

Entwurf Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025

3. März 2026



Impressum

Entwurf Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025

Ansprechpartner:

Stefan Mellahn, Nils von Ohlen

Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung

Gas und Wasserstoff

c/o FNB Gas e. V.

Georgenstraße 23, 10117 Berlin

<http://ko-nep.de/>

Transportnetzbetreiber

AquaDuctus Pipeline GmbH

Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel

<https://aquaductus-offshore.de/>

bayernets GmbH

Poccistraße 7, 80336 München

www.bayernets.de

Fergas 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

www.gtg-nord.de

Gasunie Deutschland Transport Services GmbH

Pasteurallee 1, 30655 Hannover

www.gasunie.de

Lubmin-Brandov Gastransport GmbH

Huttropstraße 60, 45138 Essen

www.lbtg.de

Legal Disclaimer

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber und die regulierten Betreiber von Wasserstofftransportnetzen haben dieses Dokument ausschließlich in Erfüllung ihrer Pflichten nach § 15a ff. 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.

NaTran Deutschland GmbH

Rosenthaler Straße 40/41, 10178 Berlin

www.natran-deutschland.de

NEL Gastransport GmbH

Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel

www.nel-gastransport.de

Nowega GmbH

Anton-Bruchhausen-Straße 4, 48147 Münster

www.nowega.de

ONTRAS Gastransport GmbH

Maximilianallee 4, 04129 Leipzig

www.ontras.com

Open Grid Europe GmbH

Kallenbergstraße 5, 45141 Essen

www.oge.net

terrannets bw GmbH

Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart

www.terrannets-bw.de

Thyssengas GmbH

Emil-Moog-Platz 13, 44137 Dortmund

www.thyssengas.com

Thyssengas H2 GmbH

Emil-Moog-Platz 13, D-44137 Dortmund

www.thyssengas.com

Inhaltsverzeichnis

Impressum	2
Inhaltsverzeichnis	3
Abbildungsverzeichnis	6
Tabellenverzeichnis	7
Executive Summary	9
Vorwort	13
1 Einführung	15
1.1 Rechtliche Grundlagen und Aufgabenstellung.....	15
1.1.1 Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff.....	15
1.1.2 Europäischer Netzentwicklungsplan	16
1.2 Zeitlicher Ablauf und Struktur des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025	16
1.3 Datenbanken zum Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025.....	18
2 Genehmigter Szenariorahmen	20
3 Rahmenbedingungen und Eingangsgrößen der Modellierung	26
3.1 Regionalisierung von Leistungsvorgaben für Methan und Wasserstoff	26
3.1.1 Bedarfsbasierter Ansatz	26
3.1.2 Szenarienbasierte Regionalisierung	26
3.2 Standortliste der BNetzA für Kraftwerke.....	28
3.3 Eingangsgrößen im Methan.....	28
3.3.1 Ausspeiseleistung.....	28
3.3.1.1 Kraftwerke.....	28
3.3.1.2 Industrie	31
3.3.1.3 Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Verkehr, Fernwärme - Verteilernetzbetreiber.....	32
3.3.1.4 Grenzübergangspunkte	33
3.3.1.5 Speicher.....	34
3.3.2 Einspeiseleistung.....	34
3.3.2.1 Grenzübergangspunkte	35
3.3.2.2 Speicher	35
3.3.2.3 LNG-Anlagen.....	36
3.3.2.4 Inländische Produktion.....	37
3.3.2.5 Biomethan.....	37
3.3.3 Bestimmung des ausreichenden Maßes für feste frei zuordenbare Ein- und Ausspeisekapazitäten im Methan.....	38
3.3.3.1 Regulatorische Grundlagen.....	38
3.3.3.2 Methodik zur Bestimmung des ausreichenden Maßes.....	40
3.3.3.3 Ausreichendes Maß an Ausspeise-FZK.....	41
3.3.3.4 Ausreichendes Maß an Einspeise-FZK	43
3.3.3.5 Fazit zum ausreichenden Maß	48

3.4	Eingangsgrößen im Wasserstoff	49
3.4.1	Ergebnisse der Marktabfrage für Wasserstoffprojekte 2024	49
3.4.2	Konkretisierung der Sektorzuordnung für die Wasserstoffprojekte	49
3.4.3	Ausspeiseleistung	50
3.4.3.1	Kraftwerke	50
3.4.3.2	Industrie	52
3.4.3.3	Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Verkehr	53
3.4.3.4	Grenzübergangspunkte	53
3.4.3.5	Speicher	54
3.4.4	Einspeiseleistung	54
3.4.4.1	Grenzübergangspunkte	54
3.4.4.2	Speicher	54
3.4.4.3	Sonstige Importe (u. a. LH ₂ und Derivate)	55
3.4.4.4	Elektrolyse	56
3.4.5	Lastfälle für die Wasserstoffmodellierung	57
3.4.5.1	Beschreibung der Lastfälle	57
3.4.5.2	Gaswirtschaftliche Einordnung der Lastfälle	58
3.4.5.3	Lastfälle für die Jahre 2037 und 2045	59
4	Stand der Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen	61
4.1	Das Fernleitungsnetz Methan und Transportnetz Wasserstoff mit Stand zum 01. September 2025	61
4.2	Startnetz für die Modellierung	62
4.2.1	Methan	62
4.2.2	Wasserstoff	62
4.2.3	Bis zum 01. September 2025 in Betrieb genommene Maßnahmen	62
4.2.4	Im Bau befindliche Maßnahmen	67
4.2.5	Weitere Startnetzmaßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025	69
4.3	Stand der Umsetzung der Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 und des Wasserstoff-Kernetzes	73
5	Versorgungssicherheitsbetrachtung für Methan 2030	75
5.1	Einleitung und Vorgehensweise	75
5.2	Eingangsgrößen	76
5.2.1	Ausspeiseleistung	76
5.2.1.1	Kraftwerke	76
5.2.1.2	Industrie	77
5.2.1.3	Verteilernetzbetreiber	77
5.2.1.4	Grenzübergangspunkte	77
5.2.2	Einspeiseleistung	77
5.2.2.1	Grenzübergangspunkte	77
5.2.2.2	Speicher	77
5.2.2.3	LNG-Anlagen	78
5.2.2.4	Inländische Produktion und Biomethan	78
5.2.2.5	H-Gas-Zusatzbedarf	78
5.3	Marktraumumstellung und L-Gas-Leistungsentwicklung bis 2030	78
5.3.1	L-Gas-Leistungsentwicklung bis 2030	79
5.3.1.1	Anzahl der jährlichen Geräteanpassungen	80
5.3.1.2	Stand der Umstellungsplanung	80
5.4	H-Gas-Leistungsbilanz bis 2030	81
5.5	Ergebnisse der Modellierung der Versorgungssicherheitsbetrachtung für 2030	83

6 Szenarienbasierte Modellierungen für 2037 und 2045	87
6.1 Leistungsbilanzen im Methan und Wasserstoff	87
6.1.1 Methan-Szenarien 1–3 für das Betrachtungsjahr 2037	87
6.1.1.1 Ausspeiseleistungsbedarf im Spitzenlastfall	87
6.1.1.2 Ermittlung des Einspeiseleistungsbedarf der Szenarien 1 – 3 (2037) im Spitzenlastfall	89
6.1.2 Wasserstoff-Szenarien 1–3 für das Betrachtungsjahr 2037	92
6.1.2.1 Ausspeiseleistungsbedarf Wasserstoff	92
6.1.2.2 Einspeiseleistungsbedarf Wasserstoff	94
6.1.2.3 Einspeiseleistungen an Grenzübergangspunkten	95
6.1.2.4 Ein- und Ausspeisekapazitäten auf Kreisebene	96
6.2 Ergebnisse der Modellierung Methan und Wasserstoff für das Betrachtungsjahr 2037	99
6.2.1 Ergebnisse der Methan-Modellierung der Szenarien 1–3 für das Betrachtungsjahr 2037	100
6.2.1.1 Szenario 1 (2037)	100
6.2.1.2 Szenario 2 (2037)	102
6.2.1.3 Szenario 3 (2037)	104
6.2.2 Ergebnisse der Wasserstoff-Modellierung der Szenarien 1–3 für das Betrachtungsjahr 2037	106
6.2.2.1 Szenario 1 (2037)	106
6.2.2.2 Szenario 2 (2037)	108
6.2.2.3 Szenario 3 (2037)	110
6.2.3 Kreuzbetrachtung der Szenarien 2 und 3	112
6.3 Ergebnisse der Methanmodellierung des Szenarios 3 für das Betrachtungsjahr 2045	113
6.3.1 Eingangsgrößen	113
6.3.1.1 Ausspeiseleistungsbedarf	113
6.3.1.2 Vorgehen zur Ermittlung des Methanetzes und der Einspeiseleistungsbedarfe	115
6.3.1.3 Resultierende Einspeiseleistungen im Bilanzfall	116
6.3.2 Modellierungsergebnis Methanetz im Jahr 2045	117
6.4 Ausblick auf die Wasserstoff-Modellierung für das Betrachtungsjahr 2045	119
7 Netzausbauvorschlag	123
7.1 Kriterien für den Netzausbauvorschlag Methan	124
7.2 Netzausbauvorschlag Methan	125
7.3 Kriterien für den Netzausbauvorschlag Wasserstoff	127
7.4 Netzausbauvorschlag Wasserstoff und Anpassungen von Kernnetz-Maßnahmen	128
7.5 Weitere Aspekte zu einzelnen Netzausbaumaßnahmen	131
8 Schlusswort und Ausblick	133
Anhänge	135
Anlagen	164
Glossar	166
Literatur	171

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Prozess Netzentwicklungsplanung Methan und Wasserstoff.....	17
Abbildung 2: Startseite der NEP-Gas-Datenbank mit Ausschnitt Methan- und Wasserstoff-Kachel	18
Abbildung 3: Mantelzahlen Szenariorahmen- Genehmigung.....	24
Abbildung 4: Aufteilung der deutschlandweiten Gesamtmethanleistung aus den Szenarien auf die bisherige Struktur des Leistungsbedarfs.....	27
Abbildung 5: Methodik zur Ermittlung des ausreichenden Maßes an FZK	41
Abbildung 6: Zeitgleicher inländischer Verbrauch unter Berücksichtigung der Speichernutzung.....	42
Abbildung 7: Zeitgleiche Buchungen FZK-Export im GWJ 2024/25	43
Abbildung 8: Marktbedarf FZK-Einspeisung an GÜP im Vergleich zum Angebot	44
Abbildung 9: FZK-Einspeisung (ausreichendes Maß) zur Versorgung von FZK-Ausspeisungen.....	46
Abbildung 10: Ausreichendes Maß an Einspeise-FZK im Vergleich zum Szenariorahmen - Anteile GÜP, LNG und Speicher (UGS)	47
Abbildung 11: Entwicklung Einspeise-FZK pro Importkorridor	47
Abbildung 12: Einteilung der Einspeisezonen anhand identifizierter hochbelasteter Transportpfade in Regionen (schematische Darstellung)	58
Abbildung 13: Fernleitungsnetz Methan.....	61
Abbildung 14: Grundsätzliche Vorgehensweise der Methanmodellierung 2030	75
Abbildung 15: Eingangsgrößen für die Methanmodellierung 2030	76
Abbildung 16: Deutschlandweite L-Gas-Leistungsentwicklung.....	79
Abbildung 17: Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte pro Jahr in den bis 2030 benannten Umstellungsbereichen	80
Abbildung 18: Entwicklung des H-Gas-Leistungsbedarfs im Spitzenlastfall bis 2030	81
Abbildung 19: H-Gas-Leistungsbilanz bis 2030	82
Abbildung 20: Ergebnis der Methanmodellierung für das Szenario 4 (2030).....	85
Abbildung 21: Ausspeiseleistung der Szenarien 1-3 (2037) und Szenario 4 (2030) im Spitzenlastfall	88
Abbildung 22: Ein- und Ausspeiseleistung der Szenarien 1–3 (2037) und Szenario 4 (2030) im Spitzenlastfall.....	91
Abbildung 23: Ausspeiseleistungen der Szenarien 1–3 (2037)	93
Abbildung 24: Ein- und Ausspeiseleistungen der Szenarien 1–3 (2037) im Wasserstoff	94
Abbildung 25: Ein- und Ausspeiseleistungen Szenario 1 (2037) auf Kreisebene, ohne GÜP	96
Abbildung 26: Ein- und Ausspeiseleistungen Szenario 2 (2037) auf Kreisebene, ohne GÜP	97
Abbildung 27: Ein- und Ausspeiseleistungen Szenario 3 (2037) auf Kreisebene, ohne GÜP	98
Abbildung 28: Ergebnis der Methanmodellierung Szenario 1 (2037).....	101
Abbildung 29: Ergebnis der Methanmodellierung Szenario 2 (2037).....	103
Abbildung 30: Ergebnis der Methanmodellierung Szenario 3 (2037)	105
Abbildung 31: Ergebnis der Wasserstoffmodellierung Szenario 1 (2037).....	107
Abbildung 32: Ergebnis der Wasserstoffmodellierung Szenario 2 (2037).....	109
Abbildung 33: Ergebnis der Wasserstoffmodellierung Szenario 3 (2037)	111
Abbildung 34: Ein- und Ausspeiseleistung Szenario 3 (2045).....	116
Abbildung 35: Methannetz im Betrachtungsjahr 2045.....	118
Abbildung 36: Ausgangsbasis für die Wasserstoffmodellierung Szenarien 1–3 für das Jahr 2045	120
Abbildung 37: Netzausbauvorschlag Methan.....	126
Abbildung 38: Netzausbauvorschlag Wasserstoff.....	130

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netzausbauvorschlag für Methan und Wasserstoff.....	10
Tabelle 2: Ausspeiseleistung Methan aus dem genehmigten Szenariorahmen	20
Tabelle 3: Einspeiseleistung Methan aus dem genehmigten Szenariorahmen	21
Tabelle 4: Ausspeiseleistung Wasserstoff aus dem genehmigten Szenariorahmen.....	21
Tabelle 5: Einspeiseleistung Wasserstoff aus dem genehmigten Szenariorahmen.....	22
Tabelle 6: Elektrische und thermische (Anschluss-)Leistung der Kraftwerke	30
Tabelle 7: Bis zum 01. September 2025 in Betrieb genommene Methan-Maßnahmen	62
Tabelle 8: Bis zum 01. September 2025 in Betrieb genommene Wasserstoff-Maßnahmen.....	66
Tabelle 9: Im Bau befindliche Methan-Maßnahmen (Stichtag 01. September 2025).....	67
Tabelle 10: Im Bau befindliche Wasserstoff-Maßnahmen (Stichtag 01. September 2025).....	68
Tabelle 11: Weitere Methan-Startnetzmaßnahmen (Stichtag 01. September 2025)	69
Tabelle 12: Weitere Wasserstoff-Startnetzmaßnahmen (Stichtag 01. September 2025).....	70
Tabelle 13: Deutschlandweite L-Gas-Leistungsentwicklung	79
Tabelle 14: Daten zur Entwicklung des H-Gas-Leistungsbedarfs im Spitzenlastfall bis 2030	81
Tabelle 15: Daten zur H-Gas-Leistungsbilanz bis 2030	82
Tabelle 16: Ergebnisse der Versorgungssicherheitsbetrachtung Szenario 4	84
Tabelle 17: Ausspeiseleistung der Szenarien 1–3 (2037) und Szenario 4 (2030) im Spitzenlastfall	89
Tabelle 18: Ein- und Ausspeiseleistung der Szenarien 1–3 (2037) und Szenario 4 (2030) im Spitzenlastfall	91
Tabelle 19: Ausspeiseleistungen der Szenarien 1–3 (2037)	93
Tabelle 20: Ein- und Ausspeiseleistungen der Szenarien 1–3 (2037) im Wasserstoff	94
Tabelle 21: Wasserstoffeinspeiseleistungen an GÜP (2037).....	95
Tabelle 22: Ergebnisse der Methanmodellierung für das Szenario 1 (2037)	100
Tabelle 23: Ergebnisse der Methanmodellierung für das Szenario 2 (2037)	102
Tabelle 24: Ergebnisse der Methanmodellierung für das Szenario 3 (2037)	104
Tabelle 25: Ergebnisse der Wasserstoffmodellierung für das Szenario 1 (2037) und Wasserstoff-Startnetz	106
Tabelle 26: Ergebnisse der Wasserstoffmodellierung für das Szenario 2 (2037) und Wasserstoff-Startnetz	108
Tabelle 27: Ergebnisse der Wasserstoffmodellierung für das Szenario 3 (2037) und Wasserstoff-Startnetz	110
Tabelle 28: Umstellungsmaßnahmen aus der Kreuzbetrachtung	112
Tabelle 29: Berücksichtigte Kraftwerksstandorte und Gasanschlussleistungen in Szenario 3 (2045).....	114
Tabelle 30: Netzausbauvorschlag Methan	125
Tabelle 31: Netzausbauvorschlag Wasserstoff	129

Executive Summary



Executive Summary

Die gemeinsame Betrachtung der Energieträger Methan und Wasserstoff ist von entscheidender Bedeutung für den Übergang in die Klimaneutralität. Daher wurde die integrierte Planung beider Infrastrukturen im Energiewirtschaftsgesetz mit dessen Novellierung im Jahr 2024 gesetzlich verankert. In dem vorliegenden Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 stellen die Fernleitungsnetzbetreiber und die regulierten Wasserstofftransportnetzbetreiber die Ergebnisse der integrierten Netzentwicklungsplanung vor und erfüllen damit die gesetzlichen Vorgaben.

Grundlage für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025: Der genehmigte Szenariorahmen

Der Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 basiert auf dem von den Fernleitungsnetzbetreibern erarbeiteten und von der Bundesnetzagentur am 30. April 2025 mit Änderungen genehmigten Szenariorahmen (Aktenzeichen 4.13.01/11#1). Die Bundesnetzagentur hat in diesem Szenariorahmen neben den erstmals im Energiewirtschaftsgesetz gesetzlich geforderten drei Szenarien, welche die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Kontext der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken und für die Betrachtungsjahre 2037 und 2045 abbilden, zusätzlich ein von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenes Versorgungssicherheitsszenario 2030 für Methan genehmigt. Dieses ermöglicht eine Betrachtung der Versorgungssituation aus kurzfristiger Perspektive. Teil der Genehmigung sind auch konkrete Standort- und Leistungsvorgaben der Bundesnetzagentur für Elektrolyseure und Kraftwerke.

Eine wichtige Eingangsgröße im Methan in diesem Netzentwicklungsplan ist das ausreichende Maß an frei zuordenbarer Kapazität. Im vorliegenden Entwurfsdokument stellen die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber dafür eine Ermittlungsmethodik vor, die Aspekte des Marktbedarfs, der Versorgungssicherheit, aber auch der notwendigen Importdiversifizierung und Resilienz gleichermaßen berücksichtigt. Die Anpassungen der frei zuordenbaren Kapazität auf das ausreichende Maß sorgen für einen sachgerechten Einsatz marktbasierter Instrumente und Netzausbau. Flexibilität und vollständige Abdeckung der genutzten frei zuordenbaren Kapazitäts-Ausspeisungen bleiben auch nach Absenkung der frei zuordenbaren Einspeise-Kapazität erhalten. Selbst bei hoher Netzlast kann der zeitgleiche Bedarf gedeckt werden, sodass es zu keiner kapazitiven Unterdeckung kommt. Das ausreichende Maß an frei zuordenbarer Kapazität wird für den auktionenrelevanten Zeitraum bis 2033 in der NEP-Gas-Datenbank veröffentlicht.

Überprüfung des Wasserstoff-Kernetzes

Das deutschlandweite Wasserstoff-Kernetz für das Jahr 2032 wurde am 22. Oktober 2024 von der Bundesnetzagentur mit einem Umfang von 9.040 km genehmigt. Entsprechend den Vorgaben aus § 28q Abs. 8 Energiewirtschaftsgesetz werden Kernnetz-Maßnahmen mit einer planerischen Inbetriebnahme nach dem 31. Dezember 2027 im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 auf ihre Notwendigkeit überprüft. Kernnetz-Maßnahmen, mit deren Durchführung bis zum Ablauf des 31. Dezember 2025 bereits begonnen wurde, und deren planerische Inbetriebnahme in der Kernnetz-Genehmigung vor dem Ablauf des 31. Dezember 2027 erfolgen soll, werden nicht mehr überprüft und daher als Startnetzmaßnahmen angesehen.

Ergebnis der Modellierung: Netzausbauvorschlag für Methan und Wasserstoff

Der Netzausbauvorschlag wird aus den Modellierungsergebnissen der unterschiedlichen Szenarien auf Basis von Kriterien abgeleitet. Dabei werden szenarienübergreifend Maßnahmen identifiziert, die netztechnisch erforderlich sind. Diese Vorgehensweise trägt den Unsicherheiten hinsichtlich der tatsächlichen Entwicklung der Methan- und Wasserstoffnachfrage sowie des zeitlichen und räumlichen Hochlaufs des Wasserstoffmarktes Rechnung. Gleichzeitig werden die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber damit den energie- und klimapolitischen Zielsetzungen gerecht.

