank den Zyklus „2022 – NEP Entwurf“ hinzugefügt. Weitere Informationen sind in **Kapitel 1.3** beschrieben.

Im Folgenden gehen die Fernleitungsnetzbetreiber auf die wesentlichen Aspekte der erhaltenen Konsultationsstellungnahmen ein:

Gasbedarfsentwicklung (Kapitel 2 und 3)

In mehreren Stellungnahmen wird auf das Thema der von den Fernleitungsnetzbetreibern in den Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus vorgenommenen Anpassung der Gasbedarfsentwicklung eingegangen.

Hierbei lassen sich bei den Stellungnahmen grundsätzlich zwei divergierende Einschätzungen identifizieren:

Einerseits kritisiert ein Teil der Stellungnahmen die vorgenommene Reduzierung und verweist auf das Ziel eines bedarfsgerechten Netzausbaus aufbauend auf den internen Bestellungen und Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber, welche die regionalen Besonderheiten ihrer Netzgebiete am besten kennen. Zudem wird in einigen Stellungnahmen in Frage gestellt, ob die aktuelle Verbrauchsreduzierung dauerhaft sein wird.

Andererseits fordert ein Teil der Stellungnahmen eine strikte Orientierung an den gesetzlich verankerten Klimaschutzzielen. Mit Verweis auf die im Koalitionsvertrag vereinbarten Ziele bis 2030 sowie verschiedener Klimaneutralitätsstudien wird für den Netzentwicklungsplan Gas die Berücksichtigung eines deutlich höheren als von den Fernleitungsnetzbetreibern unterstellten Rückgangs des Gasbedarfs in Deutschland gefordert.

Die Fernleitungsnetzbetreiber möchten zunächst darauf hinweisen, dass vor dem Hintergrund des Ukraine-Krieges und des damit verbundenen Handlungsdrucks schnelle Lösungen zwingend erforderlich waren. Daher waren im zur Verfügung stehenden Zeitrahmen weitergehende Differenzierungen des Verbrauchsrückgangs unter Berücksichtigung der spezifischen Kenntnisse der Verteilernetzbetreiber nicht möglich. Ebenso wenig lagen zum Zeitpunkt der Erstellung und Abstimmung der LNGplus-Modellierungsvarianten entsprechende Studien, welche die zu erwartenden mittel- und langfristigen Auswirkungen des Ukraine-Krieges beschreiben sowie Erfahrungswerte aus dem Winter 2022/2023, vor.

Weiterhin möchten die Fernleitungsnetzbetreiber darauf hinweisen, dass die im Konsultationsdokument dargestellten Modellierungsergebnisse den von der BNetzA im ergänzten Szenariorahmen bestätigten Modellierungsvarianten mit den dort festgelegten Annahmen zur Bedarfs- und Leistungsentwicklung entsprechen. Die Modellierungsergebnisse zu den verpflichtenden Modellierungsvarianten des Szenariorahmens finden sich daher auch weiterhin im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 wieder.

Zwischen den beiden Sichtweisen – der Berücksichtigung der Klimaziele und der Berücksichtigung regionaler Prognosen – liegt kein grundsätzlicher Widerspruch vor, sofern die Umsetzung der erforderlichen Aktivitäten zur Erreichung der Klimaziele vor Ort prognostiziert werden können. Zum Erreichen der Klimaziele ist es notwendig, dass sich die Entwicklung zur Klimaneutralität in den gemeldeten Kapazitätsbedarfen wiederfindet. Aus den unterschiedlichen Sichtweisen in der Konsultation lässt sich schließen, dass hierzu insbesondere politische Aktivitäten zur Harmonisierung der nationalen Klimaziele und der regionalen Bedarfsprognosen notwendig sind. Als Plattform für die Diskussionen zu diesem Thema spielt der Netzentwicklungsplan Gas mit seinem Szenariorahmen und den öffentlichen Konsultationsprozessen eine wichtige Rolle.

Hinsichtlich der von den Verteilernetzbetreibern gemeldeten Kapazitätsbedarfe sind in diesem Zusammenhang auch die entsprechenden Regelungen der Kooperationsvereinbarung Gas (KoV) XIII anzupassen. Verteilernetzbetreiber ermitteln ihre interne Bestellung gemäß dem in KoV, Abschnitt 1, festgelegten Verfahren. Da bei der Berechnung der Brutto-Kapazität nach § 13 KoV der Zeitraum der vorangegangenen 36 Monate herangezogen werden soll, ist davon auszugehen, dass sich der vor dem Hintergrund des Ukraine-Krieges eingestellte Verbrauchsrückgang nicht vor der Verfahrensdurchführung im Jahr 2025 wiederfinden wird.

Verteilernetzbetreiber erstellen die Langfristprognose gemäß § 16 KoV in ungeraden Kalenderjahren. Den Ausgangspunkt dieser Prognose bildet eine Fortschreibung der internen Bestellung auf insgesamt 11 Jahre. Bei Vorliegen von Informationen, die einen steigenden oder fallenden Kapazitätsbedarf in den auf das Bestelljahr folgenden 10 Jahren erwarten lassen, passt der Verteilernetzbetreiber die Prognose dementsprechend an.

Diese Regelungen, insbesondere auch der „Unendlichkeitsanspruch der internen Bestellung“ (gemäß § 11, Absatz 5 der KoV) bedürfen aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber einer Überarbeitung und Anpassung an die gesetzlich vorgeschriebenen Klimaschutzziele.

Um das politische Ziel der Klimaneutralität bis 2045 stärker im Rahmen der Netzentwicklungsplanung für Gas einzubeziehen, haben die Fernleitungsnetzbetreiber in Kapitel 11.4.1 des vorliegenden Dokuments vorgeschlagen, zukünftig die bedarfsbasierten Modellierungsvarianten um szenarienbasierte Betrachtungen unter Berücksichtigung der Klimaschutzziele zu erweitern.

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden dieses wichtige Thema auch im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2024–2034 weiter beleuchten, entsprechende Modellierungsvorschläge erarbeiten und zur Konsultation stellen.

Ansatz von GÜP/LNG in den LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten (Kapitel 3 und 6)

Eine Reihe von Stellungnahmen stellt die grundsätzliche Vorgehensweise bei der LNGplus-Modellierung in Frage. So wird angeregt, die LNG-Infrastruktur auf ein bedarfsgerechtes Maß zu reduzieren und so Überkapazitäten zu vermeiden. Es wird darüber hinaus angeregt, in Rücksprache mit den LNG-Anlagenbetreibern eine realistischere Höhe der Kapazität der LNG-Anlagen anzusetzen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber befinden sich bezüglich dieses Themas im ständigen Austausch mit den Anlagenbetreibern, der BNetzA und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Im vorliegenden Netzentwicklungsplan war es zur Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben notwendig, die nach den §§ 38/39 der Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (GasNZV) eingegangenen Anfragen nach Kapazitätsreservierung und -Ausbau für LNG-Einspeisungen vollständig zu berücksichtigen (LNGplus-Variante A). Zusätzlich zu dieser Variante haben die Fernleitungsnetzbetreiber die LNGplus-Varianten B und C modelliert, in denen die nach Planung der Betreiber zur Verfügung stehende LNG-Anlagenleistung bedarfsgerecht herangezogen wird. Dabei wird nur der Anteil der Leistung genutzt und auf die möglichen Standorte verteilt, der zur Deckung der Leistungsbilanz notwendig ist. Gleichzeitig wurde ein möglichst geringer Netzausbaubedarf angestrebt und darüber hinaus verstärkt auf LNG-Leistung gesetzt, die schnell zur Deckung des Bedarfes zur Verfügung steht.

Einige Stellungnahmen verweisen auf eine verstärkte Bedarfsdeckung über Grenzübergangspunkte zu den europäischen Nachbarstaaten und dort zur Verfügung stehenden LNG-Anlagen. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind diesem Ansatz in der LNGplus-Variante C nachgekommen, in der die deutsche LNG-Anlagenleistung entsprechend der aus dem Ausland zur Verfügung stehenden Leistung reduziert wurde. Im Besonderen in der Variante LNGplus C wurde daher verstärkt auf Leistung aus Frankreich, Belgien, Dänemark und den Niederlanden gesetzt, die mit verhältnismäßig geringen Netzausbaumaßnahmen verfügbar gemacht werden können. Neben der installierten Leistung ausländischer LNG-Anlagen kommt hier auch die Verfügbarkeit von Austauschkapazitäten zwischen den jeweiligen Ländern zum Tragen, wodurch die Nutzung von Mengen aus ausländischen LNG-Anlagen begrenzt war. Zur Ermittlung der zur Verfügung stehenden Kapazität und Menge wurden im Vorfeld intensive Gespräche zwischen deutschen und benachbarten Gasnetzbetreibern geführt, in denen die jeweiligen Möglichkeiten auf beiden Seiten der Grenze ermittelt wurden.

Zur LNG-Versorgung der ost- und südosteuropäischen Nachbarländer wurden in den LNGplus-Varianten alle bestehenden festen Kapazitäten beibehalten und zusätzlich die Ausspeisung nach Tschechien um 23 GWh/h erhöht. Die Forderung nach zusätzlichen Kapazitäten zur Versorgung Österreichs ist damit auf effizientem Wege und ohne weiteren Netzausbau unter Nutzung der bestehenden tschechischen Infrastruktur indirekt möglich. Damit haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Forderungen aus einzelnen Stellungnahmen bereits im Rahmen der LNGplus-Varianten erfüllt.

Zusätzliche Forderungen zur Schaffung weiterer Ausspeisekapazitäten in Richtung Tschechien sehen die Fernleitungsnetzbetreiber auf Grund des hierfür erforderlichen signifikanten Netzausbaus kritisch. Die Erhöhung der Ausspeisekapazitäten in Richtung Tschechien wäre nur dann möglich, wenn entlang der Ferngasleitungen NEL und EUGAL-Süd über mehrere hundert Kilometer, die Errichtung von Loop-Leitungen sowie eine deutlich leistungsstärkere Auslegung der geplanten Verdichterstation Wittenburg realisiert würde.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind der Ansicht, durch die Berücksichtigung eines in allen Modellierungsvarianten reduziert angesetzten Gasverbrauchs von Industriekunden, Letztverbrauchern und der Substitution von Bedarfen durch Wasserstoff, LNG-Überkapazitäten in der Modellierung vermieden zu haben. Es ist in dieser Hinsicht drauf hinzuweisen, dass ein zwischenzeitlich gestiegener H-Gas-Bedarf insbesondere aus der noch laufenden Marktraumumstellung resultiert.

Ansätze für die Leistungsbereitstellung aus Speichern (Kapitel 3)

In mehreren Stellungnahmen wird auf das Thema der Leistungsbereitstellung aus Speichern eingegangen und vor dem Hintergrund des im Mai 2022 in Kraft getretenen Gasspeichergesetzes gefordert, die Leistungsbereitstellung aus den H-Gasspeichern gemäß § 35b Absatz 1 EnWG zum Stichtag 01. Februar auf die bei einem Füllstand von 40 % verfügbare Ausspeicherleistung anzupassen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber unterstellen in ihren Planungen in Bezug auf die H-Gas-Speicher in der Spitzenlastsituation einen durchschnittlichen Füllstand von 35 %. Da eine Spitzenlastsituation auch im Zeitraum nach dem 01. Februar, mit dann geringeren Füllständen, auftreten kann, entspricht dies einem konservativen Ansatz und ist vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit angemessen.

Hinsichtlich der Berücksichtigung der Vorgaben des Gasspeichergesetzes weisen die Fernleitungsnetzbetreiber darauf hin, dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz gemäß § 35b Absatz 3 durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates abweichende Regelungen zu den relevanten Stichtagen und Füllstandsvorgaben nach Absatz 1 Satz 2 und Absatz 2 festlegen kann, soweit die Sicherheit der Gasversorgung dabei angemessen berücksichtigt bleibt. Für die Langfristplanung im NEP-Prozess reichen daher die gesetzlichen Vorgaben nicht aus, den Speicheransatz dauerhaft auf über 35 % zu erhöhen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen daher keine Anpassungen an ihrem Ansatz zur Leistungsbereitstellung aus Speichern vor.

Modellierungsansatz Kraftwerke (Kapitel 3)

Einige Stellungnahmen thematisieren die Modellierung der Gaskraftwerke im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032. Hier gehen einige Stellungnahmen kritisch auf das Kapazitätsprodukt feste dynamisch zuordenbare Kapazität (fDZK) für Gaskraftwerke ein und fordern eine Modellierung von Kraftwerken mit frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK). Entsprechend der Bestätigung des Szenariorahmens haben die Fernleitungsnetzbetreiber insbesondere Neubaugaskraftwerke in der Modellierung mit dem fDZK-Produkt angesetzt. Ziel ist die Ermittlung eines gesamtwirtschaftlich sinnvollen Netzausbaus. Die Fernleitungsnetzbetreiber erachten die Verwendung von fDZK für Gaskraftwerke weiterhin als sachgerecht.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben sich mit dem Thema der fDZK-Zuordnungspunkte von Kraftwerken in Kapitel 3.2.2 noch einmal intensiv auseinandergesetzt. Für einige Gaskraftwerke wurden die Zuordnungspunkte in den Tabellen 3 und 4 aktualisiert. Diese Anpassungen haben keine Auswirkungen auf die Modellierungsergebnisse.

Auflistung aller systemrelevanten Kraftwerke im NEP-Dokument (Kapitel 3)

Einige Stellungnahmen fordern, alle stromseitig systemrelevanten Kraftwerke in den Netzentwicklungsplan Gas aufzunehmen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass der Netzentwicklungsplan Gas nur jene Gaskraftwerke in der Modellierung berücksichtigt, die direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossen sind. Die Kapazitäten der an nachgelagerte Netze angeschlossenen Gaskraftwerke werden in den internen Bestellungen sowie den Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber berücksichtigt. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben demnach keine umfassende Kenntnis über sämtliche an nachgelagerte Netze angeschlossene Kraftwerke. Eine vollumfängliche Auflistung von Kraftwerken in nachgelagerten Netzen ist den Fernleitungsnetzbetreibern daher zum einen nicht möglich und wird zum anderen auch als nicht sinnvoll erachtet.

Gasmengenbilanz (Kapitel 3)

In mehreren Stellungnahmen wird auf das Thema Gasmengenbilanz eingegangen.

Die BNetzA hatte die Fernleitungsnetzbetreiber in dem Teilneubescheid zum Szenariorahmen 2022 vom 11. November 2022 zur Erstellung einer Gasmengenbilanz für jede LNGplus-Versorgungssicherheitsvariante verpflichtet. Bei der Gasmengenbilanz soll demnach die Betrachtung der deutschlandweiten Bilanz unter Berücksichtigung der potenziellen LNG-Anlagen und deren erforderliche Auslastung im Vordergrund stehen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben auf Basis dieser Anforderung erstmals im Netzentwicklungsplan eine Gasmengenbilanz erstellt und die Annahmen und Ergebnisse hierzu in Kapitel 3.5 dargestellt.

Verschiedene Stellungnahmen fordern die Berücksichtigung der Klimaziele im Rahmen der Erstellung einer solchen Gasmengenbilanz. Einzelne Stellungnahmen kritisieren verschiedene Annahmen (z. B. Rückgang der Gasimporte aus den Nachbarländern, Reduktion der LNG-Vollbenutzungsstunden ab dem Gaswirtschaftsjahr 2026/2027) im Zuge der Erstellung der Gasmengenbilanz. So sei eine differenziertere Betrachtung der möglichen Importmengen aus den Nachbarländern, inklusive der dort bereits existierenden LNG-Anlagen, dringend notwendig, um fundierte Einschätzungen zur Weiterentwicklung der Gasinfrastruktur treffen zu können.

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass die Basis für die Modellierung die in Kapitel 6 dargestellten Leistungsbilanzen sind. Die Gasmengenbilanz ist somit kein Eingangsparameter für die Modellierungsvarianten und hat daher keine Auswirkung auf die Modellierungsergebnisse.

Der Fokus der Gasmengenbetrachtung sollte laut Vorgabe der BNetzA auf der Berücksichtigung der potenziellen LNG-Anlagen und deren erforderlicher Auslastung liegen. Für die Erstellung der Gasmengenbilanz mussten die Fernleitungsnetzbetreiber verschiedene Annahmen treffen (z. B. Vollbenutzungsstunden für LNG-Anlagen), welche generell mit Unsicherheiten behaftet sind. Deshalb haben die Fernleitungsnetzbetreiber Spannbreiten für die mögliche LNG-Auslastung dargestellt und sich hierbei auch an den Auslastungen der europäischen LNG-Anlagen in den vergangenen Jahren orientiert.

MBI und langfristiger Kapazitätsbedarf (Kapitel 3)

In einigen Stellungnahmen wurden die Themen Marktbasierte Instrumente (MBI) und langfristiger Kapazitätsbedarf angesprochen. So wurde beispielsweise gefordert, dass die MBI-Prognose für die Basisvariante nachgeholt werden, der langfristige Kapazitätsbedarf in Form von Szenarien analysiert werden oder geprüft werden sollte, ob MBI zu einem kosteneffizienteren Netzausbau beitragen können.

Zu diesem Sachverhalt verweisen die Fernleitungsnetzbetreiber auf die Ausführungen in Kapitel 3.3. Aus den dort genannten Gründen sehen die Fernleitungsnetzbetreiber in diesem Netzentwicklungsplan von einer MBI-Prognose unter Nutzung von NewCap und einer Analyse zum langfristigen Kapazitätsbedarf ab, da die Ergebnisse in hohem Maße von den getroffenen Annahmen zur Nutzung abhängen und somit keine valide Aussagekraft hätten.

L-H-Gas-Umstellungsplanung (Kapitel 5)

In drei eingegangenen Stellungnahmen wird die Frage aufgeworfen, ob die erforderlichen Geräteanpassungen im Zuge der Marktraumumstellung zum Anlass genommen werden sollten, alternative Wärmeerzeugungen zu etablieren. Hierfür wird sowohl die mögliche Umstellung auf Wasserstoff als auch der Einsatz von Wärmepumpen angeführt. Zudem wird angeregt, Verteilernetzbetreiber im Rahmen der Marktraumumstellung zu einem Beratungsangebot für Verbraucher zu verpflichten.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben keine Möglichkeit zur Einflussnahme auf die Art der Wärmeerzeugung. Dies sind Entscheidungen, die sich im Einflussbereich der Eigentümer der Heizungsanlagen befinden und auch auf Basis gesetzlicher Vorgaben zu betrachten sind.

Bedarfsorientierter Ansatz für die Wasserstoffmodellierung (Kapitel 8)

Die Modellierung und Darstellung der Ergebnisse wurden von der überwiegenden Mehrheit der Konsultationsstellungnahmen begrüßt. Viele Unternehmen aus der Industrie signalisierten, dass zur Dekarbonisierung einer Vielzahl von industriellen Erzeugungsprozessen Wasserstoff zukünftig der entscheidende Energieträger sein wird. Neben der Umsetzung nationaler und europäischer Klimaschutzziele würde die Versorgung mit Wasserstoff auch zur Standortsicherung der Produktion vieler Unternehmen in Deutschland dienen.

Viele Stellungnahmen gingen kritisch auf den Ersatz von Erdgas durch Wasserstoff ein. Hierfür wurden bereits durchgeführte Studien zum zukünftigen Gasverbrauch in Deutschland und den möglichen Substitutionspotenzialen durch Wasserstoff herangezogen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im Zuge der Marktabfrage WEB mögliche Quellen und Senken in Deutschland abgefragt und eine Vielzahl von Rückmeldungen aus Industrie, Gewerbe und von Verteilernetzbetreibern erhalten. Die Verwendung eines bedarfsbasierten Ansatzes hat sich in der Vergangenheit bewährt und spiegelt die Bedürfnisse des Marktes in den nächsten Jahren wider.

Regulierung von Wasserstoffnetzen in Deutschland (Kapitel 8)

Die in einigen Stellungnahmen adressierten regulatorischen Hemmnisse decken sich mit den Forderungen der Fernleitungsnetzbetreiber, zügig Planungs- und Investitionssicherheit zu schaffen. Die Fernleitungsnetzbetreiber verweisen in diesem Zusammenhang auf Kapitel 8 und auf den am 01. September 2022 veröffentlichten Wasserstoffbericht.

Ergebnisse der Marktabfrage WEB nach Bestätigung des Szenariorahmens 2022 (Kapitel 8)

In einigen Stellungnahmen wurde die Verschiebung der Wasserstoffeinspeiseleistung und Wasserstoffeinspeisemenge von Elektrolyseprojekten ab 2029 um ein Jahr nach hinten kritisch hinterfragt. In der Bestätigung des Szenariorahmens 2022 wurden die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß Tenor 9 von der BNetzA aufgefordert, Elektrolyseprojekte sowie die damit verbundene Wasserstoffeinspeiseleistung und Wasserstoffeinspeisemenge ab dem Jahr 2029 erst ein Jahr später zu berücksichtigen. Die BNetzA-Vorgabe wurde entsprechend den Ausführungen in Kapitel 8.1 von den Fernleitungsnetzbetreibern umgesetzt.

In einigen Stellungnahmen wurde ein weiterer Bedarf an Wasserstoff mitgeteilt bzw. wurde bedauert, dass Projekte nicht berücksichtigt werden konnten.

Die Projekte mit Abschluss eines Memorandum of Understanding (MoU) wurden entsprechend der Beschreibung im Kapitel 8.2.3 mit den in der Infrastrukturabfrage gemeldeten Leitungen der Fernleitungsnetzbetreiber und weiterer potentieller Wasserstoffnetzbetreiber in der Wasserstoffmodellierung betrachtet.

Für die modellierungsrelevanten Jahre 2027 und 2032 konnte nicht für jeden Projektstandort in Deutschland eine Netzanbindung erreicht werden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber erwarten jedoch, dass aufgrund steigender Transportbedarfe von Wasserstoff bei zukünftigen Modellierungen ein weiter wachsendes Wasserstofftransportnetz entstehen wird und weitere Marktakteure erreicht werden.

Wasserstoffquellenverteilung (Kapitel 8)

Der Fernleitungsnetzbetreiber haben zahlreiche Stellungnahmen zum Thema Wasserstoffquellenverteilung erhalten, welche die Vorgehensweise der Fernleitungsnetzbetreiber grundsätzlich unterstützt. In verschiedenen Stellungnahmen wird der Import von Wasserstoff aus angrenzenden Ländern (Niederlande, Norwegen, Belgien, Frankreich, Polen) als wesentlicher Baustein zur Deckung des Bedarfs in Deutschland gesehen. In einigen Stellungnahmen wurde auf die Notwendigkeit zum Aufbau einer europäischen Wasserstoffinfrastruktur hingewiesen. Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen sich durch die Stellungnahmen bestätigt.

Netzausbauvorschlag (Kapitel 10)

In vielen Stellungnahmen wurde auf das Thema Netzausbauvorschlag eingegangen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im Konsultationsdokument die Netzausbaumaßnahmen der Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus B und C zur Konsultation gestellt und dabei von einer konkreten Formulierung eines Netzausbauvorschlags abgesehen.

Die Mehrzahl der Stellungnahmen, welche sich zum Netzausbauvorschlag äußern, folgen der Argumentation der Fernleitungsnetzbetreiber, dass die Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A als Netzausbauvorschlag nicht in Betracht kommt. Wenige Stellungnahmen möchten die Versorgungsicherheitsvariante LNGplus A im Hinblick auf eine Diversifizierung der Gasbezugsquellen und eine zukünftige Nutzung für Wasserstoff nicht ausschließen.

Bezüglich der Bewertung der Vorzugswürdigkeit der Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus B und C als Netzausbauvorschlag ergibt sich in den Stellungnahmen kein einheitliches Bild. Einige Stellungnahmen halten die Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B für vorzugswürdig, auch weil durch den stärkeren Fokus auf LNG-Anlagen in Deutschland eine Entlastung der westeuropäischen Einspeisepunkte erfolgen würde. Andere Stellungnahmen sprechen sich für die Versorgungssicherheitsvariante C als Netzausbauvorschlag aus, da sich hieraus eine größere Resilienz des Netzes ableiten würde. In weiteren Stellungnahmen wird die Umsetzung der Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus B und C gefordert, weil dadurch eine höhere Versorgungssicherheit durch eine weitere Diversifizierung der Bezugsquellen und eine robustere Auslegung der Infrastruktur erreicht würde. Wenige Stellungnahmen fordern zudem, dass vor der Festlegung auf einen Netzausbauvorschlag die Bundesregierung die LNG-Ausbauziele festlegen soll bzw. diese durch eine unabhängige Studie ermittelt werden sollte.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben unter Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse und weiterer Gespräche mit Behörden im vorliegenden Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 einen Netzausbauvorschlag formuliert und das Kapitel 10 entsprechend angepasst.

Szenarienbasierte Modellierung (Kapitel 11)

Einige Stellungnahmen unterstützen den Ansatz der Fernleitungsnetzbetreiber, den bedarfsbasierten Kapazitätsansatz künftig um eine szenarienbasierte Betrachtung zu erweitern. Damit sollen die gesetzlich verankerten Klimaziele verstärkt berücksichtigt werden. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden dieses Thema im Rahmen der zukünftigen Netzentwicklungsplanung Gas weiter vorantreiben und bei den Überlegungen für den nächsten Szenariorahmen berücksichtigen.

Gesamtheitliche Betrachtung des Energiesystems (Kapitel 11)

Einige Stellungnahmen unterstützen die Auffassung der Fernleitungsnetzbetreiber, eine gesamtheitliche Betrachtung von Energieversorgungsinfrastrukturen als zentrales zukünftiges Element vorzusehen. Dies würde es ermöglichen den sektorübergreifenden Infrastrukturbedarf optimal zu ermitteln und angemessen zu dimensionieren. Begleitet werden sollte dies von einem vorgelagerten Energieszenarienprozess, welcher wesentliche Ankerpunkte für die Netzentwicklungsplanung setzt.

Einige Stellungnahmen unterstützen den von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Ansatz einer integrierten Netzentwicklungsplanung von Methan- und Wasserstoffnetzen, um einen schnellen Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur und somit die Energietransformation zu ermöglichen. Auch wird eine zeitliche Harmonisierung der Netzentwicklungsplanungsprozesse Strom und Gas als sinnvoll erachtet.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen sich somit bestätigt, diese Konzepte im Rahmen der zukünftigen Netzentwicklungsplanung weiter voranzutreiben.

Bestätigter Szenariorahmen 2

2 Grundlagen für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Der Szenariorahmen bildet mit seinen Ergebnissen und Festlegungen die wesentliche Grundlage für die durchgeführten Modellierungen. In Kapitel 2.1 werden die Bestimmungen der BNetzA aus dem bestätigten Szenariorahmen 2022 vom 20. Januar 2022 aufgezeigt. Anschließend werden in Kapitel 2.2 die Vorgaben der BNetzA aus dem Teilneubescheid zum bestätigten Szenariorahmen 2022 vom 11. November 2022 dargestellt.

2.1 Bestätigter Szenariorahmen 2022 durch die BNetzA

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

Die Anforderungen der BNetzA aus der Bestätigung des Szenariorahmens haben die Fernleitungsnetzbetreiber in unterschiedlichen Kapiteln des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 soweit möglich berücksichtigt:

- **Tenor 1** der Bestätigung des Szenariorahmens verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, jeder resultierenden Netzausbaumaßnahme den jeweiligen verursachenden Bedarfsträger zuzuordnen. Bei der Darstellung der einzelnen Netzausbaumaßnahmen ist dafür jeweils der konkrete Bedarfsträger, der der einzelnen Maßnahme zugrunde liegt, anzugeben. Sofern eine Eins-zu-eins-Zuordnung nicht möglich ist und die Maßnahme auf mehrere Bedarfsträger zurückzuführen ist, so ist der maßgebliche Bedarfsträger anzugeben.

Die Vorgabe wurde in der NEP-Gas-Datenbank in der Kachel Ausbaumaßnahmen umgesetzt.

- In **Tenor 2** werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, in einer zusätzlichen Modellierungsvariante „MBI Basisvariante“ den Einsatz von MBI als Alternative zum Netzausbau, welcher in der Basisvariante ermittelt wurde, zu prüfen. Dabei sind die folgenden Punkte zu berücksichtigen:

  2a. Die Prüfung ist für alle aus der Basisvariante resultierenden Netzausbaumaßnahmen durchzuführen. Ausgenommen von der Prüfung sind nur Netzausbaumaßnahmen, welche Bestandteil des Startnetzes sind und deren Inbetriebnahme für das Jahr 2024 oder früher geplant ist.

  2b. Als MBI sind insbesondere VIP-Wheeling, Drittnetznutzung und das börsenbasierte Spreadprodukt in der Prüfung zu betrachten.

  2c. Zur Lösung von resultierenden Engpässen aus der Basisvariante mittels MBI Einsatzes sind Engpasszonen zu bilden. Die Engpasszonen sind von den Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen der Modellierungsvariante „MBI Basisvariante“ mit dem Ziel zu wählen, dass die aus der Basisvariante resultierenden Engpässe durch den Einsatz von MBI gelöst werden können. Gleichzeitig muss sichergestellt sein, dass jede Engpasszone eine ausreichende Anzahl an Ein- bzw. Ausspeisepunkten enthält, um eine hinreichende Liquidität sicherzustellen und einem möglichen Marktmachtmissbrauch vorzubeugen. Die Wahl der Engpasszonen ist durch die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 transparent darzustellen, so dass diese für Dritte nachvollziehbar ist und eine Bewertung eines möglichen Einsatzes von MBI erlaubt.

  2d. Das von den Fernleitungsnetzbetreibern für die Modellierungsvariante „MBI Basisvariante“ verwendete Modell, die darin betrachteten Lastsituationen sowie die zugrundeliegenden Annahmen sind im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 detailliert zu beschreiben.

  2e. Für die auftretenden Engpässe aus der Basisvariante ist in der Modellierungsvariante „MBI Basisvariante“ nachvollziehbar zu ermitteln und zu begründen, ob und weshalb zu deren Behebung der Einsatz der MBI gegenüber dem Ausbau des Netzes vorzugswürdig ist. Sollte der Einsatz von MBI netztechnisch effizienter und preisgünstiger sein, um die betrachtete Transportaufgabe zu lösen, so sind die dafür voraussichtlich entstehenden Kosten einschließlich einer transparenten und nachvollziehbaren Begründung ihrer Höhe informatorisch im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 anzuzeigen, so dass sie für Dritte ohne weitere Informationen nachvollziehbar sind.

2f. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben für die Maßnahmen, bei denen der Einsatz von MBI gegenüber dem Ausbau des Netzes vorzugswürdig ist, kursorisch zu prüfen und transparent darzustellen, ob dadurch Auswirkungen auf die in der Wasserstoffvariante zur Umstellung identifizierten Erdgasleitungen bestehen. Sollte die Prüfung ergeben, dass Auswirkungen auf umstellbare Erdgasleitungen vorliegen und diese aufgrund dessen nicht umgestellt werden könnten, so sind die Ausbaukosten für dadurch potentiell erforderliche neue Wasserstoffleitungen informatorisch darzustellen.

Wie in Kapitel 3.3 ausführlicher dargelegt, sehen die Fernleitungsnetzbetreiber von einer Prognose der MBI unter Nutzung von NewCap ab.

- Gemäß **Tenor 3** werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, ein Konzept zu entwickeln, wie die Vorgaben des Bundes-Klimaschutzgesetzes, insbesondere die für 2045 vorgeschriebene Netto-Treibhausgasneutralität, künftig im Rahmen der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden können. Das Konzept ist im Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 darzustellen und mit der Öffentlichkeit zu konsultieren. Bei der Erstellung des Konzepts sind insbesondere die in Abschnitt II B 1.3 dieser Entscheidung genannten Aspekte zu betrachten und zu bewerten.

Die Vorgabe wurde in Kapitel 11.4 umgesetzt.

- In **Tenor 4** werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, die Kapazitäten für die Produktion entsprechend der plausibilisierten Prognose des Bundesverbands Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (BEVG) in der Modellierung anzusetzen.

Die Vorgabe wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern in der Modellierung umgesetzt.

- **Tenor 5** verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber der BNetzA spätestens zur Vorlage des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 detaillierte Informationen zu dem im Netzentwicklungsplan im Rahmen der Leistungsbilanzen der Basisvariante betrachteten Spitzenlastfall zu übermitteln. Hierfür sind Angaben zu den jeweils unterstellten Leistungen für jeden einzelnen Grenzübergangspunkt, Marktgebietsaustauschpunkt, Verteilernetzbetreiber-Netzkoppelpunkt, Untergrundspeicher-Anschlusspunkt, Kraftwerksanschlusspunkt, Industrieanschlusspunkt, LNG-Anschlusspunkt, Produktionseinspeisepunkt, Biogaseinspeisepunkt sowie Wasserstoffeinspeisepunkt zu machen.

Dieser Vorgabe werden die Fernleitungsnetzbetreiber nachkommen.

- Gemäß **Tenor 6** werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, in einer vom Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 entkoppelten Studie, die aus Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreibersicht netzoptimalen Standorte von Elektrolyseuren deutschlandweit auszuweisen. Die separate Studie ist durch die Fernleitungsnetzbetreiber mit dem Markt zu konsultieren. Die Studie ist unter Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse der BnetzA bis spätestens zum 01. September 2022 zur Verfügung zu stellen. Die netzoptimalen Standorte sind dabei im Hinblick auf eine gemeinsame bzw. integrierte Betrachtung der Strom- und Gasnetze zu ermitteln, in der das Potenzial bei der Infrastrukturplanung mit Blick auf die Netzausbaukosten aufgezeigt werden soll. Die zu entwickelnden Kriterien zur Ermittlung der netzoptimalen Elektrolyseurstandorte sind in der Studie transparent und nachvollziehbar darzustellen.

In der Zwischenzeit hat die BNetzA bestätigt, dass die Studie zur Ausweisung der netzoptimalen Standorte von Elektrolyseuren (sogenannte Elektrolyseurstudie) nicht mehr angefertigt und nicht der BNetzA vorgelegt werden muss.

- **Tenor 7** verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber in Bezug auf die Modellierung der systemrelevanten Kraftwerke im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 die folgenden Vorgaben umzusetzen:

  7a. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, für das systemrelevante Kraftwerk Dampfkraftwerk-Burghausen – O1 (BNA0172) in der Modellierung eine feste dynamisch zuordenbare Kapazität anzusetzen.

  7b. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, die neuen systemrelevanten Gaskraftwerke Cuno Heizkraftwerk Herdecke (BNA0442), Knapsack I (BNA0548a) und Gersteinwerk (BNA1046b und BNA1042) mit festen dynamisch zuordenbaren Kapazitäten (DZK) in der Modellierung zu berücksichtigen. Zudem sind die folgenden Kapazitätswerte anzusetzen: Cuno Heizkraftwerk Herdecke mit 1.025,8 MWh/h, Knapsack I mit 1.761 MWh/h und Gersteinwerk mit 791 MWh/h.

Diese Vorgaben haben die Fernleitungsnetzbetreiber in der Modellierung umgesetzt.

- Gemäß **Tenor 8** werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, in Bezug auf die Betrachtung der im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 enthaltenen Anfragen möglicher LNG-Anlagen, im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 die folgenden Vorgaben umzusetzen:

  8a. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, die Anträge auf Kapazitätsausbau gemäß § 39 GasNZV in Höhe von 6.950 MWh/h und 5.450 MWh/h für die LNG-Anlage am Standort Stade im Netzentwicklungsplan 2022–2032 als neu eingereichte Ausbauansprüche gemäß § 39 GasNZV in der Modellierung anzusetzen.

  8b. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, die im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 enthaltenen Anfragen der LNG-Anlagen als planerisch konkurrierend in der Modellierung anzusetzen. Sie haben hierbei das Verlagerungspotenzial auszunutzen, die Konkurrenzzonen und die enthaltenen, zu den jeweiligen LNG-Einspeisepunkten in Konkurrenz stehenden Grenzübergangs- und Speicheranschlusspunkte auszuweisen und im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 transparent darzustellen.

Dieser Verpflichtung sind die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Modellierung der Basisvariante nachgekommen.

- In **Tenor 9** werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, im Rahmen der Modellierung der Wasserstoffvariante, für alle Projekte aus Anlage 2 „Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase“, bei denen es sich um eine Wasserstoffeinspeisung mittels Elektrolyse handelt, die für jedes Jahr geplanten Werte ab 2029 für die Elektrolyseleistung sowie die gekoppelte Wasserstoff-Einspeiseleistung und Wasserstoff-Einspeisemenge pro Jahr erst im jeweiligen Folgejahr anzusetzen.

Diese Vorgaben haben die Fernleitungsnetzbetreiber in der Modellierung umgesetzt und die Ergebnisse in Kapitel 8 dargestellt.

- **Tenor 10** verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, die Verteilernetzbetreiber anzugeben, bei denen für das Jahr 2027 nach deren plausibilisierten Langfristprognosen ein Mehrbedarf von mehr als 3 % im Vergleich zu den internen Bestellungen des Jahres 2022 ermittelt wurde. Für diese Verteilernetzbetreiber muss der konkrete Mehrbedarf insgesamt sowie der Anteil ausgewiesen werden, der auf den Anschluss neuer Netzgebiete mit Haushaltskunden entfällt.

Die Vorgabe wurde in der Anlage 1 umgesetzt.

- Gemäß **Tenor 11** wird den Fernleitungsnetzbetreibern freigestellt, die Auslegungsvariante für Baden-Württemberg im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 zu modellieren. Sofern sie die optionale Auslegungsvariante gemeinsam modellieren, werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, die Erforderlichkeit dieser Modellierungsvariante und den daraus resultierenden Netzausbau eingehend zu begründen.

Die umfangreiche Betrachtung der Auslegungsvariante im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 bildet eine valide Basis der Netzplanung für Baden-Württemberg. Durch die gestiegene Komplexität der Auslegungsvariante sowie den neuen Aufgaben aus der Bestätigung des Szenariorahmens, verzichten die Fernleitungsnetzbetreiber darauf, die Auslegungsvariante Baden-Württemberg im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 erneut darzustellen.

2.2 Teilneubescheid der BNetzA zum bestätigten Szenariorahmen 2022

Die BNetzA hat am 11. November 2022 einen Teilneubescheid zum bestätigten Szenariorahmen 2022 erlassen.

Die Vorgaben der BNetzA aus dem Teilneubescheid des bestätigten Szenariorahmens 2022 haben die Fernleitungsnetzbetreiber in unterschiedlichen Kapiteln des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 wie folgt berücksichtigt:

- **Tenor 1** des Teilneubescheids verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber neben den bereits mit der Bestätigung des Szenariorahmens 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 Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan 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 Verteilernetzbetreiber und Industriekunden für das Jahr 2032 ein Leistungsrückgang von 9,4 % 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 MoU abgeschlossen wurde, anzunehmen. Insoweit sind die projektspezifischen Substitutionspotenziale am jeweiligen Netzkopplungspunkt leistungsreduzierend anzusetzen.

  (4) Die resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind so dazustellen, 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.

Die Vorgaben wurden von den Fernleitungsnetzbetreibern in der Modellierung der LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten umgesetzt.

- Gemäß **Tenor 2** werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, auf Basis einer der LNGplus-Varianten zu ermitteln, welche Erdgasleitungen aus dem Erdgasnetz herausgenommen und für das im Zwischenstand vom 06. Juli 2022 veröffentlichte Wasserstoffnetz sowie für eine ad-hoc Prüfung im Sinne des § 28p EnWG genutzt werden können.

Die Vorgabe wurde in Kapitel 9 umgesetzt.

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

Die Vorgabe wurde in Kapitel 3.5 umgesetzt.

Modellierung der Fernleitungsnetze 3

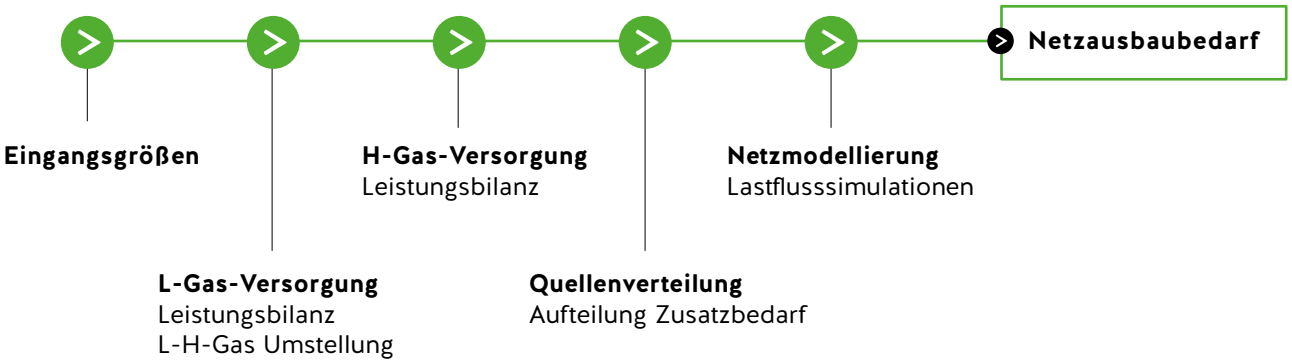
3 Modellierung der Fernleitungsnetze

Die deutschlandweite Modellierung der Fernleitungsnetze im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 basiert auf einer etablierten und fortwährend weiterentwickelten Methodik. Grundlage der Modellierungen ist der von der BNetzA am 20. Januar 2022 bestätigte Szenariorahmen sowie der Teilneubescheid vom 11. November 2022.

3.1 Grundsätzliche Vorgehensweise und Eingangsgrößen für die Netzmodellierung

Die grundsätzliche Vorgehensweise der Netzmodellierung ist in Abbildung 2 dargestellt. Ausgangspunkt 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. Im nächsten Schritt 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 die Grenzübergangspunkte mit dem entsprechenden Potenzial aufgeteilt. Auf Basis dieser Werte erfolgt danach die Netzmodellierung der Fernleitungsnetzbetreiber. Nach mehreren Iterationsschritten werden abschließende Ergebnisse erzielt, die dann zur Feststellung des Netzausbaubedarfs in den einzelnen Modellierungsvarianten führen.

Abbildung 2: Grundsätzliches Vorgehen der Netzmodellierung

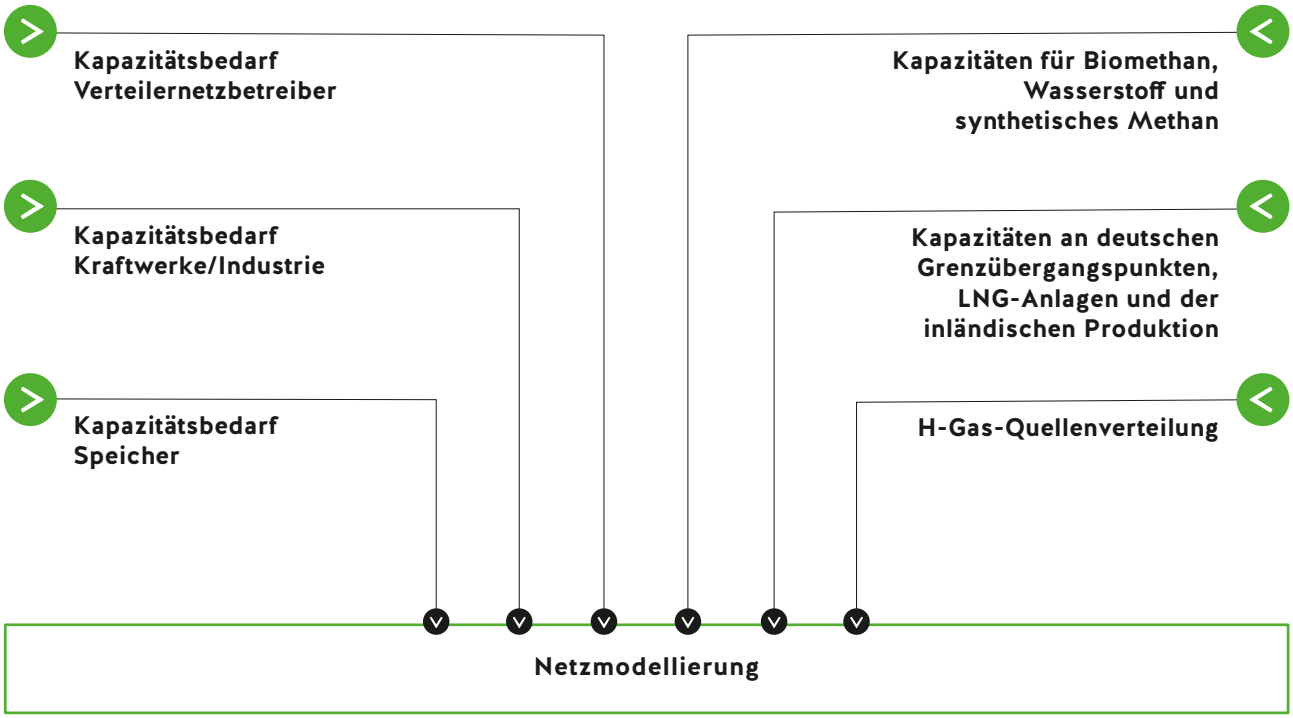


Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Zur Ermittlung der Netzausbaumaßnahmen der Basisvariante, die bis spätestens zum Ende des Jahres 2027 fertiggestellt werden sollen, werden die Kapazitätsbedarfe vom 31. Dezember 2027 verwendet. Analog dazu werden zur Ermittlung der Netzausbaumaßnahmen, die bis spätestens zum Ende des Jahres 2032 fertiggestellt werden sollen, die Kapazitätsbedarfe vom 31. Dezember 2032 verwendet. Diese Zeiträume sind im vorliegenden Dokument als Gaswirtschaftsjahre 2027/2028 bzw. 2032/2033 ausgewiesen. Für die Netzausbaumaßnahmen der LNG- und LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten werden die frühestmöglichen Inbetriebnahmetermine ermittelt.

Als Eingangsgrößen für die Netzmodellierung dienen Basisdaten, die aus unterschiedlichen Datenquellen stammen und gegebenenfalls notwendigen Anpassungen bzw. Aktualisierungen unterzogen wurden. Abbildung 3 zeigt alle wichtigen Eingangsgrößen für die Netzmodellierung.

Abbildung 3: Eingangsgrößen für die Netzmodellierung



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Alle Kapazitäten der Eingangsgrößen der Netzmodellierung finden sich in der NEP-Gas-Datenbank im Zyklus „2022 – NEP Entwurf“ wieder.

3.2 Wichtige Eingangsgrößen für die Modellierung

Im Folgenden werden die wesentlichen Eingangsgrößen auf Basis der Bestätigung des Szenariorahmens 2022 beschrieben.

3.2.1 Verteilernetzbetreiber

Für die Modellierung des Kapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber in den **LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten** wird folgender Modellierungsansatz verwendet:

- Startwert: Angefragte interne Bestellung des Jahres 2022.
- Entwicklung 2023 bis 2032: Annahme einer Leistungsreduktion in Höhe von 9,4 % bezogen auf den Startwert der internen Bestellung des Jahres 2022 auf Basis eines Mengenrückgangs des Gasbedarfs um 15 % bis zum Zieljahr 2032.
- Die im Rahmen der abgeschlossenen MoU angegebenen Substitution von Methan durch Wasserstoff werden in den LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten entsprechend berücksichtigt.

Für die Modellierung des Kapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber in der **Basisvariante** und den **LNG-Versorgungssicherheitsvarianten** wird folgender Modellierungsansatz verwendet

- Startwert: Angefragte interne Bestellung des Jahres 2022.
- Entwicklung 2023 bis 2027: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der Verteilernetzbetreiber gemäß § 16 der Kooperationsvereinbarung bis einschließlich 2027.
- Entwicklung 2028 bis 2032: Konstante Fortschreibung der Werte der plausibilisierten Langfristprognose ab dem Jahr 2027.

Die Modellierung des Kapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber in der **Wasserstoffvariante** berücksichtigt abweichend zur Basisvariante folgendes:

- Entwicklung 2028 bis 2032: Plausible Rückgänge, z. B. durch die Substituierung von Methan durch Wasserstoff, werden berücksichtigt.

3.2.2 Gaskraftwerke

Bei der Modellierung der Gaskraftwerke ist grundsätzlich in allen Modellierungsvarianten zu unterscheiden zwischen Gaskraftwerken, die direkt an das Netz der Fernleitungsnetzbetreiber angeschlossen sind, und Gaskraftwerken, die an nachgelagerte Netze angeschlossen sind.

Kraftwerksleistungen, die nicht an das Netz der Fernleitungsnetzbetreiber, sondern an nachgelagerte Netze angeschlossen sind, sind durch die Verteilernetzbetreiber in der internen Bestellung zu berücksichtigen.

Gaskraftwerke, die direkt an das Netz der Fernleitungsnetzbetreiber angeschlossen sind, lassen sich wie folgt unterteilen:

- nicht systemrelevante Bestandsgaskraftwerke,
- systemrelevante Bestandsgaskraftwerke und
- Neubaugaskraftwerke.

Für die Modellierung des Kapazitätsbedarfs der Gaskraftwerke in den **LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten** nehmen die Fernleitungsnetzbetreiber keine Leistungsanpassung gegenüber dem bestätigten Szenariorahmen 2022 vor. Grund hierfür ist die Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Bereich der Stromversorgung, sachgerechte Änderungen sollten hier nur in Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) und der BNetzA erfolgen.

Bei den Kraftwerken, die bereits in der Wasserstoffvariante ein Substitutionspotenzial von Methan durch Wasserstoff bei den Fernleitungsnetzbetreibern gemeldet haben, werden die Verbrauchsrückgänge im Erdgas entsprechend berücksichtigt.

Nicht systemrelevante Bestandsgaskraftwerke

Nicht systemrelevante Bestandsgaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz werden in der Modellierung mit der bestehenden Kapazität gemäß NEP-Gas-Datenbank berücksichtigt.

Systemrelevante Bestandsgaskraftwerke

Die Ausführungen in diesem Dokument zu systemrelevanten Gaskraftwerken beziehen sich auf direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossene Gaskraftwerke.

Die systemrelevanten Gaskraftwerke wurden von den Übertragungsnetzbetreibern in Abstimmung mit der BNetzA definiert. Voraussetzung für die Benennung war, dass die Verfügbarkeit dieser Gaskraftwerke für die Aufrechterhaltung der Sicherheit und Stabilität des Übertragungsnetzes als potenziell erforderlich angesehen wird und sie damit für die Sicherung eines ungefährdeten Stromnetzbetriebs notwendig sind. Die als systemrelevant eingestuften Gaskraftwerke sind in der Tabelle 3 und der Abbildung 4 dargestellt.

Entsprechend der Bestätigung des Szenariorahmens 2022 haben die Fernleitungsnetzbetreiber systemrelevant eingestufte Gaskraftwerke in allen Modellierungsvarianten für die Jahre 2027 und 2032 modelliert. Das jeweils angesetzte Kapazitätsprodukt ist der folgenden Tabelle zu entnehmen. In der am 15. November 2021 veröffentlichten Kraftwerksrückbauliste der BNetzA findet sich keines der in Tabelle 3 dargestellten Kraftwerke.

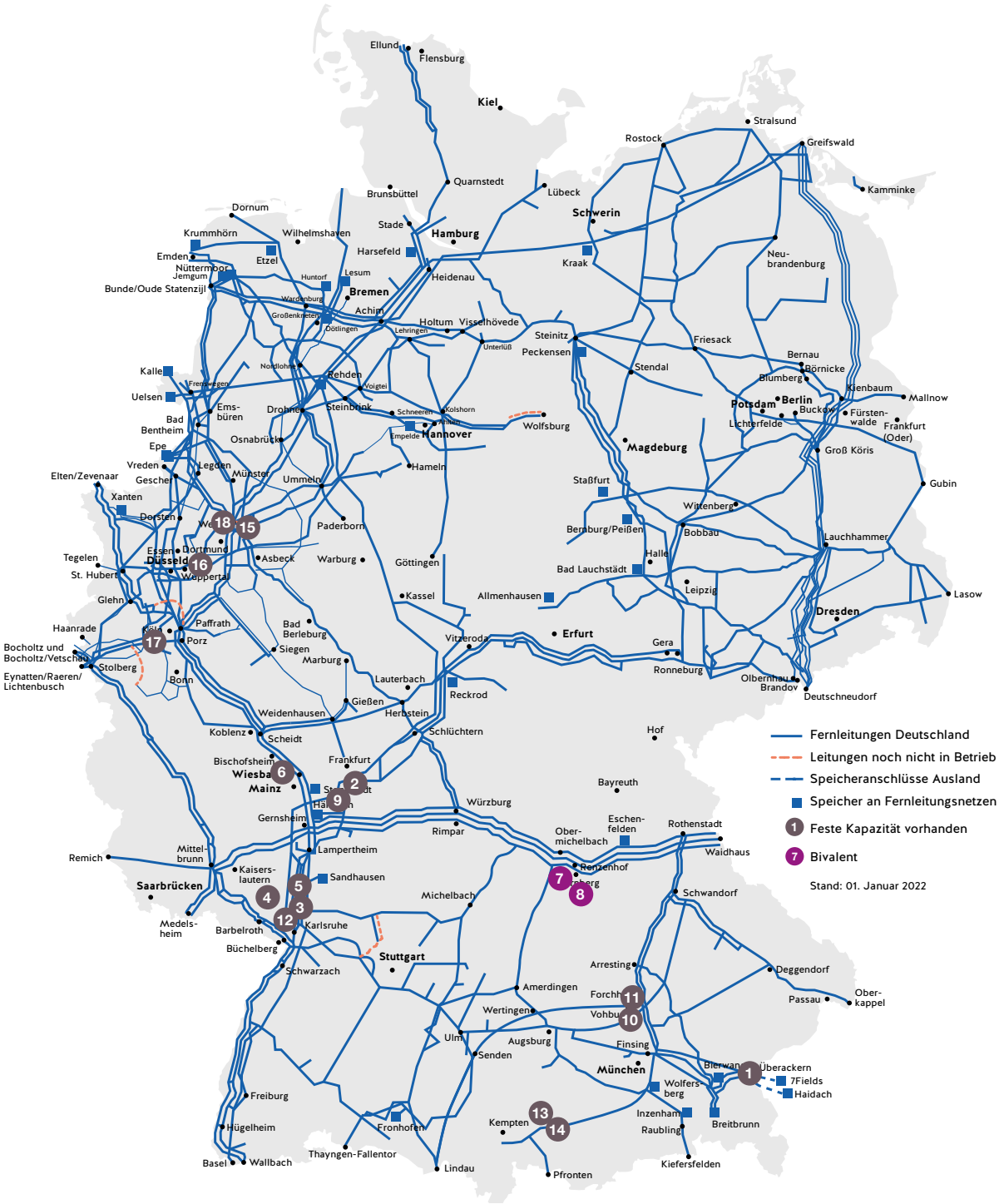
Tabelle 3: Systemrelevante Gaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz

Nr.	Kraftwerks-nummer	Kraftwerksname	Eingeplante Ausspeisekapazität [MWh/h]	Fernleitungs-netzbetreiber	Zuordnungspunkt	2027	2032
1	BNA0172	Dampfkraftwerk BGH – O1	710	bayernets	USP Haidach, Überackern 2	fDZK	fDZK
2	BNA0374	Staudinger 4	1.914	OGE	–	FZK	FZK
3	BNA0514	Rheinhafen-Dampfkraftwerk, Karlsruhe	740	OGE	VIP Germany-CH	fDZK	fDZK
4	BNA0614b	Kraftwerk Mitte, Ludwigshafen	–*	GASCADE	–	FZK	FZK
5	BNA0615	Kraftwerk Süd, Ludwigshafen	–*	GASCADE	–	FZK	FZK
6	BNA0626	Kraftwerk Mainz	1.500	OGE	–	FZK	FZK
7	BNA0744	Franken 1 Block 1, Nürnberg	0**	OGE	–	–	–
8	BNA0745	Franken 1 Block 2, Nürnberg	0**	OGE	–	–	–
9	BNA0857	GuD-Anlage Rüsselsheim	445	OGE	–	FZK	FZK
10	BNA0994	Gemeinschaftskraftwerk Irsching 5	1.700	OGE	–	FZK	FZK
11	BNA0995	Ulrich Hartmann (Irsching)	1.100	OGE	Haiming 2 7F, Speicher Bierwang, Speicher Breitbrunn	fDZK	fDZK
12	BNA1078	HKW Wörth	–*	GASCADE	–	FZK	FZK
13	BNA1248a	UPM Schongau	75	bayernets	–	FZK	FZK
			180	bayernets	Überackern, Überackern 2, Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn, Wolfersberg/USP, Inzenham-West USP	fDZK	fDZK
14	BNA1248b	HKW 3 UPM Schongau	150	bayernets	–	FZK	FZK
			70	bayernets	Überackern, Überackern 2, Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn, Wolfersberg/USP, Inzenham-West USP	fDZK	fDZK
15	BNA0411/ BNA0410	Trianel Gaskraftwerk Hamm	1.700	OGE	–	FZK	FZK
16	BNA0442	Cuno Heizkraftwerk Herdecke	1.026	GASCADE	Eynatten	fDZK	fDZK
17	BNA0548a	Knappsack I	1.761	GASCADE	Eynatten	fDZK	fDZK
18	BNA1046b/ BNA1042	Gersteinwerk	791	OGE	VIP Belgium-THE-Süd	fDZK	fDZK

* keine Veröffentlichung aufgrund von Geschäftsgeheimnissen Dritter
** bivalente Feuerung

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber in Anlehnung an Kraftwerksliste und Bescheide zu systemrelevanten Gaskraftwerken der BNetzA, [BNetzA 2021a], [BNetzA 2021b]

Abbildung 4: Systemrelevante Gaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

Neubaugaskraftwerke

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die in der Tabelle 4 sowie der Abbildung 5 dargestellten neuen Gaskraftwerke entsprechend der Bestätigung des Szenariorahmens 2022 in allen Modellierungsvarianten berücksichtigt.

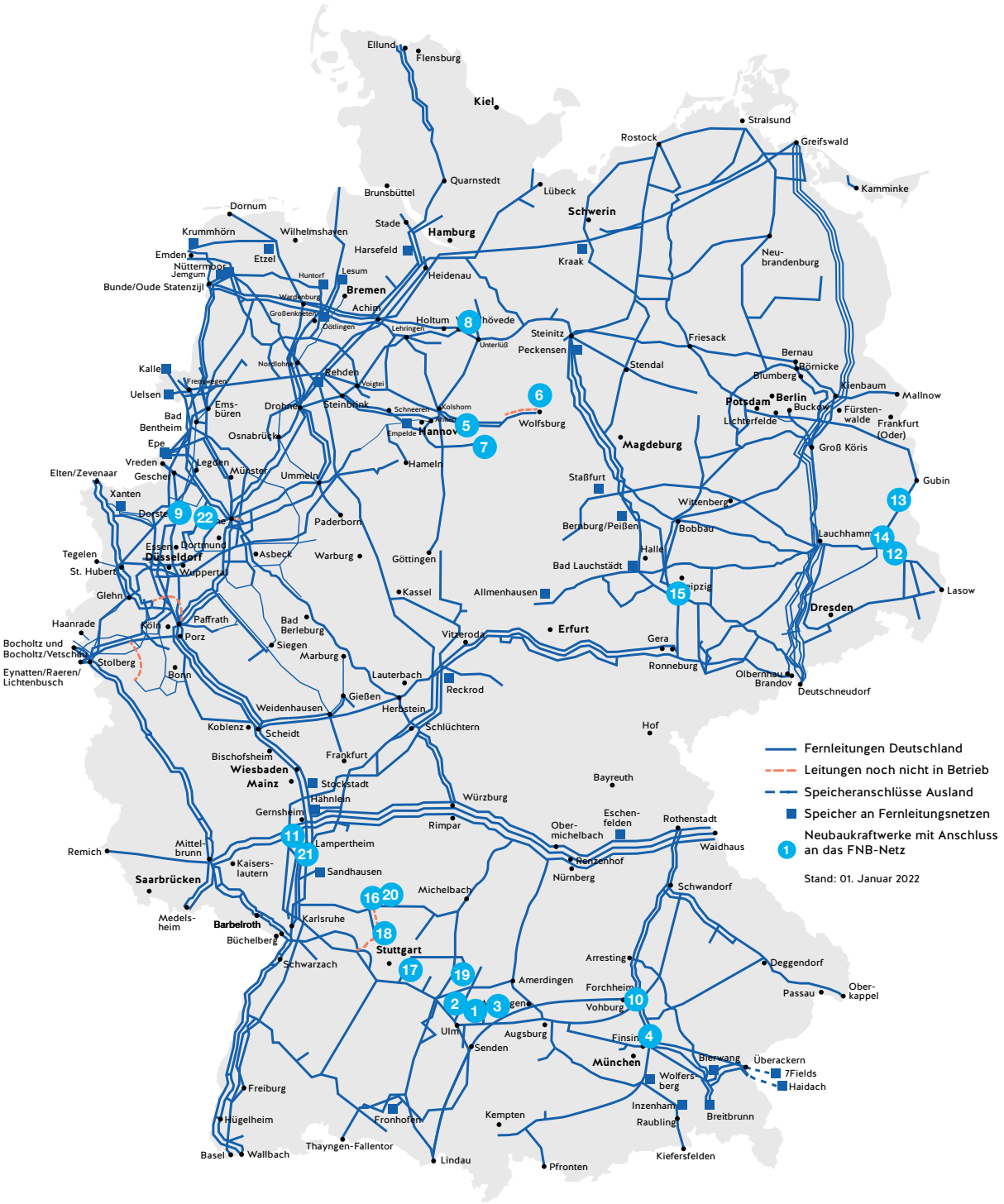
Die für neue Gaskraftwerke erforderlichen Zuordnungspunkte wurden im Rahmen der Modellierung überprüft bzw. ermittelt und sind ebenfalls der folgenden Tabelle zu entnehmen. Neue Kraftwerkskapazitäten werden mit fDZK berücksichtigt.

Tabelle 4: Neubaugaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz

Nr.	Fernleitungs-netzbetreiber	Projektname	Gasart	Gasan-schluss-kapazität [MWh/h]	Status	Zuordnungspunkt	Modellie-rungsjahre 2027	Modellie-rungsjahre 2032
1	bayernets	GK Leipheim (Block 1)	H-Gas	950	§ 39 GasNZV	Überackern 2, Überackern, Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn	x	x
2	bayernets	GK Leipheim (Block 2)	H-Gas	950	§ 39 GasNZV	Überackern 2, Überackern, Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn	x	x
3	bayernets	Kraftwerk Gundremmingen	H-Gas	1.500	§ 39 GasNZV	Überackern 2, Überackern, Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn	x	x
4	bayernets	Kraftwerk Zolling	H-Gas	1.300	§ 38 GasNZV	Überackern, Überackern 2, Haiming 2-7F/bn, Haiming 2-RAGES/bn, USP Haidach, Inzen-ham-West USP, Wolfersberg/USP	x	x
5	GUD	Kraftwerk Mehrum	H-Gas	1.450	§ 39 GasNZV	Dornum, Emden - EPT1, UGS Harsefeld, UGS Uelsen, UGS Etzel, UGS Jemgum EWE	x	x
6	GUD	GHKW VW 2	H-Gas	920	§ 39 GasNZV	Ellund, Emden - EPT1, UGS Harsefeld, UGS Uelsen, UGS Etzel, UGS Jemgum EWE	x	x
7	GUD	Werk Salzgitter	H-Gas	1.125	§ 38 GasNZV	Dornum, Emden - EPT1, UGS Harsefeld, UGS Uelsen, UGS Etzel, UGS Jemgum EWE	x	x
8	GUD	Werk Uelzen	H-Gas	190	§ 38 GasNZV	Dornum, Emden - EPT1, UGS Harsefeld, UGS Uelsen, UGS Etzel, UGS Jemgum EWE	x	x
9	OGE	Kraftwerk Scholven	H-Gas	40	§ 38 GasNZV	Speicher Epe H	x	x
10	OGE	Kraftwerk Irsching	H-Gas	1.000	§ 38 GasNZV	Speicher Bierwang, Speicher Breitbrunn, Haiming 2 7F	x	x
11	OGE	Kraftwerk Biblis	H-Gas	973	§ 38 GasNZV	Eynatten	x	x
12	ONTRAS	Innovatives Hybrid-Kraftwerk Boxberg	H-Gas	1.665	§ 39 GasNZV	VIP Brandov-THE-Nord	x	x
13	ONTRAS	Innovatives Hybrid-Kraftwerk Jänschwalde	H-Gas	1.665	§ 39 GasNZV	VIP Brandov-THE-Nord	x	x
14	ONTRAS	GuD Schwarze Pumpe	H-Gas	1.665	§ 39 GasNZV	VIP Brandov-THE-Nord	x	x
15	ONTRAS	Innovatives Hybrid-Kraftwerk Lippendorf	H-Gas	1.665	§ 38 GasNZV	VGS Storage Hub	x	x
16	terranets	Gasturbine Heilbronn	H-Gas	1.200	§ 39 GasNZV	Eynatten, Sp. Rehden, Bunde, Jemgum I, Jemgum III, Nüttermoor	x	x
17	terranets	GuD-Anlage Altbach	H-Gas	1.200	§ 39 GasNZV	Eynatten, Sp. Rehden, Bunde, Jemgum I, Jemgum III, Nüttermoor	x	x
18	terranets	GuD-Anlage Marbach	H-Gas	800	§ 39 GasNZV	Eynatten, Sp. Rehden, Bunde, Jemgum I, Jemgum III, Nüttermoor	x	x
19	terranets	GuD-Anlage Aalen	H-Gas	316	§ 39 GasNZV	Überackern 2, Überackern, Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn	x	x
20	terranets	KWK-Anlage AUDI AG Werk Neckarsulm	H-Gas	120	§ 39 GasNZV	Eynatten, Sp. Rehden, Bunde, Jemgum I, Jemgum III, Nüttermoor	x	x
21	terranets	GuD-Anlage Mannheim	H-Gas	1.025	§ 39 GasNZV	Eynatten, Sp. Rehden, Bunde, Jemgum I, Jemgum III, Nüttermoor	x	x
22	Thyssengas	GuD-Kraftwerk Herne	H-Gas	1.191	§ 39 GasNZV	Epe/Xanten I (UGS-E; Innogy), Emden EMS/EPT	x	x

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 5: Neubaugaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

Kriterien für die Einschätzung der Liquidität und die Auswahl von Zuordnungspunkten für neue und systemrelevante Kraftwerke

Die Fernleitungsnetzbetreiber setzen seit dem Netzentwicklungsplan Gas 2013 in Abstimmung mit der BNetzA für die Versorgung von neuen und systemrelevanten Kraftwerken das effiziente Kraftwerksprodukt fDZK an.

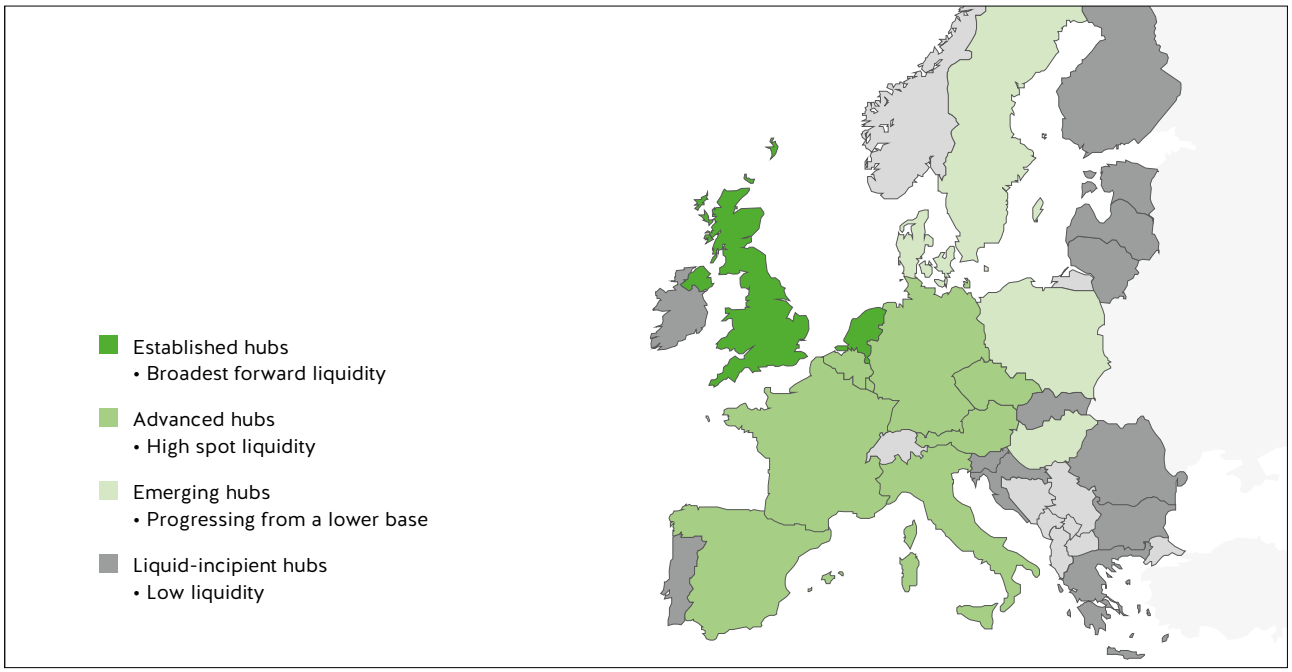
Das Kraftwerksprodukt fDZK stellt die Versorgung der Kraftwerke mit festen Kapazitäten sicher, jedoch nicht ausschließlich über den deutschen virtuellen Handelspunkt (VHP), sondern in netztechnisch erforderlichen Situationen über bestimmte Speicher oder über Grenzübergangspunkte, die den Zugang zu virtuellen Handelspunkten im Ausland sichern.

Üblicherweise setzen sich die Fernleitungsnetzbetreiber und die Kraftwerksbetreiber im Zuge der Ermittlung der Zuordnungspunkte in Verbindung und stimmen sich hierzu in der Regel einvernehmlich ab.

Liquidität von virtuellen Handelspunkten

Zur Einschätzung der Liquidität von virtuellen Handelspunkten möchten die Fernleitungsnetzbetreiber auf den aktuellen „Annual Report on the Results of Monitoring the internal Natural Gas Market in 2021“ der europäischen Regulierungsbehörde ACER verweisen, der u. a. die in Abbildung 6 dargestellte Grafik zur Liquidität der europäischen virtuellen Handelspunkte enthält.

Abbildung 6: Liquidität von Gasmärkten gemäß ACER Monitoring Report 2021



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber in Anlehnung an [ACER]

Gemäß ACER lässt sich die Liquidität der virtuellen Handelspunkte in den deutschen Nachbarländern wie folgt klassifizieren:

- „Broad Liquidity“: UK, Niederlande
- „High Liquidity“: Belgien, Frankreich, Italien, Österreich, Tschechien
- „Improving Liquidity“: Polen, Dänemark

Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber ist damit die Liquidität der aktuell verwendeten Zuordnungspunkte Bunde (Niederlande), Eynatten (Belgien), Wallbach (Italien, Frankreich), Überackern/Überackern 2 (Österreich) und VIP Brandov-THE-Nord (Tschechische Republik) gegeben.

Für die Zuordnungspunkte Dornum und Emden (Norwegen, von ACER nicht betrachtet) sehen die Fernleitungsnetzbetreiber die Liquidität als wesentliche Importpunkte für norwegisches Erdgas als gesichert an.

Für den Zuordnungspunkt Ellund (Dänemark, Status „Improving Liquidity“) sehen die Fernleitungsnetzbetreiber ebenfalls eine ausreichende Liquidität. Die mindestens gleichbleibende Verfügbarkeit von Erdgas und den Trend hin zu möglicherweise erhöhten verfügbaren Kapazitäten wurde anhand der im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 dargestellten Analysen des dänischen Netzbetreibers Energinet.dk (ENDK) ersichtlich.

Trotz der herausfordernden Lage durch den Wegfall der Mengen an Einspeisepunkten, über die russisches Erdgas nach Deutschland transportiert wurde, ist die Versorgung in Europa aktuell gewährleistet.

Die aktuellen Gasflüsse gehen hierbei an bestimmten Grenzübergangspunkten über die bestehenden festen Transportkapazitäten hinaus. Durch die Diversifizierung der Importe in das Trading Hub Europe (THE)-Marktgebiet, z. B. durch die Schaffung zusätzlicher LNG-Importkapazitäten in Deutschland und den westeuropäischen Nachbarländern, wird die Liquidität der Handelsmärkte dieser Länder weiter gesteigert. Zusätzlich sieht der Netzentwicklungsplan Gas, vor allem in der Modellierungsvariante LNGplus C, aber auch in den anderen Varianten, einen Ausbau der festen Transportkapazitäten zu diesen Handelsmärkten vor.

Über die Grenzübergangspunkte Überackern und Überackern 2 wird der Central European Gas Hub (CEGH) erreicht. Am CEGH werden zentral- und osteuropäische Gasmengen gehandelt, die etwa der 5-fachen Menge des gesamten jährlichen Gasverbrauchs in Österreich entsprechen. Über die Slowakei erreichen am Grenzübergangspunkt Baumgarten Gasmengen auch nach Beginn des Ukraine-Krieges diesen zentraleuropäischen Handelspunkt, ebenso Gasmengen aus Richtung Italien über den Grenzübergangspunkt Arnoldstein/Tarvisio. Eine ausreichende Liquidität des CEGH und damit auch der Grenzübergangspunkte Überackern und Überackern 2 kann daher angenommen werden. Insgesamt wird der süd-ost-europäische Raum zu einem großen Teil über die Türkei und die Ukraine mit Gas versorgt.

Zur weiteren Bewertung der Liquidität der Handelspunkte, werden die Fernleitungsnetzbetreiber weiterhin den aktuellen Stand der ACER-Monitoring-Berichte berücksichtigen.

Liquidität von Speichern

Speicher leisten einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit und Systemstabilität, da sie technisch in der Lage sind, bei Höchstlast oder im Fall eines physischen Engpasses im Netz schnell und lokal größere Gasmengen zur Verfügung zu stellen. Sie sind Teil des Versorgungsportfolios vieler Handelsunternehmen. Diese Unternehmen haben daher die Möglichkeit mit großer Flexibilität auf Speichermengen zuzugreifen.

Weiterhin bietet die Zuordnung von Speichern als Einspeisung für die Versorgung von Kraftwerken mit fDZK den Vorteil für die Kunden, dass die Quelle des Gases, welches sie für das Kraftwerk in den Speicher einspeisen, frei gewählt werden kann und damit alle Handelspunkte in Frage kommen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben nach Möglichkeit für ein Kraftwerk mehrere Speicher als Zuordnungspunkte gewählt, wodurch die Verfügbarkeit von Erdgas deutlich erhöht wird.

In den Fällen, in welchen ausschließlich Speicher als Zuordnungspunkte ausgewiesen sind, wurden diese Zuordnungen mit den Kraftwerksbetreibern abgestimmt bzw. auf deren ausdrücklichen Wunsch vorgenommen. Speicher stellen in diesen Fällen damit für das Kraftwerksprodukt grundsätzlich geeignete Zuordnungspunkte dar, da hier im Anforderungsfall die Verfügbarkeit von Gas hinreichend gesichert ist.

Auswahl von Zuordnungspunkten für neue Kraftwerke

Neben einer ausreichenden Liquidität als Grundvoraussetzung für die Auswahl eines Zuordnungspunktes berücksichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber die im Folgenden aufgeführten Kriterien für die Auswahl von Zuordnungspunkten:

- Netzstruktur und Nähe zum Kraftwerk
  Optimierung des Transportweges vom Zuordnungspunkt zum Kraftwerk
  (kein zusätzlicher Netzausbau erforderlich).

- Hybridpunkte
  Möglichkeit zur Nutzung von Gegenstromkapazitäten zur optimierten Nutzung des Transportsystems.
  Hohe Verfügbarkeit von Gas im Bedarfsfall.

- Kapazitätsbuchungen
  Möglichkeit zur Buchung von Kapazitäten im Anforderungsfall.

- Diversifizierung
  Von den Fernleitungsnetzbetreibern wird insgesamt eine Diversifizierung der Zuordnungspunkte angestrebt. Eine Verteilung auf unterschiedliche Punktarten (GÜP, Speicher) und verschiedene netzdienliche Bezugsrichtungen (vgl. vorherige Abschnitte) stellt den operativen Betrieb sicher. Eine Zuordnung von mehreren Punkten zu einem einzelnen Kraftwerk erhöht, wo es möglich ist, die Verfügbarkeit von Erdgas deutlich.

3.2.3 Industrie

Die Fernleitungsnetzbetreiber unterscheiden auch hinsichtlich der Industriekunden zwischen den direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossenen und den an das Verteilernetz angeschlossenen Kunden.

Für die Modellierung des Kapazitätsbedarfs der Industriekunden in den **LNGplus-Versorgungsicherheitsvarianten** wird folgender Modellierungsansatz verwendet:

- Eine Leistungsreduktion wurde für die vorliegenden Bestandskapazitäten und Zusatzbedarfe der direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossenen Industriekunden wie für die Leistung der Verteilernetzbetreiber angenommen. Basierend auf dem Startwert des Jahres 2022 wird ein Leistungsrückgang in Höhe von 9,4 % auf Basis des Gasmengenrückgangs um 15 % bis zum Zieljahr 2032 berücksichtigt.

- Die im Rahmen der abgeschlossenen MoU angegebenen Substitution von Methan durch Wasserstoff werden in den LNGplus Modellierungsvarianten entsprechend berücksichtigt.

Für die Modellierung des Kapazitätsbedarfs der Industriekunden in der **Basisvariante** und den **LNG-Versorgungssicherheitsvarianten** wird folgender Modellierungsansatz verwendet:

Für die direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossenen Industriekunden wurden die vorliegenden Bestandskapazitäten in der Basisvariante und den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten bis 2032 konstant fortgeschrieben, sofern durch die Industriekunden keine abweichenden Kapazitätsmeldungen vorliegen.

Zusatzkapazitäten werden in der Modellierung grundsätzlich mit FZK angesetzt.

Der Zusatzbedarf von Industriekunden wird von dem jeweils angefragten Fernleitungsnetzbetreiber einer netzplanerischen Prüfung unterzogen, sofern die Bedarfsmeldung dem Fernleitungsnetzbetreiber bis zum 15. Juli 2021 vorgelegen hat. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden für die Realisierung von zuordenbaren Netzausbaumaßnahmen für Industriebedarfe eine Vorgehensweise in Anlehnung an § 39 GasNZV anwenden.

Die im Rahmen der abgeschlossenen MoU angegebenen Substitutionen von Methan durch Wasserstoff, werden in der Wasserstoffvariante reduzierend angesetzt.

An nachgelagerte Netze angeschlossene Industriekunden sind in den internen Bestellungen und Prognosen durch die Verteilernetzbetreiber zu berücksichtigen.

3.2.4 Untergrundspeicher

Die im Szenariorahmen 2022 enthaltenen Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38 und 39 GasNZV werden als weitere Eingangsgröße in der Modellierung berücksichtigt.

Bei der Modellierung der Transportkapazitäten wurden in allen Modellierungsvarianten die in der NEP-Gas-Datenbank ausgewiesenen Kapazitäten (vgl. NEP-Gas-Datenbank Zyklus „2022 – NEP Entwurf“) angesetzt. Speicher-Neubauten bzw. -Erweiterungen (vgl. Tabelle 5) wurden mit 100 % fester, temperaturabhängiger Kapazität berücksichtigt.

Tabelle 5: Zusätzlicher Kapazitätsbedarf Speicher am Fernleitungsnetz

FNB	Speicher	Gasart	Gasanschlusskapazität [MWh/h]	Status
bayernets	Speicher Nussdorf/Zagling (7F)	H-Gas	648 Entry/432 Exit	§ 39 GasNZV
bayernets	Speicher Nussdorf/Zagling (7F)	H-Gas	346 Entry/230 Exit	§ 39 GasNZV

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

3.2.5 Biomethan, Wasserstoff und synthetisches Gas

Die Berücksichtigung von Biomethan, Wasserstoff und synthetischem Gas in der Modellierung erfolgt entsprechend den Ausführungen der Kapitel 6 und 8.

3.2.6 LNG-Anlagen in den LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten

Anfragen für LNG-Anlagen gemäß §§ 38/39 GasNZV und deren Clusterung

Aufgrund der Vielzahl der Modellierungsvarianten mit LNG-Bezug und den darin berücksichtigten Kapazitätsreservierungen bzw. Kapazitätsausbauansprüchen nach §§ 38/39 GasNZV wird im Folgenden zwischen den LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten sowie den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten und der Basisvariante unterschieden.

Zum Stichtag 30. September 2022 lagen folgende Kapazitätsreservierungen bzw. Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/39 GasNZV bei den Fernleitungsnetzbetreibern vor. Für den im LNG-Beschleunigungsgesetz genannten Standort Hamburg liegt keine Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV bzw. kein Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV vor. Zum Stichtag 30. September 2022 lagen Kapazitätsanfragen in Höhe von 182 GWh/h vor.

Tabelle 6: Anfragen zu LNG-Anlagen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stichtag 30. September 2022)

Nr.	FNB	Cluster	LNG-Vorhabenstandorte	Gasanschluss-kapazität [MWh/h]	Status	FSRU	landseitige LNG-Anlagen
1	OGE	Wilhelms-haven	Wilhelmshaven	26.000	§ 39 GasNZV	ja*	ja
				10.600		ja	nein
				5.500		ja	nein
				6.000	§ 38 GasNZV	nein	ja
Summe Cluster Wilhelmshaven				**48.100**			
2	GUD	Unterelbe	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
				10.150	§ 38 GasNZV	ja	nein
4	–		Hamburg	–	–	–	–
Summe Cluster Unterelbe				**61.119**			
5	ONTRAS	Ostsee	Rostock	6.250	§ 38 GasNZV	ja	nein
6	Fluxys D, GUD LBTG, NGT, OGT		Lubmin	6.000	§ 38 GasNZV	ja	nein
	GASCADE			11.100	§ 38 GasNZV	ja	nein
				49.400	§ 38 GasNZV	ja	nein**
Summe Cluster Ostsee				**72.750**			
Summe alle Cluster (LNG-Anlagen)				**181.969**			

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

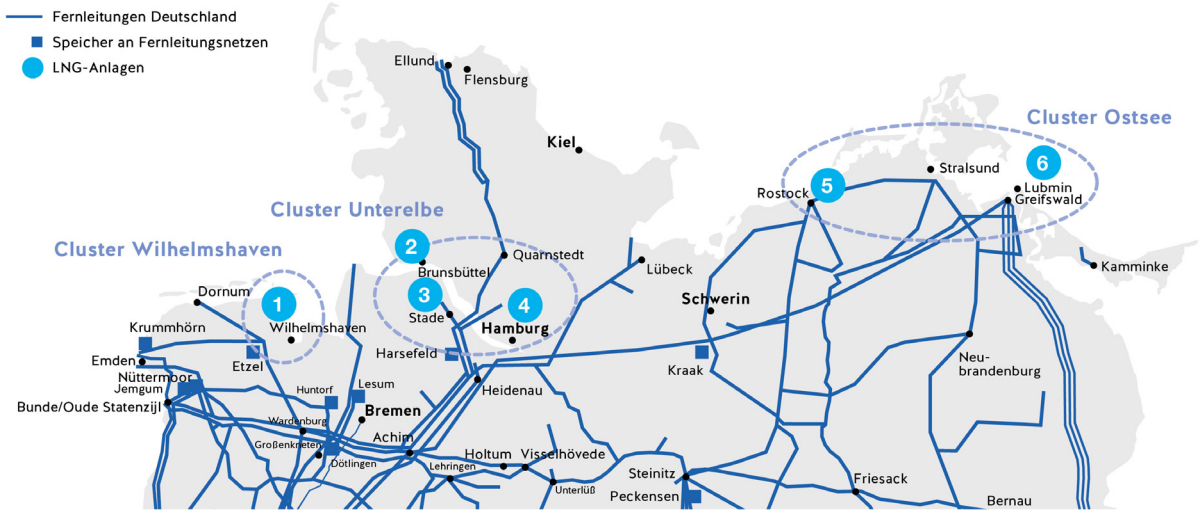
** Offshore-Plattform in Phase 2

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A wurden alle eingegangenen LNG-Anfragen gemäß Tabelle 6 berücksichtigt. Für die Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B und C haben die Fernleitungsnetzbetreiber eine Aufteilung der LNG-Anfragen in Cluster vorgenommen. Dies wurde von der BNetzA im Teilneubescheid des Szenariorahmens 2022 vom 11. November 2022 begrüßt. Bei dieser „Clusterung“ werden die angefragten Leistungen von LNG-Anlagen, die auf ein Netzgebiet wirken, zusammengelegt. Sehr hohe angefragte Leistungen in einem Cluster hätten große Netzausbauten innerhalb des jeweiligen Netzgebietes und darüber hinaus zur Folge. Daher halten die Fernleitungsnetzbetreiber eine Begrenzung der LNG-Anlagenleistung innerhalb der Cluster im Sinne eines effizienten Netzausbaus und einer schnellstmöglichen Realisierung für angemessen.