Tabelle 1: Netzausbauvorschlag für Methan und Wasserstoff

Ergebnisse Netzausbauvorschlag Methan*	
Technische Parameter	
Leitungen [km]	364
Verdichterleistung [MW]	0
Gesamtinvestitionen [Mrd. Euro]	
- davon Netzausbaumaßnahmen aus dem NEP 2022	1,0
- davon erdgasverstärkende Maßnahmen aus dem NEP 2022 und Kernnetz	1,4
- davon neue Netzausbaumaßnahmen für Kraftwerks- und Industriebedarfe	0,4
- davon neue erdgasverstärkende Maßnahmen	0,2
Ergebnisse Netzausbauvorschlag Wasserstoff*	
Technische Parameter	
Verdichterleistung [MW]	255
Leitungen [km]	7.007
- davon umzustellende Leitungen [km]	3.658
- davon Neubauleitungen [km]	3.163
- davon Neubauleitungen (offshore) [km]	186
- Zur Information: Czech German Hydrogen Interconnector (CGHI)** [km]	168
Gesamtinvestitionen [Mrd. Euro]	
Verdichterstationen	1,9
Leitungen (inkl. Kosten für GDRM-Anlagen)	18,2
- davon umzustellende Leitungen	2,5
- davon Neubauleitungen	13,9
- davon Neubauleitungen (offshore)	1,9

* gerundete Werte

** CGHI wurde in der Modellierung berücksichtigt, ist aber nicht Bestandteil des deutschen Wasserstoffnetzes.

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Der Netzausbauvorschlag umfasst bis zum Jahr 2037 eine Leitungslänge von 364 km und Gesamtinvestitionen von 2,9 Mrd. Euro im Methan sowie 7.007 km und rund 20,1 Mrd. Euro im Wasserstoff (zuzüglich 2.199 km und 4,1 Mrd. Euro des ursprünglich genehmigten Wasserstoff-Kernnetzes, die bereits als Startnetz umgesetzt sind beziehungsweise sich in der Umsetzung befinden und nicht Bestandteil des Netzausbauvorschlags sind). Das Wasserstofftransportnetz für das Jahr 2037 entspricht damit in etwa dem Umfang des genehmigten Wasserstoff-Kernnetzes.

Stand der Umsetzung genehmigter Maßnahmen

Der Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 enthält Angaben zum Stand der Umsetzung der genehmigten Maßnahmen des zuletzt veröffentlichten Netzentwicklungsplans Gas (2022) sowie Angaben zum Stand der Umsetzung des Wasserstoff-Kernetzes (2024).

Aktualisierte Datenbanken

Im Zuge der Erstellung des aktuellen Netzentwicklungsplans wurde die NEP-Gas-Datenbank durch die Koordinierungsstelle für die Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff aktualisiert und steht der Öffentlichkeit mit Informationen zu Eingangsgrößen der Modellierung, Kapazitäten, Maßnahmen und weiteren Details für diesen Netzentwicklungsplan unter www.nep-gas-datenbank.de zur Verfügung. Mit dem überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 werden die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber auch die neue gesetzlich verankerte Netztopologie-Datenbank mit den Netzmodellen, bestehend aus der Netztopologie und den modellierten Lastfällen, die bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 zugrunde gelegt wurden, befüllen.

Zweistufiges Vorgehen: Ausblick auf den überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025

Die integrierte Betrachtung von Methan und Wasserstoff sowie die Berücksichtigung von drei zu modellierenden Szenarien jeweils für die Jahre 2037 und 2045 sowie des Methan-Szenarios für 2030 haben neue methodische Herangehensweisen erforderlich gemacht und so zu einem höheren Analysebedarf als bisher geführt. Um eine sachgerechte und fundierte Bearbeitung zu ermöglichen, veröffentlichen die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 in zwei Schritten. Die Modellierungsergebnisse für Wasserstoff im Betrachtungsjahr 2045 werden Bestandteil des überarbeiteten Entwurfes des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 sein. Auch die Modellierung der marktbasierenden Instrumente wird Bestandteil des überarbeiteten Entwurfes werden.

Vorwort



Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

die Koordinierungsstelle für die Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff legt mit diesem Dokument den von den Fernleitungs- und Wasserstofftransportnetzbetreibern erstellten Entwurf für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 zur Konsultation vor.

Dieser Netzentwicklungsplan stellt in vielerlei Hinsicht ein Novum dar. Die gesetzliche Einführung der integrierten Netzentwicklungsplanung für Methan- und Wasserstoffnetze im Jahr 2024 war ein bedeutender Schritt hin zu einer ganzheitlichen Infrastrukturplanung für eine sichere und resiliente Energieversorgung. Gleichzeitig wurde eine zeitliche Synchronisierung und eine stärkere inhaltliche Verzahnung mit dem Netzentwicklungsplan Strom der Übertragungsnetzbetreiber eingeführt. Einheitliche Annahmen stellen kongruente Eingangsparameter zu Kraftwerks- und Elektrolysestandorten sicher, sodass die Planungen von Strom- sowie Methan- und Wasserstoffnetzen nun besser ineinandergreifen und den Anforderungen eines zunehmend sektorübergreifend betrachteten Energiesystems gerecht werden. Zudem fand die Modellierung für diesen Netzentwicklungsplan in den Zieljahren 2037 und 2045 anders als in der Vergangenheit szenarienbasiert statt.

Eine besondere Herausforderung für die Fernleitungs- und Wasserstofftransportnetzbetreiber bestand auch in der gesetzlich verankerten Pflicht zur Überprüfung des im Oktober 2024 genehmigten Wasserstoff-Kernnetzes, die im Spannungsfeld zwischen dem politischen Ziel der Schaffung einer Grundlage für die Marktentwicklung und den bestehenden Unsicherheiten hinsichtlich der tatsächlichen Entwicklung der Methan- und Wasserstoffnachfrage sowie des zeitlichen und räumlichen Hochlaufs des Wasserstoffmarktes stattfand. So wurden im Rahmen des Netzausbauvorschlags für Wasserstoff auf Basis der im Szenario-rahmen genehmigten Szenarien die gesetzlichen und regulatorischen Möglichkeiten der zeitlichen Streckung und technischen Anpassung von Kernnetzmaßnahmen genutzt, um kosteneffizient und an den Markthochlauf angepasst ein deutschlandweites, effizientes und klimafreundliches Wasserstofftransportnetz umzusetzen.

Bis Ende 2025 sind bereits mehr als 500 Leitungskilometer des genehmigten Wasserstoff-Kernnetzes realisiert worden. Weitere Projekte befinden sich in der Umsetzung, um die Dekarbonisierung der deutschen Industrie und Wirtschaft durch den Einsatz von Wasserstoff zu ermöglichen und so die Klimaziele zu erreichen.

Wir bedanken uns bei allen Beteiligten für die gute Zusammenarbeit bei der Erstellung dieses Netzentwicklungsplans: bei allen Marktakteuren für die Teilnahme an den Bedarfs- und Marktabfragen und bei der Prognos AG für die Unterstützung.

Mit freundlichen Grüßen

Ihre KO.NEP - Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff



1 Einführung

1.1 Rechtliche Grundlagen und Aufgabenstellung

Mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Jahr 2024 wurden die rechtlichen Grundlagen zur Erstellung des Netzentwicklungsplans neu gefasst. Kern der Neuerungen ist die Vorgabe einer integrierten Netzentwicklungsplanung für das Fernleitungs- und Wasserstofftransportnetz. Betreiber von Fernleitungsnetzen und die regulierten Betreiber von Wasserstofftransportnetzen haben somit gleichermaßen die Pflicht und Aufgabe zur Erstellung der Planung. Im Dokument wird immer eine Einordnung vorgenommen, ob es sich um den Energieträger Methan oder Wasserstoff handelt. Für Methan nehmen die Fernleitungsnetzbetreiber keine dezidierte Unterteilung von Erdgas, Biomethan und weiteren Gasen vor.

Mit der Novellierung wurde den Herausforderungen zur Erreichung der gesetzlichen Klimaziele und dem Bedarf an künftiger wasserstoffbasierter Energieversorgung Rechnung getragen. Weil ein erheblicher Teil der zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur aus umgestellten Methanleitungen bestehen wird, folgt daraus das Ziel einer koordinierten Planung beider Energieträger.

Die neuen Regelungen des Energiewirtschaftsgesetzes schaffen in den §§ 15a-d EnWG transparente Rahmenbedingungen für einen verbindlichen Prozess, der die Planungen für künftige Methan- und Wasserstoffnetze in einem integrierten Plan berücksichtigt. Um einen koordinierten und effizienten Ausbau dieser zentralen Energieinfrastrukturen zu ermöglichen, wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) und den regulierten Wasserstofftransportnetzbetreibern (WTNB) fristgerecht eine Koordinierungsstelle für die Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff (KO.NEP) eingerichtet.

Aufgabe der KO.NEP ist es, die Erarbeitung der Szenariorahmen und Netzentwicklungspläne Gas und Wasserstoff zu koordinieren und diese alle zwei Jahre der Bundesnetzagentur (BNetzA) vorzulegen. Die KO.NEP fungiert als zentraler Ansprechpartner für Behörden und Marktteilnehmer zu Fragen der Netzentwicklungsplanung im Bereich Methan und Wasserstoff und ist auch für die Schaffung und den Betrieb der Netztopologie-Datenbank für das Methan- und Wasserstoffnetz zuständig.

1.1.1 Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff

Der deutschlandweite Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff enthält gemäß § 15c Abs. 2 EnWG alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten und effizienten Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau der Netze, die spätestens zum Ende der jeweiligen Betrachtungszeiträume im Sinne des § 15b Abs. 2 EnWG für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Bei der Auswahl der Maßnahmen soll der Umsetzung der klimapolitischen Ziele der Bundesregierung sowie der Versorgungssicherheit Rechnung getragen und das Ziel einer preisgünstigen Energieversorgung in besonderer Weise berücksichtigt werden. Die Umstellung von vorhandenen Leitungsinfrastrukturen auf Wasserstoff hat grundsätzlich Vorrang gegenüber dem Neubau von Leitungen, sofern dies möglich und wirtschaftlich ist.

Die Grundlage für die Netzentwicklungsplanung bildet der Szenariorahmen. Im Szenariorahmen sollen mindestens drei Szenarien für die Bedarfsentwicklung betrachtet werden, welche für die nächsten 10 bis 15 Jahre eine Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Weitere drei Szenarien sollen die Entwicklung der Methan- und Wasserstoffbedarfe für das Jahr 2045 mit einer Bandbreite von wahrscheinlichen Entwicklungen betrachten, welche sich an den gesetzlich festgelegten sowie weiteren klima- und energiepolitischen Zielen der Bundesregierung ausrichten. In Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern und der BNetzA wurden die Modellierungsjahre 2037 und 2045 für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 festgelegt. Hierbei ist zu beachten, dass der Bedarf beispielsweise für das Jahr 2037 (2045) modelliert wird und die dafür benötigte Infrastruktur bereits am Ende des Vorjahres 2036 (2044) fertiggestellt werden muss. Diesen Sachverhalt haben die Fernleitungs- und Wasserstofftransportnetzbetreiber bei der Festlegung der Inbetriebnahmedaten berücksichtigt.

Zusätzlich wurde von der BNetzA das von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene Versorgungssicherheitszenario im Methan für das Modellierungsjahr 2030 genehmigt, um in der Netzentwicklungsplanung auch die Ergebnisse einer kurzfristigeren Bedarfsbetrachtung berücksichtigen zu können.

Der auf Basis des Szenariorahmens erarbeitete Entwurf des Netzentwicklungsplans ist durch die KO.NEP vor der Vorlage bei der Regulierungsbehörde auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen, um der Öffentlichkeit und allen tatsächlichen und potenziellen Netznutzern sowie betroffenen Netzbetreibern Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben. Anschließend ist der konsultierte und überarbeitete Entwurf zur Bestätigung bei der Regulierungsbehörde vorzulegen. Die BNetzA wird diesen überarbeiteten Entwurf auf Übereinstimmung mit den gesetzlichen Anforderungen überprüfen.

Die Behörde kann die Fernleitungsnetzbetreiber und die Wasserstofftransportnetzbetreiber durch ein Änderungsverlangen auffordern, Änderungen am vorgelegten Netzentwicklungsplan vorzunehmen. Die KO.NEP ist dann aufgefordert, den geänderten Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff unverzüglich der Regulierungsbehörde zu übermitteln, und stellt ihr auf Verlangen alle erforderlichen Informationen und Daten, die sie zur Prüfung benötigt, zur Verfügung.

Die Regulierungsbehörde konsultiert den vorgelegten oder im Fall eines Änderungsverlangens überarbeiteten Entwurf und bestätigt den durch die Betreiber von Fernleitungsnetzen und die regulierten Betreiber von Wasserstofftransportnetzen vorgelegten oder im Fall eines Änderungsverlangens überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff anschließend unter Berücksichtigung der Öffentlichkeitsbeteiligung.

1.1.2 Europäischer Netzentwicklungsplan

Auf europäischer Ebene sind die Fernleitungsnetzbetreiber im Verband European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G) organisiert. ENTSO-G erstellt auch alle zwei Jahre einen Netzentwicklungsplan für das europäische Transportnetz, den Ten-Year Network Development Plan (TYNDP). Der TYNDP 2024 für das europäische Methan- und Wasserstofftransportnetz ist im Oktober 2025 veröffentlicht worden. Gemäß Artikel 60 und 61 der Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates ist alle zwei Jahre ein unionsweiter Netzentwicklungsplan für Wasserstoff zu erstellen. In einem Übergangszeitraum bis zum 01. Januar 2027 erarbeitet ENTSO-G in Zusammenarbeit mit dem Verband European Network of Network Operators for Hydrogen (ENNOH), in dem die Wasserstofftransportnetzbetreiber organisiert sind, den unionsweiten Netzentwicklungsplan für Wasserstoff. Der unionsweite Netzentwicklungsplan 2028 für Wasserstoff wird durch ENNOH erarbeitet [EU 2024].

Unter anderem auf Basis des TYNDP ist die zweite „Unionsliste der Vorhaben von Gemeinsamem Interesse und Vorhaben von gegenseitigem Interesse“ (Unionsliste) am 01. Dezember 2025 veröffentlicht worden. In dieser werden die Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest, PCI) sowie die Vorhaben von gegenseitigem Interesse (Projects of Mutual Interest, PMI), darunter auch Projekte aus Deutschland, aufgeführt [EC 2025].

1.2 Zeitlicher Ablauf und Struktur des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025

Die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber sind gemäß § 15a EnWG verpflichtet, den Netzentwicklungsplan im 2-jährigen Turnus vorzulegen. Dies erfolgt im Gleichklang mit den Veröffentlichungspflichten der Übertragungsnetzbetreiber.

Auf Grundlage des am 30. April 2025 von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens (Az 4.13.01/11#1) haben die Fernleitungsnetzbetreiber den hier vorliegenden Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 erarbeitet.

Die Veröffentlichung des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 erfolgt gemäß §§ 15c, 15d EnWG in zwei Schritten. Der Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 wird von der KO.NEP veröffentlicht und konsultiert. Bis zum 27. März 2026 besteht nun für die Öffentlichkeit

1.3 Datenbanken zum Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025

Mit der NEP-Gas-Datenbank www.nep-gas-datenbank.de stellt die KO.NEP der Öffentlichkeit die in der Modellierung des Netzentwicklungsplans verwendeten Eingangsgrößen dar, die in unterschiedlichen Lastfällen bezüglich ihrer Darstellbarkeit überprüft und – ggf. mit definierten Ausbaumaßnahmen – bestätigt werden. Ein spezifischer Lastfall ist hierbei die Spitzenlastbetrachtung, die eine maximale Auslastung des Netzes widerspiegelt und aufgrund ihrer Bedeutung für die Methanmodellierungen in den Kapiteln 3, 5 und 6 detaillierter dargestellt wird.

Des Weiteren beinhaltet die NEP-Gas-Datenbank Stammdaten, Kapazitäten, Ausbaumaßnahmen und Informationen zur Marktraumumstellung von L-Gas zu H-Gas.

Im Vergleich zum letzten Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 sind die Informationen für die Methan- und Wasserstoffinfrastruktur in der NEP-Gas-Datenbank erstmalig in eine Methan- beziehungsweise eine Wasserstoffkachel unterteilt.

Abbildung 2: Startseite der NEP-Gas-Datenbank mit Ausschnitt Methan- und Wasserstoff-Kachel



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Die nachfolgenden Kapitel des Netzentwicklungsplans beziehen sich jeweils auf den in der NEP-Gas-Datenbank einsehbaren Datenbankzyklus „2025 - NEP 1. Entwurf“. Sämtliche verfügbaren Daten können heruntergeladen werden.

Mit dem überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 werden die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber auch die neue gesetzlich verankerte Netztopologie-Datenbank mit den Netzmodellen, bestehend aus der Netztopologie und den modellierten Lastfällen, die bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 zugrunde gelegt worden, befüllen.

Für Rückfragen zur NEP-Gas-Datenbank steht Ihnen die KO.NEP zur Verfügung.



2 Genehmigter Szenariorahmen

Am 30.04.2025 hat die BNetzA auf Grundlage von § 15b EnWG den Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045 genehmigt. Der Entwurf der Fernleitungsnetzbetreiber wurde zuvor fristgerecht am 01.07.2024 durch die KO.NEP bei der BNetzA eingereicht und anschließend von der BNetzA in der Fassung vom 16.08.2024 öffentlich konsultiert.

Der genehmigte Szenariorahmen enthält vier unterschiedliche Szenarien, welche die verbindliche Grundlage für die Netzentwicklungsplanung im Methan- und Wasserstoffbereich bilden. Die Szenarien stellen mögliche Entwicklungspfade für die zukünftige Energieversorgung Deutschlands mit dem Ziel der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 dar und bilden damit die Bandbreite der möglichen Dekarbonisierungspfade ab. Die Unterschiede zwischen den Szenarien liegen vor allem im Einsatz von Wasserstoff und Elektrifizierung in den einzelnen Sektoren, in der Geschwindigkeit der Transformation und in der Rolle der Methanversorgung.

Die genehmigten Szenarien sind so ausgestaltet, dass sie die noch bestehenden Unsicherheiten in der zukünftigen Energiepolitik wie auch in der Technologie- und Marktentwicklung abbilden. So ermöglichen sie die Entwicklung eines Methan- und Wasserstoffnetzes, das robust gegenüber unterschiedlichen Entwicklungen ist.

Die Spannweite reicht dabei von Szenarien mit schnellem und teils sektorübergreifendem Wasserstoffhochlauf bis hin zu einem eher konservativeren Szenario mit anhaltend hoher Methannutzung und dementsprechend verzögertem Hochlauf bis 2037 und anschließender rapider Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft zwischen 2037 und 2045. Die Szenarien 1, 2 und 3 bilden dabei jeweils die Jahre 2037 und 2045 ab, während das vierte Szenario ausschließlich das Jahr 2030 betrachtet und auf die kurzfristige Versorgungssicherheit im Methanbereich fokussiert. Die BNetzA gibt für die Szenarien jeweils für Methan und Wasserstoff die folgenden Leistungen aufgeschlüsselt nach Sektoren vor.

Tabelle 2: Ausspeiseleistung Methan aus dem genehmigten Szenariorahmen

Sektor	Szenario 1 2037	Szenario 2 2037	Szenario 3 2037	Szenario 1 2045	Szenario 2 2045	Szenario 3 2045	Szenario 4 2030
Kraftwerke	17 GW _{el}	21 GW _{el}	58 GW _{el}	0 GW _{el}	0 GW _{el}	22 GW _{el}	41 GW _{el} *
Industrie	25 GWh/h	20 GWh/h	31 GWh/h	0 GWh/h	0 GWh/h	0 GWh/h	40 GWh/h**
Private Haushalte Gewerbe/Handel/ Dienstleistungen Verkehr Fernwärme	71 GWh/h	66 GWh/h	122 GWh/h	0 GWh/h	0 GWh/h	0 GWh/h	240 GWh/h***
Grenzübergangspunkte	53 GWh/h	49 GWh/h	49 GWh/h	*****	*****	*****	69 GWh/h
Speicher	****	*****	*****	---	---	****	****

* ohne Kraftwerke im Verteilernetz

** ohne Industrie im Verteilernetz

*** inklusive Kraftwerke und Industrie im Verteilernetz

**** Die Ausspeiseleistung muss in einem sachgerechten Verhältnis zur Einspeiseleistung stehen, sodass eine vollständige Befüllung der Speicher ermöglicht wird

***** Transite

Quelle: BNetzA 2025, Szenariorahmengenenehmigung, S. 6

Tabelle 3: Einspeiseleistung Methan aus dem genehmigten Szenariorahmen

Sektor	Szenario 1 2037	Szenario 2 2037	Szenario 3 2037	Szenario 1 2045	Szenario 2 2045	Szenario 3 2045	Szenario 4 2030
Grenzübergangspunkte	Mind. 18 GWh/h	Mind. 16 GWh/h	Mind. 16 GWh/h	---	---	Ermittlung von ausreichender Einspeisekapazitäten unter Berücksichtigung der Ausspeise - Kraftwerksleistung sowie der jeweiligen Zuordnungspunkte	152 GWh/h
Speicher	Mind. 42 GWh/h	Mind. 37 GWh/h	Mind. 37 GWh/h	---	---		Mind. 130 GWh/h
LNG	Mind. 16 GWh/h	Mind. 14 GWh/h	Mind. 79 GWh/h	---	---	---	Mind. 79 GWh/h
Inländische Produktion	1 GWh/h	1 GWh/h	1 GWh/h	---	---	---	3 GWh/h
Biomethan/ Grüne Gase	*	*	*	*	*	*	*

Die Summe der Einspeisekapazitäten Methan muss in jedem Fall mindestens die Summe der Ausspeisekapazitäten Methan decken.

* Bei der Einschätzung der Entwicklung der Biomethaneinspeisung ist wie im Szenariorahmenentwurf beschrieben vorzugehen, allerdings unter Verwendung des aktuellen Monitoringberichts 2024 von BNetzA/BKartA.

Quelle: BNetzA 2025, Szenariorahmengenenehmigung, S. 6

Tabelle 4: Ausspeiseleistung Wasserstoff aus dem genehmigten Szenariorahmen

Sektor	Szenario 1 2037	Szenario 2 2037	Szenario 3 2037	Szenario 1 2045	Szenario 2 2045	Szenario 3 2045
Kraftwerke	29 GW _{el}	41 GW _{el}	5 GW _{el}	60 GW _{el}	81 GW _{el}	59 GW _{el}
Industrie	35 GWh/h	18 GWh/h	7 GWh/h	92 GWh/h	42 GWh/h	42 GWh/h
Private Haushalte	11 GWh/h	0 GWh/h	0 GWh/h	21 GWh/h	0 GWh/h	0 GWh/h
Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen	3 GWh/h	0 GWh/h	0 GWh/h	5 GWh/h	0 GWh/h	0 GWh/h
Verkehr	4 GWh/h	0 GWh/h	0 GWh/h	7 GWh/h	0 GWh/h	0 GWh/h
Grenzübergangspunkte	*	*	*	30 GWh/h	30 GWh/h	30 GWh/h
Speicher	**	**	**	**	**	**

* Es ist zu ermitteln, welche Kapazitäten ausbaufrei darstellbar ist.

** Die Ausspeiseleistung muss ein einem sachgerechten Verhältnis zur Einspeiseleistung stehen, sodass eine vollständige Befüllung der Speicher ermöglicht wird.

Quelle: BNetzA 2025, Szenariorahmengenenehmigung, S. 5

Tabelle 5: Einspeiseleistung Wasserstoff aus dem genehmigten Szenariorahmen

Sektor	Szenario 1 2037	Szenario 2 2037	Szenario 3 2037	Szenario 1 2045	Szenario 2 2045	Szenario 3 2045
Grenzübergangspunkte	Mind. 58 GWh/h	Mind. 58 GWh/h	Mind. 10 GWh/h	Mind. 58 GWh/h	Mind. 58 GWh/h	Mind. 58 GWh/h
Speicher	Mind. 36 GWh/h	Mind. 36 GWh/h	Mind. 6 GWh/h	Mind. 36 GWh/h	Mind. 36 GWh/h	36 GWh/h
Sonstige Importe (u.a. LH ₂ und Derivate)	Mind. 4 GWh/h	Mind. 4 GWh/h	Mind. 1 GWh/h	Mind. 4 GWh/h	Mind. 4 GWh/h	Mind. 4 GWh/h
Elektrolyse	Mind. 32 GW _{el}	42 GW _{el}	Mind. 6 GW _{el}	Mind. 32 GW _{el}	58 GW _{el}	Mind. 32 GW _{el}

Die Summe der Einspeisekapazitäten Wasserstoff muss in jedem Lastfall mindestens die Summe der Ausspeisekapazitäten Wasserstoff decken.

Quelle: BNetzA 2025, Szenariorahmengenenehmigung, S. 5

Szenario 1

Dieses Szenario geht von einem raschen und weitreichenden Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft aus. Wasserstoff kommt hierbei in allen Sektoren zur Anwendung, also nicht nur im Kraftwerkssektor, sondern auch in der Industrie, im Verkehr, im Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungsbereich (GHD) sowie in privaten Haushalten (PHH). Es ist das einzige Szenario, das bereits 2037 eine signifikante Wasserstoffnachfrage in allen Verbrauchssektoren vorsieht.

Der frühzeitige Ersatz großer Teile des heutigen Methanbedarfs durch Wasserstoff erfordert hohe Wasserstoff-Einspeisekapazitäten aus verschiedenen Quellen - darunter Elektrolyseure, Speicher, Importe und GÜP.

Mit dem Hochlauf des Wasserstoffeinsatzes geht in diesem Szenario die schnell sinkende Methannutzung einher. Bereits 2037 wird hier ein deutlicher Rückgang in Industrie, PHH und Kraftwerken erwartet. In diesem Szenario wird im Jahr 2045 kein fossiles Methan innerhalb Deutschlands mehr verbraucht.

Szenario 2

Im Mittelpunkt dieses Szenarios steht die umfassende Elektrifizierung der Energieversorgung. Wasserstoff wird hier überwiegend im Kraftwerkssektor eingesetzt - vor allem als flexibler Energieträger zur Sicherstellung der Stromversorgung bei schwankender Einspeisung aus Wind- und Solaranlagen. Weiterhin kommt Wasserstoff in der Industrie zum Einsatz.

In den übrigen Sektoren wird kein Wasserstoffeinsatz angenommen. Die Annahmen sind eng mit dem Szenario B des genehmigten Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom abgestimmt, insbesondere in Bezug auf die Standorte von Kraftwerken und Elektrolyseuren durch eine gemeinsame Datengrundlage.

Auch die Methannutzung geht in diesem Szenario stark zurück. Zwar sind für das Jahr 2037 noch Ausspeiseleistungen in allen Sektoren vorgesehen, doch im Jahr 2045 wird, wie in Szenario 1, vollständig auf den Verbrauch von Methan verzichtet.

Szenario 3

Dieses Szenario beschreibt im Vergleich zu den ersten beiden Szenarien einen zurückhaltenderen Transformationspfad, bei dem Methan noch für einen längeren Zeitraum eine bedeutende Rolle spielt. Der Umstieg auf Wasserstoff erfolgt verzögert und in geringerem Umfang.

2037 fällt der Wasserstoffeinsatz in Industrie und Kraftwerken in Szenario 3 noch gering aus. Bis 2045 steigt er zwar an, bleibt jedoch deutlich hinter den Werten der beiden anderen Szenarien zurück. Die Nutzung beschränkt sich auf Industrie und Kraftwerke; PHH, Verkehr und GHD bleiben dagegen beim Wasserstoffeinsatz außen vor. Ausschließlich im Kraftwerkssektor wird auch nach 2045 Methan teilweise weiterhin genutzt, wobei CO₂-Emissionen durch technologische Maßnahmen wie Carbon Capture and Storage (CCS) oder Carbon Capture and Utilization (CCU) verarbeitet werden sollen.

Szenario 4

Das vierte Szenario ergänzt die langfristigen Pfade der Szenarien 1 bis 3 um eine kurzfristige Perspektive: Es betrachtet ausschließlich das Jahr 2030 und dient der Sicherstellung der Methanversorgung in der Hochlaufphase der Wasserstoffwirtschaft.

Dieses sogenannte Versorgungssicherheitsszenario wurde auf Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber aufgenommen, um die Entwicklungen bis 2030 zusätzlich zu analysieren.

Im Unterschied zu den eher normativen Langfristszenarien (LFS) der Bundesregierung, die eine Bandbreite möglicher Entwicklungen mit dem Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 abbilden, basiert dieses Szenario auf konkreten Methanbedarfen, die an die Fernleitungsnetzbetreiber gemeldet wurden. Dies erfolgte u. a. im Rahmen der Langfristprognosen (LFP) der Verteilernetzbetreiber (VNB), Kapazitätsanfragen von Kraftwerken gemäß §§ 38, 39 GasNZV sowie auf Basis weiterer Kapazitätsbedarfe der direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossenen Industriekunden sowie bestehender Gaskraftwerke. Dadurch kann dieses Szenario als verlässliche Grundlage zur Ermittlung der kurzfristigen Bedarfsentwicklungen dienen.

Die vier genehmigten Szenarien zeigen Bedarfe für die erstmals integrierte Planung der Methan- und Wasserstoffinfrastruktur auf und verdeutlichen die dynamischen Wechselwirkungen zwischen beiden Systemen: Während der Wasserstoffbedarf sektoral und zeitlich je nach Szenario unterschiedlich steigt, nimmt der Methanverbrauch entsprechend unterschiedlich schnell ab. Die Tabellen 1 bis 4 aus der Szenariorahmengenenehmigung liefern die quantitativen Eckdaten (Mantelzahlen) für die integrierte Netzentwicklungsplanung.

Die Abbildung 3 veranschaulicht die Mantelzahlen für Methan und Wasserstoff szenarienübergreifend und nach Sektoren differenziert auf der Ausspeiseseite. Es werden die Sektoren Industrie, GHD, PHH, Verkehr, Fernwärme und Kraftwerke sowie die Summe als „Gesamt“ für die Jahre 2030, 2037 und 2045 gezeigt. Für Methan werden zu Zwecken der Veranschaulichung die Mantelzahlen aus Szenario 4 für 2030 dargestellt.

In den verschiedenen Szenarien wird die unterschiedliche Transformation der Methanversorgung deutlich. Szenario 1 zeigt einen Entwicklungspfad mit einer breiten Nutzung von Wasserstoff in allen denkbaren Sektoren einschließlich PHH und Verkehr. Der Wasserstoffbedarf des Sektors Industrie verdoppelt sich gegenüber 2030. In Szenario 2 wird Wasserstoff vor allem im Kraftwerkssektor und in der Industrie genutzt. In Szenario 1 und 2 sinkt der Methanbedarf jeweils auf 0 GWh/h in 2045. In Szenario 3 setzt der Wasserstoffhochlauf verzögert ein. Außerdem verbleiben Leistungen in 2045 im Methan im Kraftwerkssektor unter Nutzung von CCS-Technologie.

Abbildung 3: Mantelzahlen Szenariorahmen- Genehmigung



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Rahmenbedingungen und Eingangsgrößen der Modellierung 3



3 Rahmenbedingungen und Eingangsgrößen der Modellierung

In den folgenden Unterkapiteln werden relevante, übergreifende Rahmenbedingungen sowie die zentralen Eingangsgrößen der Modellierung dargestellt.

3.1 Regionalisierung von Leistungsvorgaben für Methan und Wasserstoff

Die Regionalisierung, das heißt die geografische Verortung eines Leistungsbedarfs für Gesamtdeutschland auf konkrete Verbrauchsstandorte, ist zentrales Element der auf Szenariendaten basierenden Netzplanung sowohl im Wasserstoff als auch im Methan.

Nur auf Basis der Ermittlung zukünftiger Verbrauchsschwerpunkte von Wasserstoff kann das im Oktober 2024 durch die BNetzA genehmigte Wasserstoff-Kernnetz entsprechend dem gesetzlichen Auftrag hinsichtlich einer angemessenen Dimensionierung kritisch überprüft und sinnvoll in den Regionen weiterentwickelt werden, für die ein gestiegener Wasserstoffbedarf festgestellt wird.

Im Methan ist eine standortscharfe Verortung von Bedarfen ebenso erforderlich, um notwendige Ausbaumaßnahmen aufgrund zusätzlicher Bedarfe, zum Beispiel aufgrund des Neubaus eines mit Methan betriebenen Kraftwerks, ermitteln zu können. Ebenso ist es erforderlich, vor dem Hintergrund des perspektivisch sinkenden Methanbedarfs Aussagen darüber treffen zu können, wie schnell Bedarfe in welcher Region sinken werden und welche Infrastruktur infolge zukünftig nicht mehr für den Transport von Methan benötigt wird. Nur so ist es möglich, bei der Planung des Wasserstoffnetzes frei gewordene Methanleitungen ohne Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit zu berücksichtigen, um dadurch die Kosten der Energiewende zu reduzieren.

Im Netzentwicklungsplan 2025 werden erstmals zwei unterschiedliche Ansätze der Bedarfsermittlung und -verortung angewendet. Sie ergeben sich aus den vorgegebenen Szenarien mit definierten Energiebedarfen und erfordern jeweils eine eigene methodische Vorgehensweise.

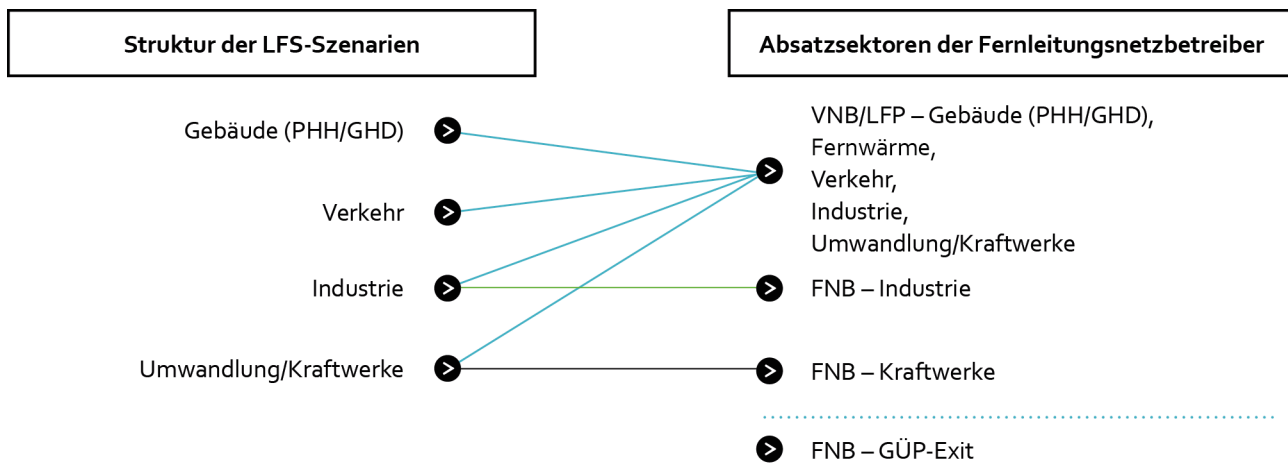
3.1.1 Bedarfsbasierter Ansatz

Beim bedarfsbasierten Ansatz, der dem Versorgungssicherheitsszenario (Szenario 4) für Methan für das Jahr 2030 zugrunde liegt, werden konkrete, von den Marktteilnehmern gemeldete Bedarfe berücksichtigt. Die Datengrundlage bilden unter anderem die plausibilisierten LFP der VNB, die Kapazitätsanfragen von Kraftwerken gemäß §§ 38, 39 GasNZV sowie die weiteren Kapazitätsbedarfe der direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossenen Industriekunden sowie bestehender Gaskraftwerke. Der Gesamtbedarf ergibt sich hierbei aus der Summe vieler einzelner, bereits geografisch verorteter Meldungen. Die Regionalisierung der Bedarfe liegt somit bereits vor. Der weitere Prozess besteht primär darin, diese standortscharfen Meldungen systematisch zu erfassen, zu prüfen und den entsprechenden Ein- und Ausspeisepunkten im Netzmodell zuzuordnen. So entsteht ein konsistentes und modellierbares Gesamtbild.

3.1.2 Szenarienbasierte Regionalisierung

Beim szenarienbasierten Ansatz, maßgeblich für die Szenarien 1, 2 und 3 für Methan und Wasserstoff in den Zieljahren 2037 und 2045, bilden die von der BNetzA genehmigten Leistungswerte (Mantelzahlen) den Ausgangspunkt. Diese im Szenariorahmen festgelegten Werte definieren die Gesamtleistung in den verschiedenen Sektoren im Zieljahr. Die Fernleitungsnetzbetreiber unterscheiden in ihren Leistungsbilanzen jedoch nicht zwischen Sektoren, sondern zwischen den Bedarfen von direkt am Fernleitungsnetz angeschlossenen Industrie- und Kraftwerksstandorten und solchen, die aufgrund ihres Anschlusses in einem dem Fernleitungsnetz nachgelagerten Verteilernetz in der LFP des betroffenen VNB enthalten sind. Die LFP setzt sich aus den Bedarfen der Sektoren Industrie, Kraftwerke, PHH, GHD, Fernwärme und Verkehr zusammen. Aus diesem Grund müssen in einem ersten Schritt die sektoralen Vorgaben der genehmigten Szenarien in die Absatzstrukturen der Fernleitungsnetzbetreiber entsprechend der Abbildung 4 überführt werden.

Abbildung 4: Aufteilung der deutschlandweiten Gesamtmethanleistung aus den Szenarien auf die bisherige Struktur des Leistungsbedarfs



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

In einem zweiten Schritt ist daraufhin die Regionalisierung dieser zunächst geografisch nicht zugeordneten, sektoralen Bedarfe notwendig. Der in der jeweiligen Mantelzahl vorgegebene Leistungswert für Gesamtdeutschland wird somit auf konkrete regionale Bedarfe heruntergebrochen.

Im Methan folgt die Regionalisierung dabei sektorübergreifend dem Grundsatz einer ratierlichen Reduzierung auf Basis der gemeldeten Bedarfe aus 2030, sowohl für direkt am Fernleitungsnetz angeschlossene Verbraucher als auch für VNB. Eine ratierliche Reduzierung bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Bedarfe der Verbraucher einer Kundengruppe beziehungsweise eines Sektors in demselben relativen Umfang reduziert werden, so dass die Leistungsvorgaben des Szenariorahmens erfüllt sind. Dieses Vorgehen folgt der Annahme, dass insbesondere über VNB zahlreiche individuelle Verbraucher versorgt werden, die nicht zum selben Zeitpunkt eine vollständige Reduktion ihres Methanbedarfs durchführen werden. Die Reduktion des Verbrauchs wird stattdessen sukzessive erfolgen. Auch industrielle Verbraucher nutzen Methan in vielen Fällen für unterschiedliche Anwendungen oder auch in mehreren technischen Anlagen am selben Industriestandort. Hier kann oftmals nur eine sukzessive Reduktion des Verbrauchs durchgeführt werden. Die Methan-Infrastruktur wird für die Dauer des Umstellprozesses entsprechend benötigt, auch wenn einzelne Abnehmer bereits einen Teil ihres Energiebedarfs über Wasserstoff im jeweiligen Szenario decken können. In Einzelfällen wurde für spezifische Anschlussnehmer für 2037 keine weitere Versorgung mit Methan unterstellt.

Im Wasserstoff sind die Ergebnisse der ersten gemeinsamen Marktabfrage mit den Übertragungsnetzbetreibern Strom für Wasserstoffprojekte (WEB) eine zentrale Eingangsgröße für die Regionalisierung, die u. a. auch in der Standortliste der BNetzA für Kraftwerke weiterverarbeitet wurde. Ziel der Marktabfrage für Wasserstoffprojekte war es, aktuelle Informationen zu Projekten in Umsetzung sowie zu zukünftigen Vorhaben der Wasserstoffherzeugung, -speicherung und -verwendung einschließlich Power-to-Gas-Anlagen (PtG) sowie zum Stromverbrauch von Großverbrauchern von Marktteilnehmern und VNB zu erfassen.

Diese Elemente und ihre konkrete Rolle im Prozess der Regionalisierung der vorgegebenen Szenarien für 2037 und 2045 werden in Kapitel 3.3 Eingangsgrößen Methan und Kapitel 3.4 Eingangsgrößen Wasserstoff detailliert beschrieben.

3.2 Standortliste der BNetzA für Kraftwerke

Ein zentrales Element der von der BNetzA vorgegebenen Methan- und Wasserstoffszenarien ist die Standortliste für Kraftwerke, die Teil der Genehmigung des Szenariorahmens ist. Die Standortliste setzt sich unter anderem aus Kapazitätsanfragen von Kraftwerken nach §§ 38, 39 GasNZV, der Kraftwerksliste der BNetzA (Stand 21.11.2024) sowie Ergebnissen der Marktabfrage 2024 für Wasserstoffprojekte zusammen.

Die Liste enthält für alle genannten Kraftwerke die je nach Szenario anzusetzenden elektrischen Leistungen (GW_{el}) getrennt für Methan und Wasserstoff. Sofern sich Projektmeldungen in der WEB auf existierende Stromerzeugungseinheiten bezogen, wurden diese miteinander verknüpft, um darüber eine Doppelberücksichtigung derselben Stromerzeugungseinheit (SEE) sowohl im Methan als auch im Wasserstoff auszuschließen. Die Zuordnung einzelner Kraftwerke beziehungsweise einzelner SEEs zu den Wasserstoff-Szenarien für 2037 erfolgte daraufhin maßgeblich auf Basis der in der Marktabfrage genannten Inbetriebnahmezeitpunkte und der angegebenen Realisierungswahrscheinlichkeit des Projekts. Projektmeldungen, die dabei nicht im Wasserstoff berücksichtigt wurden, aber einer im Methan bestehenden SEE zugeordnet werden konnten, wurden von der BNetzA im entsprechenden Methan-Szenario angesetzt.

Die BNetzA verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, die in der Liste aufgeführten elektrischen Leistungswerte von Kraftwerksstandorten bei der Modellierung der Szenarien zugrunde zu legen. Für das Jahr 2045 soll außerdem die Differenz zwischen der Summe der vorgegebenen Standortleistungswerte und den Zielwerten des Szenarios durch den Ansatz weiterer Wasserstoffkapazitäten an netzdienlichen Standorten aufgefüllt werden. Auf Vorgaben einer thermischen Gasanschlussleistung verzichtet die BNetzA aufgrund nicht hinreichend valider und vollständiger Daten und gibt den Fernleitungsnetzbetreiber auf, die entsprechenden Anschlusskapazitäten für bestehende Kraftwerke sowie neu geplante Anlagen, die mit Methan (ggf. mit CCU/CCS-Technologie) betrieben werden zu ermitteln.

3.3 Eingangsgrößen im Methan

In diesem Kapitel wird insbesondere auf die Eingangsgrößen der Szenarien 1 bis 3 für die Zieljahre 2037 und 2045 im Methan Bezug genommen. Die Eingangsgrößen für die Versorgungssicherheitsbetrachtung für Szenario 4 (2030) werden in Kapitel 5.2 detailliert dargestellt.