Die gebildeten Cluster sind Wilhelmshaven, Unterelbe (Brunsbüttel, Stade, Hamburg) und Ostsee (Rostock, Lubmin). Diese sind in der folgenden Abbildung dargestellt.

Abbildung 7: Mögliche LNG-Standorte und deren Clusterung



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Cluster Wilhelmshaven

Zur Konsultation durch die Fernleitungsnetzbetreiber und der Bestätigung des Szenariorahmens 2022 durch die BNetzA hatte der zu diesem Zeitpunkt einzige Projektträger der LNG-Anlage Wilhelmshaven seine Anfrage zur Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV zurückgezogen. Dementsprechend waren am Standort Wilhelmshaven keine Kapazitäten für LNG-Anlagen im Szenariorahmen 2022 zu berücksichtigen.

Zum Planungsstart für den Zwischenstand zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 lagen bei OGE Kapazitätsreservierungsanfragen nach § 38 GasNZV in Höhe von 26 GWh/h für LNG-Anlagen in Wilhelmshaven vor, wobei die bereits in der Basisvariante enthaltene Einspeisung von synthetischem Methan in Höhe von 10 GWh/h in den Anfragen enthalten war.

Zur Konsultation des ergänzten Szenariorahmens 2022 lagen bei OGE für den Standort Wilhelmshaven Netzausbaubegehren von drei Projektträgern nach § 39 GasNZV in Höhe von 42,1 GWh/h für LNG-Anlagen vor. Dabei handelte es sich in zwei Fällen um LNG-Floating Storage and Regasification Units (FSRU) und in einem Fall um eine FSRU, welche ab 2025 durch eine feste landseitige LNG-Anlage erweitert werden soll.

Im Rahmen der Konsultation ist eine weitere Kapazitätsreservierungsanfrage gemäß § 38 GasNZV in Höhe von 6 GWh/h fristgerecht für den Standort Wilhelmshaven eingegangen.

Durch den Bau eines neuen Leitungsstrangs von Wilhelmshaven nach Drohne können bis Ende 2027 zusätzliche Kapazitäten in Höhe von 26 GWh/h bereitgestellt werden. Darüberhinausgehende, zusätzliche Kapazitäten würden weitere Netzausbaumaßnahmen (Loop-Leitungen) erfordern, so dass die zusätzlichen Kapazitäten nicht zeitnah zur Verfügung stehen würden. Daher wird in den Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus B und C das Cluster auf 26 GWh/h begrenzt. In der Versorgungssicherheitsvariante A wird die vollständige Leistung in der Modellierung für das Jahr 2032 in Höhe von 48,1 GWh/h berücksichtigt.

Cluster Unterelbe (Brunsbüttel, Stade, Hamburg)

Das Projekt **LNG-Anlage Brunsbüttel** (landseitig) fand über einen Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV Eingang in den Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028. Die erforderlichen Ausbaumaßnahmen zur Bereitstellung der Einspeisekapazität in Höhe von 8,7 GWh/h sowie die Anbindungsinfrastruktur (ID 502-02a und ID 502-03b) wurden seitens der BNetzA bestätigt. Der Anlagenbetreiber hat im August 2019 und im Mai 2021 zwei weitere Kapazitätsausbauansprüche nach § 39 GasNZV geltend gemacht. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden die LNG-Anlage in Brunsbüttel entsprechend im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 berücksichtigen.

Für den Standort in Brunsbüttel (FSRU) wurde im August 2022 ein Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV geltend gemacht, um regasifiziertes LNG noch im Winter 2022/2023 in das Fernleitungsnetz einspeisen zu können. Zur beschleunigten Bereitstellung von LNG-Mengen wurde im Zwischenstand zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 die Teilnutzung der VNB-Leitung Brunsbüttel-Klein Offenseth (ID 874-01) eingebracht.

Für die geplante **LNG-Anlage** in **Stade** (landseitig) wurde erstmals im Juni 2019 ein Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV gestellt. Da die angefragte Kapazität nicht zur Verfügung gestellt werden konnte, machte der Projektträger seinen Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV geltend. Die daraus resultierenden Ausbaumaßnahmen und die Anbindungsinfrastruktur (ID 640-02 und ID 641-02) wurden im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 von der BNetzA bestätigt. Die aktualisierte Planung des Projektträgers sieht eine deutliche Steigerung zur ursprünglich vorgesehenen Kapazität vor. Infolgedessen wurden im November 2020 und im März 2021 weitere Kapazitätsausbauansprüche nach § 39 GasNZV geltend gemacht.

Für den Standort in Stade (FSRU) wurde im Rahmen der Konsultation des ergänzten Szenariorahmens 2022 eine Kapazitätsreservierungsanfrage nach § 38 GasNZV gestellt, um regasifiziertes LNG noch im Winter 2023 in das Fernleitungsnetz einspeisen zu können. Zur beschleunigten Bereitstellung von LNG-Mengen wurde im Zwischenstand zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 die Anbindungsleitung LNG Stade (ID 872-01) und die Gas-Druckregel- und Messanlage (GDRM-Anlage) LNG Stade (ID 873-01) eingebracht.

Der **Standort Hamburg** ist explizit als Vorhabenstandort im LNG-Beschleunigungsgesetz genannt und wurde als Standort für eine durch den Bund beschaffte FSRU geprüft. Für den Standort Hamburg liegen aktuell keine Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/39 GasNZV vor.

In Summe liegen für das Cluster Unterelbe Kapazitätsreservierungsanfragen und Kapazitätsausbauansprüche gemäß §§ 38/39 GasNZV in Höhe von rund 61 GWh/h vor. Die diesbezüglichen LNG-Anlagenprojekte befinden sich in unterschiedlichen Projektentwicklungsstadien. Als gesichert gelten die FSRU-Projekte in Brunsbüttel mit rund 15,5 GWh/h und Stade mit rund 10 GWh/h. Als sehr wahrscheinlich ist anzunehmen, dass die technische Kapazität der im 4. Quartal 2023 zur Verfügung stehenden Anbindungsleitung Brunsbüttel – Hetlingen in Höhe von 1,125 Mio m^3/h (bis zu 15 GWh/h) vollständig durch den Aufbau entsprechender Anlagenkapazitäten in Brunsbüttel in Anspruch genommen wird. Die LNG-Anlagenstandorte Brunsbüttel und Stade sind explizit im LNG-Beschleunigungsgesetz für durch den Bund beschaffte FSRU genannt. Landseitige LNG-Anlagen an diesen Standorten sind bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 mit einer Kapazität von rund 20 GWh/h berücksichtigt worden.

Sowohl die im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 ermittelten und bestätigten Ausbaumaßnahmen für die Kapazitätsbereitstellung in Höhe von 20 GWh/h als auch die erforderliche Anbindungsinfrastruktur für die Anlagen sind in der Planung weit fortgeschritten, bzw. befinden sich auf Grund der gebotenen Eile bereits im Bau.

Unter Berücksichtigung der geänderten Gasflüsse wurden darüber hinaus zusätzliche Maßnahmen identifiziert, die kurzfristig umsetzbar sind bzw. sich bereits in der Umsetzung befinden. Mit diesen Maßnahmen lässt sich die in das GUD-Netz eingespeiste LNG-Leistung sukzessive bis zum Jahr 2026 weiter auf 27,5 GWh/h erhöhen. Über diese Leistung hinausgehende Einspeiseleistungen der LNG-Anlagen würden weitere Netzausbaumaßnahmen (Loop-Leitungen und Erweiterung der Verdichter) erfordern. Da für diese weiteren Netzausbaumaßnahmen weder eine Privilegierung durch das LNG Beschleunigungsgesetz gegeben ist, noch technische Vorplanungen vorliegen, ist mit einer Verfügbarkeit dieser weiteren Netzausbaumaßnahmen frühestens fünf Jahre nach Wirksamwerden des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 zu rechnen.

Daher wird in den Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus B und C das Cluster Unterelbe auf 27,5 GWh/h begrenzt. In der Versorgungssicherheitsvariante A wird die vollständige Leistung in der Modellierung für das Jahr 2032 in Höhe von rund 61 GWh/h berücksichtigt.

Cluster Ostsee (Rostock, Lubmin)

Für den **Standort Rostock** lagen bis zum Konsultationsstart des ergänzten Szenariorahmens 2022 keine Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/39 GasNZV vor.

Im Rahmen dieser Konsultation ist eine Kapazitätsreservierungsanfrage gemäß §38 GasNZV in Höhe von 6,25 GWh/h fristgerecht für den Standort Rostock eingegangen.

Für den **Standort Lubmin** lagen bis zum Konsultationsstart des ergänzten Szenariorahmens 2022 Kapazitätsreservierungsanfragen nach § 38 GasNZV für eine Phase I mit 6 GWh/h sowie für eine Phase II mit weiteren 11,1 GWh/h vor. Dabei soll zunächst für die Phase I über eine FSRU im Industriehafen Lubmin regasifiziertes LNG in das deutsche Fernleitungsnetz eingespeist werden. Für die Phase II ist die Einspeisung für Ende 2023 angefragt.

Im Rahmen dieser Konsultation ist eine Kapazitätsreservierungsanfrage gemäß § 38 GasNZV in Höhe von 49,4 GWh/h fristgerecht für den Standort Lubmin eingegangen.

Für den Standort Rostock ist eine zeitnahe Kapazitätsbereitstellung in Höhe von 1,5 GWh/h möglich. Darüberhinausgehende, zusätzliche Kapazitäten würden weitere Netzausbaumaßnahmen (Leitungsbau und Verdichter) erfordern, so dass die zusätzlichen Kapazitäten nicht zeitnah zur Verfügung stehen würden. Daher wird die Kapazität für den Standort Rostock in den Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus B und C mit 1,5 GWh/h angesetzt. In der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A wird die vollständige Leistung in der Modellierung für das Jahr 2032 in Höhe von 6,25 GWh/h berücksichtigt.

Am Standort Lubmin werden die bilanziell fehlenden Kapazitäten zur Deckung der Bedarfsmengen in den Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus B (28,2 GWh/h) und C (10,1 GWh/h) berücksichtigt. In der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A wird die vollständige Leistung in der Modellierung für das Jahr 2032 in Höhe von 66,5 GWh/h berücksichtigt.

Erläuterung der LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten

Im Folgenden führen die Fernleitungsnetzbetreiber aus, warum in den LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten die Leistungen zwischen LNG-Anlagen und Grenzübergangspunkten variiert werden sollen.

In den im Zwischenstand veröffentlichten LNG-Versorgungssicherheitsvarianten wurde der teilweise Ersatz der für den deutschen Markt bestimmten russischen Liefermengen durch zusätzliche Einspeisungen deutscher LNG-Anlagen untersucht.

Die LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten untersuchen den vollständigen Ersatz der für den deutschen Markt bestimmten russischen Liefermengen. Hierbei gehen die Fernleitungsnetzbetreiber davon aus, dass der vollständige Ersatz russischer Mengen ausschließlich durch deutsche LNG-Anlagen nicht effizient ist und zur schnellen Bereitstellung der Kapazitäten auch Grenzübergangspunkte mit Zugang zu westeuropäischen LNG-Anlagen herangezogen werden sollten. Dies vor allem vor dem Hintergrund, dass angrenzende Netzbetreiber aus Belgien, Frankreich und den Niederlanden signalisiert haben, dass zusätzliche Kapazitäten an den an Deutschland grenzenden Grenzübergangspunkten zur Verfügung gestellt werden könnten.

Somit ist aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber die Betrachtung von zwei Varianten mit unterschiedlichem Fokus GÜP und LNG sachgerecht, zumal zum jetzigen Zeitpunkt auch noch nicht feststeht, welche LNG-Standorte und Kapazitäten konkret realisiert werden.

Daher wird in der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B der Fokus auf den Ersatz russischer Liefermengen durch deutsche LNG-Anlagen gelegt, während in der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C der Fokus auf die Bereitstellung von zusätzlicher Kapazität über westeuropäische Grenzübergangspunkte gelegt wird.

Darüber hinaus erfolgt in der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A eine Berücksichtigung der vollständigen Leistung aller Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/39 GasNZV für LNG-Anlagen.

Gemäß den Vorgaben der BNetzA soll in den LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten unter Beachtung der folgenden Kriterien untersucht werden, inwieweit mögliche deutsche LNG-Anlagen russische Erdgasimporte substituieren könnten und welche Netzausbaumaßnahmen dies zur Folge hätte. Grundlage bilden die Eingangsparameter der Basisvariante des bestätigten Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2022, allerdings mit den folgenden Anpassungen für alle LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten:

1. Vollständiger Ersatz russischer Erdgaseinspeisungen, die auf Deutschland wirken, in Höhe von 92 GWh/h.
2. Keine Berücksichtigung von russischen Transitmengen in die europäischen Nachbarländer.
3. Berücksichtigung der Erdgasversorgung von Südosteuropa in der Modellierung mit entsprechenden Ausspeiseleistungen nach Tschechien in Höhe von 30 GWh/h (7 GWh/h Bestandskapazitäten und 23 GWh/h Zusatzkapazitäten).
4. Die Ausspeisekapazitäten Richtung Schweiz, Österreich und Luxemburg bleiben unverändert und sind der NEP-Gas-Datenbank zu entnehmen.
5. Die Ausspeisekapazitäten Richtung Polen werden auf die gebündelten Kapazitäten reduziert.
6. Die Berücksichtigung von LNG- und GÜP-Kapazitäten soll als feste Kapazität erfolgen.
7. Ermittlung des resultierenden Netzausbaus für das Betrachtungsjahr 2032.

Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A

- Berücksichtigung sämtlicher Anfragen gemäß §§ 38, 39 GasNZV, die bis zum Stichtag des 30. September 2022 bei den Fernleitungsnetzbetreibern gestellt wurden (vgl. Tabelle 6).
- Zu diesem Stichtag lagen Kapazitätsanfragen in Höhe von rund 182 GWh/h vor.
- Aufgrund der angefragten LNG-Leistung wird die Höhe der erforderlichen Einspeiseleistungen an den Grenzübergangspunkten im Rahmen der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 überprüft und dementsprechend angesetzt.
- Die Ausspeiseleistung und -kapazität in Richtung Belgien, Dänemark, Frankreich und Niederlande bleibt unverändert.

Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B

In der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B wird der Ersatz russischen Erdgases durch vorrangige Berücksichtigung von LNG-Kapazität in Höhe von 83 GWh/h angesetzt. Die Verteilung auf die LNG-Standortcluster zeigt die folgende Tabelle 7:

Tabelle 7: Berücksichtigte LNG-Anlagen in der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B

Nr.	FNB	Cluster	LNG-Vorhabenstandorte	Gasanschluss-kapazität [MWh/h]
1	OGE	Wilhelmshaven	Wilhelmshaven	26.000
2	GUD	Unterelbe	Brunsbüttel, Stade, Hamburg	27.500
3	ONTRAS Fluxys D, GUD LBTG, NGT, OGT GASCADE	Ostsee	Rostock, Lubmin	29.700
Summe alle Cluster (Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B)				**83.200**

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Eine Ausspeiseleistung in Richtung Belgien, Dänemark, Frankreich und Niederlande wird im Spitzenlastfall nicht unterstellt, die Ausspeisekapazitäten bleiben unverändert. Der sich über die LNG-Anlagen ergebene zusätzliche Importbedarf wird über westeuropäische Grenzübergangspunkte zu Belgien (Eynatten), Dänemark (Ellund), Frankreich (Medelsheim) und den Niederlanden (Bunde) gedeckt. Die genaue Verteilung wird in Kapitel 6.1.2 dargestellt.

Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C

In der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C erfolgt der Ersatz russischen Erdgases durch vorrangige Berücksichtigung von GÜP-Kapazität. Der sich ergebene Importbedarf wird über westeuropäische Grenzübergangspunkte zu Belgien (Eynatten), Dänemark (Ellund), Frankreich (Medelsheim) und den Niederlanden (Bunde) gedeckt. Die genaue Verteilung wird in Kapitel 6.1.3 dargestellt.

Eine Ausspeiseleistung in Richtung Belgien, Dänemark, Frankreich und Niederlande wird im Spitzenlastfall nicht unterstellt, die Ausspeisekapazitäten bleiben unverändert.

In der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C wird eine LNG-Kapazität in Höhe von 65 GWh/h berücksichtigt. Die Verteilung auf die LNG-Standortcluster zeigt die folgende Tabelle 8:

Tabelle 8: Berücksichtigte LNG-Anlagen in der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C

Nr.	FNB	Cluster	LNG-Vorhabenstandorte	Gasanschluss-kapazität [MWh/h]
1	OGE	Wilhelmshaven	Wilhelmshaven	26.000
2	GUD	Unterelbe	Brunsbüttel, Stade, Hamburg	27.500
3	ONTRAS Fluxys D, GUD LBTG, NGT, OGT GASCADE	Ostsee	Rostock, Lubmin	11.600
Summe alle Cluster (Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C)				**65.100**

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Anbindungsinfrastruktur für die LNG-Anlagen

In Abbildung 7 ist ersichtlich, dass die LNG-Anlagen nicht in unmittelbarer Nähe zur bestehenden Transportinfrastruktur geplant sind. Aus diesem Grund wird für den Anschluss der Anlagen an das Fernleitungsnetz Anbindungsinfrastruktur benötigt.

Wilhelmshaven

Für eine schnelle Anbindung der ersten geplanten LNG-Anlage, hat OGE die Leitung WAL Teil 1 Ende 2022 in Betrieb genommen. Die Leitung WAL Teil 1 war bereits Ergebnis der Modellierung der Basisvariante (ID 818-01) und der LNG-Versorgungssicherheitsvarianten (ID 851-01). Daher wird keine Anbindungsleitung ausgewiesen.

Brunsbüttel (landseitig)

Für die Anbindung der LNG-Anlage Brunsbüttel ist die bereits seit dem Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 enthaltene Anbindungsinfrastruktur (ID 502-02a und ID 502-03b) weiterhin erforderlich.

Brunsbüttel FSRU

Zur beschleunigten Bereitstellung von LNG-Mengen am Standort Brunsbüttel wurde im Zwischenstand zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 die Teilnutzung der VNB-Leitung Brunsbüttel-Klein Offenseth (ID 874-01) eingebracht. Diese wurde im Januar 2023 fertiggestellt.

Stade (landseitig)

Für die Anbindung der LNG-Anlage Stade ist bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 enthaltene Anbindungsinfrastruktur (ID 640-02 und ID 641-02) weiterhin erforderlich.

Stade FSRU

Zur beschleunigten Bereitstellung von LNG-Mengen am Standort Stade wurde im Zwischenstand zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 die Anbindungsleitung LNG Stade (ID 872-01) und die GDRM-Anlage LNG Stade (ID 873-01) eingebracht.

Hamburg

Der Hamburger Hafen ist explizit als Vorhabenstandort im LNG-Beschleunigungsgesetz genannt und wurde als Standort für eine durch den Bund beschaffte FSRU geprüft. Für den Standort Hamburg liegen aktuell keine Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/39 GasNZV vor. Daher wird keine Anbindungsleitung ausgewiesen.

Rostock

Um Gasmengen in das Netz der ONTRAS einspeisen zu können, wird eine Anbindungsleitung mit ca. 3,5 km Länge (ID 885-01) gebaut und eine GDRM-Anlage (ID 886-01) installiert. Um ganzjährig die volle Leistung der LNG-Anlage abnehmen zu können, ist eine Anbindung an die NEL-Pipeline notwendig. Hierfür bedarf es der Leitung LNG-Terminal – Groß Tessin (NEL) (ID 889-01), der Verdichterstation (VDS) Groß Tessin (ID 930-01) und der GDRM-Anlage Groß Tessin (ID 929-01).

Lubmin

Für die Anbindung der LNG-Anlage Lubmin ist die Anbindungsleitung Industriehafen Lubmin (ID 915-02) und die Anbindungsleitung BEG (ID 916-02) erforderlich. Die Anbindungsleitung Industriehafen Lubmin (ID 915-02) wurde Ende November 2022 fertiggestellt.

3.2.7 LNG-Anlagen in der Basisvariante und in den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten

Dieses Kapitel entspricht bis auf redaktionelle Änderungen dem Kapitel 3.2.6 aus dem Zwischenstand zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032.

Anfragen für LNG-Anlagen gemäß §§ 38/39 GasNZV

Für den Zwischenstand des Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 lagen den Fernleitungsnetzbetreibern Kapazitätsausbauansprüche nach § 39 GasNZV für die geplanten LNG-Anlagen in Brunsbüttel und Stade vor. Diese wurden entsprechend dem bestätigten Szenariorahmen 2022 in der Modellierung der Basisvariante berücksichtigt.

Tabelle 9: In der Modellierung der Basisvariante berücksichtigte LNG-Anlagen

Nr.	FNB	Standort	Gasart	Gasanschluss-kapazität [MWh/h]	Status	Basisvariante
1	GUD	Brunsbüttel	H-Gas	8.700	§ 39 GasNZV	x
				1.975		x
				3.125		x
			Summe	**13.800**		
2	GUD	Stade	H-Gas	9.300	§ 39 GasNZV	x
				6.950		x
				5.450		x
			Summe	**21.700**		

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

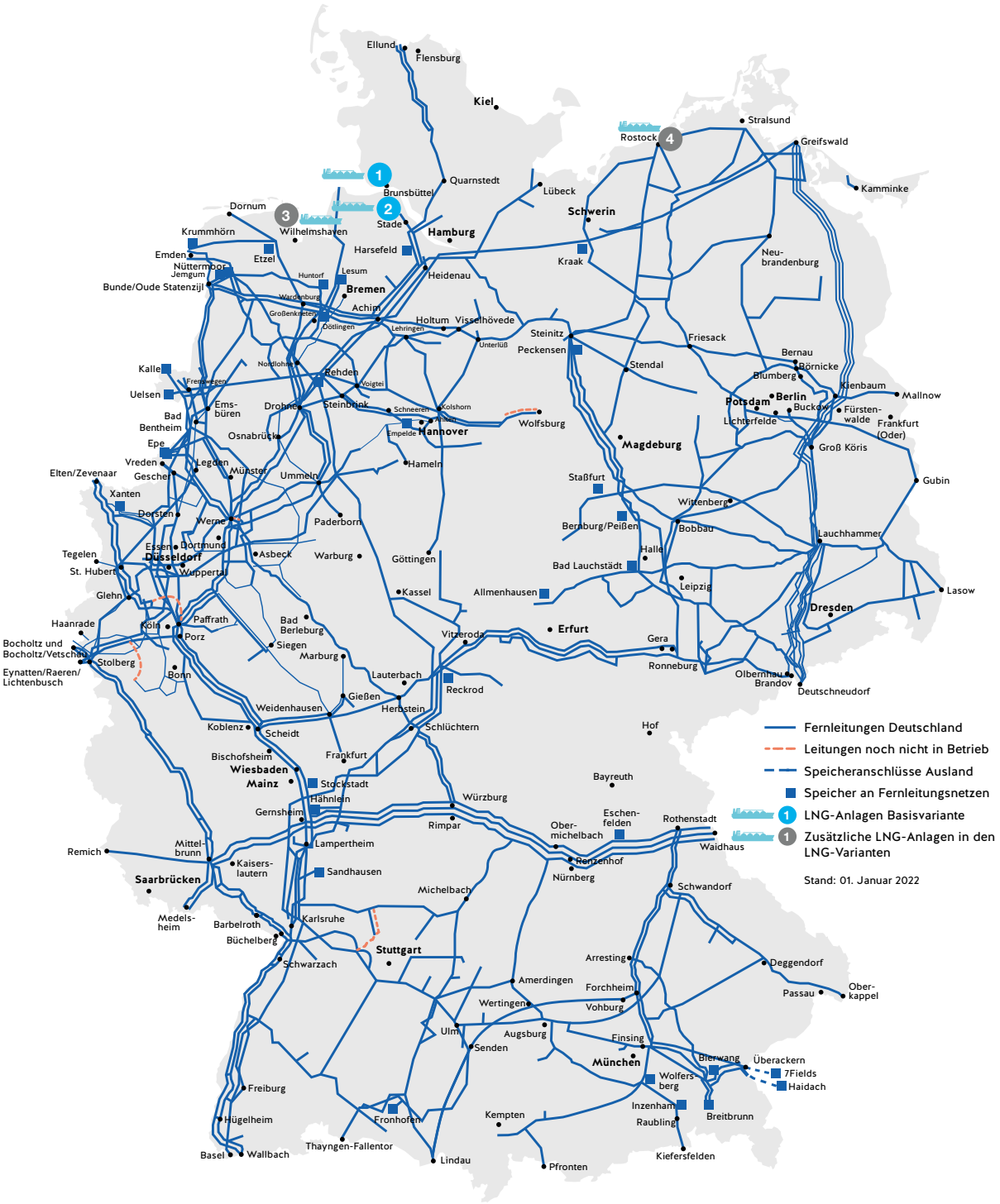
Wie in Kapitel 2.2 beschrieben, haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber aufgrund der aktuellen geopolitischen Lage entschieden, zusätzliche LNG-Versorgungssicherheitsvarianten in den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 aufzunehmen. Zudem hat die BNetzA die Fernleitungsnetzbetreiber aufgefordert, die unten beschriebenen LNG-Versorgungssicherheitsvarianten zu modellieren. Im Rahmen dieser Modellierungsvarianten finden auch die möglichen LNG-Standorte Wilhelmshaven und Rostock Berücksichtigung. Weitere Annahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvarianten werden in Kapitel 6.2 beschrieben. Die in der Modellierung der LNG-Versorgungssicherheitsvarianten berücksichtigte LNG-Anlagen sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 10: In der Modellierung der LNG-Versorgungssicherheitsvarianten berücksichtigte LNG-Anlagen

Nr.	FNB	Standort	Gasart	Gasanschluss-kapazität [MWh/h]	LNG-Variante 1	LNG-Variante 2	LNG-Variante 2.1
1	GUD	Brunsbüttel	H-Gas	13.800	x	x	x
2	GUD	Stade	H-Gas	21.700	x		
3	OGE	Wilhelmshaven	H-Gas	26.000	x	x	x
4	GASCADE/ ONTRAS	Rostock	H-Gas	10.000		x	
	GASCADE/ ONTRAS	Rostock	H-Gas	21.700			x

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 8: Geplante LNG-Anlagen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

Berücksichtigung der LNG-Anlagen in der Basisvariante

Der Kapazitätsbedarf der geplanten LNG-Anlagen wird in der Modellierung analog zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 als FZK angesetzt. Dieses Vorgehen ist nach Auffassung der Fernleitungsnetzbetreiber ein Beitrag zur Versorgungssicherheit und dient der Erhöhung der Liquidität der Märkte durch eine Diversifizierung der Aufkommensquellen.

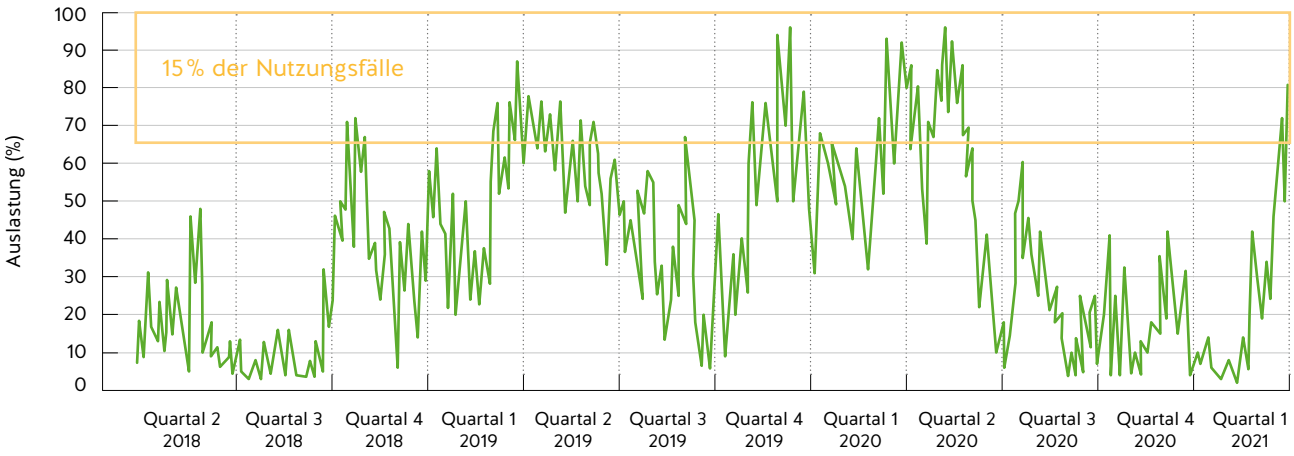
Die Kapazitätsreservierungsanfragen nach § 38 GasNZV konnten nicht zugesagt werden, so dass Kapazitätsausbauansprüche nach § 39 GasNZV angemeldet wurden. Aus diesen Kapazitätsausbauansprüchen resultieren Maßnahmen zur Darstellung der Einspeisekapazitäten im Netz der Gasunie Deutschland GmbH. Ferner wird das nötige Austauschpotenzial zwischen den Engpasszonen THE-Süd und THE-Nord unter Berücksichtigung von Verlagerungspotenzial von anderen Grenzübergangspunkten und Speichern modelliert und Ausbaumaßnahmen ermittelt.

Die Verlagerung der Kapazitäten zu den LNG-Standorten erfolgt im GUD-System von den Punkten Emden, Speicher Jemgum und Oude Statenzijl (H-Gas).

Zur Ermittlung des benötigten Austauschpotenzials wurde die Beschäftigung der bereits vorhandenen nordwesteuropäischen LNG-Anlagen in den Niederlanden und Belgien herangezogen. Dieses Beschäftigungsprofil wurde auch den zu errichtenden deutschen LNG-Anlagen unterstellt. Der betrachtete Zeitraum erstreckt sich dabei vom 01. April 2018 bis zum 31. März 2021. Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber haben sich, um unnötigen Netzausbau zu vermeiden, für ein 85 %-Quantil entschieden, bei dem ein Ausschluss der obersten 15 % aller Nutzungsfälle vorgenommen wird (vgl. Abbildung 8). Diese Hochlastfälle sollen mit Hilfe von MBI abgedeckt werden.

Um 85 % der Nutzungsfälle abdecken zu können, ist es nötig, eine Austauschkapazität von 66 % der Gesamtleistung der LNG-Anlagen vorzusehen. Dies resultiert auf Basis der Gesamtleistung der geplanten LNG-Anlagen von 35,5 GWh/h in einer Austauschleistung von 23,4 GWh/h. Neben der erfolgten Verlagerung von Kapazitäten im GUD-Netz in Höhe von 9,2 GWh/h wird eine zusätzliche Austauschleistung zwischen den ehemaligen deutschen Marktgebieten von 14,2 GWh/h berücksichtigt.

Abbildung 9: Auslastungsrate der LNG-Anlagen in NL und BE



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis GLE, Aggregated Storage Inventory Database

Wie in Abbildung 8 ersichtlich, sind die LNG-Anlagen nicht in unmittelbarer Nähe zur bestehenden Transportinfrastruktur geplant. Aus diesem Grund werden für den Anschluss der Anlagen an das Fernleitungsnetz Anschlussleitungen benötigt. Diese sind nach Novellierung der §§ 38 und 39 der GasNZV im Rahmen der „Verordnung zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Aufbau der LNG-Infrastruktur in Deutschland“ durch den Fernleitungsnetzbetreiber zu errichten. Als Eingangsparameter für die Modellierung wurden somit die Einbindungspunkte der jeweiligen Anschlussleitungen angesetzt. Die Anschlussleitungen sowie die zugehörigen GDRM-Anlagen sind keine Ergebnisse der Modellierung und somit kein Ausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber, werden aber zu Zwecken der vollständigen Abbildung und des Monitorings als Maßnahmen in der NEP-Gas-Datenbank dargestellt. Diese werden im Folgenden aufgelistet:

Anbindungsinfrastruktur für die LNG-Anlagen der Basisvariante

Brunsbüttel

Zur Erfüllung des Kapazitätsausbauanspruchs gemäß § 39 GasNZV der geplanten LNG-Anlage in Brunsbüttel ist der Bau einer Leitung von Brunsbüttel bis Hetlingen (ID 502-02a) und einer GDRM-Anlage in Hetlingen (ID 502-03b) notwendig.

Stade

Zur Erfüllung des Kapazitätsausbauanspruchs gemäß § 39 GasNZV der geplanten LNG-Anlage in Stade ist der Bau einer Leitung von Stade zum GUD-Bestandssystem (ID 640-02) und einer GDRM-Anlage (ID 641-02) notwendig.

Berücksichtigung der LNG-Anlagen in den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten

Gemäß den Vorgaben der BNetzA soll in den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten unter Beachtung der folgenden Kriterien untersucht werden, inwieweit mögliche deutsche LNG-Anlagen russische Erdgasimporte substituieren könnten und welche Netzausbaumaßnahmen dies zur Folge hätte. Grundlage bilden die Eingangsparameter der Basisvariante des bestätigten Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2022, allerdings mit den folgenden Anpassungen:

- Betrachtung des Modellierungsjahres 2032.
- Modellierung von zwei Varianten mit jeweils 3 LNG-Anlagen, die jeweils als FZK anzusetzen sind:
  - Variante 1: Stade: 21,7 GWh/h, Brunsbüttel: 13,8 GWh/h, Wilhelmshaven: 12,5 GWh/h
  - Variante 2: Rostock: 10,0 GWh/h, Brunsbüttel: 13,8 GWh/h, Wilhelmshaven: 12,5 GWh/h
- Eine Einspeisung über die Nord Stream 2 soll nicht angenommen werden. Die aus der Nord Stream 2 für die Versorgung von Deutschland vorgesehenen Kapazitäten sind durch die LNG-Einspeisekapazitäten zu substituieren. Die für Transite vorgesehenen Kapazitäten sollen als nicht beschäftigt angenommen werden.
- Die verbleibenden LNG Einspeisekapazitäten (abzüglich der substituierten Kapazitäten der Nord Stream 2) der drei LNG-Anlagen sind planerisch konkurrierend zu den weiteren Einspeisepunkten zu betrachten, die russisches Erdgas nach Deutschland einspeisen.
- Kapazitäten, die für Transite bestimmt sind, sollen nicht verlagert werden, sondern nur jene Kapazitäten, die für die Versorgung von Deutschland vorgesehen sind. Ein planerisch konkurrierender Ansatz zu Einspeisepunkten aus westlicher Richtung (wie etwa Dornum, Emden, Oude Statenzijl oder Jemgum) entfällt somit.
- Zum Ausgleich möglicher fehlender Einspeisekapazitäten soll eine maximale Auslastung westeuropäischer LNG-Anlagen und daraus resultierende höhere Einspeisekapazitäten an den entsprechenden Grenzübergangspunkten nach Deutschland angenommen werden.
- Die resultierenden Netzausbaumaßnahmen müssen den einzelnen LNG-Anlagen zugeordnet werden können. Für die ermittelten Netzausbaumaßnahmen sind die schnellstmöglichen Inbetriebnahmedaten anzugeben, auch wenn diese schon vor 2032 liegen sollten.

Ergänzungen der Fernleitungsnetzbetreiber

Nach Rücksprache mit der BNetzA haben die Fernleitungsnetzbetreiber die folgenden Ergänzungen und Anpassungen der Aufgabenstellung vorgenommen:

LNG-Anlage Rostock

Betrachtung einer zusätzlichen LNG-Versorgungssicherheitsvariante mit einer Kapazität der LNG-Anlage Rostock von 21,7 GWh/h (analog zur Kapazität der LNG-Anlage Stade), da die Ausbaumaßnahmen nur unwesentlich höher sind als in der von der BNetzA vorgegebenen Variante mit einer Kapazität von 10,0 GWh/h.

LNG-Anlage Wilhelmshaven

Zum Planungsstart lagen bei OGE Kapazitätsreservierungsanfragen nach § 38 GasNZV in Höhe von 26 GWh/h für die LNG-Anlage in Wilhelmshaven vor, wobei die bereits in der Basisvariante enthaltene Einspeisung von synthetischem Methan in Höhe von 10 GWh/h in den Anfragen enthalten ist. Daher haben die Fernleitungsnetzbetreiber die LNG-Anlage in Wilhelmshaven mit einer Kapazität von 26 GWh/h modelliert, wovon 12,5 GWh/h nach Aufgabenstellung konkurrierend zu Einspeiseleistungen aus Russland angesetzt wurden.

Damit ergeben sich die folgenden LNG-Versorgungssicherheitsvarianten:

LNG-Variante 1: LNG-Einspeiseleistung: 61,5 GWh/h
Stade: 21,7 GWh/h, Brunsbüttel: 13,8 GWh/h, Wilhelmshaven: 26 GWh/h

LNG-Variante 2: LNG-Einspeiseleistung 49,8 GWh/h
Rostock: 10,0 GWh/h, Brunsbüttel: 13,8 GWh/h, Wilhelmshaven: 26 GWh/h

LNG-Variante 2.1: LNG-Einspeiseleistung 61,5 GWh/h
Rostock: 21,7 GWh/h, Brunsbüttel: 13,8 GWh/h, Wilhelmshaven: 26 GWh/h

Der Kapazitätsbedarf der geplanten LNG-Anlagen wird in der Modellierung analog zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 und gemäß der Vorgabe der BNetzA als FZK angesetzt. Anders als in der Basisvariante wird keine planerische Konkurrenz zu bestehenden Grenzübergangspunkten und Speicheranschlusspunkten im Netzgebiet der Gasunie Deutschland GmbH berücksichtigt. Die im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 um 9,2 GWh/h reduzierte Leistung wird zur Erhöhung der zur Verfügung stehenden Einspeiseleistung an den entsprechenden Punkten Emden, Speicher Jemgum und Oude Statenzijl (H-Gas) wieder angesetzt.

In den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten werden die Kapazitäten der LNG-Anlagen bis zu einer Höhe von 48 GWh/h als planerisch konkurrierend zu russischen Einspeisekapazitäten angesetzt, um damit die Option für die Marktteilnehmer zu schaffen russische Gasmengen durch LNG zu ersetzen.

Anders als in der Basisvariante ist eine häufige gleichzeitige Beschäftigung der LNG-Anlagen zugrunde gelegt. Diese Erwartung wird dadurch unterstützt, dass über die LNG-Anlagen eine Substituierung von in der Vergangenheit sehr stark ausgelasteten Grenzübergangspunkten für russisches Erdgas gewährleistet werden soll. Daher werden die Anlagen in der LNG-Versorgungssicherheitsvariante als nahezu vollausgelastet berücksichtigt und Gleichzeitigkeitseffekte zwischen den LNG-Anlagen und den Bestands-Einspeisepunkten nicht berücksichtigt.

Aus den Kapazitätsbedarfen der LNG-Anlagen resultieren Maßnahmen zur Anbindung und zur Darstellung der Einspeiseleistungen im Netz des jeweiligen Fernleitungsnetzbetreibers. Ferner wird das nötige Austauschpotenzial zwischen Fernleitungsnetzbetreibern, an deren Netz LNG-Anlagen angebunden werden, und weiteren Fernleitungsnetzbetreibern unter Berücksichtigung der geänderten Rahmenbedingungen modelliert und erforderliche Ausbaumaßnahmen ermittelt.

Eine Erhöhung der Austauschkapazitäten zwischen THE-Nord und THE-Süd ist wegen der ausgeglichenen LNG-Einspeisung und Reduzierung russischer Einspeisungen in der jeweiligen Engpasszone im Gegensatz zur Basisvariante nicht erforderlich. Detailierte Informationen finden sich in Kapitel 6.2.

Anbindungsinfrastruktur für die LNG-Anlagen der LNG-Versorgungssicherheitsvarianten

In Abbildung 7 ist ersichtlich, dass die LNG-Anlagen nicht in unmittelbarer Nähe zur bestehenden Transportinfrastruktur geplant sind. Aus diesem Grund werden für den Anschluss der Anlagen an das Fernleitungsnetz Anschlussleitungen benötigt. Die im Vergleich zur Basisvariante zusätzlichen Maßnahmen werden im Folgenden aufgelistet:

Brunsbüttel

Zur Anbindung der LNG-Anlage in Brunsbüttel bereits im Jahr 2022 ist es notwendig, die Infrastruktur des Verteilernetzbetreibers zwischen Brunsbüttel und Klein Offenseth für den LNG-Transport nutzbar zu machen (ID 874-01). Um langfristig die volle Kapazität der geplanten LNG-Anlage in Brunsbüttel zu übernehmen, bedarf es der vorher genannten Maßnahmen Leitung Brunsbüttel-Hetlingen (ID 502-02a) und GDRM-Anlage Hetlingen (ID 502-03b).

Rostock

Die Anbindung erfolgt von der LNG-Anlage am Überseehafen Rostock an die NEL-Pipeline. Diese Anbindung kann durch GASCADE oder ONTRAS erfolgen.

Für den Anschluss der LNG-Infrastruktur im Hafen von Rostock an die NEL ist der Neubau einer Anbindungsleitung von Rostock bis zur Ferngasleitung NEL erforderlich. Derzeit geht GASCADE für die LNG-Versorgungssicherheitsvarianten 2 und 2.1 von einer erforderlichen Länge der Anbindungsleitung „Tie-In LNG Rostock“ von ca. 50 km mit einem maximalen Betriebsdruck (MOP) von 100 bar aus. Für die LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 ist eine Leitung mit einem Durchmesser von DN 700 (ID 878-01) sowie eine GDRM-Anlage (ID 879-01) erforderlich. Für die LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1 ist eine Leitung mit einem Durchmesser von DN 1000 (ID 876-01) sowie eine GDRM-Anlage (ID 877-01) vorgesehen.

GASCADE plant, die Important Projects of Common European Interest (IPCEI)-Förderung für den Neubau einer Wasserstoffleitung vom Hafen Rostock bis Glasewitz zu beantragen. Im Rahmen der sogenannten Wellenbildung zur Pränotifizierung durch die EU-Kommission wurde im März 2022 das Projektportfolio Dokument beim Projektträger Jülich eingereicht, die neben ausführlichen Vorhabensbeschreibungen auch einen ausgearbeiteten Business-Case beinhalten. Diese Leitung ist integraler Bestandteil des IPCEI doing hydrogen und der sogenannten RHATL Welle. Die Vorbereitungen für die Umsetzung dieses Projektes sind bereits weit fortgeschritten.

Die Anbindungsleitung „Tie-In LNG Rostock“ wird im nördlichen Abschnitt parallel zu der in der Planung durch GASCADE weit fortgeschrittenen Wasserstoffleitung Rostock-Glasewitz verlaufen. Durch die parallele Lage sind erhebliche Synergien für das Genehmigungsverfahren und den Bau zu erwarten. Mit Rohrherstellern wurden bereits Sondierungsgespräche bzgl. des möglichen Zeitrahmens für Rohrlieferungen unverbindlich angefragt und kurze Produktions- und Liefermöglichkeiten in Aussicht gestellt. Eine zeitnahe Umsetzung der Maßnahme „Tie-In LNG Rostock“ ist somit bei einer kurzfristigen Entscheidung zur Projektumsetzung und notwendigen verkürzten Genehmigungsprozessen bis zum 4. Quartal 2023 möglich. Mit dieser Maßnahme können unter Berücksichtigung weiterer Maßnahmen im strömungsmechanisch nachgelagerten Ferngasleitungsnetz ab dem 4. Quartal 2023 ca. 7 GWh/h, ab dem 1. Quartal 2024 ca. 19 GWh/h und ab dem 4. Quartal bis zu 21,7 GWh/h in das deutsche Ferngasleitungsnetz aufgenommen werden und somit größere russische Importmengen zeitnah substituieren.

Um bereits 2022 aus der LNG-Anlage Rostock erste Mengen in das Netz der ONTRAS einspeisen zu können, wird eine Anbindungsleitung mit ca. 3,5 km Länge (ID 885-01) gebaut und eine mobile GDRM-Anlage (ID 886-01) installiert. Darüber hinaus sind weitere kleine Anpassungen notwendig. Um ganzjährig die volle Leistung der LNG-Anlage abnehmen zu können, ist eine Anbindung an die NEL-Pipeline notwendig. Hierfür soll eine Leitung vom Überseehafen Rostock bis Ortslage Groß Tessin mit einer Gesamtlänge von ca. 65 km verlegt werden. Der Leitungsverlauf orientiert sich weitestgehend an bestehenden Transporttrassen, um Planung und Genehmigung der Leitung zu beschleunigen. Ebenso werden hiervon Synergieeffekte im Hinblick auf die Entwicklung zukünftiger Wasserstoff-Infrastruktur erwartet. Um einen Transport von bis zu 10 GWh/h (LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2) bei dem benötigten Einspeisedruck in die NEL zu ermöglichen, würde eine Leitung in DN 900 (ID 889-01) verlegt werden. Für den Transport von bis zu 21,7 GWh/h (LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1) bei dem benötigten Einspeisedruck in die NEL würde eine Leitung in DN 1.200 (ID 891-01) benötigt. Die dargestellten Dimensionierungen sind konservativ gerechnet und können sich in Abhängigkeit der Druckbedingungen der NEL bei Groß Tessin noch ändern. Zusätzlich zur Anbindungsleitung wird eine GDRM-Anlage in der Ortslage Groß Tessin zur Übergabe von 1 Mio. m^3/h (ID 890-01) (LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2) bzw. 2 Mio. m^3/h (ID 892-01) (LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1) in die NEL benötigt.

Stade

Zur Anbindung der LNG-Anlage in Stade bereits Mitte des Jahres 2023 ist der Bau einer 2,5 km langen Leitung von Stade zum GUD-Bestandssystem (ID 872-01) und einer GDRM-Anlage (ID 873-01) notwendig. Um langfristig die volle Kapazität der geplanten LNG-Anlage in Stade zu übernehmen, bedarf es der vorher genannten Anbindungsleitung LNG Stade (ID 640-02) und GDRM-Anlage LNG Stade (ID 641-02).

Wilhelmshaven

Die Leitung WAL Teil 1 (ID 818-01) ist Ergebnis der Modellierung der Basisvariante. Daher wird keine zusätzliche Anbindungsleitung ausgewiesen.

3.2.8 Grenzübergangspunkte und VIP

Gemäß Artikel 19 Absatz 9 Verordnung (EU) 2017/459 (Network Codes Capacity Allocation Mechanisms, NC CAM) sind die Fernleitungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, an den Marktraumgrenzen virtuelle Kopplungspunkte, an denen Transportkunden Kapazitäten buchen können, einzurichten. Verfügbare Kapazitäten an den physischen Grenzübergangspunkten der beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber werden am VIP vermarktet. Allerdings konnten noch nicht sämtliche VIP eingerichtet werden, da für die Implementierung gemäß NC CAM noch Klärungsbedarf zu einzelnen Anforderungen aus der Verordnung besteht.

3.2.9 H-Gas-Quellenverteilung

Der Rückgang der L-Gas-Importe aus den Niederlanden und der deutschen Eigenproduktion, sowie eine erhöhte Nachfrage (z. B. für Gaskraftwerke und Verteilernetzbetreiber) führt, wie im Szenariorahmen beschrieben, zu einem erhöhten H-Gas-Importbedarf für Deutschland.

Für die LNG- und LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten ist eine angepasste H-Gas-Quellenverteilung in den Kapiteln 6.1 und 6.2 dargestellt. Der Zusatzbedarf der Basisvariante wird in Kapitel 6.3 ermittelt und entsprechend den dort dargestellten Kriterien auf die Grenzübergangspunkte aufgeteilt.

3.3 Marktgebietszusammenlegung

NewCap

Im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 wurde im Rahmen der Netzentwicklungsplanung erstmals das NewCap-Modell eingesetzt (vgl. Kapitel 3.4 aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030), um den durch die Marktgebietszusammenlegung auftretenden Bedarf an MBI abzuschätzen. Dies war entsprechend des Szenariorahmens 2022 auch für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 vorgesehen. Aus folgenden Gründen ist dieses Vorgehen nicht mehr anwendbar.

Die Nutzung von NewCap unterstellt eine hohe Liquidität im Markt und eine preisgetriebene Beschäftigung der Einspeisegruppen LNG in Westeuropa, Norwegen und Russland. Dieses Marktverhalten kann aktuell und sehr wahrscheinlich auch für die Zukunft nicht gesichert angenommen werden.

Als Basis für die statistische Analyse durch NewCap werden historische Daten verwendet. Für die neuen LNG-Anlagen in Deutschland stehen weder abschließend konkrete Standorte und Leistungen noch historische Daten zur Verfügung. Im derzeitigen Marktumfeld spielen bei der Beschäftigung der Einspeisegruppen neben preisgetriebenen Signalen schwer abschätzbare kurz- und langfristig wirkende politische Entscheidungen eine große Rolle. Zudem sind die historischen Daten der Einspeisegruppe Russland nicht mehr aussagekräftig, da sie zum einen für Deutschland konkurrierend zu den neuen LNG-Standorten zu sehen sind und zum anderen sich sehr wahrscheinlich Transitströme zu unseren europäischen Nachbarländern verändern werden, da auch dort andere Quellen stärker im Fokus sind.

Aus den genannten Gründen sehen die Fernleitungsnetzbetreiber von einer Prognose der MBI unter Nutzung von NewCap ab, da das Ergebnis in hohem Maß von den getroffenen Annahmen abhängt und somit derzeit keine valide Aussagekraft hätte.

Langfristiger Kapazitätsbedarf

Für die Analysen zum langfristigen Kapazitätsbedarf ist eine hohe Liquidität im Markt und eine preisgetriebene Beschäftigung der Einspeisegruppen LNG, Norwegen und Russland erforderlich. Dieses Marktverhalten kann aktuell und sehr wahrscheinlich auch in den nächsten Jahren nicht gesichert angenommen werden.

Als Basis für statistische Analysen werden typischerweise historische Daten verwendet. Für die neuen LNG-Anlagen stehen weder konkrete Standorte und Leistungen noch historische Daten zur Verfügung. Erfahrungen, wie die LNG-Anlagen genutzt werden könnten, lassen sich von anderen europäischen LNG-Anlagen auch nicht übertragen, da sich durch die aktuelle Lage kein typisches Nutzungsverhalten ableiten lässt. Dies liegt vor allem daran, dass im derzeitigen Marktumfeld – neben preisgetriebenen Signalen – viel stärker schwer abschätzbare kurz- und langfristig wirkende politische Entscheidungen eine große Rolle bei der Beschäftigung der Einspeisegruppen spielen werden.

Zudem sind die historischen Daten der Einspeisegruppe Russland ebenfalls nicht mehr aussagekräftig, da sie zum einen für Deutschland konkurrierend zu den neuen LNG-Anlagen zu sehen sind und zum anderen sich sehr wahrscheinlich Transitströme zu unseren europäischen Nachbarländern verändern werden, da auch dort andere Quellen stärker im Fokus sind.

Zudem ist eine Erhöhung der Austauschkapazitäten zwischen den Engpasszonen THE-Nord und THE-Süd wegen der ausgeglichenen LNG-Einspeisung zu der Reduzierung der bestehenden russischen Einspeisungen in der jeweiligen Engpasszone im Rahmen der Modellierung als nicht erforderlich identifiziert worden.

Ferner sehen die Fernleitungsnetzbetreiber durch die allseitigen Bestrebungen, nun beschleunigt aus der Erdgasversorgung auszusteigen bzw. auch kurzfristig durch Effizienzsteigerungen und Energieträgerwechsel – hin zum Wasserstoff – den Bedarf maßgeblich zu reduzieren, dass eine Prognose auf der Ausspeiseseite ebenfalls aktuell nicht seriös durchgeführt werden kann.

Aus den genannten Gründen sehen die Fernleitungsnetzbetreiber von einer Analyse zum langfristigen Kapazitätsbedarf in diesem Netzentwicklungsplan ab, da das Ergebnis in hohem Maße von den getroffenen Annahmen zur Nutzung abhängt und somit keine valide Aussagekraft hätte.

3.4 Modellierungsvarianten

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die LNGplus- und die LNG-Versorgungssicherheitsvarianten, die Wasserstoffvariante sowie die Basisvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032.

Tabelle 11: Übersicht der Modellierungsvarianten

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 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 Stand vom 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“		

Modellierungsvariante	LNG-Variante 1	LNG-Variante 2	LNG-Variante 2.1	Wasserstoffvariante 2027	Wasserstoffvariante 2032
Berechnung	vollständig 2032			vollständig 2027	vollständig 2032
Stichtag (Kapazitätsbereitstellung)	31.12.2032			31.12.2027	31.12.2032
Verteilernetzbetreiber (interne Bestellungen)	Startwert: Interne Bestellungen 2022, Entwicklung 2023–2027: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der Verteilernetzbetreiber Entwicklung 2028–2032: Konstante Fortschreibung			Startwert: Interne Bestellungen 2022, Entwicklung 2023–2027: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der Verteilernetzbetreiber; Reduzierung Methanbedarf bei geplantem Ersatz duch Wasserstoff	Entwicklung 2028–2032: Konstante Fortschreibung; Reduzierung Methanbedarf bei geplantem Ersatz duch Wasserstoff
H-Gas-Quellen	Ansatz gemäß Kapitel 6.2			Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung gemäß Kapitel 6.3.8	
GÜP/VIP	Ansatz gemäß Kapitel 6.2			Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – NEP Entwurf“	
L-H-Gas-Umstellung	Modellierung der Umstellungsbereiche einschließlich Umstellungen bis 2033 zur Ermittlung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen bis zum 31. Dezember 2032			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			Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – NEP Entwurf“, neue Speicher entsprechend Kapitel 3.2.4: 100 % bFZKtemp	
Kraftwerke	Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – NEP Entwurf“, heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Kraftwerke und neue Kraftwerke entsprechend Kapitel 3.2.2, 100 % fDZK			Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – NEP Entwurf“, heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Kraftwerke und neue Kraftwerke entsprechend Kapitel 3.2.2, 100 % fDZK	
LNG	Berücksichtigung gemäß Kapitel 3.2.7			Berücksichtigung gemäß Kapitel 3.2.7	
Produktion	Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – NEP Entwurf“, unter Berücksichtigung der aktuellen BVEG-Prognose entsprechend den Kapiteln 2 und 5			Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – NEP Entwurf“, unter Berücksichtigung der aktuellen BVEG-Prognose entsprechend den Kapiteln 2 und 5	
Industrie	Bestandskapazitäten werden konstant bis 2032 fortgeschrieben, Berücksichtigung des Zusatzbedarfs entsprechend Kapitel 3.2.3, Ansatz grundsätzlich von FZK			Bestandskapazitäten werden konstant bis 2032 fortgeschrieben, Berücksichtigung des Zusatzbedarfs entsprechend Kapitel 3.2.3, Ansatz grundsätzlich von FZK; Die im Rahmen der MoU-Gespräche identifizierten Substitutionen von Methan auf Wasserstoff werden in der Methanmodellierung der Wasserstoffvariante reduzierend angesetzt.	
Biomethan und synthetisches Methan	Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – NEP Entwurf“, Neubau entsprechend den Kapiteln 6 und 8			Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – NEP Entwurf“, Neubau entsprechend den Kapiteln 6 und 8	
Wasserstoff	Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – NEP Entwurf“			Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – NEP Entwurf“, Berücksichtigung von konkreten Projekten der Marktabfrage WEB, sofern bis zum 01. Oktober 2021 ein MoU (entsprechend Kapitel 8.1.1) abgeschlossen wird, Modellierung entsprechend Kapitel 8.2	

Modellierungsvariante	Basisvariante 2027	Basisvariante 2032	L-Gas-Bilanz 2032	H-Gas-Bilanz 2032
Berechnung	vollständig 2027	vollständig 2032	Bilanzanalyse	Bilanzanalyse
Stichtag (Kapazitätsbereitstellung)	31.12.2027	31.12.2032	31.12.2032	31.12.2032
Verteilernetzbetreiber (interne Bestellungen)	Startwert: Interne Bestellungen 2022, Entwicklung 2023–2027: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der Verteilernetzbetreiber	Entwicklung 2028–2032: Konstante Fortschreibung	Versorgungs-sicherheitsszenario L-Gas 2032, Analyse der langfristigen L-Gas-Bilanzen bis zum Jahr 2032	Versorgungs-sicherheits-szenario H-Gas 2032, Analyse der langfristigen H-Gas-Leistungs-bilanz bis zum Jahr 2032
H-Gas-Quellen	Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung gemäß Kapitel 6.3.8			
GÜP/VIP	Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – NEP Entwurf“			
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	Berücksichtigung gemäß Kapitel 3.2.7			
Produktion	Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – NEP Entwurf“, unter Berücksichtigung der BVEG-Prognose entsprechend den Kapiteln 2 und 5			
Industrie	Bestandskapazitäten werden konstant bis 2032 fortgeschrieben, Berücksichtigung des Zusatzbedarfs entsprechend Kapitel 3.2.3, Ansatz grundsätzlich von FZK			
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

3.5 Mengenbilanz für die LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten

Da die aktuelle geopolitische Situation insbesondere der Verfügbarkeit von LNG eine besondere Rolle zur Bedarfsdeckung zukommen lässt, haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber gemeinsam mit der BNetzA entschieden, im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 zusätzlich zur L-Gas-Mengenbilanz eine gesamtdeutsche Mengenbilanz auf Basis der LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten zu erstellen.

Dabei wird nicht nach L-Gas und H-Gas differenziert. Dies ist insbesondere bei der Betrachtung der benötigten Importmengen über Grenzübergangspunkte von Bedeutung. Werden diese entsprechend der im Folgenden dargestellten Mengenbilanzen nicht mehr benötigt, gilt dies im Wesentlichen für H-Gas-Importe. L-Gas-Importe sind bis zum Abschluss der Marktraumumstellung weiterhin erforderlich. Dies ist insbesondere bei der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A zu berücksichtigen (vgl. Kapitel 3.2.6).

3.5.1 Allgemeine Vorgehensweise

Der deutsche Erdgasbedarf wird zukünftig in hohem Maße durch LNG-Importe gedeckt werden müssen. Abhängig von der Bedarfsentwicklung und der Auslastungsrate der LNG-Anlagen sind zur Bedarfsdeckung zusätzliche Importe über Grenzübergangspunkte erforderlich.

Da die Auslastungsraten der LNG-Anlagen neben der Preisentwicklung von einer Vielzahl schwer zu prognostizierender Faktoren abhängt, haben die Fernleitungsnetzbetreiber zur Aufstellung der Mengenbilanz unterschiedliche Auslastungsraten der LNG-Anlagen zu Grunde gelegt und die Auswirkungen auf die Mengenbilanz in den jeweiligen LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten dargestellt.

Hierbei wurden die folgenden Annahmen getroffen:

Gasbedarf

Basis für die Erstellung der Mengenbilanz ist die in Kapitel 3.2.6 dargestellte Entwicklung des deutschen Erdgasverbrauchs bis 2032, die als Grundlage für die Modellierung der LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten dient. Demnach wird angenommen, dass sich der deutsche Gasbedarf bis zum Jahr 2032 um rund 20 % reduzieren wird. Dies bedeutet einen Rückgang von rund 200 TWh gegenüber dem Jahr 2021.

Deutsche Produktion

Der Ansatz erfolgt gemäß der im Jahresbericht des Bundesverbands Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (BVEG) für 2021/2022 veröffentlichten Prognose.

Biogas

Der Ansatz erfolgt auf Basis des BNetzA-Monitoring-Berichts und der im Szenariorahmen 2022 angesetzten Entwicklung.

LNG

Basis für die Ermittlung der LNG-Mengen ist die in den LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten jeweils unterstellte Entwicklung der LNG-Einspeisekapazitäten. Diese werden über angenommene Vollbenutzungsstunden (Auslastungsraten) in eine Mengenentwicklung überführt. Um die Bandbreite möglicher LNG-Importe abzubilden, werden die Vollbenutzungsstunden variiert, so dass sich unterschiedliche LNG-Mengenentwicklungen ergeben. Als Untergrenze der Auslastung der LNG-Anlagen werden 3.000 Vollbenutzungsstunden im Jahr unterstellt. Dies entspricht der durchschnittlichen Auslastung der LNG-Anlagen in Europa vor Beginn des russischen Angriffskrieges.

Als Obergrenze wird eine nahezu maximale Beschäftigung von 8.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr angenommen. Diese hohe Auslastung ist zu Beginn erforderlich, da die bestehenden GÜP-Kapazitäten über Norwegen, die Niederlande und Belgien sowie die auf Tagesbasis angebotenen GÜP-Kapazitäten aus Frankreich zunächst nicht zur Bedarfsdeckung genügen.

Ab dem Gaswirtschaftsjahr 2026/2027 reduziert sich dieser Wert auf 6.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr, da davon ausgegangen wird, dass ab diesem Zeitpunkt alle deutschen LNG-Anlagen mit voller Leistung zur Verfügung stehen und die Leistungsbilanz nicht mehr unterdeckt ist. Dies spiegelt auch die aktuelle Auslastung der nordwesteuropäischen LNG-Anlagen wider.

Grenzübergangspunkte

Für die Mengenbilanz wird unterstellt, dass der nach dem Ansatz von Produktion, Biogas und LNG bilanziell zur Bedarfsdeckung erforderliche, restliche Mengenbedarf – sofern vorhanden – durch Grenzübergangspunkte gedeckt wird. Die Ergebnisse der Gasmengenbilanzen der Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus A, B und C werden im Folgenden dargestellt.

3.5.2 Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A

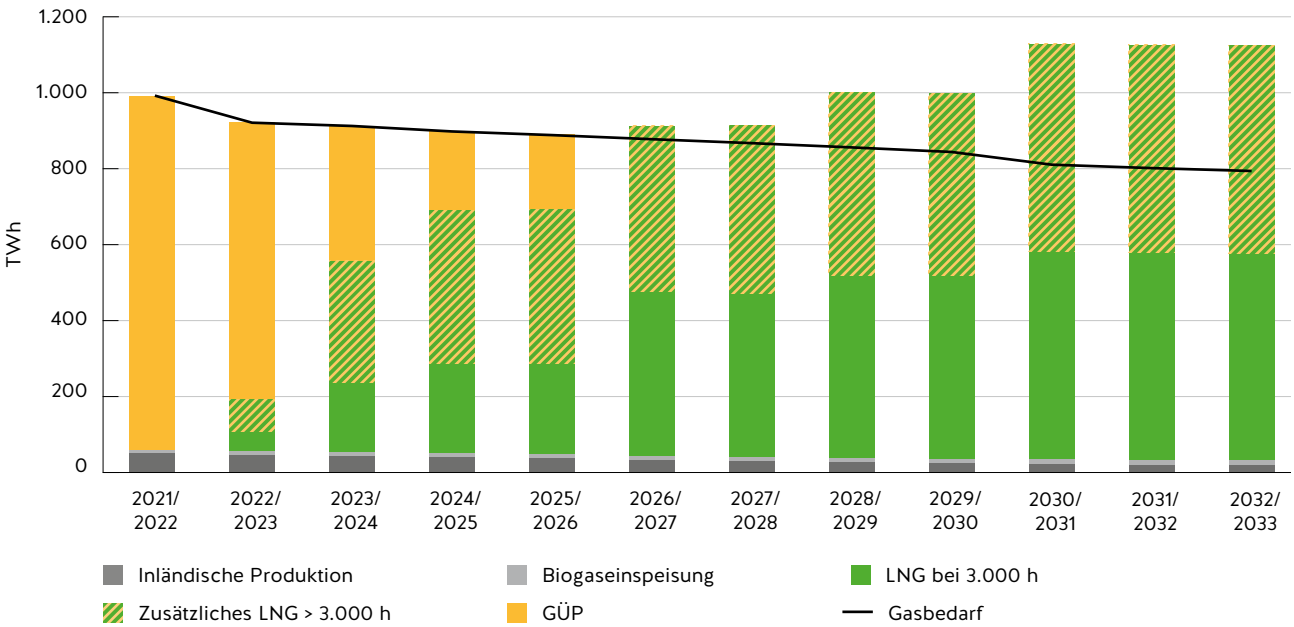
Durch die Berücksichtigung sämtlicher Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/39 GasNZV für LNG werden in dieser Variante langfristig die höchsten LNG-Einspeiseleistungen mit 182 GWh/h angenommen.

Bei einer hohen Auslastung der LNG-Anlagen wären gemäß der in Summe angefragten Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/39 GasNZV bereits ab dem Gaswirtschaftsjahr 2024/2025 keine Gasimporte über die Grenzübergangspunkte mehr erforderlich. Wie in der Beschreibung der allgemeinen Vorgehensweise erläutert, handelt es sich hierbei um eine bilanzielle Betrachtung der Gasmengen. Der Import von L-Gas über die Grenzübergangspunkte über das Jahr 2024 hinaus ist bis zum Abschluss der Marktraumumstellung weiterhin erforderlich.

Die dauerhaft hohe Auslastung der LNG-Anlagen führt bilanziell dazu, dass der Gasbedarf nicht nur vollständig über LNG-Importe gedeckt werden könnte, sondern durch die zunehmende Überdeckung bis zu einem Drittel der LNG-Importe nicht inländisch genutzt werden würde und der Versorgung von Nachbarstaaten dienen könnte.

Bei einer geringen Auslastung der LNG-Anlagen sind bilanziell bis zum Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 zur Bedarfsdeckung weiterhin Importe über Grenzübergangspunkte erforderlich.

Abbildung 10: Gasmengenbilanz der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 12: Daten zur Gasmengenbilanz der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A

Gaswirtschaftsjahr LNGplus A	2021/ 2022	2022/ 2023	2023/ 2024	2024/ 2025	2025/ 2026	2026/ 2027	2027/ 2028	2028/ 2029	2029/ 2030	2030/ 2031	2031/ 2032	2032/ 2033
	TWh											
Gasbedarf (Exit)	991	920	911	897	887	876	866	854	843	815	800	793
Inländische Produktion (Entry)	50	47	45	42	38	34	31	29	26	24	22	20
Biogaseinspeisung (Entry)	10	10	10	11	11	11	11	11	11	11	11	11
LNG bei 3.000 h (Entry)	0	51	190	239	241	434	434	480	480	546	546	546
Zusätzliches LNG > 3.000 h (Entry)	0	85	316	399	401	434	434	480	480	546	546	546
GÜP (Entry)	931	727	350	207	197	0	0	0	0	0	0	0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

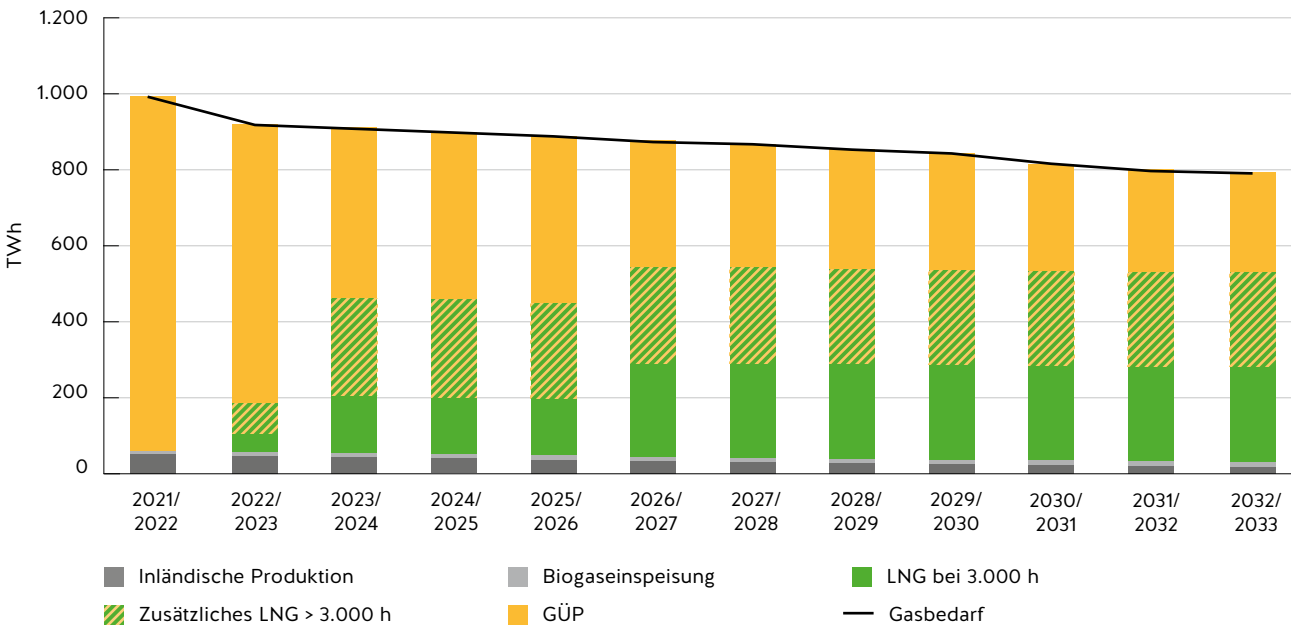
3.5.3 Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B

In dieser Variante werden mit 83 GWh/h im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 deutlich geringere LNG-Einspeiseleistungen als in der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A unterstellt.

Abhängig von der Auslastung der LNG-Anlagen könnten bilanziell ein bis zwei Drittel des Gasbedarfs in Deutschland über LNG gedeckt werden.

Zudem wird deutlich, dass auch langfristig signifikante Importmengen über Grenzübergangspunkte zur Bedarfsdeckung notwendig sein werden.

Abbildung 11: Gasmengenbilanz der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 13: Daten zur Gasmengenbilanz der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B

Gaswirtschaftsjahr LNGplus B	2021/ 2022	2022/ 2023	2023/ 2024	2024/ 2025	2025/ 2026	2026/ 2027	2027/ 2028	2028/ 2029	2029/ 2030	2030/ 2031	2031/ 2032	2032/ 2033
	TWh											
Gasbedarf (Exit)	991	920	911	897	887	876	866	854	843	815	800	793
Inländische Produktion (Entry)	50	47	45	42	38	34	31	29	26	24	22	20
Biogaseinspeisung (Entry)	10	10	10	11	11	11	11	29	11	11	11	11
LNG bei 3.000 h (Entry)	0	48	154	154	154	250	250	250	250	250	250	250
Zusätzliches LNG > 3.000 h (Entry)	0	80	257	257	257	250	250	250	250	250	250	250
GÜP (Entry)	931	735	446	434	428	332	324	315	306	281	269	263

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

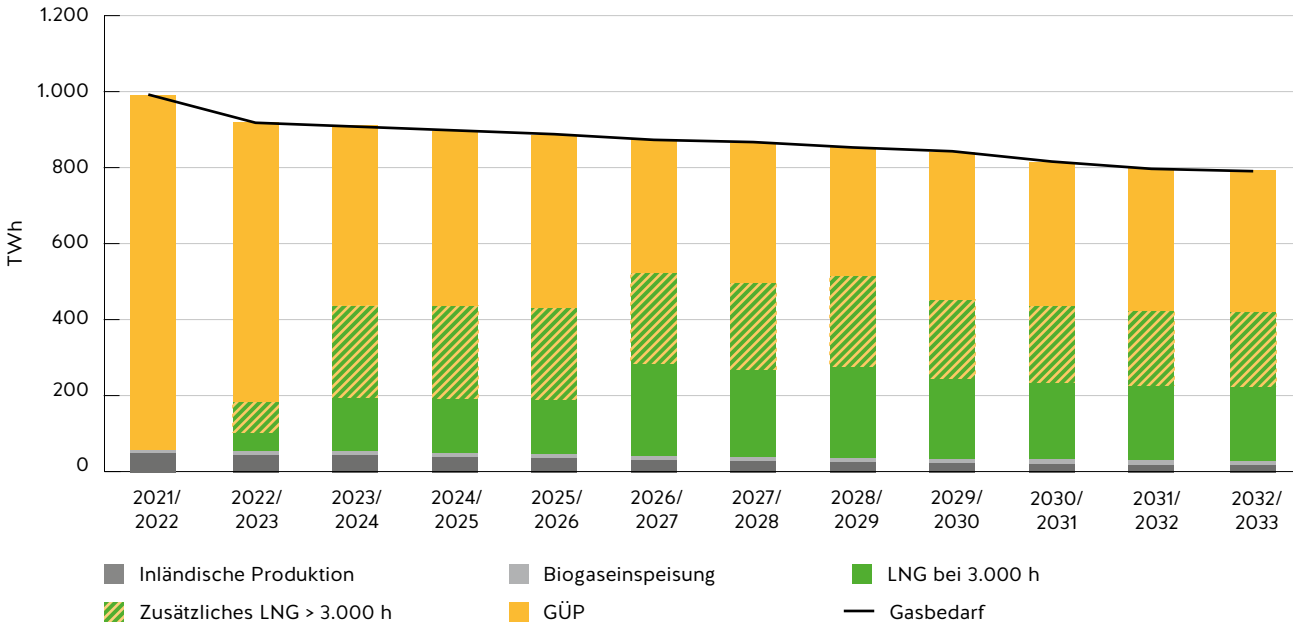
3.5.4 Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C

In dieser Variante werden mit 65 GWh/h im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 die geringsten LNG-Einspeiseleistungen der Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus unterstellt.

Dementsprechend fällt der Anteil der LNG-Anlagen zur Bedarfsdeckung niedriger als in der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B aus. Abhängig von der Auslastungsrate kann im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 bilanziell rund ein Viertel bis die Hälfte des Gasbedarfs in Deutschland über LNG gedeckt werden.

Folglich sind langfristig signifikante Importmengen über Grenzübergangspunkte zur Bedarfsdeckung notwendig. Die Höhe der importierten Gasmengen zur Bedarfsdeckung ist größer als in der Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus B.

Abbildung 12: Gasmengenbilanz der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 14: Daten zur Gasmengenbilanz der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C

Gaswirtschaftsjahr LNGplus C	2021/ 2022	2022/ 2023	2023/ 2024	2024/ 2025	2025/ 2026	2026/ 2027	2027/ 2028	2028/ 2029	2029/ 2030	2030/ 2031	2031/ 2032	2032/ 2033
	TWh											
Gasbedarf (Exit)	991	920	911	897	887	876	866	854	843	815	800	793
Inländische Produktion (Entry)	50	47	45	42	38	34	31	29	26	24	22	20
Biogaseinspeisung (Entry)	10	10	10	11	11	11	11	11	11	11	11	11
LNG bei 3.000 h (Entry)	0	48	144	144	144	240	229	239	209	201	197	195
Zusätzliches LNG > 3.000 h (Entry)	0	80	241	241	241	240	229	239	209	201	197	195
GÜP (Entry)	931	735	471	460	453	351	366	337	388	378	374	371

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

3.5.5 Entwicklung deutscher Gasimporte über Grenzübergangspunkte

Um die bisherigen Importe aus Russland ersetzen zu können, sind deutsche LNG-Anlagen unverzichtbar. Insbesondere die Ergebnisse der Gasmengenbilanzen zu den Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus B und C verdeutlichen allerdings, dass Deutschland langfristig weiterhin auf Gasimporte über Grenzübergangspunkte angewiesen sein wird.

Wie in der Tabelle 15 dargestellt, haben sich im Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 deutliche Veränderungen der im- oder exportierten Gasmengen an den Grenzüberganzpunkten ergeben.

Der Rückgang der russischen Gasimporte wurde insbesondere durch eine Erhöhung der Importe aus Norwegen, den Niederlanden sowie maßgeblich aus Belgien ausgeglichen. Die bestehende Transportinfrastruktur wurde dabei unter Einsatz von technischen Redundanzen maximal ausgelastet.

Tabelle 15: Gasimporte nach Deutschland bis September 2022

Gasimporte nach Deutschland	01.10.2020–30.09.2021	01.10.2021–30.09.2022
	TWh	
Russland	621	476
Polen	286	18
Tschechien*	279	166
Österreich	14	4
Schweiz	0	7
Frankreich	0	0
Luxemburg	0	0
Belgien	6	202
Niederlande	183	232
Norwegen	291	448
Dänemark	0	0

* In diesen Werten sind Importe aus Russland enthalten, die wieder nach Tschechien exportiert wurden

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis der ENTSOG Transparency Plattform

Zum heutigen Stand ist unsicher, wie sich die deutschen Gasimporte an einzelnen Grenzübergangspunkten langfristig entwickeln werden. Die in diesem Kapitel dargestellte Verschiebung bisheriger Importe über Grenzübergangspunkte in den vergangenen beiden Jahren kann dafür eine erste Indikation geben. Eine Ausweitung der LNG-Importe nach Europa und insbesondere nach Deutschland, z. B. über die Grenzübergangspunkte von Belgien, Frankreich und den Niederlanden kann diese Entwicklung in Zukunft weiter verändern. Da die zukünftige Entwicklung der LNG-Importe nach Europa und Deutschland neben der Preisentwicklung von einer Vielzahl schwer zu prognostizierender Faktoren abhängt, ist eine Aufteilung der zur Bedarfsdeckung erforderlichen Importe auf einzelne Grenzübergangspunkte aktuell nicht zielführend. Daher werden in der Mengenbilanz die Importmengen über Grenzübergangspunkte lediglich in Summe dargestellt.

Stand der Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen 4

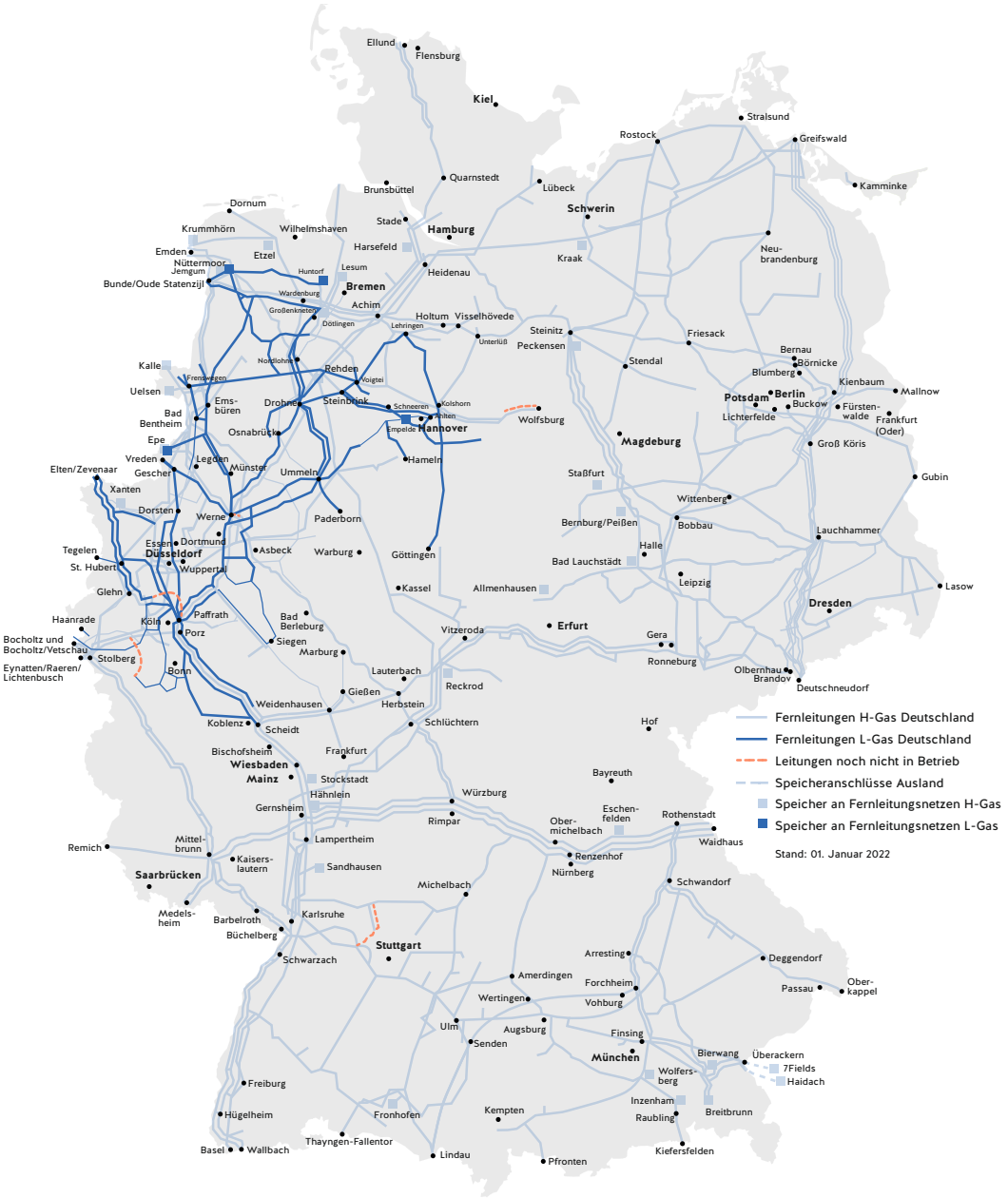
4 Stand der Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen

In Kapitel 4.1 wird das Fernleitungsnetz mit Stand zum 01. Januar 2022 dargestellt. Anschließend wird das Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 in Kapitel 4.2 ausgewiesen. Der aktuelle Umsetzungsstand der Netzausbaumaßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 ist Inhalt des Kapitels 4.3. Mit Kapitel 4.3 werden somit auch die Anforderungen des § 15b EnWG zum Umsetzungsbericht erfüllt. Weitere Maßnahmen ohne eine FID werden in Kapitel 4.4 beschrieben. Das Kapitel 4.5 gibt eine kurze Zusammenfassung.

4.1 Das Fernleitungsnetz mit Stand zum 01. Januar 2022

Das deutsche Gas-Fernleitungsnetz gliedert sich in ein H-Gas- und ein L-Gas-Transportnetz. Diese beiden Transportnetze sind in Abbildung 13 dargestellt.

Abbildung 13: H-Gas- und L-Gas-Transportnetz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

4.2 Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032

Entsprechend dem bestätigten Szenariorahmen umfasst das in der Netzmodellierung angesetzte Startnetz den Bestand des Fernleitungsnetzes, in Betrieb genommene Maßnahmen gegenüber den vorhergehenden Netzentwicklungsplänen, im Bau befindliche sowie anhand der folgenden Kriterien ausgewählten weiteren Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 zum Stichtag 01. Januar 2022:

- Die FID durch die Fernleitungsnetzbetreiber ist getroffen und
- die für die Maßnahme erforderlichen öffentlich-rechtlichen Genehmigungen liegen vor.

Die in das Startnetz aufgenommenen Maßnahmen werden in der Netzsimulation so behandelt, wie bereits bestehende Leitungen und Anlagen des Bestandsnetzes. Faktisch erhalten sie damit den Status des Bestandsnetzes.

Nicht mehr betrachtete Maßnahmen im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Maßnahmen, die im Umsetzungsbericht 2021 als in Betrieb genommen ausgewiesen wurden, werden im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 sowie in der NEP-Gas-Datenbank nicht mehr aufgeführt. Dies gilt für die Maßnahmen in der Tabelle 16.

Tabelle 16: Im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 nicht mehr betrachtete Maßnahmen, da diese bereits im Umsetzungsbericht 2021 mit dem Status Inbetriebnahme ausgewiesen wurden

Nr.	ID-Nummer im USB 2021	Netzausbaumaßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
1	203-02	VDS Würselen	OGE (75 %)/Thyssengas (25 %)
2	208-02	GDRM-Anlage Rimpar	OGE (44,96 %)/GRTD (55,04 %)
3	221-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Luttum bis Wolfsburg)	GUD
4	223-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen Nord, Bremerhaven bis Cuxhaven und östlicher Teil des Netzes der EWE Netz)	GUD
5	308-02b	GDRM-Anlage Gernsheim (OGE)	OGE
6	309-01	VDS MEGAL Rimpar	OGE (44,96 %)/GRTD (55,04 %)
7	310-02	GDRM-Anlage Reichertsheim und Verbindungsleitung	OGE
8	311-02	Leitung Schlüchtern – Rimpar	OGE
9	323-02	Umstellung Netzgebiet Aggertal	Thyssengas
10	325-01	Armaturenstation Neukirchen und Verbindungsleitung	OGE (68,4 %)/Thyssengas (31,6 %)
11	326-02	Armaturenstation Horrem und Verbindungsleitung	OGE (69,4 %)/Thyssengas (30,6 %)
12	327-03	GDRM-Anlage Niederschelden und Verbindungsleitung	OGE
13	328-03	GDRM-Anlage Langenscheid und Verbindungsleitung	OGE
14	329-03	GDRM-Anlage Siegwiesen und Verbindungsleitung	OGE
15	330-02	GDRM-Anlage Elsdorf und Verbindungsleitung	OGE
16	334-02	Armaturenstation Rauschendorf und Verbindungsleitung	OGE
17	336-02	Armaturenstation Oberaden und Verbindungsleitung	OGE
18	410-02a	GDRM-Anlage Rehden	GASCADE
19	410-02b	GDRM-Anlage Drohne	GASCADE
20	415-01	VDS Krummhörn	OGE
21	419-02	GDRM-Anlage Hamborn Erweiterung	Thyssengas
22	420-01	VDS Emsbüren	OGE
23	432-02b	GDRM-Anlage Bunde-Landschaftspolder und H-L-Gas-Mischanlage	GTG Nord
24	445-01a	Armaturenstationen St. Hubert-Voigtslach und Verbindungsleitung (NETG)	OGE (50 %)/Thyssengas (50 %)
25	445-01b	Armaturenstationen St. Hubert-Voigtslach und Verbindungsleitung (OGE)	OGE

Nr.	ID-Nummer im USB 2021	Netzausbaumaßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
26	505-01	Erweiterung Konvertierung Rehden	Nowega
27	507-01e	GDRM-Anlage Radeland II	Fluxys D (16,5 %)/GASCADE (50,5 %)/ GUD (16,5 %)/ONTRAS (16,5 %)
28	520-01	Armaturenstation Visbek Astrup	GTG Nord
29	521-01	Armaturenstation Twistringen Ehrenburg	GTG Nord
30	523-01	Systemanpassung GDRM-Anlage Bergedorf	GTG Nord

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In Betrieb genommene Maßnahmen gegenüber dem Umsetzungsbericht 2021

Die folgenden Maßnahmen, die im Umsetzungsbericht 2021 noch in der Planungs- oder Bauphase waren, sind bis zum 01. Januar 2022 in Betrieb genommen worden:

Tabelle 17: Gegenüber dem Umsetzungsbericht 2021 in Betrieb genommene Maßnahmen (Stichtag 01. Januar 2022)

Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
1	116-02	GDRM-Anlage Wiernsheim (Raum Heilbronn)	terranets
2	119-03	GDRM-Anlage Achim	GUD
3	204-02a	ZEELINK 1	OGE (75 %)/Thyssengas (25 %)
4	204-02b	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Glehn und Verbindungsleitung	OGE (75 %)/Thyssengas (25 %)
5	204-02c	ZEELINK 1 GDRM-Anlage St. Hubert und Verbindungsleitung	OGE (75 %)/Thyssengas (25 %)
6	204-03d	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Stolberg und Verbindungsleitung	OGE (75 %)/Thyssengas (25 %)
7	205-02a	ZEELINK 2	OGE (75 %)/Thyssengas (25 %)
8	205-03b	ZEELINK 2 GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung	OGE (75 %)/Thyssengas (25 %)
9	206-02	GDRM-Anlage Mittelbrunn	OGE (44,96 %)/GRTD (55,04 %)
10	302-01	Leitung Datteln-Herne	Thyssengas
11	305-02	Reversierung TENP	Fluxys (64,25 %)/OGE (35,75 %)
12	307-01	GDRM-Anlage Mittelbrunn	OGE (44,96 %)/GRTD (55,04 %)
13	320-01	Umstellung des Netzgebietes Bergheim 1 auf H-Gas	Thyssengas
14	331-01	GDRM-Anlage Scheidt	OGE
15	418-02	Erweiterung VDS Scharenstetten	terranets
16	444-01a	GDRM-Anlage Werne/Stockum und Verbindungsleitung	OGE
17	501-03e	Erweiterung GDRM-Anlage Unterlüß	GUD
18	507-01a	Ferngasleitung EUGAL	Fluxys D (16,5 %)/GASCADE (50,5 %)/ GUD (16,5 %)/ONTRAS (16,5 %)
19	507-02d	VDS Radeland II	Fluxys D (16,5 %)/GASCADE (50,5 %)/ GUD (16,5 %)/ONTRAS (16,5 %)
20	507-01h	GDRM-Anlage Börnicke (DÜG)	ONTRAS
21	508-01	Erweiterung GDRM-Anlage Leonberg-West	terranets
22	524-01	Systemanpassung GDRM-Anlage Steinfeld-Düpe	GTG Nord
23	526-01	Leitung Hamm-Bergkamen	OGE
24	528-01	Leitung Merschhoven-Daberg	OGE
25	555-03	Querverbindungen TENP I zu TENP II	Fluxys (64,25 %)/OGE (35,75 %)
26	601-01	Leitung GDRM-Anlage Lauchhammer	ONTRAS
27	645-01	Leitung Neuenkirchen-Rheine	Thyssengas

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Bau befindliche Maßnahmen

Die folgenden Maßnahmen befinden sich mit Stand 01. Januar 2022 im Bau:

Tabelle 18: Im Bau befindliche Maßnahmen (Stichtag 01. Januar 2022)

Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
1	067-02a	Leitung Voigtslach-Paffrath	OGE (50 %)/Thyssengas (50 %)
2	067-03b	GDRM-Anlage Paffrath und Verbindungsleitung	OGE (50 %)/Thyssengas (50 %)
3	312-02	VDS MEGAL Rimpar	OGE (44,96 %)/GRTD (55,04 %)
4	333-02	GDRM-Anlage Asbeck und Verbindungsleitung	OGE
5	335-02b	Leitungen Wipperfürth-Niederschelden	OGE
6	338-02	GDRM-Anlage Paffrath	OGE
7	402-02c	GDRM-Anlage Kötz	bayernets
8	416-02	VDS Legden	OGE (75 %)/Thyssengas (25 %)
9	417-02	VDS Mörsch (Nordschwarzwaldleitung)	terranets
10	431-02	GDRM-Anlage Emstek	GTG Nord
11	435-03	GDRM-Anlage Altena und Verbindungsleitung	OGE
12	440-02	Leitung Erftstadt-Euskirchen	OGE
13	448-01	GDRM-Anlage Euskirchen und Verbindungsleitung	OGE
14	501-02a	Leitung Walle – Wolfsburg	GUD
15	504-02b	Erweiterung GDRM-Anlage Folmhusen	GUD
16	507-01l	Reversierung VDS Holtum	GUD (44,06 %)/OGE (55,94 %)
17	527-01	Leitung Stockum-Bockum Hövel	OGE

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Weitere Startnetzmaßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032

Die folgenden Maßnahmen erfüllen die oben genannten Kriterien für weitere in das Startnetz aufzunehmende Maßnahmen:

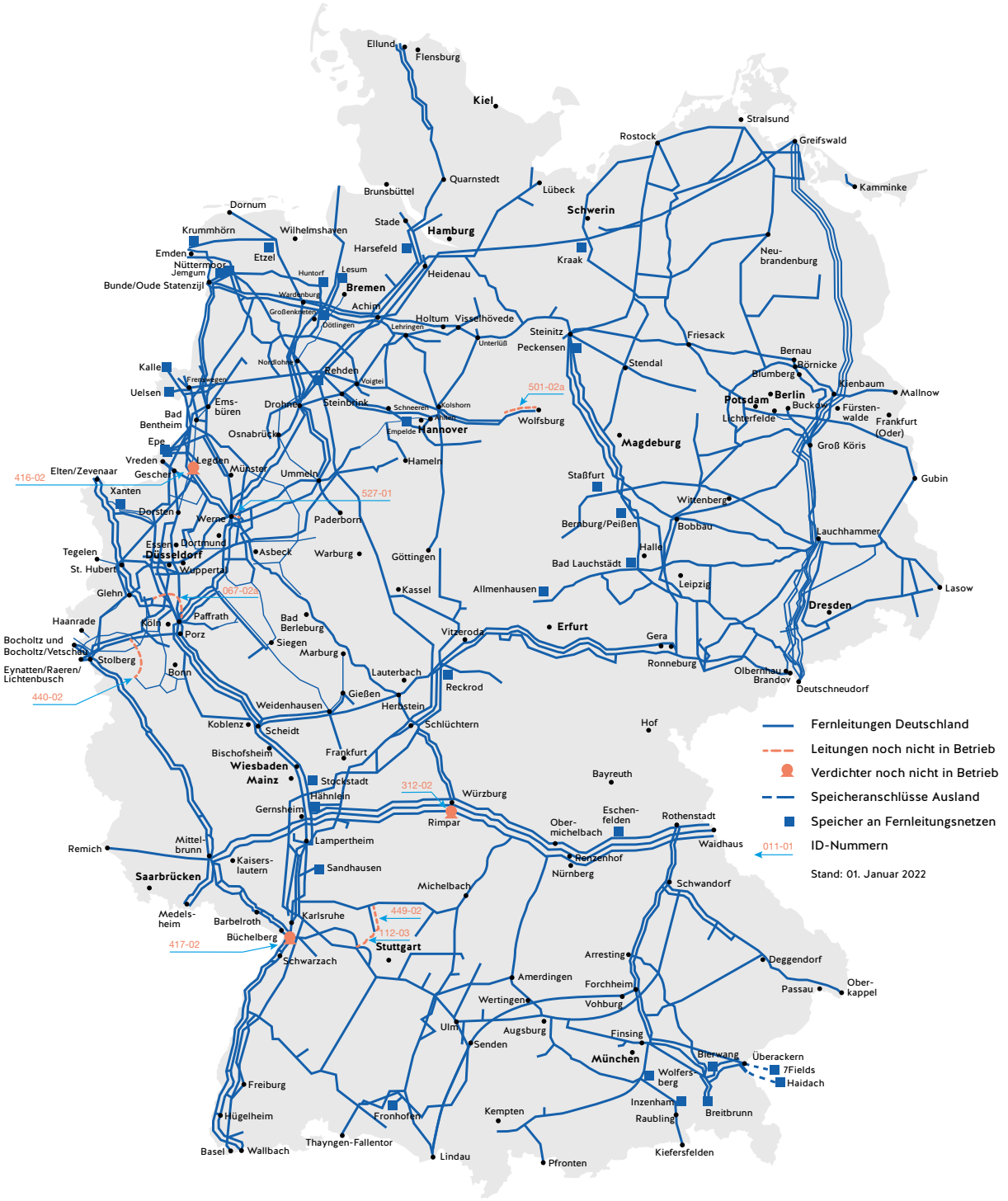
Tabelle 19: Weitere Startnetzmaßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 (Stichtag 01. Januar 2022)

Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
1	112-03	Anbindung Heilbronn	terranets
2	335-02a	GDRM-Anlage Kempershöhe und Verbindungsleitung	OGE
3	439-01	GDRM-Anlage Pattscheid und Verbindungsleitung	OGE
4	446-01	Umstellung Wipperfürth-Niederschelden	Thyssengas
5	449-02	Verlängerung Anbindung Heilbronn (SEL 1)	terranets

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Abbildung 14 zeigt das aktuelle Fernleitungsnetz mit den in der Modellierung berücksichtigten Maßnahmen sowie den Speicheranlagen mit Stand 01. Januar 2022. Aus Gründen der Übersichtlichkeit sind die große Anzahl an Verdichteranlagen im Bestandsnetz sowie die in Betrieb genommenen Verdichteranlagen sowie kleinere Maßnahmen (z. B. GDRM-Anlagen, Armaturenstationen) generell nicht in den Karten des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 dargestellt. In Betrieb genommene Leitungen werden als Startnetzmaßnahmen wie das Bestandsnetz behandelt und deshalb wie dieses dargestellt.

Abbildung 14: Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 (Stichtag 01. Januar 2022)



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

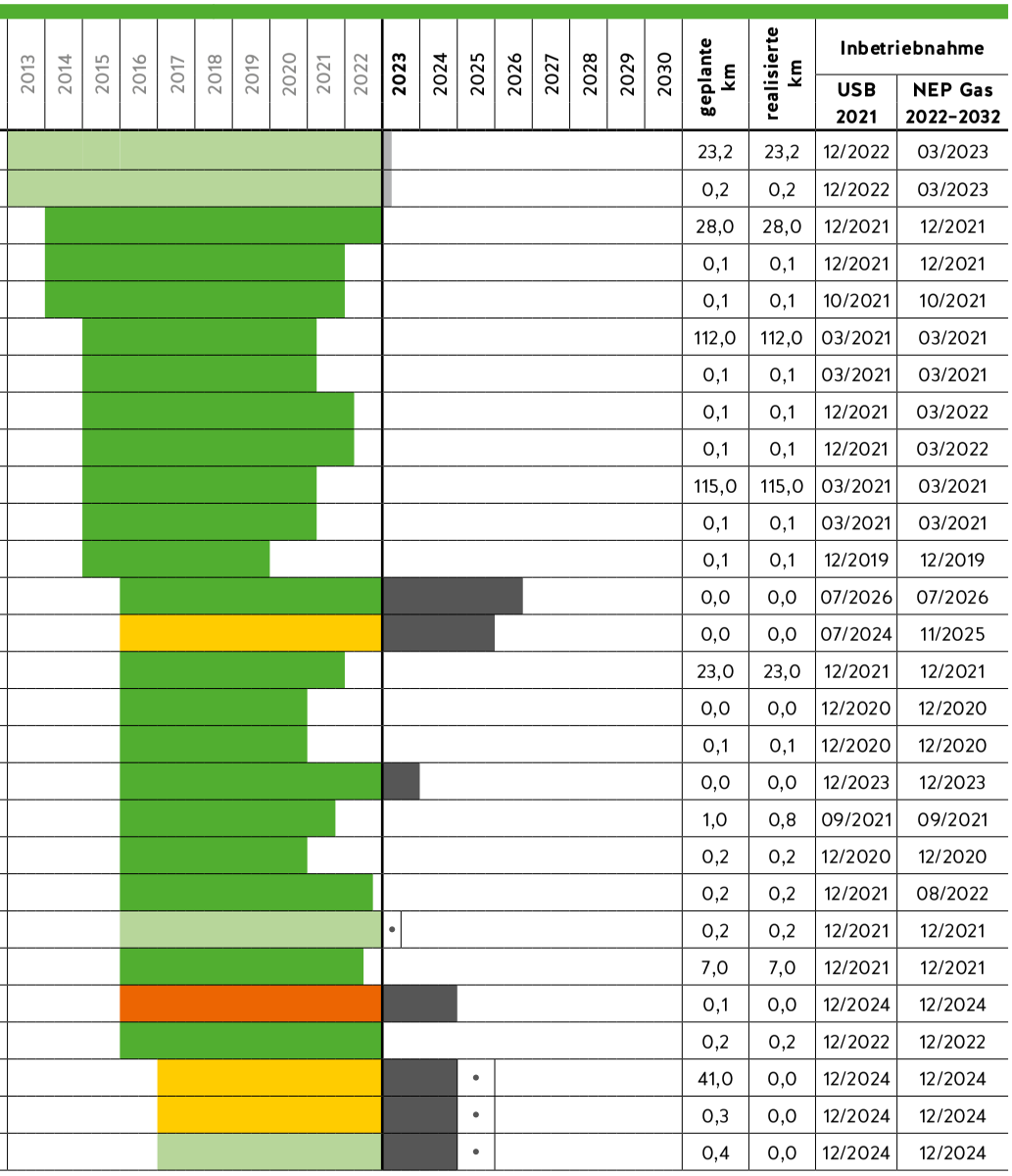
4.3 Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030

Entsprechend § 15a Absatz 2 EnWG muss der aktuelle Netzentwicklungsplan Gas den Stand der Umsetzung des vorhergehenden Netzentwicklungsplans Gas enthalten. Den Umsetzungsstand der Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 haben die Fernleitungsnetzbetreiber in Tabelle 20 mit Stichtag 01. Januar 2023 aktualisiert. Maßnahmen, die im Umsetzungsbericht 2021 mit dem Status Inbetriebnahme dargestellt wurden, werden nicht mehr aufgeführt (vgl. Tabelle 17). Zudem sind die Maßnahmen Leitung MIDAL Mitte Nord (ID 627-01), Leitung MIDAL Mitte Süd (ID 628-01), Leitung NEL West (ID 634-01) und GDRM-Anlage Herringhausen (ID 650-01) im Zuge der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 entfallen.

In Tabelle 20 werden für die Maßnahmen in einer Spalte „realisierte km“ ausgewiesen. Unter „realisierte km“ sind die im Rahmen einer Maßnahme im Rohrgraben verlegten Leitungsabschnitte zu verstehen. Dabei handelt es sich nicht zwangsläufig um vollständig miteinander verbundene betriebsbereite Teilabschnitte. Gerade bei Leitungsbaumaßnahmen mit einer größeren Länge kann, z. B. wegen Genehmigungsauflagen wie Bauzeitenbeschränkungen oder aus technischen Gründen, nicht chronologisch von einem Startpunkt zu einem Endpunkt gebaut werden. Deshalb würde die Angabe der betriebsbereiten Länge dem jeweiligen Projektfortschritt nicht gerecht werden.

Tabelle 20: Umsetzungsstand der NEP-Maßnahmen zum 01. Januar 2023

Nr.	ID-Nr. im USB 2021	ID-Nr. im NEP Gas 2022–2032	Netzausbaumaßnahme	geplante km	realisierte km	Inbetriebnahme USB 2021	Inbetriebnahme NEP Gas 2022–2032
1	067-02a	067-02a	Leitung Voigtslach-Paffrath	23,2	23,2	12/2022	03/2023
2	067-03b	067-03b	GDRM-Anlage Paffrath und Verbindungsleitung	0,2	0,2	12/2022	03/2023
3	112-03	112-03	Anbindung Heilbronn	28,0	28,0	12/2021	12/2021
4	116-02	116-02	GDRM-Anlage Wiernsheim (Raum Heilbronn)	0,1	0,1	12/2021	12/2021
5	119-03	119-03	GDRM-Anlage Achim	0,1	0,1	10/2021	10/2021
6	204-02a	204-02a	ZEELINK 1	112,0	112,0	03/2021	03/2021
7	204-02b	204-02b	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Glehn und Verbindungsleitung	0,1	0,1	03/2021	03/2021
8	204-02c	204-02c	ZEELINK 1 GDRM-Anlage St. Hubert und Verbindungsleitung	0,1	0,1	12/2021	03/2022
9	204-02d	204-03d	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Stolberg und Verbindungsleitung	0,1	0,1	12/2021	03/2022
10	205-02a	205-02a	ZEELINK 2	115,0	115,0	03/2021	03/2021
11	205-02b	205-03b	ZEELINK 2 GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung	0,1	0,1	03/2021	03/2021
12	206-02	206-02	GDRM-Anlage Mittelbrunn	0,1	0,1	12/2019	12/2019
13	300-02	300-02	Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas	0,0	0,0	07/2026	07/2026
14	301-01	301-01	Überspeisung Embsen	0,0	0,0	07/2024	11/2025
15	302-01	302-01	Leitung Datteln-Herne	23,0	23,0	12/2021	12/2021
16	305-02	305-02	Reversierung TENP	0,0	0,0	12/2020	12/2020
17	307-01	307-01	GDRM-Anlage Mittelbrunn	0,1	0,1	12/2020	12/2020
18	312-02	312-02	VDS MEGAL Rimpar	0,0	0,0	12/2023	12/2023
19	320-01	320-01	Umstellung des Netzgebietes Bergheim 1 auf H-Gas	1,0	0,8	09/2021	09/2021
20	331-01	331-01	GDRM-Anlage Scheidt	0,2	0,2	12/2020	12/2020
21	333-02	333-02	GDRM-Anlage Asbeck und Verbindungsleitung	0,2	0,2	12/2021	08/2022
22	335-02a	335-02a	GDRM-Anlage Kempershöhe und Verbindungsleitung	0,2	0,2	12/2021	12/2021
23	335-02b	335-02b	Leitungen Wipperfürth-Niederschelden	7,0	7,0	12/2021	12/2021
24	337-02	337-02	GDRM-Anlage Porz	0,1	0,0	12/2024	12/2024
25	338-02	338-02	GDRM-Anlage Paffrath	0,2	0,2	12/2022	12/2022
26	402-02a	402-02a	AUGUSTA (Leitung Wertingen-Kötz)	41,0	0,0	12/2024	12/2024
27	402-02b	402-02b	GDRM-Anlage Wertingen 2	0,3	0,0	12/2024	12/2024
28	402-02c	402-02c	GDRM-Anlage Kötz	0,4	0,0	12/2024	12/2024



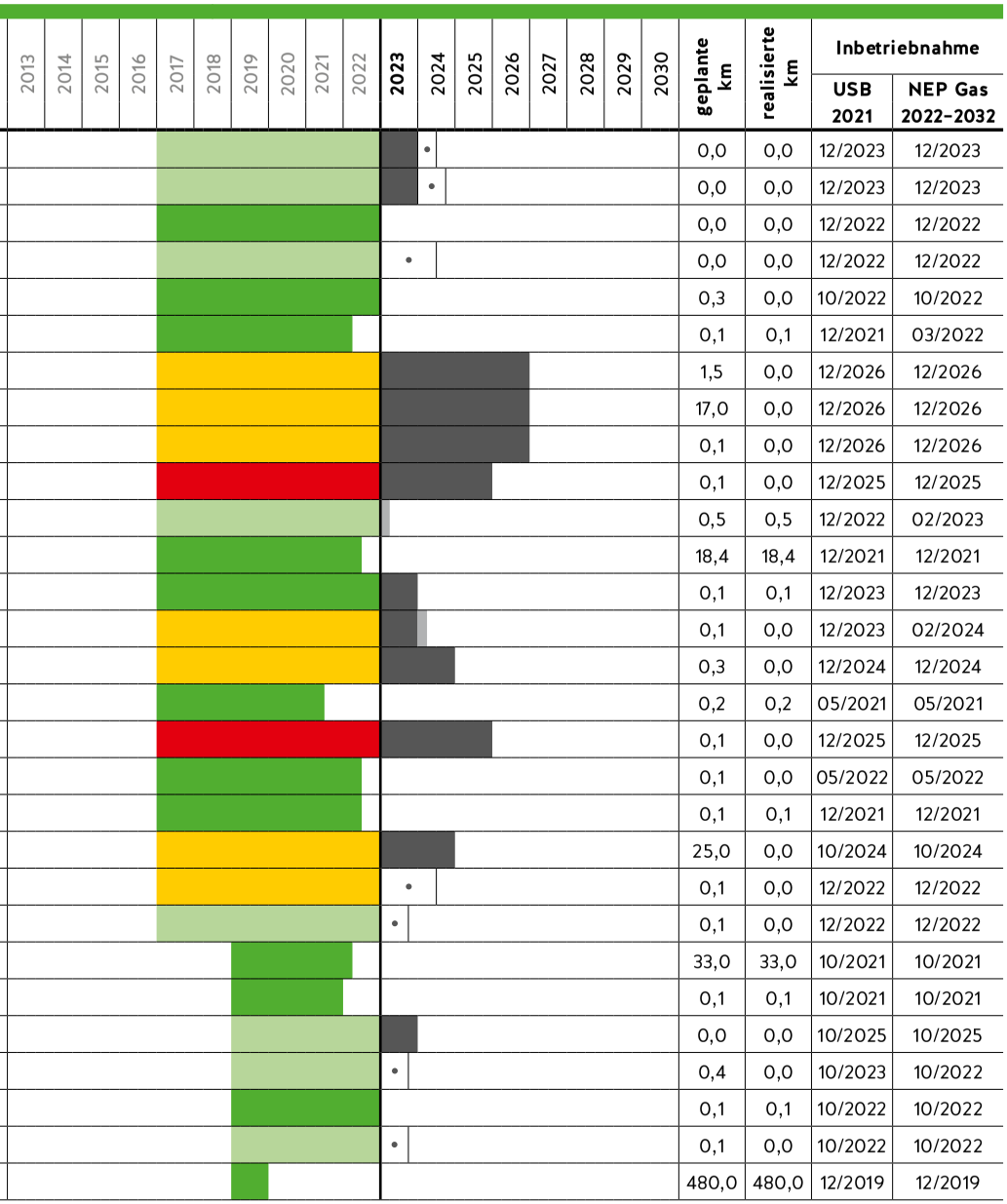
1 Projektidee | 2 Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung | 3 Entwurfsplanung/ Raumordnungsverfahren | 4 Detail-/Genehmigungsplanung/Plangenehmigungs-/ Planfestellungs-/Genehmigungsverfahren BImSchG/ Wegerechtserwerb | 5 Material- und Leistungsbeschaffung/Bauvorbereitung u. Baubeginn/Montage/Bau | 6 Inbetriebnahme Projektabschluss/ Fertigstellung

Zukünftige Projektschritte | (Absehbare) Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf | Geplante Änderung

Stand: 31. März 2023

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Nr.	ID-Nr. im USB 2021	ID-Nr. im NEP Gas 2022–2032	Netzausbaumaßnahme	geplante km	realisierte km	Inbetriebnahme USB 2021	Inbetriebnahme NEP Gas 2022–2032
29	416-02	416-02	VDS Legden	0,0	0,0	12/2023	12/2023
30	417-02	417-02	VDS Mörsch (Nordschwarzwaldleitung)	0,0	0,0	12/2023	12/2023
31	418-02	418-02	Erweiterung VDS Scharenstetten	0,0	0,0	12/2022	12/2022
32	422-01	422-01	VDS Elten	0,0	0,0	12/2022	12/2022
33	431-02	431-02	GDRM-Anlage Emstek	0,3	0,0	10/2022	10/2022
34	435-03	435-03	GDRM-Anlage Altena und Verbindungsleitung	0,1	0,1	12/2021	03/2022
35	436-02a	436-02a	Leitung Marbeck-Heiden	1,5	0,0	12/2026	12/2026
36	436-02b	436-02b	Leitung Heiden-Dorsten	17,0	0,0	12/2026	12/2026
37	437-01	437-01	GDRM-Anlage Heiden-Borken und Verbindungsleitung	0,1	0,0	12/2026	12/2026
38	438-01	438-01	Umbindung Speicheranbindungsleitungen Epe	0,1	0,0	12/2025	12/2025
39	439-01	439-01	GDRM-Anlage Pattscheid und Verbindungsleitung	0,5	0,5	12/2022	02/2023
40	440-02	440-02	Leitung Erftstadt-Euskirchen	18,4	18,4	12/2021	12/2021
41	441-02	441-02	Armaturenstation Vinnhorst und Verbindungsleitung	0,1	0,1	12/2023	12/2023
42	442-02	442-02	GDRM-Anlage Ahlten und Verbindungsleitung	0,1	0,0	12/2023	02/2024
43	443-02	443-02	GDRM-Anlage Drohne und Verbindungsleitung	0,3	0,0	12/2024	12/2024
44	444-01a	444-01a	GDRM-Anlage Werne/Stockum und Verbindungsleitung	0,2	0,2	05/2021	05/2021
45	444-01b	444-02b	GDRM-Anlage Werne und Verbindungsleitung	0,1	0,0	12/2025	12/2025
46	446-01	446-01	Umstellung Wipperfürth-Niederschelden	0,1	0,0	05/2022	05/2022
47	448-01	448-01	GDRM-Anlage Euskirchen und Verbindungsleitung	0,1	0,1	12/2021	12/2021
48	449-02	449-02	Verlängerung Anbindung Heilbronn (SEL 1)	25,0	0,0	10/2024	10/2024
49	450-01	450-01	GDRM-Anlage Pfuhl (Steinhäule)	0,1	0,0	12/2022	12/2022
50	451-02	451-02	Erweiterung GDRM-Anlage Au am Rhein	0,1	0,0	12/2022	12/2022
51	501-02a	501-02a	Leitung Walle - Wolfsburg	33,0	33,0	10/2021	10/2021
52	501-03e	501-03e	Erweiterung GDRM-Anlage Unterlüß	0,1	0,1	10/2021	10/2021
53	503-02b	503-03b	Erweiterung VDS Embsen	0,0	0,0	10/2025	10/2025
54	504-01a	504-01a	Leitungsverbindung EPT-Rysum – Rysum-Folmhusen	0,4	0,0	10/2023	10/2022
55	504-02b	504-02b	Erweiterung GDRM-Anlage Folmhusen	0,1	0,1	10/2022	10/2022
56	504-02c	504-02c	GDRM-Anlage Emden	0,1	0,0	10/2022	10/2022
57	507-01a	507-01a	Ferngasleitung EUGAL	480,0	480,0	12/2019	12/2019



1 Projektidee

2 Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung

3 Entwurfsplanung/ Raumordnungsverfahren

4 Detail-/Genehmigungsplanung/Plangenehmigungs-/ Planfestellungs-/Genehmigungsverfahren BImSchG/ Wegerechtserwerb

5 Material- und Leistungsbeschaffung/Bauvorbereitung u. Baubeginn/Montage/Bau

6 Inbetriebnahme Projektabschluss/ Fertigstellung

Zukünftige Projektschritte

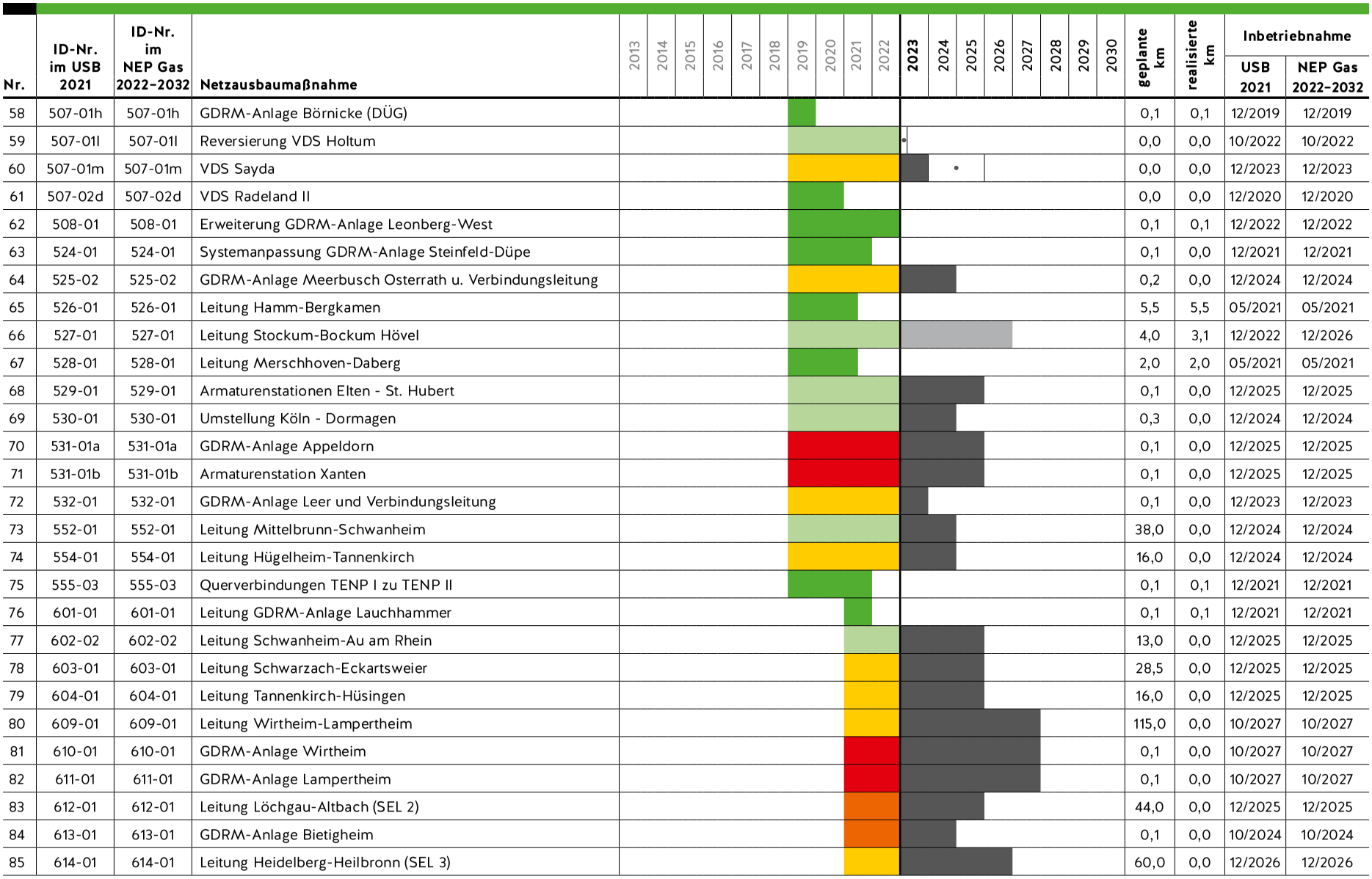
(Absehbare) Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf

Geplante Änderung

Stand: 31. März 2023

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Nr.	ID-Nr. im USB 2021	ID-Nr. im NEP Gas 2022–2032	Netzausbaumaßnahme	geplante km	realisierte km	Inbetriebnahme USB 2021	Inbetriebnahme NEP Gas 2022–2032
58	507-01h	507-01h	GDRM-Anlage Börnicke (DÜG)	0,1	0,1	12/2019	12/2019
59	507-01l	507-01l	Reversierung VDS Holtum	0,0	0,0	10/2022	10/2022
60	507-01m	507-01m	VDS Sayda	0,0	0,0	12/2023	12/2023
61	507-02d	507-02d	VDS Radeland II	0,0	0,0	12/2020	12/2020
62	508-01	508-01	Erweiterung GDRM-Anlage Leonberg-West	0,1	0,1	12/2022	12/2022
63	524-01	524-01	Systemanpassung GDRM-Anlage Steinfeld-Düpe	0,1	0,0	12/2021	12/2021
64	525-02	525-02	GDRM-Anlage Meerbusch Osterrath u. Verbindungsleitung	0,2	0,0	12/2024	12/2024
65	526-01	526-01	Leitung Hamm-Bergkamen	5,5	5,5	05/2021	05/2021
66	527-01	527-01	Leitung Stockum-Bockum Hövel	4,0	3,1	12/2022	12/2026
67	528-01	528-01	Leitung Merschhoven-Daberg	2,0	2,0	05/2021	05/2021
68	529-01	529-01	Armaturenstationen Elten - St. Hubert	0,1	0,0	12/2025	12/2025
69	530-01	530-01	Umstellung Köln - Dormagen	0,3	0,0	12/2024	12/2024
70	531-01a	531-01a	GDRM-Anlage Appeldorn	0,1	0,0	12/2025	12/2025
71	531-01b	531-01b	Armaturenstation Xanten	0,1	0,0	12/2025	12/2025
72	532-01	532-01	GDRM-Anlage Leer und Verbindungsleitung	0,1	0,0	12/2023	12/2023
73	552-01	552-01	Leitung Mittelbrunn-Schwanheim	38,0	0,0	12/2024	12/2024
74	554-01	554-01	Leitung Hügelheim-Tannenkirch	16,0	0,0	12/2024	12/2024
75	555-03	555-03	Querverbindungen TENP I zu TENP II	0,1	0,1	12/2021	12/2021
76	601-01	601-01	Leitung GDRM-Anlage Lauchhammer	0,1	0,1	12/2021	12/2021
77	602-02	602-02	Leitung Schwanheim-Au am Rhein	13,0	0,0	12/2025	12/2025
78	603-01	603-01	Leitung Schwarzach-Eckartsweier	28,5	0,0	12/2025	12/2025
79	604-01	604-01	Leitung Tannenkirch-Hüsingen	16,0	0,0	12/2025	12/2025
80	609-01	609-01	Leitung Wirtheim-Lampertheim	115,0	0,0	10/2027	10/2027
81	610-01	610-01	GDRM-Anlage Wirtheim	0,1	0,0	10/2027	10/2027
82	611-01	611-01	GDRM-Anlage Lampertheim	0,1	0,0	10/2027	10/2027
83	612-01	612-01	Leitung Löchgau-Altbach (SEL 2)	44,0	0,0	12/2025	12/2025
84	613-01	613-01	GDRM-Anlage Bietigheim	0,1	0,0	10/2024	10/2024
85	614-01	614-01	Leitung Heidelberg-Heilbronn (SEL 3)	60,0	0,0	12/2026	12/2026



1 Projektidee

2 Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung

3 Entwurfsplanung/ Raumordnungsverfahren

4 Detail-/Genehmigungsplanung/Plangenehmigungs-/ Planfestellungs-/Genehmigungsverfahren BImSchG/ Wegerechtserwerb

5 Material- und Leistungsbeschaffung/Bauvorbereitung u. Baubeginn/Montage/Bau

6 Inbetriebnahme Projektabschluss/ Fertigstellung

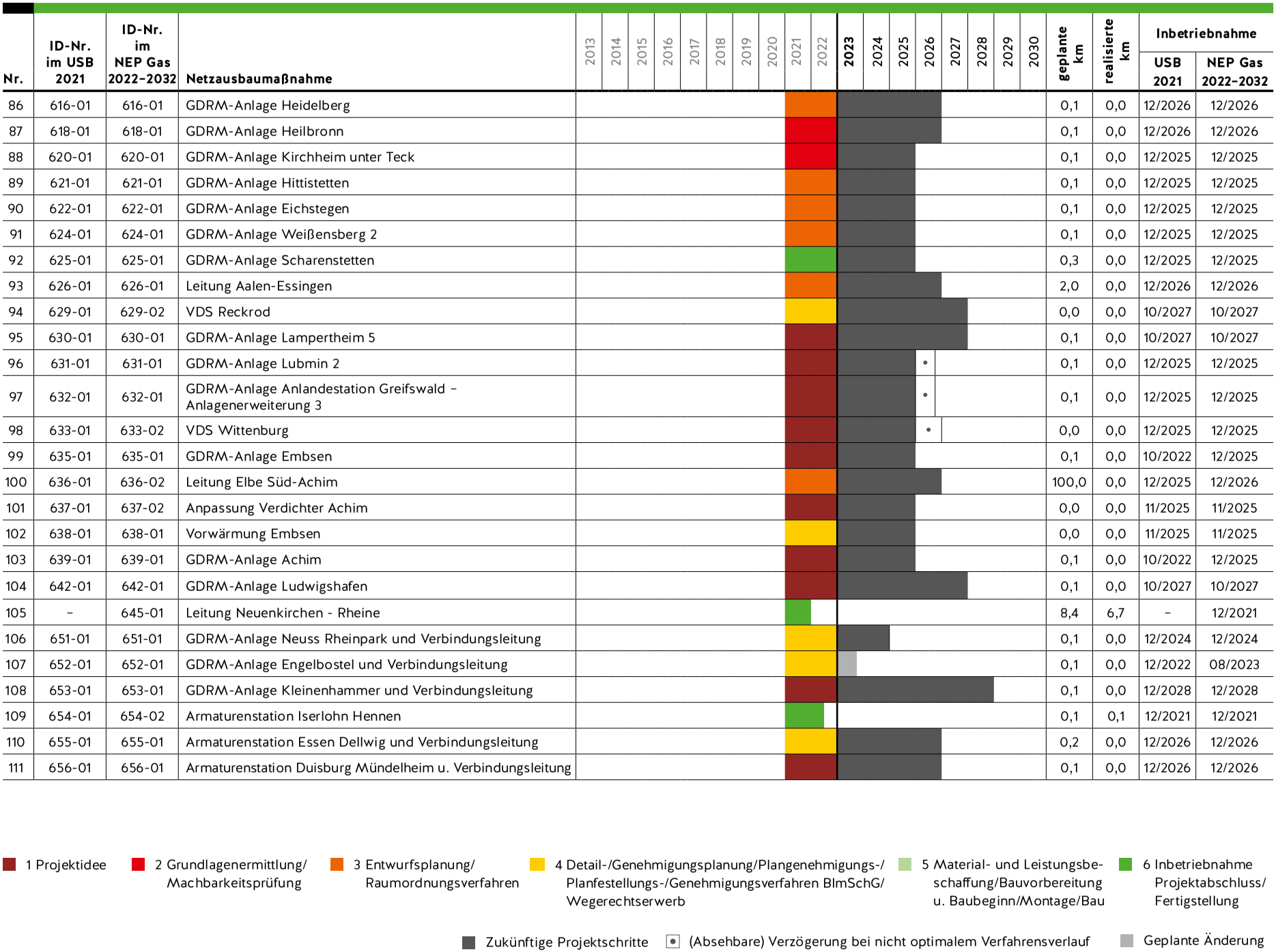
Zukünftige Projektschritte

(Absehbare) Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf

Geplante Änderung

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Nr.	ID-Nr. im USB 2021	ID-Nr. im NEP Gas 2022–2032	Netzausbaumaßnahme	geplante km	realisierte km	Inbetriebnahme USB 2021	Inbetriebnahme NEP Gas 2022–2032
86	616-01	616-01	GDRM-Anlage Heidelberg	0,1	0,0	12/2026	12/2026
87	618-01	618-01	GDRM-Anlage Heilbronn	0,1	0,0	12/2026	12/2026
88	620-01	620-01	GDRM-Anlage Kirchheim unter Teck	0,1	0,0	12/2025	12/2025
89	621-01	621-01	GDRM-Anlage Hittistetten	0,1	0,0	12/2025	12/2025
90	622-01	622-01	GDRM-Anlage Eichstegen	0,1	0,0	12/2025	12/2025
91	624-01	624-01	GDRM-Anlage Weißensberg 2	0,1	0,0	12/2025	12/2025
92	625-01	625-01	GDRM-Anlage Scharenstetten	0,3	0,0	12/2025	12/2025
93	626-01	626-01	Leitung Aalen-Essingen	2,0	0,0	12/2026	12/2026
94	629-01	629-02	VDS Reckrod	0,0	0,0	10/2027	10/2027
95	630-01	630-01	GDRM-Anlage Lampertheim 5	0,1	0,0	10/2027	10/2027
96	631-01	631-01	GDRM-Anlage Lubmin 2	0,1	0,0	12/2025	12/2025
97	632-01	632-01	GDRM-Anlage Anlandestation Greifswald – Anlagenerweiterung 3	0,1	0,0	12/2025	12/2025
98	633-01	633-02	VDS Wittenburg	0,0	0,0	12/2025	12/2025
99	635-01	635-01	GDRM-Anlage Embsen	0,1	0,0	10/2022	12/2025
100	636-01	636-02	Leitung Elbe Süd-Achim	100,0	0,0	12/2025	12/2026
101	637-01	637-02	Anpassung Verdichter Achim	0,0	0,0	11/2025	11/2025
102	638-01	638-01	Vorwärmung Embsen	0,0	0,0	11/2025	11/2025
103	639-01	639-01	GDRM-Anlage Achim	0,1	0,0	10/2022	12/2025
104	642-01	642-01	GDRM-Anlage Ludwigshafen	0,1	0,0	10/2027	10/2027
105	–	645-01	Leitung Neuenkirchen - Rheine	8,4	6,7	–	12/2021
106	651-01	651-01	GDRM-Anlage Neuss Rheinpark und Verbindungsleitung	0,1	0,0	12/2024	12/2024
107	652-01	652-01	GDRM-Anlage Engelbostel und Verbindungsleitung	0,1	0,0	12/2022	08/2023
108	653-01	653-01	GDRM-Anlage Kleinenhammer und Verbindungsleitung	0,1	0,0	12/2028	12/2028
109	654-01	654-02	Armaturenstation Iserlohn Hennen	0,1	0,1	12/2021	12/2021
110	655-01	655-01	Armaturenstation Essen Dellwig und Verbindungsleitung	0,2	0,0	12/2026	12/2026
111	656-01	656-01	Armaturenstation Duisburg Mündelheim u. Verbindungsleitung	0,1	0,0	12/2026	12/2026



Stand: 31. März 2023

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Nr.	ID-Nr. im USB 2021	ID-Nr. im NEP Gas 2022–2032	Netzausbaumaßnahme	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	**2023**	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	geplante km	realisierte km	Inbetriebnahme USB 2021	Inbetriebnahme NEP Gas 2022–2032
112	657-01	657-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich Rehden-Bassum)																			0,0	0,0	01/2024	05/2024
113	658-01	658-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich Emsland II)																			0,0	0,0	01/2028	01/2028
114	659-01	659-01	Umstellung auf H-Gas (Kolshorn-Ahlten-Speicher Empelde)																			0,0	0,0	01/2024	02/2024
115	760-01	760-01	Leitung Rehden-Diepholz																			9,0	0,0	12/2030	12/2029
116	761-01	761-01	Leitung Egenstedt-Clauen																			17,0	0,0	12/2030	12/2029
117	762-01	762-01	Leitung Wallach-Alpen																			3,5	0,0	12/2030	12/2030
118	763-01	763-01	Leitung Budberg-Eversael																			1,5	0,0	12/2030	12/2030
119	764-01	764-01	Umbindungen Anschlussleitungen Sonsbeck-Oberhausen																			1,0	0,0	12/2030	12/2030
120	765-01	765-01	GDRM-Anlage Glehn II																			0,1	0,0	12/2030	12/2030
121	766-01	766-01	GDRM-Anlage Hamborn I																			0,1	0,0	12/2030	12/2030
122	767-01	767-02	Leitung Elbe Süd-Achim																			100,0	0,0	12/2025	12/2026
123	768-01	768-01	Leitung Hassel-Westen																			8,0	0,0	12/2030	12/2030

1 Projektidee

2 Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung

3 Entwurfsplanung/ Raumordnungsverfahren

4 Detail-/Genehmigungsplanung/Plangenehmigungs-/ Planfestellungs-/Genehmigungsverfahren BImSchG/ Wegerechtserwerb

5 Material- und Leistungsbeschaffung/Bauvorbereitung u. Baubeginn/Montage/Bau

6 Inbetriebnahme Projektabschluss/ Fertigstellung

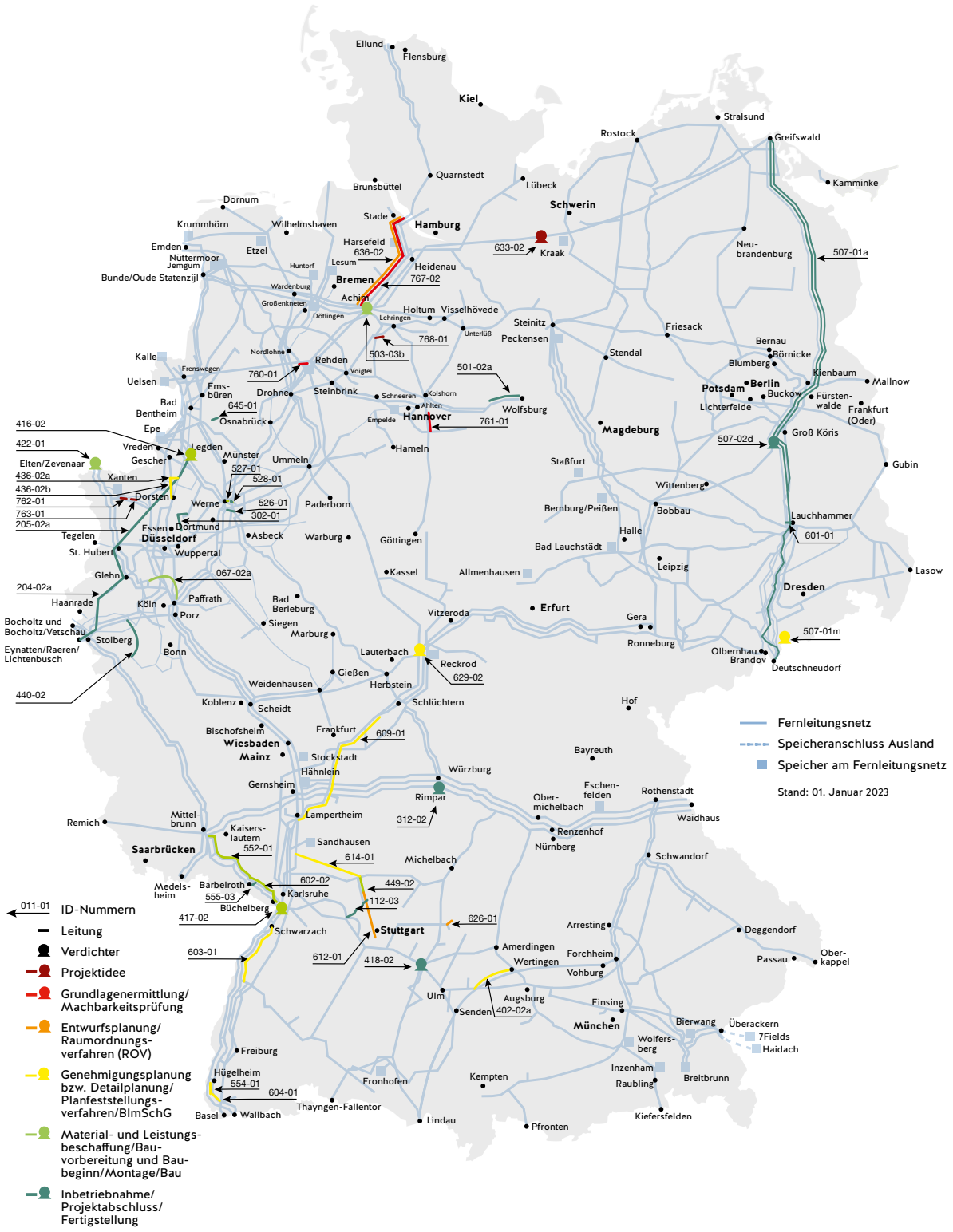
Zukünftige Projektschritte

(Absehbare) Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf

Geplante Änderung

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 15: Umsetzungsstand der Maßnahmen zum 01. Januar 2023



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden in der Karte die unter dem Attribut „Maßnahmenart“ in der NEP-Gas-Datenbank ausgewiesenen Leitungen und Verdichteranlagen dargestellt

4.3.1 Fertiggestellte, in Betrieb genommene und im Bau befindliche Maßnahmen im Vergleich zum 01. Januar 2022

In diesem Kapitel werden die zum Stichtag 01. Januar 2023 im Vergleich zum 01. Januar 2022 mittlerweile fertiggestellten, in Betrieb genommenen und im Bau befindlichen Maßnahmen dargestellt.

Fertiggestellte Maßnahmen gegenüber dem 01. Januar 2022

Die folgenden Maßnahmen wurden im Zeitraum 01. Januar 2022 bis zum 01. Januar 2023 fertiggestellt:

Tabelle 21: Gegenüber dem 01. Januar 2022 fertiggestellte Maßnahmen (Stichtag 01. Januar 2023)

Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
1	112-03	Anbindung Heilbronn	terranets
2	204-02c	ZEELINK 1 GDRM-Anlage St. Hubert u. Verbindungsleitung	OGE (75 %)/Thyssengas (25 %)
3	204-03d	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Stolberg u. Verbindungsleitung	OGE (75 %)/Thyssengas (25 %)
4	300-02	Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas	GUD
5	333-02	GDRM-Anlage Asbeck und Verbindungsleitung	OGE
6	335-02b	Leitungen Wipperfürth-Niederschelden	OGE
7	338-02	GDRM-Anlage Paffrath	OGE
8	435-03	GDRM-Anlage Altena und Verbindungsleitung	OGE
9	440-02	Leitung Erftstadt-Euskirchen	OGE
10	441-02	Armaturenstation Vinnhorst und Verbindungsleitung	OGE
11	446-01	Umstellung Wipperfürth-Niederschelden	Thyssengas
12	448-01	GDRM-Anlage Euskirchen und Verbindungsleitung	OGE
13	501-02a	Leitung Walle - Wolfsburg	GUD
14	504-02b	Erweiterung GDRM-Anlage Folmhusen	GUD
15	625-01	GDRM-Anlage Scharenstetten	terranets
16	654-02	Armaturenstation Iserlohn Hennen	OGE

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In Betrieb genommene Maßnahmen gegenüber dem 01. Januar 2022

Die folgenden Maßnahmen, die zum 01. Januar 2022 noch in der Planungs- oder Bauphase waren, sind zwischenzeitlich in Betrieb genommen worden:

Tabelle 22: Gegenüber dem 01. Januar 2022 in Betrieb genommene Maßnahmen (Stichtag 01. Januar 2023)

Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
1	312-02	VDS MEGAL Rimpar	GRTD (55,04 %)/OGE (44,96 %)

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Bau befindliche Maßnahmen gegenüber dem 01. Januar 2022

Die folgenden Maßnahmen befinden sich gegenüber dem 01. Januar 2022 im Bau:

Tabelle 23: Gegenüber dem 01. Januar 2022 im Bau befindliche Maßnahmen (Stichtag 01. Januar 2023)

Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
1	335-02a	GDRM-Anlage Kempershöhe und Verbindungsleitung	OGE
2	422-01	VDS Elten	OGE (50 %)/Thyssengas (50 %)
3	439-01	GDRM-Anlage Pattscheid und Verbindungsleitung	OGE
4	451-02	Erweiterung GDRM-Anlage Au am Rhein	terranets
5	503-03b	Erweiterung VDS Embsen	GUD
6	504-01a	Leitungsverbindung EPT-Rysum – Rysum-Folmhusen	GUD (73 %)/Thyssengas (27 %)
7	504-02c	GDRM-Anlage Emden	GUD
8	529-01	Armaturenstationen Elten - St. Hubert	OGE (50 %)/Thyssengas (50 %)
9	552-01	Leitung Mittelbrunn-Schwanheim	Fluxys TENP (59 %)/OGE (41 %)
10	602-02	Leitung Schwanheim-Au am Rhein	Fluxys TENP (59 %)/OGE (41 %)

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

4.3.2 Maßnahmen mit einer geplanten Änderung von Inbetriebnahmedaten

Die im Folgenden aufgeführten Maßnahmen mit einer geplanten Änderung des Inbetriebnahmedatums (z. B. wegen Konkretisierung der L-H-Gas-Umstellungsplanung) beziehen sich auf Veränderungen gegenüber den im Konsultationsdokument ausgewiesenen planmäßigen Inbetriebnahmeterminen. Für die Darstellung liegt der Stichtag 01. Januar 2023 zu Grunde.

Leitung Voigtslach-Paffrath (ID 067-02a)

Die Leitung Voigtslach-Paffrath wird für die Umstellung von L-Gas auf H-Gas benötigt. Die Leitung wurde im Februar 2023 in Betrieb genommen.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

GDRM-Anlage Paffrath und Verbindungsleitung (ID 067-03b)

Die GDRM-Anlage Paffrath wird für die Umstellung von L-Gas auf H-Gas benötigt. Die GDRM-Anlage wurde im Februar 2023 in Betrieb genommen.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

GDRM-Anlage Pattscheid und Verbindungsleitung (ID 439-01)

Die GDRM-Anlage Pattscheid wird für die Umstellung von L-Gas auf H-Gas benötigt. Die GDRM-Anlage wurde im Februar 2023 in Betrieb genommen.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

GDRM-Anlage Ahlten und Verbindungsleitung (ID 442-02)

Die GDRM-Anlage Ahlten wird für die Umstellung von L-Gas auf H-Gas benötigt. Die GDRM-Anlage wird im Februar 2024 in Betrieb genommen.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt für die Umstellung von L-Gas auf H-Gas.

Leitung Stockum-Bockum Hövel (ID 527-01)

Die Maßnahme ist für die Umstellung der Bereiche Oberaden und Werne-Ummeln-Drohne von L-Gas auf H-Gas erforderlich. Die Leitung Stockum-Bockum Hövel ist weitestgehend fertiggestellt und die Umstellung des Bereichs Oberaden ist planmäßig und erfolgreich durchgeführt worden. Die Umstellung des Bereichs Werne-Ummeln-Drohne ist im Jahr 2027 geplant.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat daher keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt für die Umstellung von L-Gas auf H-Gas.

GDRM-Anlage Engelbostel und Verbindungsleitung (ID 652-01)

Die GDRM-Anlage Engelbostel wird für die Umstellung von L-Gas auf H-Gas benötigt. Die GDRM-Anlage wird im August 2023 in Betrieb genommen.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt für die Umstellung von L-Gas auf H-Gas.

Umstellung auf H-Gas (Bereich Rehden-Bassum) (ID 657-01)

Die Fertigstellung der Ausbaumaßnahme zur Umstellung des Bereiches Rehden-Bassum auf H-Gas wird voraussichtlich im Mai 2024 erfolgen.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkungen auf den geplanten Umstellungszeitpunkt oder die notwendige Kapazitätsbereitstellung.

Umstellung auf H-Gas (Kolshorn-Ahlten-Speicher Empelde) (ID 659-01)

Die Fertigstellung der Ausbaumaßnahme zur Umstellung des Bereiches Kolshorn-Ahlten auf H-Gas wird voraussichtlich im Februar 2024 erfolgen.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkungen auf den geplanten Umstellungszeitpunkt oder die notwendige Kapazitätsbereitstellung.

Leitung Rehden-Diepholz (ID 760-01)

Die Ausbaumaßnahme der Neubauleitung Rehden-Diepholz ist als erdgasverstärkende Maßnahme im H-Gas vorgesehen.

Im Zuge des Projektfortschritts hat sich ergeben, dass die Inbetriebnahme der Maßnahme bereits im Jahr 2029 statt im Dezember 2030 erfolgen kann.

Leitung Egenstedt-Clauen (ID 761-01)

Die Ausbaumaßnahme der Neubauleitung Egenstedt-Clauen ist als erdgasverstärkende Maßnahme im H-Gas vorgesehen.

Im Zuge des Projektfortschritts hat sich ergeben, dass die Inbetriebnahme der Maßnahme bereits im Jahr 2029 statt im Dezember 2030 erfolgen kann.

4.3.3 Maßnahmen mit einer eingetretenen Verzögerung

Bei den folgenden Maßnahmen sind Verzögerungen eingetreten:

GDRM-Anlage Kempershöhe und Verbindungsleitung (ID 335-02a)

Die Inbetriebnahme der GDRM-Anlage Kempershöhe und deren Verbindungsleitung konnte wegen Verzögerungen im Genehmigungsverfahren nicht termingerecht erfolgen. Die Inbetriebnahme ist bis Mai 2023 geplant.

Auswirkungen auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung und die L-H-Gas-Umstellung werden durch temporäre Maßnahmen vermieden.

VDS Elten (ID 422-01)

Aufgrund von Problemen mit der Kampfmitteluntersuchung und Verzögerungen im Genehmigungsverfahren konnte erst verspätet am 17.01.2022 mit den Baumaßnahmen begonnen werden.

Mit der erwarteten Inbetriebnahme bis April 2024 ergeben sich keine Einschränkungen der vorgesehenen Kapazitäten und Umstellungsschritte.

GDRM-Anlage Pfuhl (Steinhäule) (ID 450-01)

Bei der Maßnahme GDRM-Anlage Pfuhl (Steinhäule) kommt es aufgrund zeitintensiverer Material- und Leistungsbeschaffung zu einer Verschiebung der Inbetriebnahme.

Die Material- und Beschaffungskosten sind deutlich angestiegen. Die höheren Gesamtkosten überschreiten eine Wertgrenze, aufgrund derer eine EU-weite Ausschreibung der Beschaffungen verpflichtend vorgeschrieben ist. Der mehrstufige Prozess einer EU-weiten Ausschreibung ist erheblich umfangreicher als das ursprünglich geplante Vergabeverfahren und führt daher zu einer deutlichen Verlängerung des gesamten Beschaffungsprozesses.

Durch die Verzögerung erfolgt die Inbetriebnahme voraussichtlich im Juli 2024. Auswirkungen auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung sind aktuell nicht bekannt.

Erweiterung GDRM-Anlage Au am Rhein (ID 451-02)

Bei der Maßnahme Erweiterung GDRM-Anlage Au am Rhein kommt es aufgrund von Lieferschwierigkeiten in der Material- und Leistungsbeschaffung zu einer Verschiebung der Inbetriebnahme.

Durch die Verzögerung erfolgt die Inbetriebnahme voraussichtlich im September 2023. Auswirkungen auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung sind aktuell nicht bekannt.

Leitungsverbindung EPT-Rysum – Rysum-Folmhusen (ID 504-01a)

Die Inbetriebnahme der Leitungsverbindung EPT-Rysum – Rysum-Folmhusen war bis zum Oktober 2022 vorgesehen. Aufgrund der Priorisierung anderer Maßnahmen im GUD-Leitungsnetz erfolgt die Inbetriebnahme sowie die Kapazitätsbereitstellung nun voraussichtlich im Juli 2023.

GDRM-Anlage Emden (504-02c)

Die Inbetriebnahme der GDRM-Anlage Emden war bis zum Oktober 2022 vorgesehen. Aufgrund der Priorisierung anderer Maßnahmen im GUD-Leitungsnetz erfolgt die Inbetriebnahme sowie die Kapazitätsbereitstellung nun voraussichtlich im Juli 2023.

Reversierung VDS Holtum (507-01l)

Der Abschluss der Reversierung VDS Holtum war bis zum Oktober 2022 vorgesehen. Aufgrund der Priorisierung anderer Maßnahmen sowie der derzeitigen Flusssituation im GUD-Leitungsnetz erfolgt die Inbetriebnahme nun voraussichtlich im ersten Quartal 2023.

4.3.4 Maßnahmen mit einer absehbaren Verzögerung

Die im Folgenden aufgeführten Maßnahmen mit einer absehbaren Verzögerung beziehen sich ausschließlich auf Verzögerungen gegenüber den in der NEP-Gas-Datenbank ausgewiesenen planmäßigen Inbetriebnahmeterminen.

AUGUSTA (Leitung Wertingen-Kötz) (ID 402-02a)

Die AUGUSTA (Leitung Wertingen-Kötz) wird unter Berücksichtigung der seit dem Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplans Gas 2016–2026 mehrmals veränderten Kapazitätsbedarfe der terranets bw sowie der Kraftwerks-Projekte Leipheim (2. Stufe) und Gundremmingen unverändert benötigt. Die Änderung der technischen, wirtschaftlichen und terminlichen Rahmenbedingungen führte zu Verzögerungen bei Konzeption, Planung und im Genehmigungsverfahren. Dadurch verschiebt sich die Inbetriebnahme der AUGUSTA (Leitung Wertingen-Kötz) auf Ende 2025.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat Auswirkungen auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

GDRM-Anlage Wertingen 2 (ID 402-02b)

Die GDRM-Anlage Wertingen 2 dient der Anbindung der geplanten Leitung AUGUSTA (ID 402-02a) an die VDS Wertingen. Aufgrund der verzögerten Inbetriebnahme der Leitung AUGUSTA ist die Anbindung der AUGUSTA an die VDS Wertingen erst entsprechend später möglich. Dadurch verschiebt sich die Inbetriebnahme der GDRM-Anlage Wertingen 2 inklusive der Anbindung an die VDS Wertingen ebenfalls auf Ende 2025.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat Auswirkungen auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

GDRM-Anlage Kötz (ID 402-02c)

Die GDRM-Anlage Kötz dient der Verteilung von Gasmengen aus der geplanten Leitung AUGUSTA (ID 402-02a) zu den Bestandsleitungen Senden-Vohburg und Ulm-Augsburg. Aufgrund der verzögerten Inbetriebnahme der Leitung AUGUSTA ist eine Anbindung der AUGUSTA an die nachgelagerten Gastransportsysteme erst entsprechend später möglich. Dadurch verschiebt sich die Inbetriebnahme der GDRM-Anlage Kötz ebenfalls auf Ende 2025.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat Auswirkungen auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

VDS Legden (ID 416-02)

Die Inbetriebnahme der VDS Legden wird voraussichtlich wegen Verzögerungen im Genehmigungsverfahren im Juni 2024 erfolgen. Auswirkungen auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung sind aktuell nicht auszuschließen.

VDS Mörsch (Nordschwarzwaldleitung) (ID 417-02)

Bei der Maßnahme VDS Mörsch (Nordschwarzwaldleitung) kommt es voraussichtlich aufgrund von mitunter pandemiebedingten Verzögerungen im Planungs- und Genehmigungsprozess nach Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) zu einer Verschiebung der Inbetriebnahme.

Durch die absehbare Verzögerung der zweiten Ausbaustufe verschiebt sich die Inbetriebnahme und damit Kapazitätsbereitstellung der letzten Maschineneinheit auf August 2024.

Verlängerung Anbindung Heilbronn (SEL 1) (ID 449-02)

Bei der Maßnahme Verlängerung Anbindung Heilbronn (SEL 1) kommt es aufgrund der umfangreichen Schutzmaßnahmen zugunsten geschützter Tierarten zu Verzögerungen im Bauablauf und damit voraussichtlich zu einer Verschiebung der Inbetriebnahme.

Durch die absehbare Verzögerung verschiebt sich die Inbetriebnahme und die Kapazitätsbereitstellung nun auf Dezember 2024.

VDS Sayda (ID 507-01m)

Im Rahmen einer technologischen Vergleichsbetrachtung zur Maßnahme 507-01m (Neubau Verdichterstation Sayda), wurde das Konzept der Entwurfsplanung überarbeitet und ein neues EU-Vergabeverfahren gestartet. Diese Veränderung im Zeitplan betrifft auch eine Anpassung der Inbetriebnahme und der Kapazitätsbereitstellung auf das vierte Quartal 2025.

GDRM-Anlage Lubmin II (ID 631-01), GDRM-Anlage Anlandestation Greifswald – Anlagenerweiterung 3 (ID 632-01), VDS Wittenburg (ID 633-02)

Die Maßnahmen werden für die Versorgungssicherheit in den Niederlanden benötigt. Im Rahmen der Detailplanungen wurde der Zeitplan angepasst. Dieser sieht eine geplante Inbetriebnahme der GDRM-Anlagen im September 2026 sowie der Verdichterstation im Dezember 2026 vor.

Da im ersten Quartal 2022 absehbar nicht mit einer Inbetriebnahme der Nord Stream 2 zu rechnen war, wurden die Arbeiten an dem begonnenen NEL-Ausbauprojekt VDS Wittenburg auf das Notwendigste beschränkt. Weitere Auswirkungen auf die Inbetriebnahmedaten sowie auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung sind aktuell nicht auszuschließen.

4.4 Weitere Maßnahmen ohne finale Investitionsentscheidung

Für die folgenden Maßnahmen liegen keine FID der Fernleitungsnetzbetreiber vor. Die Maßnahmen sind daher nicht Bestandteil des heutigen Fernleitungsnetzes und wurden im Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 nicht berücksichtigt.

Mit der Maßnahme Süddeutsche Erdgasleitung (SEL) wird eine Planung verfolgt, die ihren Ursprung bereits in der Zeit vor der Regulierung der Gastransportnetze hat. Die Trasse verläuft teilweise durch Hessen und Bayern, aber maßgeblich durch Baden-Württemberg. Der hauptsächlich durch Baden-Württemberg verlaufende Trassenabschnitt hat eine gesamte Länge von rund 260 km und verläuft von Lampertheim bis Amerdingen.

Die SEL ist in fünf Teilabschnitte untergliedert. Basierend auf den gemeldeten Kapazitätsbedarfen in Baden-Württemberg wurden im Rahmen der Modellierung drei dieser SEL-Abschnitte als aktuell versorgungsnotwendig identifiziert (ID 449-02, ID 612-01, ID 614-01).

Die durch terranets durchgeführten Analysen zur Entwicklung des Kapazitätsbedarfs machen eine Berücksichtigung von potenten Leitungssystemen, die zur Schaffung zusätzlicher Transportkapazität beitragen können, erforderlich. Unter Berücksichtigung der in den kommenden Jahren anstehenden Entwicklungen hinsichtlich des Kapazitätsbedarfs, stellt die SEL im Gesamten ein zentrales Infrastruktursystem mit diversifizierter Aufspeisung zur bedarfsgerechten Versorgung Baden-Württembergs dar. Ein Teil dieser Entwicklungen wird durch das Kohleausstiegsgesetz angestoßen. Die begrenzte Anzahl an potenziellen Kraftwerksstandorten in Baden-Württemberg, welche sich regional weiterhin auf den Großraum Stuttgart und Heilbronn konzentrieren werden, können durch die SEL an das Gashochdrucknetz angeschlossen werden. Die sich abzeichnenden Entwicklungen für Baden-Württemberg im Rahmen der Energiewende und des Fuel-Switch lassen eine vollständige Realisierung der SEL absehbar erscheinen. Mittels potenter und diversifizierbarer Aufspeisepunkte kann eine bedarfsgerechte Versorgung des baden-württembergischen Systems von den vorgelagerten Fernleitungsnetzen effizient und nachhaltig ermöglicht werden. Die ursprüngliche Motivation der SEL zur nachhaltigen und flexiblen Versorgung von Baden-Württemberg bzw. Süddeutschland bleibt somit vollumfänglich gültig.

4.5 Zusammenfassung

Zum Stand der Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen (Stichtag 01. Januar 2023) lassen sich die folgenden Ergebnisse festhalten:

- Im Zuge der Betrachtung zum Umsetzungsstand wurden 123 Maßnahmen aktualisiert.
- Gegenüber dem Stichtag 01. Januar 2022 wurden bis zum 01. Januar 2023 17 Maßnahmen in Betrieb genommen bzw. fertiggestellt und 10 Maßnahmen befinden sich seitdem im Bau.
- Aufgrund zwischenzeitlich vorliegender Erkenntnisse der Planung erfolgte bei 10 Maßnahmen eine geplante Änderung des Inbetriebnahmedatums.
- Bei 17 Maßnahmen wurden eingetretene und absehbare Verzögerungen ausgewiesen.

Entwicklung der L-Gas-Versorgung 5

5 Entwicklung der L-Gas-Versorgung – Versorgungssicherheitsszenario

Gemäß § 15a Absatz 1 EnWG sind die Fernleitungsnetzbetreiber angehalten, die Auswirkung denkbarer Störungen der Versorgung im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit im Netzentwicklungsplan zu berücksichtigen. Im Szenariorahmen wurde ein gemeinsames Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber skizziert, welches diese Aspekte im Rahmen der Marktraumumstellung behandelt. Aufgrund der reduzierten L-Gas-Verfügbarkeit im deutschen Markt soll hierbei insbesondere die detaillierte Umstellungsplanung bis zum Jahr 2030 weiter konkretisiert werden. Des Weiteren wird mit der Untersuchung der L-Gas-Bilanzen bis 2030 ein wichtiger Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit geleistet. Im Fokus stehen dabei neben der deutschen Produktion die verfügbaren Einspeiseleistungen aus Speichern und an Grenzübergangspunkten.

Die hier dargestellte L-H-Gas-Umstellungsplanung entspricht bis auf redaktionelle Anpassungen der im Sommer 2022 veröffentlichten Planung aus dem Zwischenstand zum Netzentwicklungsplan 2022–2032 [FNB Gas, Zwischenstand 2022]. Ein aktualisierter Planungsstand wird im Laufe des Jahres 2023 veröffentlicht.

5.1 Beschreibung der Situation

Ein Teil des deutschen Gasmarktes wird mit niederkalorischem Methan (L-Gas) versorgt. L-Gas stammt ausschließlich aus Aufkommen der deutschen und der niederländischen Produktion. Das hochkalorische Methan (H-Gas) stammt im Wesentlichen aus Norwegen und Russland oder gelangt über LNG-Anlagen nach Deutschland. Die beiden unterschiedlichen Gruppen der Methanbeschaffenheit müssen aus technischen und eichrechtlichen Gründen in definierten Grenzen in getrennten Systemen transportiert werden. Für Netzbereiche, die mit Gas einer geänderten Beschaffenheit versorgt werden sollen, muss unter anderem eine Anpassung der Verbrauchsgeräte erfolgen.

Die L-Gas-Produktion in Deutschland geht kontinuierlich zurück. Die verbleibenden deutschen L-Gas-Aufkommen sollen soweit möglich weiter gefördert und in die Transportnetze eingespeist werden können.

Die rückläufige L-Gas-Produktion hat sowohl in Bezug auf die in Deutschland verfügbaren Jahresmengen als auch auf die zur Verfügung stehenden Leistungen erhebliche Auswirkungen. Seit Oktober 2020 erfolgt zusätzlich ein kontinuierlicher Rückgang der aus den Niederlanden anstehenden L-Gas-Leistung. Deshalb befinden sich die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber in einem regelmäßigen Austausch mit dem niederländischen Fernleitungsnetzbetreiber Gasunie Transport Services B. V. (GTS), um die Planungsannahmen für zukünftige L-Gas-Importe zu harmonisieren und zu aktualisieren.

Im Folgenden wird die bereits in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen und Umsetzungsberichten beschriebene L-H-Gas-Umstellungsplanung aktualisiert. Dazu sind Erfahrungen aus den bisherigen Umstellungen und eine aktuelle Sicht auf die Gasimportsituation aus den Niederlanden in den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 eingeflossen.

Alle Auswertungen und Bilanzen in den Kapiteln 5.4 und 5.5 basieren auf dem Stand der Umstellungsplanung zum Stichtag 01. Oktober 2021, der auch in der NEP-Gas-Datenbank dargestellt wird. In den Kapiteln 5.7.3 und 5.7.4 werden die Veränderungen in der L-H-Gas-Umstellungsplanung gegenüber dem Umsetzungsbericht 2021 sowie darüberhinausgehende mögliche Veränderungen beschrieben. Das Kapitel 5.9 beschreibt die Situation der Produktionseinspeisung nach erfolgter Marktraumumstellung.

5.2 Umgestellte Bereiche und Erfahrungen aus der bisherigen Umstellung

Umgestellte Bereiche

Seit Beginn der L-H-Gas-Umstellung im Jahr 2015 wurden 51 Bereiche mit insgesamt rund 1,55 Mio. Geräten umgestellt (vgl. Tabelle 24). Dies entspricht rund 30 % der insgesamt bis 2029 umzustellenden Geräte.

Im Netz der GUD wurde bereits im Jahr 2015 mit dem ersten Umstellungsbereich Schneverdingen begonnen. Im Jahr 2016 folgte die Umstellung der größeren Bereiche Walsrode und Fallingbostel. Von 2017 bis 2020 wurden weitere Umstellungsbereiche von Nienburg bis Hannover und der Raum Bremen/Achim erfolgreich von L-Gas auf H-Gas umgestellt. Im Jahr 2021 wurden insgesamt rund 192.000 Geräte von L-Gas auf H-Gas umgestellt. Dabei beinhaltete der Bereich Bremen Nord/Osterholz Scharmbeck/Bremerhaven/Cuxhaven den ersten umzustellenden Speicher UGS Lesum, der innerhalb eines Jahres entleert und soweit wieder mit H-Gas befüllt wurde, dass sich eine H-Gas Qualität im Speicher einstellen konnte.

Im Netz der OGE wurde im Jahr 2017 mit der Umstellung auf H-Gas begonnen. Bis einschließlich 2021 wurden im Netzgebiet der OGE Umstellungen in insgesamt 22 Umstellungsbereichen durchgeführt. Im Jahr 2021 sind dabei insgesamt rund 259.000 Geräte in den Bundesländern Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Hessen erfolgreich von L-Gas auf H-Gas umgestellt worden. Über die im Jahr 2021 in Betrieb genommene ZEELINK-Leitung wurde auch die vorgelagerte Versorgung von Teilen der Stadt Düsseldorf und weiterer Städte im Rheinland auf H-Gas umgestellt.

Bei Thyssengas wurden im Jahr 2021 insgesamt rund 73.000 Geräte auf H-Gas umstellt. Größter Umstellungsbereich war der Bereich Aggertalleitung mit 42.000 Geräten im Jahr 2021.

Bei Nowega wurde im Jahr 2021 der Bereich „Munster Gockenholz“ auf H-Gas umgestellt.

Im Netz der GTG Nord wurde im Jahr 2021 der Bereich „EWE-Zone Teil II“ mit 40.000 Geräten umgestellt. Ferner wurde eine Teilumstellung des Speichers „Nüttermoor/Huntorf“ vorgenommen.

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.

Tabelle 24: Umgestellte Bereiche 2015–2021

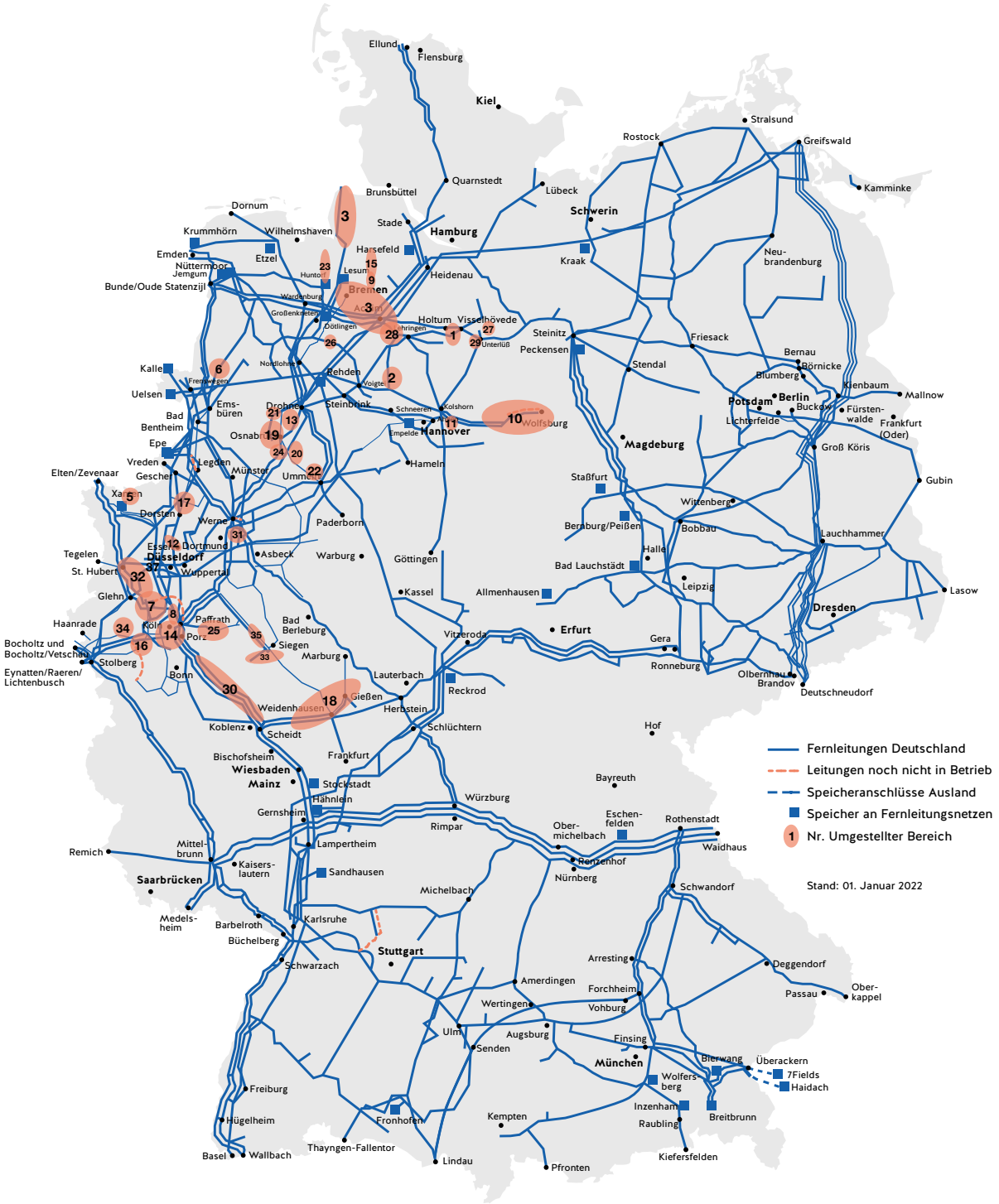
Nr. im NEP Gas 2022–2032	Umstellungsbereich	Fernleitungsnetz-betreiber	Umstellungs-zeitpunkte	Geschätzte Gerätezahl
1	Schneverdingen	GUD	2015	8.000
1	Walsrode/Fallingbostel	GUD	2016	12.000
3	Achim	GUD	2017	23.000
2	Nienburg/Neustadt/Hannover Nord	GUD	2017	44.000
3	Bremen/Delmenhorst	GUD	2017	15.000
4	Teutoburger Wald 1	OGE	2017	2.000
5	Hüthum	Thyssengas	2017	10.000
6	Emsland 1*	Nowega	2017	–
7	Dormagen*	OGE	2017	–
8	Leverkusen*	OGE	2017	–
9	Posthausen I	GTG	2018	4.000
3	Bremen/Delmenhorst	GUD	2018	77.000
10	Hannover Ost/Wolfsburg	GUD	2018	61.000
11	Peine	GUD	2018	15.000
12	Essen*	OGE	2018	–
13	Teutoburger Wald 2	OGE	2018	5.000
14	Köln*	OGE	2018	–
15	Posthausen II	GTG	2019	48.000

Nr. im NEP Gas 2022–2032	Umstellungsbereich	Fernleitungsnetz-betreiber	Umstellungs-zeitpunkte	Geschätzte Gerätezahl
3	Bremen/Delmenhorst	GUD	2019	42.000
10	Hannover Ost/Wolfsburg	GUD	2019	60.000
16	Bonn	OGE	2019	11.000
17	Marl*	OGE	2019	–
18	Mittelhessen	OGE	2019	63.000
19	Osnabrück	OGE	2019	64.000
20	Teutoburger Wald 3	OGE	2019	15.000
21	Teutoburger Wald 4	OGE	2019	3.000
22	Teutoburger Wald 6	OGE	2019	13.000
23	EWE-Zone Teil I	GTG	2020	60.000
3	Bremen/Delmenhorst	GUD	2020	52.000
10	Hannover Ost/Wolfsburg	GUD	2020	74.000
24	Teutoburger Wald 5*	Nowega	2020	–
24	Teutoburger Wald 5	OGE	2020	39.000
25	Aggertalleitung	OGE	2020	7.000
25	Aggertalleitung	Thyssengas	2020	39.000
16	Bonn	OGE	2020	25.000
18	Mittelhessen	OGE	2020	92.000
26	EWE-Zone Teil I und II	GTG	2021	40.000
3	Bremen Nord/Osterholz Scharmbeck/Bremerhaven/Cuxhaven	GUD	2021	86.000
10	Hannover Ost/Wolfsburg	GUD	2021	93.000
27	Unterlüß-Gockenholz*	GUD	2021	–
28	Verden	GUD	2021	13.000
29	Bereich Munster-Gockenholz	Nowega	2021	6.000
18	Mittelhessen	OGE	2021	69.000
30	Mittelrhein	OGE	2021	106.000
31	Oberaden*	OGE	2021	–
32	Rheinland	OGE	2021	49.000
33	Westerwald/Sieg	OGE	2021	35.000
25	Aggertalleitung	Thyssengas	2021	42.000
34	Bergheim 1	Thyssengas	2021	14.000
35	Oberbergisches Land	Thyssengas	2021	10.000
32	Rheinland	Thyssengas	2021	7.000

* keine Verteilernetze

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 16: Umgestellte Bereiche 2015–2021



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

Erfahrungen aus der bisherigen Umstellung

Die für die L-H-Gas-Umstellung erforderlichen technischen Netzausbaumaßnahmen wurden seitens der Fernleitungsnetzbetreiber rechtzeitig fertiggestellt. Hierbei ist die zeitgerechte Inbetriebnahme der ZEELINK-Leitung aufgrund ihrer Bedeutung für die L-H-Gas-Umstellung hervorzuheben.

Die Umstellung der Bereiche erfolgte an den zwischen den Beteiligten in den Umstellungsfahrplänen festgelegten Schaltterminen. Betroffen waren Verteilernetzbetreiber, Kraftwerke, Industriekunden sowie erstmals Speicherbetreiber. Im Zuge der Umstellung wurden bisher rund 1,55 Mio. Geräte angepasst.

Die COVID-19-Pandemie hat im Jahr 2021 zu keinem Zeitverzug in der L-H-Gas-Umstellung geführt. Im Jahr 2020 kam es aufgrund der COVID-19-Pandemie noch zu Verzögerungen. Diese wurden zum überwiegenden Teil im Jahr 2020 unterjährig kompensiert, ein einzelner Schaltschritt mit rund 6.000 Geräten konnte im Jahr 2021 kompensiert werden.