3.3.1 Ausspeiseleistung

Die Darstellung der Ausspeiseleistung für die Szenarien 1 bis 3 für die Zieljahre 2037 und 2045 im Methan erfolgt in den folgenden Unterkapiteln zu Kapitel 3.3.1. Die Fernleitungsnetzbetreiber nehmen für Methan keine dezidierte Unterteilung von Erdgas, Biomethan und weiterer Gase vor.

3.3.1.1 Kraftwerke

Entsprechend der Standortliste für Kraftwerke der BNetzA werden den unterschiedlichen Methan-Szenarien die dort vorgegebenen elektrischen Leistungen zugrunde gelegt. Um die Kraftwerke in die Netzstrukturen der Fernleitungsnetzbetreiber zu überführen, erfolgte im ersten Schritt die Zuordnung der in der Standortliste vorgegebenen Stromerzeugungseinheiten (SEE) zu konkreten Netzanschlusspunkten im Fernleitungsnetz oder zu einer Sammelposition von Kraftwerken, die über nachgelagerte Verteilernetze versorgt werden. Im Folgenden wird die Ableitung der thermischen Gasanschlussleistung in den Szenarien beschrieben.

Regionalisierung Szenario 1 – 3 (2037)

Szenario 1 (2037): Es werden alle Kraftwerke der Standortliste berücksichtigt, die nicht bereits für eine Wasserstoffnutzung vorgesehen sind. Die elektrischen Leistungen dieser Kraftwerke werden anschließend proportional reduziert, bis die Mantelzahl von 17 GW_{el} erreicht wird (FNB-Kraftwerke 10 GW_{el}, VNB-Kraftwerke 7 GW_{el}).

Szenario 2 (2037): Analog zu Szenario 1 werden alle relevanten Gaskraftwerke berücksichtigt. Ihre Leistung wird proportional reduziert, um die Ziel-Mantelzahl in Höhe von 21 GW_{el} zu erreichen (FNB-Kraftwerke 11 GW_{el}, VNB-Kraftwerke 10 GW_{el}).

Szenario 3 (2037): Das Szenario 3 bildet eine verzögerte Transformation von Methan zu Wasserstoff u. a. im Kraftwerkssektor ab. Es wird eine elektrische Leistung von 58 GW_{el} angesetzt. Dies umfasst alle bestehenden Kraftwerke sowie neu geplante Anlagen, die mit Methan (ggf. mit CCU/CCS-Technologie) betrieben werden (FNB-Kraftwerke 42 GW_{el}, VNB-Kraftwerke 16 GW_{el}).

Regionalisierung Szenario 1 – 3 (2045)

Szenario 3 (2045): Es wird eine elektrische Leistung von 22 GW_{el} angesetzt, die ausschließlich durch Neubaukraftwerke mit CCU/CCS-Technologie auf Fernleitungsnetzebene erzeugt wird.

Die jeweils anzusetzenden Gasanschlusskapazitäten wurden durch die Fernleitungsnetzbetreiber folgendermaßen ermittelt:

Für Kraftwerksstandorte mit Anschluss und Versorgung über das Fernleitungsnetz (FNB-Netz) wurde auf Basis der für das Szenario 4 im Jahr 2030 angesetzten Gasanschlussleistung und der in der Kraftwerkliste ausgewiesenen elektrischen Leistung für Stromerzeugungseinheiten an diesem Standort ein rechnerischer Wirkungsgrad für den gesamten Kraftwerksstandort ermittelt. In Einzelfällen erfolgte eine Korrektur dieses Wirkungsgrads, wenn den Fernleitungsnetzbetreibern zusätzliche Informationen zu standortspezifischen Einzelsachverhalten - wie zum Beispiel einer vorgesehenen bivalenten Versorgung des Kraftwerks - vorlagen. Zur Ermittlung der in den jeweiligen Szenarien in den Jahren 2037 und 2045 am Standort anzusetzenden Gasanschlussleistung wurde dieser Wirkungsgrad dann mit der im Szenario am Standort laut Kraftwerkliste vorgegebenen elektrischen Leistung verrechnet. Kapazitätsanfragen nach §§ 38, 39 Gas-NZV wurden entsprechend der angefragten Gasanschlusskapazität berücksichtigt.

Für Kraftwerke, die über das Fernleitungsnetz versorgt werden, ist die angesetzte thermische Gasanschlussleistung für die Modellierungsjahre 2030 und 2037 jeweils in der NEP-Gas-Datenbank im Zyklus „2025 - NEP 1. Entwurf“ in der Kachel Kapazitäten veröffentlicht. Für das Modellierungsjahr 2045 werden die Gasanschlussleistungen in Tabelle 30 dargestellt.

Für Kraftwerksstandorte mit Anschluss und Versorgung über ein Verteilernetz (VNB-Netz) wurde für die einzelnen anzusetzenden SEE auf Basis des Marktstammdatenregisters die zur Stromerzeugung verwendete Technologie ermittelt und ein durchschnittlicher Wirkungsgrad dafür angesetzt. Basierend auf den so ermittelten Einzelwirkungsgraden wurde ein rechnerischer durchschnittlicher Wirkungsgrad in Höhe von 46 % ermittelt. Zur Bestimmung der in den jeweiligen Szenarien im Jahr 2037 in Summe anzusetzenden Gasanschlussleistung für Kraftwerke mit Versorgung über das VNB-Netz wurde dieser Wirkungsgrad schließlich mit der elektrischen Leistung verrechnet, die im jeweiligen Szenario für die VNB-Kraftwerke in Summe anzusetzen ist.

Auf Basis des beschriebenen Vorgehens ergeben sich die folgenden Gasanschlussleistungen, die im weiteren Prozess von den Fernleitungsnetzbetreibern angesetzt wurden:

Tabelle 6: Elektrische und thermische (Anschluss-)Leistung der Kraftwerke

	Vorgabe Szenariorahmen-genehmigung	Absatzstrukturen der Fernleitungsnetzbetreiber		
			GW _{el}	GW _{th}
Szenario 1 (2037)	17	FNB-Netz	10	19
		VNB-Netz	7	15
Szenario 2 (2037)	21	FNB-Netz	11	23
		VNB-Netz	10	21
Szenario 3 (2037)	58	FNB-Netz	42	82
		VNB-Netz	16	35
Szenario 3 (2045)	22	FNB-Netz	22	44
		VNB-Netz	0	0

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Die im VNB-Netz anzusetzenden Kraftwerke im Zieljahr werden bei den Leistungsvorgaben für VNB (Kapitel 3.3.1.3) berücksichtigt. Für Kraftwerke, die über ein VNB-Netz versorgt werden, ist die angesetzte thermische Gasanschlussleistung deshalb nicht einzeln in der NEP-Gas-Datenbank veröffentlicht, sondern Bestandteil der LFP des VNB, über dessen Netzgebiet die Versorgung erfolgt.

Zuordnungspunkte 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 feste, dynamisch zuordenbare Kapazität (fDZK) an. Das Kraftwerksprodukt fDZK gemäß der Festlegung der BNetzA in Sachen Standardisierung von Kapazitätsprodukten im Gassektor (KASPAR) Az. BK7-18-052 stellt die Versorgung der Kraftwerke mit festen Kapazitäten sicher, jedoch nicht uneingeschränkt über den deutschen virtuellen Handelspunkt (VHP), sondern in netztechnisch erforderlichen Situationen auch über bestimmte Speicher, GÜP oder LNG-Einspeisepunkte, die eine Versorgung des Kraftwerks im Engpassfall absichern.

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

Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber kann die Liquidität der Zuordnungspunkte Ellund (Dänemark), Bocholtz/Bunde/Elten/Zevenaar H (Niederlande), Eynatten (Belgien), Wallbach (Italien, Frankreich) und Oberkappel/Überackern/Überackern 2 (Österreich) als gegeben bewertet werden, was auch regelmäßige Berichte und Analysen der europäischen Regulierungsbehörde ACER zur Entwicklung der Gasmärkte bestätigen. Für die Zuordnungspunkte Dornum und Emden (Norwegen, von ACER nicht betrachtet) sehen die Fernleitungsnetzbetreiber die Liquidität aufgrund ihrer Rolle als wesentliche Importpunkte für norwegisches Methan als gesichert an. Die Auswahl des Zuordnungspunktes Deutschneudorf-EUGAL für die Kraftwerke in der Lausitz erfolgte in Abstimmung mit dem betreffenden Kraftwerksbetreiber und wurde durch diesen bestätigt. Seit ihrer Inbetriebnahme haben sich außerdem die Importpunkte für LNG zu verlässlichen Einspeisequellen entwickelt, so dass die LNG-Einspeisepunkte Brunsbüttel, Mukran und

Wilhelmshaven als liquide Zuordnungspunkte betrachtet werden können. Die LNG-Terminals Rostock und Stade befinden sich aktuell noch im Bau, werden aber gemäß den derzeitigen Planungen vor der Inbetriebnahme des Kraftwerks in Rostock und des Kraftwerks in Mehrum in Betrieb gehen. Somit können auch diese Terminals als Zuordnungspunkte in den Modellierungen angesetzt werden.

Weiterhin bietet die Zuordnung von Speichern für die Versorgung von Kraftwerken mit fDZK den Vorteil, dass die Quelle des Speichergases frei gewählt werden kann und damit alle Handlungspunkte in Frage kommen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben nach Möglichkeit für ein Kraftwerk mehrere Speicher als Zuordnungspunkte gewählt, wodurch die Verfügbarkeit von Methan deutlich erhöht wird. In den Fällen, in welchen ausschließlich Speicher als Zuordnungspunkte ausgewiesen sind, wurden diese Zuordnungen mit den Kraftwerksbetreibern abgestimmt beziehungsweise auf deren ausdrücklichen Wunsch vorgenommen. Speicher stellen damit für das Kraftwerksprodukt grundsätzlich geeignete Zuordnungspunkte dar, da hier im Anforderungsfall die Verfügbarkeit von Gas hinreichend gesichert ist.

3.3.1.2 Industrie

Die zukünftigen Methanbedarfe der Industrie wurden im Rahmen des Szenariorahmens 2025 durch eine direkte Abfrage der Bedarfe bis 2035 von den am Fernleitungsnetz angeschlossenen Industriekunden ermittelt. Dabei sollten erwartete Entwicklungen wie geänderte Prozesse, Effizienzsteigerungen oder die Substitution von Methan durch andere Energieträger, beispielsweise Wasserstoff, berücksichtigt werden. Die für 2035 gemeldeten Bedarfe wurden dabei bis 2037 fortgeschrieben. Für Industriekunden, die keine Rückmeldung zu ihrem zukünftigen Kapazitätsbedarf abgaben, wurde der bisherige Kapazitätsbedarf bis 2037 fortgeschrieben.

Regionalisierung Szenario 1 – 3 (2037)

Im genehmigten Szenariorahmen werden durch die BNetzA für den Sektor Industrie für das Jahr 2037 Methanleistungen in Höhe von 25 GWh/h (Szenario 1), 20 GWh/h (Szenario 2) und 31 GWh/h (Szenario 3) vorgegeben, was den sektoralen Gesamtleistungsbedarf in Deutschland und dabei sowohl Industriestandorten mit Anschluss an das Fernleitungsnetz als auch solche mit Anschluss an nachgelagerte Netze umfasst. Um die von der BNetzA vorgegebenen sektoralen Industrie-Mantelzahlen auf die FNB- und VNB-Ebene aufzuteilen, wurde ein Aufteilungsschlüssel auf Basis historischer Allokationsdaten für alle Ausspeisepunkte mit registrierender Leistungsmessung (RLM) des Marktgebiets Trading Hub Europe (THE) im Zeitraum Januar 2023 bis einschließlich Dezember 2024 ermittelt. Die Auswertung dieser Daten ergab folgende Verteilung der allokierten RLM-Verbräuche:

- 33,9 % der Verbräuche entfielen auf Ausspeisepunkte mit direktem Anschluss an das Fernleitungsnetz.
- 66,1 % der Verbräuche entfielen auf Ausspeisepunkte mit Anschluss an das VNB-Netz.

Dieser Aufteilungsschlüssel wurde entsprechend auf die Industrie-Mantelzahl der Szenarien 1–3 für das Zieljahr 2037 angewendet, um damit die Sektorvorgaben für die FNB- und VNB-Netzebene zu ermitteln.

Nach der Ermittlung der Ziel-Leistungswerte für die Industrie am Fernleitungsnetz erfolgte die eigentliche Regionalisierung in einem mehrstufigen Prozess:

1. Zukünftige Versorgung mit Methan

Im ersten Schritt wurden die Anschlusspunkte ermittelt, für welche im Szenario keine weitere Versorgung mit Methan erforderlich ist.

2. Identifikation von im Methan verbleibenden Leitungen

Identifikation von Leitungen, die (mit hoher Wahrscheinlichkeit) bis 2037 im Methan verbleiben, durch den jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber. Nur die an diese Leitungen angeschlossenen Industrieanschlussnehmer werden in den Methan-Szenarien berücksichtigt.

3. Rationierliche Kürzung der Industriebedarfe

Da der im Rahmen der Marktabfrage ermittelte zukünftige Kapazitätsbedarf von industriellen Verbrauchern für das Jahr 2037 die sektorale Vorgabe für das Fernleitungsnetz für jedes Szenario deutlich übersteigt, sind entsprechende Reduktionen erforderlich. Im dritten Schritt wurde deshalb der ermittelte Kapazitätsbedarf je Szenario und je anzusetzendem industriellem Ausspeisepunkt um denselben prozentualen Anteil reduziert, bis die Summe aller reduzierten Bedarfe der Industrielmantelzahl des jeweiligen Szenarios für das Jahr 2037 auf FNB-Ebene entsprach.

Im Fall bekannter Industriekraftwerke, d. h. von Ausspeisepunkten, bei welchen ein Teil der vorhandenen Kapazität zur Versorgung eines Kraftwerks verwendet wird, dessen Bedarf entsprechend der Vorgaben der Kraftwerksliste dem Sektor Kraftwerke zugeordnet werden muss, erfolgte vor Durchführung von Schritt 3 eine entsprechende Reduktion der Ausgangskapazität, um eine Doppelberücksichtigung der Leistung in zwei Sektoren zu vermeiden.

In der NEP-Gas-Datenbank werden ausschließlich Kapazitätsdaten für die am Fernleitungsnetz befindlichen Industriekunden (aggregiert je Fernleitungsnetzbetreiber) veröffentlicht.

Die im Verteilernetz anzusetzenden Leistungswerte für den Sektor Industrie werden im Folgenden bei den Leistungsvorgaben für VNB (Kapitel 3.3.1.3) berücksichtigt. Für Industriestandorte, die über ein Verteilernetz versorgt werden, ist die angesetzte thermische Gasanschlussleistung deshalb nicht einzeln in der NEP-Gas-Datenbank veröffentlicht, sondern Bestandteil der LFP des VNB, über dessen Netzgebiet die Versorgung erfolgt.

Regionalisierung Szenario 1 – 3 (2045)

Entsprechend dem genehmigten Szenariorahmen sind im Jahr 2045 im Industriesektor keine Methanbedarfe anzusetzen, so dass auch keine Regionalisierung erforderlich ist.

3.3.1.3 Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Verkehr, Fernwärme - Verteilernetzbetreiber

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im ersten Quartal 2024 eine Abfrage zu den LFP der VNB für den Methankapazitätsbedarf 2025–2035 durchgeführt. Die gemeldeten Bedarfe für 2035 wurden durch die Fernleitungsnetzbetreiber bis 2037 fortgeschrieben. Eine Plausibilisierung der gemeldeten Methankapazitätsbedarfe von VNB erfolgte insoweit, dass gemeldete Zuwächse des Kapazitätsbedarfs nur dann berücksichtigt wurden, wenn eine nachvollziehbare Begründung seitens des VNB gegeben war. Ein wesentliches Ergebnis der Abfrage war ein gemeldeter Rückgang des Methankapazitätsbedarfs im Betrachtungszeitraum von 2025 bis 2035 um rund 26 %, u. a. bedingt durch eine partielle Bedarfsdeckung mit Wasserstoff.

Regionalisierung Szenario 1 – 3 (2037)

Um die sektoralen Vorgaben der BNetzA in die Netzstruktur der Fernleitungsnetzbetreiber zu überführen, wurde je Szenario zunächst ein VNB-Zielwert für die Leistungsbereitstellung für die Gruppe der VNB bestimmt, dem die folgenden Bestandteile zugeordnet wurden:

- Vollständige Zuordnung der Sektoren PHH, GHD, Verkehr und Fernwärme, da diese Endverbraucher ausschließlich über die Verteilernetzebene versorgt werden.
- Ermittlung und Addition des Anteils der Leistungsvorgabe für den Sektor Industrie, dessen Versorgung im Szenario über VNB-Netze erfolgt (Kapitel 3.3.1.2).
- Ermittlung und Addition der im Szenario relevanten Gasanschlussleistung von Kraftwerken mit Versorgung über VNB-Netze (Kapitel 3.3.1.1).

Die von den VNB gemeldeten LFP liegen in Summe deutlich über den so ermittelten VNB-Zielwerten der Szenarien 1, 2 und 3 für das Zieljahr 2037. Aus diesem Grund wurde eine differenzierte Anpassung der im Jahr 2037 anzusetzenden LFP je Szenario durchgeführt. Hierbei wurde zunächst je Szenario die im Durchschnitt notwendige relative Reduktion ermittelt, um welche die Summe aller LFP-Werte für das Jahr 2037 reduziert werden müsste, um die VNB-Zielzahl des jeweiligen Szenarios zu erreichen. Diese Durchschnittsreduktion wurde je Zone mit der dafür gemeldeten LFP verglichen. Sofern dabei ein von den VNB gemeldeter LFP-Verlauf einen höheren relativen Rückgang der LFP zwischen 2025 und 2035 aufwies als die im Durchschnitt für das Szenario notwendige Reduktion, wurde die vom jeweiligen VNB gemeldete LFP für die Zone angesetzt. Je Szenario wurde die durchschnittliche Kürzung ermittelt, bei welcher beide Bedingungen erfüllt waren.

Sofern den Fernleitungsnetzbetreibern Informationen darüber vorlagen, über welche konkreten Netzkopplungspunkte beziehungsweise Zonen Stromerzeugungseinheiten im Verteilernetz mit einer relevanten Gasanschlussleistung im betrachteten Szenario versorgt werden, wurde diese Gasanschlussleistung bei dem oben beschriebenen Verfahren an der betroffenen Zone zusätzlich ohne Kürzung angesetzt.

Für das Szenario 3, das einen gegenüber den Szenarien 1 und 2 verzögerten Ausstieg aus dem Methan abbildet, wurde außerdem eine weiterführende Plausibilitätsprüfung der LFP für das Jahr 2035 durchgeführt. Hierbei wurde für Zonen, in denen die VNB für 2035 eine vollständige Substitution von Methan durch Wasserstoff und entsprechend keinen Methanbedarf gemeldet hatten, eine Methanleistung fortgeschrieben. In den folgenden Modellierungsschritten wurde die entsprechende Leitungsinfrastruktur weiterhin im Methan berücksichtigt. Mit dieser erweiterten Plausibilitätsprüfung stellen die Fernleitungsnetzbetreiber über die Negativplanung im Szenario 3 für das Zieljahr 2037 sicher, dass die zur Versorgung der VNB im Methan benötigte Infrastruktur unabhängig von der konkreten Versorgung mit Wasserstoff weiter zur Verfügung steht.

Regionalisierung Szenario 3 (2045)

Entsprechend dem genehmigten Szenariorahmen sind im Jahr 2045 in den Sektoren PHH, GHD, Verkehr, Fernwärme und Industrie keine Ausspeiseleistungen anzusetzen. Die in Szenario 3 (2045) angesetzten Kraftwerke werden ausschließlich über das Fernleitungsnetz versorgt (Kapitel 6.3.1.1), sodass für über VNB-Netze versorgte Anschlussnehmer keine Leistungen anzusetzen sind und entsprechend keine Regionalisierung erforderlich ist.

3.3.1.4 Grenzübergangspunkte

Die Verteilung der an GÜP aus dem deutschen Marktgebiet ausspeisbaren Methanleistungen legt fest, welche Kapazitäten über den Export für die Versorgung von Nachbarländern zur Verfügung stehen. Sofern GÜP zur inländischen Bedarfsdeckung als Einspeisepunkte angesetzt wurden, wurde im Regelfall der entsprechende Ausspeisepunkt des GÜP in der Bilanz nicht angesetzt. In der NEP-Gas-Datenbank werden zusätzliche GÜP-Ausspeiseleistungen ausgewiesen, die sich am heutigen Kapazitätsstand orientieren und deren Darstellbarkeit in der Modellierung bestätigt wurde.

Ermittlung der Ausspeiseleistungen Szenario 1 – 3 (2037)

Für das Zieljahr 2037 hat die BNetzA Mantelzahlen für die GÜP-Ausspeiseleistung in Höhe von 53 GWh/h für Szenario 1 und 49 GWh/h für die Szenarien 2 und 3 festgelegt.

Um die vorgegebenen gesamtdeutschen Mantelzahlen zu erreichen, kürzen die Fernleitungsnetzbetreiber ratierlich die in der Bilanz für das Modellierungsjahr 2030 im Spitzenlastfall angesetzten GÜP-Ausspeisekapazitäten, bis die vorgegebene Mantelzahl erreicht ist. Ausnahmen bilden GÜP zur Versorgung von Polen und Tschechien, für welche aus Gründen der Versorgungssicherheit eine geringere anteilige Reduktion der Ausspeiseleistung angesetzt wurde. Für die GÜP Lindau und Kiefersfelden-Pfronten erfolgen

modifizierte Kürzungen aufgrund einer spezifischen Abnahmesituation der über die beiden GÜP versorgten Gebiete.