Mindestens 38 Monate vor der Umstellung muss die Umstellung dem Kunden vom Fernleitungsnetzbetreiber angekündigt werden. Wo möglich, sollte für die optimale Abstimmung zwischen allen Beteiligten und zur Umsetzung eventuell notwendiger technischer Ausbauten eine längere Frist gewählt werden.

Bei der Umstellung von sehr großen Netzen können Netzteile als Pilotumstellungsbereiche ausgewiesen werden. Diese im Vorfeld umgestellten Pilotumstellungsbereiche können den Beteiligten mehr Sicherheit für den Ablauf der Marktraumumstellung geben.

Eine regelmäßige Abstimmung zwischen Fernleitungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern ist für die Einhaltung von Schaltterminen und die Bereitstellung von Kapazitäten erforderlich. Nach Abschluss des Umstellungskonzepts erfolgt in der Regel die Detailplanung durch die Verteilernetzbetreiber und deren Umstellungsdienstleister. Aus diesen Planungen resultierende Änderungen müssen mit dem Fernleitungsnetzbetreiber abgestimmt werden. Eventuelle geänderte Leistungsbedarfe sollten durch die jeweiligen Verteilernetzbetreiber bei der Abgabe der internen Bestellungen berücksichtigt werden.

Schwankende Gasqualitäten führten bei einigen Verteilernetzbetreibern zu Herausforderungen bei der Umstellung, da Gasverbrauchsgeräte nach der Gasqualitätsumstellung auf einen Referenz-Wobbe-Index eingestellt werden müssen. Durch eine gegebenenfalls automatisierte Datenbereitstellung der Qualitätsparameter Brennwert und Wobbe-Index kann eine Optimierung des Prozesses auf beiden Seiten erreicht werden.

Weiterhin hat sich gezeigt, dass für die reibungslose Abwicklung der Umstellung die Bearbeitung sogenannter „Restanten“ besonders kritisch sein kann. Hierunter sind Abnehmer zu verstehen, die durch den Verteilernetzbetreiber nicht zeitgerecht erreicht werden konnten. Dadurch können Situationen entstehen, bei denen die entsprechenden Geräte bis kurz vor der Schaltung nicht umgestellt oder zum Teil auch noch nicht erhoben werden konnten. Die zeitgerechte Einleitung geeigneter Maßnahmen wie beispielsweise auch Sperrprozesse ist erforderlich, um den vereinbarten Schalttermin halten zu können.

Das Eintreffen des H-Gases wurde bei den bisherigen Schaltungen in den Morgenstunden präferiert. Dies ist begründet durch die speziell in den Industriebetrieben direkt anfallenden Anpassungsarbeiten sowie der Ausnutzung der morgendlichen Absatzspitze, um das H-Gas möglichst schnell in den Verteilernetzen zu verbreiten. Das Eintreffen des H-Gases ist gerade auf längeren Leitungsabschnitten abhängig von unterschiedlichen Parametern (z. B. Leitungsdruck, Abnahme durch die angeschlossenen Netzpunkte mit oder ohne Temperaturabhängigkeit). Das Zeitintervall für die Ankunft des H-Gases konnte in der Vergangenheit auf Basis der durch die Abnehmer prognostizierten Bezüge gut abgeschätzt werden. Im Einzelfall können sich auch längere Intervalle ergeben, oder es kann zu Konstellationen kommen, bei denen die prognostizierten Zeiträume nicht den Präferenzen aller an das Leitungssystem angeschlossener Abnehmer entsprechen.

5.3 Gasimportsituation aus den Niederlanden

In den letzten Jahren sind im Umfeld des Groningen-Feldes vermehrt Erdbeben aufgetreten, die in Zusammenhang mit der Erdgasförderung gesehen werden. Am 08. Januar 2018 sowie am 22. Mai 2019 hatten Erdbeben jeweils mit einer Stärke von 3,4 auf der Richterskala die Region Groningen erschüttert. Insbesondere das Erdbeben im Jahr 2019 hat in den Niederlanden zu einem erheblichen politischen Druck geführt, die Groningen-Produktion schnellstmöglich zu beenden.

Um den Risiken aus der Erdgasförderung Rechnung zu tragen, hat das niederländische Wirtschaftsministerium angekündigt, die reguläre Erdgasförderung im Raum Groningen mit Start des Gaswirtschaftsjahres 2022/2023 einzustellen. Um gleichzeitig die Versorgungssicherheit auch bei Kälteperioden oder Ausfällen der niederländischen Konvertierungsanlagen sicherstellen zu können, wird ein Teil des Groningen-Feldes auch im Anschluss als Kapazitätsreserve mit einer minimalen Produktion aktiv bleiben. Derzeit wird geprüft, zu welchem Zeitpunkt das Groningen-Feld als Kapazitätsreserve komplett geschlossen werden kann. [Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2022a]

Für das Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 hatte das niederländische Wirtschaftsministerium eine Produktionsmenge von 3,9 Mrd. m^3 festgelegt. [Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2021] Im Januar 2022 hat das Ministerium angekündigt, dass diese Produktionsmenge erhöht werden muss, wobei verschiedene Varianten mit Produktionsmengen von bis zu 7,6 Mrd. m^3 auf Basis eines durchschnittlichen Temperaturverlaufes in Betracht gezogen wurden. Als Gründe für die Erhöhung der Produktionsmenge werden eine verzögerte Inbetriebnahme der Konvertierungsanlagen im niederländischen Zuidbroek sowie der erhöhte Mengenbedarf aus Deutschland genannt (vgl. Kapitel 5.5). Die geplante Beendigung der regulären Groningen-Förderung ab dem Gaswirtschaftsjahr 2022/2023 ist nach Angabe des Wirtschaftsministeriums nach wie vor geplant. [Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2022a]

Im März 2022 hat das niederländische Wirtschaftsministerium [Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2022b] konkretisiert, dass die Produktionsmenge in Groningen voraussichtlich nur auf 4,6 Mrd. m^3 erhöht werden muss. Dass die Erhöhung gegenüber den vorherigen Überlegungen reduziert werden konnte, ist auch auf den milden Winter 2021/2022 zurückzuführen, wodurch ein witterungsbedingt geringerer Gasverbrauch unterstellt wurde.

Durch die Erhöhung der erlaubten Produktionsmenge ist gewährleistet, dass der in Kapitel 5.5 unterstellte, gegenüber der vorherigen Planung aus dem Umsetzungsbericht zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 erhöhte Importbedarf aus den Niederlanden auch produktionsseitig abgedeckt ist.

Die Fernleitungsnetzbetreiber stehen in diesem Zusammenhang sowie auch zur Abstimmung der jeweiligen Planungen in den Niederlanden und Deutschland in einem engen Austausch mit GTS. Der Austausch auf internationaler Ebene erfolgt seit 2019 insbesondere auch über die „Task Force Monitoring L-Gas Market Conversion“, die auf Initiative des niederländischen Wirtschaftsministeriums etabliert wurde. Im Rahmen der oben genannten Task Force wird unter Federführung der jeweiligen Wirtschaftsministerien aus den Niederlanden, Belgien, Frankreich und Deutschland halbjährlich ein Bericht erstellt, um gegenüber dem niederländischen Parlament unter anderem zu den Maßnahmen zur Reduktion des L-Gas-Absatzes bzw. der L-Gas-Förderung zu berichten. Der fünfte Bericht der Task Force wurde im März 2022 veröffentlicht. [Ministry of Economic Affairs and Climate Policy 2022] Die Task Force bietet eine ideale Plattform, um harmonisierte Planungsannahmen mit hoher Transparenz zu gewährleisten. Somit wird sichergestellt, dass die in den folgenden Kapiteln aufgezeigten, deutschlandweiten L-Gas-Leistungs- und Mengenbedarfe als integrale Bestandteile in die niederländische Produktionsplanung eingehen.

5.4 L-Gas-Leistungsbilanz 2030

Die L-Gas-Leistungsbilanz stellt dem gemäß aktueller Umstellungsplanung erwarteten L-Gas-Kapazitätsbedarf die zur Verfügung stehenden Einspeiseleistungen gegenüber, die sich aus Produktion, Importen, Speichern und Konvertierung zusammensetzen.

Die einzelnen Positionen der L-Gas-Bilanz 2030 werden im Folgenden näher erläutert.

5.4.1 Inländische Produktion

Die in Tabelle 25 dargestellte Entwicklung der Produktionskapazitäten basiert auf den Angaben des BVEG vom 18. Mai 2021. Die Produktionskapazitäten sind wie in der Vergangenheit durch den BVEG mit einem Sicherheitsabschlag versehen worden.

Im Vergleich zur Prognose des Jahres 2020, die Basis für den Umsetzungsbericht 2021 war, hat sich die Kapazitätsprognose für die Summe der Gebiete Elbe-Weser und Weser-Ems ab dem Jahr 2022 deutlich reduziert (bis zu –17 % je nach Jahr). Die regionalen Auswirkungen dieses signifikanten Rückgangs sind in Kapitel 5.1 beschrieben.

Tabelle 25: Kapazitätsprognose gemäß BVEG

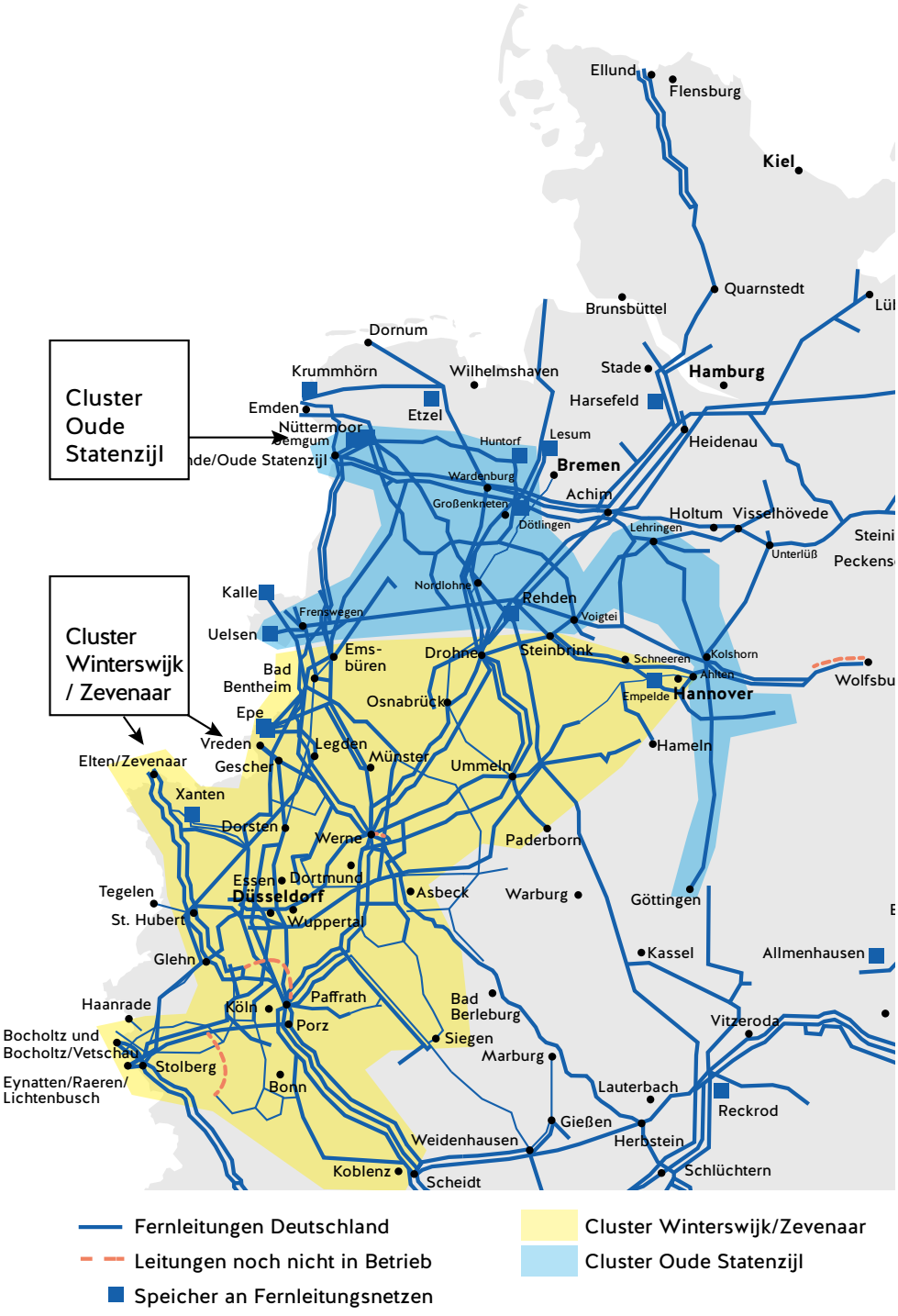
Jahr	Gebiet Elbe-Weser mit Sicherheits-abschlag gem. BVEG 2021	Gebiet Weser-Ems mit Sicherheits-abschlag gem. BVEG 2021	Summe beider Gebiete mit Sicher-heitsabschlag gem. BVEG 2021	Summe beider Gebiete mit Sicher-heitsabschlag gem. BVEG 2021	Summe beider Gebiete mit Sicher-heitsabschlag gem. BVEG 2020	Differenz zwischen BVEG 2021 und 2020
	L-Gas				L-Gas	
	Mio. m³/h			GWh/h	GWh/h	
2021	0,25	0,29	0,54	5,3	6,0	–0,7
2022	0,22	0,27	0,49	4,8	5,6	–0,8
2023	0,23	0,24	0,46	4,5	5,5	–0,9
2024	0,21	0,22	0,43	4,2	4,9	–0,8
2025	0,19	0,19	0,38	3,7	4,4	–0,7
2026	0,18	0,17	0,35	3,4	4,0	–0,6
2027	0,16	0,15	0,31	3,0	3,5	–0,5
2028	0,14	0,14	0,28	2,7	3,1	–0,4
2029	0,13	0,12	0,25	2,4	2,8	–0,3
2030	0,11	0,11	0,22	2,2	2,4	–0,3
2031	0,10	0,09	0,19	1,9	2,0	–0,1
2032	0,09	0,08	0,17	1,7	–	–

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis von [BVEG 2020], [BVEG 2021]

5.4.2 Importe aus den Niederlanden

Den größten Beitrag auf der Einspeiseseite erbringen die Importe aus den Niederlanden, die im Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 mehr als 60 % der L-Gas-Versorgungsleistung darstellen. Dabei ist zwischen den Import-Clustern Oude Statenzijl und Winterswijk/Zevenaar zu unterscheiden (vgl. Abbildung 17).

Abbildung 17: Importpunkte aus den Niederlanden (Stichtag 01. Januar 2022)



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

Ein Teil der Importleistung aus den Niederlanden wird auf deutscher Seite über unterbrechbare Kapazitäten zur Verfügung gestellt, da die im Winter benötigte Importleistung zur Abdeckung des Spitzenbedarfs in Schwachlastfällen im Sommer nicht gesichert transportiert werden kann.

Der Produktionsrückgang in den Niederlanden führt zu einer sukzessiven Reduktion der L-Gas-Exportleistung nach Deutschland. Daher wird in der L-Gas-Leistungsbilanz die Leistung linear abfallend angesetzt.

Die in der Tabelle 26 aufgezeigten Importleistungen sind mit der GTS abgestimmt und gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 und dem Umsetzungsbericht 2021 unverändert.

Tabelle 26: Aufteilung der L-Gas-Importleistung auf die Grenzübergangspunkte

GWJ	Oude Statenzijl	Zevenaar, Winterswijk	Summe
	GWh/h		
2021/2022	7,0	31,2	38,2
2022/2023	7,0	26,4	33,4
2023/2024	7,0	21,6	28,6
2024/2025	7,0	16,9	23,9
2025/2026	7,0	12,1	19,1
2026/2027	3,0	11,3	14,3
2027/2028	2,2	7,3	9,5
2028/2029	2,2	2,6	4,8
2029/2030	0,0	0,1	0,1

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Es ist möglich, Groningen-Gas mit H-Gas zu mischen, um ein L-Gas entsprechend der G260-Spezifikation des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW) mit hohem Brennwert und Wobbe-Index zu erhalten. Operativ wird die Beimischung im Rahmen von Können und Vermögen genutzt. Möglichkeiten zur Beimischung von H-Gas in das L-Gas-System sind in den Niederlanden und im Netz der GUD und GTG Nord vorhanden.

Die Beimischung von H-Gas wird in der L-Gas-Leistungsbilanz auf Grund der unsicheren Verfügbarkeit nicht berücksichtigt.

5.4.3 L-Gas-Speicher

Die in der L-Gas-Bilanz berücksichtigte Ausspeicherleistung der in Tabelle 27 aufgeführten L-Gas-Speicher liegt im Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 bei 17,0 GWh/h.

Hierbei werden die Leistungen in der L-Gas-Bilanz berücksichtigt, die mit dem heutigen L-Gas-Netz transporttechnisch realisierbar sind. Der Speicher Lesum wurde im Jahr 2021 auf H-Gas umgestellt und ist daher nicht mehr in der Tabelle dargestellt. Aufgrund der fortschreitenden L-H-Gas-Umstellung und dem sich daraus ergebenen rückläufigen L-Gas-Bedarf ist die Leistung am Speicher Nüttermoor/Huntorf reduziert worden.

Tabelle 27: Speicherleistungen der L-Gas-Speicher am Fernleitungsnetz

Gaswirtschaftsjahr 2021/2022	Empelde	Epe	Nüttermoor/Huntorf	Summe
In der L-Gas-Bilanz berücksichtigte Leistung	GWh/h			
	1,6	9,0	6,4	17,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Jede darüberhinausgehende Leistungsanforderung würde zu einem Netzausbau im L-Gas-Netz bzw. gegebenenfalls zu einer Umallokation von Leistungen an Grenzübergangs- oder deutschen Produktionspunkten führen. Der hierzu erforderliche Ausbau im L-Gas-Netz wird vor dem Hintergrund der L-H-Gas-Umstellung von den Fernleitungsnetzbetreibern als nicht nachhaltig angesehen.

Die Tabelle 28 zeigt die zeitliche Entwicklung der von den Fernleitungsnetzbetreibern angesetzten Ausspeicherleistungen für die Speicher Empelde, Epe und Nüttermoor/Huntorf.

Tabelle 28: Entwicklung der angesetzten Ausspeicherleistungen der L-Gas-Speicher

GWJ	Empelde	Epe	Nüttermoor/Huntorf	Summe
	GWh/h			
2021/2022	1,6	9,0	6,4	17,0
2022/2023	1,6	9,0	5,0	15,6
2023/2024	1,6	7,0	3,7	12,3
2024/2025	1,6	5,5	1,9	9,0
2025/2026	1,6	5,0	0,2	6,8
2026/2027	1,6	3,5	0,0	5,1
2027/2028	1,6	2,5	0,0	4,1
2028/2029	1,6	2,0	0,0	3,6
2029/2030	0,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Hinsichtlich der Umstellung der L-Gas-Speicher stehen die Fernleitungsnetzbetreiber in einem kontinuierlichen Dialog mit den Speicherbetreibern und der BNetzA.

5.4.4 Konvertierung

Eine weitere Möglichkeit der Kompensation rückläufiger L-Gas-Aufkommen und -Importe ist der Einsatz von technischen Konvertierungsanlagen. Hierbei wird mittels Beimischung von Stickstoff oder Luft in einen H-Gas-Strom L-Gas gemäß dem DVGW Arbeitsblatt G 260 konditioniert.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben für spezielle Netzsituationen eine L-H-Gas-Umstellung und eine Konvertierung gegenübergestellt und in den beiden folgenden Fällen technische Konvertierung zur Darstellung von Ausspeiseleistungen eingeplant:

Konvertierungsanlage Nowega in Rehden
Die Konvertierungsanlage im Netzbereich der Nowega wurde erweitert und verfügt seit dem zweiten Quartal 2021 über eine Gesamtleistung von maximal 2,4 GWh/h.

Konvertierungsanlage Thyssengas in Broichweiden
Die bestehende Konvertierungsanlage verfügt über feste Kapazitäten. Bei Bedarfsspitzen wird dadurch eine gesicherte Einspeisung von 250 MWh/h in ein regionales L-Gas-System möglich, bis auch dieses System im Jahr 2027 auf H-Gas umgestellt wird.

5.4.5 Bedarf an Ausspeiseleistungen

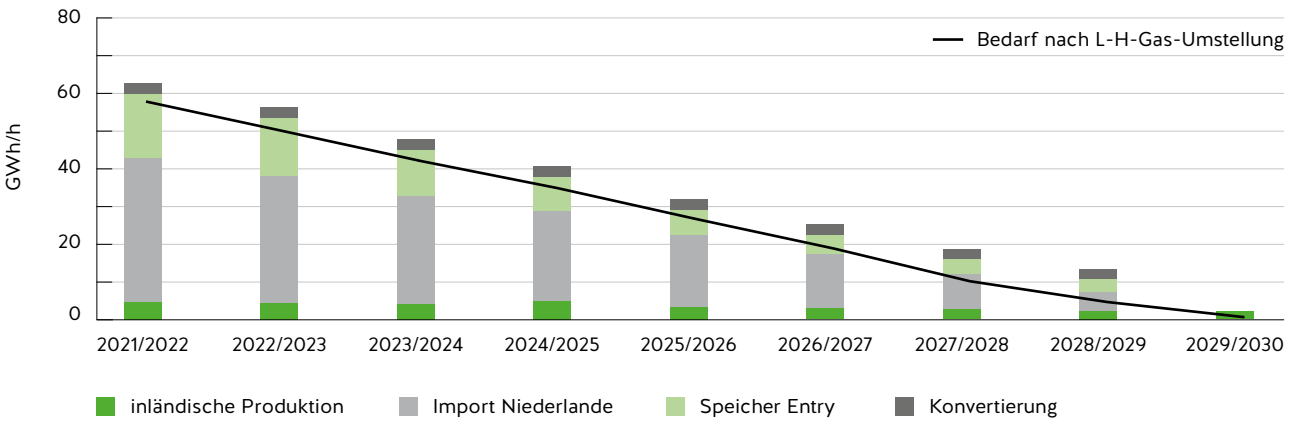
Der Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber entspricht den im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 zugrunde gelegten plausibilisierten Langfristprognosen bzw. internen Bestellungen. Ebenfalls aktualisiert wurde der Kapazitätsbedarf von Industriekunden und Kraftwerken gegenüber dem Umsetzungsbericht 2021.

Im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2021 ergeben sich durch fortgeschrittene Umstellungsplanungen und zeitlich vorgezogene Umstellungen bestimmter Umstellungsbereiche weitere Veränderungen des verbleibenden L-Gas-Bedarfs.

5.4.6 Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz

Die Abbildung 18 und die Tabelle 29 zeigen die deutschlandweite L-Gas-Leistungsbilanz.

Abbildung 18: Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 29: Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz

Gaswirtschaftsjahr	Inländische Produktion	Import Niederlande	Speicher Entry	Konvertierung	Summe Darbietung	L-Gas-Bedarf	L-Gas-Bedarf ohne L-H-Gas-Umstellung
	GWh/h						
2021/2022	4,5	38,2	17,0	2,7	62,3	57,7	57,7
2022/2023	4,3	33,4	15,6	2,7	56,0	50,3	57,6
2023/2024	4,0	28,6	12,3	2,7	47,5	42,2	58,0
2024/2025	3,5	23,9	9,0	2,7	39,1	35,0	57,9
2025/2026	3,2	19,1	6,8	2,7	31,8	26,9	57,5
2026/2027	2,9	14,3	5,1	2,7	24,9	19,0	57,0
2027/2028	2,6	9,5	4,1	2,4	18,6	10,4	57,6
2028/2029	2,3	4,8	3,6	2,4	13,1	4,9	57,6
2029/2030	2,1	0,1	0,0	0,0	2,1	0,1	57,6

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Insgesamt ergeben sich durch die Aktualisierungen der Planungsprämissen im vorliegenden Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 gegenüber den Ergebnissen des Umsetzungsberichtes 2021 lediglich geringe Änderungen der L-Gas-Leistungsbilanz.

5.5 L-Gas-Mengenbilanz

Im vorliegenden Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 wird eine aktualisierte L-Gas-Mengenbilanz aufgestellt, um analog zur Aufstellung der L-Gas-Leistungsbilanz die Entwicklungen seit der Veröffentlichung des Umsetzungsberichts 2021 zu berücksichtigen. Im Fokus stehen dabei die Ergebnisse der Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2020/2021.

Die Fernleitungsnetzbetreiber möchten hierdurch sicherstellen, dass neben der Absicherung der zu erwartenden Leistungsspitzen (Leistungsbilanz) auch die Verfügbarkeit ausreichender L-Gas-Mengen (Mengenbilanz) während des gesamten Zeitraumes der Marktraumumstellung transparent gemacht wird.

Eine Verbrauchsreduktion, wie in den LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten im H-Gas, wurde im L-Gas nicht angesetzt. Daher beziehen sich die im L-Gas-Kapitel dargestellten Ergebnisse auf die Inhalte des von der BNetzA am 20. Januar 2022 bestätigten Szenariorahmens 2022.

5.5.1 Grundsätzliche Vorgehensweise

Im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 wurde die erwartete Bedarfsentwicklung von den Fernleitungsnetzbetreibern im vorliegenden Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 angepasst.

Wie bereits im Szenariorahmen 2022 (Stand Juni 2021) dargestellt (vgl. Konsultationsdokument SR NEP Gas 2022–2032, Kapitel 4.1, Ist-Analyse), war der deutsche Methanverbrauch in den letzten 10 Jahren relativ konstant und ist in den letzten Jahren noch leicht angestiegen, insbesondere durch die gasbasierte Strom- und Wärmeerzeugung. Der unter anderem durch Konjunkturschwankungen beeinflusste Methanverbrauch der Industrie und des GHD-Sektors ist seit dem Jahr 2010 auf relativ konstantem Niveau, während der Methanverbrauch der Haushalte in den letzten Jahren zugenommen hat.

Diese Entwicklungen zeigen, dass die prognostizierten Effizienzgewinne und Verbrauchsrückgänge in der Realität bisher nicht eingetreten sind. Daher dient den Fernleitungsnetzbetreibern als neue Grundlage für die erwartete Mengenentwicklung das im SR NEP Gas 2022–2032 veröffentliche „Szenario I dena-TM95 mit FNB-Anpassung“ (vgl. Konsultationsdokument SR NEP Gas 2022–2032, Seite 42, Abbildung 5). Dieses Szenario zeigt mittelfristig einen leicht ansteigenden Gasbedarf.

Planerisch ergibt sich hierdurch ein zusätzlicher L-Gas-Bedarf gegenüber der vorherigen Prognose aus dem Umsetzungsbericht 2021, da dieser Anstieg in den zuvor unterstellten Szenarien nicht enthalten war. Dort war man noch von einem leicht rückläufigen Gasbedarf ausgegangen (vgl. SR NEP 2020–2030, Seite 51, Tabelle 19).

Unverändert gegenüber den vorherigen Planungsansätzen bleibt die Unterscheidung zwischen einem kalten Jahr und einem durchschnittlichen Jahr, um eine möglichst große Bandbreite der Entwicklung des Mengenbedarfs zu berücksichtigen.

5.5.2 Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2020/2021 und Auswirkungen auf die L-Gas-Mengenbilanz

Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2020/2021

Das Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 war etwas wärmer als ein Durchschnittsjahr. Daher lag der L-Gas-Verbrauch in Deutschland etwas niedriger als angenommen.

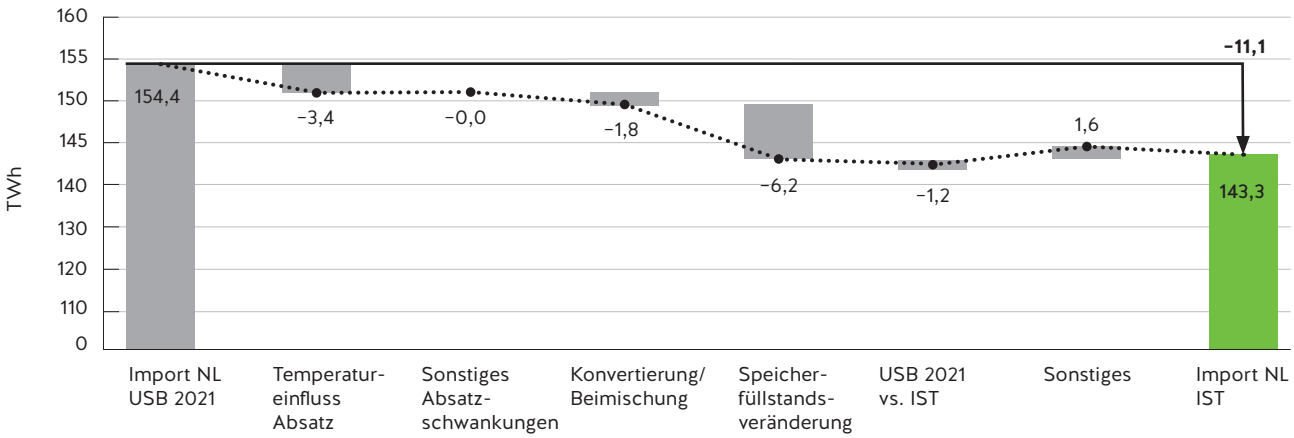
Der L-Gas-Bedarf von Letztverbrauchern betrug 187,5 TWh und lag somit 3,4 TWh unter den Planungsannahmen des Umsetzungsberichts 2021 in Höhe von 190,9 TWh. Umgerechnet auf die Temperaturen des Gaswirtschaftsjahres 2020/2021 beträgt die Planmenge des Umsetzungsberichts 2021 für das Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 187,5 TWh. Somit ist die Abweichung zwischen Planmenge und tatsächlichem Bedarf vollständig auf den Temperatureffekt zurückzuführen.

Der L-Gas-Anteil der deutschen Produktion lag im Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 mit 37,5 TWh rund 1,2 TWh über den Planungsannahmen der Fernleitungsnetzbetreiber in Höhe von 36,3 TWh (unter Berücksichtigung des FNB-Sicherheitsabschlags).

Der Füllstand der Gasspeicher wies zum Stichtag 01. Oktober 2021 einen um 6,2 TWh verringerten Wert verglichen mit der Planungsannahme auf, wovon 2,2 TWh auf die im Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 durchgeführte Umstellung von L-Gas Speichern auf H-Gas entfällt. Die technische Konvertierung von H-Gas zu L-Gas wies einen um 1,8 TWh höheren Wert als angenommen auf.

In Summe führten die oben beschriebenen Effekte dazu, dass die Importe aus den Niederlanden im Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 in Höhe von 143,3 TWh um 11,1 TWh unter den Planungsannahmen in Höhe von 154,4 TWh lagen. Von dieser Differenz sind 6,2 TWh auf den Speichereffekt und 3,4 TWh auf den Temperatureinfluss zurückzuführen. Abbildung 19 zeigt die Einflussfaktoren auf die Importmengen aus den Niederlanden im Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 in grafischer Form.

Abbildung 19: Importmengen aus den Niederlanden, Ist-Flüsse des Gaswirtschaftsjahres 2020/2021 und Planungsannahmen



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Auswirkungen auf die L-Gas-Mengenbilanz

Die im Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 beobachteten Abweichungen der Importmengen zwischen den Plan-Mengen und den Ist-Mengen sind im Wesentlichen auf den Speichersaldo sowie auf den Temperatureinfluss zurückzuführen.

In der Mengenplanung werden die Speicher in Absprache mit GTS als grundsätzlich mengenneutral angesehen, d. h. man geht planerisch davon aus, dass der Füllstand zu Ende und zu Anfang des Gaswirtschaftsjahres identisch ist. Insofern konnte die niederländische Erdgasproduktion bzw. Konvertierung im Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 um 6,2 TWh gegenüber der Planung entlastet werden. Davon sind rund 2,2 TWh ein Sondereffekt aufgrund von Umstellungen deutscher L-Gas Kavernen auf H-Gas, rund 4 TWh betragen die hierum bereinigten Füllstandsveränderungen.

5.5.3 L-Gas-Mengenbilanzen für Deutschland

Die einzelnen Positionen der L-Gas-Mengenbilanzen bis zum Jahr 2030 werden im Folgenden unter Berücksichtigung der Analyseergebnisse des Gaswirtschaftsjahres 2020/2021 näher erläutert.

L-Gas-Bedarf

Durch die einsetzende Marktraumumstellung werden jährlich Teile der L-Gas-Mengen durch H-Gas ersetzt und damit der L-Gas-Bedarf in Summe kontinuierlich reduziert. Der parallel zu berücksichtigende Mengenentwicklung beim Endenergiebedarf (vgl. Kapitel 5.5) wird in zwei unterschiedlichen Varianten unterstellt:

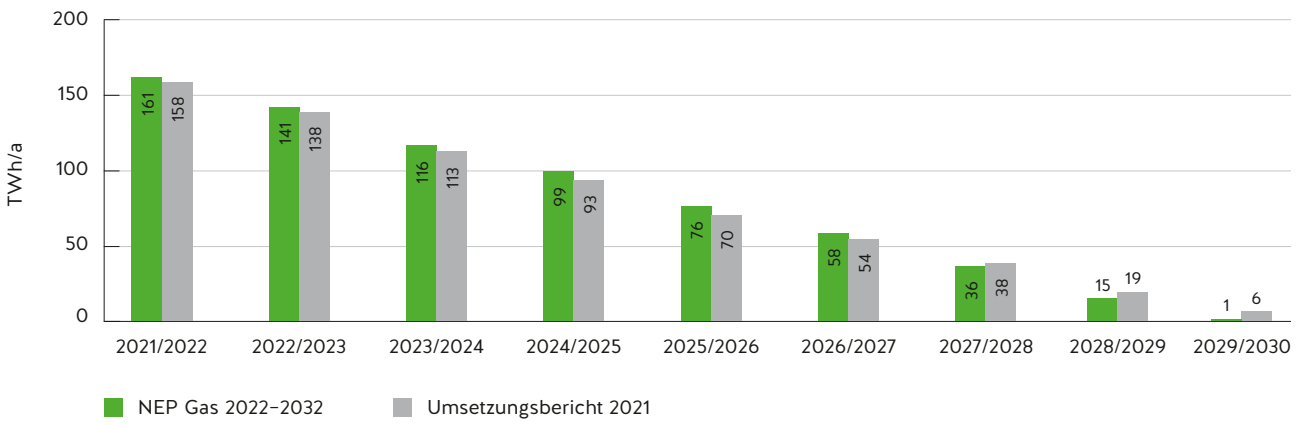
- **Kaltes Jahr**
  In dieser Variante wird als Startwert für das Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 der L-Gas-Mengenbedarf für den Zeitraum April 2012 bis März 2013 angesetzt. Danach erfolgt eine Temperaturbereinigung auf ein kaltes Jahr. Abschließend wird die Mengenentwicklung gemäß Szenario I des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 unterstellt.

- **Durchschnittliches Jahr**
  In dieser Variante wird als Startwert für das Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 der L-Gas-Mengenbedarf für den Zeitraum April 2012 bis März 2013 angesetzt. Danach erfolgt eine Temperaturbereinigung auf den Temperaturdurchschnitt der Jahre 1991 bis 2013. Abschließend wird die Mengenentwicklung gemäß Szenario I des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 unterstellt.

Die Temperaturbereinigung wird mit Hilfe der Gradtagszahlen der entsprechenden Jahre sowie der Gradtagszahl des langjährigen Mittels vorgenommen. Hierzu werden Angaben zu den Gradtagszahlen nach VDI-Richtlinie 3807 herangezogen. Die täglichen Gradtagszahlen geben dabei die Differenz der Tagesmitteltemperaturen zu einer festgelegten mittleren Raumtemperatur von 20,0 °C an. Zur Abschätzung des L-Gas-Verbrauchs in einem kalten Jahr wird die Gradtagszahl des kältesten Jahres seit 1991 verwendet.

Aus der angepassten Bedarfsentwicklung ergeben sich im Vergleich zu den Planungsannahmen des Umsetzungsberichts 2021 die in Abbildung 20 dargestellten Mehrbedarfe von 3–6 TWh p. a.

Abbildung 20: L-Gas Bedarf NEP Gas 2022–2032 vs. Umsetzungsbericht 2021

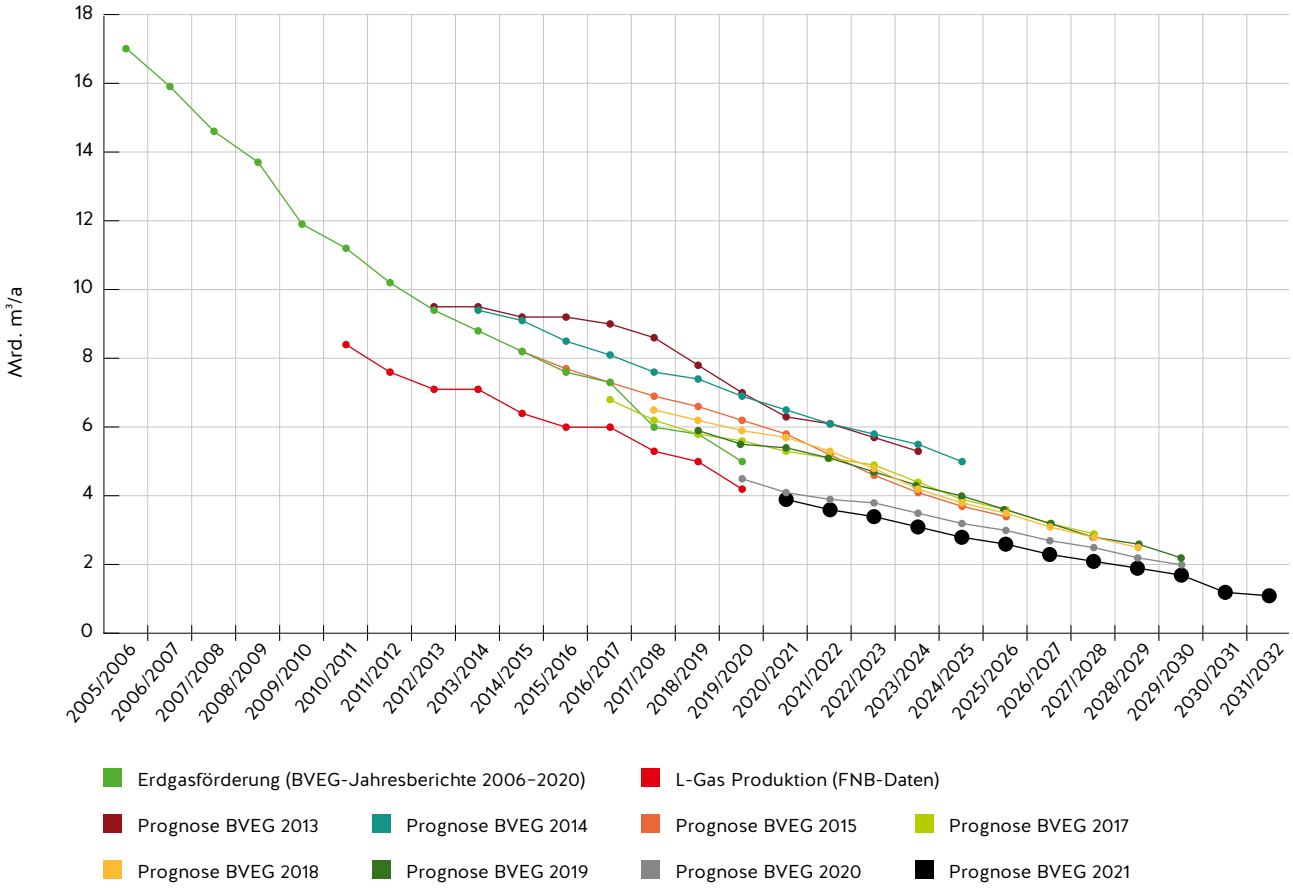


Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Inländische Produktion

Abbildung 21 zeigt die historische und prognostizierte Entwicklung der deutschen Erdgasförderung im Zeitraum 2005/2006 bis 2032/2033.

Abbildung 21: Förderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf der Basis von [BVEG 2007–2021], [BVEG 2021]

Die Produktionsdaten der Jahre 2006 (entspricht dem Gaswirtschaftsjahr 2005/2006) bis 2020 (Gaswirtschaftsjahr 2019/2020) basieren auf den durch den BVEG für die beiden wichtigsten deutschen Förderregionen Elbe-Weser und Weser-Ems [BVEG 2007–2021] veröffentlichten Zahlen. Für die Zeit ab 2021 basieren die Werte auf der Prognose der regionalen Erdgasförderung des BVEG aus dem Mai 2021 [BVEG 2021]. Diese aktuelle Prognose des BVEG zeigt einen signifikanten Rückgang der deutschen L-Gas-Produktion ab dem Jahr 2021, welche die Prognosewerte der letzten Jahre wiederum merklich unterschreitet.

Auf Basis der Produktionszahlen der vergangenen Jahre sehen es die Fernleitungsnetzbetreiber als sachgerecht an, den Sicherheitsabschlag für die deutsche Produktion unverändert zu belassen, so dass unter Berücksichtigung eines Sicherheitspuffers von 10 % bis zum Jahr 2023 90 % der BVEG-Prognose als L-Gas-Anteil der deutschen Produktion in der Mengenbilanz berücksichtigt werden. Danach erfolgt eine schrittweise Erhöhung des Sicherheitspuffers auf 20 % sowie am Ende des Prognosezeitraumes auf 30 %.

Importe aus den Niederlanden

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber haben sich in Abstimmung mit GTS dazu entschieden, auf Basis des im Vergleich zur bisherigen Planung erhöhten L-Gas Bedarfs und der weiter rückläufigen deutschen Produktionsprognose die Importannahmen des Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 zu erhöhen, um eine Unterdeckung der Mengenbilanz zu verhindern.

Der an GTS gemeldete, erhöhte Importbedarf ist zusammen mit dem bisher abgestimmten Importbedarf in Tabelle 30 dargestellt:

Tabelle 30: Importbedarf aus den Niederlanden im NEP Gas 2022–2032 vs. Umsetzungsbericht 2021 für ein kaltes und durchschnittliches Jahr

Gaswirtschaftsjahr	**NEP Gas 2022 Import Niederlande** Kaltes Jahr	**NEP Gas 2022 Import Niederlande** Durchschnittliches Jahr	**USB 2021 Import Niederlande** Kaltes Jahr	**USB 2021 Import Niederlande** Durchschnittliches Jahr	**NEP Gas 2022 vs. USB 2021 Zusatzbedarf Niederlande** Kaltes Jahr	**NEP Gas 2022 vs. USB 2021 Zusatzbedarf Niederlande** Durchschnittliches Jahr
	TWh/a					
2021/2022	142,2	128,3	135,1	121,1	7,1	7,2
2022/2023	122,0	109,8	116,9	104,7	5,1	5,1
2023/2024	100,6	90,6	96,1	85,8	4,5	4,8
2024/2025	84,3	75,8	76,9	68,5	7,4	7,3
2025/2026	61,8	55,3	55,9	51,4	5,9	3,9
2026/2027	43,4	39,4	42,8	39,4	0,6	0,0
2027/2028	29,7	27,3	29,7	27,3	0,0	0,0
2028/2029	11,1	10,2	11,1	10,2	0,0	0,0
2029/2030	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

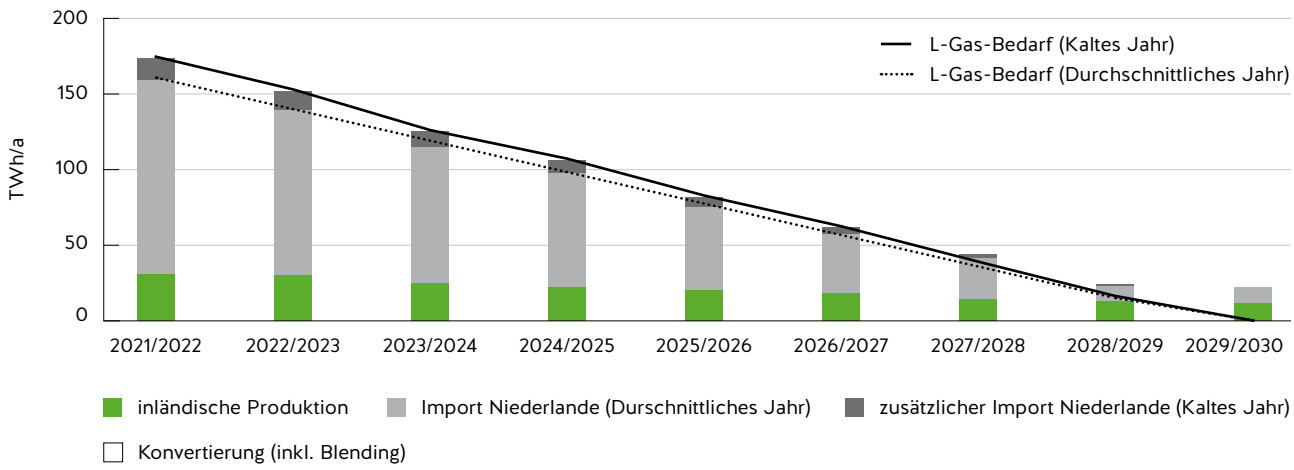
Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz

In der Abbildung 22 und der Tabelle 31 werden die Ergebnisse der deutschlandweiten L-Gas-Mengenbilanz dargestellt. Dabei werden die aktualisierten Bedarfsannahmen der aktuellen Prognose für die inländische Produktion und den aktualisierten Importannahmen aus den Niederlanden gegenübergestellt. Zielsetzung ist eine transparentere Darstellung der Veränderungen der Mengenbilanz, die sich aus der aktualisierten Produktions- und Bedarfsentwicklung ergeben.

Zusätzlich wurden Mengen aus Konvertierung in die Mengenbilanz aufgenommen. Unter diesen Mengen werden sowohl die Beimischung von Stickstoff oder Luft in einen H-Gas-Strom (Konvertierung im eigentlichen Sinne) als auch die Beimischung von H-Gas zu L-Gas (auch bezeichnet als „Blending“) umfasst. Bislang waren diese Mengen auf Grund der nicht gesicherten Verfügbarkeit nicht in der Bilanz berücksichtigt. Auf Basis der Erfahrungswerte der letzten Jahre und vor dem Hintergrund der sich ergebenden Bilanzunterdeckung haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber entschieden, die in Abbildung 22 und Tabelle 31 aufgeführten Konvertierungsmengen in der Mengenbilanz zu berücksichtigen.

Ab dem Gaswirtschaftsjahr 2026/2027 wirkt sich das Vorziehen des Umstellungsbereichs Salzgitter mit rund 110.000 Geräten von 2030 auf 2027 reduzierend auf den Mengenbedarf aus.

Abbildung 22: Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 31: Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz für ein kaltes und durchschnittliches Jahr

Gaswirtschaftsjahr	**L-Gas-Bedarf** Kaltes Jahr	**L-Gas-Bedarf** Durchschnittliches Jahr	**Inländische Produktion**	**Konvertierung** (inkl. Blending)	**Import Niederlande** Kaltes Jahr (Summe)	**Import Niederlande** Kaltes Jahr (Oude Statenzijl)	**Import Niederlande** Durchschnittliches Jahr (Summe)	**Import Niederlande** Durchschnittliches Jahr (Oude Statenzijl)
	TWh/a							
2021/2022	174,6	160,7	31,5	1,0	142,2	45,7	128,3	41,5
2022/2023	153,0	140,8	30,0	1,0	122,0	42,6	109,8	38,8
2023/2024	126,1	116,1	24,5	1,0	100,6	39,9	90,6	36,7
2024/2025	107,2	98,7	21,9	1,0	84,3	38,2	75,8	35,2
2025/2026	82,8	76,3	20,2	0,8	61,8	21,7	55,3	19,2
2026/2027	62,5	57,6	18,3	0,8	43,5	9,2	39,4	8,2
2027/2028	39,1	36,0	14,3	0,5	29,7	7,7	27,3	7,4
2028/2029	16,4	15,1	12,9	0,5	11,1	7,7	10,2	7,4
2029/2030	0,5	0,5	11,7	0,0	0,3	0,0	0,3	0,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.6 Anzahl der jährlichen Geräteanpassungen

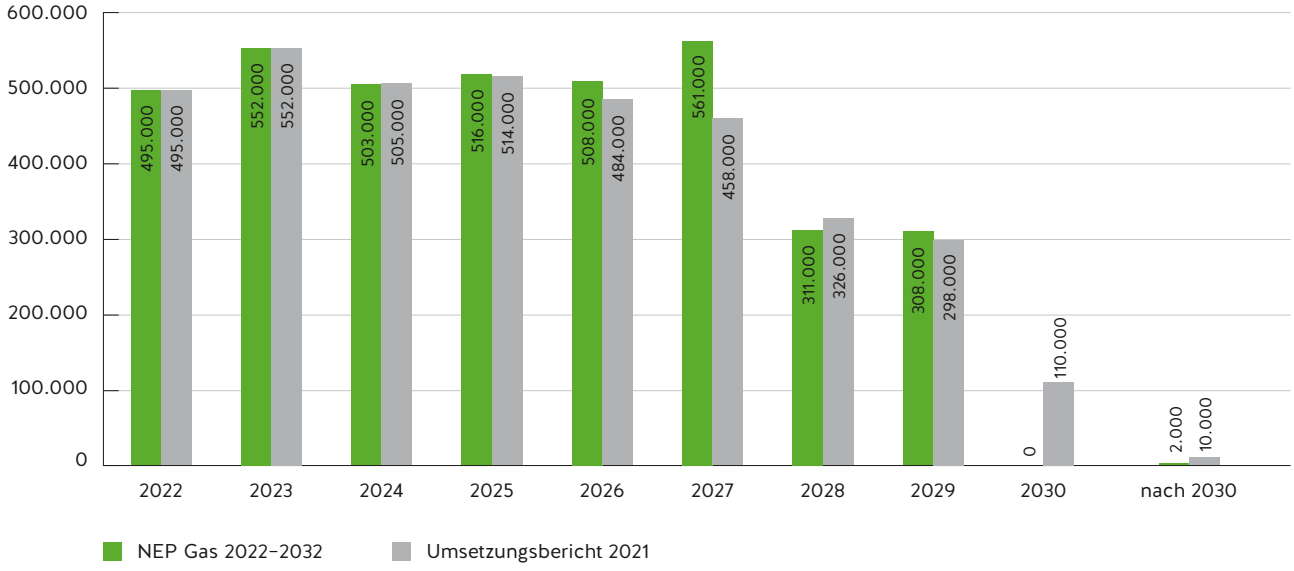
Das Jahr 2022 ist bereits das achte Jahr mit Geräteanpassungen im Zuge der Marktraumumstellung. Bis zum Jahre 2021 wurden die jährlich umzustellenden Gerätezahlen kontinuierlich erhöht. So ist es gelungen die notwendigen Prozesse zu etablieren und qualifizierte Personalressourcen aufzubauen, um in den kommenden Jahren eine hohe Anzahl an Geräteanpassungen abzuwickeln. Im Zuge der Detailplanung der Verteilernetzbetreiber ergaben sich im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2021 bis zum Jahr 2026 keine wesentlichen Veränderungen in der Umstellungsplanung.

Für darauffolgende Jahre wurde es aus bilanziellen Gründen notwendig, Umstellungsbereiche vorzuziehen. Im Jahr 2027 erhöht sich dadurch die Anzahl der umzustellenden Geräte. Dadurch wird ein marktgerechter Rückgang der Gerätezahlen nach 2027 erreicht und Leerlaufphasen für Umstellungsdienstleister vermieden.

Bis in das Jahr 2026 sind die Konzepte zur Durchführung der Marktraumumstellung in den betroffenen Bereichen weitestgehend mit den Verteilernetzbetreibern und Anschlusskunden abgestimmt.

Die Planungen für den Umstellungszeitraum ab 2027 werden weiter vorangetrieben und fortlaufend konkretisiert. In Abbildung 23 wird der Vergleich der anzupassenden Gerätezahlen gegenüber dem Umsetzungsbericht 2021 dargestellt.

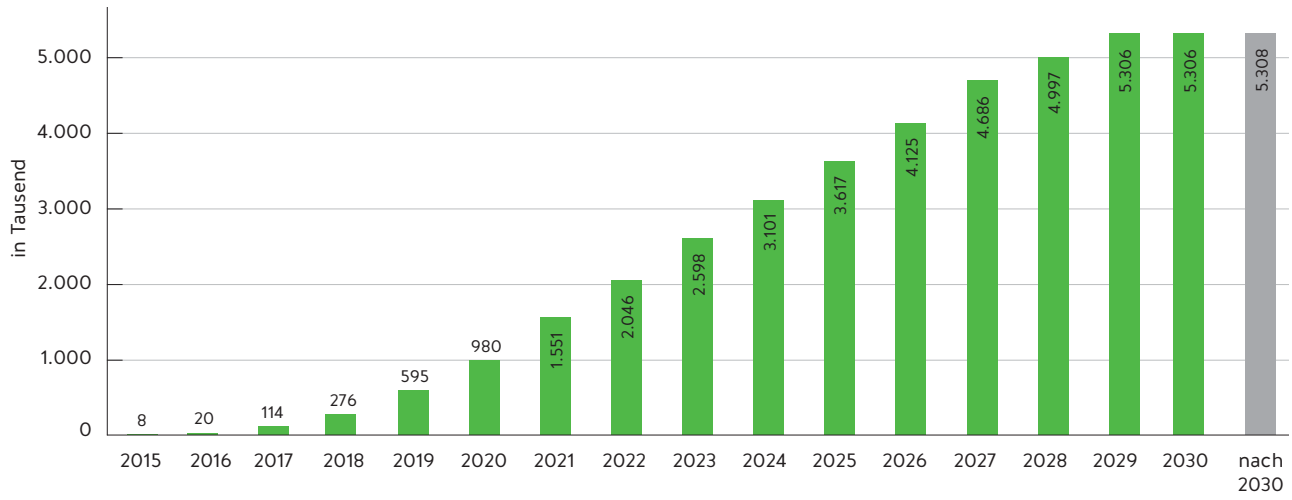
Abbildung 23: Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte pro Jahr in den bis 2030 benannten Umstellungsbereichen



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In Abbildung 24 wird zusätzlich die kumulierte Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte für den Zeitraum der Marktraumumstellung dargestellt.

Abbildung 24: Kumulierte Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte von 2015 bis nach 2030



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.7 Umstellungsbereiche

5.7.1 Festlegung der Umstellungsbereiche

Die Umstellung von Netzbereichen auf eine Versorgung mit H-Gas ist organisatorisch sehr aufwändig und sowohl in Bezug auf die notwendige Anpassung der Verbrauchsgeräte auf die geänderte Gasqualität als auch zur Sicherstellung des H-Gas-Transports mit erheblichen Kosten verbunden. Die Auswahl der Bereiche erfolgte sehr sorgfältig sowie unter Beachtung der Versorgungssicherheit über alle Netzebenen. Dies war und ist auch weiterhin nur durch eine enge Zusammenarbeit mit den Verteilernetzbetreibern zu erreichen. Die beschriebenen Konzepte der Umstellungsbereiche wurden gemeinsam mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern konkretisiert und in Umstellungsfahrplänen verbindlich vereinbart.

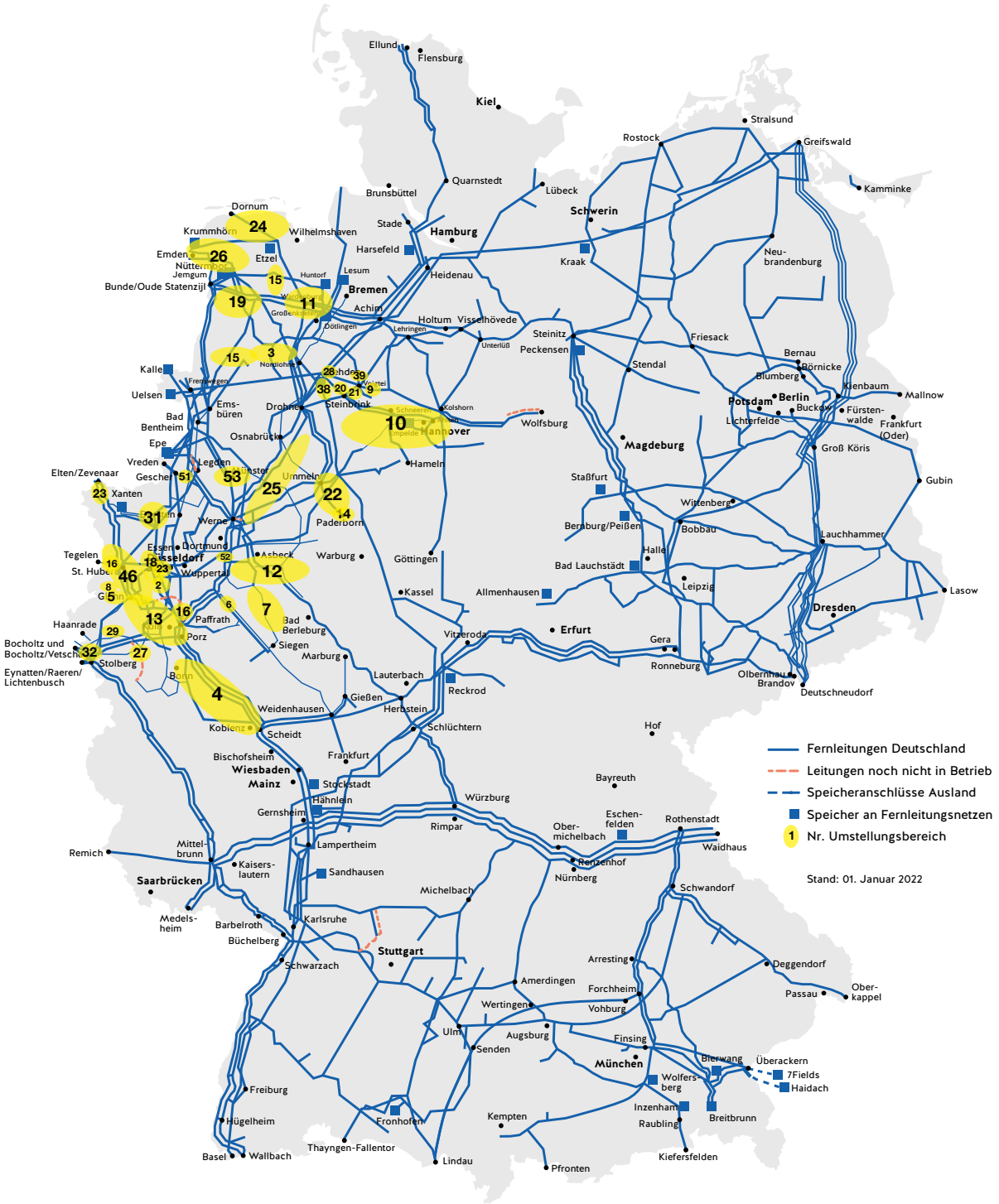
Eine Auflistung aller direkt und indirekt angeschlossenen Verteilernetzbetreiber und deren Zuordnung zu den Umstellungsbereichen befindet sich in der NEP-Gas-Datenbank. Zudem werden Abhängigkeiten verschiedener Umstellungsbereiche bzgl. der Umstellungsreihenfolge, wenn bereits Detailplanungen vorliegen, in der NEP-Gas-Datenbank beschrieben.

Die L-H-Gas-Umstellungsplanung erfolgt in einem kontinuierlichen Prozess, der bis zur vertraglichen Fixierung ständigen Anpassungen unterworfen ist. Für den vorliegenden Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 wurde der Stichtag 01. Oktober 2021 gewählt. Änderungen nach dem 01. Oktober 2021 können daher erst im Rahmen der nächsten L-H-Gas-Umstellungsplanung geprüft und berücksichtigt werden. Mögliche Änderungen, die sich später ergeben haben, sind also nicht Bestandteil der zuvor gezeigten Bilanzen und Auswertungen.

5.7.2 Übersicht der Umstellungsbereiche

Die folgende Abbildung 25 zeigt die Umstellungsbereiche für die Jahre bis 2027. Die Größe der gelb dargestellten Formen steht symbolisch für den Leistungsbedarf des umzustellenden Bereichs.

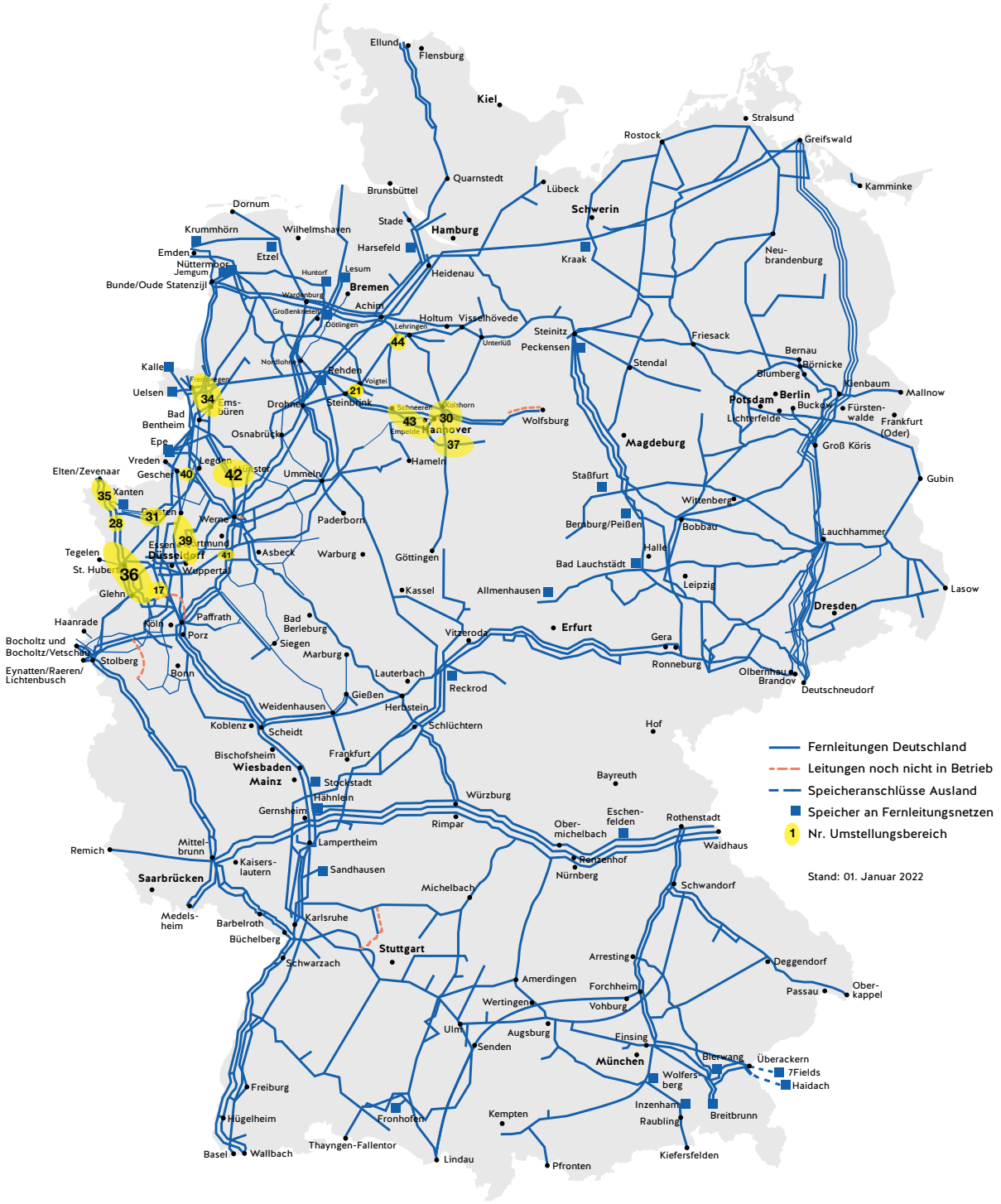
Abbildung 25: L-H-Gas-Umstellungsbereiche bis 2027



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

Die folgende Abbildung 26 zeigt die Umstellungsbereiche für die Jahre 2028 bis 2030.

Abbildung 26: L-H-Gas-Umstellungsbereiche 2028 bis 2030



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

Die folgende Tabelle 32 zeigt eine Übersicht aller Umstellungsbereiche bis zum Jahr 2030. Eine detaillierte Aufstellung der Umstellungsbereiche mit Netzkopplungs- und Netzanschlusspunkten findet sich darüber hinaus in der NEP-Gas-Datenbank. Die indikativen Umstellungszeitpunkte beziehen sich jeweils auf das genannte Kalenderjahr.

Tabelle 32: Übersicht der L-H-Gas-Umstellungsbereiche

Nr.	L-H-Gas-Umstellungsbereich	Fernleitungsnetzbetreiber	Umstellungszeitpunkt NEP Gas 2022–2032
1	Bergisches Land	OGE/Thyssengas	2022
2	Düsseldorf	OGE/Thyssengas	
3	EWE-Zone Teil III	GTG	
4	Mittelrhein	OGE	
5	Mönchengladbach	Thyssengas	
6	Oberbergisches Land	OGE/Thyssengas	
7	Südwestfalen	OGE	
8	Viersen-Meerbusch	OGE/Thyssengas	
4	Mittelrhein	OGE	2023
8	Viersen-Meerbusch	OGE/Thyssengas	
9	Bereich Voigtei	Nowega	
10	Drohne-Ahlten	OGE	
11	EWE-Zone Teil IV	GTG	
12	Hagen-Iserlohn-Ergste	OGE	
13	Köln-Bergisch Gladbach	OGE/Thyssengas	
14	Paderborn	OGE	
1	Bergisches Land	OGE	2024
10	Drohne-Ahlten	OGE	
13	Köln-Dormagen	OGE/Thyssengas	
14	Paderborn	OGE	
15	EWE-Zone Teil V	GTG	
16	Kaldenkirchen	OGE	
17	Rehden-Bassum	Nowega	
10	Drohne – Ahlten	OGE	2025
13	Köln-Dormagen	OGE/Thyssengas	
18	Düsseldorf-Neus	OGE/Thyssengas	
19	EWE-Zone Teil VI	GTG	
20	Bereich Lemförde	Nowega	
21	Petershagen	Nowega	
2	Düsseldorf	OGE/Thyssengas	2026
22	Bielefeld/Paderborn	GUD	
23	Emmerich	Thyssengas	
24	EWE-Zone Teil VII	GTG	
25	Werne-Ummeln-Drohne	OGE	
38	Bereich Rehden-Lengerich	Nowega	

Nr.	L-H-Gas-Umstellungsbereich	Fernleitungsnetzbetreiber	Umstellungszeitpunkt NEP Gas 2022–2032
25	Werne-Ummeln-Drohne	OGE	2027
26	EWE-Zone Teil VIII	GTG	
27	Hürth/Brühl/Bergheim 2	Thyssengas	
28	Kapellen	Thyssengas	
29	Rommerskirchen/Blatzheim	Thyssengas	
29	Rommerskirchen/Kerpen	OGE	
30	Salzgitter III	Nowega	
31	Sonsbeck-Dorsten	OGE	
31	Sonsbeck-Oberhausen	Thyssengas	
32	Weisweiler/Düren	Thyssengas	
33	Zone Westnetz	GTG	
34	Emsland II	Nowega	2028
35	Kalkar/Uedem/Aldekerk	Thyssengas	
36	Krefeld-Langenfeld	OGE/Thyssengas	
37	Salzgitter I	Nowega	
21	Petershagen Messlinger Straße	Nowega	2029
31	Sonsbeck-Dorsten	OGE	
39	Dorsten-Leichlingen	OGE	
40	Gescher	OGE	
41	Hagen	OGE	
42	Münsterland	OGE	
43	Salzgitter II	Nowega	
44	Voigtei (GUD)	GUD	

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.7.3 Veränderte Umstellungsbereiche im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2021

Im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2021 haben sich folgende Änderungen bei den Umstellungsbereichen ergeben:

Tabelle 33: Veränderte Umstellungsbereiche im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2021 (Stichtag 01. Oktober 2021)

Nr.	Veränderter L-H-Gas-Umstellungsbereich	Fernleitungsnetz-betreiber	Umstellungszeitpunkt NEP Gas 2020–2030	Umstellungszeitpunkt USB 2021
25	Werne-Ummeln-Drohne	OGE	2026/2027	2026–2029
38	Bereich Rehden-Lengerich	Nowega	2026	2029
28	Kapellen	Thyssengas	2027	2028
30	Salzgitter III	Nowega	2027	2030
35	Kalkar/Uedem/Aldekerk	Thyssengas	2028	2028
42	Münsterland	OGE	2029	2029
44	Voigtei (GUD)	GUD	2029	2030

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Auf Wunsch eines Verteilernetzbetreibers wurde die Anpassung von Geräten im Raum Münster von den Jahren 2027 und 2028 ins Jahr 2029 verschoben. Die Anpassung der Geräte erfolgt damit nicht mehr im Umstellungsbereich Werne – Ummeln – Drohne, sondern im Umstellungsbereich Münsterland. Der Umstellungsbereich Werne – Ummeln – Drohne 2028 entfällt.

Ein Industriekunde im Umstellungsbereich Werne – Ummeln – Drohne wurde aus dem Jahr 2029 in das Jahr 2026 vorgezogen. Der Umstellungsbereich Werne – Ummeln – Drohne 2029 entfällt. Die gesamte Umstellung des Bereichs Werne – Ummeln – Drohne erfolgt in den Jahren 2026 und 2027.

Im Netzbereich der Nowega wurde die Umstellung des Bereichs Salzgitter III von 2030 nach 2027 vorgezogen, um den aktuellen Entwicklungen im L-Gas-Markt gerecht zu werden. Des Weiteren wurde ein Vorziehen des Bereichs Rehden-Lengerich von 2029 nach 2026 vorgenommen, da die für die Versorgung vorgelagerte, notwendige Infrastruktur der GUD in Reiningen bereits im Jahr 2026 auf H-Gas umgestellt wird.

Zur Aufrechterhaltung von redundanten Versorgungswegen sowie zur Vermeidung einer länger andauernden Trennung von Verteilernetzen erfolgte die Trennung des für 2028 zur Umstellung vorgesehenen Bereichs Hamb/Kapellen/Aldekerk in die Bereiche Kapellen und Kalkar/Uedem/Aldekerk. Der neue Umstellungsbereich Kapellen ist nur zur Umstellung im Jahr 2027 vorgesehen.

Das Vorziehen der Umstellung des Bereiches Voigtei (GUD) in das Jahr 2029 war aufgrund des Vorziehens des Bereiches Salzgitter III der Nowega nötig. Durch diese wird die Umstellung der Nowega-Gebiete bereits im Jahr 2029 beendet, was auch eine Umstellung der gemeinsam von GUD und Nowega betriebenen Infrastruktur bedeutet, die an den Bereich Voigtei (GUD) angeschlossen ist.

5.7.4 Mögliche Veränderungen bei der L-H-Gas-Umstellungsplanung

Die Entwicklung von Konzepten im Rahmen der L-H-Gas-Umstellungsplanung ist bis zum Jahr 2026 sehr weit fortgeschritten und zu einem großen Teil bereits finalisiert.

Für die Jahre 2027 bis 2029 haben die Fernleitungsnetzbetreiber erste Umstellungskonzepte entwickelt. Die Fernleitungsnetzbetreiber befinden sich in ständigem Austausch zur weiteren Detaillierung und Abstimmung von Umstellungskonzepten mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern. Hieraus können sich noch Änderungen in diesen Umstellungsjahren ergeben.

5.8 Verbleibender L-Gas-Markt 2030

Aus den Festlegungen der Umstellungsbereiche bis zum Jahr 2030 resultiert der verbleibende L-Gas-Markt. Der Bereich „im Produktionsbereich/vorgelagert“ der GUD wird direkt aus der umliegenden Produktion versorgt. Die Umstellung dieses Bereichs muss begonnen werden, bevor die Produktion nicht mehr den Leistungsbedarf des nachgelagerten Punktes L157-Visselhövede abdecken kann. GUD, beteiligte Produzenten und der entsprechende Verteilernetzbetreiber sind dazu in engem Austausch. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt steht eine Umstellung des Bereiches im Jahr 2029 im Raum. Die Details müssen noch mit dem Verteilernetzbetreiber erarbeitet werden.

Der Bereich Haanrade stellt ein dem niederländischen Transportsystem nachgelagertes Inselnetz dar. Die Umstellung dieses Bereichs erfolgt in Abhängigkeit des Umstellungskonzeptes der GTS. Da über das Inselnetz keine Verteilernetze versorgt werden, ergeben sich aus dem Umstellungskonzept keine nennenswerten Auswirkungen für die Ressourcenplanung der Geräteanpassung.

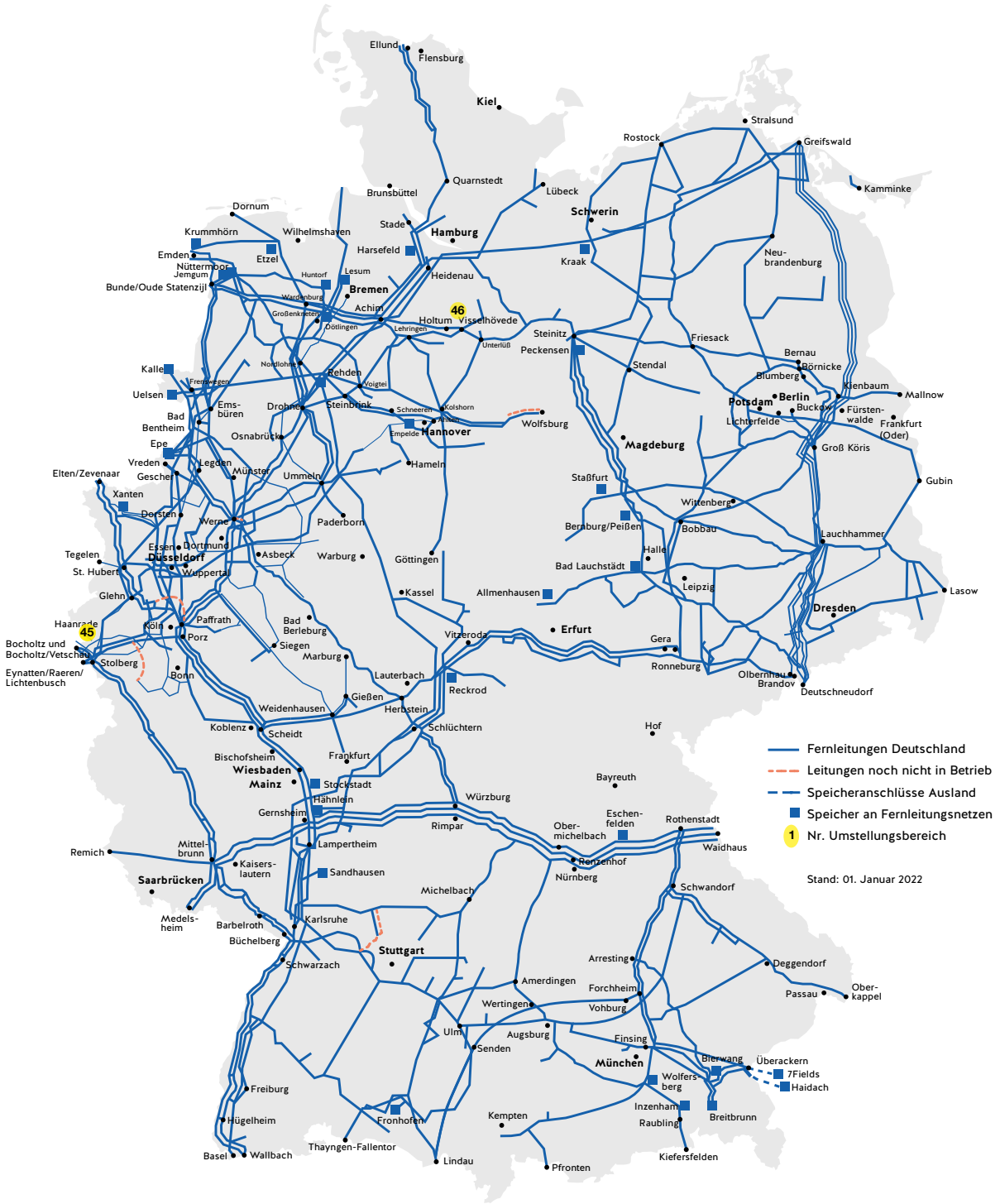
Tabelle 34: Verbleibender L-Gas-Markt nach 2030

Nr.	L-H-Gas-Umstellungsbereich	Fernleitungsnetzbetreiber	Umstellungszeitpunkt NEP Gas 2020–2030
45	Haanrade	Thyssengas	nach 2030
46	im Produktionsbereich/vorgelagert	GUD	

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Der verbleibende L-Gas-Markt nach 2030 ist in Abbildung 27 dargestellt.

Abbildung 27: Verbleibender L-Gas-Markt nach 2030



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

Nach Umstellung aller Umstellungsbereiche kann unter Berücksichtigung der aktuellen BVEG-Prognose nach derzeitigen Erkenntnissen die verbleibende L-Gas-Produktion an entsprechenden Einspeisepunkten ganzjährig weiterhin eingespeist und dem H-Gas beigemischt werden.

5.9 Ableitbarkeit der deutschen Produktion

Nach der aktuellen Planung entwickelt sich der L-Gas-Markt in Deutschland bis 2029 zu einer Versorgungsinsel mit Anschluss an die meisten deutschen Aufkommen. Eine solche Entwicklung des verbleibenden Marktes setzt wiederum voraus, dass durch die Einbindung von Speicher- und Konvertierungskapazitäten eine ausreichende Flexibilität zur Verfügung gestellt werden kann, um zwei Prämissen sicherzustellen:

- Die Versorgungssicherheit der mit L-Gas versorgten Kunden muss weiterhin gewährleistet sein.
- Aus technischen und wirtschaftlichen Gründen sollte eine gleichmäßige Förderung der L-Gas-Aufkommen möglich sein.

Die Aufrechterhaltung des L-Gas-Marktes und damit die Absatzfähigkeit der verbleibenden heimischen Produktionsaufkommen ist sowohl im wirtschaftlichen Interesse der Produzenten als auch im volkswirtschaftlichen Interesse. Es muss allerdings sichergestellt werden, dass für die Aufrechterhaltung des L-Gas-Marktes keine unangemessenen, zusätzlichen oder nicht vertretbaren Kosten auf alle Transportkunden umgelegt werden. Dies würde zum einen zu falschen wirtschaftlichen Anreizen führen und zum anderen den volkswirtschaftlichen Nutzen der Restproduktion aufheben.

Die Förderung der verbleibenden deutschen Produktion muss nach vollständiger Umstellung des Bereichs Salzgitter im Jahr 2029 überwiegend dem H-Gas-System beigemischt werden. Die Fähigkeit des H-Gas-Netzes zur Aufnahme der L-Gas-Produktion unter Einhaltung der Untergrenzen von Brennwert und Wobbe-Index ist zu untersuchen. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden dazu in Zusammenarbeit mit den Produzenten einen Ausblick auf die Zumischbarkeit des verbleibenden L-Gases erstellen.

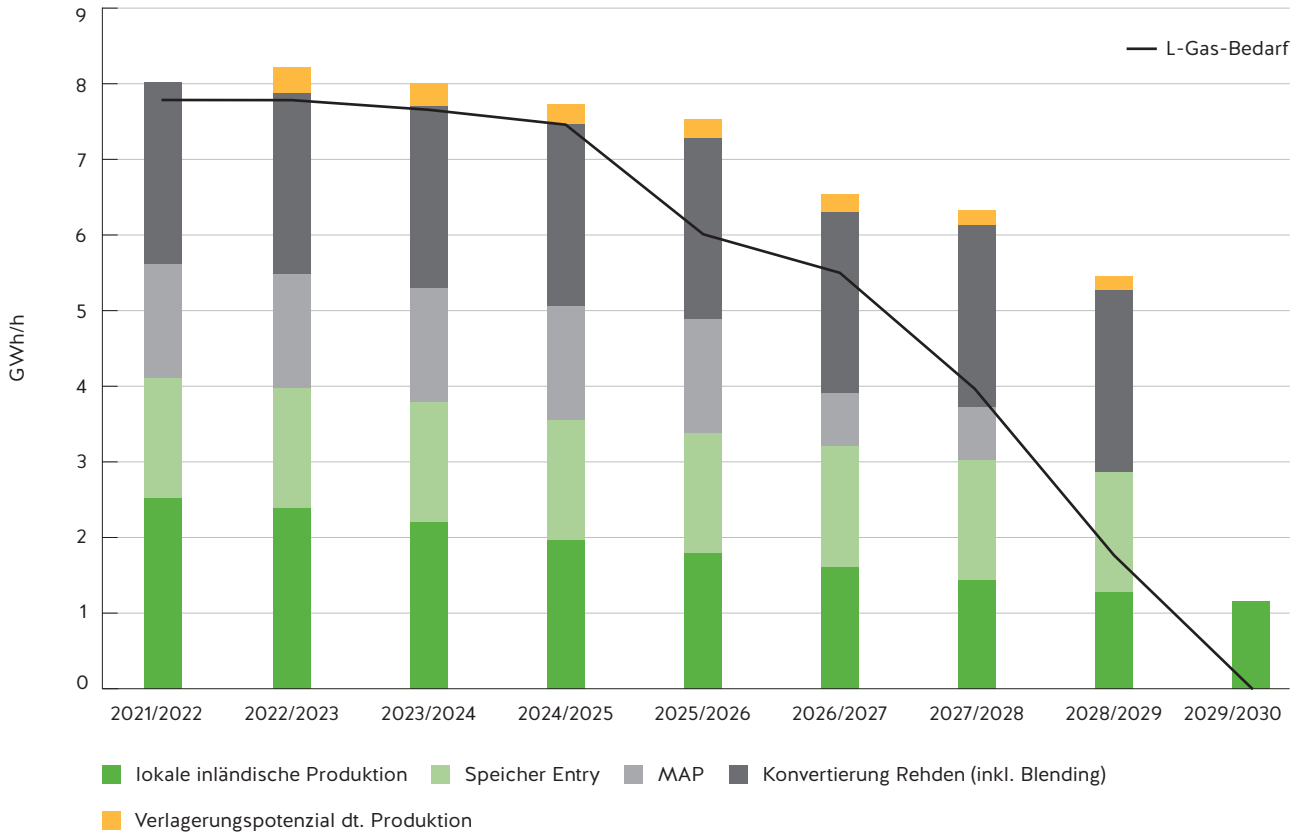
Hier werden gegebenenfalls mögliche saisonale Einschränkungen bei der Ableitbarkeit der regionalen Produktionseinspeisungen auch nach dem Zeitpunkt der Umstellung der betroffenen Punkte auf H-Gas untersucht. Hierbei werden zusätzlich auch lokale Verlagerungspotenziale betrachtet, um ganzjährig eine größtmögliche Nutzbarkeit deutscher Erdgasförderungen im L-Gas zu ermöglichen.

Nach derzeitigen Erkenntnissen kann unter Berücksichtigung der aktuellen BVEG-Prognose und einiger technisch notwendiger Anpassungen auf Bestandsstationen ab dem Jahr 2029 die verbleibende L-Gas-Produktion an entsprechenden Einspeisepunkten ganzjährig weiterhin eingespeist und dem H-Gas beigemischt werden.

5.10 L-Gas-Bilanz Nowega

Im Zuge der aktuellen L-H-Gas-Umstellungsplanung befindet sich der ab 2027 durch die deutsche Produktion zu versorgende L-Gas-Markt zu großen Teilen im Netzgebiet der Nowega. Aufgrund netztopologischer und hydraulischer Restriktionen ist insbesondere in den späteren Jahren der L-H-Gas-Umstellung eine lokale Betrachtung notwendig, da nicht sämtliche L-Gas-Mengen lokal verfügbar sein werden. Hierbei ist hervorzuheben, dass die Anforderungen an die Verlässlichkeit der zur Verfügung stehenden Instrumente zur Deckung des Leistungsbedarfs sehr hoch sind, da die alternative Bereitstellung durch überregionale L-Gas-Regelenergie stark eingeschränkt sein wird.