Im Ergebnis werden die Ausspeiseleistungen im Bilanzfall in der Regel um 33 % (Szenario 1) und 45 % (Szenarien 2 und 3) im Vergleich zu den im Szenario 4 (2030) angesetzten Werten reduziert.

Ermittlung der Ausspeiseleistungen Szenario 1 – 3 (2045)

Für das Zieljahr 2045 wird für die Szenarien 1 und 2 ein vollständiger Ausstieg aus der innerdeutschen Methannutzung vorgegeben, in Szenario 3 verbleibt Methan für die Versorgung von Kraftwerken. Zusätzlich sollen in allen Szenarien mögliche Transite durch Deutschland zur Versorgung der Nachbarländer dargestellt werden.

Bezüglich der Transite wird ein fortbestehender Methanbedarf für östliche Nachbarländer sowie für Österreich und die Schweiz aufgrund der hohen Bedeutung von Methan in der Energieversorgung dieser Länder unterstellt. Entsprechend werden Ausspeiseleistungen an den GÜP Deutschneudorf (Tschechische Republik), Wallbach/Basel (Schweiz), Lasow (Polen) sowie Oberkappel/Lindau (Österreich) in Höhe von 33 % der aktuellen festen Leistungen angesetzt, wodurch sich eine größtenteils gleichmäßige lineare Reduktion der Ausspeiseleistungen von 2030 über 2037 bis 2045 ergibt.

3.3.1.5 Speicher

Ausspeiseleistungen Szenario 1 – 3 (2037)

Zur Vermeidung von Missverständnissen weisen die Fernleitungsnetzbetreiber darauf hin, dass der Szenariorahmen die Netzsicht betrachtet, weshalb auch die Transportrichtungen entsprechend aus Netzperspektive zu interpretieren sind. Das bedeutet, dass die Ausspeiseleistung der Einspeicherleistung entspricht, also der Transportrichtung vom Netz in den Speicher. Analog dazu bezeichnet die Einspeiseleistung die Ausspeicherleistung, also die Transportrichtung vom Speicher in das Netz.

Kapazitäten werden in der Modellierung entsprechend der NEP-Gas-Datenbank (Zyklus „2025 - NEP 1. Entwurf“, Kachel Kapazitäten) angesetzt.

Da die Leistungsbilanz in Kapitel 6.1.1.2 der Szenarien 1–3 im Jahr 2037 eine Überdeckung des Marktgebiets aufweist, unterstellen die Fernleitungsnetzbetreiber, dass eine Befüllung der Speicher ohne Einschränkung möglich sein wird.

3.3.2 Einspeiseleistung

Für die Ermittlung der Methaneinspeiseleistung stellt die BNetzA sowohl übergreifende als auch punktspezifische Anforderungen. Die zentrale und für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit entscheidende Anforderung ist, dass die Summe der Einspeisekapazitäten für Methan in jedem Lastfall mindestens die Summe der Ausspeisekapazitäten für Methan decken muss. Für den Spitzenlastfall wird diese Gegenüberstellung in Kapitel 6.1.1.2 dargestellt.

Darüber hinaus werden von der BNetzA im Modellierungsjahr 2037 für einzelne Einspeisequellen - GÜP, LNG, Speicher - konkrete Mindestwerte für die jeweiligen Szenarien und Betrachtungsjahre festgelegt, die bei der Modellierung zu berücksichtigen sind. Für das Modellierungsjahr 2045 wird lediglich in Szenario 3 ein innerdeutscher Leistungsbedarf im Sektor Kraftwerke vorgegeben. Die zu bestimmende Einspeiseleistung muss daher zur Versorgung dieses Kraftwerksbedarfs geeignet sein, zusätzlich zur Darstellung von Transiten durch Deutschland zur Versorgung von Nachbarländern, die in allen drei Szenarien zu berücksichtigen sind. Diese spezifischeren Vorgaben und ihre Umsetzung werden in den folgenden Kapiteln beschrieben.

Im Rahmen der Negativplanung durch die Fernleitungsnetzbetreiber wurde ermittelt, dass Infrastrukturen in spezifischen Szenarien für Methan nicht benötigt werden und damit auf Wasserstoff umstellbar sind. Sofern diese Infrastrukturen auch in der Wasserstoff-Modellierung des Szenarios benötigt wurden, wurden

diese Infrastrukturen in der Modellierung des Methan-Szenarios nicht berücksichtigt. In Fällen, in welchen sich dabei Auswirkungen auf die darstellbare Leistung an Einspeisepunkten ergaben, wurde diese Leistung in den relevanten Lastfällen entsprechend reduziert.

Die NEP-Gas-Datenbank enthält von den deutschen Fernleitungsnetzbetreiber aggregierte Werte für die Einspeisepunkte in verschiedenen Modellierungsvarianten des Modellierungsjahres 2037. Dies erfolgt explizit ohne eine Vorfestlegung zur Herkunft des eingespeisten Gases.

Angesichts des prognostizierten Rückgangs des Methanbedarfs bis zum Jahr 2037 wird sich auch die Wirtschaftlichkeit für Betreiber der Infrastruktur an den Einspeisepunkten voraussichtlich verändern. Im Zuge der Umstellung auf Wasserstoff sind signifikante Anpassungen sowohl bei den Anschlussnehmern für Einspeisungen als auch bei den Fernleitungsnetzbetreibern zu erwarten. Diese Entwicklungen werden die verfügbare Einspeiseleistung merklich beeinflussen.

Maßgeblich ist der zeitgleiche Bedarf an Ausspeisekapazität, der die insgesamt benötigte Einspeiseleistung festlegt. Die Fernleitungsnetzbetreiber streben einen engen Austausch mit nationalen und europäischen Marktteilnehmern an. Ziel ist es, in künftigen Netzentwicklungsplänen die getroffenen Annahmen zu überprüfen und eine nachhaltige und plausible Entwicklung der verfügbaren Einspeiseleistungen unter Berücksichtigung einer Diversifikation der Bezugsquellen zu fördern.

3.3.2.1 Grenzübergangspunkte

Einspeiseleistungen Szenario 1 – 3 (2037)

Die BNetzA gibt für GÜP Mindesteinspeiseleistungen in Höhe von 18 GWh/h für Szenario 1 sowie 16 GWh/h für die Szenarien 2 und 3 vor. Weitere Informationen können dem Kapitel 6.1.1.2 entnommen werden.

Die Ermittlung der in den Szenarien angesetzten frei zuordenbaren Kapazitäten wird im Kapitel 3.3.3 erläutert.

Einspeiseleistungen Szenario 1 – 3 (2045)

Für das Jahr 2045 wird aufgrund der fortgeschrittenen Transformation lediglich für Szenario 3 ein verbleibender innerdeutscher Methanbedarf zur Versorgung von Kraftwerken mit einer elektrischen Leistung in Höhe von 22 GW_{el} vorgegeben. Dies entspricht einer Gasanschlussleistung in Höhe von 44 GWh/h. In allen 2045-Szenarien sind zudem Methantransite durch Deutschland zur Versorgung von Nachbarländern und überregionale Biomethantransporte zu berücksichtigen. Für die Versorgung der Kraftwerke in Szenario 3 sowie die Abbildung der Transite durch Deutschland sind GÜP-Einspeiseleistungen zu berücksichtigen.

Für diese spezifische 2045-Szenario wird eine Aufspeisung des deutschen Marktgebiets im Wesentlichen aus Dänemark (Ellund), Norwegen (Emden, Dornum), den Niederlanden (Bocholtz, Elten, Oude Statenzijl) sowie Belgien (Eynatten) und Frankreich (Medelsheim) unterstellt. Diese Annahme basiert auf der in diesen Ländern verfügbaren Methan- und Biomethanproduktions-, LNG- und Transportinfrastruktur, welche bereits heute dafür sorgt, dass der deutsche Methanbedarf des Marktgebiets vornehmlich durch Lieferungen aus diesen Ländern gedeckt wird.

3.3.2.2 Speicher

Die BNetzA verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, die in der Genehmigung je Szenario genannten Mindesteinspeiseleistungen in Höhe von 42 GWh/h für Szenario 1 sowie 37 GWh/h für Szenarien 2 und 3 im Jahr 2037 zu berücksichtigen. Ferner wird den Fernleitungsnetzbetreibern aufgegeben, Speicherstandorte im Methan und Wasserstoff nicht doppelt zu berücksichtigen, sofern es sich nicht um einen Neubau beziehungsweise die Umstellung einzelner Kavernen mit einem Weiterbetrieb im Wasserstoff handelt.

Auch im Wasserstoff werden seitens der BNetzA Mindestvorgaben für die Berücksichtigung von Wasserstoffspeichern gemacht, die im Rahmen der Wasserstoff-Modellierung - sofern erforderlich - durch zusätzliche netzdienliche Standorte beziehungsweise erforderliche Ein- und Ausspeisekapazitäten zu ergänzen sind. Basis der Mindestvorgaben sind konkrete Speicherneubau- und/oder Speicherumstellungsprojektmeldungen aus der WEB 2024. Zur Identifikation weiterer Standorte wird seitens der Behörde insbesondere auf existierende Kavernenspeicher im Methan, die Potentialstudie „Wasserstoff Speichern“ [BVEG/DVGW/INES 2022] und weitere in der Marktabfrage gemeldete Projekte mit geeignetem Projektstatus verwiesen.

Um sicherzustellen, dass nicht dieselbe Speicherinfrastruktur sowohl im Methan als auch im Wasserstoff für die Modellierung angesetzt wird, wurde seitens der Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber zunächst geprüft, ob Speicherprojekte, die zur Erfüllung der Mindestvorgaben zwingend im Wasserstoff zu berücksichtigen sind oder zusätzlich über die Mindestvorgaben hinaus berücksichtigt werden könnten, Neubau- oder Umstellprojekte sind. Im Fall einer Meldung als Umstellprojekt wurde daraufhin geprüft, ob die genannten Speicher an das Fernleitungsnetz angeschlossen sind und ob beziehungsweise mit welchem Teil ihrer bisherigen Leistung diese Speicher noch im Methan berücksichtigt werden können.

Einspeiseleistungen Szenario 1 – 3 (2037)

Die BNetzA gibt den Fernleitungsnetzbetreibern auf, in den jeweiligen Szenarien die in der Genehmigung genannten Mindesteinspeiseleistungen zu berücksichtigen (Szenario 1: Mind. 42 GWh/h; Szenarien 2 und 3: Mind. 37 GWh/h).

Weitere Informationen können dem Kapitel 6.1.1.2 entnommen werden.

Einspeiseleistungen Szenario 1 – 3 (2045)

Im Jahr 2045 werden nur in Szenario 3 Einspeiseleistungen aus Speichern angesetzt, über welche die Versorgung der im Szenario vorgegebenen Kraftwerke abgesichert wird. In Anlehnung an die geografische Verteilung der Kraftwerke und den sich daraus ergebenden regionalen Leistungsbedarf werden entsprechende Einspeisungen aus den Speichern angesetzt.

Weitere Informationen können dem Kapitel 6.3.1.3 entnommen werden.

3.3.2.3 LNG-Anlagen

Für LNG-Einspeisepunkte werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, die in der Genehmigung je Szenario genannten Mindestleistungen für das Jahr 2037 in Höhe von 16 GWh/h für Szenario 1, 14 GWh/h für Szenario 2 sowie 79 GWh/h für Szenario 3 zu berücksichtigen.

Einspeiseleistungen Szenario 1 – 3 (2037)

Für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 liegen den Fernleitungsnetzbetreibern Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38, 39 GasNZV für die geplanten LNG-Anlagen in Brunsbüttel, Lubmin, Mukran, Rostock, Stade und Wilhelmshaven in Höhe von 79,7 GWh/h vor, die gemäß den gestellten Anfragen in Szenario 3 angesetzt werden.

Die Ermittlung der in den Szenarien angesetzten frei zuordenbaren Kapazitäten wird im Kapitel 3.3.3 erläutert.

Weitere Informationen können dem Kapitel 6.1.1.2 entnommen werden.

Einspeiseleistungen Szenario 1 – 3 (2045)

Entsprechend der Szenariorahmengen Genehmigung werden im Jahr 2045 keine LNG-Einspeiseleistungen angesetzt.

3.3.2.4 Inländische Produktion

Im Entwurf des Szenariorahmens haben die Fernleitungsnetzbetreiber vorgeschlagen, die konventionelle Methaneinspeisekapazität aus inländischer Produktion auf Grundlage der aktuellen Prognose des Bundesverbands Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (BVEG) anzusetzen. Der BVEG berücksichtigt neben der Basisprognose auch alternative Szenarien, wie die „Prognose 2024+ Development“. Dieses Szenario bezieht zusätzliche Produktionsmengen aus Entwicklungsprojekten sowie den Weiterbetrieb der Anlage Großenkneten bis 2040 mit ein. Dieser Entwicklungsansatz prognostiziert im Vergleich zu früheren Einschätzungen einen weniger starken Rückgang der Produktionsmengen. Die Basisprognose, die auf den Daten der BVEG-Vorausschau aus dem Jahr 2023 basiert, zeigt hingegen einen moderaten Rückgang nach 2029. Da die Basisprognosen in der Vergangenheit tendenziell eine höhere Zuverlässigkeit hatten, wird der Fokus auf diese Daten als zielführend erachtet. Die BNetzA hat diesem Vorgehen in der Genehmigung des Szenariorahmens zugestimmt. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind bei der Modellierung für die inländische Produktion verpflichtet, die in der Genehmigung des Szenariorahmens dargestellten Mantelzahlen für die einzelnen Szenarien und Betrachtungsjahre zu verwenden.

Einspeiseleistungen Szenario 1 – 3 (2037)

Für das Betrachtungsjahr 2037 wird in den Szenarien 1, 2 und 3 entsprechend jeweils eine Einspeiseleistung von 1 GWh/h unterstellt.

Einspeiseleistungen Szenario 1 – 3 (2045)

Im Betrachtungsjahr 2045 wird in den Szenarien 1, 2 und 3 keine inländische Produktion mehr berücksichtigt.

3.3.2.5 Biomethan

Die BNetzA gibt keine konkreten Werte für die einzelnen Szenarien der Biomethaneinspeiseleistung vor. Sie weist jedoch darauf hin, dass bei der Einschätzung der Entwicklung der Biomethaneinspeisung wie im „Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025“ beschrieben vorzugehen ist, wobei aktuellere Informationen, wie der Monitoringbericht 2024 von BNetzA und Bundeskartellamt (BKartA), zu verwenden sind.

Im Entwurf des Szenariorahmens erfolgte eine Ist-Analyse und Einschätzung der Entwicklung der Biomethaneinspeisung unter Verwendung des Monitoringberichts 2023 der BNetzA und des Bundeskartellamts (BNetzA/BKartA 2023) sowie des von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) veröffentlichten Einspeiseatlas zur Biomethaneinspeisung (dena 2023). Für die in Betrieb befindlichen Anlagen zur Biomethaneinspeisung wurde vorgeschlagen, diese auf Basis des Einspeiseatlas zu regionalisieren. Im Einspeiseatlas der dena finden sich zudem Informationen zu Biomethanaufbereitungsanlagen, die sich im Bau befinden oder geplant sind.

Diese Quellen spiegeln den Ist-Zustand und die Entwicklung der Biomasseanlagen im gesamten Methanetz wider, d. h. sowohl auf der Fernleitungs- als auch auf der Verteilernetzebene. In der Vergangenheit haben die Fernleitungsnetzbetreiber ausschließlich die Einspeiseleistungen der an ihren Fernleitungsnetzen angeschlossenen Biomethananlagen als Eingangsgrößen für die Modellierung verwendet. Die Leistungen von Biomethananlagen, die an den Netzen der VNB angeschlossenen sind, wurden dabei nicht dezidiert betrachtet. Zudem fehlen ausreichende Informationen darüber, an welchen Verteilernetzen diese angeschlossen sind. Diese Information ist für die Modellierung jedoch nicht notwendig, da die VNB die Existenz dieser Biomethananlagen in ihren LFP berücksichtigen müssen. Demzufolge reduzieren Biomethananlagen in den VNB-Netzen die benötigte Ausspeiseleistung aus den vorgelagerten Netzen. Damit verringert sich auch die Höhe der LFP.

Einspeiseleistungen Szenario 1 – 3 (2037)

Die Fernleitungsnetzbetreiber stützen sich bei der Modellierung nur auf Biomethananlagen an ihren Netzen. Dies beinhaltet sowohl Biomethananlagen, die bereits in Betrieb sind, als auch neu geplante Biomethananlagen. Im Jahr 2025 sind circa 500 MWh/h an Einspeisekapazität an den Netzen der Fernleitungsnetzbetreiber angeschlossen. Aus den derzeitigen Planungen geht hervor, dass bis zum Jahr 2035 diese Kapazität auf circa 650 MWh/h anwächst. Diese Werte werden in allen drei Szenarien für das Jahr 2037 angesetzt.

Einspeiseleistungen Szenario 1 – 3 (2045)

Für das Jahr 2045 verzichten die Fernleitungsnetzbetreiber aufgrund der hohen Unsicherheit auf die Ausweisung konkreter Einspeiseleistungen aus Biomethananlagen in Fernleitungsnetze. Jedoch wird das Thema Biomethan für das Jahr 2045 qualitativ beschrieben.

3.3.3 Bestimmung des ausreichenden Maßes für feste frei zuordenbare Ein- und Ausspeisekapazitäten im Methan

3.3.3.1 Regulatorische Grundlagen

Gemäß den Beschlüssen der BNetzA „Kapazitätsregelungen und Abwicklung des Netzzugangs im Gassektor - KARLA Gas 2.0“, Az. BK7–24–01–007 (KARLA Gas 2.0) und „Festlegung zur Anerkennung von Instrumenten zur Kapazitätserhöhung ANIKA“, Az. BK7–23–043 (ANIKA) ermitteln die Fernleitungsnetzbetreiber die Ein- und Ausspeise- FZK für das Marktgebiet THE. Kapazitätserhöhende Maßnahmen wie Lastflusszusagen (LFZ) oder MBI dürfen nur eingesetzt werden, um das ausreichende Maß an FZK zu erreichen.

Da im H-Gas-Netz ein MBI-Einsatz zur Darstellung der angebotenen Kapazitäten notwendig ist, stellt das ausreichende Maß an FZK somit eine Obergrenze für die Vermarktung dar. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber besteht kein Widerspruch zum sogenannten „Maximierungsgebot“ aus KARLA Gas 2.0, Tenorziffer 3 lit. b). Dieses regelt die Pflicht zur Zusammenarbeit mit dem Ziel der Maximierung des Angebots an FZK. Sobald aber kostenpflichtige Instrumente zur Darstellung des ausreichenden Maßes an FZK benötigt werden, darf eine Maximierung nur bis zu dieser Höhe erfolgen (ANIKA, Tenorziffern 1 und 4).

Unter dem ausreichenden Maß ist der „jeweils benötigte Umfang an verfügbarer Kapazität an Ein- und Ausspeisepunkten zu verstehen“ (ANIKA, Rz. 35). Dieser Umfang ist punktscharf zu bestimmen. Nutzungsbeschränkte Kapazitäten sind nicht Teil des ausreichenden Maßes an FZK.

Tenorziffer 2 der Festlegung ANIKA bestimmt, dass sich das ausreichende Maß an FZK aus dem jeweils aktuellen marktgebietsweiten langfristigen Kapazitätsbedarf ergibt, den die Fernleitungsnetzbetreiber im Verfahren der Netzentwicklungsplanung gemäß § 15a EnWG ermitteln. Die Ermittlung erfolgt in einem netzbetreiberübergreifenden, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren unter Heranziehung der bisher angewandten Kriterien des § 17 Satz 2 GasNZV. Der Kapazitätsbedarf findet Eingang in die Netzmodellierung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff und bildet damit eine Grundlage für ggf. notwendige Netzausbaumaßnahmen.

Die Bestimmung des langfristigen L-Gas-Bedarfs wird aufgrund der bevorstehenden Beendigung des L-Gas-Einsatzes nur im Rahmen der Marktraumumstellung durchgeführt. Ein Einsatz von kapazitätserhöhenden Instrumenten ist nicht vorgesehen.

Im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 wurden für die Bestimmung des zukünftigen ausreichenden Maßes an FZK für H-Gas folgende Kriterien entsprechend § 17 Satz 2 GasNZV angewendet. Dieses Vorgehen entspricht dem Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber aus Kapitel 3.2.11 des Entwurfes des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 [KO.NEP 2024], auch wenn mit Außerkrafttreten der GasNZV keine Nachfolgeregelung für § 17 GasNZV getroffen wurde:

1. Die Erwartung der Entwicklung des Verhältnisses von Methanangebot und -nachfrage ergibt sich aus den Szenarien in Kapitel 2 und der Auswertung des Buchungsverhaltens an den Ein- und Ausspeisepunkten.
2. Mit der Jahresauktion am 07. Juli 2025 startete der Incremental Capacity-Zyklus 2025–2027, der den langfristig verbindlich benötigten Kapazitätsbedarf der Netznutzer im Anwendungsbereich der Verordnung (EU) 2017/459 (NC CAM) abfragte. Für diesen Incremental Capacity-Zyklus wurden keine relevanten unverbindlichen Marktnachfragen gestellt. Die Abfrage hat daher keinen Einfluss auf das ausreichende Maß an FZK.
- 3./4. Die Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen und über bestehende oder prognostizierte Engpässe im Netz gemäß KARLA Gas 2.0 Tz. 3 lit. b) wurden durch die Modellierung des Fernleitungsnetzes im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 generiert und sind in die H-Gas-Leistungsbilanz eingeflossen. Falls die Engpässe dauerhaft sind, und nicht durch Kapazitätsprodukte oder nicht durch Netzausbaumaßnahmen gemäß KASPAR, LFZ oder MBI gelöst werden, können sie das langfristige FZK-Angebot negativ beeinflussen.
5. Um auch unterjährige Kapazitätsbedarfe zu erfassen, wurden die Ergebnisse der Kapazitätsvergabeverfahren im Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 2024/25 ausgewertet und in der Ermittlung des ausreichenden Maßes berücksichtigt. Auch das Ergebnis der Jahresauktion für Kapazitäten gemäß NC CAM liegt seit Juli 2025 vor. Dieses brachte keine abweichenden Erkenntnisse.
6. Erkenntnisse aus der Verweigerung des Netzzugangs nach § 25 Satz 1 und 2 EnWG prüfen die Fernleitungsnetzbetreiber turnusgemäß im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025. Erkenntnisse aus Auktionsaufschlägen in Auktionen für Primärkapazitäten werden bei der Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs berücksichtigt. Näher erläutert wird dies im Kapitel 3.3.3.4.
7. Die Möglichkeiten zur Kapazitätserhöhung durch Zusammenarbeit mit angrenzenden Fernleitungs- oder Verteilernetzbetreibern wurden im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 turnusgemäß geprüft.
8. Die Zusammenlegung der Marktgebiete hat im Jahr 2021 stattgefunden. Die Erkenntnisse über den hieraus resultierenden Kapazitätsbedarf werden seit diesem Zeitpunkt berücksichtigt.
9. Die Erkenntnisse aus dem TYNDP 2025 gemäß Art. 32 (EU) 2024/1789 für die notwendigen Kapazitäten an GÜP wurden im langfristigen Kapazitätsbedarf berücksichtigt und sind in die H-Gas-Leistungsbilanz eingeflossen.
10. Vorliegende sowie abgelehnte Kapazitätsreservierungen nach § 38 GasNZV und entsprechende Anschlussbegehren nach § 39 GasNZV sind im Kapitel 3.2.1 des Entwurfes des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 [KO.NEP 2024] dargestellt.

Mit Blick auf den langfristigen Kapazitätsbedarf und die Erreichung des ausreichenden Maßes an FZK erwartet die BNetzA von den Fernleitungsnetzbetreibern, dass diese bei der Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 zunächst wirtschaftlich zumutbare kapazitätserhöhende Maßnahmen prüfen, um das Angebot von FZK bis zur Erreichung des ausreichenden Maßes zu erhöhen.

Aufgrund des gesetzlich festgelegten Dekarbonisierungsziels § 3 KSG und den damit einhergehenden niedrigeren Restnutzungsdauern von Sachanlagevermögenswerten im Gastransport ist jeglicher Neubau im Methanetz daraufhin zu prüfen, ob dieser mit den Zielen des EnWG vereinbar ist.

In diesem Zusammenhang sei darauf hingewiesen, dass ein Angebot an Einspeise-FZK, welches über den benötigten Kapazitätsbedarf hinaus geht, zu Netzausbau oder erhöhten MBI-Kosten aufgrund (zu) hoher Flexibilität in Zwischenlastfällen führen kann.

Neben dem über Buchungen gezeigten Kundenbedarf ist auch der benötigte Bedarf an Einspeise-FZK zur Versorgung der tatsächlich genutzten FZK-Ausspeisungen zu beachten. Ein Anstieg des Verbrauchs (z. B. aufgrund der Marktraumumstellung) kann somit zu einem Anstieg des benötigten Umfangs an Einspeise-FZK führen. Umgekehrt kann der in den Szenarien des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 unterstellte Verbrauchsrückgang nach 2030 zu einer Absenkung des benötigten Umfangs an Einspeise-FZK führen.

Anpassungen der FZK auf das ausreichende Maß sorgen für einen sachgerechten Umfang von MBI-Einsatz und Netzausbau. Das Potenzial für einen MBI-Einsatz wird durch eine solche Anpassung fester Kapazitäten nicht reduziert, da operativ auch unterbrechbare Kapazitäten für den Einsatz von MBI genutzt werden (können).

Gemäß Tenorziffer 2 ANIKA erfolgt die Ermittlung des ausreichenden Maßes an FZK im Verfahren der Netzentwicklungsplanung gemäß § 15a EnWG, d. h. mindestens in einem zweijährigen Prozess. Hierdurch ist es möglich, auf Änderungen im Marktumfeld zu reagieren. Zukünftig soll die Ermittlung möglichst im Prozess der Szenariorahmen-Erstellung erfolgen.

Die Fernleitungsbetreiber behalten sich vor, zukünftig den Zeitraum der Auswertung von Ergebnissen der Kapazitätsvergabeverfahren (Kriterium 5.) auszudehnen, um eine breitere statistische Basis zu haben. In diesem Jahr wurde nur das GWJ 2024/25 herangezogen, da die früheren Zeiträume ein atypisches Marktverhalten als Folge des Ukraine-Krieges zeigen und nicht repräsentativ für das zukünftige Marktverhalten sind.

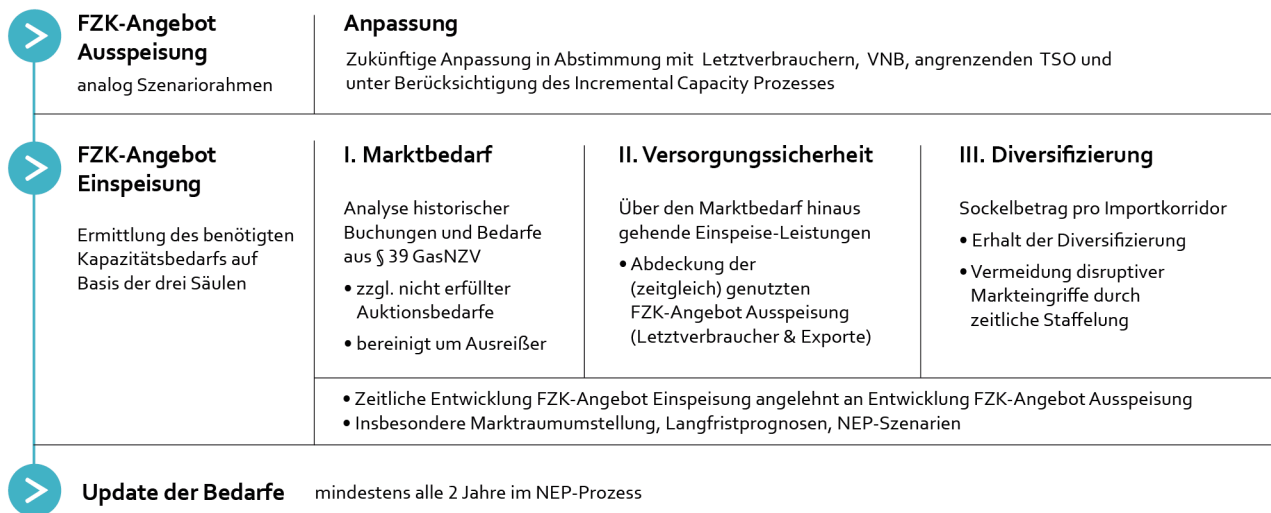
3.3.3.2 Methodik zur Bestimmung des ausreichenden Maßes

Nachfolgend wird die Methodik zur Bestimmung des ausreichenden Maßes an FZK beschrieben. Die Ermittlung erfolgt punktscharf für die Jahre bis einschließlich 2033, um den Zeitraum der kommenden Jahresauktionen abzudecken. Wie oben erwähnt, kann es durch die regelmäßige Ermittlung des ausreichenden Maßes in der Zukunft zu Änderungen des Kapazitätsangebots bis 2033 kommen, um auf veränderte Bedarfe im Markt zu reagieren.

Eine punktscharfe Angabe des ausreichenden Maßes an FZK über das Jahr 2033 hinaus halten die Fernleitungsnetzbetreiber für nicht sachgerecht, da die Szenarien des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 eine mögliche Bandbreite der Entwicklung zeigen und Prognosen des Marktverhaltens mit großer Unsicherheit behaftet sind. Die Netze bieten flexible Möglichkeiten, den zukünftigen Summenbedarf an FZK punktscharf zu verteilen und dabei sowohl nationale als auch europäische Entwicklungen zu berücksichtigen. Eine punktscharfe Angabe über das Jahr 2033 hinaus würde diese Flexibilität nicht abbilden. Sie könnte vielmehr dazu führen, zukünftige Entwicklungen im Markt zu beeinflussen.

Die Methodik zur Ermittlung des ausreichenden Maßes an FZK lässt sich vereinfacht wie folgt darstellen:

Abbildung 5: Methodik zur Ermittlung des ausreichenden Maßes an FZK



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

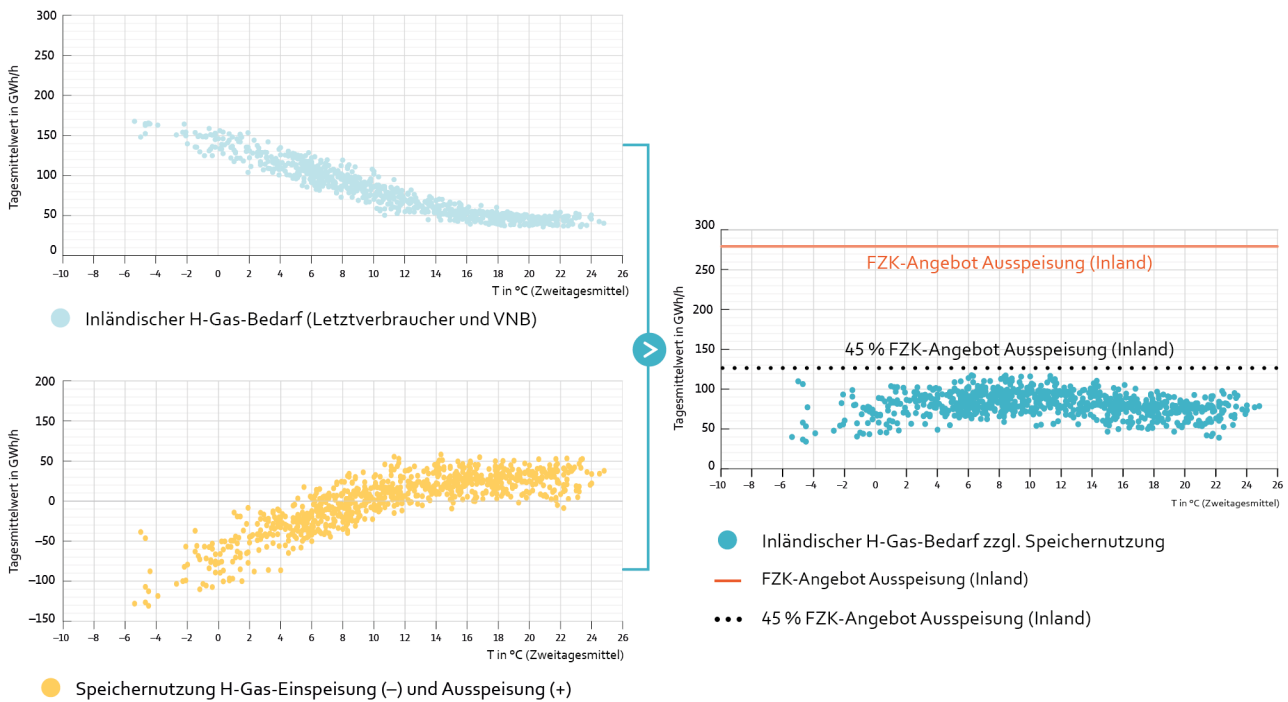
3.3.3.3 Ausreichendes Maß an Ausspeise-FZK

Das ausreichende Maß an Ausspeise-FZK entspricht grundsätzlich der im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 gezeigten zeitlichen Entwicklung. Vereinzelt wurden Anpassungen bei Letztverbrauchern oder VNB vorgenommen, sofern aktualisierte Informationen dieses notwendig machten.

Auf der inländischen Seite ist die benötigte Kapazität abhängig vom Bedarf der Letztverbraucher (Industrie und Kraftwerke) und der VNB unter Berücksichtigung der prognostizierten zeitlichen Entwicklung (inkl. Neuanschlüssen an die Fernleitungsnetze). Zusätzlich besteht ein Bedarf zur Befüllung der Speicher. Dem gegenüber steht die Einspeiseleistung der Speicher in das Transportnetz, welche zur Versorgung der FZK-Ausspeisungen beiträgt.

Sowohl Speicher als auch inländischer Bedarf weisen in Summe eine temperaturabhängige Nutzung auf. Statistische Auswertungen zeigen, dass die zeitgleich genutzte inländische FZK-Ausspeisung unter zusätzlicher Berücksichtigung der Speichernutzung unterhalb 45 % des vertraglichen FZK-Angebots für Letztverbraucher und VNB liegt:

Abbildung 6: Zeitgleicher inländischer Verbrauch unter Berücksichtigung der Speichernutzung



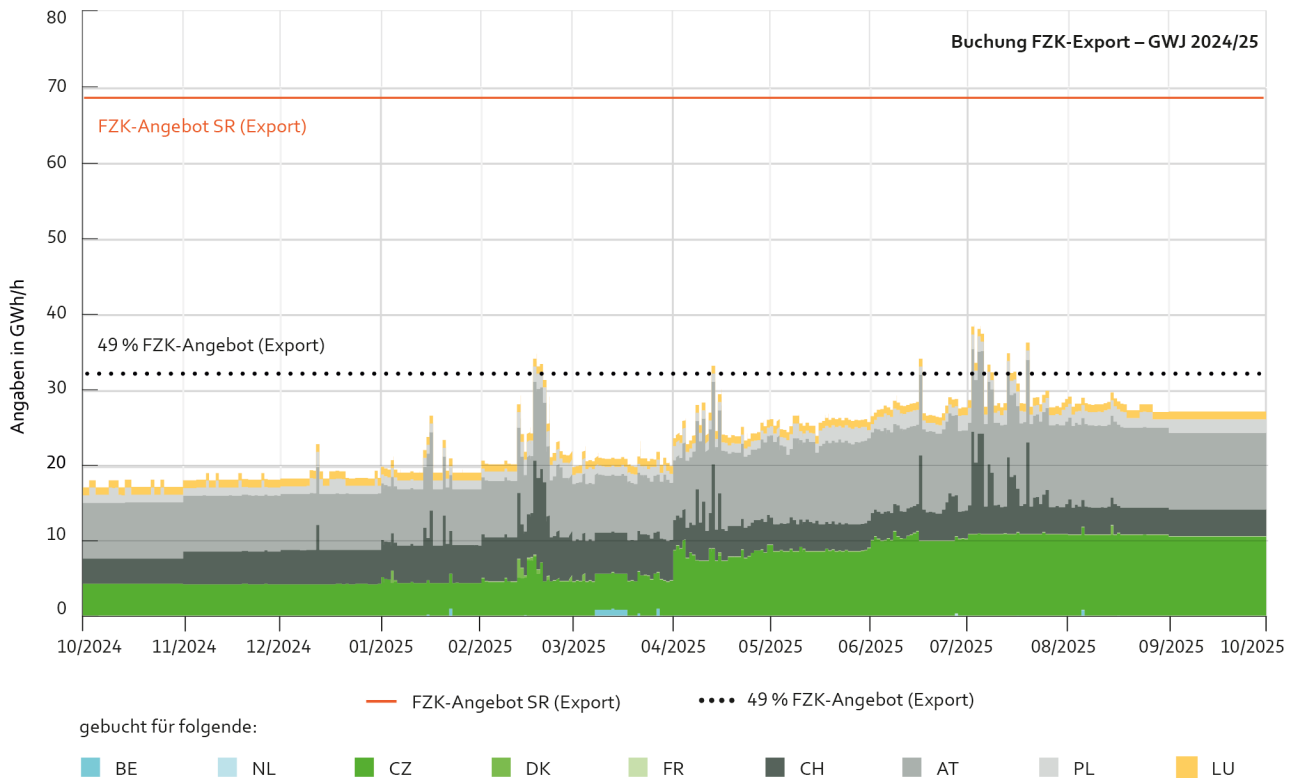
Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Der ausländische Bedarf an Ausspeise-FZK betrifft Exporte aus Deutschland. Auswertungen der FZK-Buchungen bei Exporten über GÜP zeigen, dass die zeitgleiche Auslastung deutlich unter dem Angebot liegt.

Unter Ausschluss von Ausreißern (96,2 % Quantil, d.h. Ausschluss von 14 Tagen) wurden zeitgleich weniger als 49 % des FZK-Angebots an Exporten gebucht.

Zu beachten ist, dass Überschreitungen im Hochsommer stattfinden, d.h. in Temperaturbereichen, in denen der inländische Verbrauch zzgl. Speicher unter dem jährlichen Maximalbedarf liegt (Abbildung 6).

Abbildung 7: Zeitgleiche Buchungen FZK-Export im GWJ 2024/25



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Auch wenn die zeitgleiche Nutzung der Exporte unter dem Angebot liegt, entspricht das punktscharfe ausreichende Maß an FZK der Entwicklung gemäß Szenariorahmen, da die maximale Beschäftigung der einzelnen GÜP zu unterschiedlichen Zeiten auftritt. Ein Erhalt der Export-FZK ist auch im Sinne der europäischen Marktintegration und Versorgungssicherheit angrenzender Länder sinnvoll.

Anpassungen der Export-FZK werden zukünftig auch weiterhin unter Beachtung der Bedarfe von Transportkunden (Incremental Capacity Prozess) und in Abstimmung mit den angrenzenden europäischen Transportnetzbetreibern vorgenommen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass keine Anpassung des punktscharfen FZK-Ausspeise-Angebots vorgenommen wird, auch wenn die zeitgleiche Nutzung in Summe ganzjährig unter dem Angebot liegt. Die geringere zeitgleiche Nutzung hat jedoch Einfluss auf die Höhe der tatsächlich benötigten Einspeise-FZK.

3.3.3.4 Ausreichendes Maß an Einspeise-FZK

Das ausreichende Maß an Einspeise-FZK wird in Summe an die Entwicklung der FZK-Ausspeisung angepasst und stellt das Maximum aus den Bedarfen des Marktes, der Versorgung und an Diversifizierung dar, wobei die Kriterien auch eine punktscharfe Bestimmung der benötigten Kapazität erlauben. Im Einzelnen:

- I. Marktbedarf: mindestens Abdeckung historischer Buchungen, bereinigt um Extremwerte
- II. Versorgung: zusätzlich Abdeckung der *zeitgleich genutzten* FZK-Ausspeisung (inländischer Verbrauch und Export)
- III. Diversifizierung: mindestens Darstellung eines Sockelbetrags (prozentualer Anteil an aktueller FZK) pro VIP/Importroute - Aufrechterhaltung von Importrouten und Steigerung der Flexibilität

Marktbedarfe an GÜP werden auf Basis von Buchungen und Auktionsaufschlägen ermittelt. In dieser Ermittlung werden mindestens die Abdeckung historischer Buchungen (punktscharf pro VIP/Importkorridor) inkl. nicht erfüllter Auktionsbedarfe („Day Ahead“/„Within Day“), bereinigt um Extremwerte, berücksichtigt. GÜP, für welche keine VIP-Verpflichtung besteht, werden aus Gründen der Diskriminierungsfreiheit hierbei zu Importkorridoren zusammengefasst.