Abbildung 28: Lokale L-Gas-Leistungsbilanz Nowega



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In der Abbildung 28 werden die Ergebnisse der lokalen L-Gas-Leistungsbilanz der Nowega dargestellt. Dabei werden die aktualisierten Bedarfsannahmen der aktuellen Prognose für die inländische Produktion, den aktualisierten Kapazitäten für Marktgebietsaustauschpunkte sowie den Kapazitäten aus Speicher- und Konvertierungseinrichtungen gegenübergestellt. Zielsetzung ist eine transparentere Darstellung der lokalen Entwicklung des Netzgebietes der Nowega, das große Teile des verbleibenden L-Gas-Marktes enthält. Im Austausch mit den deutschen Produzenten konnten hierbei zusätzliche Verlagerungspotenziale deutscher Produktionsmengen identifiziert werden, die lokal zur Deckung der Bilanz beitragen können.

5.11 Zusammenfassung

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in diesem Kapitel die folgenden Punkte betrachtet:

- Ermittlung und Darstellung der Leistungs- und -Mengenbilanz für L-Gas unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten bis 2030 und Darstellung der Anzahl der pro Jahr von L-Gas auf H-Gas anzupassenden Geräte
- Weiterentwicklung der im Umsetzungsbericht 2021 vorgestellten Umstellungsplanung sowie der Übersicht aller L-Gas-Umstellungsbereiche, wobei eine Anpassung der Umstellungsbereiche vorgenommen wurde, um eine optimierte Auslastung der Ressourcen zu erreichen
- Berücksichtigung der vorliegenden Detailplanungen (Stichtag 01. Oktober 2021) der Verteilernetzbetreiber
- Berücksichtigung der Anzahl der pro Jahr anzupassenden Gasgeräte
- Identifikation konkreter Ausbaumaßnahmen zur Sicherstellung der Versorgung, um rechtzeitig den L-Gas-Rückgang kompensieren zu können
- Fortsetzung der Abstimmungen zur Umstellung von Speichern
- Berücksichtigung des verbleibenden L-Gas-Marktes, der benötigten Strukturierungsinstrumente sowie der Untersuchung zur Beimischung des verbleibenden L-Gas-Produktionsaufkommens

Eine Auflistung aller von der Umstellung betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber sowie eine Zuordnung des jeweiligen Umstellungsjahres ist in der NEP-Gas-Datenbank veröffentlicht.

Entwicklung der H-Gas-Versorgung 6

6 Entwicklung der H-Gas-Versorgung – Versorgungssicherheitsszenarien

Die Rahmenbedingungen für die Netzplanung in Deutschland haben sich in 2022 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- und der LNG-Versorgungssicherheitsvarianten vorgenommen. Die jeweiligen H-Gas-Leistungsbilanzen und -Quellenverteilungen der LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten sind in Kapitel 6.1. dargestellt. Für die LNG-Versorgungssicherheitsvarianten sind die H-Gas-Leistungsbilanzen und -Quellenverteilungen dem Kapitel 6.2 zu entnehmen.

Abschließend wird in Kapitel 6.3 die H-Gas-Leistungsbilanz und -Quellenverteilung der Basisvariante, die auf dem bestätigten Szenariorahmen 2022 beruht, dargestellt.

6.1 Entwicklung der H-Gas Versorgung – LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten

In diesem Kapitel stellen die Fernleitungsnetzbetreiber die weiteren Modellierungsvarianten gemäß Teilneubescheid der BNetzA vom 11. November 2022 zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 vor. Um den geänderten energie- und geopolitischen Umständen angemessen gerecht zu werden, betrachten die Fernleitungsnetzbetreiber drei weitere LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten. Diese werden zusätzlich zu den in Kapitel 6.2 und 6.3 dargestellten Modellierungsvarianten betrachtet.

Mit dem Teilneubescheid der BNetzA wurden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, weitere Netzsimulationen für den vollständigen Ersatz russischer Erdgaseinspeisungen, die auf Deutschland wirken, vorzunehmen und dabei russische Erdgastransite nicht zu berücksichtigen. Zudem soll eine Versorgung von Südosteuropa sowie eine Reduzierung des Gasverbrauchs angesetzt werden.

Der in allen LNGplus-Varianten unterstellte Erdgasverbrauchs- bzw. Leistungsrückgang wurde gemäß der in Kapitel 6.1.1 beschriebenen Vorgehensweise ermittelt.

6.1.1 Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A – Fokus §§ 38/39 GasNZV

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

Berücksichtigung der Ausspeiseleistung

Der H-Gas Bedarf ergibt sich als Summe des Leistungsbedarfs der Ausspeisepunkte (Grenzübergangspunkte, Verteilernetzbetreiber, Industriekunden, Gaskraftwerke), des zusätzlichen H-Gas Bedarfs, der sich durch die L-H-Gas Umstellung ergibt, und des Gasbedarfs für die Konvertierung von H-Gas zu L-Gas.

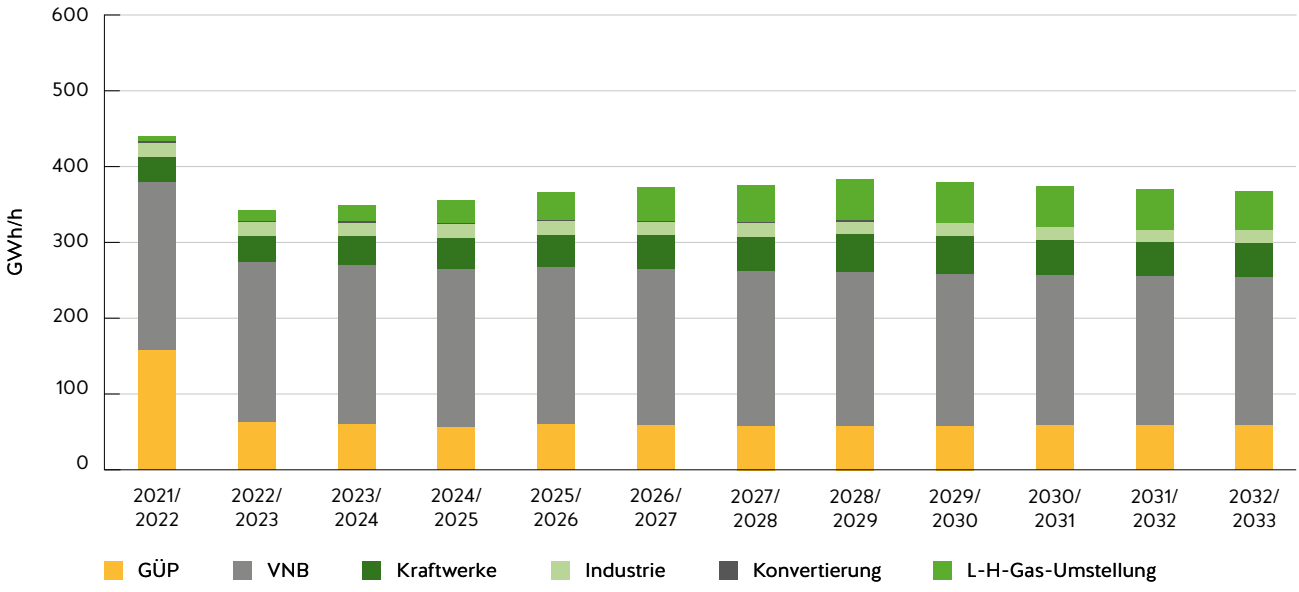
In allen LNGplus-Varianten sind auf der Ausspeiseseite folgende Anpassungen des Leistungsbedarfs gegenüber den in Kapitel 6.2 und 6.3 beschriebenen Annahmen vorgenommen worden (vgl. Kapitel 3.2):

- Für die Sektoren Verteilernetzbetreiber, Industrie sowie für die L-H-Gas-Umstellung ist ein pauschaler Erdgasverbrauchsrückgang von 15 % respektive 9,4 % Leistungsreduktion bis 2032, bezogen auf den Startwert des Gaswirtschaftsjahres 2021/2022, unterstellt worden.
- Die im Rahmen der Marktabfrage WEB ermittelten Substitutionspotenziale aus der Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff wurden leistungsreduzierend in den jeweiligen Kundengruppen Verteilernetzbetreiber, Industrie und Kraftwerke angesetzt, da eine entsprechende Versorgung mit Wasserstoff unterstellt wird.
- Der Kapazitätsbedarf der Kraftwerke ist unverändert, abgesehen von den angesetzten Substitutionen durch Wasserstoff.

- Die Ausspeiseleistungen an den Grenzübergangspunkten wurde um die für Transite aus Russland vorgesehenen Leistungen gekürzt.
- Zur Gewährleistung der Versorgung von Südosteuropa wurde die Ausspeiseleistung nach Tschechien um 23 GWh/h erhöht.

Die sich ergebenden Bedarfsentwicklungen in den LNGplus-Modellierungsvarianten sind in Abbildung 29 und Tabelle 35 dargestellt.

Abbildung 29: Entwicklung des H-Gas-Leistungsbedarfs in den LNGplus-Varianten



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 35: Daten zum H-Gas-Leistungsbedarf in der LNGplus-Varianten

Gaswirtschaftsjahr	GÜP	VNB	Kraftwerke	Industrie	Konvertierung	L-H-Gas-Umstellung	Summe Exit
	GWh/h						
2021/2022	158	224	33	19	2	7	443
2022/2023	61	214	34	19	2	15	345
2023/2024	56	213	38	19	2	22	348
2024/2025	56	211	41	18	2	30	358
2025/2026	59	210	43	18	2	37	368
2026/2027	59	209	44	18	2	46	377
2027/2028	59	207	45	18	1	50	381
2028/2029	59	206	50	17	1	55	388
2029/2030	59	204	49	17	0	54	384
2030/2031	59	201	46	17	0	54	377
2031/2032	59	200	44	17	0	54	374
2032/2033	59	199	44	17	0	53	372

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Durch die Bedarfsanpassungen sinkt der H-Gas-Leistungsbedarf bis zum Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 um 71 GWh/h auf 372 GWh/h gegenüber dem Gaswirtschaftsjahr 2021/2022.

Berücksichtigung der Einspeiseleistungen

Produktion und Speicher

Produktions- und Ausspeicherleistungen/-potenziale werden analog zur Basisvariante und zur LNG-Versorgungssicherheitsvariante angesetzt (vgl. Kapitel 6.3).

Grenzübergangspunkte

Eine Einspeisung von russischen Gasmengen wird nicht angenommen. Dies betrifft sowohl die für die Versorgung von Deutschland als auch die für Transite aus Russland vorgesehenen Leistungen.

LNG

Zum Ausgleich der russischen Gasmengen werden zusätzlich Einspeiseleistungen aus deutschen LNG-Anlagen gemäß den zum Stichtag 30. September 2022 vorliegenden Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüchen nach §§ 38/39 GasNZV in Höhe von 182 GWh/h unterstellt.

H-Gas-Leistungsbilanz für das Modellierungsjahr 2032/2033

Die sich hierdurch ergebende H-Gas-Leistungsbilanz für das Modellierungsjahr 2032/2033 ist in Tabelle 36 dargestellt.

Tabelle 36: Deutschlandweite H-Gas-Leistungsbilanz der LNGplus-Variante A im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033

Gaswirtschaftsjahr 2032/2033	LNGplus-Variante A
	GWh/h
Einspeisung	459
Ausspeisung	372
Überdeckung	**87**

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Auf Grund der hohen LNG-Einspeiseleistung von 182 GWh/h ergibt sich eine bilanzielle Überdeckung von 87 GWh/h.

Da gemäß Vorgabe der BNetzA in Variante A die LNG-Einspeiseleistungen vollständig anzusetzen sind, haben die Fernleitungsnetzbetreiber zum Ausgleich der Bilanz folgende Anpassungen vorgenommen:

- Berücksichtigung von Ausspeiseleistungen zu den Nachbarländern Dänemark, Niederlande, Belgien und Frankreich in Höhe von insgesamt 45 GWh/h, die den heute bestehenden Leistungen entsprechen,
- Reduzierung von GÜP-Einspeiseleistungen um 46 GWh/h, so dass eine Aufspeisung allein durch deutsche LNG-Anlagen und Teilmengen aus den Niederlanden und aus Norwegen berücksichtigt wurden.

Tabelle 37: Deutschlandweite H-Gas-Leistungsbilanz der LNGplus-Variante A im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 nach Anpassung der Bilanzüberdeckung

Gaswirtschaftsjahr 2032/2033	LNGplus-Variante A
	GWh/h
Einspeisung	413
Ausspeisung	417
Zusatzbedarf	**4,4**

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Durch die Anpassung der GÜP-Ein- und Ausspeiseleistungen ergibt sich zusammen mit der H-Gas-Quellenverteilung, die die Zuordnung einiger Kraftwerke zu Zuordnungspunkten zu bayerischen Speichern sowie Grenzübergangspunkten zur Schweiz und Österreich von 4,4 GWh/h vorsieht, eine ausgeglichene Bilanz.

H-Gas-Quellenverteilung für das Modellierungsjahr 2032/2033

Da die H-Gas-Leistungsbilanz gedeckt ist, weist die H-Gas-Quellenverteilung nur noch die Zuordnung einiger Kraftwerke mit Zuordnungspunkten gemäß Tabelle 38.

Tabelle 38: H-Gas-Quellenverteilung für das Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 der LNGplus-Variante A

H-Gas-Quellenverteilung	Modellierungsvariante LNGplus A
	GWh/h
Summe Ausspeisung	–417
Summe Einsspeisung	413
Saldo	**–4,4**
Verteilung des zusätzlichen H-Gas-Bedarf über die H-Gas-Quellenverteilung:	
Summe	**4,4**
– Region Nordost (0 %)	0,0
– Region West/Südwest (40,1 %)	1,8
– Region Süd/Südost (59,9 %)	2,6
Verteilung des zusätzlichen H-Gas-Bedarfs in den Regionen:	
Summe Region Nordost	**0,0**
Summe Region West/Südwest	**1,8**
– davon Kraftwerk Gersteinwerk, Zuordnungspunkt: Eynatten (OGE)	0,8
– davon Kraftwerk Biblis, Zuordnungspunkt: Eynatten (OGE)	1,0
Summe Region Süd/Südost	**2,6**
– davon Kraftwerk KW Leipheim 1+2, Zuordnungspunkt: Überackern, Überackern 2, Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn	1,9
– davon Kraftwerk RDK 4, Zuordnungspunkt: Wallbach (OGE)	0,7

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 39: Zusätzliche Kapazitäten an Grenzübergangspunkten auf Basis der H-Gas-Quellenverteilung der LNGplus-Variante A im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033

Grenzübergangspunkte	Fernleitungsnetzbetreiber	Entry/Exit	Kapazitätsart	LNGplus A: Zusätzliche Kapazitäten 2032/2033 [GWh/h]
Eynatten	OGE	Entry	fDZK	0,8
Eynatten	OGE	Entry	fDZK	1,0
Überackern, Überackern 2	bayernets	Entry	fDZK	1,9
Wallbach	OGE	Entry	fDZK	0,7

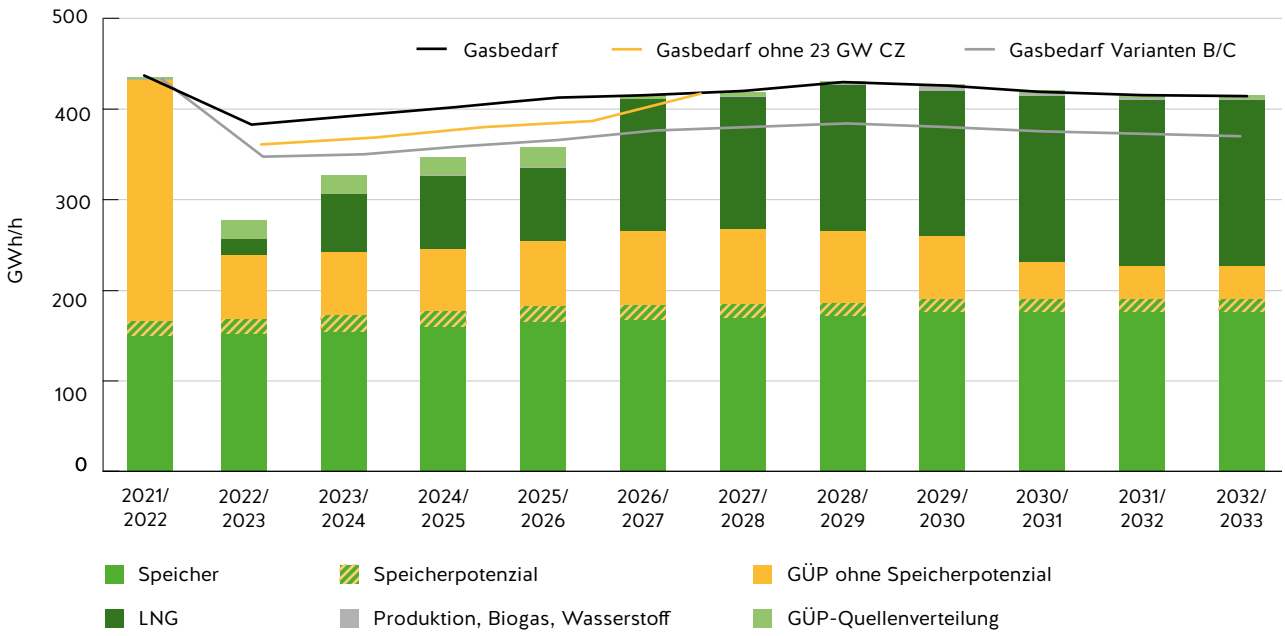
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

H-Gas-Leistungsbilanz und Quellenverteilung bis zum Modellierungsjahr 2032/2033

Zusätzlich zum Modellierungsjahr 2032/2033 haben die Fernleitungsnetzbetreiber Untersuchungen zur bilanziellen Deckung des Kapazitätsbedarfs bis zum Modellierungsjahr 2032/2033 durchgeführt.

Das Ergebnis dieser Prüfungen ist in Abbildung 30 und Tabelle 40 dargestellt.

Abbildung 30: Deutschlandweite H-Gas-Leistungsbilanz der LNGplus-Variante A



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 40: Daten zur deutschlandweiten H-Gas-Leistungsbilanz der LNGplus-Variante A

Gaswirtschaftsjahr	Speicher	Speicherpotenzial	GÜP	LNG	Produktion, Biogas, Wasserstoff	Summe Entry	Summe Exit	Zusatzbedarf	GÜP-Quellenverteilung Entry
	GWh/h								
2021/2022	152	16	266	0	1	434	443	9	2
2022/2023	154	16	71	17	1	258	385	127	20
2023/2024	157	17	70	63	1	308	394	85	20
2024/2025	162	17	69	80	1	329	404	75	20
2025/2026	168	16	73	80	1	337	414	77	21
2026/2027	170	15	82	145	1	412	417	4	4
2027/2028	173	13	84	145	1	416	420	4	4
2028/2029	174	13	81	160	1	428	433	4	4
2029/2030	179	13	70	160	3	424	429	4	4
2030/2031	179	13	42	182	2	418	422	4	4
2031/2032	179	13	38	182	2	414	418	4	4
2032/2033	179	13	37	182	2	413	417	4	4

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die H-Gas-Bilanz ist ab dem Gaswirtschaftsjahr 2026/2027 auf Grund der oben beschriebenen Anpassungen an Grenzübergangspunkten gedeckt. Bis die LNG-Einspeiseleistungen im Gaswirtschaftsjahr 2026/2027 zur Verfügung stehen, ist die H-Gas-Bilanz unterdeckt, sofern auch in den Anfangsjahren Ausspeiseleistungen zu den Nachbarländern Dänemark, Niederlande, Belgien und Frankreich angesetzt werden. Ohne die Ausspeiseleistungen in Höhe von rund 45 GWh/h ist die Bilanz – abgesehen vom Gaswirtschaftsjahr 2022/2023 – nahezu ausgeglichen.

Darüber hinaus wurden für den Ausgleich der Bilanz die bestehenden Einspeiseleistungen an den Grenzübergangspunkten um 46 GWh/h reduziert. Somit zeigt die LNGplus-Variante A, dass zusätzliche Einspeiseleistungen deutscher LNG-Anlagen in Höhe von 182 GWh/h nicht benötigt werden.

6.1.2 Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B – Fokus LNG

In der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B sind vorrangig Einspeiseleistungen deutscher LNG-Anlagen zu berücksichtigen. Die darüber hinaus zur Bedarfsdeckung erforderlichen Leistungen sollen bei westeuropäischen Grenzübergangspunkten angesetzt werden.

Berücksichtigung der Ausspeiseleistungen

In der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B sind auf der Ausspeiseseite die gleichen Anpassungen des Leistungsbedarfs wie in Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A vorgenommen worden.

Die sich ergebenden Bedarfsentwicklungen sind in Abbildung 29 und Tabelle 35 dargestellt.

Berücksichtigung der Einspeiseleistungen

Produktion und Speicher

Produktions- und Ausspeicherleistungen/-potenziale werden analog zur Basisvariante und zur LNG-Versorgungssicherheitsvariante angesetzt (vgl. Kapitel 6.3).

Grenzübergangspunkte

Eine Einspeisung von russischen Gasmengen wird nicht angenommen. Dies betrifft sowohl die für die Versorgung von Deutschland als auch die für Transite aus Russland vorgesehenen Leistungen.

LNG

Zum Ausgleich der russischen Gasmengen werden zusätzlich Einspeiseleistungen aus deutschen LNG-Anlagen unterstellt. Grundlage für den jeweiligen Ansatz der Einspeiseleistungen ist die in Kapitel 3.2.6 dargestellte Clusterbildung auf Basis der vorliegenden LNG-Anfragen sowie die in den jeweiligen Jahren zur Verfügung stehende Transportfähigkeit des Fernleitungsnetzes. Dementsprechend haben die Fernleitungsnetzbetreiber eine Begrenzung der LNG-Anlagenleistung innerhalb der Cluster im Sinne eines effizienten Netzausbaus durchgeführt und für das Modellierungsjahr 2032/2033 eine LNG-Einspeiseleistung von 83 GWh/h angesetzt.

Der zur Deckung der H-Gas-Leistungsbilanz darüber hinaus gehende Leistungsbedarf wird über Grenzübergangspunkte über die H-Gas-Quellenverteilung gedeckt.

H-Gas-Leistungsbilanz für das Modellierungsjahr 2032/2033

Die sich ergebende H-Gas-Leistungsbilanz für das Modellierungsjahr 2032/2033 ist in Tabelle 41 dargestellt.

Tabelle 41: Deutschlandweite H-Gas-Leistungsbilanz der LNGplus-Variante B im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033

Gaswirtschaftsjahr 2032/2033	LNGplus-Variante B
	GWh/h
Einspeisung	359
Ausspeisung	372
Zusatzbedarf	**13,2**

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die bilanzielle Gegenüberstellung der Ein- und Ausspeiseleistungen ergibt für das Modellierungsjahr 2032/2033 einen Zusatzbedarf von 13,2 GWh/h.

H-Gas-Quellenverteilung für das Modellierungsjahr 2032/2033

Der Zusatzbedarf in Höhe von 13,2 GWh/h ist durch den Ansatz zusätzlicher Einspeiseleistungen an Grenzübergangspunkten zu decken.

Dementsprechend haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Möglichkeit zusätzlicher Einspeiseleistungen aus den westeuropäischen Ländern Belgien, Frankreich und Niederlande mit LNG-Anlagen untersucht.

Als Ergebnis der Analysen werden zur Deckung des Zusatzbedarfs Einspeiseleistungen aus Belgien (Grenzübergangspunkt Eynatten/Raeren/Lichtenbusch), Frankreich (Grenzübergangspunkt Medelsheim) und den Niederlanden (Grenzübergangspunkt Bunde/Oude Statenzijl) herangezogen. Darüber hinaus werden einige Kraftwerke mit Zuordnungspunkten zu Speichern sowie Grenzübergangspunkten versehen.

Der sich aus der H-Gas-Leistungsbilanz ergebende Zusatzbedarf wird nach dieser Maßgabe auf die in Tabelle 42 aufgeführten Zuordnungspunkte aufgeteilt.

Tabelle 42: H-Gas-Quellenverteilung für das Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 der LNGplus-Variante B

H-Gas-Quellenverteilung	Modellierungsvariante LNGplus B
	GWh/h
Summe Ausspeisung	–372
Summe Einspeisung	359
Saldo	**–13,2**
Verteilung des zusätzlichen H-Gas-Bedarfs über die H-Gas-Quellenverteilung:	
Summe	**13,2**
– Region Nordost (0 %)	0,0
– Region West/Südwest (80 %)	10,6
– Region Süd/Südost (20 %)	2,6
Verteilung des zusätzlichen H-Gas-Bedarfs in den Regionen:	
Summe Region Nordost	**0,0**
Summe Region West/Südwest	**10,6**
– davon Kraftwerk Gersteinwerk, Zuordnungspunkt: Eynatten (OGE)	0,8
– davon Kraftwerk Biblis: Zuordnungspunkt: Eynatten (OGE)	1,0
– davon Medelsheim	4,2
– davon Bunde/Oude	0,6
– davon Eynatten/Raeren/Lichtenbusch	4,0
Summe Süd/Südost	**2,6**
– davon Kraftwerk KW Leipheim 1+2, Zuordnungspunkt: Überackern, Überackern 2, Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn	1,9
– davon Kraftwerk RDK 4, Zuordnungspunkt: Wallbach (OGE)	0,7

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die in Tabelle 43 genannten Kapazitäten an den Grenzübergangpunkten stellen, abgesehen von den Zuordnungspunkten für Kraftwerke, zusätzliche Kapazitäten gegenüber den in der NEP-Gas-Datenbank enthaltenen Kapazitäten dar.

Tabelle 43: Zusätzliche Kapazitäten an Grenzübergangspunkten auf Basis der H-Gas-Quellenverteilung der LNGplus-Variante B im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033

Grenzübergangspunkt	Fernleitungsnetzbetreiber	Entry/Exit	Kapazitätsart	LNGplus B: Zusätzliche Kapazitäten 2032/2033 [GWh/h]
Bunde/Oude	GASCADE, GUD	Entry	FZK	0,6
Eynatten	OGE	Entry	fDZK	0,8
Eynatten	OGE	Entry	fDZK	1,0
Eynatten/Raeren/Lichtenbusch	Fluxys, OGE, Thyssengas	Entry	FZK	4,0
Medelsheim	GRTD, OGE	Entry	FZK	4,2
Überackern, Überackern 2	bayernets	Entry	fDZK	1,9
Wallbach	OGE	Entry	fDZK	0,7

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

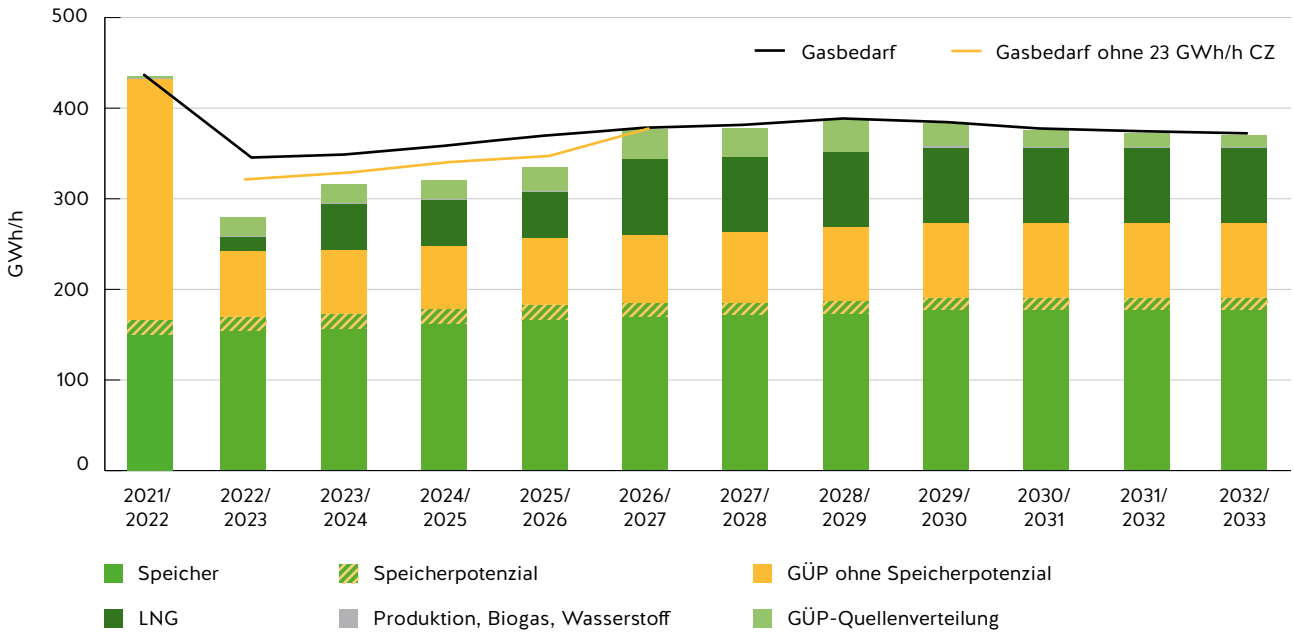
H-Gas-Leistungsbilanz und -Quellenverteilung bis zum Modellierungsjahr 2032/2033

Zusätzlich zum Modellierungsjahr 2032/2033 haben die Fernleitungsnetzbetreiber Untersuchungen zur Deckung des Kapazitätsbedarfs bis zum Modellierungsjahr 2032/2033 durchgeführt.

Hierbei wurde geprüft, ob in den Jahren bis 2032/2033 zusätzliche Leistungen aus den Nachbarländern Belgien, Frankreich und den Niederlanden zur Bilanzdeckung angesetzt werden können.

Das Ergebnis dieser Prüfungen ist in Abbildung 31 und Tabelle 44 dargestellt.

Abbildung 31: Deutschlandweite H-Gas-Leistungsbilanz der LNGplus-Variante B



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 44: Daten zur deutschlandweiten H-Gas-Leistungsbilanz der LNGplus-Variante B

Gaswirtschaftsjahr	Speicher	Speicherpotenzial	GÜP	LNG	Produktion, Biogas, Wasserstoff	Summe Entry	Summe Exit	Zusatzbedarf	GÜP-Quellenverteilung Entry
	GWh/h								
2021/2022	152	16	266	0	1	434	443	9	2
2022/2023	154	16	72	16	1	258	345	87	21
2023/2024	157	17	71	51	1	298	348	51	21
2024/2025	162	17	70	51	1	301	358	57	21
2025/2026	168	16	74	51	1	310	368	59	26
2026/2027	170	15	76	83	1	345	377	32	32
2027/2028	173	13	78	83	1	349	381	32	32
2028/2029	174	13	82	83	1	352	388	35	35
2029/2030	179	13	82	83	3	359	384	25	25
2030/2031	179	13	82	83	2	359	377	18	18
2031/2032	179	13	82	83	2	359	374	15	15
2032/2033	179	13	82	83	2	359	372	13	13

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Ab dem Gaswirtschaftsjahr 2026/2027 kann die Bilanz durch zusätzliche Einspeisungen aus den Nachbarländern Belgien, Frankreich und den Niederlanden sowie den dann vollständig zur Verfügung stehenden LNG-Einspeiseleistungen gedeckt werden.

Bis zum Gaswirtschaftsjahr 2025/2026 ist die H-Gas-Leistungsbilanz dagegen deutlich unterdeckt, da die LNG-Einspeiseleistungen sich in der Hochlaufphase befinden. Die Versorgung Südosteuropas mit zusätzlich 23 GWh/h kann daher in den nächsten Jahren bilanziell im Spitzenlastfall nicht gewährleistet werden.

Der Netzausbau wurde für das Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 ermittelt. Dementsprechend können durch die Netzausbaumaßnahmen feste, zusätzliche Kapazitäten in Höhe von rund 83 GWh/h durch deutsche LNG-Anlagen sowie 13 GWh/h an Grenzübergangspunkten zur Verfügung gestellt werden.

Gemäß H-Gas-Leistungsbilanz werden in den Zwischenjahren bis zum Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 teilweise höhere Leistungen benötigt (vgl. Tabelle 44) als im Zieljahr 2032/2033. Diese Leistungen könnten über unterbrechbare Einspeisekapazitäten zur Verfügung gestellt werden.

6.1.3 Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C – Fokus GÜP

In der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C sind vorrangig Einspeiseleistungen westeuropäischer Grenzübergangspunkte zu berücksichtigen. Die darüber hinaus zur Bedarfsdeckung erforderlichen Leistungen sollen bei deutschen LNG-Anlagen angesetzt werden.

Berücksichtigung der Ausspeiseleistungen

In der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C sind auf der Ausspeiseseite die gleichen Anpassungen des Leistungsbedarfs wie in der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B vorgenommen worden.

Die sich ergebenden Bedarfsentwicklungen entsprechen daher den in Abbildung 29 und Tabelle 35 dargestellten Ergebnissen.

Berücksichtigung der Einspeiseleistungen

Produktion und Speicher

Produktions- und Ausspeicherleistungen/-potenziale werden ebenfalls analog zur Basisvariante und zur LNG-Versorgungssicherheitsvariante angesetzt.

Grenzübergangspunkte

Eine Einspeisung von russischen Gasmengen wird nicht angenommen. Dies betrifft sowohl die für die Versorgung von Deutschland als auch die für Transite aus Russland vorgesehenen Leistungen.

Zum Ausgleich der russischen Gasmengen werden vorrangig zusätzlich mögliche Einspeiseleistungen aus westeuropäischen Grenzübergangspunkten unterstellt. Dies vor allem vor dem Hintergrund, dass angrenzende Netzbetreiber aus Belgien, Dänemark, Frankreich und den Niederlanden signalisiert haben, dass zusätzliche Kapazitäten an den an Deutschland grenzenden Grenzübergangspunkten zur Verfügung gestellt werden könnten.

LNG

Zur weiteren Deckung der H-Gas-Leistungsbilanz werden zusätzlich Einspeiseleistungen aus deutschen LNG-Anlagen unterstellt. Grundlage für den jeweiligen Ansatz der Einspeiseleistung ist die in Kapitel 3.2.6 dargestellte Clusterbildung auf Basis der vorliegenden LNG-Anfragen sowie die in den jeweiligen Jahren zur Verfügung stehende Transportfähigkeit des Fernleitungsnetzes.

H-Gas-Leistungsbilanz für das Modellierungsjahr 2032/2033

Die sich ergebende H-Gas-Leistungsbilanz ist in Tabelle 45 dargestellt.

Tabelle 45: Deutschlandweite H-Gas-Leistungsbilanz der LNGplus-Variante C im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033

Gaswirtschaftsjahr 2032/2033	LNGplus-Variante C
	GWh/h
Einspeisung	341
Ausspeisung	372
Zusatzbedarf	**31,3**

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die bilanzielle Gegenüberstellung der Ein- und Ausspeiseleistungen ergibt für das Modellierungsjahr 2032/2033 einen Zusatzbedarf von 31,3 GWh/h.

H-Gas-Quellenverteilung für das Modellierungsjahr 2032/2033

Der sich für das Modellierungsjahr 2032/2033 ergebende Zusatzbedarf in Höhe von 31,3 GWh/h ist durch den Ansatz zusätzlicher Einspeiseleistungen an Grenzübergangspunkten zu decken.

Gemäß den Vorgaben der BNetzA sollen hierzu höhere Einspeiseleistungen an den entsprechenden Grenzübergangspunkten nach Deutschland angenommen werden und der restliche Bedarf durch deutsche LNG-Einspeiseleistungen gedeckt werden.

Dementsprechend haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Möglichkeit zusätzlicher Einspeiseleistungen aus den westeuropäischen Ländern Belgien, Frankreich und Niederlande untersucht.

Als Ergebnis der Analysen werden zur Deckung des Zusatzbedarfs Einspeiseleistungen aus Belgien (Grenzübergangspunkt Eynatten/Raeren/Lichtenbusch), Frankreich (Grenzübergangspunkt Medelsheim), den Niederlanden (Grenzübergangspunkt Bunde/Oude Statenzijl) sowie Dänemark (Grenzübergangspunkt Ellund) herangezogen. Darüber hinaus werden einige Kraftwerke mit Zuordnungspunkten zu Speichern sowie Grenzübergangspunkten versehen.

Der sich aus der H-Gas-Leistungsbilanz ergebende Zusatzbedarf wird nach dieser Maßgabe auf die in Tabelle 46 aufgeführten Zuordnungspunkte aufgeteilt.

Tabelle 46: H-Gas-Leistungsbilanz für das Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 der LNGplus-Variante C

H-Gas-Leistungsbilanz	Modellierungsvariante LNGplus C
	GWh/h
Summe Ausspeisung	–372
Summe Einspeisung	341
Saldo	**–31,3**
Verteilung des zusätzlichen H-Gas-Bedarfs über die H-Gas-Quellenverteilung	
Summe	**31,3**
– Region Nordost (7,3 %)	2,3
– Region West/Südwest (84,2 %)	26,4
– Region Süd/Südost (8,4 %)	2,6
Verteilung des zusätzlichen H-Gas-Bedarfs in den Regionen	
Summe Region Nordost	**2,3**
– davon Ellund	2,3
Summe Region West/Südwest	**26,4**
– davon Kraftwerk Gersteinwerk, Zuordnungspunkt: Eynatten (OGE)	0,8
– davon Kraftwerk Biblis, Zuordnungspunkt: Eynatten (OGE)	1,0
– davon Medelsheim	4,2
– davon Bunde/Oude	12,2
– davon Eynatten/Raeren/Lichtenbusch	8,2
Summe Süd/Südost	**2,6**
– davon Kraftwerk KW Leipheim 1+2, Zuordnungspunkt: Überackern, Überackern 2, Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn	1,9
– davon Kraftwerk RDK 4, Zuordnungspunkt: Wallbach (OGE)	0,7

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die in Tabelle 47 genannten Kapazitäten an den Grenzübergangpunkten stellen, abgesehen von den Zuordnungspunkten für Kraftwerke, zusätzliche Kapazitäten gegenüber den in der NEP-Gas-Datenbank enthaltenen Kapazitäten dar.

Tabelle 47: Zusätzliche Kapazitäten an Grenzübergangspunkten auf Basis der H-Gas-Quellenverteilung der LNGplus-Variante C im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033

Grenzübergangspunkt	Fernleitungsnetzbetreiber	Entry/Exit	Kapazitätsart	LNGplus C: Zusätzliche Kapazitäten 2032/2033 [GWh/h]
Bunde/Oude	GASCADE, GUD	Entry	FZK	12,2
Ellund	GUD	Entry	FZK	2,3
Eynatten	OGE	Entry	fDZK	0,8
Eynatten	OGE	Entry	fDZK	1,0
Eynatten/Raeren/Lichtenbusch	Fluxys, OGE, Thyssengas	Entry	FZK	4,0
Eynatten/Raeren/Lichtenbusch	GASCADE	Entry	FZK	4,2
Medelsheim	GRTD, OGE	Entry	FZK	4,2
Überackern, Überackern 2	bayernets	Entry	fDZK	1,9
Wallbach	OGE	Entry	fDZK	0,7

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

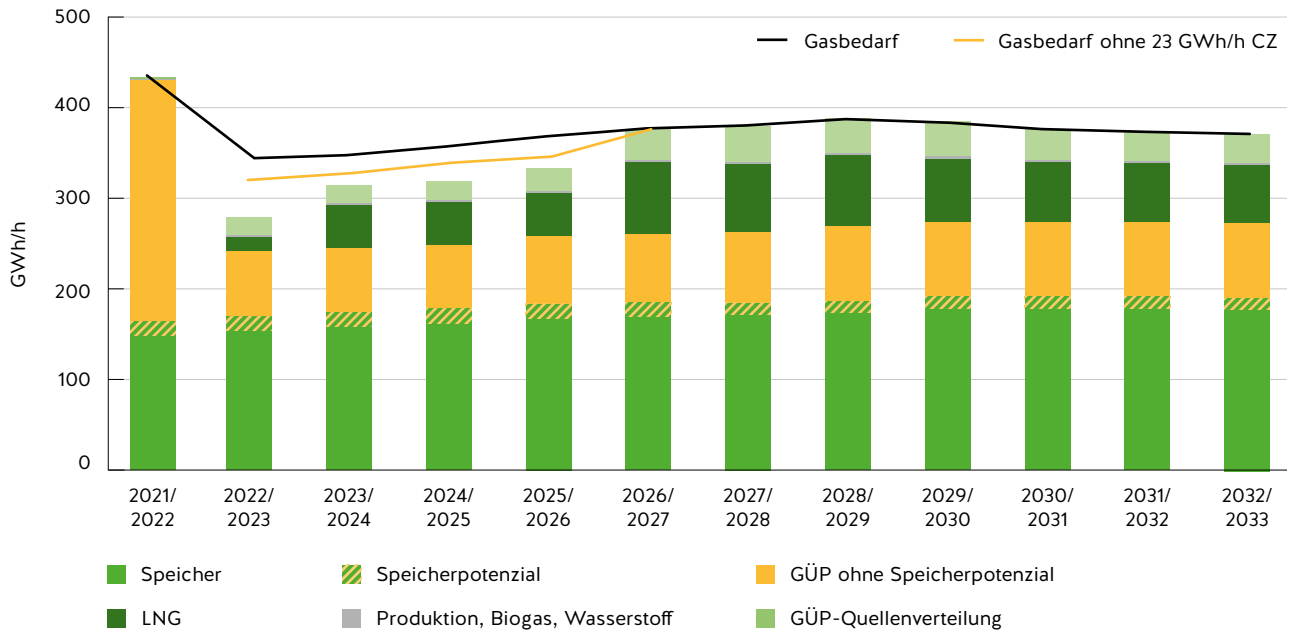
H-Gas-Leistungsbilanz und -Quellenverteilung bis zum Modellierungsjahr 2032/2033

Zusätzlich zum Modellierungsjahr 2032/2033 haben die Fernleitungsnetzbetreiber Untersuchungen zur Deckung des Kapazitätsbedarfs bis zum Modellierungsjahr 2032/2033 durchgeführt.

Hierbei wurde geprüft, ob in den Jahren bis 2032/2033 zusätzliche Kapazitäten aus den Nachbarländern Belgien, Frankreich, Niederlanden und Dänemark sowie zusätzliche LNG-Einspeiseleistungen zur Bilanzdeckung angesetzt werden können.

Das Ergebnis dieser Prüfungen ist in Abbildung 32 und Tabelle 48 dargestellt.

Abbildung 32: Deutschlandweite H-Gas-Leistungsbilanz der LNGplus-Variante C



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 48: Daten zur deutschlandweiten H-Gas-Leistungsbilanz der LNGplus-Variante C

Gaswirtschaftsjahr	Speicher	Speicherpotenzial	GÜP	LNG	Produktion, Biogas, Wasserstoff	Summe Entry	Summe Exit	Zusatzbedarf	GÜP-Quellenverteilung Entry
	GWh/h								
2021/2022	152	16	266	0	1	434	443	9	2
2022/2023	154	16	72	16	1	258	345	87	21
2023/2024	157	17	71	48	1	295	348	54	21
2024/2025	162	17	70	48	1	298	358	60	21
2025/2026	168	16	74	48	1	306	368	62	26
2026/2027	170	15	76	80	1	342	377	35	35
2027/2028	173	13	78	76	1	342	381	39	39
2028/2029	174	13	82	80	1	349	388	39	39
2029/2030	179	13	82	70	3	346	384	38	38
2030/2031	179	13	82	67	2	343	377	34	34
2031/2032	179	13	82	66	2	341	374	32	32
2032/2033	179	13	82	65	2	341	372	31	31

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Ab dem Gaswirtschaftsjahr 2026/2027 kann die Bilanz durch zusätzliche Einspeisungen aus den Nachbarländern Belgien, Frankreich, Niederlande und Dänemark sowie den zur Verfügung stehenden LNG-Einspeiseleistungen gedeckt werden.

Bis zum Gaswirtschaftsjahr 2025/2026 ist die H-Gas-Leistungsbilanz dagegen deutlich unterdeckt, da die LNG-Einspeiseleistungen sich in der Hochlaufphase befinden. Die Versorgung Südosteuropas mit zusätzlich 23 GWh/h kann daher in den nächsten Jahren bilanziell im Spitzenlastfall nicht gewährleistet werden.

Der Netzausbau wurde für das Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 ermittelt. Dementsprechend können durch die Netzausbaumaßnahmen feste, zusätzliche Kapazitäten in Höhe von rund 65 GWh/h durch deutsche LNG-Anlagen sowie 31 GWh/h an Grenzübergangspunkten zur Verfügung gestellt werden.

Gemäß H-Gas-Leistungsbilanz werden in den Zwischenjahren bis zum Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 teilweise höhere Leistungen benötigt (vgl. Tabelle 48) als im Zieljahr 2032/2033. Diese Leistungen könnten über unterbrechbare Einspeisekapazitäten zur Verfügung gestellt werden.

6.2 Entwicklung der H-Gas-Versorgung – LNG-Versorgungssicherheitsvarianten

Dieses Kapitel entspricht bis auf redaktionelle Überarbeitungen dem Kapitel 6.2 aus dem Zwischenstand zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032.

Um die Diversifizierung der deutschen Gasversorgung und deren Unabhängigkeit von einzelnen Quellen oder Transportketten schnellstmöglich voranzutreiben, sind die Fernleitungsnetzbetreiber von der BNetzA im Februar 2022 aufgefordert worden, neben der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032, separat weitere Modellierungsvarianten (LNG-Versorgungssicherheitsvarianten) zu berechnen.

Dieser Aufforderung sind die Fernleitungsnetzbetreiber nachgekommen und stellen im Folgenden die Ergebnisse dar. Zunächst werden in Kapitel 6.2.1 die Einspeiseleistungen durch LNG aufgeführt. Anschließend erfolgt in Kapitel 6.2.2 eine Darstellung der Reduzierung russischer Einspeiseleistungen. Danach werden in Kapitel 6.2.3 die Auswirkungen auf die H-Gas-Bilanz und die H-Gas-Quellenverteilung dargestellt. In Kapitel 6.2.4 folgt die Beschreibung der Berücksichtigung des Zusatzbedarfs.

6.2.1 LNG-Einspeiseleistungen in den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten

Gemäß den Vorgaben der BNetzA und den Ergänzungen der Fernleitungsnetzbetreiber (vgl. Kapitel 3.2.7) soll mit den Varianten untersucht werden, inwieweit mögliche deutsche LNG-Anlagen russische Erdgasimporte substituieren könnten und welche Netzausbaumaßnahmen dies zur Folge hätte. Für die LNG-Versorgungssicherheitsvarianten ergeben sich folgende Einspeiseleistungen.

Tabelle 49: LNG-Einspeiseleistungen in den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033

Gaswirtschaftsjahr 2032/2033	LNG-Variante 1	LNG-Variante 2	LNG-Variante 2.1
	GWh/h		
Brunsbüttel	13,8	13,8	13,8
Rostock	–	10	21,7
Stade	21,7	–	–
Wilhelmshaven	26,0	26,0	26,0
Summe	**61,5**	**49,8**	**61,5**

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

6.2.2 Reduzierung russischer Einspeiseleistungen in den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben gemäß den Vorgaben der BNetzA in den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten 1 und 2.1 die Einspeiseleistungen der Grenzübergangspunkte um 48 GWh/h reduziert. Dies entspricht ungefähr der Hälfte der gesamtrussischen Einspeisungen für den deutschen Markt. In der Versorgungssicherheitsvariante 2 reduziert sich die Einspeiseleistung um 36,3 GWh/h. Die folgende Tabelle zeigt die Verteilung der Reduzierung auf die Grenzübergangspunkte.

Tabelle 50: Reduzierung russischer Einspeiseleistungen in den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033

Gaswirtschaftsjahr 2032/2033	LNG-Variante 1	LNG-Variante 2	LNG-Variante 2.1
	GWh/h		
Lubmin II	13,0	13,0	13,0
Mallnow	23,0	11,3	23,0
Waidhaus	12,0	12,0	12,0
Summe	**48,0**	**36,3**	**48,0**

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

6.2.3 Deutschlandweite H-Gas-Leistungsbilanz

Im Folgenden wird die deutschlandweite H-Gas-Leistungsbilanz der LNG-Versorgungssicherheitsvarianten im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 dargestellt.

Die Nicht-Berücksichtigung der Nord Stream 2 sowie die Berücksichtigung der LNG-Einspeiseleistungen gemäß Kapitel 6.2.1 und die Reduzierung russischer Einspeiseleistungen gemäß Kapitel 6.2.2 ergeben sich eine Einspeiseleistung in Höhe von 429 GWh/h und eine Ausspeiseleistung von 470 GWh/h.

Dementsprechend ist in der H-Gas-Quellenverteilung ein Mehrbedarf in Höhe von rund 41 GWh/h zu berücksichtigen.

Tabelle 51: Deutschlandweite H-Gas-Leistungsbilanz im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 der LNG-Versorgungssicherheitsvarianten

Gaswirtschaftsjahr 2032/2033	LNG-Varianten 1, 2, 2.1
	GWh/h
Entry	429
Exit	470
Zusatzbedarf	**41**

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

6.2.4 H-Gas-Quellenverteilung und Berücksichtigung des Zusatzbedarfs

Der in Kapitel 6.2.3 ermittelte Zusatzbedarf in Höhe von rund 41 GWh/h der H-Gas-Leistungsbilanz in den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten ist durch den Ansatz zusätzlicher Einspeiseleistungen an Grenzübergangspunkten zu decken.

Gemäß den Vorgaben der BNetzA soll hierzu eine maximale Auslastung westeuropäischer LNG-Anlagen und daraus resultierende höhere Einspeiseleistungen an den entsprechenden Grenzübergangspunkten nach Deutschland angenommen werden.

Dementsprechend haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Möglichkeit zusätzlicher Einspeiseleistungen aus den westeuropäischen Ländern Belgien, Frankreich und Niederlande mit LNG-Anlagen untersucht.

Als Ergebnis der Analysen werden zur Deckung des Zusatzbedarfs Einspeiseleistungen aus Belgien (Grenzübergangspunkt Eynatten/Raeren/Lichtenbusch), Frankreich (Grenzübergangspunkt Medelsheim) und den Niederlanden (Grenzübergangspunkt Bunde/Oude Statenzijl) herangezogen. In den LNG-Versorgungssicherheitsvarianten werden damit rund 78 % des Zusatzbedarfs aus der Region West/Südwest gedeckt.

Tabelle 52: H-Gas-Leistungsbilanz für das Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 der LNG-Versorgungssicherheitsvarianten

H-Gas-Leistungsbilanz 2032/2033	LNG-Varianten 1, 2, 2.1
	GWh/h
Verteilung des zusätzlichen H-Gas-Bedarfs über die H-Gas-Quellenverteilung:	
Summe	**40,6**
– Region Nordost (0 %)	0,0
– Region West/Südwest (78 %)	31,7
– Region Süd/Südost (22 %)	8,9
Verteilung des zusätzlichen H-Gas-Bedarfs in den Regionen:	
Summe Region Nordost	**0,0**
Summe Region West/Südwest	**31,7**
– davon Kraftwerk Gersteinwerk, Zuordnungspunkt: Eynatten (OGE)	0,8
– davon Medelsheim	4,5
– davon Bunde/Oude	8,9
– davon Eynatten/Raeren/Lichtenbusch	17,5
Summe Süd/Südost	**8,9**
– davon Kraftwerk KW Leipheim 1+2, Zuordnungspunkt: Überackern, Überackern 2, Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn	1,9
– davon Kraftwerk RDK 4, Zuordnungspunkt: Wallbach (OGE)	0,7
– davon Kraftwerk Biblis, Zuordnungspunkt: Waidhaus (OGE)	1,0
– davon Oberkappel	2,1
– davon Wallbach	3,2

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Bezüglich des Grenzübergangspunktes Medelsheim kommt es durch eine bilanzielle Berücksichtigung einer zusätzlichen Einspeiseleistung in Höhe von 4,5 GWh/h zu einer Reduzierung der Ausspeiseleistung in Richtung Frankreich. Bei den Grenzübergangspunkten Eynatten/Raeren/Lichtenbusch und Bunde/Oude erhöht sich die physische Einspeisung nach Deutschland.

Die in Tabelle 53 genannten Kapazitäten an Grenzübergangpunkten stellen zusätzliche Kapazitäten gegenüber den in der NEP-Gas-Datenbank enthaltenen Kapazitäten dar.

Tabelle 53: Zusätzliche Kapazitäten an Grenzübergangspunkten auf Basis der H-Gas-Quellenverteilung der LNG-Versorgungssicherheitsvarianten im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033

Grenzübergangspunkt	Fernleitungsnetzbetreiber	Einspeisung/ Ausspeisung	Kapazitätsart	LNG-Varianten, zusätzliche Kapazitäten 2032/2033 [GWh/h]
Bunde/Oude	GASCADE, GUD	Einspeisung	FZK	8,9
Eynatten	OGE	Einspeisung	fDZK	0,8
Eynatten/Raeren/Lichtenbusch	Fluxys, OGE, Thyssengas	Einspeisung	unterbrechbar	12,1
Eynatten/Raeren/Lichtenbusch	GASCADE	Einspeisung	FZK	5,4
Medelsheim	GRTD, OGE	Einspeisung	unterbrechbar	4,5
Oberkappel	GRTD, OGE	Einspeisung	unterbrechbar	2,1
Überackern	bayernets	Einspeisung	fDZK	1,9
Waidhaus	OGE	Einspeisung	fDZK	1,0
Wallbach	OGE	Einspeisung	fDZK	0,7
Wallbach	OGE, Fluxys	Einspeisung	unterbrechbar	3,2

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

6.3 Entwicklung der H-Gas-Versorgung in der Basisvariante

Dieses Kapitel entspricht bis auf redaktionelle Überarbeitungen dem Kapitel 6.1 aus dem Zwischenstand zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032.

In diesem Kapitel wird die Basisvariante gemäß der Bestätigung des Szenariorahmens betrachtet. Zunächst wird die H-Gas-Leistungsbilanz dargestellt (vgl. Kapitel 6.3.1 ff). Anschließend erfolgt ein Vergleich der Bedarfe mit der H-Gas-Leistungsbilanz des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 (vgl. Kapitel 6.3.7), die Darstellung der H-Gas-Quellenverteilung (vgl. Kapitel 6.3.8) und es wird die Berücksichtigung des Zusatzbedarfs entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung beschrieben (vgl. Kapitel 6.3.9). Kapitel 6.3.10 zeigt das Ergebnis des Zusatzbedarfs entsprechend der H-Gas Quellenverteilung, bevor in Kapitel 6.3.11 die Ergebnisse dieses Kapitels zusammengefasst werden.

6.3.1 H-Gas-Leistungsbilanz

In der H-Gas-Leistungsbilanz 2032 wird untersucht, ob genügend H-Gas-Leistung zur Verfügung steht, um die erwartete Gasbedarfsentwicklung decken zu können. Hierbei werden die im Spitzenlastfall verfügbaren Einspeiseleistungen, bestehend aus festen Kapazitäten zuzüglich gegebenenfalls unterbrechbarer Kapazitäten, den erwarteten Abnahmen gegenübergestellt.

Im Folgenden sind die wesentlichen Annahmen für die H-Gas-Leistungsbilanz aufgelistet:

- Die H-Gas-Leistungsbilanz betrachtet eine Spitzenlastsituation. Die erforderliche Einspeiseleistung ist durch den Ausspeisebedarf (Spitzenlastbedarf) vorgegeben.
- Die angesetzten Leistungen an den Grenzübergangspunkten orientieren sich an den jeweiligen technisch verfügbaren Kapazitäten.
- Für Speicher wird eine saisonale Beschäftigung angenommen. Im Spitzenlastfall wird eine Auslagerung unterstellt.
- Verteilernetzbetreiber werden mit den plausibilisierten Kapazitäten gemäß der NEP-Gas-Datenbank (Zyklus „2022 – NEP Entwurf“) angesetzt.
- Industriekunden werden mit den Kapazitäten gemäß der NEP-Gas-Datenbank (Zyklus „2022 – NEP Entwurf“) angesetzt.

- Umstellungen von heute noch mit L-Gas versorgten Bereichen auf eine Versorgung mit H-Gas werden entsprechend in die Betrachtung einbezogen.
- Neue Gaskraftwerke werden gemäß Kapitel 3.2.2 berücksichtigt.
- Die LNG-Anlagen werden mit Kapazitäten gemäß NEP-Gas-Datenbank (Zyklus „2022 – NEP Entwurf“) als FZK vollständig angesetzt. Ein Teil der LNG-Anlagenleistung wird an konkurrierenden Grenzübergangspunkten und Speichern reduziert.

6.3.2 Deutschlandweite H-Gas-Leistungsbilanz

Der Leistungsbedarf im H-Gas steigt im Betrachtungszeitraum von 2021/2022 bis 2032/2033 von 443 GWh/h auf 535 GWh/h (vgl. Tabelle 54). Im Wesentlichen ursächlich hierfür sind die L-H-Gas-Umstellung, neue Kraftwerke und der aus Gründen der Versorgungssicherheit von GTS angenommene erhöhte Bedarf in den Niederlanden.

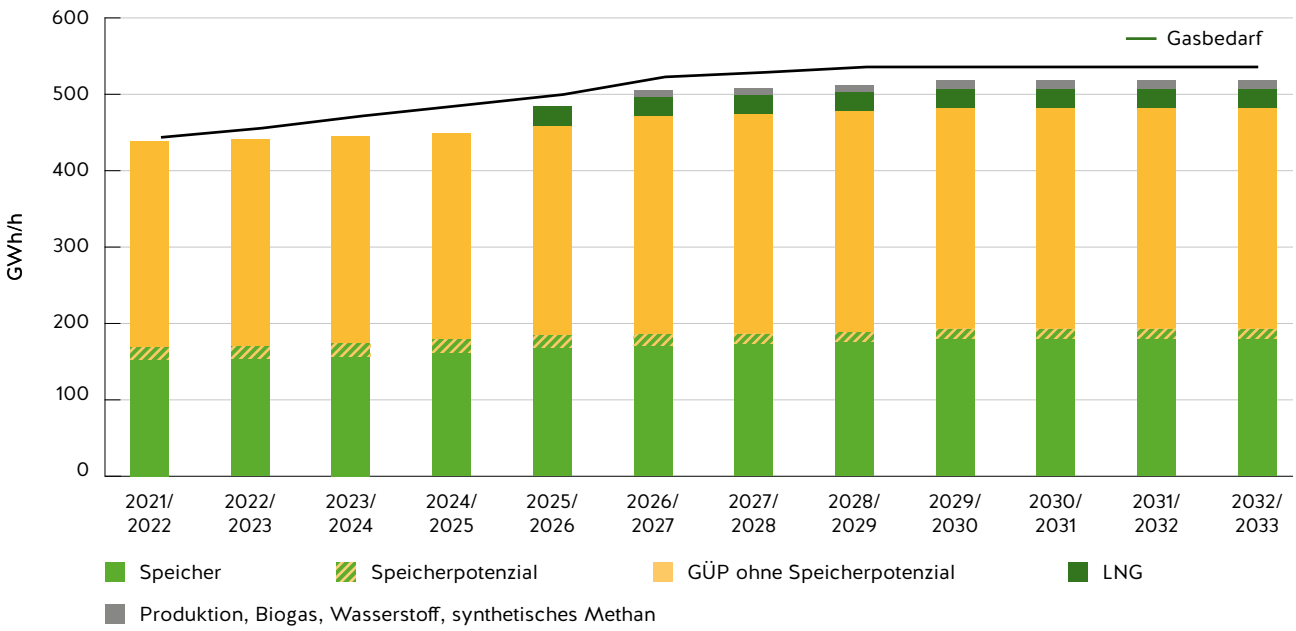
Das H-Gas-Aufkommen steigt im Betrachtungszeitraum von 2021/2022 bis 2032/2033 von 439 GWh/h auf 517 GWh/h (vgl. Tabelle 54). Die hauptsächlichen Gründe hierfür liegen in einer erhöhten Leistungsbereitstellung der Speicher, einer erhöhten Einspeisung an den Grenzübergangspunkten Greifswald und Lubmin II zur Versorgung der Niederlande, neue LNG-Anlagen sowie der Einspeisung von synthetischem Methan.

Insgesamt ergibt sich bilanziell für die Modellierungsjahre 2027/2028 und 2032/2033 ein H-Gas-Zusatzbedarf in Höhe von 20 GWh/h bzw. 18 GWh/h, der entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung, gemäß der in Kapitel 6.3.8 erläuterten Vorgehensweise, auf Grenzübergangspunkte aufgeteilt wird.

Ein Teil der zur Bedarfsdeckung notwendigen Einspeiseleistung kann alternativ von Grenzübergangspunkten oder aus Speichern zur Verfügung gestellt werden („Speicherpotenzial“). Diese zusätzliche Speicherleistung bei Reduzierung der Leistung von Grenzübergangspunkten haben die Fernleitungsnetzbetreiber analog zur Vorgehensweise im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 ermittelt.

Die Produktion inklusive Biogas und synthetischem Methan mit Einspeisungen in das H-Gas-Netz leistet für das Modellierungsjahr 2027/2028 einen Beitrag von 8 GWh/h und für das Modellierungsjahr 2032/2033 einen Beitrag von 11 GWh/h zur Bedarfsdeckung.

Abbildung 33: Deutschlandweite H-Gas-Leistungsbilanz der Basisvariante



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 54: Daten zur deutschlandweiten H-Gas-Leistungsbilanz der Basisvariante

Gaswirtschafts-jahr	Speicher	Speicher-potenzial	Grenzüber-gangspunkte	LNG	Produktion, Biogas, Wasserstoff, synthetisches Methan	Summe Entry	Summe Exit	Zusatz-bedarf
	GWh/h							
2021/2022	152	16	270	0	1	439	443	4
2022/2023	154	16	271	0	1	440	455	15
2023/2024	157	17	270	0	1	445	471	26
2024/2025	162	17	269	0	1	449	485	36
2025/2026	168	16	274	26	1	484	499	15
2026/2027	170	15	285	26	8	505	522	17
2027/2028	173	13	287	26	8	508	528	20
2028/2029	174	13	288	26	9	509	535	26
2029/2030	179	13	288	26	11	516	535	18
2030/2031	179	13	288	26	11	517	535	18
2031/2032	179	13	288	26	11	517	535	18
2032/2033	179	13	288	26	11	517	535	18

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

6.3.3 Berücksichtigung der Grenzübergangspunkte und LNG-Anlagen (Einspeisung)

Zur Deckung des Ausspeisebedarfs setzen die Fernleitungsnetzbetreiber in der H-Gas-Leistungsbilanz zunächst die Bereitstellung der verfügbaren Leistungen an den LNG-Anlagen sowie an den Grenzübergangspunkten an, da angenommen wird, dass deren Einspeiseleistungen von möglichen Speicherfüllstandsrestriktionen unbeeinträchtigt bleibt. Die Speicher werden anschließend unter Berücksichtigung lokaler transporttechnischer Gegebenheiten zur Leistungsdeckung herangezogen. Insgesamt steigt die Leistungsbereitstellung der Grenzübergangspunkte im Betrachtungszeitraum von 286 GWh/h auf 327 GWh/h. Diese Leistungen beinhalten auch die LNG-Anlagen und das Speicherpotenzial.

Die Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigen in der H-Gas-Leistungsbilanz zwei geplante LNG-Anlagen an den Standorten in Brunsbüttel und Stade mit einer Gesamtleistung von 35,5 GWh/h.

Die vorliegenden Kapazitätsausbauansprüche nach § 39 GasNZV werden dabei gemäß dem bestätigten Szenariorahmen planerisch konkurrierend zu entsprechenden Grenzübergangspunkten und Speichern im Netzgebiet der Gasunie Deutschland betrachtet und als FZK angesetzt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass eine gleichzeitige Beschäftigung beider LNG-Anlagen mit voller Leistung und der konkurrierenden Einspeisepunkte an Grenzübergangspunkten und Speichern in einer Spitzenlastsituation im Winter nicht eintritt. Daher wird an den konkurrierenden Einspeisepunkten die zu den LNG-Einspeisepunkten verlagerte Leistung analog zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 bilanziell um in Summe 9,2 GWh/h reduziert. Die in der Spitzenlastsituation angesetzte Einspeiseleistung erhöht sich somit um 26,3 GWh/h.

6.3.4 Berücksichtigung der Speicher (Einspeisung)

Speicher werden in der H-Gas-Leistungsbilanz analog zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 angesetzt. In Summe ergibt sich eine steigende Leistungsbereitstellung der Speicher. Dieser Anstieg resultiert aus der Umstellung von L-Gas-Speichern auf H-Gas sowie eines zusätzlichen Leistungsbeitrages der Bestandsspeicher, die aufgrund des steigenden H-Gas-Bedarfs stärker berücksichtigt werden können.

Analog zur Vorgehensweise im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 haben die Fernleitungsnetzbetreiber das zusätzliche Potenzial der Speicher im Vergleich zu den Grenzübergangspunkten ermittelt. Zur Ableitung dieses Potenzials haben die Fernleitungsnetzbetreiber füllstandsabhängige Speicherdaten für die aktuell an das Fernleitungsnetz angeschlossenen Speicher verwendet.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben dabei für diejenigen Speicher, die in der H-Gas-Leistungsbilanz mit einer geringeren Leistung als der bei 35 % Speicherfüllstand möglichen Ausspeicherleistung angesetzt wurden, untersucht, welcher Leistungsbeitrag zusätzlich aus den entsprechenden Speichern zur Verfügung gestellt werden kann. In diesem Fall wird die Leistungsbereitstellung von kapazitiv konkurrierenden Grenzübergangspunkten entsprechend reduziert.

Als zusätzliches Potenzial bei denjenigen Speichern, die nicht mit mindestens der bei einem Füllstand von 35 % verfügbaren Ausspeicherleistung angesetzt wurden, ergeben sich für das Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 in Summe rund 16 GWh/h und für das Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 rund 13 GWh/h (vgl. Tabelle 55).

Der H-Gas-Leistungsbedarf im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 wird in der H-Gas-Leistungsbilanz damit zu 36 % durch deutsche Speicher gedeckt (192 GWh/h von 535 GWh/h).

6.3.5 Berücksichtigung der deutschen Produktion (Einspeisung)

In den deutschen Förderregionen Elbe-Weser und Weser-Ems liegen mit den Feldern Imbrock, Groothusen, Leer und nach der erfolgten Marktraumumstellung dem Feld Munster auch Aufkommen, die nur in das H Gas-Netz eingespeist werden. Die BVEG-Prognose weist keine Aufteilung auf die einzelnen Aufkommen aus.

Die Produktionsleistung dieser Felder betrug in den letzten Jahren durchschnittlich rund 335 MW. Diese Leistung wurde mit dem gemittelten jährlichen prozentualen Rückgang der BVEG-Prognose fortgeschrieben und entsprechend in der H-Gas-Leistungsbilanz berücksichtigt.

Ab dem Gaswirtschaftsjahr 2029/2030 wird zusätzlich die nach Produktionsprognose verbleibende L Gas Produktion in Höhe von ca. 2,1 GWh/h berücksichtigt. Grund dafür ist die zu diesem Zeitpunkt nahezu vollständig abgeschlossene Marktraumumstellung, wegen der die verbleibende deutsche L-Gas-Produktion dem H-Gas beigemischt werden muss. Auch dieser Wert wird entsprechend der BVEG-Prognose fortgeschrieben.

Die Biogaseinspeisung im H-Gas steigert sich vom Betrachtungszeitraum 2021/2022 bis zum Betrachtungszeitraum 2032/2033 von 380 MW auf 488 MW und wird in der H-Gas Bilanz entsprechend berücksichtigt.

6.3.6 Berücksichtigung des Bedarfs (Ausspeisung)

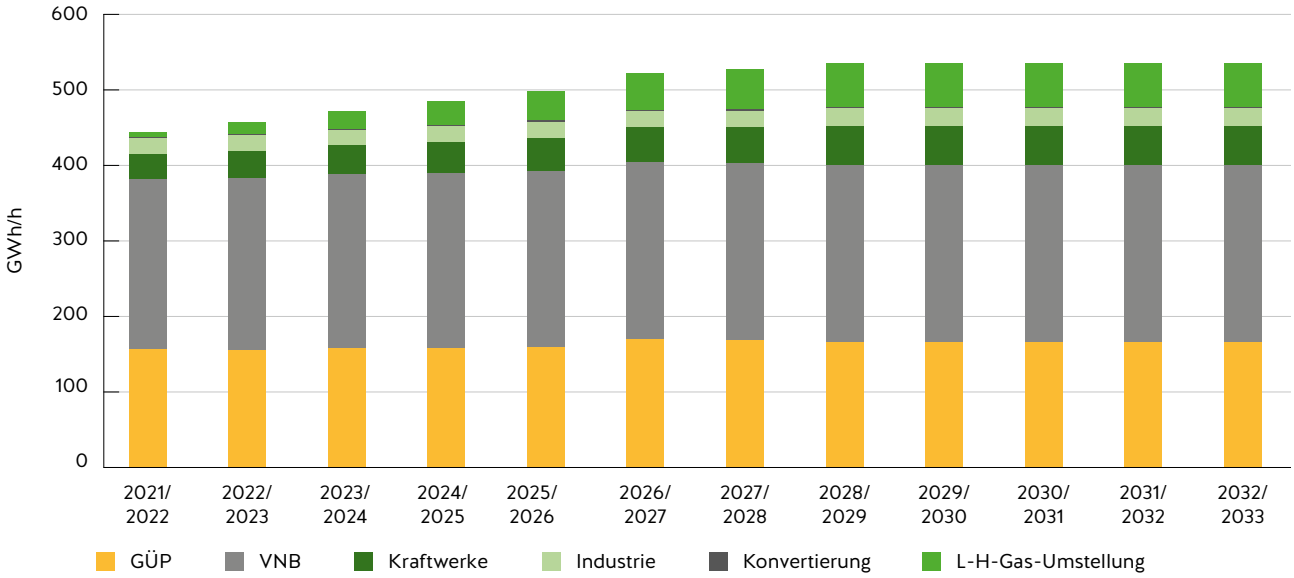
Der H-Gas-Leistungsbedarf ergibt sich als Summe des Kapazitätsbedarfs

- der H-Gas-Ausspeisepunkte (Grenzübergangspunkte, Verteilernetzbetreiber, Industriekunden, Gaskraftwerke),
- des zusätzlichen H-Gas-Leistungsbedarfs, der sich durch die L-H-Gas-Umstellung ergibt, und
- des H-Gas-Leistungsbedarfs für die Konvertierung von H-Gas zu L-Gas.

Im Betrachtungszeitraum steigt der H-Gas-Leistungsbedarf um rund 92 GWh/h von 443 GWh/h im Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 auf 535 GWh/h im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033. Davon entfallen im Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 rund 59 GWh/h auf den zusätzlichen H-Gas-Leistungsbedarf durch die Umstellung (vgl. Tabelle 55). Der zusätzliche Ausspeisebedarf an den Grenzübergangspunkten in Höhe von rund 9 GWh/h bis zum Gaswirtschaftsjahr 2032/2033 ist wesentlich auf den erhöhten Ausspeisebedarf in die Niederlande im Falle einer Spitzenlastsituation zurückzuführen.

Der restliche Zuwachs verteilt sich größtenteils auf die L-H-Gas-Umstellung und den Anschluss neuer Gaskraftwerke sowie steigende Bedarfe von Industriekunden und Verteilernetzbetreibern.

Abbildung 34: Entwicklung des H-Gas-Leistungsbedarfs der Basisvariante



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 55: Daten zum H-Gas-Leistungsbedarf der Basisvariante

Gaswirtschafts-jahr	Grenzüber-gangspunkte	Verteilernetz-betreiber	Kraftwerke	Industrie	Konvertierung	L-H-Gas-Umstellung	Summe Exit
	GWh/h						
2021/2022	158	224	33	20	2	7	443
2022/2023	156	228	35	20	2	16	455
2023/2024	158	230	38	20	2	23	471
2024/2025	158	231	42	20	2	32	485
2025/2026	160	232	44	21	2	39	499
2026/2027	171	233	46	21	2	49	522
2027/2028	170	233	47	22	1	54	528
2028/2029	167	233	52	23	1	59	535
2029/2030	167	233	52	23	0	59	535
2030/2031	167	233	52	23	0	59	535
2031/2032	167	233	52	23	0	59	535
2032/2033	167	233	52	23	0	59	535

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 ist der Methanbedarf weiter gestiegen. Daher erfolgt in Kapitel 6.3.7 eine Analyse dieser Entwicklung.

6.3.7 H-Gas-Leistungsbedarf im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030

Der Netzentwicklungsplan Gas verfolgt einen bedarfsbasierten Kapazitätsansatz. Gemäß den gesetzlichen Bestimmungen orientiert sich dieser an bestehenden und neuen Bedarfen und den internen Bestellungen der Verteilernetzbetreiber.

Vor dem Hintergrund der Energiewende und der gesetzlichen Klimaschutzziele bis zum Jahr 2045 ist die Entwicklung der gemäß bedarfsbasiertem Kapazitätsansatz angefragten Bedarfe von besonderer Bedeutung.

Wie bereits in Kapitel 6.3.6 dargestellt, steigen die im vorliegenden Netzentwicklungsplan Gas gemeldeten Bedarfe von Verteilernetzbetreibern, Industrie und Kraftwerken weiter an, wobei insbesondere im Kraftwerksbereich deutliche Zuwächse zu verzeichnen sind. Der in Tabelle 56 dargestellte Vergleich mit den Werten des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 zeigt, dass die für das Gaswirtschaftsjahr 2029/2030 gemeldeten Bedarfe für den Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 in Summe um 24 GWh/h angestiegen sind.

Tabelle 56: H-Gas-Leistungsbedarf im Gaswirtschaftsjahr 2029/2030 von Verteilernetzbetreibern, Industrie und Kraftwerken im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030

Gaswirtschaftsjahr 2029/2030	NEP Gas 2022–2032	NEP Gas 2020–2030	Differenz
	GWh/h		
Verteilernetzbetreiber*	292	287	5
Industrie	23	17	6
Kraftwerke	52	39	13
Summe	**367**	**343**	**24**

* Summe aus dem H-Gas-Leistungsbedarf der Verteilernetzbetreiber und der L-H-Gas-Umstellung

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Der Bedarf der Verteilernetzbetreiber hat sich für das betrachtete Gaswirtschaftsjahr 2029/2030 im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 moderat erhöht. Die Erhöhung ist zum Teil auf vorgezogene Marktraumumstellungen (vgl. Kapitel 5) zurückzuführen. Der Bedarf der direkten Industrie- und Kraftwerkskunden der Fernleitungsnetzbetreiber hat sich dagegen für das betrachtete Gaswirtschaftsjahr 2029/2030 im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 deutlich erhöht. Neben Neuanschlüssen und erhöhten Bedarfen von Industriekunden ist hier insbesondere der durch den Atom- und Kohleausstieg erforderliche Zubau von Gaskraftwerken als Ursache zu nennen. Da auf der Einspeiseseite, u. a. durch neue LNG-Anlagen, ebenfalls Anfragen vorliegen, hat sich der Bedarf an zusätzlicher Einspeiseleistung gemäß Quellenverteilung im Kapitel 6.3.10 nicht erhöht. Dies ist dementsprechend durch die oben genannten Gründe und nicht durch rückläufige Bedarfe zu erklären.

6.3.8 H-Gas-Quellenverteilung

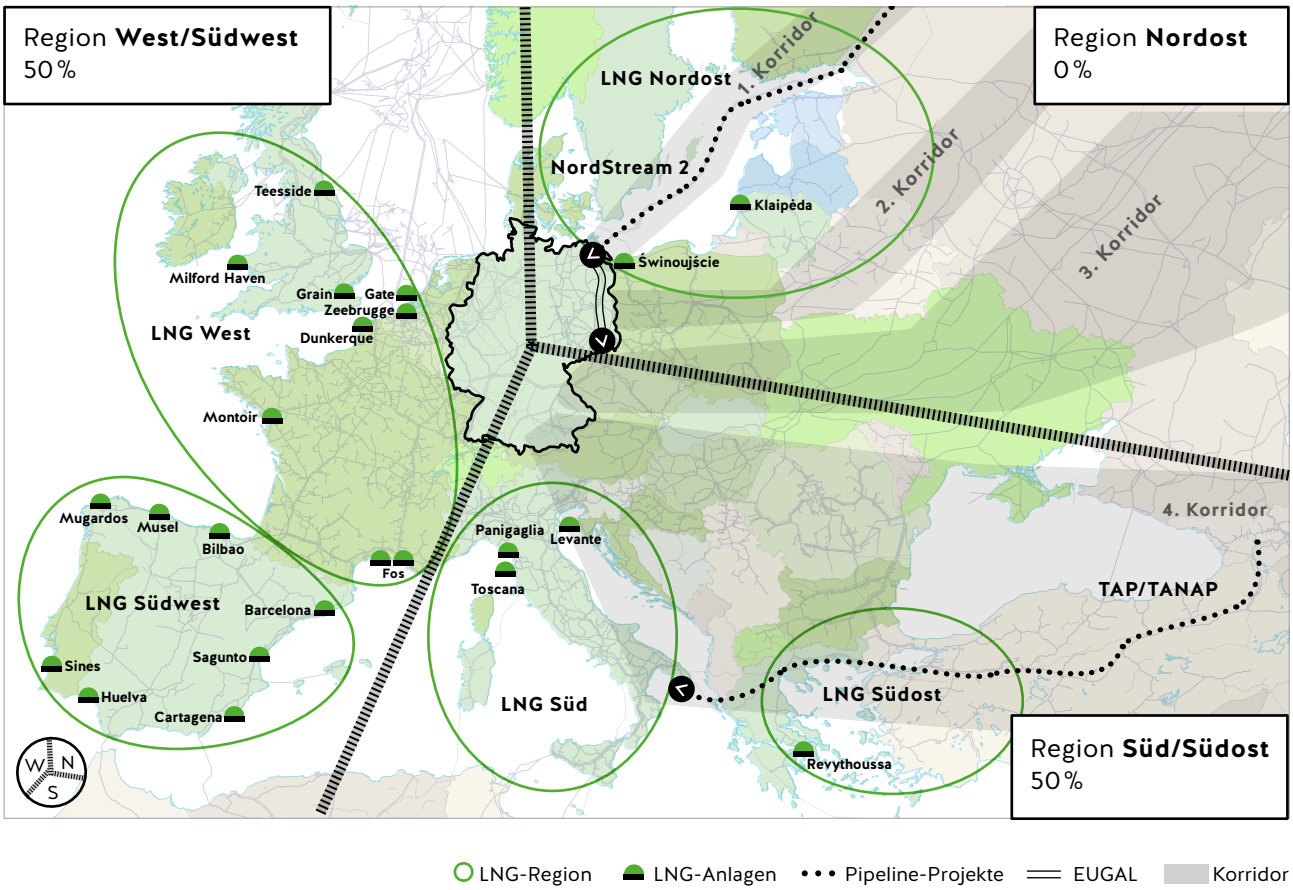
Aufgrund der rückläufigen Eigenproduktion und der L-H-Gas-Umstellung wird der H-Gas-Importbedarf in Deutschland in den nächsten Jahren zunehmen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben erstmals im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2013 ein in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiterentwickeltes Modell verwendet, um die Auswirkungen zukünftiger Ausbauten der H-Gas-Importinfrastruktur nach Europa auf die deutschen Fernleitungsnetze abschätzen zu können. Hierbei wird unter Berücksichtigung des jeweils aktuellen Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) und der darin enthaltenen Angaben zur Entwicklung von Verbrauch und Aufkommen sowie der Infrastrukturprojekte abgeschätzt, aus welchen Regionen zusätzliches Methan nach Europa bzw. Deutschland transportiert werden könnte.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben das bewährte, akzeptierte Modell im von der BNetzA bestätigten Szenariorahmen 2022 aktualisiert. Insgesamt ergibt sich folgende prozentuale Verteilung nach Regionen (vgl. Abbildung 35):

- Anteil Region Nordost: 0 %,
- Anteil Region West/Südwest: 50 %,
- Anteil Region Süd/Südost: 50 %

Abbildung 35: Deckung des europäischen Zusatzbedarfs bis 2032



Quelle: ENTSOG, Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

6.3.9 Berücksichtigung des Zusatzbedarfs entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung

Im Szenariorahmen 2022 haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Kapitel „Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern“ die Entwicklungen an den Grenzübergangspunkten analysiert. Es wurde für sämtliche Grenzübergangspunkte, an denen das deutsche Fernleitungsnetz mit den Netzen der angrenzenden Länder verbunden ist, eine Einschätzung für die Aufnahme des sich aus der H-Gas-Quellenverteilung ergebenden Zusatzbedarfs an Gas vorgenommen. Die Grenzübergangspunkte wurden dabei entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung einzelnen Regionen zugeordnet.

Insbesondere anhand der folgenden Kriterien wurde die Einschätzung des Potenzials des jeweiligen Grenzübergangspunktes von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgenommen:

a. Informationen aus Netzentwicklungsplänen angrenzender Nachbarländer/Netzbetreiber sowie aus Plänen benachbarter Fernleitungsnetzbetreiber zur Erhöhung der Einspeiseleistungen an den Grenzübergangspunkten.

b. Informationen des TYNDP 2020 über geplante Investitionsmaßnahmen in die Transportinfrastruktur der angrenzenden Nachbarländer und die Entwicklung der Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten.

c. Kapazitätsbedarf im angrenzenden Netzgebiet zu Grenzübergangspunkten (z. B. aufgrund der Marktraumumstellung oder des Zusatzbedarfs von Gaskraftwerken).

d. Deckung des Zusatzbedarfs durch optimierte Netzausbaumaßnahmen.

e. Berücksichtigung des hohen LNG-Importpotenzials im TYNDP 2020 durch Reduzierung der Ausspeiseleistungen an Grenzübergangspunkten (kein physischer Import).

Darüber hinaus werden folgende Aspekte bei der Auswahl berücksichtigt:

- Produktionsrückgänge in den Niederlanden und Dänemark.
- Besonderheiten einzelner Netzgebiete (z. B. vor- bzw. nachgelagerte Leitungssysteme sind nicht in der Lage, den erhöhten Leistungsbedarf zu erfüllen).
- Besonderheiten einzelner Grenzübergangspunkte (z. B. reiner Ausspeisepunkt).

Auf dieser Basis haben die Fernleitungsnetzbetreiber die in Tabelle 57 aufgeführten Grenzübergangspunkte für eine Berücksichtigung in der H-Gas-Quellenverteilung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 für die Modellierungsjahre 2027/2028 und 2032/2033 identifiziert:

Tabelle 57: Berücksichtigte Grenzübergangspunkte in der H-Gas-Quellenverteilung der Basisvariante

Grenzübergangspunkt	Land	Region	Kriterium	Erläuterung
Bunde/Oude Statenzijl	Niederlande	West-/ Südwest-europa	c	Wird nicht angesetzt, da nur ein Kriterium erfüllt ist.
Bocholtz-Vetschau	Niederlande	West-/ Südwest-europa	c	Wird nicht angesetzt, da nur ein Kriterium erfüllt ist.
Elten/Zevenaar	Niederlande	West-/ Südwest-europa	c	Wird nicht angesetzt, da nur ein Kriterium erfüllt ist.
Vreden	Niederlande	West-/ Südwest-europa	c	Wird nicht angesetzt, da nur ein Kriterium erfüllt ist.
Eynatten/Raeren/ Lichtenbusch	Belgien	West-/ Südwest-europa	a, c, d	Der Zusatzbedarf der Region West/Südwest wurde vollständig dem Grenzübergangspunkt Eynatten/Raeren/Lichtenbusch zugeordnet, da der belgische Transportnetzbetreiber Fluxys Belgium SA mehrfach bestätigt hat, dass Belgien über diesen Grenzübergangspunkt bis zu 13 bcm/a, mit zusätzlichem Potenzial auf bis zu 20 bcm/a, für den deutschen Markt aus den LNG-Anlagen in Zeebrügge und Dünkirchen (Frankreich) bereitstellen kann. Daher wird der Grenzübergangspunkt in der Quellenverteilung angesetzt.
Medelsheim*	Frankreich	West-/ Südwest-europa	d, e	Wird nicht angesetzt, da der H-Gas-Zusatzbedarf über Eynatten/Raeren/Lichtenbusch angesetzt wird.
Wallbach	Schweiz	Süd-/ Südost-europa	a, b, c, d	Die Maßnahme Reversierung TENP (ID 305-02) wurde im Jahr 2021 abgeschlossen. Die Einspeiseleistung am Grenzübergangspunkt Wallbach für Transporte aus Italien durch die Schweiz beträgt 10 GWh/h. Daher wird der Grenzübergangspunkt in der Quellenverteilung angesetzt.
Überackern	Österreich	Süd-/ Südost-europa	a, b, c	Mögliche Erhöhung der Einspeiseleistung auf Basis der im Koordinierten Netzentwicklungsplan Gas (KNEP 2021) zugewiesenen Kapazitäten. Daher wird der Grenzübergangspunkt in der Quellenverteilung angesetzt.
Überackern 2	Österreich	Süd-/ Südost-europa	a, b, c	Mögliche Erhöhung der Einspeiseleistung auf Basis der im Koordinierten Netzentwicklungsplan Gas (KNEP 2021) zugewiesenen Kapazitäten. Daher wird der Grenzübergangspunkt in der Quellenverteilung angesetzt.
Oberkappel	Österreich	Süd-/ Südost-europa	a, d	Mögliche Erhöhung der Einspeiseleistungen durch zusätzliche Leitungsbauprojekte des TYNDP. Daher wird der Grenzübergangspunkt in der Quellenverteilung angesetzt.
Waidhaus	Tschechien	Süd-/ Südost-europa	a	Der Grenzübergangspunkt Waidhaus wurde als Zuordnungspunkt für das Kraftwerk Biblis in der Quellenverteilung berücksichtigt, da dort zusätzliche Mengen zur Verfügung stehen und für die zugeordnete Leistung kein Netzausbau erforderlich ist.

* Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen die Transportkunden darauf hin, dass Ausspeise-FZK, die in der Jahresauktion an diesem Punkt angeboten, aber nicht gebucht wird, unter Umständen zur Befriedigung von internen Bestellungen vom Punkt Medelsheim bzw. VIP France – Germany wegverlagert werden kann.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Aufgrund des deutlich gestiegenen Gesamtbedarfs im H-Gas – trotz Berücksichtigung der LNG-Anlagen in Brunsbüttel und Stade – werden in der Quellenverteilung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 alle Grenzübergangspunkte berücksichtigt, die mindestens zwei der oben aufgeführten Kriterien erfüllen.

Die Höhe der zusätzlich zu übernehmenden Leistungen in den Modellierungsvarianten finden sich im anschließenden Kapitel 6.3.10.

6.3.10 Zusatzbedarf entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung

Die H-Gas-Leistungsbilanz ist in Tabelle 58 dargestellt. Im Modellierungsjahr 2027/2028 ergibt sich für Deutschland eine Unterdeckung in Höhe von 19,9 GWh/h und im Modellierungsjahr 2032/2033 in Höhe von 17,8 GWh/h. Der sich aus der H-Gas-Leistungsbilanz ergebende Zusatzbedarf wird nach Maßgabe des Szenariorahmens 2022 auf Zuordnungspunkte aufgeteilt. Diese sind in Tabelle 57 dargestellt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben entsprechend dem Szenariorahmen 2022 keine zusätzlichen Leistungen aus der Region Nordost angesetzt. Somit ergibt sich für die Region West/Südwest ein Anteil von rund 50 % ebenso wie sich für die Region Süd/Südost ein Anteil von rund 50 % ergibt.

Zudem weisen die Fernleitungsnetzbetreiber darauf hin, dass es sich bei den in Tabelle 58 genannten Werten nicht zwangsläufig um zusätzliche – über die bereits bestehenden technisch verfügbaren Kapazitäten hinausgehende – feste Kapazitäten handelt. Zur Deckung der H-Gas-Leistungsbilanz werden vorrangig bestehende Kapazitäten genutzt. Die Bezeichnung „Zusatzbedarf“ ist für diese Grenzübergangspunkte so zu verstehen, dass es sich um Leistungen handelt, die bilanziell zur Spitzenlastdeckung erforderlich sind und damit nicht ganzjährig benötigt werden. Im Wesentlichen werden Grenzübergangspunkte herangezogen, die sowohl in Einspeise- als auch in Ausspeiserichtung beschäftigt werden können, so dass faktisch für diese Grenzübergangspunkte eine Verringerung der Ausspeiseleistung angesetzt werden kann und somit ein zusätzlicher Netzausbau vermieden wird

Tabelle 58: H-Gas-Leistungsbilanz für die Jahre 2027/2028 und 2032/2033 der Basisvariante

H-Gas-Leistungsbilanz	2027/2028	2032/2033
	GWh/h	
Summe Ausspeisung (Bedarf)	–528,3	–534,5
Summe Einspeisung	508,4	516,7
– davon GÜP und Produktion	335,0	337,8
– davon Speicher	173,4	178,8
Saldo	**–19,9**	**–17,8**
Verteilung des zusätzlichen H-Gas-Bedarfs über die H-Gas-Quellenverteilung:		
Summe	**19,9**	**17,8**
– Region Nordost (0 %)	**0,0**	0,0
– Region West/Südwest (50 %)	9,9	8,9
– Region Süd/Südost (50 %)	9,9	8,9
Verteilung des zusätzlichen H-Gas-Bedarfs in den Regionen:		
Summe Region Nordost	**0,0**	**0,0**
Summe Region West/Südwest	**9,9**	**8,9**
– davon Kraftwerk Gersteinwerk, Zuordnungspunkt: Eynatten (OGE)	0,8	0,8
– davon Eynatten/Raeren/Lichtenbusch	9,1	8,1
Summe Süd/Südost	**9,9**	**8,9**
– davon Kraftwerk KW Leipheim 1+2, Zuordnungspunkt: Überackern, Überackern 2, Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn	1,9	1,9
– davon Kraftwerk RDK 4, Zuordnungspunkt: Wallbach (OGE)	0,7	0,7
– davon Kraftwerk Biblis, Zuordnungspunkt: Waidhaus (OGE)	1,0	1,0
– davon Oberkappel	3,1	2,1
– davon Wallbach	3,2	3,2

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die in Tabelle 59 genannten Kapazitäten an Grenzübergangpunkten stellen zusätzliche Kapazitäten gegenüber den in der NEP-Gas Datenbank enthaltenen Kapazitäten dar.

Tabelle 59: Zusätzliche Kapazitäten an Grenzübergangspunkten auf Basis der H-Gas-Quellenverteilung der Basisvariante

Grenzübergangspunkt	Fernleitungs-netzbetreiber	Einspeisung/ Ausspeisung	Kapazitätsart	Zusätzliche Kapazitäten 2027/2028 [GWh/h]	Zusätzliche Kapazitäten 2032/2033 [GWh/h]
Eynatten	OGE	Einspeisung	fDZK	0,8	0,8
Eynatten/Raeren/ Lichtenbusch	Fluxys, OGE, Thyssengas	Einspeisung	unterbrechbar	9,1	8,1
Oberkappel	GRTD, OGE	Einspeisung	unterbrechbar	3,1	2,1
Überackern	bayernets	Einspeisung	fDZK	1,9	1,9
Waidhaus	OGE	Einspeisung	fDZK	1,0	1,0
Wallbach	OGE	Einspeisung	fDZK	0,7	0,7
Wallbach	Fluxys, OGE	Einspeisung	unterbrechbar	3,2	3,2

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

6.3.11 Zusammenfassung

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in diesem Kapitel die verschiedenen Aspekte der H-Gas-Versorgung betrachtet. Im Fokus standen dabei die bilanzielle Berücksichtigung der Grenzübergangspunkte, LNG-Anlagen und der Speicher sowie die Aufteilung des erforderlichen Zusatzbedarfs auf die Grenzübergangspunkte. Die wichtigsten Punkte möchten die Fernleitungsnetzbetreiber an dieser Stelle noch einmal wie folgt zusammenfassen:

- Zur Deckung des Ausspeisebedarfs setzen die Fernleitungsnetzbetreiber in der H-Gas-Leistungsbilanz zunächst die Bereitstellung der verfügbaren Leistungen an den LNG-Anlagen sowie an den Grenzübergangspunkten an, da angenommen wird, dass deren Einspeiseleistungen von möglichen Speicherfüllstandsrestriktionen unbeeinträchtigt bleibt.
- Speicher werden anschließend unter Berücksichtigung lokaler transporttechnischer Gegebenheiten zur Leistungsdeckung herangezogen.
- Ein Teil der zur Bedarfsdeckung notwendigen Einspeiseleistung kann alternativ von den Grenzübergangspunkten oder aus Speichern zur Verfügung gestellt werden („Speicherpotenzial“).
- Die Aufteilung des bilanziell ermittelten Zusatzbedarfs gemäß der H-Gas-Quellenverteilung auf die identifizierten Grenzübergangspunkte erfolgt auf Basis der in diesem Kapitel dargestellten Kriterien und Erwägungen der Fernleitungsnetzbetreiber.
- Der gemeldete Leistungsbedarf für das Gaswirtschaftsjahr 2029/2030 im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 ist in Summe um 24 GWh/h angestiegen.

Ergebnisse der Modellierungsvarianten 7

7 Ergebnisse der Modellierungsvarianten

In Kapitel 7.1 werden die Kriterien für die Ermittlung der Netzausbaukosten der Methanmaßnahmen dargestellt. Danach werden in Kapitel 7.2 notwendige regulatorische Voraussetzungen für die Realisierung der Netzausbaumaßnahmen durch die Fernleitungsnetzbetreiber beschrieben. Im Anschluss erfolgt in Kapitel 7.3 die Darstellung der Ergebnisse der LNGplus-Modellierungsvarianten. Im Kapitel 7.4 werden die Ergebnisse der LNG-Modellierungsvarianten dargestellt und Kapitel 7.5 widmet sich der Basisvariante.

7.1 Kriterien für die Ermittlung der Netzausbaukosten

Der sich aus den Ergebnissen der Modellierung ergebende zusätzliche Kapazitätsbedarf wird in Netzausbaumaßnahmen umgesetzt. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind verpflichtet, die mit den Netzausbaumaßnahmen verbundenen Investitionen maßnahmenscharf anzugeben. Für eine Vergleichbarkeit der Maßnahmen werden einheitliche Plankostenansätze verwendet. Dabei wird von Standardkonditionen ausgegangen und ein pauschaler Risikoaufschlag angesetzt. Aufgrund der spezifischen Besonderheiten der jeweiligen Maßnahmen werden die konkreten Kosten in der Regel von diesen Standardwerten abweichen.

Es ist den Fernleitungsnetzbetreibern wichtig darauf hinzuweisen, dass aus den so ermittelten Investitionszahlen keine Rückschlüsse auf die in spezifischen Maßnahmen tatsächlich anfallenden Investitionen gezogen werden können und die Zahlen lediglich zu Vergleichszwecken angegeben werden.

Für die Kostenermittlung legen die Fernleitungsnetzbetreiber die in den folgenden Tabellen aufgeführten spezifischen Kostensätze zugrunde, es sei denn, den betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern liegen bereits maßnahmenspezifische Einschätzungen vor; diese werden in der NEP-Gas-Datenbank gekennzeichnet.

Im Folgenden werden die spezifischen Kostenannahmen für die Anlagenarten Ferngasleitungen, Verdichteranlagen, größere GDRM-Anlagen und Armaturenstationen ausgewiesen.

Kostenermittlung für Ferngasleitungen

Tabelle 60: Plankostenansätze für Ferngasleitungen in Euro/m

DN*	DP** 70	DP 80	DP 100
mm	Euro/m		
400	1.390	1.400	1.410
500	1.540	1.550	1.570
600	1.680	1.690	1.770
700	1.850	1.880	1.970
800	2.020	2.070	2.180
900	2.210	2.260	2.400
1.000	2.450	2.510	2.690
1.100	2.560	2.700	2.910
1.200	2.840	2.930	3.180
1.400	3.560	3.710	4.050

* DN – Normdurchmesser in Millimeter
** DP – Druckstufe in bar

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Kostenermittlung für Verdichterstationen

Tabelle 61: Plankostenansätze für Verdichterstationen

Kostenangaben in 1.000 Euro/MW installierte Antriebsleistung je Station		Komplexität der Verdichterstation		
		Einfach	Mittel	Hoch
Leistungsklassen je Maschineneinheit	< 10 MW	4.710	5.230	5.760
	10–20 MW	3.660	4.190	4.710
	> 20 MW	2.620	3.140	3.660
Transportmenge der Station	Euro/(Nm³/h)	10	20	20

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Kostenermittlung für GDRM-Anlagen

Tabelle 62: Plankostenansätze für GDRM-Anlagen

Anlagenleistung	Kosten DP 100	Kosten für Vorwärmung DP 100	Kosten gesamt DP 100
m³/h	Mio. Euro		
500.000	7,6	1,0	8,7
1.000.000	10,9	1,6	12,5
2.000.000	14,1	2,1	16,2

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Kostenermittlung für Armaturenstationen

Die Kostenermittlung für den Bau von Armaturenstationen erfolgt über eine individuelle Kostenschätzung.

7.2 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 „CO_2-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 kriegerischen 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.

7.3 Versorgungsicherheitsvarianten LNGplus

Die Grundlagen für die LNGplus-Varianten werden in Kapitel 3.2.6 beschrieben. Die LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten wurden ausschließlich für das Jahr 2032 modelliert. Eine Beschreibung der ermittelten Ausbaumaßnahmen findet sich in der NEP-Gas-Datenbank unter der Kachel „Ausbaumaßnahmen“.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben wegen der Aktualisierung der Netzausbaumaßnahmen auf den Stichtag 01. Januar 2023 Anpassungen in den Ergebnistabellen vorgenommen.

7.3.1 Ergebnisse der Versorgungsicherheitsvariante LNGplus A

Die Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A führt zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 63: Ergebnisse Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A

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

In der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A wird ein Ausbau mit einem Investitionsumfang von rund 5,7 Mrd. Euro für das Jahr 2032 ermittelt. In dieser Versorgungssicherheitsvariante werden LNG-Anlagen in Brunsbüttel, Lubmin, Rostock, Stade und Wilhelmshaven angeschlossen.

Mit den neuen Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032, welche dem Weitertransport der LNG-Mengen im Fernleitungsnetz zur Bereitstellung von festen Kapazitäten für LNG-Anlagen und der Anpassung des Fernleitungsnetzes an veränderte Lastflüsse dienen, umfasst die Position „LNG-Maßnahmen“ Investitionen von rund 3,3 Mrd. Euro.

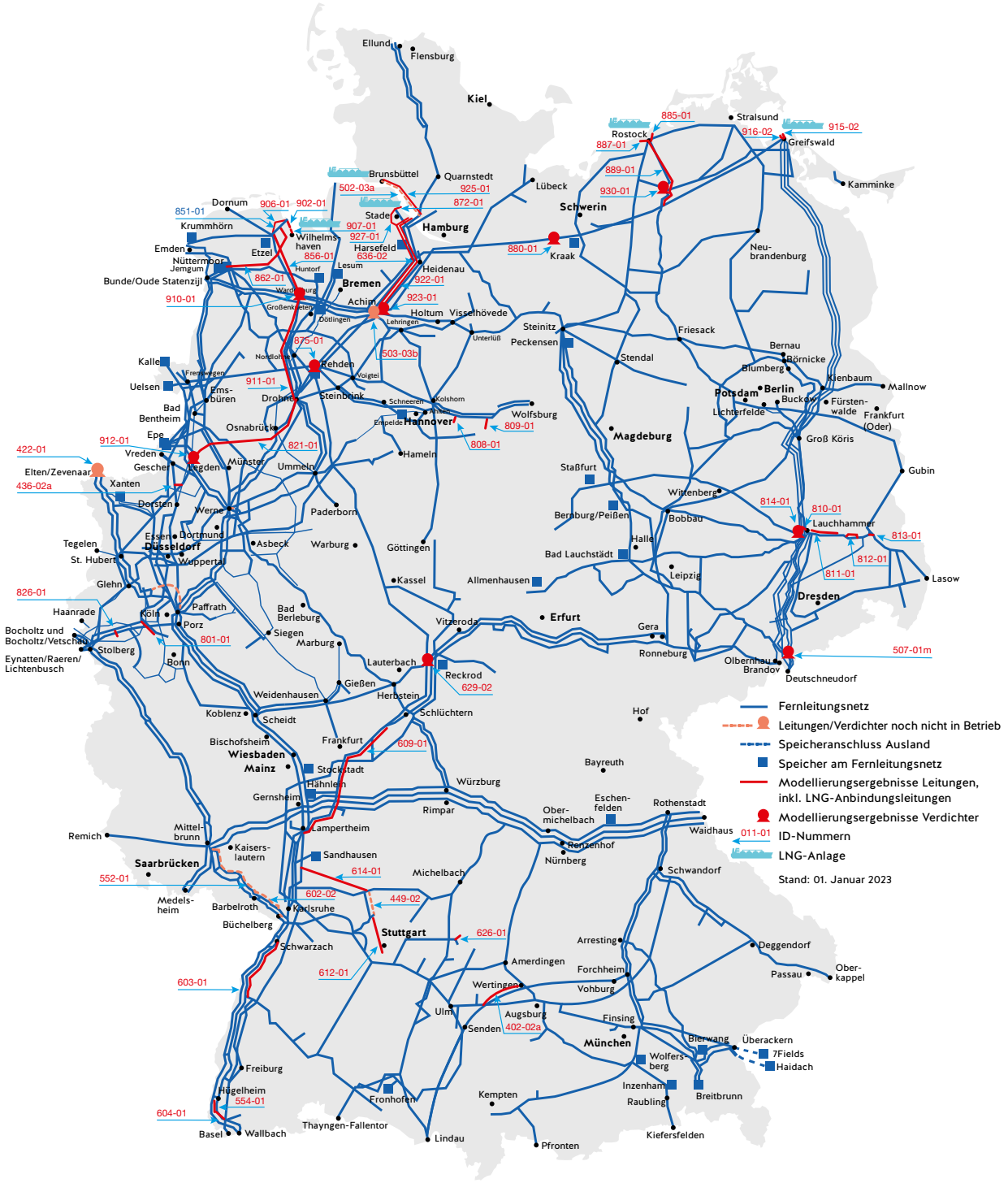
Daneben gibt es weitere Maßnahmen mit einem Investitionsvolumen von rund 1,9 Mrd. Euro, die bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 bestätigt wurden. Der Anteil weiterer neuer Maßnahmen für Kraftwerke, Industrie, L-H-Gas-Umstellung und Verteilernetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 an den Gesamtinvestitionen liegt bei rund 0,4 Mrd. Euro.

Im Ergebnis lässt sich festhalten, dass die Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A durch die Vielzahl der LNG-Anfragen zum größten Netzausbau führt.

Die Investitionen für die Anbindungsmaßnahmen der LNG-Anlagen in Brunsbüttel, Lubmin, Rostock und Stade (ID 502-02a, 502-03b, 872-01, 873-01, 874-01, 885-01, 886-01, 889-01, 915-02, 916-02, 925-01, 926-01, 927-01, 928-01, 929-01, 930-01) betragen rund 0,9 Mrd. Euro.

Die Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in der NEP-Gas-Datenbank aufgeführt und werden in der folgenden Abbildung dargestellt.

Abbildung 36: Netzausbaumaßnahmen der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A bis Ende 2032, inkl. der LNG-Anbindungsleitungen



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

7.3.2 Ergebnisse der Versorgungsicherheitsvariante LNGplus B

Die Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B führt zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 64: Ergebnisse Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B

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

In der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B wird ein Ausbau mit einem Investitionsumfang von rund 4,3 Mrd. Euro für das Jahr 2032 ermittelt. In dieser Versorgungssicherheitsvariante werden LNG-Anlagen in Brunsbüttel, Lubmin, Rostock, Stade und Wilhelmshaven angeschlossen.

Mit den neuen Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032, welche dem Weitertransport der LNG-Mengen im Fernleitungsnetz zur Bereitstellung von festen Kapazitäten für LNG-Anlagen und der Anpassung des Fernleitungsnetzes an veränderte Lastflüsse dienen, umfasst die Kostenposition „LNG-Maßnahmen“ Investitionen von rund 2,0 Mrd. Euro.

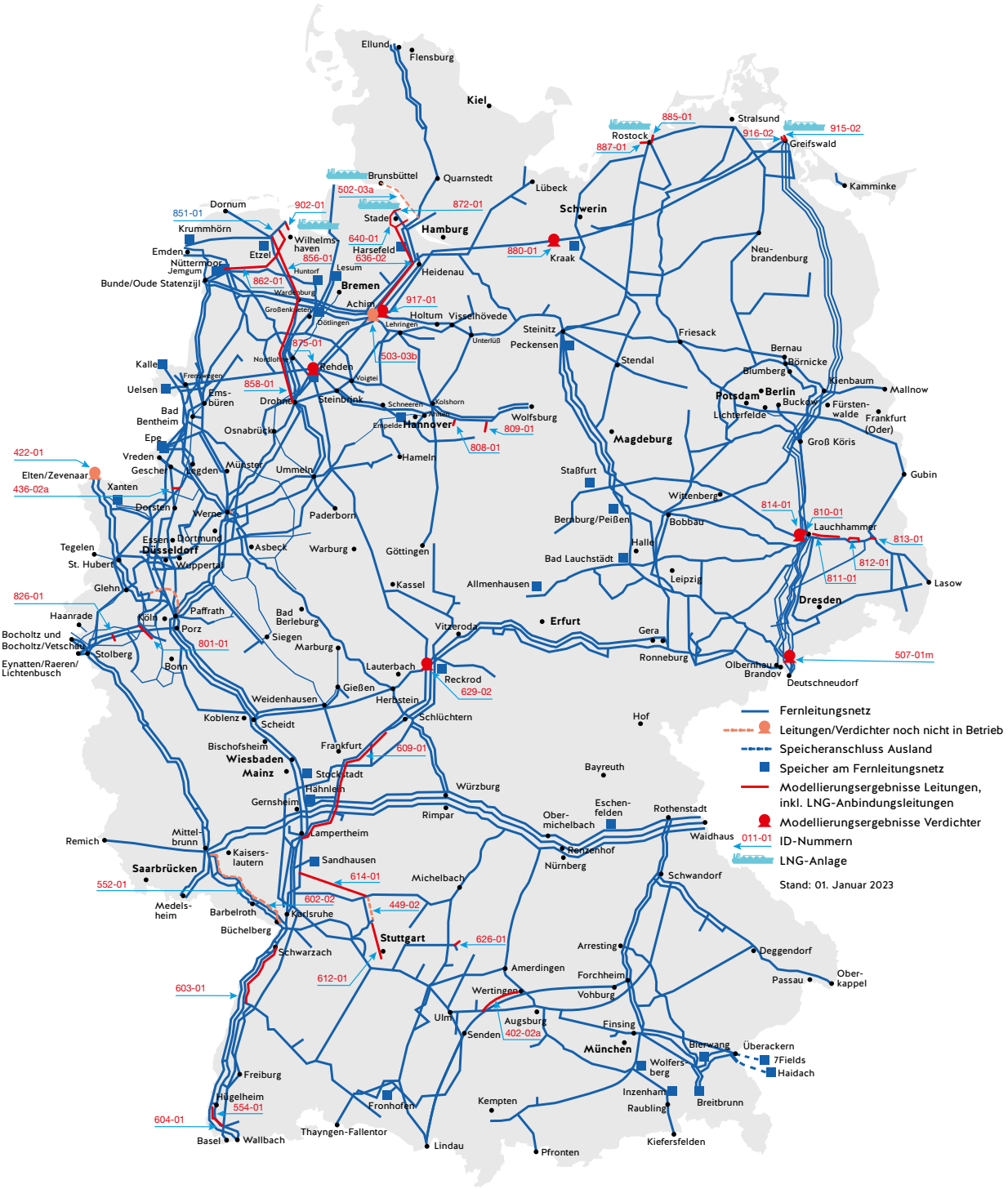
Daneben gibt es weitere Maßnahmen mit einem Investitionsvolumen von rund 1,9 Mrd. Euro, die bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 bestätigt wurden. Der Anteil weiterer neuer Maßnahmen für Kraftwerke, Industrie, L-H-Gas-Umstellung und Verteilernetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 an den Gesamtinvestitionen liegt bei rund 0,4 Mrd. Euro.

Im Ergebnis lässt sich festhalten, dass die Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B in Bezug auf den Netzausbau die geringsten Investitionen unter den LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten aufweist.

Die Investitionen für die Anbindungsmaßnahmen der LNG-Anlagen in Brunsbüttel, Lubmin, Rostock und Stade (ID 502-02a, 502-03b, 640-02, 641-02, 872-01, 873-01, 874-01, 885-01, 886-01, 915-02, 916-02) betragen rund 0,5 Mrd. Euro.

Die Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in der NEP-Gas-Datenbank aufgeführt und werden in der folgenden Abbildung dargestellt.

Abbildung 37: Netzausbaumaßnahmen der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B bis Ende 2032, inkl. der LNG-Anbindungsleitungen



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

7.3.3 Ergebnisse der Versorgungsicherheitsvariante LNGplus C

Die Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C führt zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 65: Ergebnisse Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C

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

In der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C wird ein Ausbau mit einem Investitionsumfang von rund 4,4 Mrd. Euro für das Jahr 2032 ermittelt. In dieser Versorgungssicherheitsvariante werden LNG-Anlagen in Brunsbüttel, Lubmin, Rostock, Stade und Wilhelmshaven angeschlossen.

Mit den neuen Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032, welche dem Weitertransport der LNG-Mengen im Fernleitungsnetz zur Bereitstellung von festen Kapazitäten für LNG-Anlagen und der Anpassung des Fernleitungsnetzes an veränderte Lastflüsse dienen, umfasst die Kostenposition „LNG-Maßnahmen“ Investitionen von rund 2,1 Mrd. Euro.

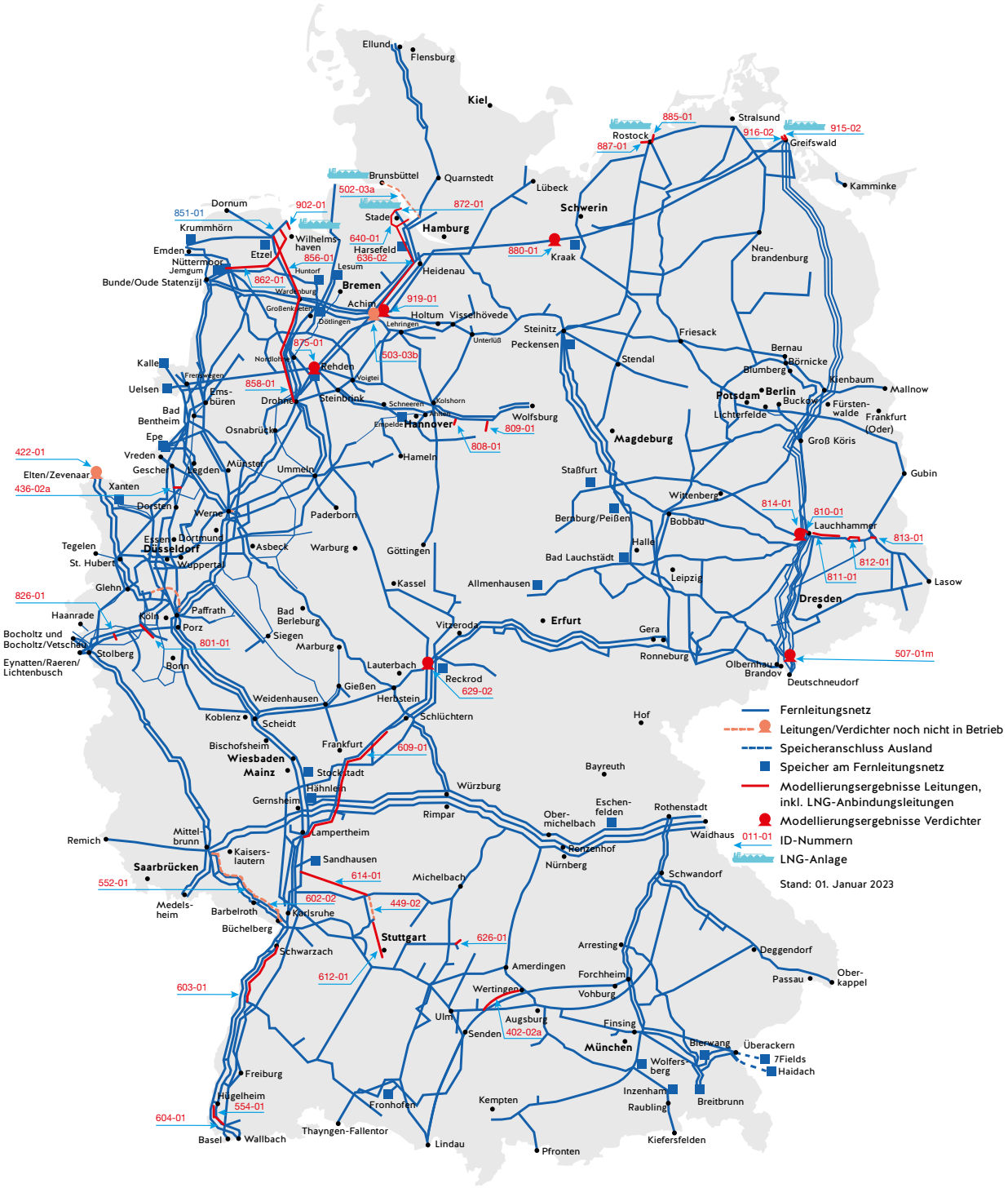
Daneben gibt es weitere Maßnahmen mit einem Investitionsvolumen von rund 1,9 Mrd. Euro, die bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 bestätigt wurden. Der Anteil weiterer neuer Maßnahmen für Kraftwerke, Industrie, L-H-Gas-Umstellung und Verteilernetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 an den Gesamtinvestitionen liegt bei rund 0,4 Mrd. Euro.

Im Ergebnis lässt sich festhalten, dass die Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C in Bezug auf den Netzausbau höhere Investitionen als die kostengünstigste Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B ausweist.

Die Investitionen für die Anbindungsmaßnahmen der LNG-Anlagen in Brunsbüttel, Lubmin, Rostock und Stade (ID 502-02a, 502-03b, 640-02, 641-02, 872-01, 873-01, 874-01, 885-01, 886-01, 915-02, 916-02) betragen rund 0,5 Mrd. Euro.

Die Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in der NEP-Gas-Datenbank aufgeführt und werden in der folgenden Abbildung dargestellt.

Abbildung 38: Netzausbaumaßnahmen der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus C bis Ende 2032, inkl. der LNG-Anbindungsleitungen



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

7.3.4 Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen für LNG-Anlagen der LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten

In diesem Kapitel ordnen die Fernleitungsnetzbetreiber die Netzausbaumaßnahmen, die den Kapazitätsbedarf für LNG-Anlagen und Grenzübergangspunkte decken, den Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus zu. Die Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen zu den LNG-Anlagen und Grenzübergangspunkten ist der NEP-Gas-Datenbank zu entnehmen.

Tabelle 66: Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen zu den Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus

ID-Nr.	Netzausbaumaßnahme	LNGplus A	LNGplus B	LNGplus C
301-01	Überspeisung Embsen	x	x	x
503-03b	Erweiterung VDS Embsen	x	x	x
636-02	Leitung Elbe Süd-Achim	x	x	x
637-02	Anpassung Verdichter Achim	x	x	x
638-01	Vorwärmung Embsen	x	x	x
821-01	Leitung Drohne-Legden	x		
822-01	GDRM-Anlage Drohne 2 und Verbindungsleitung	x	x	x
823-01	GDRM-Anlage Legden 2 und Verbindungsleitung	x		
851-01	WAL Teil 1	x	x	x
853-01	GDRM-Anlage Wilhelmshaven und Verbindungsleitung	x	x	x
854-01	GDRM-Anlage Wilhelmshaven 3, Heppenser Groden und Verbindungsleitung	x		
855-01	GDRM-Anlage Friedeburg - Horsten 1 und Verbindungsleitung	x	x	x
856-01	Leitung Etzel – Wardenburg	x	x	x
857-01	GDRM-Anlage Wardenburg und Verbindungsleitung	x	x	x
858-01	Leitung Wardenburg-Drohne		x	x
862-01	Leitung Sande Nüttermoor/Jemgum	x	x	x
863-01	GDRM-Anlage Westerstede	x	x	x
864-01	GDRM-Anlage Sande	x	x	x
865-01	GDRM-Anlage Leer und Verbindungsleitung	x	x	x
875-01	Erweiterung der VS Rehden	x	x	x
880-01	Neubau VS Wittenburg	x	x	x
882-02	Umbau der EST Lubmin 2	x	x	x
883-01	Erweiterung der GDRM Radeland 2	x	x	x
887-01	Verbindungsleitung Rostock-Marienehe	x	x	x
888-01	GDRM-Anlage Vorweden	x	x	x
901-01	GDRM-Anlage Wilhelmshaven 2, Voslapper Groden und Verbindungsleitung	x	x	x
902-01	WAL Teil 2	x	x	x
903-01	Erweiterung GDRM-Anlage Friedeburg – Horsten 1 und Verbindungsleitung	x	x	x
904-01	Automatisierung Reversierung Medelsheim - Mittelbrunn		x	x
905-01	Deodorierungsanlage Medelsheim		x	x
906-01	WAL Teil 4	x		
907-01	WAL Teil 3	x		
908-01	Erweiterung GDRM-Anlage Wilhelmshaven 2, Voslapper Groden und Verbindungsleitung	x		
909-01	GDRM-Anlage Friedeburg - Horsten 2 und Verbindungsleitung	x		
910-01	Verdichterstation Wardenburg	x		
911-01	Leitung Wardenburg-Drohne	x		
912-01	Erweiterung Verdichterstation Legden	x		
913-01	Verbindung EUGAL-JAGAL-OPAL	x	x	x
914-01	Verbindung OPAL-STEGAL	x	x	x
917-01	VDS Achim/Embsen		x	
918-01	GDRM-Anlage Achim/Embsen		x	
919-01	VDS Achim/Embsen			x
920-01	GDRM-Anlage Achim/Embsen			x
921-01	Reversierung VDS Quarnstedt		x	x
922-01	Loop-Leitung Elbe Süd - Achim	x		
923-01	VDS Achim/Embsen	x		
924-01	GDRM-Anlage Achim/Embsen	x		

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

7.4 Versorgungsicherheitsvarianten LNG

Die Grundlagen für die LNG-Varianten werden in Kapitel 3.2.6 beschrieben. Die LNG-Versorgungssicherheitsvarianten wurden ausschließlich für das Jahr 2032 modelliert. Eine Beschreibung der ermittelten Ausbaumaßnahmen findet sich in der NEP-Gas-Datenbank unter der Kachel „Ausbaumaßnahmen“.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben wegen der Aktualisierung der Netzausbaumaßnahmen auf den Stichtag 01. Januar 2023 Anpassungen in den Ergebnistabellen vorgenommen.

7.4.1 Ergebnisse der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1

Die LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 führt zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 67: Ergebnisse LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1

LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1	Bis Ende 2032
Leitung [km]	987
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen) [MW]	251
Investitionen [Mrd. Euro]*	5,0
– Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 (ohne LNG)	1,9
– Netzausbaumaßnahmen für LNG-Anlagen	2,6
– Weitere neue Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	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

In der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 wird ein Ausbau mit einem Investitionsumfang von rund 5,0 Mrd. Euro für das Jahr 2032 ermittelt. In dieser Versorgungssicherheitsvariante werden LNG-Anlagen in Brunsbüttel, Stade und Wilhelmshaven angeschlossen.

Mit den neuen Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032, welche dem Weitertransport der LNG-Mengen im Fernleitungsnetz zur Bereitstellung von festen Kapazitäten für LNG-Anlagen und der Anpassung des Fernleitungsnetzes an veränderte Lastflüsse dienen, umfasst die Kostenposition „LNG-Maßnahmen“ Investitionen von rund 2,6 Mrd. Euro.

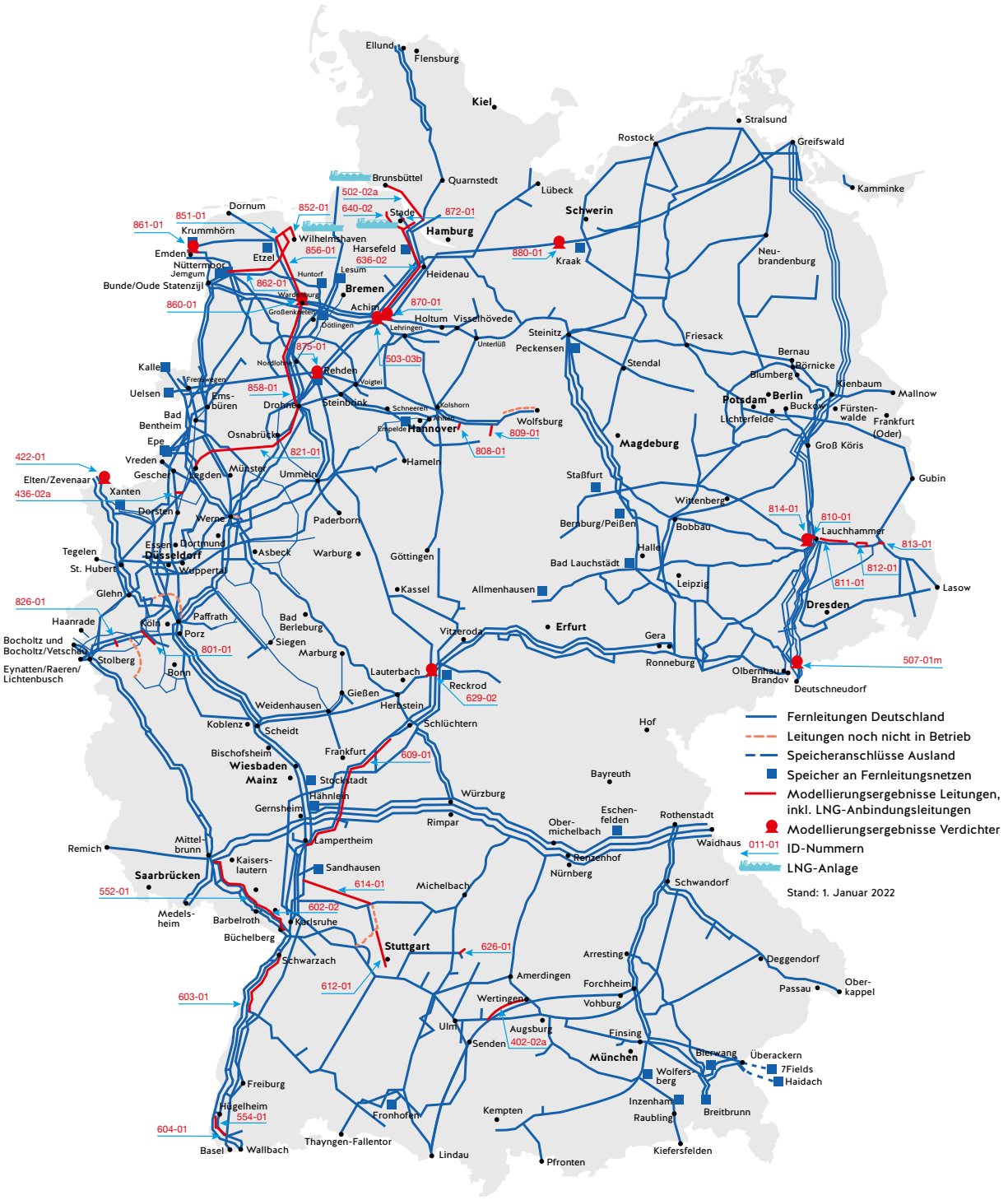
Daneben gibt es weitere Maßnahmen mit einem Investitionsvolumen von rund 1,9 Mrd. Euro, die bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 bestätigt wurden. Diese Position reduziert sich im Vergleich zur Basisvariante, da einige Maßnahmen aus der Basisvariante entfallen. Der Anteil neuer Maßnahmen (z. B. für den Anschluss von Industrie, L-H-Gas-Umstellungsmaßnahmen und Verteilernetzbetreibern) im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 an den Gesamtinvestitionen liegt bei rund 0,4 Mrd. Euro.

Im Ergebnis lässt sich festhalten, dass die Vielzahl der neuen Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 in der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 denen der Basisvariante entsprechen. Bei den Maßnahmen zur LNG-Anbindung, welche der Gewährleistung der Versorgungssicherheit dienen, kommt es hier im Vergleich zur Basisvariante zu einem relativ geringen Zuwachs, welche sich auf die geänderten Annahmen zum Anschluss von LNG-Maßnahmen in dieser LNG-Versorgungssicherheitsvariante zurückführen lassen.

Die Investitionen für die Anbindungsmaßnahmen der LNG-Anlagen in Brunsbüttel, Stade und Wilhelmshaven (ID 502-02a, 502-03b, 640-02, 641-02, 872-01, 873-01, 874-01) betragen rund 0,4 Mrd. Euro.

Die resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in der NEP-Gas-Datenbank aufgeführt und werden in der folgenden Abbildung dargestellt.

Abbildung 39: Netzausbaumaßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1 bis Ende 2032, inkl. der LNG-Anbindungsleitungen



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

7.4.2 Ergebnisse der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2

Die LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 führt zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 68: Ergebnisse LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2

LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2	Bis Ende 2032
Leitung [km]	987
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen) [MW]	221
Investitionen [Mrd. Euro]*	4,5
– Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 (ohne LNG)	1,9
– Netzausbaumaßnahmen für LNG-Anlagen	2,2
– Weitere neue Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	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

In der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 wird ein Ausbau mit einem Investitionsumfang von 4,5 Mrd. Euro für das Jahr 2032 ermittelt. In dieser Modellierungsvariante werden LNG-Anlagen in Brunsbüttel, Rostock und Wilhelmshaven angeschlossen.

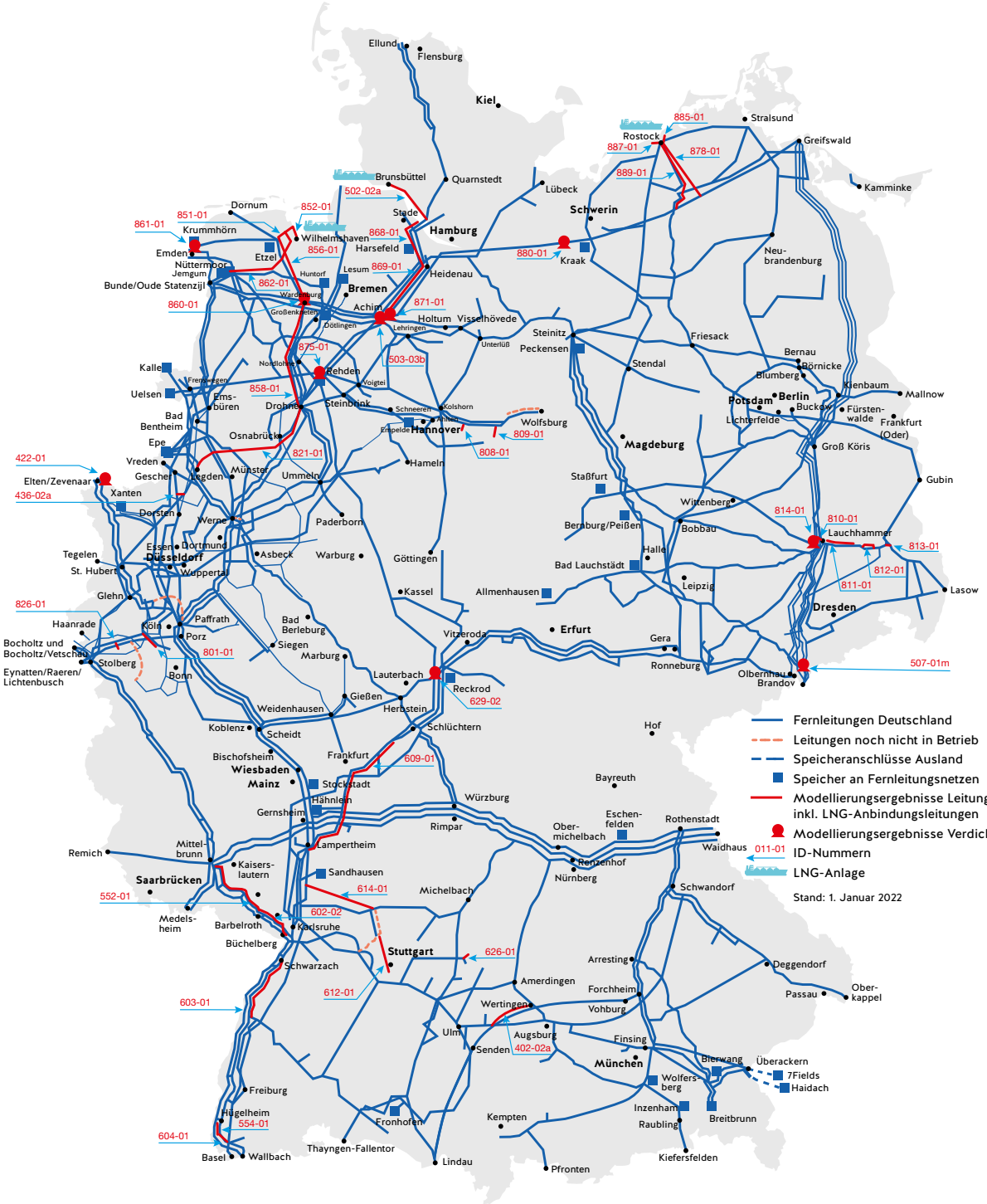
Mit den neuen Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032, welche dem Weitertransport der LNG-Mengen im Fernleitungsnetz zur Bereitstellung von festen Kapazitäten für LNG-Anlagen und der Anpassung des Fernleitungsnetzes an veränderte Lastflüsse dienen, umfasst die Kostenposition „LNG-Maßnahmen“ Investitionen von rund 2,2 Mrd. Euro. Daneben gibt es weitere Maßnahmen mit einem Investitionsvolumen von rund 1,9 Mrd. Euro, die bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 bestätigt wurden. Der Anteil neuer Maßnahmen (z. B. für den Anschluss von Industrie, L-H-Gas-Umstellungsmaßnahmen und Verteilernetzbetreibern) im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 an den Gesamtinvestitionen liegt bei rund 0,4 Mrd. Euro.

Bei den Maßnahmen zur LNG-Anbindung, welche der Gewährleistung der Versorgungssicherheit dienen, kommt es hier im Vergleich zur LNG-Versorgungssicherheitsvariante 1, aufgrund der Anbindung des Standorts Rostock, zu einer Erhöhung der Investitionen.

Die Investitionen für die Anbindungsmaßnahmen der LNG-Anlagen in Brunsbüttel, Rostock und Wilhelmshaven (ID 502-02a, 502-03b, 874-01, 885-01, 886-01 und alternativ 878-01/879-01 oder 889-01/890-01) betragen 0,4–0,5 Mrd. Euro. Für den Anschluss der LNG-Anlage in Rostock wurden zwei Varianten untersucht, weshalb bei den Anbindungsmaßnahmen eine Spannbreite angegeben wird.

Die resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in der NEP-Gas-Datenbank aufgeführt und werden in der folgenden Abbildung dargestellt.

Abbildung 40: Netzausbaumaßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 bis Ende 2032, inkl. der LNG-Anbindungsleitungen



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

7.4.3 Ergebnisse der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1

Die LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1 führt zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 69: Ergebnisse LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1

LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1	Bis Ende 2032
Leitung [km]	987
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen) [MW]	221
Investitionen [Mrd. Euro]*	4,5
– Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 (ohne LNG)	1,9
– Netzausbaumaßnahmen für LNG-Anlagen	2,2
– Weitere neue Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	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

In der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1 wird ein Ausbau mit einem Investitionsumfang von rund 4,5 Mrd. Euro für das Jahr 2032 ermittelt. In dieser Versorgungssicherheitsvariante werden LNG-Anlagen in Brunsbüttel, Rostock und Wilhelmshaven angeschlossen. Im Vergleich zur LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2 wird die LNG-Anlagenleistung am Standort Rostock von 10,0 GWh/h auf 21,7 GWh/h mehr als verdoppelt.

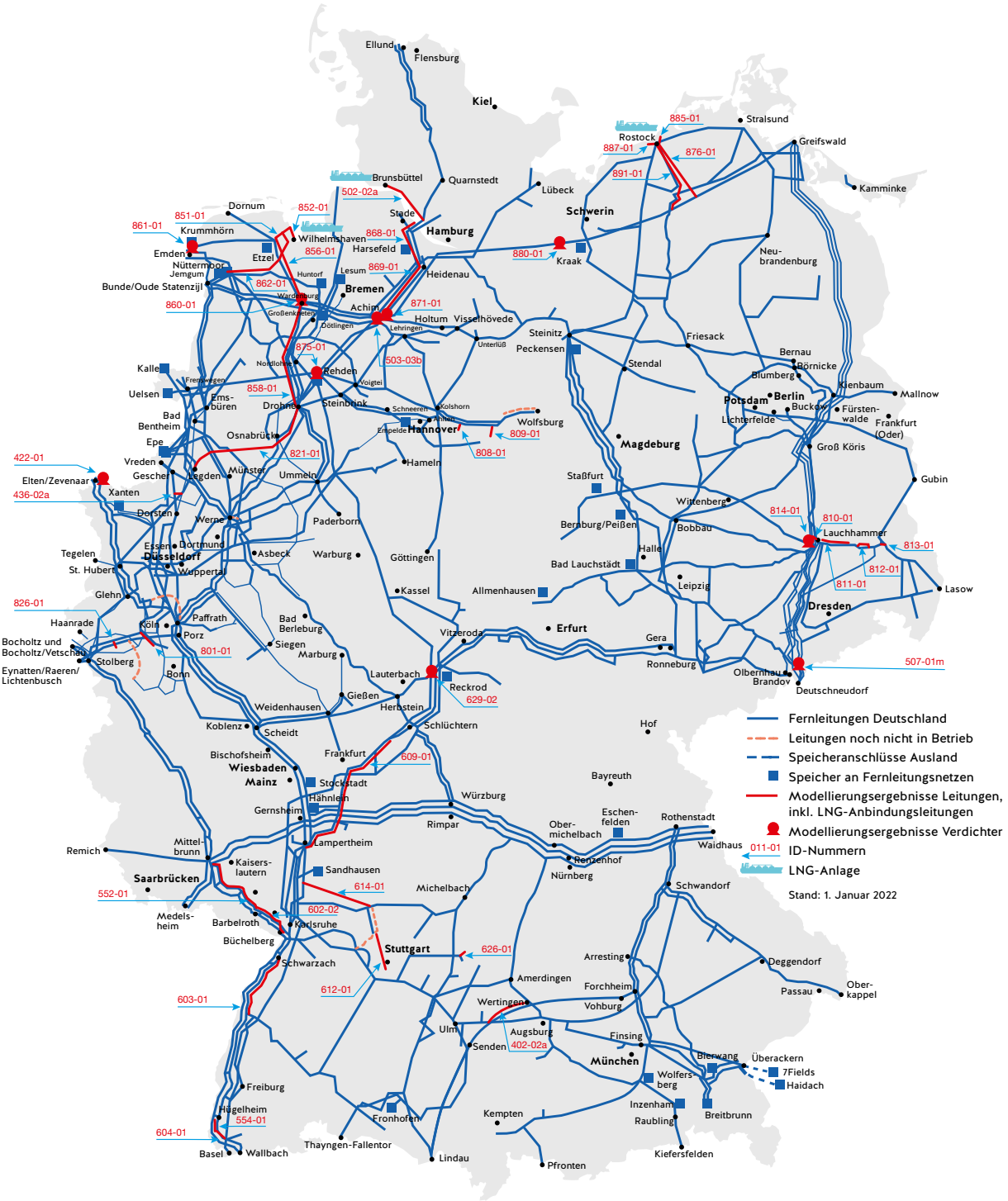
Mit den neuen Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032, welche zum Teil der Bereitstellung von festen Kapazitäten für LNG-Anlagen dienen, umfasst die Kostenposition „LNG-Maßnahmen“ Investitionen von rund 2,2 Mrd. Euro. Daneben gibt es weitere Maßnahmen mit einem Investitionsumfang von rund 1,9 Mrd. Euro, die bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 bestätigt wurden. Der Anteil neuer Maßnahmen (z. B. für den Anschluss von Industrie, L-H-Gas-Umstellungsmaßnahmen und Verteilernetzbetreibern) im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 an den Gesamtinvestitionen liegt bei rund 0,4 Mrd. Euro.

Bei den Maßnahmen zur LNG-Anbindung, welche der Gewährleistung der Versorgungssicherheit dienen, kommt es hier im Vergleich zur LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2, trotz der deutlichen Steigerung der LNG-Anlagenleistung in Rostock, nur zu einer relativ geringfügigen Erhöhung der Investitionen.

Die Investitionen für die Anbindungsmaßnahmen der LNG-Anlagen in Brunsbüttel, Rostock und Wilhelmshaven (ID 502-02a, 502-03b, 874-01, 885-01, 886-01 und alternativ 876-01/877-01 oder 891-01/892-01) betragen 0,5 Mrd. Euro.

Die resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in der NEP-Gas-Datenbank aufgeführt und werden in der folgenden Abbildung dargestellt.

Abbildung 41: Netzausbaumaßnahmen der LNG-Versorgungssicherheitsvariante 2.1 bis Ende 2032, inkl. der LNG-Anbindungsleitungen



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

7.5 Basisvariante

Im Folgenden werden die Modellierungsergebnisse für die Jahre 2027 und 2032 beschrieben. Eine Beschreibung der ermittelten Ausbaumaßnahmen findet sich in der NEP-Gas-Datenbank unter der Kachel „Ausbaumaßnahmen“.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben wegen der Aktualisierung der Netzausbaumaßnahmen auf den Stichtag 01. Januar 2023 Anpassungen in der Ergebnistabelle vorgenommen.

7.5.1 Ergebnisse der Basisvariante

Die Basisvariante führt zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 70: Ergebnisse Basisvariante

Zusammenfassung der Ergebnisse der Basisvariante	Bis Ende 2027	Bis Ende 2032
Leitung [km]	895	896
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen) [MW]	194	194
Investitionen [Mrd. Euro]*	4,2	4,3
– Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 (ohne LNG)	2,1	2,2
– Netzausbaumaßnahmen für LNG-Anlagen (inkl. SNG)	1,7	1,7
– Weitere neue Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	0,4	0,4

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

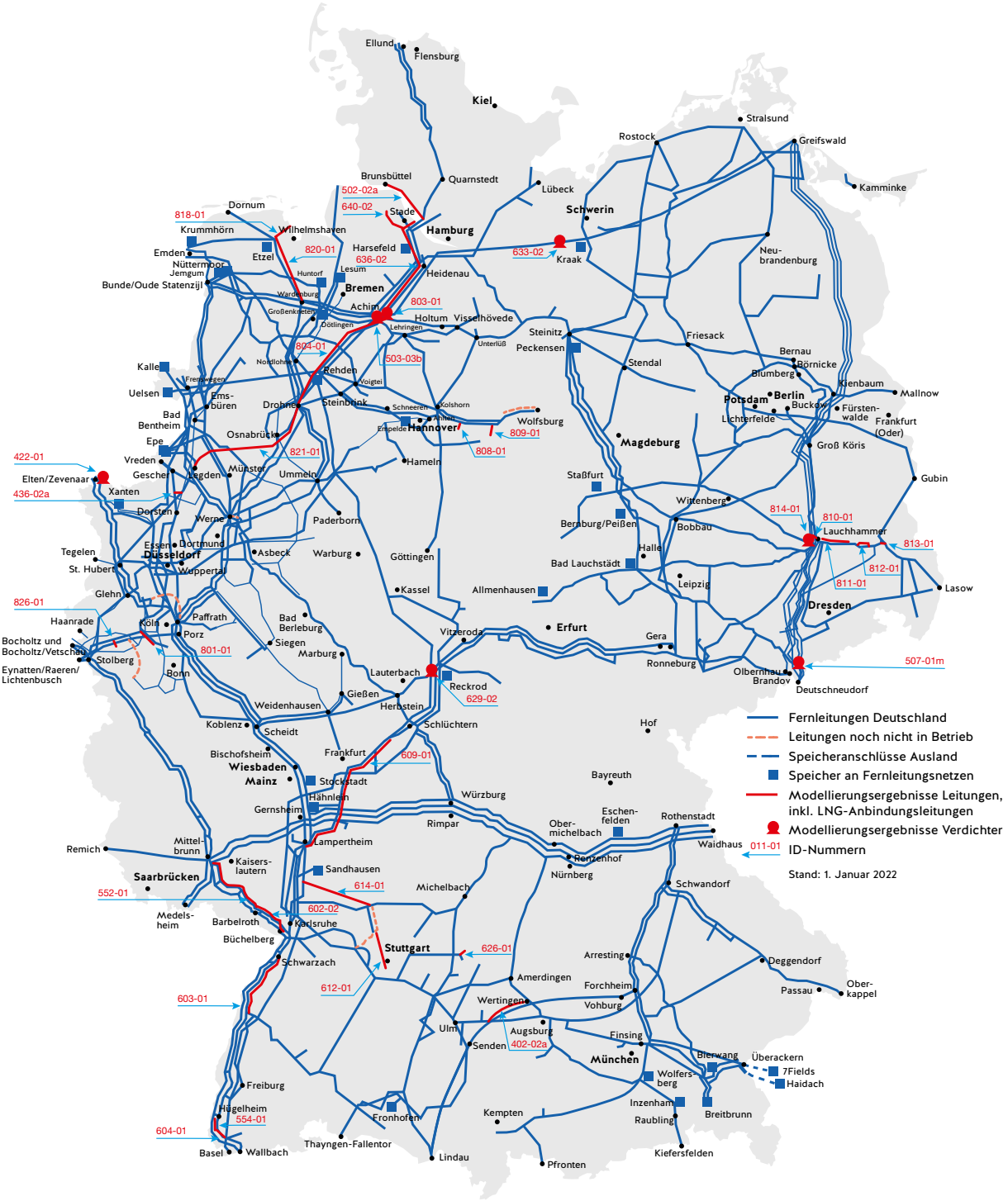
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In der Basisvariante wird ein Ausbau mit einem Investitionsumfang von rund 4,3 Mrd. Euro für das Jahr 2032 ermittelt. Die Ergebnisse zwischen den Modellierungsjahren 2027 und 2032 unterscheiden sich nur geringfügig. Bereits in der Basisvariante sind Maßnahmen für LNG-Anlagen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 enthalten, die auch in der Basisvariante des aktuellen Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 Ergebnis der Modellierung waren. Mit den neuen Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032, welche zum Teil der Bereitstellung von festen Kapazitäten für LNG- und SNG-Anlagen dienen, umfasst die Kostenposition „LNG-Maßnahmen (inkl. SNG)“ Investitionen von rund 1,7 Mrd. Euro. Daneben gibt es weitere Maßnahmen mit einem Investitionsvolumen von rund 2,2 Mrd. Euro, die bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 bestätigt wurden. Der Anteil neuer Maßnahmen (z. B. für den Anschluss von Industrie, L-H-Gas-Umstellungsmaßnahmen und Verteilernetzbetreibern) im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 an den Gesamtinvestitionen liegt bei rund 0,4 Mrd. Euro.

Die Investitionen für die Anbindungsmaßnahmen der LNG-Anlagen in Brunsbüttel und Stade (ID 502-02a, 502-03b, 640-02, 641-02) betragen rund 0,4 Mrd. Euro.

Die resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in der NEP-Gas-Datenbank aufgeführt und werden in der folgenden Abbildung dargestellt.

Abbildung 42: Netzausbaumaßnahmen der Basisvariante bis Ende 2027/2032, inkl. der LNG-Anbindungsleitungen



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

7.5.2 Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen für neue und systemrelevante Gaskraftwerke

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben auf Grundlage der Bestätigung des Szenariorahmens neue Gaskraftwerke in der Modellierung berücksichtigt. In der Bestätigung des Szenariorahmens hat die BNetzA den Fernleitungsnetzbetreibern zudem aufgetragen, alle Netzausbaumaßnahmen zu benennen, die zur Deckung des Kapazitätsbedarfs für geplante Gaskraftwerke beitragen. Diese Anforderung haben die Fernleitungsnetzbetreiber in der folgenden Tabelle 71 umgesetzt.

Tabelle 71: Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen, die unter anderem den Kapazitätsbedarf für neue und systemrelevante Kraftwerke decken

			Geplante neue Gaskraftwerke																						Neue systemrelevante Gaskraftwerke			
ID-Nr.	**Netzausbaumaßnahme**	**Nur für Kraftwerk notwendig**	GK Leipheim Block 1*	GK Leipheim Block 2	KW Grundremmingen	Kraftwerk Zolling*	Kraftwerk Mehrum	GHKW VW2	Werk Salzgitter	Werk Uelzen*	Kraftwerk Scholven*	Kraftwerk Irsching*	Kraftwerk Biblis*	Innovatives Hybrid-Kraftwerk Boxberg	Innovatives Hybrid-Kraftwerk Jänschwalde	GuD Schwarze Pumpe	Innovatives Hybrid-Kraftwerk Lippendorf*	Gasturbine Heilbronn	GuD-Anlage Altbach	GuD-Anlage Marbach	GuD-Anlage Aalen	KWK-Anlage AUDI AG Werk Neckarsulm	GuD-Anlage Mannheim	GuD-KW Herne	Trianel Gaskraftwerk Hamm*	Cuno Heizkraftwerk Herdecke*	Knapsack I	Gersteinwerk*
302-01	Leitung Datteln-Herne	x																						x				
402-02a	AUGUSTA (Leitung Wertingen-Kötz)			x	x																x							
402-02b	GDRM-Anlage Wertingen 2			x	x																x							
402-02c	GDRM-Anlage Kötz			x	x																x							
417-02	VDS Mörsch (Nordschwarzwaldleitung)																	x										
449-02	Verlängerung Anbindung Heilbronn (SEL1)																	x	x	x								
501-02a	Leitung Walle-Wolfsburg	x						x																				
501-03e	Erweiterung GDRM-Anlage Unterlüß							x																				
609-01	Leitung Wirtheim-Lampertheim																	x	x	x		x	x					
610-01	GDRM-Anlage Wirtheim																	x	x	x		x	x					
611-01	GDRM-Anlage Lampertheim																	x	x	x		x	x					
612-01	Leitung Löchgau-Altbach (SEL 2)																		x	x								
614-01	Leitung Heidelberg-Heilbronn (SEL 3)																	x	x	x		x						

ID-Nr.	Netzausbau-maßnahme	Nur für Kraftwerk notwendig	Geplante neue Gaskraftwerke																					Neue system-relevante Gaskraftwerke			
			GK Leipheim Block 1*	GK Leipheim Block 2	KW Grundremmingen	Kraftwerk Zolling*	Kraftwerk Mehrum	GHKW VW2	Werk Salzgitter	Werk Uelzen*	Kraftwerk Scholven*	Kraftwerk Irsching*	Kraftwerk Biblis*	Innovatives Hybrid-Kraftwerk Boxberg	Innovatives Hybrid-Kraftwerk Jänschwalde	GuD Schwarze Pumpe	Innovatives Hybrid-Kraftwerk Lippendorf*	Gasturbine Heilbronn	GuD-Anlage Altbach	GuD-Anlage Marbach	GuD-Anlage Aalen	KWK-Anlage AUDI AG Werk Neckarsulm	GuD-Anlage Mannheim	GuD-KW Herne	Trianel Gaskraftwerk Hamm*	Cuno Heizkraftwerk Herdecke*	Knapsack I	Gersteinwerk*
616-01	GDRM-Anlage Heidelberg																	x	x	x		x						
618-01	GDRM-Anlage Heilbronn																	x	x	x		x						
626-01	Leitung Aalen-Essingen																				x							
629-02	VDS Reckrod																	x	x	x		x	x					
630-01	GDRM-Anlage Lampertheim 5																	x	x	x		x	x					
642-01	GDRM-Anlage Ludwigshafen																	x	x	x		x	x					
801-01	Anschlussleitung Köln Süd 2																										x	
802-01	Armaturenstation Lauchhammer													x	x	x												
806-01	GDRM-Anlage Lehringen	x					x		x																			
807-01	GDRM-Anlage Kolshorn	x					x		x																			
808-01	Leitung Hämelerwald-Mehrum	x					x																					
809-01	Leitung Sophiental-Salzgitter	x							x																			
810-01	Leitung Anbindung Lauchhammer	x												x	x	x												
811-01	Leitung Lauchhammer-Großkoschen	x												x	x	x												
812-01	Leitung Bergen-Burg	x												x	x	x												
814-01	VDS Lauchhammer	x												x	x	x												
815-01	GDRM-Anlage Lauchhammer	x												x	x	x												

* Für diese Kraftwerke ist kein Ausbaubedarf erforderlich bzw. entsprechende Maßnahmen sind bereits in Betrieb.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

7.5.3 Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen für LNG-Anlagen der Basisvariante

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben auf Grundlage der Bestätigung des Szenariorahmens neue LNG-Anlagen in der Modellierung berücksichtigt. In der Bestätigung des Szenariorahmens hat die BNetzA den Fernleitungsnetzbetreibern zudem aufgetragen, alle Netzausbaumaßnahmen zu benennen, die zur Deckung des Kapazitätsbedarfs für diese LNG-Anlagen beitragen. Diese Anforderung haben die Fernleitungsnetzbetreiber in der folgenden Tabelle 72 umgesetzt.

Tabelle 72: Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen, die unter anderem den Kapazitätsbedarf für neue LNG-Anlagen decken

ID-Nr.	Netzausbaumaßnahme	Nur für LNG-Anlagen notwendig	Geplante neue LNG-Anlagen
			Brunsbüttel und Stade
301-01	Überspeisung Embsen		x
503-03b	Erweiterung VDS Embsen		x
636-02	Leitung Elbe Süd-Achim	x	x
637-02	Anpassung Verdichter Achim	x	x
638-01	Vorwärmung Embsen		x
803-01	VDS Achim/Embsen	x	x
804-01	Leitung Achim/Embsen-Drohne	x	x
805-01	GDRM-Anlage Drohne III	x	x
820-01	Leitung Etzel-Wardenburg		x
821-01	Leitung Drohne-Legden		x
822-01	GDRM-Anlage Drohne 2 und Verbindungsleitung		x
823-01	GDRM-Anlage Legden 2 und Verbindungsleitung		x

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Wasserstoffvariante 8

8 Wasserstoffvariante

Grundsätzliche Rahmenbedingungen

Zur Erstellung des Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 hatten die Fernleitungsnetzbetreiber erstmalig im Rahmen einer Marktpartnerabfrage den Transportbedarf für Wasserstoff ermittelt. Dazu wurden die potenziellen Erzeuger und Verbraucher von Wasserstoff abgefragt. Die gezielte Umstellung von Transportinfrastruktur auf Wasserstoff sowie Neubauten sollen Erzeuger und Verbraucher vernetzen und im Ergebnis einen nachhaltigen Wechsel von Methan zu Wasserstoff ermöglichen.

Auch wenn die ermittelten Wasserstoffausbaumaßnahmen auf Grund fehlender rechtlich regulatorischer Rahmenbedingen im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 nicht bestätigungsfähig waren, ist die Grundsteinlegung für ein überregionales Wasserstofftransportnetz sowohl in Politik, Verwaltung als auch im Markt auf breite Zustimmung gestoßen. Der Netzentwicklungsplan Gas wurde damit einhergehend als Transparenzplattform anerkannt. Diese positiven Rückmeldungen haben die Fernleitungsnetzbetreiber zum Anlass genommen, für die Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 erneut eine Marktabfrage WEB durchzuführen und die Entwicklung eines deutschlandweiten Wasserstofftransportnetzes fortzuführen. Die zahlreichen Rückmeldungen zur Marktabfrage WEB und die daraus folgenden Abschlüsse von MoU zeigen die große Nachfrage nach Wasserstofftransportleistung und damit die Notwendigkeit zum Aufbau einer nationalen Wasserstoffinfrastruktur.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben langjährige Erfahrung in der gemeinsamen Netzplanung, im Rahmen der Netzentwicklungspläne und hier insbesondere bei der Umstellung von Transportnetzen von L-Gas auf H-Gas. Dementsprechend sind die Fernleitungsnetzbetreiber dazu in der Lage, betreiberübergreifend vorhandene Erdgasleitungen zu identifizieren, die potenziell für den Wasserstofftransport umgestellt werden können. Des Weiteren haben die Fernleitungsnetzbetreiber zusammen mit anderen potenziellen Wasserstoffinfrastrukturbetreibern die Modellierung eines nationalen Wasserstoffnetzes durchgeführt. Das gemeinsame Ziel der Beteiligten ist es, das ehrgeizige Ziel der Bundesregierung der Klimaneutralität Deutschlands bis zum Jahr 2045 möglichst frühzeitig zu erreichen und vorhandene Infrastrukturpotenziale auszuschöpfen.

Im Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 hatte die BNetzA aufgrund fehlender regulatorischer Rahmenbedingungen Wasserstoffumstellungsmaßnahmen und Neubaumaßnahmen von Wasserstoffinfrastruktur nicht bestätigen können. Es war lediglich möglich, erdgasverstärkende Maßnahmen zum Aufbau des Wasserstoffnetzes zu bestätigen, sofern ein gesicherter Bedarf zum Wasserstofftransport vorlag. Auch mit der Novellierung des EnWG im Juli 2021 wurde weder eine integrierte noch eine separate Gas- und Wasserstoffnetzentwicklungsplanung im Rechtsrahmen umgesetzt. Ergänzt wurde jedoch mit § 113b EnWG die Kenntlichmachung von Gasversorgungsleitungen, die perspektivisch auf eine Wasserstoffnutzung umgestellt werden können.

Darüber hinaus fehlt jedoch die gesetzliche Verankerung, die Wasserstoffnetzplanung mit der Gasnetzentwicklungsplanung in einem integrierten Prozess zur Optimierung des Gesamtsystems zu behandeln. Die gesetzlich zugewiesenen Aufgaben der Fernleitungsnetzbetreiber in Bezug auf die Netzentwicklungsplanung von Wasserstoff bestehen gegenwärtig in ihrem Beitrag zu dem gemeinsamen Bericht zum aktuellen Ausbaustand des Wasserstoffnetzes und zur Entwicklung einer zukünftigen Netzplanung Wasserstoff mit dem Zieljahr 2035. Die BNetzA kann auf Basis dieses Berichtes Empfehlungen für die rechtliche Implementierung eines verbindlichen Netzentwicklungsplans Wasserstoff abgeben (§ 28q EnWG).

Das im Netzwicklungsplan Gas 2022–2032 gezeigte Wasserstoffnetz wurde unter Berücksichtigung der Transportbedarfe in einem aufwändigen Prozess erstellt. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind davon überzeugt, dass sie damit ein bedarfsgerechtes Wasserstofftransportnetz ermitteln können. Dennoch kann dieses Wasserstoffnetz aufgrund fehlender Vorgaben im aktuellen Regelungsrahmen keine verbindliche Vorfestlegung für eine künftige Wasserstoffnetzplanung darstellen. Für den schnellen Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur wäre es dringend geboten, diesen Rahmen zu schaffen und eine verbindliche integrierte Netzplanung für Gas und Wasserstoff zu ermöglichen, in der eine Optimierung des Gesamtsystems der Methan- und Wasserstoffnetze realisiert werden kann.

Die Kapazitätsprodukte für Wasserstoff sind in einem wachsenden Markt unter Einbeziehung der Transportbedarfe der Kunden zu entwickeln. Im Rahmen der Wasserstoffnetzmodellierung wurden feste Kapazitäten betrachtet.

Zusätzliche Unsicherheiten durch geopolitische Entwicklungen

Neben den noch unklaren rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen kamen zusätzlich durch den Angriffskrieg Russlands gegen die Ukraine erhebliche Unsicherheiten bei der Entwicklung des Gasmarktes hinzu. Dies erschwert zum aktuellen Zeitpunkt eine zuverlässige und belastbare Netzentwicklung.

Das ermittelte Wasserstoffnetz der Wasserstoffmodellierung beruht auf den zugrundeliegenden MoU-Bedarfen, 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.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in Abstimmung mit der BNetzA diverse Optionen geprüft, die Gasversorgung Deutschlands mit weniger russischem Gas bzw. gänzlich ohne Gas aus Russland sicherstellen zu können (vgl. Kapitel 7). Die Optionen sehen neben Um- und Ausbauten zuallererst eine an die neuen Rahmenbedingungen angepasste, veränderte Nutzung des vorhandenen Gasnetzes vor. Bis zur Entscheidung über die Umsetzung der Optionen ist eine belastbare Aussage zur kostensenkenden Umstellung bestehender Leitungen und Anlagen von Methantransport auf Wasserstofftransport kaum möglich. Die Kosten für die Bereitstellung der Wasserstoffinfrastruktur für die Jahre 2027/2032 sind deshalb indikativ zu betrachten (vgl. Kapitel 8.3). Diese Entwicklungen im Gasmarkt werden im kommenden Szenariorahmen, dessen Erarbeitung bereits Ende 2022/Anfang 2023 beginnt, aufgegriffen.

Die Beschleunigung des Aufbaus der Wasserstoffinfrastruktur ist sowohl zur Erreichung der Klimaneutralität als auch zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit unabdingbar. Deshalb ist es für die Fernleitungsnetzbetreiber selbstverständlich, die Wasserstoffnetzplanung auf Basis der gemeldeten Bedarfe der Marktabfrage WEB und gemäß der gemeinsamen Modellierung in den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 zu integrieren. Dies entspricht den Erwartungen der Marktteilnehmer, Projektvorhabenträger und Verteilernetzbetreiber und versetzt die Fernleitungsnetzbetreiber und die anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber damit in die Lage, die Folgeprozesse kontinuierlich weiter voranzutreiben.

8.1 Ergebnisse der Marktabfrage WEB nach MoU und nach Bestätigung des Szenariorahmens 2022

Wasserstoff und Grüne Gase spielen eine wichtige Rolle in der Transformation des Energiesystems. Bereits im letzten Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 haben die Fernleitungsnetzbetreiber mit der Planung zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur begonnen und gezeigt, dass diese bereits mittelfristig zur Verfügung gestellt werden kann.

Für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 haben die Fernleitungsnetzbetreiber die zweite Marktabfrage WEB durchgeführt. Diese wurde durch die Fernleitungsnetzbetreiber am 11. Januar 2021 für den Szenariorahmen 2022 gestartet, Projektmeldungen waren bis zum 16. April 2021 möglich. Im Rahmen dieser Marktabfrage sind über 500 Projektmeldungen eingegangen. Im Szenariorahmen 2022 wurde die Projektliste veröffentlicht.

Mit dem Start der Marktabfrage WEB haben die Fernleitungsnetzbetreiber zudem Kriterien für Wasserstoff- und Grüngasprojekte, die im Rahmen des Szenariorahmens 2022 und des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 Anwendung fanden, veröffentlicht. Für die Berücksichtigung eines Projekts in der Modellierung zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 ist nach Maßgabe der BNetzA die Erhöhung der Verbindlichkeit der gemeldeten Projekte notwendig. Dem sind die Fernleitungsnetzbetreiber durch Abschlüsse von MoU nachgekommen. Ein Projektvorhaben wird im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 berücksichtigt, wenn das MoU bis spätestens zum 01. Oktober 2021 mit dem Fernleitungsnetzbetreiber vereinbart wurde. Mit diesem MoU soll die tatsächliche Umsetzungsabsicht für das Projekt bekräftigt werden. Am 25. November 2021 haben die Fernleitungsnetzbetreiber auf der Webseite des FNB Gas eine aktualisierte Projektliste veröffentlicht, aus welcher ersichtlich wird, für welches Projekt ein MoU abgeschlossen wurde [FNB Gas, SR 2021a].

Die BNetzA hat am 20. Januar 2022 den Szenariorahmen 2022 bestätigt [BNetzA 2022]. In dieser Bestätigung hat sich die BNetzA auch auf die Berücksichtigung der Projekte aus der Marktabfrage WEB für die Wasserstoffmodellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 bezogen (vgl. Kapitel 8.1.2).

Im Folgenden wird dargestellt, wie viele MoU abgeschlossen wurden, welche Wasserstoffleistungen im Rahmen der MoU gemeldet wurden und welche Wasserstoffleistungen nach der Bestätigung des Szenariorahmens 2022 im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 zu berücksichtigen sind.

8.1.1 MoU-Abschlüsse

Bereits im Szenariorahmen 2022 begrüßten die Fernleitungsnetzbetreiber die rege Beteiligung an der Marktabfrage WEB. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Projektmeldungen im Szenariorahmen 2022 in folgende Kategorien eingeteilt:

1 Projekte für die Jahre 2022–2050 der Projektvorhabensträger und Verteilernetzbetreiber mit Relevanz für das Fernleitungsnetz,

2 Meldungen von Speicherprojekten,

3 Meldungen von weiteren Projekten im Verteilernetz,

4 Meldungen von Projekten aus dem Ausland,

5 Meldungen von Projekten am Verteilernetz ohne Relevanz für das Fernleitungsnetz und

6 Sonstige Projektmeldungen (nicht vollständige Projektmeldungen, Nullmeldungen und Meldungen, die der Veröffentlichung nicht zugestimmt haben).

Für die weitere Wasserstoffnetzplanung auf der Fernleitungsebene war der Abschluss eines MoU für die Kategorien 1 und 2 vorgesehen. Die folgende Tabelle zeigt, für wie viele WEB-Projekte in diesen beiden Kategorien ein MoU abgeschlossen wurde.

Tabelle 73: MoU-Abschlüsse für die Projektmeldungen der Marktabfrage WEB

WEB-Projektmeldungen	Beschreibung	Anzahl der WEB-Projektmeldungen	Anzahl der WEB-Projektmeldungen mit MoU
Kategorie 1	Projekte für die Jahre 2022–2050 der Projektvorhabenträger und Verteilernetzbetreiber mit Relevanz für das Fernleitungsnetz	294	250
Kategorie 2	Meldungen von Speicherprojekten	7	7

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Für 257 der 301 WEB-Meldungen in den Kategorien 1 und 2 (rund 85 %) konnte gemäß der beschriebenen Vorgehensweise im Szenariorahmen 2022 ein MoU abgeschlossen werden. Zusätzlich wurden zwei MoU für Projekte in der Kategorie 5 abgeschlossen.

8.1.2 Ergebnisse nach MoU-Abschluss und nach Bestätigung des Szenariorahmens 2022

Der Abschluss eines MoU ist Voraussetzung dafür, dass Projekte als Eingangsgröße im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 Berücksichtigung finden. Zusätzlich hat die BNetzA in der Bestätigung des Szenariorahmens 2022 [BNetzA 2022] Vorgaben für die Berücksichtigung der WEB-Projekte im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 gemacht.

In der Bestätigung des Szenariorahmens 2022 werden die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß Tenor 9 aufgefordert, Elektrolyseprojekte sowie die damit verbundene Wasserstoffeinspeiseleistung und Wasserstoffeinspeisemenge ab dem 2029 erst ein Jahr später zu berücksichtigen.

Hintergrund dieser BNetzA-Vorgabe ist die Vielzahl der Meldung von Elektrolyseprojekten im Rahmen der Marktabfrage WEB. Die BNetzA führt hierzu in der Bestätigung des Szenariorahmens 2022 wie folgt aus:

„[...] Ein Blick auf die in 2030 aufsummierte Elektrolyseleistung der Projekte mit abgeschlossenem MoU zeigt dabei, dass diese deutlich über den im Koalitionsvertag anvisierten 10 GW liegt. [...] In Anbetracht des Zielwertes aus dem Koalitionsvertrag und der damit zu erwartenden Förderung solcher Projekte, sollten daher die im Koalitionsvertrag genannten 10 GW Elektrolyseleistung für 2030 als Richtwert für die Infrastrukturplanung dienen. Um diese Zielvorgabe zu erreichen, werden die Fernleitungsnetzbetreiber mit Tenorziffer 9 verpflichtet, im Rahmen der Modellierung der Wasserstoffvariante, für alle Projekte aus Anlage 2, bei denen es sich um eine Wasserstoffeinspeisung mittels Elektrolyseur handelt, die für jedes Jahr geplanten Werte ab 2029 für die Elektrolyseleistung sowie die gekoppelte Wasserstoff-Einspeiseleistung und Wasserstoff-Einspeisemenge pro Jahr erst im jeweiligen Folgejahr anzusetzen.“ [BNetzA 2022]

Nach MoU-Abschluss und nach der Umsetzung der Vorgaben der Bestätigung des Szenariorahmens 2022 durch die BNetzA ergeben sich die folgend dargestellten Elektrolyseleistungen sowie Mengen und Leistungen für Wasserstoff. Für die Wasserstoffvariante im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 ist nur der Zeitraum bis zum Jahr 2032 relevant. Die Felder, in denen sich Unterschiede zwischen nach MoU-Abschluss und nach Bestätigung des Szenariorahmens 2022 durch die BNetzA ergeben, sind grau markiert.

Tabelle 74: Ergebnisse nach MoU und nach Bestätigung des Szenariorahmens 2022

	Einheit	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2040*	2050*
Ergebnisse nach MoU-Abschluss														
Elektrolyseleistung	GWh/hel	0,2	0,5	0,9	2,6	3,9	4,8	7,4	9,4	18,3	20,5	22,7	37,7	46,0
H2-Einspeisemenge pro Jahr	TWhth	0,7	1,4	2,5	9,9	17,3	67,0	83,6	100,3	155,9	171,5	183,9	361,7	641,2
H2-Einspeiseleitung pro Jahr	GWh/hel	0,1	0,4	0,7	1,9	3,3	9,7	13,8	16,5	27,8	30,8	33,8	69,5	114,7
H2-Ausspeisemenge pro Jahr	TWhth	4,5	6,4	10,3	23,1	30,9	49,2	55,1	75,5	125,6	155,5	171,6	238,8	297,3
H2-Ausspeiseleistung pro Jahr	GWh/hel	0,9	1,2	2,3	4,7	6,1	9,3	10,5	13,7	25,2	31,3	35,0	51,4	71,2
H2-Zusatzleistungsbedarf	GWh/hel	0,8	0,8	1,6	2,8	2,8	−0,4	−3,3	−2,8	−2,6	0,4	1,2	−18,1	−43,5
Ergebnisse nach Bestätigung des Szenariorahmens 2022 durch die BNetzA														
Elektrolyseleistung	GWh/hel	0,2	0,5	0,9	2,6	3,9	4,8	7,4	7,4	9,4	18,3	20,5	37,7	46,0
H2-Einspeisemenge pro Jahr	TWhth	0,7	1,4	2,5	9,9	17,3	67,0	83,6	94,2	130,5	166,2	178,5	361,7	641,2
H2-Einspeiseleitung pro Jahr	GWh/hel	0,1	0,4	0,7	1,9	3,3	9,7	13,8	15,0	21,5	29,2	32,2	69,5	114,7
H2-Ausspeisemenge pro Jahr	TWhth	4,5	6,4	10,3	23,1	30,9	49,2	55,1	75,5	125,6	155,5	171,6	238,8	297,3
H2-Ausspeiseleistung pro Jahr	GWh/hel	0,9	1,2	2,3	4,7	6,1	9,3	10,5	13,7	25,2	31,3	35,0	51,4	71,2
H2-Zusatzleistungsbedarf	GWh/hel	0,8	0,8	1,6	2,8	2,8	−0,4	−3,3	−1,3	3,7	2,1	2,8	–	–

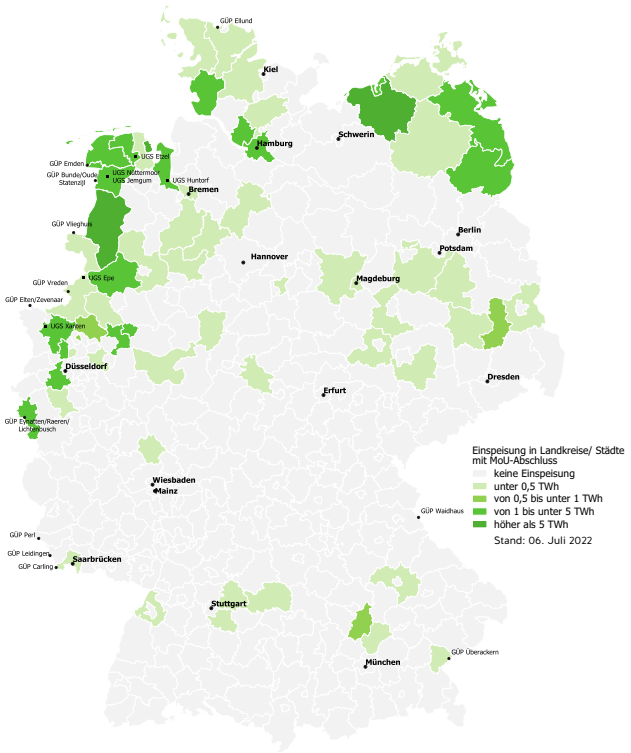
* Die Jahre 2040 und 2050 sind für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 nicht modellierungsrelevant, diese wurden demzufolge durch die BNetzA nicht bestätigt.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Entsprechend der Vorgabe der BNetzA verschiebt sich die Realisierung bzw. Erweiterung von Elektrolyseanlagen ab dem Jahr 2029 um ein Jahr, demzufolge sind die Elektrolyseleistungen in den Jahren 2028 und 2029 identisch. Diese Verschiebung setzt sich bis zum Jahr 2032 fort. Die Einspeisemengen und -leistungen dieser Elektrolyseprojekte reduzieren sich in den Jahren 2029 bis 2032. Für das Modellierungsjahr 2032 liegen MoU-Projekte mit einer Elektrolyseleistung in Höhe von 22,7 GW_{el} vor, nach BNetzA-Bestätigung reduziert sich dieser Wert auf 20,5 GW_{el}. Für das Jahr 2030 werden Elektrolyseprojekte mit einer Leistung von rund 9,4 GW_{el} berücksichtigt. Dieser Wert liegt in der Größenordnung des Zielwertes von 10 GW_{el} aus dem aktuellen Koalitionsvertrag.