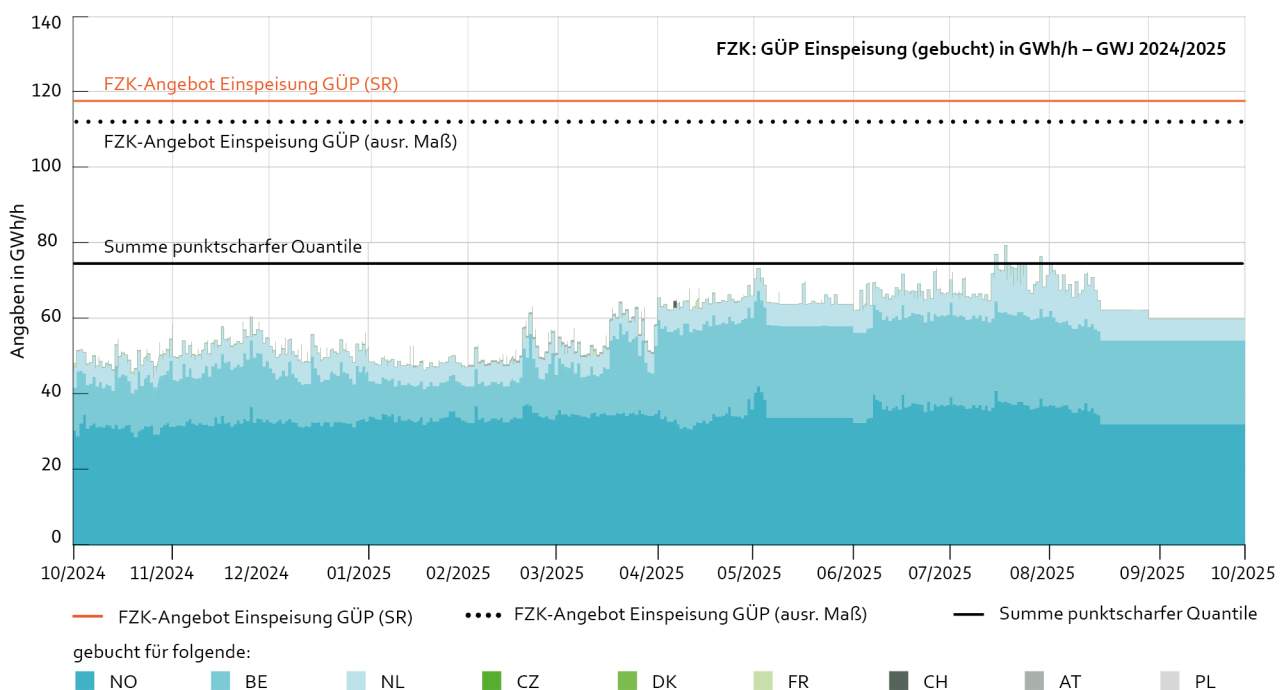
Eine Auswertung von Vergangenheitsdaten führt zu dem Ergebnis, dass die zeitgleiche maximale Einspeisebuchung deutlich unter dem Angebot liegt. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber ist daher eine Absenkung ohne Einschränkung der Marktbedarfe und deren Flexibilität möglich, da sowohl die Höhe der benötigten Einspeise-FZK als auch der tatsächliche Bedarf nach Flexibilität sich im Buchungsverhalten der Transportkunden zeigen. Reine Absichtserklärungen, die nicht zu Buchungen führen, und kurzfristige Buchungsspitzen (wenige Stunden/Tage) weisen keinen langfristigen Kapazitätsbedarf nach. Die Auswertung der Vergangenheitsdaten erfolgte im August 2025, damit die Ergebnisse noch Eingang in die Netzmodellierung finden konnten.

Aktuell wird - analog zur Betrachtung der FZK-Exporte - als punktscharfer Zielwert mindestens das 96,2 % Quantil der (Einspeise-)Buchungen pro Importroute gewählt. Die Flexibilität für Kunden bleibt erhalten, der punktscharfe Bedarf wird erfüllt und liegt deutlich über der mittleren Buchung. Die Höhe der Quantile wird regelmäßig im Rahmen des NEP-Prozesses geprüft, um sie an Veränderungen der Marktbedarfe anzupassen.

Das zukünftige Angebot punktscharfer Einspeise-FZK an GÜP liegt de facto höher als das 96,2 % Quantil, da die Kriterien II. (Versorgung) und III. (Diversifizierung) einen höheren Einspeisebedarf zeigen, welcher zusätzlich auf die Punkte verteilt wird. Der Ausschluss von Extremwerten sinkt dadurch in der Regel auf unter 5,5 Tage (statt 14 Tage). Dies entspricht dem 98,5 % Quantil pro Importroute.

Die folgende Abbildung 8 zeigt für das GWJ 2024/25 die aggregierten FZK-Einspeisebuchungen an GÜP zzgl. nicht erfüllter Auktionsbedarfe im Vergleich zum aktuellen und zukünftigen Angebot.

Abbildung 8: Marktbedarf FZK-Einspeisung an GÜP im Vergleich zum Angebot



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Buchungen erfolgten im Wesentlichen an den Importpunkten zu Belgien, den Niederlanden und Norwegen. Die restlichen Importkorridore wurden in deutlich geringerem Umfang genutzt.

Zeitgleich liegen die Buchungen ganzjährig deutlich unter dem Angebot. Trotz höherem Verbrauch zeigt das Winterhalbjahr mit einer durchschnittlichen Auslastung von unter 50 % des Angebots sogar eine geringere Nutzung der FZK-Einspeisung als das Sommerhalbjahr. Auch wenn der Winter 2024/25 keine extremen Kälteperioden aufwies, zeigt dieses Verhalten, dass Hochlastfälle im Winter vom Markt vor allem durch Beschäftigung der Speicher abgedeckt werden.

Ein ganzjähriges Angebot von Einspeise-FZK, welches höchstens an wenigen Tagen zur Abdeckung des Spitzenlastbedarfs dienen sollte, wäre somit nicht sachgerecht, zumal an solchen Tagen mit hohem Verbrauch auch Einspeisekapazitäten gesichert transportiert werden können, die ganzjährig nur auf unterbrechbarer Basis zur Verfügung stehen. Vielmehr würde ein solches Angebot zu erhöhten Kosten durch Netzausbau oder MBI-Einsatz führen, um die FZK auch in Zwischenlastfällen gesichert darstellen zu können.

Die oben beschriebene Methodik zur Bestimmung des mindestens benötigten punktscharfen FZK-Bedarfs an GÜP (Einspeisung) kann zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht auf andere Punktarten übertragen werden.

Der LNG-Markt in Deutschland befindet sich noch im Aufbau. Ein Kapazitätswachstum wird in den nächsten Jahren auf Basis der bis Ende 2025 bei den Fernleitungsnetzbetreibern eingegangenen Anschlussbegehren nach § 39 GasNZV erwartet. Für Einspeisepunkte an LNG-Terminals liegen somit keine verlässlichen Buchungsdaten vor.

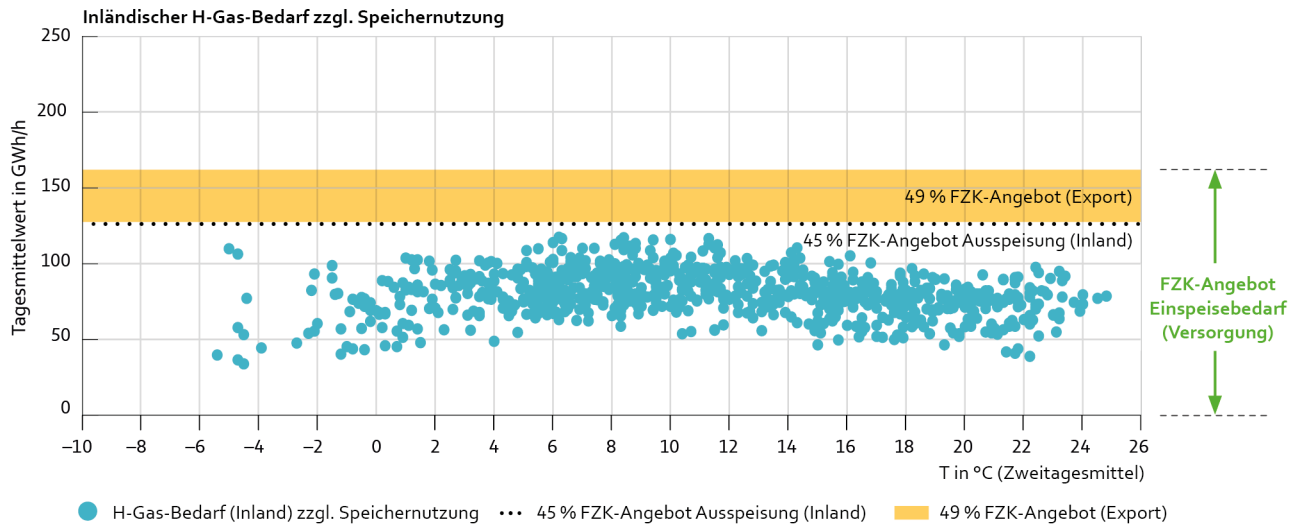
Daher wird das ausreichende Maß an Einspeise-FZK für LNG zunächst auf Basis der Entwicklung im Szenariorahmen bestimmt. Anpassungen gegenüber dem Szenariorahmen erfolgen nur aufgrund geänderter Annahmen zur Inbetriebnahme für die landseitigen LNG-Terminals in den Clustern Wilhelmshaven und Untertelbe.

Ein analoges Vorgehen wird für Einspeise-FZK an Speichern gewählt, welche nur einen geringen Teil der gesamten Einspeise-FZK ausmacht. Diese Speicher zeigen allerdings eine hohe Nutzung (insbesondere zur Deckung des Winterbedarfs) und tragen zusätzlich zur ganzjährigen Flexibilität im deutschen Netz bei.

Das beschriebene Verfahren zur punktscharfen Bestimmung der FZK-Marktbedarfe an Einspeisepunkten (Kriterium I, Marktbedarf) soll in den kommenden Jahren regelmäßig unter Einbeziehung aktualisierter Informationen angrenzender Infrastrukturbetreiber und zukünftiger Anschlussnehmer überprüft werden. Nach Konsolidierung des LNG-Marktes ist für diese Punkte ein Vorgehen analog zu GÜP denkbar.

Über diesen punktscharfen Marktbedarf hinaus ist aus Gründen der Versorgungssicherheit (Kriterium II, Versorgung) sicherzustellen, dass der zeitgleiche bestehende FZK-Ausspeise-Bedarf über FZK-Einspeisungen gedeckt werden kann. Hierzu werden der zeitgleich genutzte inländische Verbrauch zzgl. Speichernutzung (Abbildung 6) und der zeitgleich benötigte Exportbedarf (Abbildung 7) betrachtet.

Abbildung 9: FZK-Einspeisung (ausreichendes Maß) zur Versorgung von FZK-Ausspeisungen



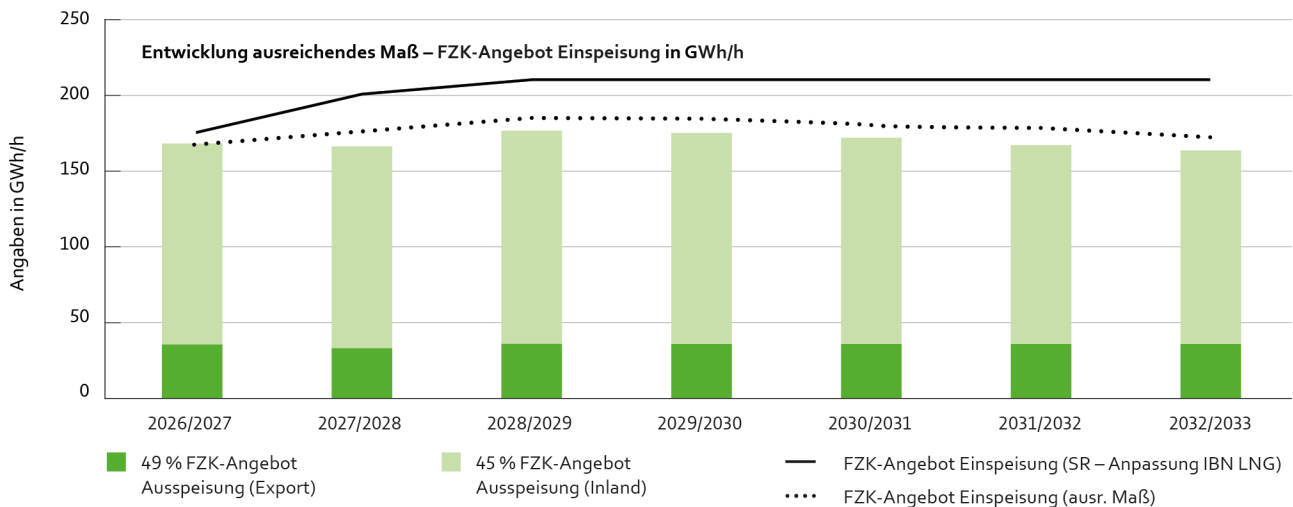
Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Die Summe aus zeitgleichem Bedarf von FZK-Ausspeisungen für Inland und Export übersteigt den auf Basis des GWJ 2024/25 ermittelten Marktbedarf (Kriterium I, Marktbedarf). Da Einspeise-FZK an LNG-Terminals und Speichern bereits gemäß Szenariorahmen berücksichtigt wird, wird der über den Marktbedarf hinaus gehende Bedarf an Einspeise-FZK anteilig auf die GÜP verteilt. Das hieraus resultierende zukünftige Angebot von FZK an Einspeisepunkten übersteigt deutlich den durch Buchungen abgebildeten Marktbedarf (Abbildung 8). Anhand der prozentualen Anteile von inländischem Verbrauch und Export kann der zur Versorgung notwendige Bedarf an FZK-Einspeisung an die zeitliche Entwicklung der FZK-Ausspeisung angepasst werden.

Einzelne Importkorridore zeigten zuletzt sehr geringe Auslastung. Es ist jedoch nicht auszuschließen, dass der Importbedarf über diese Korridore in Zukunft wieder ansteigt. Zur Sicherstellung der Resilienz der Versorgung und zur Erhöhung der Flexibilität wird daher zusätzlich ein prozentual im Zeitverlauf sinkender Sockelbedarf (Kriterium III, Diversifizierung) pro Korridor berücksichtigt. Bei der erstmaligen Anwendung der hier vorgestellten Methodik werden dadurch insbesondere disruptive Änderungen vermieden. Auch die angewandten Sockelbedarfe werden zukünftig bzgl. Höhe und zeitlichem Verlauf auf Basis aktualisierter Erfahrungswerte einer Überprüfung unterzogen.

Für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 ergibt sich daher eine zeitliche Entwicklung für die Summe des ausreichenden Maßes an Einspeise-FZK wie in Abbildung 10 dargestellt.

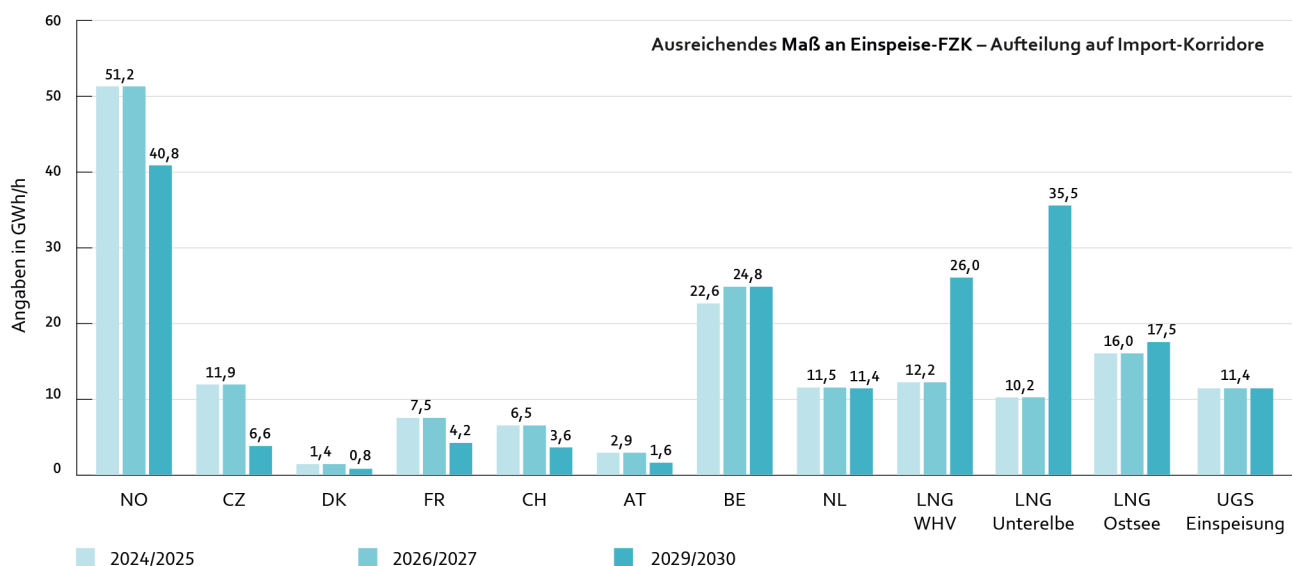
Abbildung 10: Ausreichendes Maß an Einspeise-FZK im Vergleich zum Szenariorahmen - Anteile GÜP, LNG und Speicher (UGS)



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Änderungen im Marktumfeld können in den kommenden Netzentwicklungsplänen zu einer Anpassung dieser Entwicklung führen. Exemplarisch zeigt die folgende Abbildung 11 die Aufteilung der Einspeise-FZK auf die verschiedenen Importkorridore für die GWJ 2024/25, 2026/27 und 2029/30. Importkorridore mit einer Einspeiseleistung unter 0,5 GWh/h werden nicht ausgewiesen. Die punktscharfen Werte aller Importkorridore für den Zeitraum bis zum Jahr 2033 können der NEP-Gas-Datenbank zum Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 entnommen werden.

Abbildung 11: Entwicklung Einspeise-FZK pro Importkorridor



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Der Zuwachs am VIP Belgien ist auf hohe Auslastungen der Buchungen und nicht erfüllte Auktionsbedarfe im GWJ 2024/25 zurückzuführen. Auch nach der neuen Methodik entspricht die Aufteilung im GWJ 2026/27 nahezu dem Angebot im GWJ 2024/25. Die hier vorgestellte Methodik ist somit konsistent mit dem bisherigen Angebot an Einspeise-FZK. Die differenziertere Betrachtung des Verhältnisses von Methanangebot

und -nachfrage gemäß § 17 Abs. 1 GasNZV führt jedoch zu Anpassungen in späteren Jahren. Hier kommt es insbesondere zu Verschiebungen zwischen den Importkorridoren durch Inbetriebnahme neuer LNG-Terminals, ohne dass der Ausspeisebedarf in gleichem Maße steigt.

Trotz der Absenkung können auch im GWJ 2029/30 nahezu alle FZK-Buchungen des GWJ 2024/25 dargestellt werden. Beispielsweise deckt im Importkorridor Norwegen das Angebot im GWJ 2029/30 einen Anteil von 98,5 % der historischen Buchungen ab - nur an 5,5 Tagen wären zusätzlich unterbrechbare Buchungen von weniger als 1 GWh/h notwendig.

Die proaktive Einbindung angrenzender Infrastrukturbetreiber und Regulierungsbehörden konnte zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht erfolgen, da die vorgeschlagene Methodik gem. ANIKA zeitgleich und diskriminierungsfrei gegenüber allen Marktteilnehmern zu kommunizieren ist. Die Fernleitungsnetzbetreiber begrüßen eine konstruktive Rückmeldung der Marktteilnehmer im Rahmen der Konsultation zum Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025, um die Methodik zur Ermittlung des ausreichenden Maßes an FZK in zukünftigen Netzentwicklungsprozessen weiter optimieren zu können.

Bei der Ermittlung des punktscharfen Importbedarfs sollen zukünftig Informationen dieser Stakeholder im Hinblick auf geplante Entwicklungen einfließen, die sich nicht in der derzeitigen Beschäftigung der FZK-Kapazitäten zeigen. Dies betrifft insbesondere aktuell gering beschäftigte Importpunkte. Bei plausiblen und/oder belegbaren Informationen kann dies zukünftig zum Beispiel zu einer individuellen Anpassung der FZK-Sockelleistungen führen oder zu einer Umwandlung zwischen FZK und anderen festen Kapazitätsprodukten.

Eine Anpassung des FZK-Angebots an LNG-Terminals soll in den Folgejahren geprüft werden, falls angebotene Kapazitäten nicht (ausreichend) gebucht werden oder sich die Planungen der Infrastrukturbetreiber ändern.

3.3.3.5 Fazit zum ausreichenden Maß

Die vorgestellte Methodik zur Ermittlung des ausreichenden Maßes an FZK erfüllt die Kriterien aus EnWG, KARLA Gas 2.0 und ANIKA: Die Anpassungen der FZK auf das ausreichende Maß sorgen für einen sachgerechten Umfang von MBI-Einsatz und Netzausbau. Das Potenzial für einen MBI-Einsatz wird hierdurch nicht reduziert, da operativ auch unterbrechbare Kapazitäten für MBI genutzt werden (können).

Flexibilität und vollständige Abdeckung der genutzten FZK-Ausspeisungen bleiben auch nach Absenkung der Einspeise-FZK unter Einbeziehung von bedingt fester, frei zuordenbarer Kapazität (bFZK) an Speichern erhalten. Auch in Spitzenlastfällen kann der zeitgleiche Bedarf gedeckt werden, so dass es selbst bei hoher Netzlast zu keiner kapazitiven Unterdeckung kommt - vergleiche hierzu Kap. 5.4 (H-Gas Bilanz).

Die Methodik zur Ermittlung des ausreichenden Maßes an FZK wird zukünftig ausschließlich im H-Gas angewandt, da MBI-relevante Engpässe nur dort auftreten.

Das ausreichende Maß an FZK wird für den auktionenrelevanten Zeitraum bis 2033 in der NEP-Gas-Datenbank als Teil des Szenarios 4 (Betrachtungsjahr 2030) veröffentlicht. Angaben für die Szenarien 1, 2 und 3 des Betrachtungsjahrs 2037 sind nur als Indikation zu werten. Die Veröffentlichung in der NEP-Gas-Datenbank erfolgt für diese Jahre nur als Summenwert.

Die Konsultation im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff erlaubt erforderlichenfalls auch eine kurzfristige Abstimmung mit den Nachbarländern gemäß Art. 6 NC CAM. Langfristige Änderungen grenzüberschreitender Bedarfe können jedoch auch in den folgenden Netzentwicklungsplänen eingebracht werden.

In Einzelfällen kann bereits zum jetzigen Zeitpunkt ein zusätzliches Angebot von beschränkten oder dynamischen Einspeiseprodukten erfolgen, um die Absenkung der frei zuordenbaren Einspeisekapazitäten auszugleichen. Weitere Prüfungen dieser Art sind für den überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 vorgesehen.