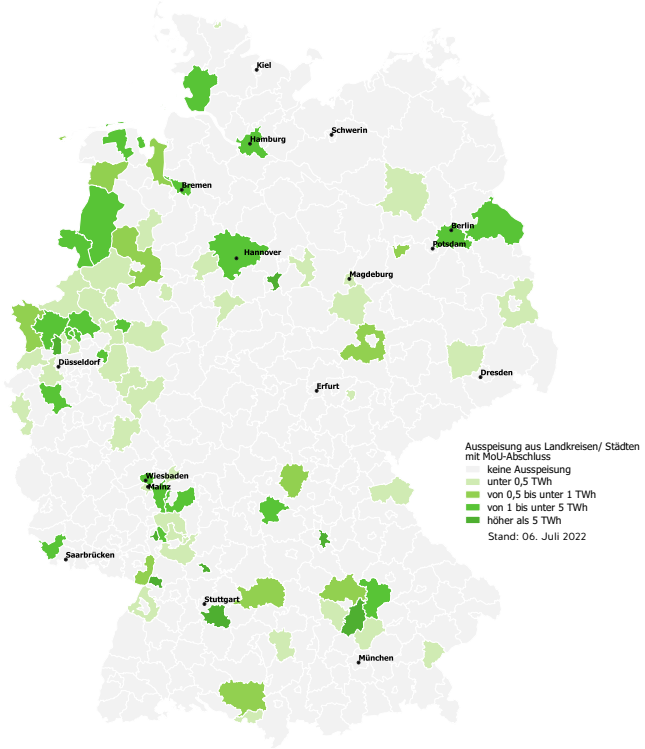
Die folgenden Abbildungen zeigen zudem die regionale Verteilung der gemeldeten Wasserstoffprojekte für das Jahr 2032 (Mengenangaben für Ein- und Ausspeisung) der Projektmeldungen mit einem MoU und nach Bestätigung durch die BNetzA.

Abbildung 43: Gemeldete WEB-Wasserstoffeinspeisungen mit MoU im Jahr 2032



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

Abbildung 44: Gemeldete WEB-Wasserstoffausspeisungen mit MoU im Jahr 2032



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

8.2 Wasserstoffmodellierung

Im folgenden Kapitel wird zuerst auf den Prozess der gemeinsamen Wasserstoffmodellierung von Fernleitungsnetzbetreibern und anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern eingegangen (vgl. Kapitel 8.2.1). In Kapitel 8.2.2 werden die Meldungen der Leitungnetzsinfrastruktur anderer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber für das Wasserstoffnetz beschrieben. Die grundsätzliche Vorgehensweise der einzelnen Prozessschritte ist in Kapitel 8.2.3 dargestellt. In den Kapiteln 8.2.4 bis 8.2.7 werden die Modellierungsvorbereitungen beschrieben, die abgestimmten Szenarien dargestellt und daraus die Wasserstoffbilanzen sowie der zusätzliche Wasserstoffbedarf für die Jahre 2027 und 2032 abgeleitet. Das Kapitel 8.2.8 widmet sich den Wasserstoffteilnetzen.

8.2.1 Prozess der gemeinsamen Wasserstoffmodellierung von Fernleitungsnetzbetreibern und anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern

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. Ebenso wird auf diese Weise möglichst viel an bereits bestehender Infrastruktur in den Prozess der Wasserstoffnetzmodellierung einbezogen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben am 05. Oktober 2021 erstmalig die Betreiber von Leitungsnetzinfrastruktur dazu aufgerufen, bestehende oder konkret geplante Leitungssysteme zum Transport von Wasserstoff zu melden. In dieser Abfrage wurden insgesamt 22 Leitungsnetzinfrastrukturmeldungen eingereicht.

Aufgrund zusätzlicher Interessensbekundungen aus dem Markt verlängerten die Fernleitungsnetzbetreiber am 17. Dezember 2021 ihren Aufruf zur Meldung von Infrastrukturen zur Berücksichtigung in der Wasserstoffvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 bis zum 18. März 2022. Die gemeldeten Leitungsnetzinfrastrukturen wurden in der Wasserstoffvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 berücksichtigt. Die Ergebnisse beider Aufrufe finden sich in Kapitel 8.2.2. wieder.

Teil des Aufrufs am 17. Dezember 2021 war auch die Einladung an aktuelle und potenzielle Wasserstoffnetzbetreiber mit den Fernleitungsnetzbetreibern zusammen einen transparenten Prozess zur gemeinsamen Entwicklung des zukünftigen Wasserstoffnetzes bis Mitte März 2022 zu erarbeiten. Dieser Einladung folgten bis zum 31. Januar 2022 zwölf Unternehmen. Die Erarbeitung des Prozesses wurde Mitte März mit einem für alle Teilnehmenden zufriedenstellenden Ergebnis einvernehmlich abgeschlossen, welches in Kapitel 8.2.3 detailliert dargestellt ist.

Der Prozess zur Modellierung des Wasserstoffnetzes begann am 21. März 2022 unter Einbeziehung der Teilnehmenden der Prozessentwicklung sowie der Leitungsnetzinfrastrukturbetreiber die entsprechende Infrastruktur im Rahmen der oben genannten Abfragen gemeldet haben.

Die Erarbeitung der Wasserstoffvariante und die damit einhergehende Wasserstoffmodellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 erfolgten durch alle interessierten potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber. An der Wasserstoffmodellierung haben neben den Fernleitungsnetzbetreibern 18 weitere potenzielle Wasserstoffnetzbetreiber teilgenommen. Diese sind Avacon Netz GmbH, Bayernwerk Netz GmbH, Creos Deutschland Wasserstoff GmbH i. G., e-netz Südhessen AG, E.ON SE, Evonik Operations GmbH, EWE NETZ GmbH, Gasnetz Hamburg GmbH, N-ERGIE Netz GmbH, NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH & Co. KG, Netz Leipzig GmbH, Netze BW GmbH, Nord-West-Oelleitung GmbH, Ruhr Oel GmbH bp Gelsenkirchen, Sachsen-Netze GmbH, SHNG Schleswig-Holstein-Netz GmbH, TanQuid GmbH & Co. KG und Westnetz GmbH.

Da an der Modellierung und Datenbereitstellung u. a. Fernleitungsnetzbetreiber, Leitungs- und Infrastrukturunternehmen sowie Verteilernetzbetreiber beteiligt waren, war ein Beratungsunternehmen, das die Fernleitungsnetzbetreiber und die anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber unterstützt und Auswertungen vornimmt, unverzichtbar. Daher wurde für diese Aufgabe das Beratungsunternehmen Prognos beauftragt, gegenüber allen Projektbeteiligten neutral zu agieren, um die Vertraulichkeit bestimmter Informationen der gemeldeten Projekte der Marktabfrage WEB zu gewährleisten.

8.2.2 Meldungen Leitungsnetzinfrastruktur anderer potenzieller Wasserstoffnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber für das Wasserstoffnetz

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im letzten Jahr die Betreiber von Leitungsnetzinfrastrukturen aufgerufen, bestehende und konkret geplante Leitungssysteme zum Transport von Wasserstoff für die Berücksichtigung in der Wasserstoffvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 zu melden.

Mit dem Aufruf wollten die Fernleitungsnetzbetreiber sicherstellen, dass möglichst viele der sich aus der Marktabfrage WEB ergebenen Transportbedarfe frühzeitig effizient bereitgestellt werden können. Die Rückmeldungen bilden gemeinsam mit den auf Wasserstoff umstellbaren Leitungsnetzteilen der Fernleitungsnetzbetreiber die Grundlage für die Modellierung des potenziellen Wasserstoffnetzes.

Bis zum 18. März 2022 sind bei den Fernleitungsnetzbetreibern 218 relevante Meldungen für die Modellierung bis zum Jahr 2032 eingegangen. Die detaillierten Ergebnisse der bestehenden und konkret geplanten Leitungssysteme zum Transport von Wasserstoff für die Berücksichtigung in der Wasserstoffvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032, stehen auf der Webseite des FNB Gas als Download [FNB Gas 2022] zur Verfügung.

Von anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern stammen 44 Meldungen. Die Fernleitungsnetzbetreiber bringen ihrerseits 174 Leitungsprojekte ein. Insgesamt sind Leitungen mit einer Länge von rund 6.365 km gemeldet worden. Davon wurden 68 % (4.352 km) der gemeldeten Leitungen als Umstellung gemeldet. Der Anteil der Neubauten beläuft sich auf 32 % (2.013 km). Die Leitungen verteilen sich auf die in Tabelle 75 dargestellten Durchmesserklassen. Die gemeldeten Betriebsdrücke reichen von 10 bis 100 bar.

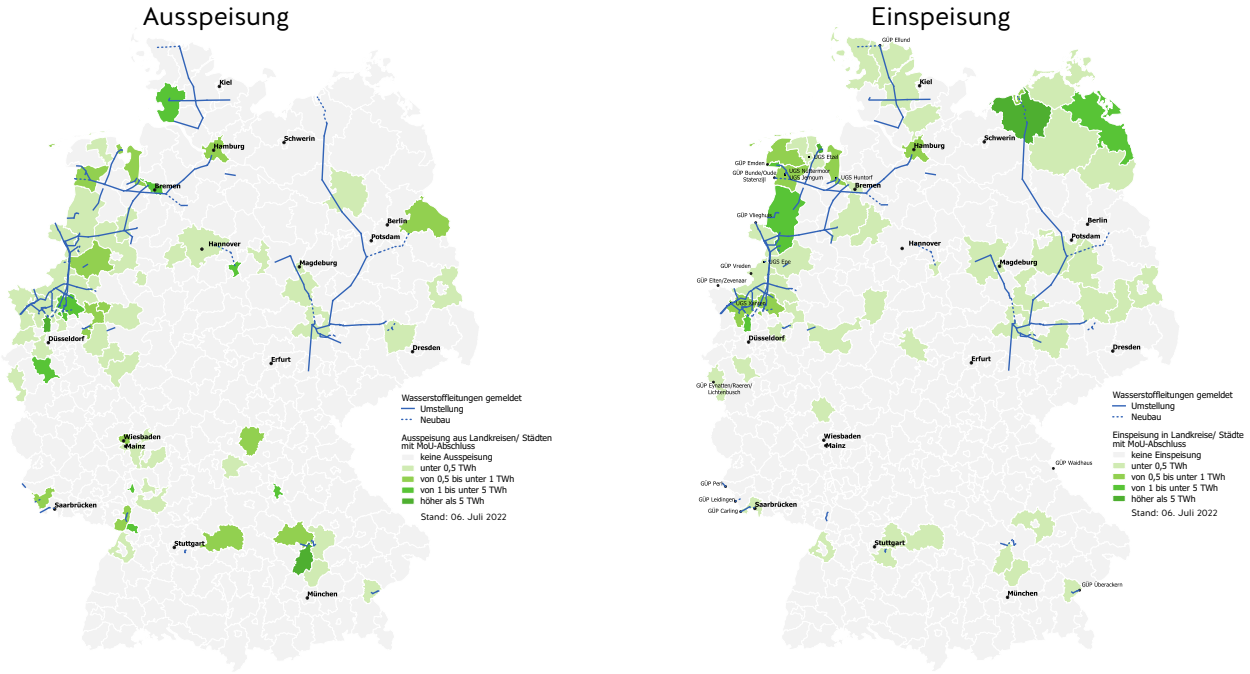
Tabelle 75: Gemeldete Leitungen je Durchmesserklasse

Klasse	A	B	C	D	E	F	G
Nennweite DN [mm]	>1.000	700–999	500–699	350–499	225–349	110–224	bis 109
Länge [km]	571,4	2307,5	1733,6	884,5	374,1	474,7	19,4

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H2-Netzbetreiber

Für das Modellierungsjahr 2027 ergibt sich auf der Basis der gemeldeten Leitungsnetzinfrastrukturen das in Abbildung 45 dargestellte Wasserstoffnetz.

Abbildung 45: Wasserstoffnetze 2027 auf Basis der gemeldeten Leitungsnetzinfrastruktur

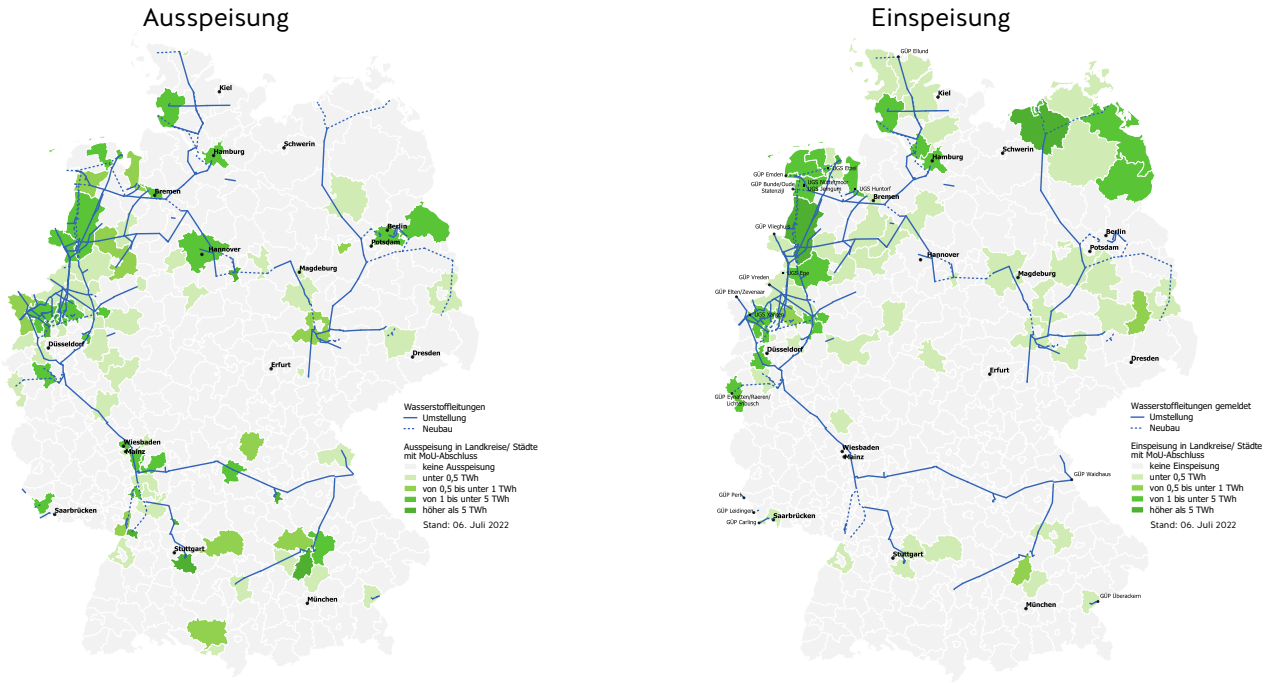


Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H2-Netzbetreiber, schematische Darstellung

Im Jahr 2027 ist auf Basis der gemeldeten Leitungsnetzinfrastruktur noch kein zusammenhängendes deutschlandweites Wasserstoffnetz vorhanden. In den folgenden Unterkapiteln werden insbesondere die Teilnetze Nord, Nord-West und Ost gebildet und im Rahmen der Bilanzierung und Wasserstoffquellenverteilung dargestellt.

Für das Modellierungsjahr 2032 ergibt sich auf der Basis der gemeldeten Leitungsnetzinfrastrukturen das in Abbildung 46 dargestellte, zusammenhängende deutschlandweite Wasserstoffnetz.

Abbildung 46: Wasserstoffnetz 2032 auf Basis der gemeldeten Leitungsnetzinfrastruktur

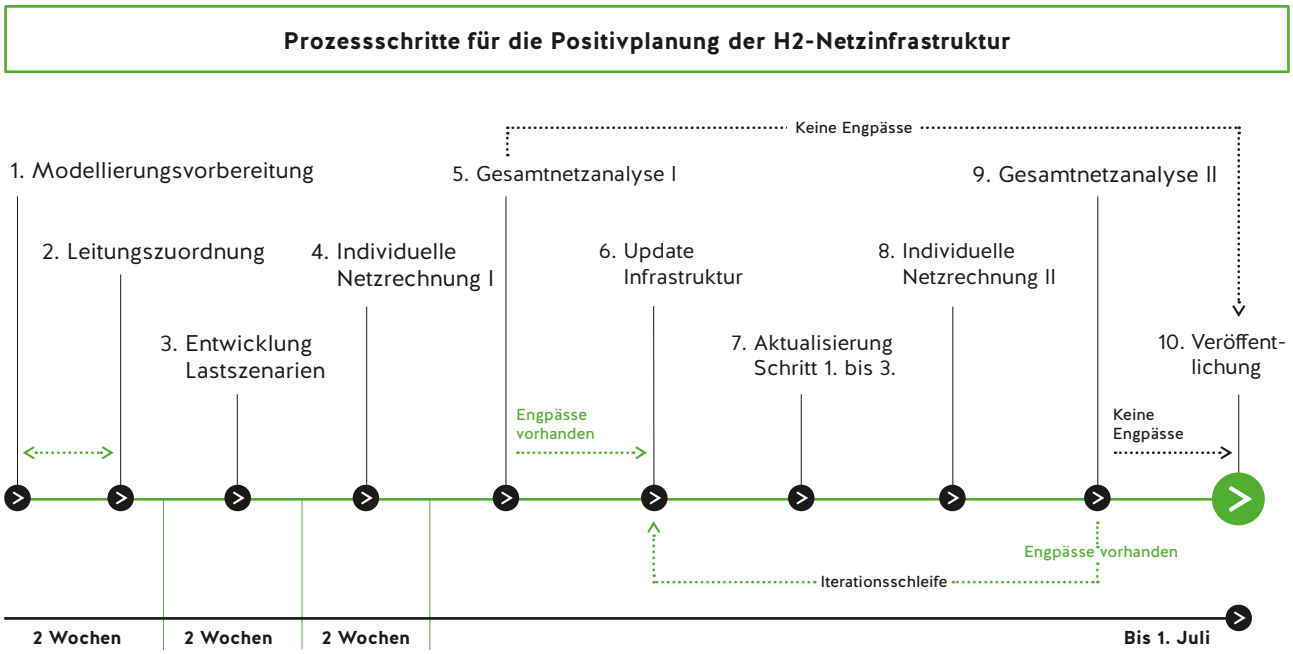


Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H2-Netzbetreiber, schematische Darstellung

8.2.3 Grundsätzliche Vorgehensweise

Der gesamte Prozessablauf von der Modellierungsvorbereitung bis zur Veröffentlichung der Ergebnisse ist in Abbildung 47 schematisch dargestellt:

Abbildung 47: Prozessschritte für die Positivplanung der Wasserstoffnetzinfrastruktur



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H2-Netzbetreiber

Beschreibung der einzelnen Prozessschritte

1. Modellierungsvorbereitung (vgl. Kapitel 8.2.4)

- Für Bedarfe, für die mit einem Fernleitungsnetzbetreiber ein MoU abgeschlossen wurde (Anlage 2 [FNB Gas, SR 2021b]), ermittelt dieser, eine geeignete Leitung (sein Eigentum oder Eigentum eines anderen), an der ein Netzanbindepunkt für ein oder mehrere MoU zu berücksichtigen ist. Für die Auswahl sind die folgenden objektiven technischen Kriterien maßgeblich:
  - Entfernung zum Netzanbindepunkt,
  - Berücksichtigung von raumordnerischen Widerständen wie zum Beispiel die Kreuzung von Naturschutzgebieten, Gewässern, Militärgebiete etc.,
  - Leistungsfähigkeit einer alternativ gelegenen Infrastruktur, sofern von netzplanerischer Bedeutung.
- Die Netzanbindepunkte mit den jeweils zugeordneten MoU meldet jeder Fernleitungsnetzbetreiber an einen neutralen Dienstleister (Prognos).
- Prognos erstellt eine Liste, die alle Netzanbindepunkte enthält mit der Angabe der aufsummierten Ein- und Ausspeiseleistungen pro Netzanbindepunkt. Die Liste steht allen an der Modellierung beteiligten potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern zur Verfügung.
- Bei einem Anschluss an die Infrastruktur eines anderen Fernleitungsnetzbetreibers kann dieser innerhalb von einer Woche diesen Anschluss begründet ablehnen.
- Die Lage der Netzanbindepunkte wird in einer durch die Fernleitungsnetzbetreiber zu erstellenden Knoten/Kantenliste allen an der Modellierung beteiligten potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern zur Verfügung gestellt.

- Sollte eine Zuordnung von Ein- oder Ausspeisebedarfen zu konkreten Leitungen nicht möglich sein, so werden diese Bedarfe dem Land- oder Stadtkreis zugeordnet, dem sie räumlich in Anlage 2 [FNB Gas, SR 2021b] zugeordnet sind.
- Kreise, für die noch Bedarfe aus Anlage 2 [FNB Gas, SR 2021b] vorliegen und die nicht zu einem Netzanbindepunkt zugeordnet werden konnten werden in eine „Merkliste“ aufgenommen. Diese Merkliste steht allen an der Modellierung beteiligten potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern zur Verfügung.

2. Leitungszuordnung (vgl. Kapitel 8.2.4)

- Sind zwei oder mehrere Transportinfrastrukturen zur Erfüllung der gleichen Transportaufgabe ähnlich geeignet, werden diese gleichberechtigt berücksichtigt. Zur Entscheidungsfindung könnten u. a. Orientierungskostensätze zur Anwendung kommen. Dazu eignen sich z. B. die im Netzentwicklungsplan Gas verwendeten Orientierungskostensätze für die Transportinfrastruktur, die um geeignete Faktoren zur Berücksichtigung der grundsätzlichen Mehr- oder Minderkosten für wasserstofftaugliche Bauteile zu erweitern sind.
- Für Leitungen, die auf Wasserstoff umgestellt werden sollen, können sich die Eigentümer der Leitung zur Umsetzung benennen.
- Bei heute bereits bestehenden Projekten (z. B. IPCEI) können sich die Antragssteller zur Umsetzung benennen (Benennung ergibt sich aus Förderantrag etc.).
- Neubauleitungen, die sich aus dem laufenden Prozess der Wasserstoffnetzplanung 2022–2032 ergeben, können grundsätzlich von jedem Unternehmen umgesetzt werden. Alle Interessenten für den Bau werden benannt. Wenn es mehrere Interessenten gibt, bleibt die Zuordnung im Rahmen dieses NEP-Prozesses offen.

3. Entwicklung Lastszenarien (vgl. Kapitel 8.2.5, 8.2.6 und 8.2.7)

- Zur Abbildung und Simulation unterschiedlicher Lastflusssituationen sind Lastszenarien erforderlich.
- Die Lastszenarien wurden von den Fernleitungsnetzbetreibern vorbereitet und mit allen anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern diskutiert und ggf. weiterentwickelt.
- Prognos hat auf Basis der Anlage 2 [FNB Gas, SR 2021b] und der Liste mit den Netzanbindepunkten die Bilanzen für die definierten Lastszenarien erstellt und die bilanzielle Über- bzw. Unterdeckung in den Szenarien und Modellierungsjahren ermittelt.
- In den Fällen einer bilanziellen Unterdeckung entwickeln die Fernleitungsnetzbetreiber Vorschläge für den bilanziellen Ausgleich („Wasserstoffquellenverteilung“). Diese Vorschläge werden mit allen anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern diskutiert und ggf. weiterentwickelt.

4. Individuelle Netzrechnung I (vgl. Kapitel 8.3)

- Durchführung einer freiwilligen individuellen Prüfung (Rechnung) durch die an der Modellierung beteiligten potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber, ob die bisher berücksichtigte Infrastruktur seiner Meinung nach ausreichend ist.
- Die Prüfung erfolgt auf Basis der vorliegenden Infrastrukturdaten, Bedarfe und Lastszenarien.

5. Gesamtnetzanalyse I (vgl. Kapitel 8.3)

- Gemeinsame Zusammenfassung der Rückmeldungen und Interpretation der Ergebnisse.
- Ist die Infrastruktur ausreichend, so wird mit Schritt 10 weiter verfahren.

6. Update Infrastruktur (vgl. Kapitel 8.3)

- Wenn die Infrastruktur aus Schritt 5 nicht ausreicht, können zusätzliche Leitungen und Verdichter durch die an der Modellierung beteiligten potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern eingebracht werden, um die Landkreise zu versorgen, die im Schritt 1 in der Merkliste enthalten sind, oder um Engpässe zu beheben.
- Allgemein können sowohl Bestandsleitungen als auch Neubauleitungen,Regler, Armaturen oder Verdichter berücksichtigt werden.
- Die Informationen über die neu eingebrachten Leitungen und Verdichter stehen allen an der Modellierung beteiligten potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern zur Verfügung.

7. Aktualisierung Schritt 1. bis 3. (vgl. Kapitel 8.3)

- Auf Basis der vor Beginn des Prozesses bereitgestellten Infrastrukturdaten und der zusätzlichen Infrastruktur aus Schritt 6 werden die Landkreise mit Bedarf ermittelt, die nicht erreicht werden können.
- Die Merkliste aus Schritt 1 wird aktualisiert und allen an der Modellierung beteiligten potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern zugänglich gemacht.
- Neue Netzanbindepunkte und die Zuordnung der MoU zu diesen werden in der Anlage 2 [FNB Gas, SR 2021b] ergänzt.
- Die sich aus den Lastszenarien ergebenden Bilanzen sowie die Wasserstoffquellenverteilung aus Schritt 3 sind ggf. anzupassen.

8. Individuelle Netzrechnung II (vgl. Kapitel 8.3)

- Durchführung einer freiwilligen individuellen Prüfung (Rechnung) von Schritt 6 durch die an der Modellierung beteiligten potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber, ob die bisher berücksichtigte Infrastruktur ihrer Meinung nach ausreichend ist.
- Die Prüfung erfolgt wieder auf Basis der vorliegenden Infrastrukturdaten, Bedarfe und Lastszenarien.

9. Gesamtnetzanalyse II (vgl. Kapitel 8.3)

- Gemeinsame Zusammenfassung der Rückmeldungen und Interpretation der Ergebnisse.
- Ist die Infrastruktur ausreichend, so wird mit Schritt 10 weiter verfahren.
- Ist die Infrastruktur nicht ausreichend, so beginnt der Prozess wieder mit Schritt 5.

10. Veröffentlichung (vgl. Kapitel 8.3)

- Die Ergebnisse der Wasserstoffmodellierung werden im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 veröffentlicht.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der einzelnen Prozessschritte beschrieben.

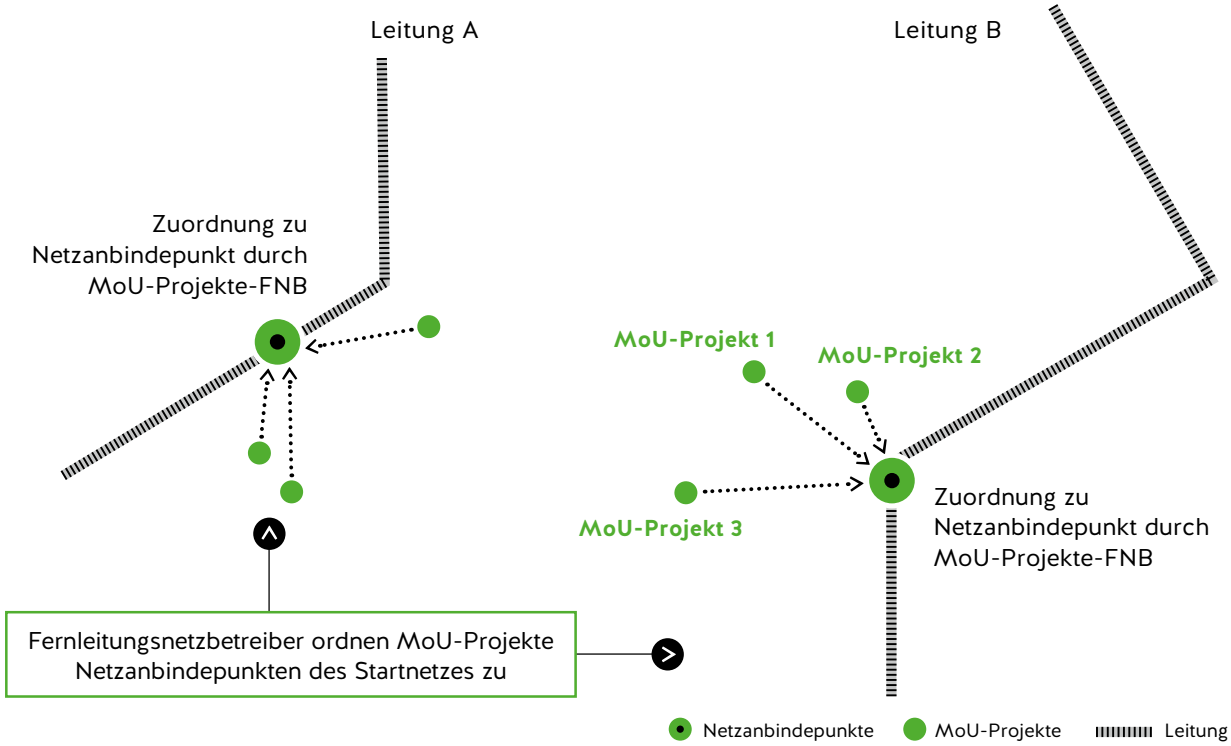
8.2.4 Modellierungsvorbereitung und Leitungszuordnung

Vor dem Beginn der Modellierung erfolgte ein Datenaustausch zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und den anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern. Dieser Datenaustausch umfasste

- die in der aktualisierten Anlage 2 [FNB Gas, SR 2021b] vom 25. November 2021 veröffentlichten Ein- und Ausspeisebedarfe aus der WEB-Abfrage, für die ein MoU abgeschlossen wurde,
- das H2-Startnetz 2030 des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 (Veröffentlichung im Mai 2020),
- das Ergebnis der ersten Leitungsdatenabfrage (Veröffentlichung im Dezember 2021) und
- das Ergebnis der zweiten Leitungsdatenabfrage einschließlich der gemeldeten Leitungsdaten von den Fernleitungsnetzbetreibern (Veröffentlichung am 29. März 2022).

Vor dem Hintergrund vertraglicher Geheimhaltungspflichten der Fernleitungsnetzbetreiber gegenüber den Projektvorhabenträgern dürfen die Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle Wasserstoffnetzbetreiber bestimmte Detailinformationen der abgefragten Daten nicht untereinander austauschen. Die Fernleitungsnetzbetreiber und die anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber haben sich deshalb darauf verständigt, ihre jeweiligen Anfragen durch ein neutrales Beratungsunternehmen zu anonymisieren und zugleich für die Netzplanung handhabbar zusammenzufassen. Hierfür wurden netzintern sogenannte Netzanbindepunkte gebildet, die die Daten aus mehreren in der Umgebung einer gemeldeten/eingebrachten Leitung befindlichen Projekten (Ein- und Ausspeisung) zusammenfassen. Diese Netzanbindepunkte müssen auf der eingebrachten Leitung liegen. Um eine Netzmodellierung zu ermöglichen, ist es notwendig die Position des Netzanbindepunktes auf der Leitung anzugeben. Hierzu eignen sich Längenangaben von definierten Anfangs- und Endknoten auf einer eingebrachten Leitung bis hin zum eingebrachten Netzanbindepunkte, die in einer sogenannten Knoten-Kanten-Liste erfasst wurden.

Abbildung 48: Bildung von Netzanbindepunkten durch mehrere MoU-Projekte



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H2-Netzbetreiber

8.2.5 Szenarien

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 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] (Szenario 0) fünf Szenarien definiert, die im Folgenden beschrieben werden.

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.

Einspeiseprojekte werden hierbei unterteilt in volatile (weniger als 5.500 Vollbenutzungsstunden) und nicht-volatile Projekte (mehr als 5.500 Vollbenutzungsstunden). Die Klassifikation beruht auf einer Auswertung der Vollbenutzungsstunden der gemäß Anlage 2 [FNB Gas, SR 2021b] gemeldeten Einspeiseprojekte. Hierbei hat sich für das Jahr 2032 eine durchschnittliche Vollbenutzungsstundenzahl der Einspeiseprojekte von rund 5.000 Vollbenutzungsstunden ergeben, wobei rund ein Drittel der Projekte mehr als 6.000 und rund zwei Drittel höchstens 5.000 Vollbenutzungsstunden haben. Vor diesem Hintergrund wurde als Grenze zur Unterscheidung ein Wert von 5.500 Vollbenutzungsstunden angesetzt.

Szenario 1: PtG

Im Power-to-Gas-(PtG-)Szenario ist überschüssige elektrische Energie vorhanden, so dass Wasserstoff produziert und unter anderem in das Fernleitungsnetz und in Speicher eingespeist werden kann. Zusätzliche Einspeiseleistungen aus Speichern sind zur Bedarfsdeckung nicht erforderlich. Da Stromüberschuss besteht, wird in diesem Szenario keine wasserstoffbasierte Stromerzeugung unterstellt.

- Einspeiseleistung: Einspeiseprojekte 100 %, Speicher 0 %
- Ausspeiseleistung: Kraftwerke 0 %, Speicher 100 %

Szenario 2: Dunkelflaute

In diesem Szenario herrscht wegen Flaute oder Schwachwind und zugleich auftretender Dunkelheit „Strommangel“ und es wird kein Wasserstoff aus Elektrolyseuren und mittels volatiler Einspeiseprojekte erzeugt, der in Wasserstoffnetze eingespeist wird. Zusätzliche Einspeiseleistungen aus Speichern sowie zusätzliche wasserstoffbasierte Stromerzeugung ist in diesem Szenario erforderlich.

- Einspeiseleistung: Volatile Einspeiseprojekte 0 %, Nicht-volatile Einspeiseprojekte 100 %, Speicher 100 %
- Ausspeiseleistung: Kraftwerke 100 %, Speicher 0 %

Szenario 3: PtG + 50 % Großprojekte

Das Szenario „PtG + 50 % Großprojekte“ unterstellt wie in Szenario 1 einen Stromüberschuss, allerdings wird im Unterschied zu Szenario 1 die Einspeiseleistung aus Großprojekten (Leistung > 1 GW) nur zu 50 % angesetzt. Wie in Szenario 1 sind zusätzliche Einspeiseleistungen aus Speichern sowie eine zusätzliche wasserstoffbasierte Stromerzeugung nicht erforderlich.

- Einspeiseleistung: Einspeiseprojekte > 1 GW: 50 %, übrige 100 %, Speicher 0 %
- Ausspeiseleistung: Kraftwerke 0 %, Speicher 100 %

Szenario 4: Dunkelflaute + 50 % Großprojekte

Das Szenario „Dunkelflaute + 50 % Großprojekte“ unterstellt wie in Szenario 2 wegen Flaute oder Schwachwind und zugleich auftretender Dunkelheit einen „Strommangel“ und keine Wasserstofferzeugung aus Elektrolyseuren und mittels volatiler Einspeiseprojekte. Zusätzlich wird im Unterschied zu Szenario 2 der aus Großprojekten (Leistung > 1 GW) erzeugte Wasserstoff zu 50 % für die Netzeinspeisung angesetzt. Zusätzliche Einspeiseleistungen aus Speichern sowie zusätzliche wasserstoffbasierte Stromerzeugung sind in diesem Szenario erforderlich.

- Einspeiseleistung: nicht-volatile Einspeiseprojekte > 1 GW: 50 %,
  übrige nicht-volatile Einspeiseprojekte 100 %, volatile Einspeiseprojekte 0 %, Speicher 100 %
- Ausspeiseleistung: Kraftwerke 100 %, Speicher 0 %

Szenario 5: Teillastfall

Das Szenario „Teillastfall“ unterstellt, wie in Szenario 1 das Vorhandensein überschüssiger elektrischer Energie, so dass Wasserstoff produziert und unter anderem in das Fernleitungsnetz und in Speicher eingespeist werden kann. Zusätzliche Einspeiseleistungen aus Speichern sowie zusätzliche wasserstoffbasierte Stromerzeugung sind nicht erforderlich. Die übrigen Exits sind bei unterstelltem Teillastfall mit 60 % angesetzt, um den Fall einer zeitweisen geringeren Wasserstoffnutzung abzubilden.

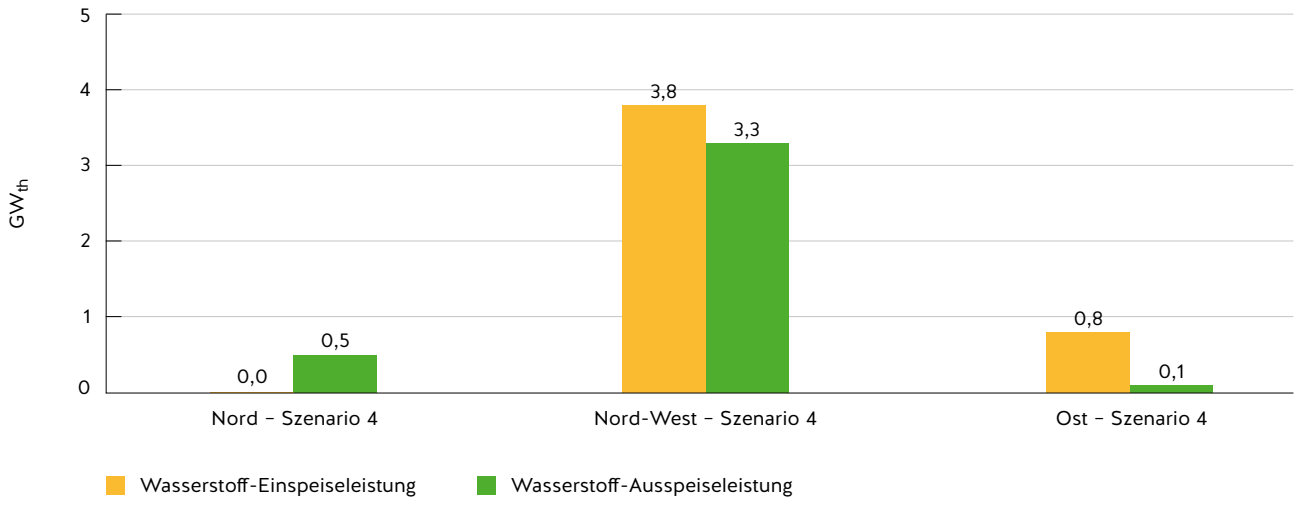
- Einspeiseleistung: Einspeiseprojekte 100 %, Speicher 0 %
- Ausspeiseleistung: Kraftwerke 0 %, Speicher 100 %, übrige Exits 60 %

8.2.6 Wasserstoffbilanzen 2027 und 2032

Wasserstoffbilanz 2027

Die jeweiligen Ein- und Ausspeiseleistungen für die Teilnetze Nord, Nord-West (NW) und Ost sind ausschließlich für das Szenario 4 (Dunkelflaute + 50 % Großprojekte) in Abbildung 49 dargestellt, da dieses Szenario die geringsten Einspeiseleistungen und somit die größte bilanzielle Unterdeckung aufweist.

Abbildung 49: Wasserstoffbilanz – Ein-/Ausspeiseleistungen 2027 für die Teilnetze Nord, Nord-West (NW) und Ost für das Szenario „Dunkelflaute + 50 % Großprojekte“



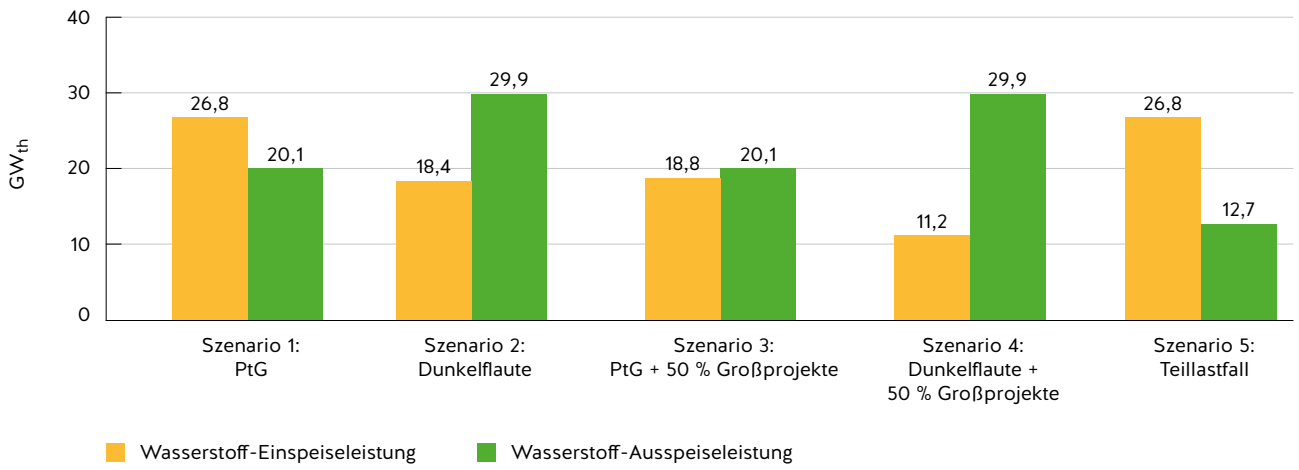
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H2-Netzbetreiber

Im Teilnetz Nord ergibt sich eine bilanzielle Unterdeckung und in den Teilnetzen Nord-West und Ost eine bilanzielle Überdeckung.

Wasserstoffbilanz 2032

Die jeweiligen Ein- und Ausspeiseleistungen in den entsprechenden Szenarien für das in großen Teilen zusammenhängende deutschlandweite Wasserstoffnetz sind in Abbildung 50 dargestellt.

Abbildung 50: Wasserstoffbilanz – Ein-/Ausspeiseleistungen 2032 für das deutschlandweite Netz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H2-Netzbetreiber

Die Szenarien bilden ein breites Spektrum bilanzieller Überspeisungen und Unterdeckungen ab, wobei die bilanzielle Unterdeckung im Szenario 4 (Dunkelflaute + 50 % Großprojekte) am größten ist.

Darüber hinaus bleiben einige Teilnetze bestehen, die individuell betrachtet werden müssen (vgl. Kapitel 8.2.8).

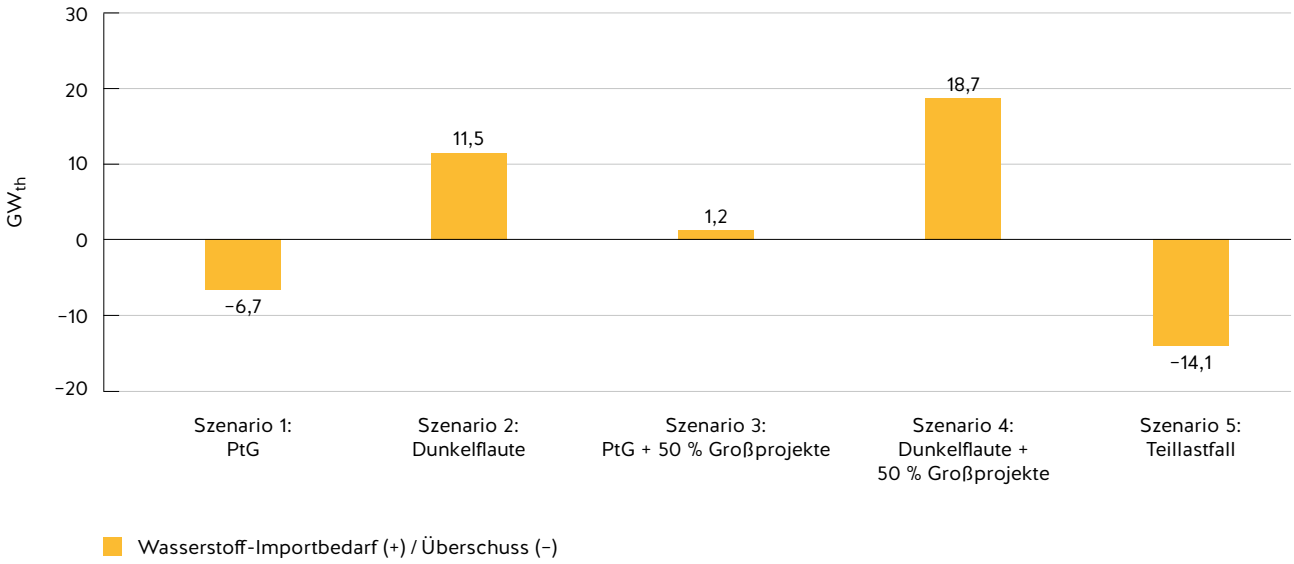
8.2.7 Zusätzlicher Wasserstoffbedarf 2027 und 2032 für Deutschland

Modellierungsjahr 2032

Im Szenario „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.

Abbildung 51: Wasserstoffbilanzen – Ein-/Ausspeiseleistungen 2032 nach Szenario



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H2-Netzbetreiber

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 Studie der European Hydrogen Backbone Initiative (EHB),
- 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 vorgenommen:

Niederlande
Gemäß der Konsultationsstellungnahme der GTS kann aus den Niederlanden über die Grenzübergangspunkte Oude Statenzijl, Vlieghuis und Zevenaar im Jahr 2032 bis zu 5,9 GWh/h für den deutschen Markt ohne zusätzlichen Netzausbau in den Niederlanden bereitgestellt werden. Daher werden die Grenzübergangspunkte Oude Statenzijl, Vlieghuis und Zevenaar in der Wasserstoffquellenverteilung angesetzt.

Belgien
Gemäß der Konsultationsstellungnahme der Fluxys SA kann aus Belgien über den Grenzübergangspunkt Eynatten ab dem Jahr 2030 Wasserstoff von bis zu 4 GWh/h für den deutschen Markt bereitgestellt werden. Daher wird der Grenzübergangspunkt Eynatten in der Wasserstoffquellenverteilung angesetzt.

Frankreich
Gemäß der Konsultationsstellungnahme der GRTgaz zum Szenariorahmen 2022 kann aus Frankreich ab Mitte der 2030'er Jahre Wasserstoff von bis zu 55 TWh/a bereitgestellt werden, u. a. über Wasserstoffimporte aus Spanien, aber auch durch Wasserstoffproduktion in Frankreich. Da im vorliegenden Netzentwicklungsplan die Modellierungsjahre 2027 und 2032 betrachtet werden und gemäß Stellungnahme der GRTgaz Wasserstoff aus Frankreich, abgesehen von regionalen Projekten („mosaHYc"), dann noch nicht für den Export zur Verfügung steht, wird der Grenzübergangspunkt Medelsheim im aktuellen Netzentwicklungsplan in der Wasserstoffquellenverteilung nicht angesetzt.

Tschechien
Gemäß der Stellungnahme der Net4Gas können über das tschechische Transportsystem sowohl Wasserstoff aus der Ukraine und der Slowakei als auch Wasserstoff aus Nordafrika über den Lieferweg Italien für den deutschen Markt zur Verfügung gestellt werden. Die EHB klassifiziert Nordafrika und die Ukraine auf Basis des hohen PV-Potenzials als wichtige, potenzielle Wasserstoff-Lieferländer außerhalb der EU. Daher werden Importe aus Nordafrika und der Ukraine (bzw. Südosteuropa) über den Grenzübergangspunkt Waidhaus in der Wasserstoffquellenverteilung angesetzt.

Österreich
Gemäß der Stellungnahme von Gas Connect Austria (GCA) können bis 2030 über die für den Transport erforderliche Wasserstoffinfrastruktur signifikante Wasserstoffmengen an den Grenzübergangspunkten Überackern und Oberkappel bereitgestellt werden. Die EHB klassifiziert Nordafrika und die Ukraine auf Basis des hohen PV-Potenzials als wichtige, potenzielle Wasserstoff-Lieferländer außerhalb der EU. Sowohl Wasserstoff aus der Ukraine als auch Wasserstoff aus Nordafrika über den Lieferweg Italien können so für den deutschen Markt zur Verfügung gestellt werden. Daher werden Importe aus Nordafrika und der Ukraine (bzw. Südosteuropa) über den Grenzübergangspunkt Überackern für die Versorgung des Teilnetzes Altötting angesetzt.

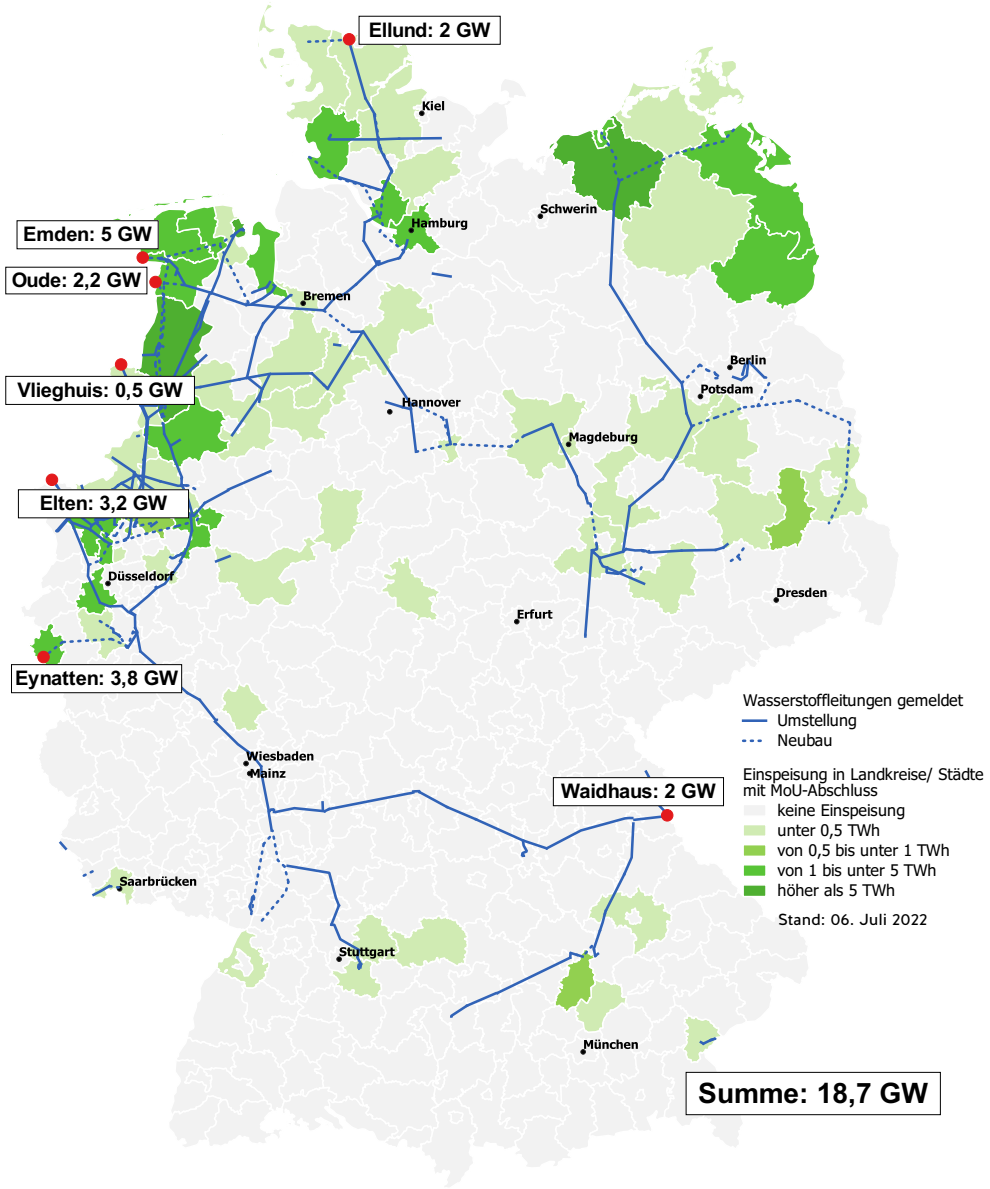
Dänemark
Im Rahmen der Marktabfrage WEB wurde vom Projektvorhabensträger das Projekt „Green Hydrogen Hub Denmark" mit Einspeisekapazitäten von 245 MW im Jahr 2027 und 700 MW im Jahr 2032 gemeldet. Neben der Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse umfasst das Projekt die Speicherung von Wasserstoff. Zusätzlich wurde im Rahmen der Marktabfrage WEB das Projekt „North Sea Wind Power Hub" mit Beteiligung der dänischen energinet gemeldet, welches ebenfalls potenzielle Wasserstofflieferungen aus in der Nordsee geplanten Windparks nach Dänemark umfasst. Daher werden Importe aus Dänemark über den Grenzübergangspunkt Ellund in der Wasserstoffquellenverteilung angesetzt.

Norwegen
Gemäß Stellungnahme der norwegischen Equinor sieht diese aufgrund ihrer Projekte einen Bedarf von 0,4 GW in 2027 und 2,5 GW in 2032 für den Transport von Wasserstoff aus Norwegen über die Niederlande nach Deutschland. Darüber hinaus wird gemäß Equinor untersucht, Wasserstoff von Norwegen nach Deutschland über umgestellte bestehende oder neue Leitungen bzw. über Beimischung nach Deutschland zu importieren. Hierüber könnten in der kommenden Dekade rund 2 Mio. t (ca. 79 TWh) Wasserstoff pro Jahr importiert werden. Daher werden Importe aus Norwegen über den Grenzübergangspunkt Emden in der Wasserstoffquellenverteilung angesetzt.

Zur Deckung des sich im Szenario Dunkelflaute + 50 % Großprojekte“ ergebenden Zusatzbedarfs von 18,7 GW in 2032 setzen die Fernleitungsnetzbetreiber die folgenden Kapazitätsbereitstellungen aus angrenzenden Ländern an:

- Dänemark: 2,0 GW (Basis: WEB-Meldungen „Green Hydrogen Hub Denmark“ und „North Sea Wind Power Hub“)
- Norwegen: 5,0 GW (Basis: Stellungnahme Equinor)
- Niederlande: 5,9 GW (Basis: Stellungnahme GTS)
- Belgien: 3,8 GW (Basis: Stellungnahme Fluxys)
- Tschechien: 2,0 GW (Basis: Stellungnahme Net4Gas)

Abbildung 52: Ergebnis Wasserstoffquellenverteilung für das Jahr 2032

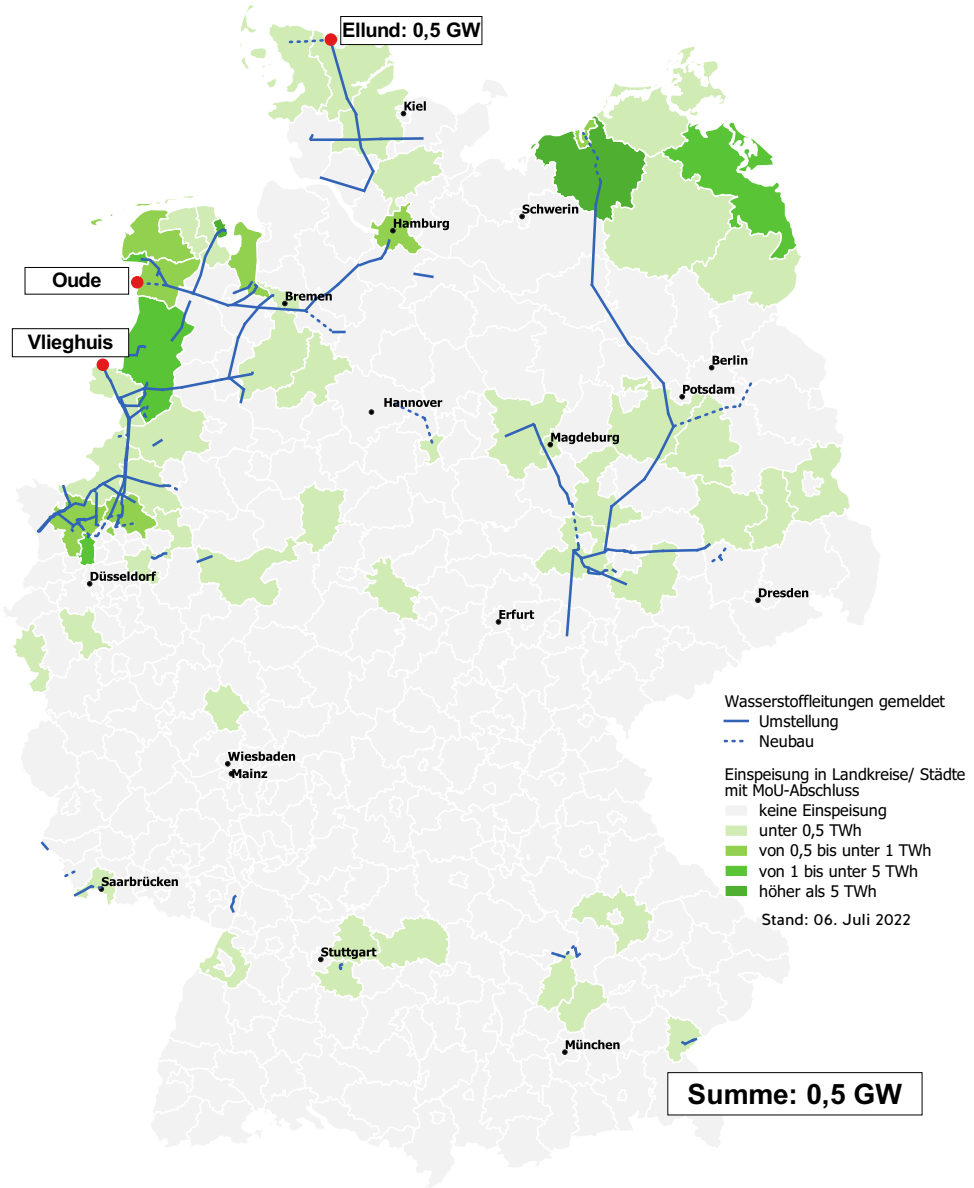


Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H2-Netzbetreiber, schematische Darstellung

Modellierungsjahr 2027

Im Teilnetz Nord ergibt sich eine bilanzielle Unterdeckung von rund 0,5 GW, währen die beiden anderen Teilnetze Nord-West und Ost eine bilanzielle Überdeckung aufweisen. Da das Teilnetz Nord über den Grenzübergangspunkt Ellund an Dänemark angebunden ist, wird die Deckung des Wasserstoffzusatzbedarfs über Dänemark auf Basis der WEB-Meldung „Green Hydrogen Hub“ (245 MW) und der WEB-Meldung des Projektes „North Sea Wind Power Hub“ unterstellt.

Abbildung 53: Ergebnis Wasserstoffquellenverteilung für das Teilnetz Nord im Jahr 2027



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

8.2.8 Weitere Teilnetze

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

Für die Mehrzahl dieser Teilnetze sind bereits konkrete Projekte mit Ein- und Ausspeisebedarfen vorhanden und es liegen bereits MoU im Zuge der Marktabfrage WEB vor. Die Teilnetze bilden den Grundstein von lokalen/regionalen Bedarfsschwerpunkten für den Markthochlauf von Wasserstoff. Hierfür werden neben Umstellungsmaßnahmen von Methanleitungen auf Wasserstoff auch Neubaumaßnahmen, wie Wasserstoffleitungen und GDRM-Anlagen, benötigt.

Für das deutschlandweite überregionale Wasserstofftransportnetz im Jahr 2032 sowie für die drei größeren Teilnetze Nord, Nord-West und Ost im Jahr 2027 wurden Meldungen von ausländischen Vorhabenträgern, Produzenten und Transportnetzbetreibern berücksichtigt, um die Mengenbilanz Wasserstoff über die Quellenverteilung auszugleichen. Kleineren Teilnetzen können durch Projektmeldungen aus den Nachbarländern konkrete Mengen zugeordnet werden.

Teilnetze im Jahr 2027

In Tabelle 76 sind die Teilnetze für das Jahr 2027 aufgelistet.

Tabelle 76: Zuordnung der Teilnetze im Jahr 2027 zu den Bundesländern

Teilnetze im Jahr 2027	Bundesland/Bundesländer
Altötting	Bayern
Cloppenburg-Emsland	Niedersachsen
Emsland	Niedersachsen
Ennepe-Ruhr-Kreis	Nordrhein-Westfalen
Esslingen	Baden-Württemberg
Germersheim	Baden-Württemberg
Hannover-Peine	Niedersachsen
Kelheim-Eichstätt	Bayern
Kreis Steinfurt	Nordrhein-Westfalen
Kreis Wesel	Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen
Lüneburg	Niedersachsen
Merzig-Wadern	Saarland
Nord-West	Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen
Ost	Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt, Thüringen, Sachsen und Brandenburg
Pinneberg (Offshore)	Schleswig-Holstein
Regionalverband Saarbrücken	Saarland
Saarlouis	Saarland
Nord	Schleswig-Holstein

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H2-Netzbetreiber

- Die drei größeren Teilnetze Nord, Nord-West und Ost wurden in den vorherigen Kapiteln ausführlich beschrieben.
- Die Teilnetze im Saarland (Merzig-Wadern, Regionalverband Saarbrücken und Saarlouis) sind im Rahmen des grenzüberschreitenden Projekts „mosaHYc“ in Frankreich angebunden und können hierüber versorgt werden.

- Für das Teilnetz Altötting in Bayern wird in den Betrachtungsjahren 2027 und 2032 der Anschluss zum Grenzübergangspunkt Österreich angesetzt. Hierüber sind insbesondere die von der Industrie im Chemiedreieck Burghausen entstehenden Bedarfe zu decken. Darüber hinaus wurden im Nachgang zur WEB-Abfrage für das Teilnetz Altötting bereits weitere Wasserstoffbedarfe angefragt, die in der Wasserstoffmodellierung kapazitiv noch nicht berücksichtigt wurden.
- Innerhalb des Teilnetzes Kehlheim-Eichstätt bei Ingolstadt in Bayern werden bis zum Jahr 2027 die beteiligten Industriestandorte des Projektes „HyPipe Bavaria/H2-Cluster Ingolstadt“ durch ein regionales Wasserstofftransportnetz miteinander verbunden. Im Jahr 2027 ist das Teilnetz noch nicht an das übergreifende deutschlandweite Transportnetz angeschlossen, ein Anschluss ist hier für das Jahr 2030 vorgesehen.
- Das Teilnetz Kreis Steinfurt kann erst im Jahr 2032 an das deutschlandweite Transportnetz angebunden werden. Im Jahr 2027 können Quelle und Senke über eine auf Wasserstoff umgestellte Leitung verbunden werden.
- Für die Teilnetze Cloppenburg-Emsland, Esslingen, Hannover-Peine, Kreis Wesel, Lüneburg und Pinneberg (OS) wurden Leitungsnetzinfrastrukturen allerdings keine MoU-Projekte gemeldet.
- Für die Teilnetze Germersheim, Ennepe-Ruhr-Kreis und Emsland liegen MoU-Bedarfe vor, die nicht mit einem anderen Teilnetz bis 2027 verbunden werden konnten. In diesen Teilnetzen liegt eine Überspeisung (Emsland) bzw. Unterspeisung (Germersheim und Ennepe-Ruhr-Kreis) vor.

Teilnetze im Jahr 2032

Die in Tabelle 76 dargestellten Teilnetze aus dem Jahr 2027 entwickeln sich überwiegend bis zum Jahr 2032 zu einem überregionalen deutschlandweiten Wasserstofftransportnetz weiter. Für das Jahr 2032 bestehen nur noch wenige Teilnetze. In der folgenden Tabelle 77 sind diese Teilnetze für das Jahr 2032 aufgelistet.

Tabelle 77: Zuordnung der Teilnetze im Jahr 2032 zu den Bundesländern

Teilnetze im Jahr 2032	Bundesland/Bundesländer
Altötting	Bayern
Lüneburg	Niedersachsen
Merzig-Wadern	Saarland
Nienburg (Weser)	Niedersachsen
Regionalverband Saarbrücken	Saarland
Rhein-Kreis Neuss	Nordrhein-Westfalen
Saarlouis	Saarland

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H2-Netzbetreiber

- Die Teilnetze im Saarland (Merzig-Wadern, Regionalverband Saarbrücken und Saarlouis) sind im Rahmen des grenzüberschreitenden Projekts „mosaHYc“ in Frankreich angebunden und können hierüber versorgt werden.
- Für das Teilnetz Altötting in Bayern wird in den Betrachtungsjahren 2027 und 2032 der Anschluss zum Grenzübergangspunkt Österreich angesetzt. Hierüber sind insbesondere die von der Industrie im Chemiedreieck Burghausen entstehenden Bedarfe zu decken. Darüber hinaus wurden im Nachgang zur WEB-Abfrage für das Teilnetz Altötting bereits weitere Wasserstoffbedarfe angefragt, die in der Wasserstoffmodellierung kapazitiv noch nicht berücksichtigt wurden.
- Innerhalb der Teilnetze Lüneburg, Nienburg (Weser) und Rhein-Kreis-Neuss wurden keine MoU-Projekte gemeldet.

8.3 Netzausbaumaßnahmen der Wasserstoffmodellierung

Seit der Veröffentlichung der Leitungsnetzinfrastrukturen zur Entwicklung des potenziellen deutschen Wasserstoffnetzes im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 vom 29. März 2022 [FNB Gas 2022], wurden weitere Leitungsabschnitte (Neubau sowie Umstellung) in Abstimmung mit allen an der Modellierung beteiligten potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern aufgenommen, um Engpässe zu beseitigen und weitere Wasserstoffprojekte, für die ein MoU abgeschlossen wurde, an das Wasserstoffnetz anzuschließen. Die Ergebnisse der Wasserstoffnetzplanung sind in der Anlage 3 dargestellt. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben zusammen mit den anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreibern eine Liste über bestehende und geplante Leitungsnetzinfrastrukturen im Rahmen der Wasserstoffnetzplanung vervollständigt. Zur Kostenberechnung wurden die im Netzentwicklungsplan Gas unterstellten Orientierungskostensätze der Transportinfrastruktur zu Grunde gelegt. Sie wurden um geeignete Faktoren zur Berücksichtigung der grundsätzlichen Mehr- oder Minderkosten für wasserstofftaugliche Bauteile erweitert. Von einer Veröffentlichung der Orientierungskostensätze in diesem Dokument sehen die Fernleitungsnetzbetreiber wegen möglicher Marktauswirkungen ab. Die Wasserstoffmodellierung führt insgesamt zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 78: Ergebnisse der Wasserstoffmodellierung

	Bis Ende 2027	Bis Ende 2032
**Technische Parameter*, ** **		
Streckenverdichter	0–25 MW	0–245 MW
Kopfverdichter	0 MW	0–100 MW
Leitungen	2.900–3.000 km	7.600–8.500 km
– umzustellende Leitungen	2.000–2.200 km	4.900–5.900 km
– Neubauleitungen	800–900 km	2.300–2.900 km
Regelanlagen (Anzahl)	1–4	4–18
**Investitionen Wasserstoffmodellierung*, ** **		
Streckenverdichter	0–0,2 Mrd. Euro	0–1,6 Mrd. Euro
Kopfverdichter***	0 Mrd. Euro	0–0,7 Mrd. Euro
Leitungen	2,1–2,8 Mrd. Euro	7,4–9,6 Mrd. Euro
– umzustellende Leitungen	0,7 Mrd. Euro	2,1–2,9 Mrd. Euro
– Neubauleitungen	1,4–2,1 Mrd. Euro	4,9–7,1 Mrd. Euro
Regelanlagen	2–21 Mio. Euro	14–135 Mio. Euro
Gesamtkosten („Kostenspanne“)	**2,3–2,8 Mrd. Euro**	**8,1–10,2 Mrd. Euro**

* gerundete Werte
** Gesamtleitungslänge und -investitionen nicht durch Addition von umzustellenden Leitungen und Neubauleitungen ableitbar
*** Kostentragung noch zu klären, vgl. Kapitel 8.4

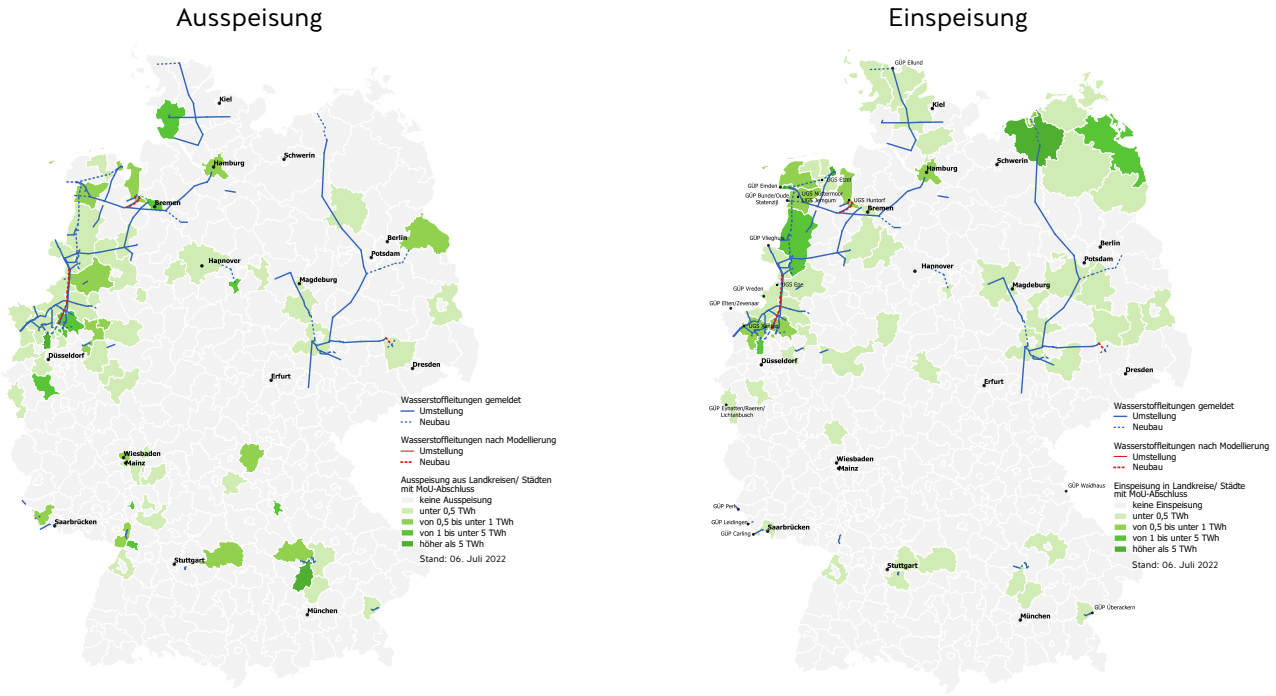
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber und andere potenzielle H2-Netzbetreiber

Das ermittelte Wasserstoffnetz der Wasserstoffmodellierung und die damit verbundenen Investitionen beruhen u. a. auf den zugrundeliegenden MoU-Bedarfen. Die Transportleistung auf Basis der Marktabfrage WEB hat sich im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 verzehnfacht, was sich im Umfang des Wasserstoffnetzes und damit auch bei den erforderlichen Investitionen widerspiegelt.

Die Varianz der Ergebnisse in Tabelle 78 liegt darin begründet, dass die Fernleitungsnetzbetreiber und die anderen potenziellen Wasserstoffnetzbetreiber teilweise unterschiedliche Lösungen für die Transportaufgabe entwickelt haben. Diese unterschiedlichen Lösungen führen dazu, dass Alternativen entstehen und sich die Gesamtleitungslänge dadurch nicht durch Addition von umzustellenden Leitungen und Neubauleitungen ableiten lässt. Aufgrund der in Kapitel 8 beschriebenen Dynamik im Gasmarkt ist eine finale Einschätzung, welche Leitungen konkret neu zu bauen oder umzustellen sind, zum aktuellen Zeitpunkt nicht möglich. Somit sind die angegebenen Kosten als indikativ zu betrachten.

In den folgenden Abbildungen sind alle Wasserstoffmaßnahmen (umzustellende und Neubauleitungen) dargestellt. Dabei wird in den Karten zwischen den Leitungsmeldungen zum 18. März 2022 und den zusätzlich im Rahmen der Wasserstoffmodellierung ermittelten Leitungen unterschieden.

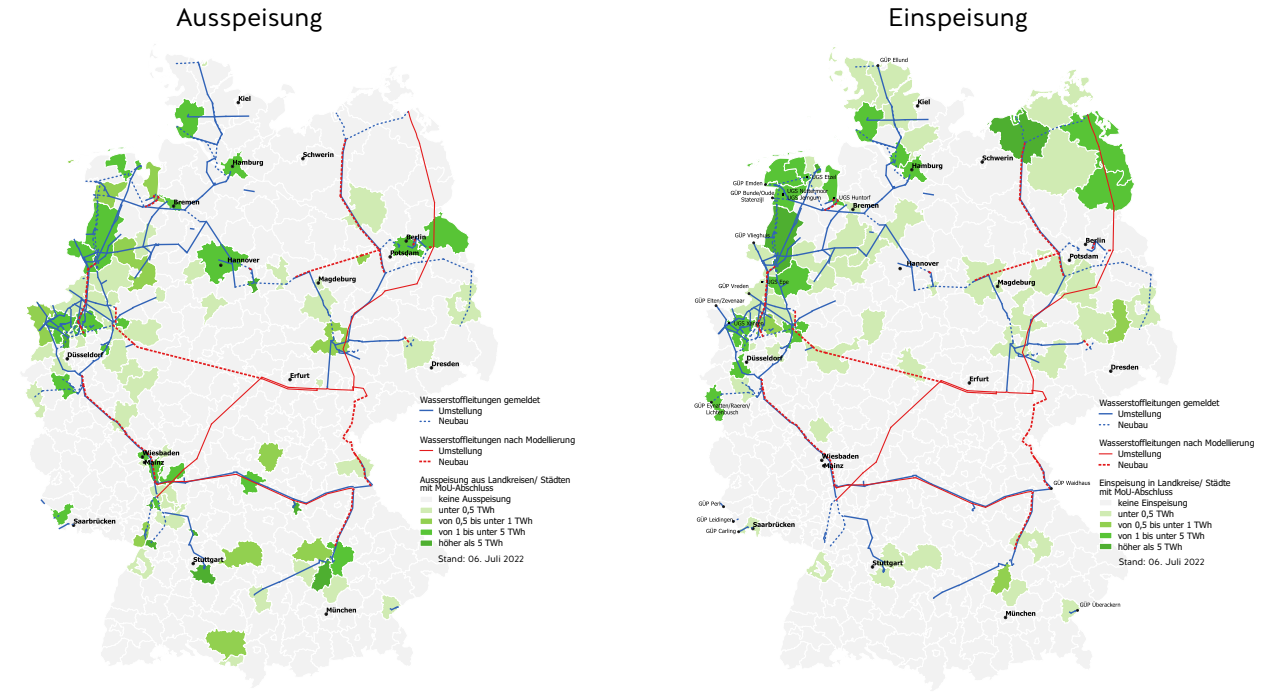
Abbildung 54: Netzausbaumaßnahmen Wasserstoffvariante 2027



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

Abbildung 55: 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

Auf der FNB Gas Webseite wurde zudem eine aktualisierte Tabelle mit den MoU- und WEB-Meldungen veröffentlicht (Anlage 2). Hier gab es Anpassungen aufgrund der Bestätigung des Szenariorahmens 2022 (vgl. Kapitel 8.1.2). und es wurden zusätzliche Spalten ergänzt aus denen ersichtlich wird, welche MoU-Projekte in den Jahren 2027 und 2032 an das ermittelte Wasserstoffnetz angeschlossen werden können.

Im Ergebnis der Wasserstoffmodellierung konnten über 230 MoU-Projekte (rund 90 %) mit dem Wasserstoffnetz erreicht werden. Ein kleiner Teil der MoU-Projekte konnte aktuell noch nicht berücksichtigt werden, hierfür gibt es zum Beispiel folgende Gründe:

- Verhältnis von Netzausbaubedarf und angefragtem Transportbedarf,
- Entfernung zum Wasserstoffnetz,
- Clusterbildung noch nicht sinnvoll möglich.

Zu den jeweiligen projektspezifischen Hintergründen werden Gespräche zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und den MoU-Projektvorhabensträgern stattfinden.

8.4 Weitere Maßnahmen der Wasserstoffmodellierung

Für die Projekte, die im Rahmen der von den Fernleitungsnetzbetreibern durchgeführten Marktabfrage WEB gemeldet wurden, sind Anschlussinfrastrukturen erforderlich. Diese bestehen für die Ausspeisung in der Regel aus Anschlussleitung und GDRM-Anlage, für die Einspeisung in das Transportnetz gegebenenfalls zusätzlich aus einem Verdichter, um den Druck der Wasserstoffeinspeisung auf das erforderliche Niveau zu erhöhen. Die Maßnahmen, die sich aus dem Anschluss dieser Projekte bzw. Anlagen an das potenzielle Wasserstoffnetz ergeben, wurden in Anlehnung an das Vorgehen für Methan nicht ausgewiesen.

Die Kosten für Kopf- und Streckenverdichter sind in der Tabelle 78 dargestellt. Die Standorte möglicher Verdichter variieren abhängig von den ermittelten Lösungspfaden der Fernleitungsnetzbetreiber und sind maßgeblich abhängig von der zukünftigen Entwicklung im Wasserstoffmarkt. Diese werden daher in der Maßnahmenliste nicht standortscharf aufgeführt. Des Weiteren ist die Kostentragung für potenzielle Kopfverdichter für Wasserstoff an Grenzübergangspunkten noch zu klären.

Ferner werden für die verursachungsgerechte Allokation von Wasserstofftransportkosten grundsätzlich Messanlagen an den Eigentumsgrenzen der netzaufspannenden Wasserstoffnetzbetreiber erforderlich. Allerdings bedarf es für eine kosteneffiziente Bilanzierung zunächst der weiteren Ausgestaltung des Wasserstoffmesswesens, der Klärung von Marktrollen und des Netzzugangsmodells einschließlich der Entwicklung einer netzbetreiberübergreifenden Bilanzierung, um Investitionen zu optimieren. Angesichts der noch ausstehenden Aktivitäten zu den vorgenannten Punkten wird auf die Ausweisung von Messanlagen an Eigentums- und Grenzübergängen im Ergebnis der Wasserstoffmodellierung verzichtet.

Regelanlagen, die zur Verbindung von Leitungen mit unterschiedlichen Druckniveaus erforderlich werden, sind Ergebnis der Netzmodellierung und entsprechend Bestandteil der Wasserstoffnetzplanung im vorliegenden Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032. Aufgrund der Vielzahl wird auf die Darstellung von Einzelmaßnahmen verzichtet. Die Kosten für die Regelanlagen werden daher summarisch ausgewiesen.

8.5 Wasserstoffprüfung

Im Szenariorahmen 2022 haben die Fernleitungsnetzbetreiber angekündigt, auf Basis der WEB-Meldungen der Kategorie 3 (Meldungen von weiteren Projekten zum voraussichtlichen Bedarf im Verteilernetz) für das Jahr 2032 die sogenannte „Wasserstoffprüfung“ durchzuführen.

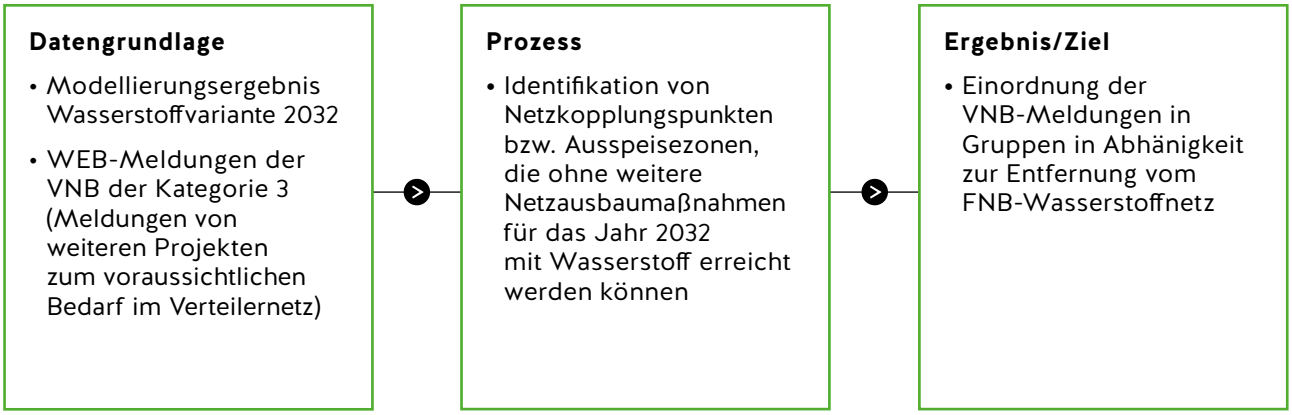
Ziel der Wasserstoffprüfung ist es, Netzkopplungspunkte bzw. Ausspeisezonen der Verteilernetzbetreiber zu identifizieren, die ohne weitere FNB-seitige Netzausbaumaßnahmen auf Basis der Ergebnisse der Wasserstoffvariante für das Jahr 2032 mit einer Wasserstoffinfrastruktur erreicht werden können. Weiterhin wird geprüft, ob für die identifizierten Netzkopplungspunkte grundsätzlich eine gleichzeitige Versorgung mit Methan in Frage käme, so dass eine Beimischung auf Verteilernetzebene möglich wäre. Insofern die Möglichkeit bestünde, erste Bereiche bzw. einzelne Netzkopplungspunkte in diesen Netzen auf 100 % Wasserstoff umzustellen, könnten, analog zu dem Planungsprozess der L-H-Gas-Umstellung, erste potenzielle „Wasserstoffumstellungsbereiche“ ermittelt werden.

Nach eben dieser Vorgehensweise wurde die L-H-Gas-Umstellung geplant, die seit 2015 in Deutschland sukzessive erfolgreich durchgeführt wird. Dementsprechend ermitteln die Fernleitungsnetzbetreiber, anhand der eingegangenen Meldungen der Verteilernetzbetreiber und der Modellierungsergebnisse der Wasserstoffvariante 2032, erste Regionen für eine mögliche initiale Nutzung von Wasserstoff im Verteilernetz.

8.5.1 Grundsätzliche Vorgehensweise

In diesem Abschnitt erfolgt die Beschreibung der grundsätzlichen Vorgehensweise für die Wasserstoffprüfung, wie in Abbildung 56 dargestellt.

Abbildung 56: Grundsätzliche Vorgehensweise der Wasserstoffprüfung



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Zunächst werden jene WEB-Meldungen der Verteilernetzbetreiber identifiziert, die ohne weitere FNB-seitige Netzausbaumaßnahmen auf Basis der Ergebnisse der Wasserstoffvariante für das Jahr 2032 mit einer Wasserstoffinfrastruktur erreicht werden können. Sofern dies nicht möglich ist, wird die Entfernung zum nächstgelegenen Wasserstoffnetz der Fernleitungsnetzbetreiber ermittelt.

Abbildung 57 zeigt, wie die Meldungen der Verteilernetzbetreiber dafür in zwei Gruppen unterteilt wurden:

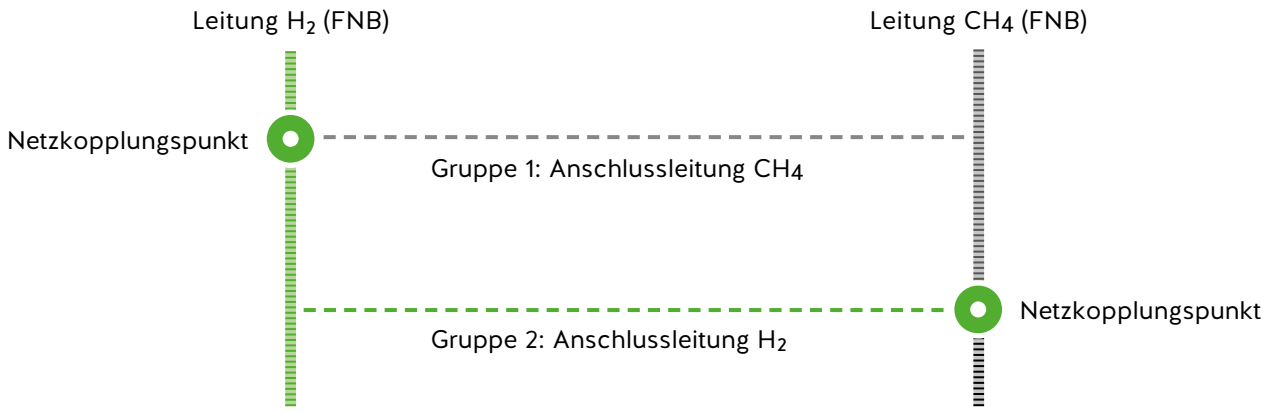
Gruppe 1

- Vorliegen eines bestehenden Netzkopplungspunktes (NKP) in der jeweiligen Ausspeisezone an einer auf Wasserstoff umzustellenden Leitung.
- Umstellung auf 100 % Wasserstoff grundsätzlich möglich. In diesem Fall wird davon ausgegangen, dass eine Beimischung auf VNB-Ebene nicht nachhaltig wäre.
- Grundsätzlich würde aber die Möglichkeit zur Beimischung auf VNB-Ebene bestehen, sofern ein Anschluss an das FNB-Methannetz errichtet wird.

Gruppe 2

- Kein Vorliegen eines bestehenden NKP in der jeweiligen Ausspeisezone an einer auf Wasserstoff umzustellenden Leitung (NKP verbleibt im Methannetz).
- Umstellung auf 100 % Wasserstoff sowie Möglichkeit zur Beimischung auf VNB-Ebene würde bestehen, sofern ein Anschluss an das FNB-Wasserstoffnetz errichtet wird.

Abbildung 57: Schema zur Eingruppierung der WEB-Meldungen der Verteilernetzbetreiber



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Möglichkeit zur Beimischung auf Verteilernetzebene ist dabei stets abhängig davon, dass ein entsprechender Anschluss an das Methan- bzw. Wasserstoffnetz errichtet wird, um eine gleichzeitige Versorgung mit Methan und Wasserstoff zu ermöglichen.

Die einzelnen Schritte der Wasserstoffprüfung stellen sich wie folgt dar:

Datengrundlage:

- Basisdaten der WEB-Meldungen der Kategorie 3
- Ergebnis der Wasserstoffvariante 2032

Prozessschritte:

Schritt 1: Berücksichtigung der Meldungen der Kategorie 3 der Marktabfrage WEB

Schritt 2: FNB-individuelle Ermittlung der NKP zum meldenden Verteilernetzbetreiber

Schritt 3: Einteilung der WEB-Meldungen in zwei Gruppen anhand der Lage der zugehörigen NKP zum Wasserstoffnetz:

Gruppe 1: NKP liegt an der umzustellenden Leitung

Gruppe 2: NKP liegt nicht an der umzustellenden Leitung

Schritt 4: Ermittlung der Entfernung des NKP zum Wasserstoffnetz der Fernleitungsnetzbetreiber (nur für Gruppe 2 erforderlich; für Gruppe 1 ist Entfernung stets gleich 0 km)

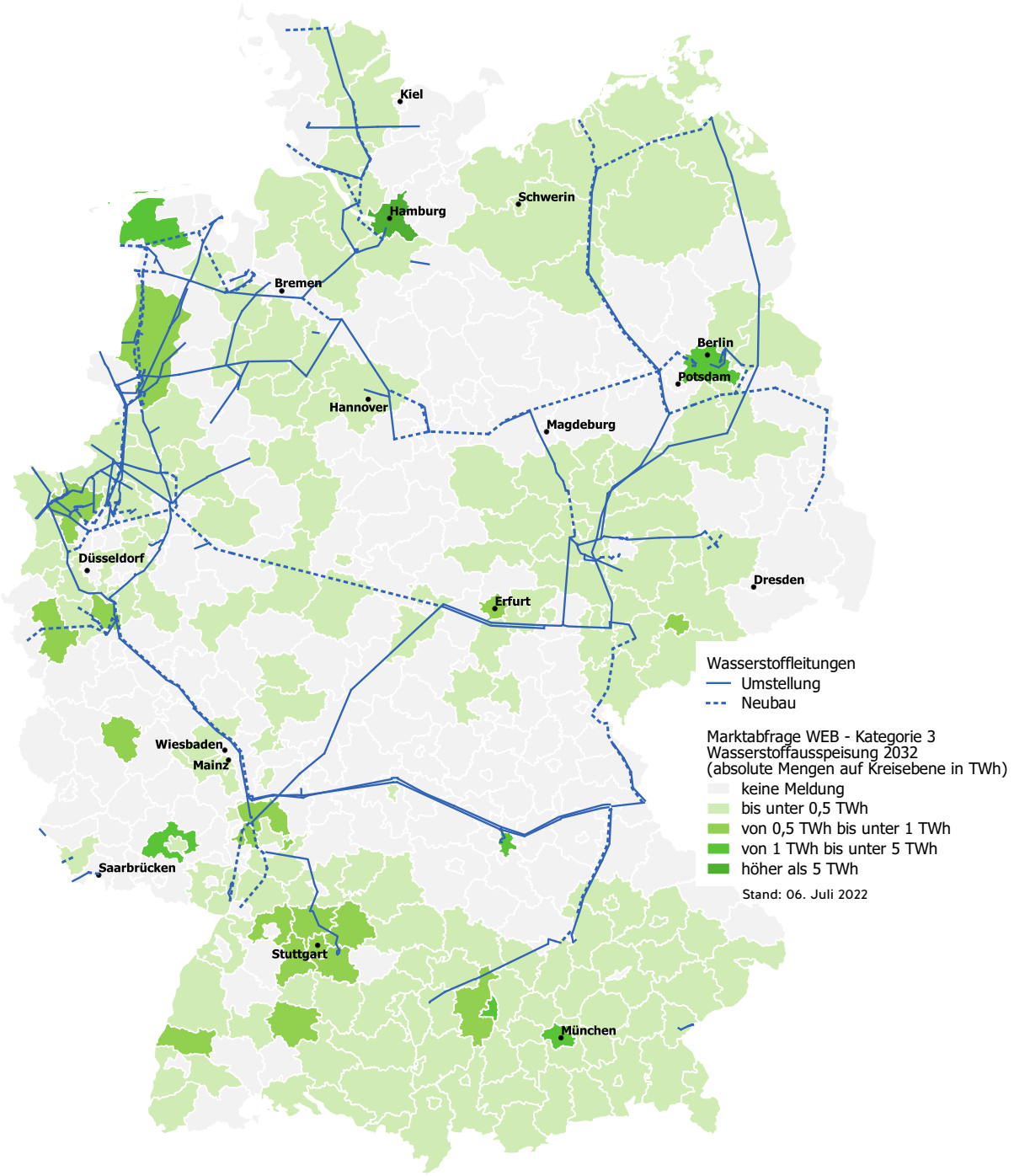
Bei WEB-Meldungen, die von Netzbetreibern eingereicht wurden, die dem Verteilernetz nachgelagert sind und somit keine direkte Anbindung zum Fernleitungsnetz besteht, wird zunächst geprüft, ob der dazwischenliegende Verteilernetzbetreiber ebenfalls eine Bedarfsmeldung der Kategorie 3 abgegeben hat. Trifft dies zu, wird davon ausgegangen, dass dieser Verteilernetzbetreiber seinen nachgelagerten Netzbetreiber ebenfalls mit einem Methan-Wasserstoff-Gemisch bzw. 100 % Wasserstoff versorgen kann. Für den Fall, dass der entsprechende Verteilernetzbetreiber keine Bedarfsmeldung eingereicht hat, ermitteln die Fernleitungsnetzbetreiber die Entfernung des Wasserstoffnetzes zum Netzgebiet des anfragenden Netzbetreibers.

Bei den Ergebnissen der Wasserstoffprüfung handelt es sich um eine rein geografische Betrachtung. Eine Modellierung der gemeldeten Bedarfe sowie eine netztopologische Planung sind dabei nicht erfolgt und stehen bei einer verbindlichen Anschlussanfrage noch aus. Die Ergebnisse sind somit nicht als verbindliche Versorgungszusage zu werten. Sie geben lediglich eine Indikation dafür, welche Netzgebiete im Verteilernetz bis zum Jahr 2032 mit einer Wasserstoffinfrastruktur erreicht werden könnten, ohne dabei vorgelagerte Ausbaumaßnahmen im Fernleitungsnetz auszulösen (Klein- oder Leitungsumhängemaßnahmen zur Anpassung der Netztopologie ausgenommen).

8.5.2 Ergebnisse der Wasserstoffprüfung

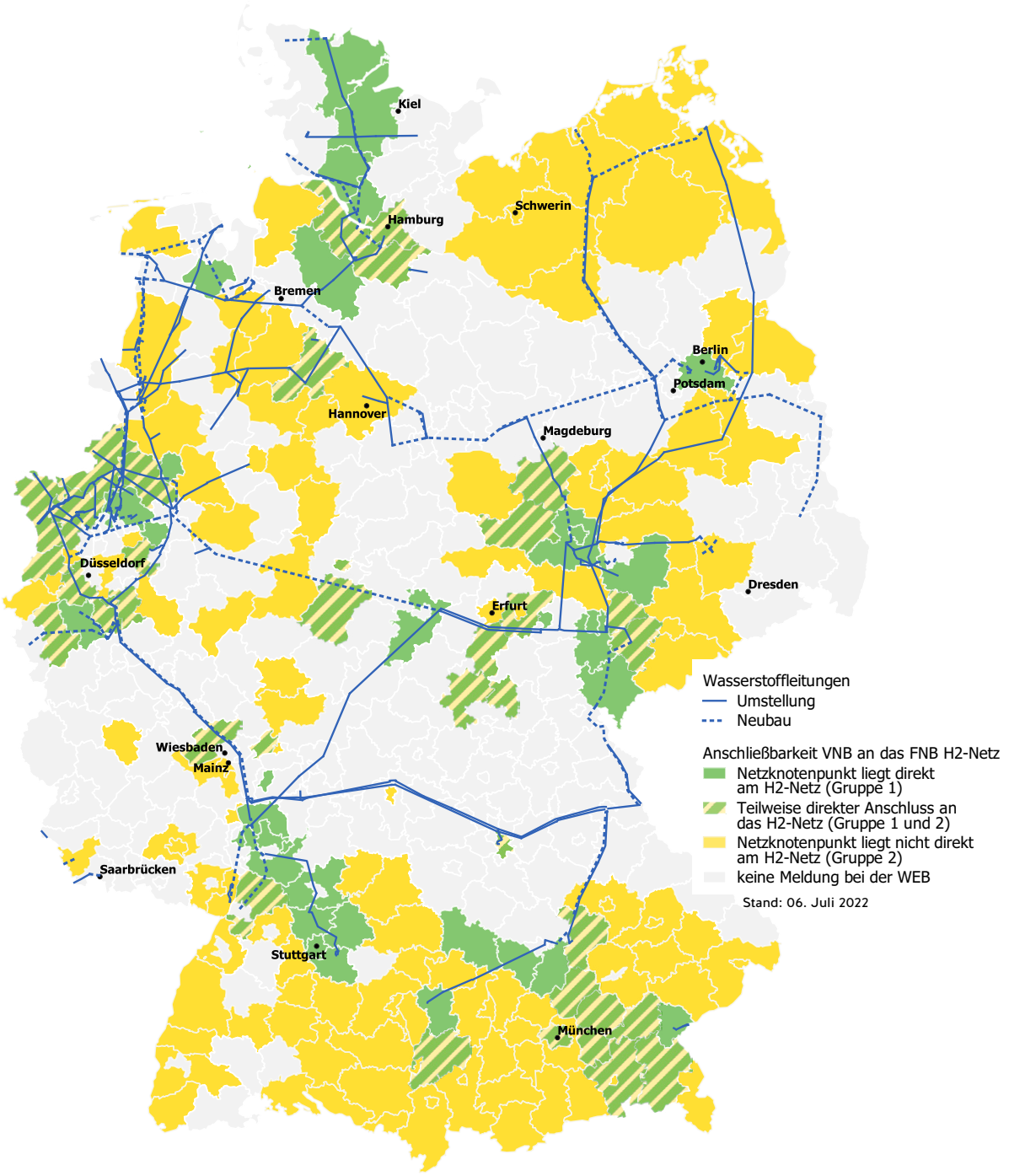
Rund 32 % der WEB-Meldungen der Verteilernetzbetreiber (Kategorie 3) können der Gruppe 1 (NKP liegt an einer auf Wasserstoff umzustellenden Leitung) zugeordnet werden. Zu diesen Verteilernetzen besteht demnach bereits ein NKP zum potenziellen Wasserstoffnetz. Vorbehaltlich einer jeweiligen netztopologischen Detailprüfung sowie der Möglichkeit zur Umstellung der anderen Kunden an der jeweiligen Leitung, könnten diese Zonen bzw. Bereiche vorrangig mit Wasserstoff versorgt werden. Die detaillierten Ergebnisse der Wasserstoffprüfung sind für alle Anfragen der Kategorie 3 in Anlage 5 dargestellt.

Abbildung 58: WEB-Meldungen der Kategorie 3 und Wasserstoffnetz für das Jahr 2032



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

Abbildung 59: Ergebnis der Wasserstoffprüfung für das Jahr 2032



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

Wie die Ergebnisdarstellung in Abbildung 59 zeigt, werden durch das Wasserstoffnetz 2032 bereits zahlreiche Bereiche erreicht, für welche die Verteilernetzbetreiber einen entsprechenden Wasserstoffbedarf gemeldet haben. Zur Versorgung des Großteils der beteiligten Verteilernetzbetreiber wären hingegen Ausbaumaßnahmen in Form von Anschlussleitungen erforderlich. Dies verdeutlicht sowohl die bestehenden Weiterentwicklungspotenziale als auch den Weiterentwicklungsbedarf der Wasserstoffinfrastruktur.

8.5.3 Ausblick

Im Zuge der Marktabfrage WEB haben zahlreiche Verteilernetzbetreiber erstmalig eine Wasserstoffbedarfsmeldung gemäß des für diesen Zweck erstellten DVGW-Leitfadens [DVGW, H2vorOrt, VKU 2022a] abgegeben. Langfristig sollen diese Bedarfe strukturiert über die Erstellung des Gasnetzgebietstransformationsplans (GTP) durch die Verteilernetzbetreiber erfasst werden. Der GTP soll das zentrale Instrument für die Planungsprozesse der Verteilernetzbetreiber zur Transformation des Verteilernetzes bilden [DVGW, H2vorOrt, VKU 2022b]. Somit ist davon auszugehen, dass im Hinblick auf die zukünftige Netzentwicklungsplanung zunehmend mehr Verteilernetzbetreiber ihre Wasserstoffbedarfe ermitteln und unter anderem über den GTP an die Fernleitungsnetzbetreiber melden werden. Die dadurch substituierten Methanbedarfe werden voraussichtlich wiederum ein höheres Maß an Leitungsumstellung zulassen, wodurch sich das Wasserstoffnetz weiter vergrößern wird und somit mehr Verteilernetzgebiete erreichen kann. Einen detaillierten Prozess zur Wasserstoffnetzplanung haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Bericht zur erstmaligen Erstellung des Netzentwicklungsplans Wasserstoff (Wasserstoffbericht) gemäß § 28q EnWG vorgelegt. Ein zentraler Bestandteil des Wasserstoffberichts ist unter anderem die Umstellungsplanung auf Verteilernetzebene und das Zusammenspiel mit dem GTP [FNB Gas, H2 2022].

Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber bilden diese Konzepte zusammen mit dem Netzentwicklungsplan eine gute Basis, um die Wasserstoffnetzplanung auf Fernleitungsebene und die Umstellungsplanung im Verteilernetz zu synchronisieren und weiterzuentwickeln.

Ermittlung von Gasversorgungsleitungen für die perspektivische Nutzung von Wasserstoff

9

9 Ermittlung von Gasversorgungsleitungen für die perspektivische Nutzung von Wasserstoff

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben gemäß der BNetzA-Vorgabe aus dem Teilneubescheid zur Bestätigung des Szenariorahmens 2022 ermittelt, welche Gasversorgungsleitungen perspektivisch für Wasserstoff genutzt werden könnten. In diesem Kapitel beschreiben die Fernleitungsnetzbetreiber den Hintergrund der Untersuchung (vgl. Kapitel 9.1), die Vorgehensweise (vgl. Kapitel 9.2) sowie deren Ergebnisse (vgl. Kapitel 9.3).

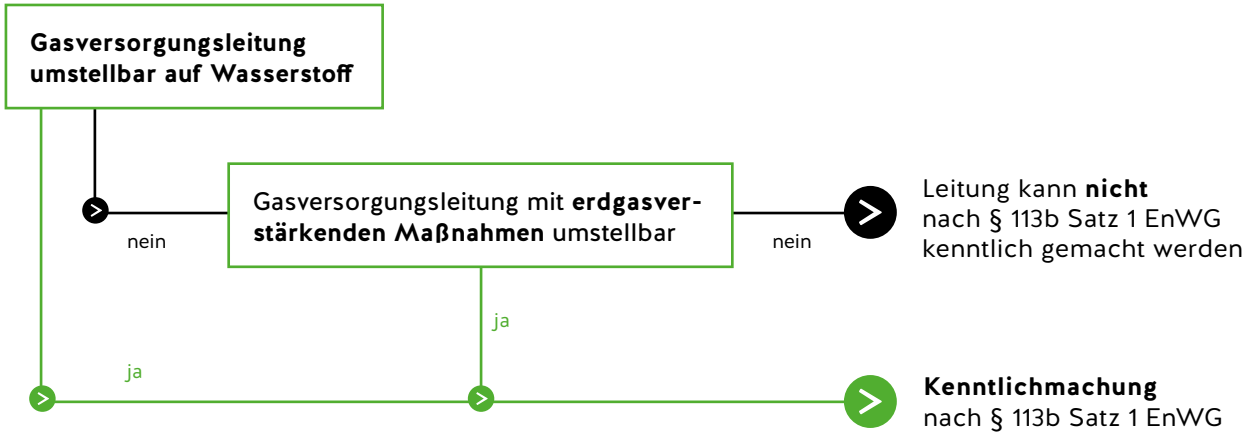
9.1 Hintergrund

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.

9.2 Vorgehen

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind der Aufforderung der BNetzA nachgekommen und haben auf Basis einer LNGplus-Versorgungssicherheitsvariante 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 60 schematisch dargestellt.

Abbildung 60: Vorgehensweise bei der Ermittlung von Gasversorgungsleitungen für die perspektivische Nutzung von Wasserstoff



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben jene Leitungen für die Ermittlung der Umstellbarkeit herangezogen, die bereits für eine Umstellung im Rahmen des Wasserstoffnetzes gemäß Kapitel 8.3 gemeldet wurden (vgl. Anlage 3). Für diese Gasversorgungsleitungen wurde geprüft, ob sie perspektivisch auf eine Wasserstoffnutzung umgestellt werden könnten. Bei einer erfolgreichen Prüfung ist die Gasversorgungsleitung für eine Kenntlichmachung nach § 113b Satz 1 EnWG qualifiziert. Sofern eine Gasversorgungsleitung nicht umstellbar ist, erfolgt eine weitere Prüfung, ob sie mittels erdgasverstärkender Maßnahmen in geringfügigem Umfang, die nach § 113b Satz 2 EnWG möglich sind, doch umstellbar ist. Ist eine Umstellung durch etwaige erdgasverstärkende Maßnahmen möglich, so ist die Leitung ebenfalls für eine Kenntlichmachung nach § 113b Satz 1 EnWG qualifiziert, wobei ihr die entsprechenden erdgasverstärkenden Maßnahmen zugeordnet werden.

Die BNetzA hat die Fernleitungsnetzbetreiber im Teilneubescheid zum Szenariorahmen 2022 zudem aufgefordert, über das Wasserstoffnetz hinausgehend, weitere, potenziell umstellbare Leitungen zu ermitteln. Dieser Aufforderung sind die Fernleitungsnetzbetreiber nachgekommen und haben geprüft, welche Gasversorgungsleitungen in den Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus B und C möglicherweise nicht für den Erdgastransport benötigt werden.

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.

9.3 Ergebnisse

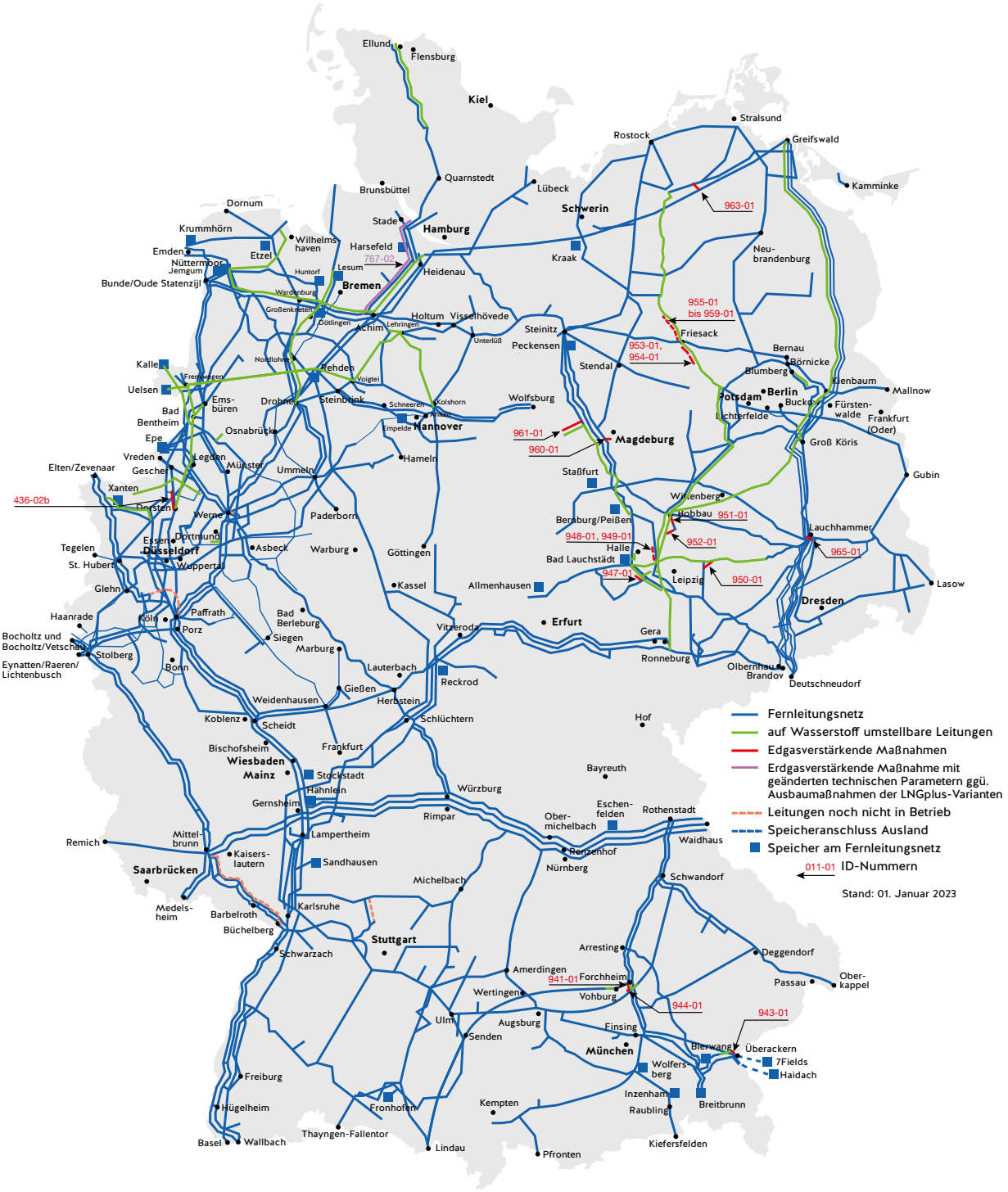
Die folgende Tabelle und Abbildung zeigen, in welchem Umfang Gasversorgungsleitungen perspektivisch auf eine Wasserstoffnutzung bis zum Jahr 2027 umgestellt werden könnten und somit für den zügigen Aufbau eines Wasserstoffnetzes zur Verfügung stehen würden. Es wird zudem deutlich, in welchem Umfang erdgasverstärkende Maßnahmen dafür erforderlich sind.

Tabelle 79: 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

Abbildung 61: Gasversorgungsleitungen für die perspektivische Nutzung von Wasserstoff und erdgasverstärkende Maßnahmen



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In der Anlage 8 sind die Gasversorgungsleitungen, welche auf Wasserstoff umgestellt werden könnten, dargestellt. Hier erfolgt auch eine Zuordnung, welche erdgasverstärkenden Maßnahmen für die jeweiligen Umstellungen auf Wasserstoff erforderlich sind. Die erdgasverstärkenden Maßnahmen sind ausführlich in der NEP-Gas-Datenbank (Zyklus „2022 – NEP Entwurf“, ID-Nummern 941 bis 969) beschrieben.

Bis Ende 2027 sind damit Gasversorgungsleitungen mit einer Länge von insgesamt rund 2.010 km umstellbar, wobei rund 1.465 km ohne und rund 545 km mit erdgasverstärkenden Maßnahmen umstellbar sind. Somit sind drei Viertel des identifizierten Leitungsnetzes ohne erdgasverstärkende Maßnahmen umstellbar.

Die Kosten der Wasserstoffumstellung beziffern sich auf rund 0,5 Mrd. Euro. Die Kosten für die erdgasverstärkenden Maßnahmen belaufen sich auf rund 0,3 Mrd. Euro. Insgesamt sind sämtliche der für das Jahr 2027 gemeldeten Gasversorgungsleitungen mit erdgasverstärkenden Maßnahmen umstellbar.

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.

Netzausbauvorschlag 10

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 80 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 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, 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 Konsultationsstellungnahmen 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 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:

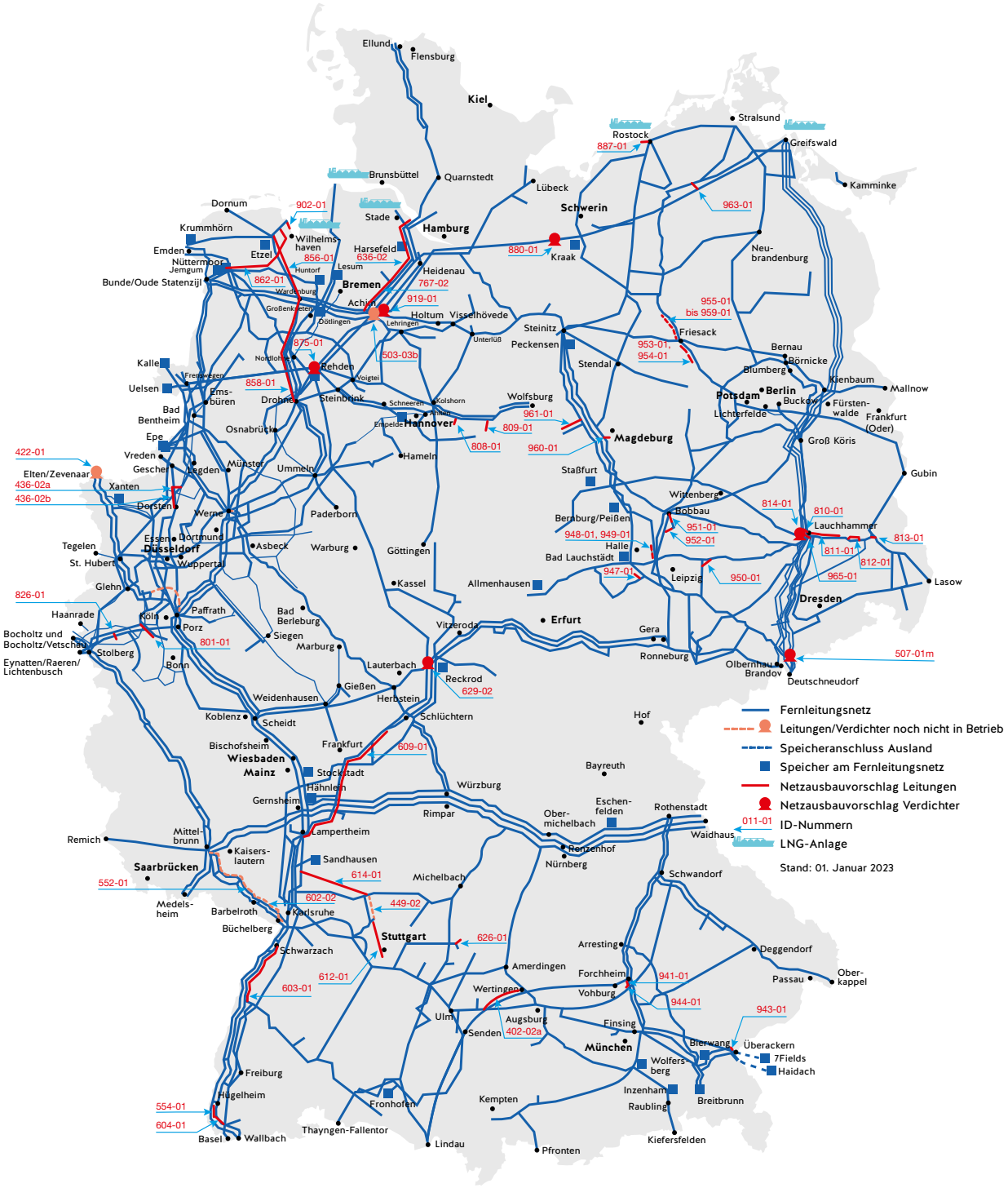
Tabelle 80: Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber

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 62: 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 Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus 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 m^3/h, entsprechend 4,2 GWh/h oder 100 GWh/d, ausgelegt wird. Eine 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.

Ausblick auf kommende Netzentwicklungspläne 11

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.

11.1 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 Methan, 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 Methan- 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.

Neben der integrierten Planung von Methan- und Wasserstoffnetzen sind weitere Rahmenbedingungen notwendig, um einen schnellen Markthochlauf zu gewährleisten. Insbesondere ist ein technologieoffener Ansatz bei der Wasserstofferzeugung nötig, um den hohen Bedarf frühzeitig zu decken, das Potenzial umgestellter Infrastruktur auszunutzen und so die Dekarbonisierung der Verbraucher vorantreiben zu können.

11.1.1 Regulierung von Wasserstoffnetzen in Deutschland

Der aktuelle regulatorische Rahmen für Wasserstoffnetze enthält für die Fernleitungsnetzbetreiber einige Hürden, die einem schnellen Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur entgegenstehen.

Mit der Novellierung des EnWG vom 16. Juli 2021 wurde eine erste rechtliche Grundlage für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur und eine Übergangsregulierung geschaffen. In diesem vorübergehenden Rechtsrahmen ergänzen Betreiber von Wasserstoffnetzen die bisherigen Betreiberrollen (FNB, VNB, ÜNB etc.) von Transportinfrastruktur (vgl. § 3 lit. 10b. EnWG).

Die Betreiber von Wasserstoffnetzen unterliegen bislang nur der Regulierung, wenn sie sich gemäß § 28j Absatz 3 EnWG erklärt haben und eine positive Bedarfsprüfung ihrer Wasserstoffinfrastrukturen durch die BNetzA entsprechend § 28p EnWG nachgewiesen werden konnte. Die Vorschriften des EnWG für Wasserstoffnetze (§§ 28j bis 28p) gelten ausschließlich für regulierte Betreiber von Wasserstoffnetzen (im Einzelfall auch unregulierte). Fernleitungsnetzbetreiber werden in den genannten Paragrafen nicht explizit erwähnt.

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 Methan- 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.

11.1.2 Umstellung von Methanleitungen auf Wasserstoff

Das Vorgehen bei der Umstellung von Methanleitungen auf Wasserstoff ist nach § 113b EnWG geregelt. Die Fernleitungsnetzbetreiber können im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas jene Leitungen kenntlich machen, die perspektivisch auf Wasserstoff umgestellt werden können. Die sich daraus ergebenden Ausbaumaßnahmen, die zur Verstärkung des Methannetzes notwendig werden, sind in geringfügigem Maß zulässig. Bei der Umstellung von Leitungen auf Wasserstoff ist sicherzustellen, dass durch das verbleibende Fernleitungsnetz die dem Szenariorahmen zugrunde gelegten Kapazitätsbedarfe erfüllt werden können. Erst danach erfolgt gemäß den derzeit geltenden EnWG-Regelungen die ad-hoc Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit der betreffenden Wasserstoffinfrastrukturen durch die BNetzA entsprechend § 28p EnWG. Diese wiederum ist Voraussetzung dafür, dass ein Betreiber von Wasserstoffnetzen überhaupt im Regulierungsrahmen operativ agieren kann.

Die im EnWG skizzierten Voraussetzungen für potenzielle Umstellungen von Methanleitungen sind aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber nicht hinreichend definiert, um eine sichere und effiziente Netzplanung abzuwickeln. Für die Ad-hoc-Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit ist bei umzustellenden Leitungen der Nachweis erforderlich, dass diese aus dem Methannetz herausgenommen werden können, ohne die Sicherheit der Methanversorgung einzuschränken. Dieser Nachweis soll durch die entsprechende Kenntlichmachung im Netzentwicklungsplan Gas erbracht werden. In der Bestätigung des Szenariorahmens 2022 auf den Seiten 39ff. erläutert die BNetzA, wie die Negativplanung auf der Methanseite und die Positivplanung auf Wasserstoffseite voneinander abzugrenzen sind. Es ist aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber fraglich, ob dieser sehr linear gedachte Prozess bereits die notwendige Flexibilität enthält, die für die dynamische Entwicklung des Wasserstoffnetzes einerseits und den gleichzeitigen Erhalt der Versorgungssicherheit Gas in einem sich wandelnden Gasmarkt andererseits notwendig wäre. So ist beispielsweise zu erwarten, dass zur Deckung von Wasserstoffbedarfen mehrere Umstellungsoptionen aus dem Methannetz möglich wären, zwischen denen eine Abwägung stattfinden muss, die sowohl der Wasserstoff- als auch der Methannetzentwicklung gerecht wird. Ein starrer Zeitablauf, in dem als erster Schritt immer eine unumkehrbare Bezeichnung von einzelnen Gas-Assets als „herauslösbar“ erfolgen müsste, würde dem nicht gerecht und steht im Widerspruch zu einer optimierten Gesamtnetzbetrachtung. Überdies verlangsamt die mangelnde Flexibilität bei der Berücksichtigung der sich dynamisch – und voneinander abhängig – entwickelnden Gas- und Wasserstofftransportbedarfe die Entwicklung der Wasserstoffnetze, da die Fernleitungsnetzbetreiber so gezwungen würden, nach dem Vorsichtsprinzip die Gastransportbedarfe zu priorisieren. Eine zielführende Lösung für dieses Dilemma liegt aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber in einer gemeinsamen Regulierung bzw. Netzplanung von Methan und Wasserstoff durch die Fernleitungsnetzbetreiber entsprechend dem in § 112b EnWG adressierten Zielkonzept.

11.1.3 Regulierung von Wasserstoffnetzen in der Europäischen Union

Die Europäische Kommission hat am 15. Dezember 2021 den Entwurf des sogenannten „Wasserstoff- und Gasbinnenmarktpaketes“ veröffentlicht. Die Änderungen der derzeit bestehenden Vorschriften für den europäischen Gasbinnenmarkt sollen um Regelungen für den Einsatz erneuerbarer und CO_2-armer Gase in der bestehenden Gasinfrastruktur sowie um Vorgaben für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur und eines Wasserstoffmarktes ergänzt werden.

Die grundsätzliche Trennung von Methan- und Wasserstoffnetzen sowie die vorgeschlagenen Regelungen zur Entflechtung, zur Finanzierung, zur Kostenermittlung und Entgeltbildung als auch zur Netzentwicklungsplanung durch den neuen EU-Regulierungsrahmen stellen erhebliche Hürden und Risiken für den Aufbau der Infrastruktur für den Transport von Wasserstoff in Deutschland dar. Ein schneller Markthochlauf für Wasserstoff würde damit deutlich verzögert, wenn nicht sogar verhindert.

Die aktuell geplanten vertikalen Entflechtungsregelungen bergen eine existenzielle Gefahr für den Aufbau des deutschen Wasserstoffnetzes: Denn diese sehen eine Befristung des im europäischen Gassektor weit verbreiteten und bewährten Independent-Transmission-Operator-Modells (ITO) für Wasserstoffnetzbetreiber bis Ende 2030 vor und würden somit einen Großteil aller bestehenden europäischen Fernleitungsnetzbetreiber faktisch vom Wasserstofftransportgeschäft ausschließen. Dies würde dazu führen, dass die heutigen ITO-FNB ihr sich im Aufbau befindendes Wasserstoffnetz nach 2030 bereits wieder veräußern müssten. Diese Perspektive würde die Investitionen und damit den schnellen Aufbau des Wasserstoffnetzes hemmen und ist besonders kritisch für Deutschland, das im Zentrum eines künftigen EU H2-Backbones liegt.

Außerdem verbieten die vorgesehenen Regelungen zur horizontalen Entflechtung den gemeinsamen Betrieb von Methan- und Wasserstoffnetzen und gehen damit über die Anforderungen hinaus, die für eine Entflechtung zwischen Strom- und Gasnetzen gelten. Die vorgeschlagene Verpflichtung zur zusätzlichen gesellschaftsrechtlichen, informatorischen und organisatorischen Entflechtung von Methan- und Wasserstoffnetzbetreibern verhindert insbesondere durch das Verbot des Austausches von Informationen und der Nutzung von gemeinsamen Leistungen die Realisierung des enormen Synergiepotenzials, welches bei einem gemeinsamen Betrieb von Methan- und Wasserstoffnetzen gegeben ist.

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 Methannetzen 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.

11.2 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.

11.3 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 in Kapitel 11.4 ein Konzept, wie die klimapolitischen Ziele künftig im Rahmen der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden können. Des Weiteren beschreiben die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen des Wasserstoffberichts (vgl. Kapitel 11.2) 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.

11.4 Konzept zur angemessenen Berücksichtigung der gesetzlich verankerten Klimaziele

In der Bestätigung des Szenariorahmens 2022 [BNetzA 2022] wurden die Fernleitungsnetzbetreiber von der BNetzA laut Tenor 3 dazu verpflichtet ein Konzept zu entwickeln, wie die Vorgaben des Klimaschutzgesetzes, insbesondere in Hinblick auf die bis zum Jahr 2045 zu erreichende Klimaneutralität, zukünftig im Netzentwicklungsplan berücksichtigt werden können.

Im folgenden Kapitel gehen die Fernleitungsnetzbetreiber auf verschiedene Aspekte ein, die gemäß Abschnitt II B 1.3 der Bestätigung des Szenariorahmens 2022 der BNetzA in diesem Zusammenhang bearbeitet werden sollen.

11.4.1 Konzept zur Integration des bedarfsbasierten mit einem szenarienbasierten Kapazitätsansatz

Bisher stellen die Datenabfragen der Fernleitungsnetzbetreiber die Grundlage für die Modellierungsvarianten im Netzentwicklungsplan Gas dar. Dazu gehören u. a. die internen Bestellungen und Langfristprognosen der Verteiler, die L-H-Gas-Umstellungsplanung, aber auch die Marktabfrage WEB, als besondere Grundlage für die Modellierung der Wasserstoffvariante. Diese Vorgehensweise ist für die Modellierung der Netzinfrastruktur wichtig, um eine bedarfsgerechte, sichere sowie resiliente Gasversorgung in Deutschland gewährleisten zu können.

Die ausschließlich bedarfsbasierte Modellierung mit einem gemäß § 15a EnWG festgelegten Betrachtungszeitraum von maximal t+10 Jahren trägt in der bisherigen Netzentwicklungsplanung nicht ausreichend dem politischen Ziel der Klimaneutralität bis 2045 Rechnung. Um dieses Ziel stärker im Rahmen der Netzentwicklungsplanung für Gas (Wasserstoff und Methan) einzubeziehen, sollten die bedarfsbasierten Modellierungsvarianten um eine szenarienbasierte Betrachtung erweitert werden. Diese sollte einen Zeitraum von mindestens t+15 Jahren abdecken und ebenfalls rollierend fortlaufen. Bis zum Erstellungsjahr 2030 ist vorstellbar, den Fokus des Netzentwicklungsplan Gas (Wasserstoff und Methan) auf 2045 als Zieljahr zu legen.

Die darauffolgenden Netzentwicklungspläne Gas (ab dem Erstellungsjahr 2032) sollten – im Sinne eines rollierenden Betrachtungszeitraums von t+15 Jahren – über das Jahr 2045 hinausgehen. Eine Erweiterung des Netzentwicklungsplans Gas (Wasserstoff und Methan) um eine szenarienbasierte Modellierungsvariante würde zudem einen stärkeren Zusammenhang zum Netzentwicklungsplan Strom schaffen. Die dort betrachteten Modellierungszeiträume übersteigen allesamt den Zeitraum von t+10 Jahren.

Gleichwohl weisen die Fernleitungsnetzbetreiber darauf hin, dass ein rein szenarienbasierter Ansatz für die Betrachtungszeiträume t+5 und t+10 Jahre für die Netzentwicklungsplan Gas ungeeignet ist. Kurz- bis mittelfristig muss die Versorgungssicherheit in der Netzplanung weiterhin Priorität haben und von daher primär bedarfsbasiert erfolgen. Dennoch ist ein zusätzlicher Abgleich mit möglichen zukünftigen Verbrauchsentwicklungen, wie sie im Rahmen gesamtheitlicher Energieszenarien[1] ermittelt würden, auch bei einem bedarfsbasierten Modellierungsansatz sinnvoll. Insbesondere bei der Planung der Wasserstoffinfrastruktur könnte so bereits frühzeitig der zunehmende Bedarf nach Wasserstofftransportkapazitäten berücksichtigt werden, um langfristig Engpässe und daraus eventuell resultierende Ausbaumaßnahmen zu vermeiden.

Dabei besteht die Herausforderung darin, eine realistische Verbrauchsentwicklung während des Überganges der bedarfsbasierten hin zu einer szenarienbasierten Modellierung anzunehmen. Insbesondere für die szenarienbasierte Analyse ist die Auswahl einer adäquaten Datengrundlage elementar. Aus diesem Grund sollten die langfristigen Bedarfsmeldungen der Netzkunden im Strom- und Gasnetz (Wasserstoff und Methan) Eingang bei der Erstellung der Energieszenarien finden. Nur so kann sichergestellt werden, dass die Szenarien in ihrer Umsetzbarkeit plausibel sind und einen sinnvollen Entwicklungspfad unter Berücksichtigung tatsächlicher Verbrauchsentwicklungen aufzeigen. Diese Kombination aus bedarfs- und szenarienbasierter Betrachtung ist zwingend notwendig, um

- die Versorgungsaufgabe weiterhin prioritär erfüllen zu können,
- bewerten zu können, wie sich die verschiedenen Energieträger bzw. -quellen (Wasserstoff, Methan, Strom und Fernwärme) in welchen Regionen langfristig entwickeln, und
- daraus frühzeitig ableiten zu können, welche Maßnahmen zur Darstellung dieser Entwicklungen im Fernleitungsnetz getroffen werden müssen.

Das alleinige Abstellen auf entweder Bedarfsmeldungen oder Energieszenarien wird diesen Ansprüchen nicht gerecht. Nur die Kombination beider Sichtweisen stellt sicher, dass die leitungsgebundene Energieversorgung ihren wesentlichen Beitrag zur Erreichung der gesetzlich verankerten Klimaziele leisten kann und gleichzeitig weiterhin eine sichere Energieversorgung garantiert.

Im Bericht zur erstmaligen Erstellung des Wasserstoffbericht werden die Fernleitungsnetzbetreiber unter anderem dazu verpflichtet ein Konzept vorzulegen, wie die zukünftige Wasserstoffnetzentwicklungsplanung ausgestaltet werden könnte. Da der Aufbau einer Wasserstofftransportinfrastruktur und die daraus resultierende flächendeckende Nutzung von Wasserstoff einen maßgeblichen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten kann, ist die Integration des bedarfsbasierten mit einem szenarienbasierten Kapazitätsansatz ebenfalls ein wesentlicher Bestandteil dieses Berichts.

1 Bei systemübergreifenden Energieszenarien erfolgt eine gesamtheitliche Betrachtung von Bedarfen und Aufkommen verschiedener Energieträger, u. a. an Wasserstoff, Methan, Strom und Wärme.

11.4.2 Beurteilung diverser Aspekte des Prozesses zur Netzentwicklungsplanung Gas

Kapazitätsprodukte

Modellierung Industriekunden mit fDZK

Das Produkt fDZK ist für die Versorgung von Kraftwerken mit wechselnden Lastprofilen und temporär sehr hohen Leistungsbedarfen entwickelt worden, um dem privilegierten Anspruch gemäß §§ 38/39 GasNZV einer zügigen Bereitstellung von festen Kapazitäten bedarfsorientiert und kosteneffizient gerecht zu werden.

Die Anwendung von fDZK auch auf neue/zusätzliche Bedarfe der Industriekunden wird dem sehr unterschiedlichen Nutzungsverhalten dieser Kundengruppe gegenüber den Kraftwerkskunden nicht gerecht. Ein zusätzlicher Bedarf stellt sich zum überwiegenden Teil bei Bestandsindustriekunden ein. Gerade für die kleineren und mittleren Bestandsindustriekunden würde eine duale Beschaffung vor allem im Fall des parallelen Angebotes von FZK am VHP und fDZK im Engpassfall am Ausgleichseinspeisepunkt zu einem unvertretbaren Mehraufwand führen. Zudem wird die Auswahl der Lieferanten auf wenige qualifizierte Unternehmen mit Erfahrungen des Handels an verschiedenen Handelspunkten (VHP, Grenzübergangspunkten, Speichern) reduziert. Dies führt zur Reduktion der Liquidität am VHP.

Weiterhin erfordert das Angebot von zwei festen Kapazitätsprodukten (FZK und fDZK) am Netzanschlusspunkt, dass im Rahmen einer individuellen Abwicklungsvereinbarung eine Reihenfolge der Buchung und Nutzung der Produkte festgelegt wird. An dem jeweiligen Netzanschlusspunkt wird in der Regel nur eine Messung installiert sein, so dass die Messergebnisse auf die Produkte aufgeschlüsselt werden müssen. Die mit jedem betroffenen Industriekunden abzuschließende separate Abwicklungsvereinbarung ist kein massentaugliches Verfahren.

Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber würde die Modellierung von Industriekunden mit fDZK nicht dem konkreten Marktbedarf und Nutzungsverhalten zuträglich sein und zu einer Eingrenzung der freien Lieferantenwahl führen.

Modellierung von Bestandskraftwerken mit fDZK

Bestandskraftwerke, die kein fDZK-Produkt aufgrund eines Ausbauanspruchs nach § 39 GasNZV erhalten haben, werden in der derzeitigen Modellierung für ihre festen Kapazitätsanteile mit FZK modelliert und vermarktet. In der Regel liegen diese Kraftwerke an Leitungssystemen, die im historischen Netzausbau eine hohe Leistungsfähigkeit aufweisen und dadurch die freie Zuordenbarkeit der festen Ausspeisekapazitäten ermöglichen. Durch die Quellenverteilung werden die entsprechenden Leitungssysteme mit einer ausreichend gleichmäßigen Verteilung der Einspeiselastflüsse versorgt. Wenn jetzt einer der strömungsmechanisch naheliegenden Einspeisepunkte in seiner Leistung reduziert wird, sei es durch die Reduzierung der Quelle aufgrund des Rückgangs der Methanversorgung oder durch politisch verursachte Reduzierung der Lieferungen, so müssten bei einer Umstellung auf ein fDZK-Produkt weiter entfernte Einspeisepunkte als Ausgleichseinspeisepunkte herangezogen werden. Im Zuge der Herstellung der freien Zuordenbarkeit ist dies jedoch schon gewährleistet. Fallen weiter entfernte Ausgleichseinspeisepunkte weg, so ist in der Quellenverteilung von einer stärkeren Beschäftigung der näher gelegenen Einspeisepunkte, was die Beibehaltung der freien Zuordenbarkeit vereinfacht, auszugehen. Somit ist von einer Umstellung des Kapazitätsprodukts bei Bestandskraftwerken kein nennenswerter netzentlastender Effekt zu erwarten. Vielmehr würde erneut die Frage aufgeworfen, warum derartige Produktanpassungen bei an Verteilnetzen angeschlossenen Bestandskraftwerken nicht erfolgen, was durch die Systematik der internen Bestellung ausgeschlossen wird. Man kann daher davon ausgehen, dass andere Maßnahmen wie eine Überarbeitung der Rahmenbedingungen für die interne Bestellung in Bezug auf die Ewigkeitsgarantie und die Langfristprognose vor dem Hintergrund sinkender Gesamtmethanverbräuche einen deutlich stärkeren positiven Effekt haben dürften.

LNG-Leistungsbereitstellung – Versorgungssicherheit

Teilweise fDZK-Einspeisekapazität für LNG-Leistungen

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind aufgefordert, den Umfang der Ausbaumaßnahmen für den Transport von konventionellem Methan mittels geeigneter Kapazitätsprodukte so gering wie möglich – also effizient – zu halten.

So sollen u. a. beschränkte Kapazitätsprodukte geprüft werden. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber ist zu betrachten, ob ein Teil der neuen Einspeisekapazitäten als fDZK-Einspeisekapazität angeboten werden kann. Die Zuordnung würde auf eine jeweils definierte Gruppe von Speichern beschränkt. Dies würde die geforderte Mindestbefüllung der Speicher im Laufe des Sommers/Herbsts fördern. Zudem könnten konkrete Transportwege in der Modellierung angenommen werden. Die Mengen könnten auch wieder vom Speicher weg über die dort angebotenen Kapazitäten (bFZKtemp oder FZK) weitertransportiert werden.

Auf diese Weise würde vermieden, dass eine gleichzeitige Nutzung von Einspeiseleistungen der LNG-Anlagen und Speichern in das Fernleitungsnetz – also in der Planung additiv – berücksichtigt werden müssten.

Neben fDZK für LNG-Einspeisekapazitäten zu Speichern sehen die Fernleitungsnetzbetreiber auch LNG-Einspeisekapazitäten zu Grenzübergangspunkten als geeignet an.

Verlagerungsoption auf europäischer Ebene

Die Engpassbehebung bei der Übernahme von Methan aus LNG-Anlagen durch die Verlagerung konkurrierender Einspeisemengen an Grenzübergangspunkten zu einem anderen engpassfreien Einspeisepunkt in das deutsche Netz, unter Zuhilfenahme anderer Fernleitungsnetzbetreiber, stellt aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber eine geeignete Maßnahme dar. Dabei werden u. a. auch großräumige, auf europäischer Ebene, unter den Fernleitungsnetzbetreibern vereinbarte Verlagerungsoptionen (Swap Agreements) erforderlich, die es ermöglichen, den Engpass im deutschen Marktgebiet zu umgehen.

Speicher-Swap Agreements

Die Nutzung von Speichern stellt aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber ein geeignetes Mittel dar, um Situationen, in denen ein Engpass aufgrund hoher Übernahmeleistungen von LNG-Anlagen entsteht, zu beheben.

Zur Maximierung der Transportleistung des an den LNG-Anlagen ins Netz eingespeisten Methans sollten in räumlicher Nähe der Anlagen gelegene Speicher genutzt werden können, um Netzengpässe in dahintergelegenen Netzgebieten zu vermeiden.

Der Anteil des Methans, der aufgrund eines zeitlich begrenzten Transportengpasses nicht abtransportiert werden kann, wird im Speicher zwischengelagert. Zeitgleich wird Methan in energieäquivalenten Mengen jenseits des Engpasses aus Speichern ausgelagert. Ein Ausgleich findet statt, sobald sich der entsprechende Engpass aufgelöst hat.

Nutzung von Verlagerungspotenzial durch LNG-Tanker

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind der Ansicht, dass die Option bestehen sollte, bereits auf dem Seeweg LNG-Tanker an andere, als den ursprünglich geplanten Anlagen, umleiten zu können. Dieses Management unter den Anlagen, dient der Maximierung des Abtransports in die deutschen Fernleitungsnetze.

So kann eine engpassdienliche Nutzung der Anlagen bei der Übernahme von LNG-Mengen gewährleistet werden; auch bei Wartungsarbeiten am Fernleitungsnetz könnten Unterbrechungen minimiert werden. Dabei ist insbesondere die Kompatibilität der Tanker mit den LNG-Anlagen und der Hafeninfrastruktur zu berücksichtigen. Limitierend könnten die unterschiedlichen Seetiefen und Durchfahrtbeschränkungen wirken. So könnte beispielsweise eine LNG-Betreibergesellschaft die Slots in Deutschland mit den Fernleitungsnetzbetreibern optimal planen. Hier könnte zwischen dem Betreiber der LNG-Anlagen und den Fernleitungsnetzbetreibern die jeweils optimalen Einspeisungen je Schiff disponiert werden.

11.4.3 Plausibilisierung und Weiterentwicklung der Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber

Die Abgabe einer Langfristprognose durch die Verteilernetzbetreiber ist in § 16 der KoV geregelt. Ausgangspunkt ist die Fortschreibung der internen Bestellung bzw. Vorhalteleistung für die folgenden 10 Jahre. Die Angabe der Langfristprognose durch den Verteilernetzbetreiber ist unverbindlich, aber dennoch in der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas durch die Fernleitungsnetzbetreiber nach Maßgabe der BNetzA zu berücksichtigen. Insbesondere vor dem Hintergrund der langfristigen Umstellung von Methan auf Wasserstoff in den verschiedenen Sektoren kann die Zusicherung eines festgelegten Mindestmaßes an Erdgaskapazität (Ewigkeitsgarantie) der Transformation von Kunden und Netzen auf Wasserstoff im Weg stehen.

Aus der Langfristprognose ist bisher nur ersichtlich, in welchen Sektoren die Entwicklungstrends von Kapazitäts- und Leistungsbedarf stattfinden. Über die Angabe von qualitativen Kategorien „rückläufig“, „konstant“ oder „steigend“ wird die Nachvollziehbarkeit dieser Einschätzungen seitens der Verteilernetzbetreiber geschärft. Folgende Indikatoren können zusätzlich in die Planung und Analyse der Langfristprognose einbezogen werden:

- Langfristiges Entwicklungspotenzial der sektorspezifischen Energieeffizienzen
- Das Verhältnis von u. a. Haushalts-, Industrie- und Kraftwerkskunden im Netzgebiet
- Das Verhältnis von Altbau zu Neubau sowie die geplante Modernisierungsrate
- Lokale Projekte und Förderprogramme
- Anteil und Form von Neubau sowie geplante Heizstrukturen
- Konkretisierungen steigender Interner Bestellung (z. B. beheizte Wohnfläche in m^2)

Die Entwicklung und Anwendung dieser Indikatoren obliegt den Verteilernetzbetreibern. Um eine valide Basis für die Netzplanung im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas zu erhalten, führen die Fernleitungsnetzbetreiber, die nach § 16 Absatz 3 KoV vorgeschriebene Plausibilisierung der Langfristprognose gemeinsam mit den Verteilernetzbetreibern durch und profitieren daher von mehr Transparenz.

Des Weiteren steht die Berücksichtigung der Erdgas-Ewigkeitsgarantie der Weiterentwicklung und Transformation des Methannetzes mittel- bis langfristig im Weg.

Für die Transformation der Gasversorgung weg von fossilem Methan hin zu Wasserstoff muss daher der gasbezogene Energiebedarf ganzheitlich betrachtet werden.

Der bewährte Prozess der Marktraumumstellung von L-Gas zu H-Gas liefert hier Lösungsansätze, die die Änderung der Gasart ermöglichen und gleichzeitig die Umstellung und Weiternutzung vorhandener Infrastruktur erlauben.

Dazu bedarf es einer Anpassung in der KoV, die die Methan-Ewigkeitsgarantieverpflichtung für die Fernleitungsnetzbetreiber im Zeitverlauf verbindlich reduziert, die Deckung des Energiebedarfs der Kunden durch Wasserstoff aber anreizt bzw. gewährleistet.

So können in einem stabilen Prozess mehr und mehr Leitungen aus dem Methannetz in das Wasserstoffnetz überführt werden und Wasserstoff einem breiten Anteil der Kunden zugänglich gemacht werden, ohne ausschließlich auf den Neubau von Wasserstoffleitungen zu setzen.

Neben der Plausibilisierung der Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber wird in diesem Abschnitt deren Weiterentwicklung thematisiert. Bereits in Kapitel 11.4.1, zum Konzept zur Integration des bedarfsbasierten mit einem szenarienbasierten Kapazitätsansatz, zeigen die Fernleitungsnetzbetreiber das entstehende Spannungsfeld zwischen bedarfs- und szenarienbasierten Planungsansätzen auf. Im Rahmen der Netzentwicklungsplanung lässt sich bislang regelmäßig feststellen, dass die tatsächliche Gasnachfrage wider Erwarten nicht sinkt. Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen jedoch eine künstliche oder gar restriktive Reduktion der Nachfrage nach Gas nicht als Ziel, zumal diese ohnehin nicht mit der gesetzlich verankerten Versorgungsaufgabe vereinbar wäre, sondern vielmehr verstärkt den Umstieg auf die Nutzung klimaneutraler bzw. -freundlicher Gase.

Der Einfluss der Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber bei der Erstellung gesamtheitlicher Energieszenarien soll sicherstellen, dass die Szenarien in ihrer Umsetzbarkeit plausibel sind und einen sinnvollen Entwicklungspfad unter Berücksichtigung tatsächlicher Verbrauchsentwicklungen aufzeigen. Anderenfalls würden die entstehenden Diskrepanzen die Netzentwicklungsplanung vor zentrale Herausforderungen stellen. Dazu gehören unter anderem:

- Umgang mit absehbarer Unterdeckung der Nachfrage nach Wasserstoff für einen bestimmten Zeitpunkt. Dieser Fall könnte sich bspw. durch eine zeitlich erweiterte Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber ergeben, insofern der gemeldete Bedarf an Wasserstoff entweder
  - durch eine nicht ausreichende Verfügbarkeit des Energieträgers Wasserstoff oder
  - durch fehlende Wasserstoffinfrastruktur in diesem Gebiet nicht gedeckt werden kann.

  Es gilt zu verhindern, dass die Kunden aufgrund einer mangelnden Wasserstoffverfügbarkeit nicht mehr versorgt werden können. Vielmehr sollte das Ziel sein, solch eine Situation zu verhindern, indem die politischen Weichenstellungen zügig geschaffen werden, um die nationale Wasserstoffproduktion aufzubauen und gleichzeitig einen europaweiten Verbund an Wasserstoffinfrastruktur voranzutreiben. Dies ist erforderlich, um einen Anschluss an internationale Erzeugungsquellen zu ermöglichen und den raschen Aufbau des nationalen Wasserstoffnetzes zur möglichst zuverlässigen und flächendeckenden Versorgung in Deutschland zu gewährleisten.

- Umgang mit Regionen, die sowohl einen Wasserstoff- als auch einen Methanbedarf aufweisen.

  Die Analyse gängiger Energieszenarien ergab, dass nach Regionalisierung der Gasbedarfe (umfasst die Nachfrage nach Wasserstoff und Methan) sich das Bild ergibt, dass selbst im Jahr 2045 nahezu jede Region in Deutschland sowohl einen Bedarf an Wasserstoff als auch an Methan (synthetisch) aufweist. Für die Befriedigung solch einer Nachfragestruktur müsste annähernd die gesamte Netzinfrastruktur gedoppelt werden, was aus diversen Gründen nicht zweckmäßig ist. Zielführender ist die Option, dass Netzgebiete primär mit einem gasförmigen Energieträger versorgt werden. Um dieses zu erreichen, ist die Einführung eines gesetzlich verankerten Veranlassungsrechtes für den Fernleitungsnetzbetreiber zu prüfen. Mit einem solchen Veranlassungsrecht, in den Grundzügen vergleichbar mit dem heutigen § 19a EnWG für die Umstellung von L-Gas auf H-Gas, könnte die Umstellung bestimmter Netzgebiete auf Wasserstoff zu einem definierten Stichtag erreicht werden. Zu diskutieren ist, ob ein solches Veranlassungsrecht an bestimmte, die nachgelagerte Abnehmer- und Netzstruktur betreffende Kriterien, gekoppelt sein sollte. Dabei kann unterstützend wirken, dass die punktuelle Versorgung sensibler Abnehmer, die bspw. Wasserstoff energetisch nicht nutzen können oder Methan zur stofflichen Nutzung benötigen, je nach Kapazitätsumfang auch durch lokale PtG-Anlagen inkl. Methanisierung, Biogasanlagen oder bei Kleinstmengen auch durch Trailer erfolgen könnte. Aus dieser möglichen Herangehensweise ergibt sich die nächste Herausforderung.

- Umgang mit Kunden, die die Lieferung eines von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Energieträgers (Wasserstoff oder Methan) ablehnen und/oder als Folge die Klimaziele nicht eingehalten werden können.

  Um solch einer Situation vorzubeugen, ist eine enge und frühzeitige Abstimmung zwischen Fernleitungsnetzbetreibern und deren Kunden zwingend notwendig. Ein frühzeitiger Dialog bietet den Kunden am Fernleitungsnetz die Möglichkeit, sich ausreichend auf einen potentiell bevorstehenden Leitungsumstellungsprozess auf Wasserstoff einzustellen und, flankiert durch das o. g. Veranlassungsrecht des Fernleitungsnetzbetreibers, entsprechende Vorbereitungen zu treffen. Sollte es einem Kunden aus diversen Gründen dennoch nicht möglich sein, generell oder zum gegebenen Zeitpunkt, bspw. auf den Energieträger Wasserstoff umzusteigen, so können individuelle Lösungen gefunden werden. Ungeachtet der verschiedenen Herausforderungen und möglicher Lösungsoptionen ist eines stets zentral zu berücksichtigen: Die energetische Leistungsbilanz muss am Ende für den Kunden jederzeit gedeckt werden können.

Für die Weiterentwicklung des Gesamtprozesses ist die enge Zusammenarbeit und Abstimmung mit den Verteilernetzbetreibern zwingend erforderlich. Erste Gespräche hierzu zwischen Fernleitungs- und Verteilernetzbetreibern haben insbesondere während der Erstellung des Wasserstoffberichts bereits stattgefunden.

Auf Ebene der Verteilernetzbetreiber haben im Rahmen des Projekts „H2vorOrt“ 33 Unternehmen der Gasbranche im Oktober 2020 gemeinsam mit dem DVGW erörtert, wie die zukünftige regionale und sichere Versorgung mit klimaneutralen Gasen konkret ausgestaltet werden kann. Aus diesem Grund gestaltet der DVGW mit H2vorOrt und dem Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) einen Transformationsprozess der Gasverteilnetze und hat die erstmalige Erstellung des GTP über alle Verteilernetzbetreiber initiiert. Der GTP setzt sich aus Einzelplanungen der Verteilernetzbetreiber zusammen und betrachtet die „H2-Readiness“ von Netzen und Anlagen, darauf aufbauende technische Umstellungen einzelner Netzabschnitte sowie weitere Konzepte zur Erreichung der Klimaneutralität.

Eine weiterführende Prozessbeschreibung, sowie ein Konzept zur Wasserstoffnetzplanung übergaben die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Erstellung des Wasserstoffberichts am 01. September 2022 an die BNetzA.

11.4.4 Weiterentwicklung der integrierten Netzplanung (Wasserstoff und Methan)

Die Fernleitungsnetzbetreiber verstehen unter dem Begriff „Integrierte Netzplanung“, im Zuge der Weiterentwicklung einer gesamtheitlichen Betrachtung des Energiesystems, die netzplanerische Integration der Wasserstoff- und der Methannetzplanung. Es ist volkswirtschaftlich effizient und technisch möglich, die Wasserstoffinfrastruktur aus dem Methannetz heraus zu entwickeln und bestehende Methanleitungen für den ausschließlichen Transport von Wasserstoff umzustellen. Das setzt voraus, dass beide Netze auch netzplanerisch als Einheit betrachtet werden und die Netzplanung integriert erfolgt. Nicht zuletzt, weil neben dem Wasserstoffhochlauf auch weiterhin die Versorgung mit Methan (zunehmend Biomethan und synthetisches Methan) sowie Transite in die Nachbarländer sichergestellt werden müssen.

Übergeordnet ist die ganzheitliche Betrachtung des Energiesystems notwendig. Diese Planung wird sich mithilfe von ganzheitlichen Energieszenarien primär an folgenden Stellen wiederfinden:

- Im Nutzen eines gemeinsamen, vorgelagerten Sets an Annahmen, das Eingang in die szenarienbasierten Modellierungen der Strom-, Methan- und Wasserstoffnetze findet,
- durch enge Abstimmungsprozesse zur übereinstimmenden Verortung zentraler Kopplungselemente, wie bspw. PtG-Anlagen, sowie
- die zeitliche Synchronisierung der Netzentwicklungspläne Gas und Strom.

Das gemeinsame Set an Annahmen sollte das Ergebnis eines vorgelagerten Prozesses sein. Die Betreiber von Strom-, Methan- sowie Wasserstoffnetzen auf Übertragungs-, Fernleitungs- sowie Verteilernetzebene sollten zentrale Stakeholder in einem solchen Prozess sein. Dies ist zwingend notwendig, da sie durch ihr Expertenwissen u. a. die Machbarkeit eines Szenarios kritisch hinterfragen können. Ein Szenario, welches mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht durch die vorhandene und noch zu errichtende Energieinfrastruktur zu realisieren ist, bringt keinerlei Mehrwert. Eine Bewertung von vollständigen Energieszenarien ist somit ohne die Expertise der Infrastrukturbetreiber nicht zielführend.

Das gemeinsame Set an Annahmen sollte u. a. die folgenden Parameter enthalten:

- Aufkommen und Bedarf an Strom, Wasserstoff und Methan; sektoral regionalisiert
- Import- und Exportkapazitäten für Strom, Wasserstoff und Methan; nach Herkunftsland
- Methan sollte dabei nach fossilem (Erdgas) und klimaneutralem (Biogas, synthetisches Methan) Energieträger unterschieden werden
- Speicherkapazitäten für Strom, Wasserstoff und Methan
- Elektrolyseleistung für PtG-Anlagen (unterschieden nach on- und off-site sowie offshore Anlagen) und Kraftwerksleistung zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie deren Anschlussleistungen und Vollaststunden
- Entwicklungspfade für die Erzeugung erneuerbarer Energien

Diese Auflistung stellt die Minimalanforderungen aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber dar, um ein solches Annahmenset sinnvoll nutzen zu können. Die Parameter sind entsprechend durch weitere, für die Stromnetzmodellierung relevante, Inputgrößen zu ergänzen.

Im Sinne stärker wechselseitig abgestimmter Planungsprozesse, sollten die Netzentwicklungspläne Gas und Strom zeitlich harmonisiert werden. Solch eine Synchronisierung müsste zeitnah durch den Gesetzgeber über das EnWG festgelegt werden. Dabei möchten die Fernleitungsnetzbetreiber nochmals betonen, dass bei solch einer Synchronisierung weiterhin jeweils getrennte Szenariorahmen bzw. Netzentwicklungspläne zu erstellen sind. Es sollte lediglich eine gemeinsame Szenariogrundlage sowie die chronologische Harmonisierung angestrebt werden. Dabei sind weitere Prozesse z. B. für die Langfristprognose, den TYNDP und Incremental Capacity zwingend in dem entsprechenden Harmonisierungsprozess zu berücksichtigen.

11.4.5 Betrachtung des Leitungsumstellungsprozesses von Methan auf Wasserstoff

Im Rahmen der Erstellung des Wasserstoffberichts gemäß § 28q EnWG standen die Fernleitungsnetzbetreiber bereits in regem Austausch mit den Betreibern der regionalen Verteilernetze. Eines der zentralen Themen bei dieser engen Abstimmung war unter anderem die Betrachtung des Leitungsumstellungsprozesses von Methan auf Wasserstoff. Hierzu verweisen die Fernleitungsnetzbetreiber für eine detaillierte Beschreibung des Wasserstoffumstellungsprozesses auf die bereits erfolgte Veröffentlichung des Wasserstoffberichts vom 01. September 2022.

11.4.6 Betrachtung der netzoptimalen Allokation von Elektrolyseuren aus Sicht der Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreiber

Aktuelle Entwicklungen hinsichtlich der Ermittlung netzoptimaler Standorte für PtG-Anlagen führten zu dem Schluss, dass eine isolierte Betrachtung des Themas im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas nicht sinnvoll ist. Die Fernleitungsnetzbetreiber verweisen entsprechend auf die Aktivitäten im Zusammenhang mit der Netzstudie 3 der Deutschen Energie-Agentur (dena) und dem Folgeprojekt Systementwicklungsstrategie (SES), welches federführend durch das BMWK fortgeführt werden soll.

11.4.7 Fazit

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 Methannetze 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 Methannetze 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.

Anlagen

Anlage 1: Analyse des Mehrbedarfs der Verteilernetzbetreiber

Gemäß Tenorziffer 10 der Bestätigung des Szenariorahmens 2022 wurden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, die Verteilernetzbetreiber anzugeben, bei denen für das Jahr 2027 nach deren plausibilisierten Langfristprognosen ein Mehrbedarf von mehr als 3 % im Vergleich zu den internen Bestellungen des Jahres 2022 ermittelt wurde. Für diese Verteilernetzbetreiber muss der konkrete Mehrbedarf insgesamt sowie der Anteil ausgewiesen werden, der auf den Anschluss neuer Netzgebiete mit Haushaltskunden entfällt. Dieser Verpflichtung sind die Fernleitungsnetzbetreiber mit dieser Anlage nachgekommen:

https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2023/03/2023_03_31_NEP-2022_Anlage-1_Analyse-Mehrbedarf_Rev.01-02.pdf

> Die Anlage ist unverändert gegenüber dem Stand zum Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032.

Anlage 2: Übersicht aller Projektmeldungen im Rahmen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase

Eine detaillierte Übersicht aller Projektmeldungen im Rahmen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase ist auf der Website des FNB Gas in Form einer Excel-Datei veröffentlicht:

https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2023/03/2023_03_31_NEP-2022_Anlage-2_Projektmeldungen-WEB-1.xlsx

> Die Anlage ist unverändert gegenüber dem Stand zum Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032.

Anlage 3: Ergebnis Leitungsnetzinfrastrukturen zur Entwicklung des potenziellen deutschen Wasserstoffnetzes im Rahmen des NEP Gas 2022–2032

Die Ergebnisse der Leitungsnetzinfrastrukturen zur Entwicklung des potenziellen deutschen Wasserstoffnetzes im Rahmen des NEP Gas 2022–2032 sind auf der Website des FNB Gas in Form einer Excel-Datei veröffentlicht:

https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2023/03/2023_03_31_NEP-2022_Anlage-3_Ergebnisliste_Leitungsnetzinfrastruktur-1.xlsx

> Die Anlage ist unverändert gegenüber dem Stand zum Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032.

Anlage 4: Übersichtskarten Leitungsnetzinfrastrukturen zur Entwicklung des potenziellen deutschen Wasserstoffnetzes im Rahmen des NEP Gas 2022–2032

Die Übersichtskarten der Leitungsnetzinfrastrukturen zur Entwicklung des potenziellen deutschen Wasserstoffnetzes im Rahmen des NEP Gas 2022–2032 sind auf der Website des FNB Gas in Form einer PDF-Datei veröffentlicht:

https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2023/03/2023_03_31_NEP-2022_Anlage-4_Uebersichtskarten-Leitungsnetzinfrastur-1.pdf

> Die Anlage ist unverändert gegenüber dem Stand zum Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032.

Anlage 5: Ergebnisse Wasserstoffprüfung

Die Ergebnisse der Wasserstoffprüfung sind in der folgenden Anlage auf der Webseite des FNB Gas dargestellt:

https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2023/03/2023_03_31_NEP-2022_Anlage-5_Ergebnisse_Wasserstoffpruefung-1.pdf

> Die Anlage ist unverändert gegenüber dem Stand zum Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032.

Anlage 6: Modellierungsergebnisse und Netzausbauvorschlag

Die Tabelle gibt einen Überblick zu den Netzausbaumaßnahmen in den verschiedenen Modellierungsvarianten und dem Netzausbauvorschlag des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032:

https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2023/03/2023_03_31_NEP-2022_Anlage-6_Modellierungsergebnisse-und-Netzausbauvorschlag-2.pdf

Anlage 7: Auswertung der Stellungnahmen

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben entsprechend § 15a Absatz 2 EnWG im Zeitraum vom 16. Dezember 2022 bis zum 31. Januar 2023 der Öffentlichkeit Gelegenheit zur Äußerung zum Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 gegeben. Insgesamt sind in diesem Zeitraum 31 Stellungnahmen eingegangen. Eine Übersicht über die darin enthaltenen Themen befindet sich in der nachfolgenden Anlage:

https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2023/03/2023_03_31_NEP-2022_Anlage-7_Auswertung-der-Stellungnahmen-1.pdf

Anlage 8: Ermittlung Gasversorgungsleitungen für die perspektivische Nutzung von Wasserstoff

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben gemäß der BNetzA-Vorgabe aus dem Teilneubescheid zur Bestätigung des Szenariorahmens 2022 ermittelt, welche Gasversorgungsleitungen perspektivisch für Wasserstoff genutzt werden könnten. Die Ergebnisse sind in der nachfolgenden Anlage dargestellt:

https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2023/03/2023_03_31_NEP-2022_Anlage-8_Ermittlung-von-Gasversorgungsleitungen-fuer-die-perspektivische-Nutzung-von-Wasserstoff-1.xlsx

Glossar

Fernleitungsnetzbetreiber

bayernets	bayernets GmbH
Ferngas	Ferngas Netzgesellschaft mbH
Fluxys	Fluxys TENP GmbH
Fluxys D	Fluxys Deutschland GmbH
GASCADE	GASCADE Gastransport GmbH
GRTD	GRTgaz Deutschland GmbH
GTG Nord	Gastransport Nord GmbH
GUD	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
LBTG	Lubmin-Brandov Gastransport GmbH
NGT	NEL Gastransport GmbH
Nowega	Nowega GmbH
OGE	Open Grid Europe GmbH
OGT	OPAL Gastransport GmbH & Co. KG
ONTRAS	ONTRAS Gastransport GmbH
terranets	terranets bw GmbH
Thyssengas	Thyssengas GmbH

Sonstige Abkürzungen

bar	Druck bezogen auf Normalnull
bFZK(temp)	Bedingt feste frei zuordenbare Kapazität (temperaturabhängig)
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BVEG	Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V.
CEGH	Central European Gas Hub
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DN	Normdurchmesser
DP	Design Pressure (Auslegungsdruck)
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazität
EHB	European Hydrogen Backbone Initiative
ENDK	Energinet.dk
Entry	Einspeisung
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators Gas
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz

EUGAL	Europäische Gas-Anbindungsleitung
Exit	Ausspeisung
fDZK	Feste dynamisch zuordenbare Kapazität
FID	Final Investment Decision
FNB	(Gas-)Fernleitungsnetzbetreiber
FSRU	Floating Storage and Regasification Units
FZK	Frei zuordenbare Kapazitäten
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen/Gasnetzzugangsverordnung
GCA	Gas Connect Austria GmbH
GDRM	Gas-Druckregel- und Messanlage
Grüne Gase	Wasserstoff und synthetisches Methan
GTP	Gasnetzgebietstransformationsplan
GTS	Gasunie Transport Services B. V.
GuD	Gas-und-Dampf
GÜP	Grenzübergangspunkt
GWh	Gigawattstunde
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
H2	Wasserstoff
H-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert (high calorific value)
ID	Identifikationsnummer
IPCEI	Important Projects of Common European Interest
ITO	Independent Transmission Operator
KNEP	Koordinierter Netzentwicklungsplan (der Gas Connect Austria)
Kopfverdichter	Eingesetzte Verdichtereinheiten an Grenzübergangspunkten um den Einspeisedruck in das Fernleitungsnetz zu erhöhen sowie den Abtransport von Gasen gewährleisten zu können.
KoV	Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen
kWh	Kilowattstunde
L-Gas	Erdgas mit niedrigem Brennwert (low calorific value)
LNG	Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)
LNGG	LNG-Beschleunigungsgesetz
Loop	Parallel zu einer vorhandenen Leitung verlegte Leitung
m^3	Kubikmeter. Sofern nicht anders spezifiziert, ist hierunter ein Volumen im Normzustand zu verstehen.
MBI	Marktbasierte Instrumente
MEGAL	Mittel-Europäische Gasleitung(sgesellschaft)

MIDAL	Mitteldeutsche Anbindungsleitung
MOP	Maximum Operating Pressure, Maximaler Betriebsdruck
MoU	Memorandum of Understanding
MWh	Megawattstunde
NEL	Nordeuropäische Erdgas-Leitung
NEP	Netzentwicklungsplan
NETG	Nordrheinische Erdgastransportgesellschaft
NewCap	Modell zur Ermittlung der Marktbasierten Instumente
NC CAM	Network Codes Capacity Allocation Mechanisms
NKP	Netzkopplungspunkt
Nm^3	Normkubikmeter
OPAL	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung
PCI	Project of Common Interest/Projekt von gemeinsamem Interesse
PtG	Power-to-Gas
SEL	Süddeutsche Erdgasleitung
SES	Systementwicklungsstrategie
SNG	Synthetic Natural Gas
Strecken-verdichter	Eingesetzte Verdichtereinheiten in einer Transportleitung um die Druckverluste auszugleichen sowie den Abtransport von Gasen gewährleisten zu können.
SR	Szenariorahmen
TAP	Trans-Adriatic-Pipeline
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Leitung
THE	Trading Hub Europe
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan (von ENTSOG)
UGS	Untergrundspeicher
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
USB	Umsetzungsbericht
VDS	Verdichterstation
VHP	Virtueller Handelspunkt
VIP	Virtual Interconnection Point/Virtueller Kopplungspunkt
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e. V.
VNB	Verteilernetzbetreiber
WEB	Wasserstoffabfrage für Erzeugung und Bedarf und Grüne Gase

Literatur

[ACER] Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2021, download unter (Download am 09.03.2023): https://www.ceer.eu/documents/104400/7517827/ACER_MMR_Gas_Wholesale_Volume_2021/9f156cc7-1eb9-bfb0-1f28-e6d76f95afcc

[BNetzA 2021a]
Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Liste zum Zu- und Rückbau von Kraftwerken, Stand 19. Januar 2021

[BNetzA 2021b] Systemrelevante Kraftwerke, download unter (Download am 27. Mai 2021): https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante_KW/start.html

[BNetzA 2022] Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032, download unter (Download am 22. Juni 2022): https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2022/NEP_Gas2022_Bestaetigung_BNetzA.pdf?__blob=publicationFile&v=2

[BVEG 2007–2021] Jahresberichte des BVEG, download unter (Download am 02. Dezember 2022): https://www.bveg.de/wp-content/uploads/2022/03/BVEG-Jahresbericht-2021.pdf

[BVEG 2020] Erhebung für den Netzentwicklungsplan Gas – Produktionsvorausschätzung für den Netzentwicklungsplan Gas, nicht veröffentlicht

[BVEG 2021] Erhebung für den Netzentwicklungsplan Gas – Produktionsvorausschätzung für den Netzentwicklungsplan Gas, nicht veröffentlicht

[Destatis 2022] Preisindex der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte, download unter (Download am 22. Juni 2022): https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Erzeugerpreisindex-gewerbliche-Produkte/Publikationen/_publikationen-innen-erzeugerpreise-monat.html

[DVGW, H2vorOrt, VKU 2022a] Gasnetzgebiettransformationsplan, Wasserstoff über die Gasverteilernetze für alle nutzbar machen, download unter (Download am 24. November 2022): https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/gtp-2022-leitfaden.pdf

[DVGW, H2vorOrt, VKU 2022b] Der Gasgebietstransformationsplan, Ergebnisbericht 2022, download unter (Download am 24. November 2022): https://www.h2vorort.de/fileadmin/Redaktion/Bilder/Publikationen/Ergebnisbericht_2022_des_GTP_A3.pdf

[EC 2021] Europäische Kommission, Liste Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest, PCI), download unter (Download am 22. Juni 2022): https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_21_6094

[FNB Gas 2022] Veröffentlichung der Leitungsnetzinfrastrukturen zur Entwicklung des potenziellen deutschen Wasserstoffnetzes im Rahmen des NEP Gas 2022–2032 vom 29. März 2022, download unter (Download am 27. Juni 2022): https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Ffnb-gas.de%2Fwp-content%2Fuploads%2F2022%2F03%2F2022_03_29_FNB-Gas_Ergebnis-Aufruf-zur-Meldung-von-Leitungsinfrastruktur_final.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK

[FNB Gas, H2 2022] Wasserstoffbericht 2022, Bericht zum aktuellen Ausbaustand des Wasserstoffnetzes und zur Entwicklung einer zukünftigen Netzplanung Wasserstoff gemäß § 28q EnWG, download unter (Download am 24. November 2022): https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/08/2022-09-01_FNB-Gas_Wasserstoffbericht.pdf

[FNB Gas, SR 2022] Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032, Ergänzung zum Szenariorahmen, download unter (Download am 02.12.2022): https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/09/2022_09_23_DE_Ergaenzung-zum-SR-NEP-Gas-2022-2032.pdf

[FNB Gas, SR 2021a] Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032, Szenariorahmen, download unter (Download am 24. November 2022): https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/210909_DE_FNB_GAS_2022_SR.pdf

[FNB Gas, SR 2021b] Überarbeitete Anlage 2 des Szenariorahmens 2022, download unter (Download am 26. April 2022): https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/11/2021_11_25_Uebersicht-Projektmeldungen-Marktabfrage-WEB-und-gruene-Gase-nach-MoU-Stand-01.10.2021.xlsx

[FNB Gas, USB 2021] Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030, Umsetzungsbericht, download unter (Download am 24. November 2022): https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/fnb_gas_umsetzungsbericht_2021_de.pdf

[FNB Gas, Zwischenstand 2022] Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032, Zwischenstand, download unter (Download am 02. Dezember 2022): https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/07/2022_07_06_NEP-Gas-2022-2032-Zwischenstand.pdf

[Ministry of Economic Affairs and Climate Policy 2022] L-Gas Market Conversion Review, download unter (Download am 23. Juni 2022): https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2022/03/14/l-gas-market-conversion-review

[Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2021] Brief des niederländischen Wirtschaftministers Stef Blok vom 24.09.2021 mit dem Betreff „Gaswinningsniveau Groningen gasjaar 2021–2022“ (Download am 23. Juni 2022): https://open.overheid.nl/repository/ronl-d048fa24-e83a-4136-9984-f51c05dac055/1/pdf/DOMUS-21226201-v15-Kamerbrief_gaswinningsniveau_Groningen_gasjaar_2021-2022.pdf

[Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2022a] Brief des niederländischen Wirtschaftsministers Stef Blok vom 06. Januar 2022 mit dem Betreff „Mogelijke verhoging gaswinning Groningenveld gasjaar 2021–2022“, download unter (Download am 23. Juni 2022): https://open.overheid.nl/repository/ronl-f27181c9-b88f-4574-8246-4979f53f431f/1/pdf/22003005.pdf

[Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2022b] Brief vom niederländischen Wirtschaftsministerium (Staatssekretär J.A. Vijlbrief) mit dem Betreff „Kamerbrief over gaswinning Groningen in winningsjaar 2021–2022“, download unter (Download am 23. Juni 2022): https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2022/03/14/gaswinning-groningen-winningsjaar-2021-2022