3.4 Eingangsgrößen im Wasserstoff

3.4.1 Ergebnisse der Marktabfrage für Wasserstoffprojekte 2024

Die Übertragungsnetzbetreiber und die Wasserstofftransportnetzbetreiber haben vom 07. Februar bis zum 22. März 2024 die erste gemeinsame Marktabfrage für Wasserstoffprojekte (WEB) im Zyklus „2024“ durchgeführt. Ziel der Abfrage war es, aktuelle Informationen zu Transportbedarfen für Projekte in Umsetzung sowie zu zukünftigen Vorhaben der Wasserstoffherzeugung zu erfassen. Hierzu zählen Meldungen von Marktteilnehmern und VNB im Bereich PtG-Anlagen, Wasserstoffspeicherung und -verwendung sowie zum Stromverbrauch von Großverbrauchern. Insgesamt wurden dabei 1.731 Projektmeldungen (zuzüglich PtG-Anlagen) abgegeben. Nach erfolgter Plausibilitätsprüfung wurden davon 1.600 Wasserstoffprojekt-meldungen im weiteren Prozess berücksichtigt. Von 300 gemeldeten PtG-Projekten wurden 298 Projekte nach erfolgter Plausibilisierung berücksichtigt.

3.4.2 Konkretisierung der Sektorzuordnung für die Wasserstoffprojekte

In der Marktabfrage 2024 konnten einer Wasserstoffprojektmeldung mehrere Bedarfssektoren (Kraftwerke, Industrie, Verkehr und GHD) durch den Projektmelder zugeordnet werden. Gleichzeitig hat die BNetzA in der Szenarioramhengenehmigung 2025 deutschlandweite Leistungswerte für einzelne Sektoren vorgegeben. Für den Modellierungsansatz im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 musste für die Wasserstoffprojektmeldungen der Marktabfrage eine eindeutige Zuordnung getroffen werden, welche Leistung eines Projekts in welchem Bedarfssektor berücksichtigt wird. Hierfür wurden folgende Annahmen getroffen:

- Eine Projektmeldung wurde in einem Szenario grundsätzlich als Kraftwerk berücksichtigt, wenn in der Marktabfrage eine Bedarfszuordnung zum Sektor Kraftwerke erfolgte. Eine zusätzliche Voraussetzung war es, dass diese Projektmeldung auch als Kraftwerk in der BNetzA-Kraftwerksliste in diesem Szenario zu berücksichtigen war.
- Wenn bei einer Wasserstoffprojektmeldung eine Doppelnennung mit dem Sektor Industrie erfolgte, wurde geprüft, ob dem Sektor Industrie eine „Restleistung“ dieser Projektmeldung zugeordnet werden konnte. Dafür wurde anhand von plausiblen Wirkungsgraden für die Kraftwerke geprüft, ob die gemäß der BNetzA-Kraftwerksliste anzusetzende Kraftwerksleistung bereits die Wasserstoffprojektmeldung aus der Marktabfrage abdeckt. Wenn dies nicht der Fall war, wurde dem Industriesektor noch eine „Restleistung“ zugeordnet.
- Wenn bei einer Wasserstoffprojektmeldung eine Doppelnennung mit den Sektoren Verkehr und GHD erfolgte, wurde die Leistung in diesen beiden Sektoren nicht berücksichtigt.
- Eine Projektmeldung wurde in einem Szenario ausschließlich im Sektor Industrie berücksichtigt, wenn in der Marktabfrage eine Bedarfszuordnung zu den Sektoren Industrie, Verkehr und GHD erfolgte.
- Eine Projektmeldung wurde in einem Szenario ausschließlich im Sektor Verkehr berücksichtigt, wenn in der Marktabfrage eine Bedarfszuordnung zu den Sektoren Verkehr und GHD erfolgte.

Anhand dieser Vorgehensweise erfolgte für jedes Szenario eine eindeutige Zuordnung zu den Bedarfssektoren.

3.4.3 Ausspeiseleistung

3.4.3.1 Kraftwerke

Entsprechend den Vorgaben der Standortliste der BNetzA für Kraftwerke werden den unterschiedlichen Wasserstoff-Szenarien die in der Standortliste der BNetzA vorgegebenen elektrischen Leistungen zugrunde gelegt.

Szenario 1 (2037)

Die im Rahmen der gemeinsamen Marktabfrage identifizierten Kraftwerksprojekte wurden gemäß der durch die BNetzA veröffentlichten Standortliste berücksichtigt. Dabei wurden sowohl die konkreten Standorte als auch die elektrischen Leistungen von 29 GW_{el} vorgegeben. Die erforderlichen Gasanschlussleistungen der einzelnen Standorte wurden aus den Ergebnissen der Marktabfrage übernommen.

Im Anschluss wurde für die erfassten Kraftwerksprojekte eine Plausibilisierung des Verhältnisses zwischen elektrischer Leistung und thermischer Leistung vorgenommen. In Fällen, in denen dieses Verhältnis außerhalb eines angemessenen Bereichs des Wirkungsgrades lag (25 % bis 65 %), erfolgte eine Anpassung der thermischen Leistung. Nach diesem Vorgehen ergibt sich eine thermische Leistung von 61 GW_{th} für die Kraftwerke.

Szenario 2 (2037)

Die im Rahmen der gemeinsamen Marktabfrage identifizierten Kraftwerksprojekte wurden gemäß der durch die BNetzA veröffentlichten Standortliste berücksichtigt. Dabei wurden sowohl die konkreten Standorte als auch die elektrischen Leistungen von 41 GW_{el} vorgegeben. Die erforderlichen Gasanschlussleistungen der einzelnen Standorte wurden aus den Ergebnissen der Marktabfrage übernommen.

Im Anschluss wurde für die erfassten Kraftwerksprojekte eine Plausibilisierung des Verhältnisses zwischen elektrischer Leistung und thermischer Leistung vorgenommen. In Fällen, in denen dieses Verhältnis außerhalb eines angemessenen Bereichs des Wirkungsgrades lag (25 % bis 65 %), erfolgte eine Anpassung der thermischen Leistung. Nach diesem Vorgehen ergibt sich eine thermische Leistung von 87 GW_{th} für die Kraftwerke.

Szenario 3 (2037)

Die im Rahmen der gemeinsamen Marktabfrage identifizierten Kraftwerksprojekte wurden gemäß der durch die BNetzA veröffentlichten Standortliste berücksichtigt. Dabei wurden sowohl die konkreten Standorte als auch die elektrischen Leistungen von 5 GW_{el} vorgegeben. Die erforderlichen Gasanschlussleistungen der einzelnen Standorte wurden aus den Ergebnissen der Marktabfrage übernommen.

Im Anschluss wurde für die erfassten Kraftwerksprojekte eine Plausibilisierung des Verhältnisses zwischen elektrischer Leistung und thermischer Leistung vorgenommen. In Fällen, in denen dieses Verhältnis außerhalb eines angemessenen Bereichs des Wirkungsgrades lag (25 % bis 65 %), erfolgte eine Anpassung der thermischen Leistung. Nach diesem Vorgehen ergibt sich eine thermische Leistung von 11 GW_{th} für die Kraftwerke.

Szenarien 1 – 3 (2045)

Die im Szenario 1 durch die BNetzA vorgegebene elektrische Leistung für das Jahr 2045 entspricht 60 GW_{el}. Im Szenario 2 beträgt die Leistung 81 GW_{el}. Szenario 3 weist ebenfalls eine Leistung von 81 GW_{el} auf, die sich im Gegensatz zu Szenario 2 aus Leistungen von Methan- und Wasserstoffkraftwerken zusammensetzt. Diesem Szenario 3 liegt die Annahme zugrunde, dass im Jahr 2045 im Methan Neubaukraftwerke mit CCU/CCS betrieben werden. Die elektrische Leistung dieser Kraftwerke entspricht 22 GW_{el}. Entsprechend werden als Mantelzahlen im Methan eine Leistung von 22 GW_{el} und im Wasserstoff eine elektrische Leistung von 59 GW_{el} vorgegeben. Für Wasserstoff werden daher sämtliche Kraftwerksprojekte

aus der Marktabfrage berücksichtigt, abzüglich jener Projekte, die von den Fernleitungsnetzbetreibern Standorten der Neubauprojekte zugeordnet werden konnten.

Da aus der gemeinsamen Marktabfrage im Wasserstoff nur Kraftwerksprojekte mit einer elektrischen Leistung von rund 50 GW_{el} gemeldet wurden, gibt die BNetzA vor, dass die Wasserstofftransportnetzbetreiber die Differenz zur Mantelzahl auffüllen müssen, indem sie weitere Kapazitäten an netzdienlichen Standorten für das Wasserstoffnetz ansetzen.

Je nach Szenario ergeben sich somit unterschiedliche Leistungsdifferenz, die durch die Wasserstofftransportnetzbetreiber mit zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten aufzufüllen sind, um die Vorgaben aus dem Szenariorahmen zu erfüllen.

Für die Identifikation weiterer Kraftwerkskapazitäten wurden bestehende konventionelle Kraftwerksstandorte genutzt. Diese eignen sich aufgrund ihrer vorhandenen Infrastruktur und ihrer bisherigen energiewirtschaftlichen Bedeutung in besonderer Weise für eine Umstellung auf Wasserstoff. Zur systematischen Einordnung wurden drei Standortkategorien definiert:

- **Kategorie 1: Standorte von Neubauten nach §§ 38, 39 GasNZV mit Kapazitätsreserven**
Diese Standorte, die heute noch im Methan geführt werden, werden perspektivisch an die Wasserstoffinfrastruktur angebunden sein und weisen darüber hinaus zusätzliches Potenzial für weitere Kraftwerkskapazitäten auf. Grundlage für die Bewertung bildet die Differenz zwischen der heutigen höheren elektrischen Leistung und der in den jeweiligen Szenarien zugeordneten niedrigeren elektrischen Leistung auf Basis der Vorgaben der Standortliste der BNetzA.
- **Kategorie 2: Kraftwerksstandorte aus dem Wasserstoff-Kernnetz**
Im Rahmen der Arbeiten zum Wasserstoff-Kernnetz haben die Wasserstofftransportnetzbetreiber zusätzliche Kraftwerksstandorte identifiziert, die nicht innerhalb der Marktabfrage angegeben wurden und daher auch nicht in der BNetzA-Standortliste enthalten sind. Da diese Standorte im Wasserstoff-Kernnetz berücksichtigt wurden, ist davon auszugehen, dass es sich um netzdienliche Standorte aus Sicht der zu ermittelnden Wasserstoffinfrastruktur handelt.
- **Kategorie 3: Weitere Kohle- und Methankraftwerke**
Zusätzlich wurden Standorte berücksichtigt, an denen heute Kohle- oder Methankraftwerke betrieben werden, die bis 2045 nicht mehr am Netz sein sollen. Aufgrund der vorhandenen Strominfrastruktur bei Kohlekraftwerken und der zusätzlichen Gasnetzinfrastruktur bei Methankraftwerken erscheinen diese Standorte geeignet.

Je nach Leistungsdifferenz wurden je Szenario die so identifizierten zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten und Standorte einer Kategorie (in der Reihenfolge Kategorie 1, Kategorie 2 und Kategorie 3) angesetzt, bis keine Differenz mehr bestand. Innerhalb einer Kategorie wurden alle Kraftwerke angesetzt, sofern erforderlich, wurde nur ein Teil der Leistung angesetzt.

3.4.3.2 Industrie

Der Sektor Industrie wird in den Szenarien 1–3 im Wasserstoff berücksichtigt. Die vorgegebene Mantelzahl für den Wasserstoffbedarf variiert dabei sowohl zwischen den Szenarien als auch zwischen den Betrachtungsjahren. Das im Folgenden beschriebene Vorgehen folgt grundsätzlich demselben Schema; lediglich für das Szenario 3 im Jahr 2037 wurde eine leicht abweichende Vorgehensweise gewählt.

Szenarien 1 und 2 (2037)

Für die Szenarien 1 und 2 wurden grundsätzlich die Wasserstoffprojektmeldungen aus der Marktabfrage herangezogen. Die BNetzA hat diesbezüglich in der Szenariorahmengenenehmigung 2025 festgehalten, dass die Regionalisierung „auf Basis der Daten aus der Marktabfrage für Wasserstoff erfolgen sollte und insbesondere Projekte mit einer höheren Realisierungswahrscheinlichkeit in der Modellierung berücksichtigt werden sollten.“

Nach dieser Vorgabe wurden die Projektmeldungen für den Sektor Industrie entsprechend dem Projektstatus herangezogen. Weiter fortgeschrittene Projekte wurden dabei priorisiert berücksichtigt, bis die vorgegebene Mantelzahl erreicht war. Überschritt die kumulierte Leistung der Wasserstoffprojekte eines zusätzlich einbezogenen Projektstatus die vorgegebene Mantelzahl, so wurden die Leistungen der Projekte des zuletzt berücksichtigten Status ratierlich angepasst, sodass die Mantelzahl eingehalten wurde.

Szenario 3 (2037)

Die Mantelzahl für den Wasserstoffbedarf der Industrie ist in diesem Szenario deutlich geringer als in den anderen Szenarien. Grundsätzlich orientiert sich das Vorgehen auch hier am Projektstatus der gemeldeten industriellen Wasserstoffprojekte. Wird die vorgegebene Mantelzahl durch die Einbeziehung eines hinzugenommenen Projektstatus überschritten, werden die Leistungen der Projekte des zuletzt verwendeten Projektstatus nicht ratierlich angepasst, sondern es erfolgt eine Orientierung an der Inbetriebnahme der Leitungen, an welchen die Wasserstoffprojekte angebunden werden können.

Szenarien 1 – 3 (2045)

Das Vorgehen für die Szenarien 1–3 für das Betrachtungsjahr 2045 gleicht grundsätzlich der Vorgehensweise für die Szenarien 1 und 2 für das Jahr 2037. Für das Jahr 2045 liegt die vorgegebene Mantelzahl für den industriellen Wasserstoffbedarf in den Szenarien über den Bedarfsmeldungen der insgesamt gemeldeten Industrieprojekte. In diesem Fall wurden die Leistungen aller Industrieprojekte ratierlich angepasst, bis die Mantelzahl erreicht wurde.

3.4.3.3 Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Verkehr

Die Sektoren PHH, GHD und Verkehr werden im Wasserstoff ausschließlich im Szenario 1 berücksichtigt. Das Vorgehen ist hier für die Jahre 2037 und 2045 identisch:

Private Haushalte

In der Marktabfrage gab es Wasserstoffprojektmeldungen, die dem Sektor Kraftwerke zugeordnet wurden, für welche aber keine elektrische Leistung gemeldet wurde (reine Wärmeerzeugung). Diese Projektmeldungen finden sich nicht in der BNetzA-Kraftwerkliste. Hierbei handelt es sich um Heizwerke, welche dann über den Sektor PHH berücksichtigt wurden. Die hierdurch ermittelte Gesamtleistung liegt sowohl im Jahr 2037 als auch im Jahr 2045 unter dem in der Szenariorahmengenenehmigung 2025 geforderten Bedarfswert für diesen Sektor. Die erforderliche Restleistung wurde ratierlich auf alle von den VNB gemeldeten Wasserstoff-LFP verteilt.

Gewerbe/Handel/Dienstleistungen

Die dem Sektor GHD zugeordneten Wasserstoffprojektmeldungen wurden vollständig berücksichtigt. Die hierdurch ermittelte Gesamtleistung liegt sowohl im Jahr 2037 als auch im Jahr 2045 unter dem in der Szenariorahmengenenehmigung 2025 geforderten Bedarfswert für diesen Sektor. Die erforderliche Restleistung wurde ratierlich auf alle von den VNB gemeldeten Wasserstoff-LFP verteilt.

Verkehr

Die dem Sektor Verkehr zugeordneten Wasserstoffprojektmeldungen wurden vollständig berücksichtigt. Die hierdurch ermittelte Gesamtleistung liegt sowohl im Jahr 2037 als auch im Jahr 2045 unter dem in der Szenariorahmengenenehmigung 2025 geforderten Bedarfswert für diesen Sektor. Die erforderliche Restleistung wurde ratierlich auf alle von den VNB gemeldeten Wasserstoff-LFP verteilt.

3.4.3.4 Grenzübergangspunkte

Für GÜP enthält die Szenariorahmengenenehmigung auf der Wasserstoff-Ausspeiseseite unterschiedliche Mantelzahlen und Vorgaben zur Regionalisierung für die einzelnen Szenarien und Stützjahre. Alle nehmen Bezug auf die Tabelle 24 des Szenariorahmen-Entwurfes („Basiskapazitäten“ für die Wasserstoffkapazitäten an GÜP).

Szenarien 1 – 3 (2037)

Für das Betrachtungsjahr 2037 enthält Tabelle 1 der Szenariorahmengenenehmigung für alle Szenarien die Maßgabe, „zu ermitteln, welche Kapazität ausbaufrei darstellbar ist“. Die Ergebnisse dieser Fragestellung werden im überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 ergänzt.

Szenarien 1 – 3 (2045)

Für das Betrachtungsjahr 2045 werden in Tabelle 1 der Szenariorahmengenenehmigung für alle Szenarien 30 GWh/h vorgegeben. Grundsätzlich bestätigt die BNetzA hierfür die von den Fernleitungsnetzbetreibern in Tabelle 24 des Szenariorahmen-Entwurfes vorgeschlagenen Kapazitäten. Die Ausnahme bilden hier die GÜP zur Tschechischen Republik. Anstatt - wie vorgeschlagen - in Deutschnedorf und Waidhaus jeweils 6,6 GWh/h für die Ausspeisekapazität anzusetzen, soll eine Gesamtkapazität von insgesamt 6,6 GWh/h für Tschechien angesetzt werden.

Dieser Maßgabe sind die Wasserstofftransportnetzbetreiber gefolgt, indem die gesamten 6,6 GWh/h dem GÜP Waidhaus zugeordnet werden.

3.4.3.5 Speicher

Für die Ausspeiseleistungen zu Speichern - das heißt zur Einspeicherung in einen Speicher - enthält die Szenariorahmengenenehmigung in allen Szenarien und Stützjahren keine explizite Mantelzahl. Anstelle einer Mantelzahl enthält Tabelle 1 die Maßgabe, dass die „Ausspeiseleistung [...] in einem sachgerechten Verhältnis zur Einspeiseleistung stehen [muss], sodass eine vollständige Befüllung der Speicher ermöglicht wird.“

Für die in der Marktabfrage gemeldeten Projekte wurde die angegebene Ausspeiseleistung verwendet. Für darüber hinausgehende Speicherleistungen haben die Wasserstofftransportnetzbetreiber das von der BNetzA in der Szenariorahmengenenehmigung 2025 als angemessen eingeschätzte Verhältnis berücksichtigt (75 %).

3.4.4 Einspeiseleistung

Auf der Wasserstoff-Einspeiseite enthält die Szenariorahmengenenehmigung in Tabelle 2 für alle Szenarien und Stützjahre die Mantelzahl als Mindestwert mit der Maßgabe, dass die „Summe der Einspeisekapazitäten Wasserstoff [...] in jedem Lastfall mindestens die Summe der Ausspeisekapazitäten Wasserstoff decken [muss]“.

Diese Maßgabe wird durch die Wasserstofftransportnetzbetreiber jeweils entsprechend der Lastfall-Logik in unterschiedlicher Weise umgesetzt (Kapitel 3.4.5). Daher werden nachfolgend vor allem die Mantelzahlen je Sektor vorgestellt.

3.4.4.1 Grenzübergangspunkte

Auf der Einspeiseite enthält die Szenariorahmengenenehmigung für GÜP über alle Szenarien und Stützjahre sehr ähnliche Mantelzahlen und Vorgaben zur Regionalisierung. Wie auf der Ausspeiseite wird ebenfalls auf Tabelle 24 des Szenariorahmen-Entwurfes („Basiskapazitäten“ für die Wasserstoffkapazitäten an GÜP) Bezug genommen [BNetzA 2025].

Szenarien 1 und 2 (2037)

Für die Szenarien 1 und 2 wird die Mantelzahl für die Einspeisung an GÜP mit „Mind. 58 GWh/h“ vorgegeben.

Szenario 3 (2037)

Für Szenario 3 sind für die Einspeisung an GÜP „Mind. 10 GWh/h“ anzusetzen.

Szenarien 1 – 3 (2045)

Im Modellierungsjahr 2045 entspricht die Vorgabe für die Einspeisung an GÜP für alle drei Szenarien den bereits für 2037 in Szenario 1 und Szenario 2 festgelegten „Mind. 58 GWh/h“.

3.4.4.2 Speicher

Für Speicher enthält die Szenariorahmengenenehmigung auf der Einspeiseite jeweils Mantelzahlen wie auch Vorgaben zur Regionalisierung.

Die Mantelzahlen sind auch für Speicher als Mindestwerte mit der Maßgabe beschrieben, dass die „Summe der Einspeisekapazitäten Wasserstoff [...] in jedem Lastfall mindestens die Summe der Ausspeisekapazitäten Wasserstoff decken [muss]“. Auch hier folgen die Wasserstofftransportnetzbetreiber der Maßgabe entsprechend der jeweiligen Lastfall-Logik auf unterschiedliche Weise aus Kapitel 3.4.5. Dies gilt insbesondere für den Lastfall *Kalte Dunkelflaute*, wie von der BNetzA erläutert.

Szenarien 1 und 2 – (2037)

Für die Szenarien 1 und 2 wird die Mantelzahl für die Einspeisung aus Speichern in das Transportnetz mit „Mind. 36 GWh/h“ vorgegeben.

Diese wird, wie vorgegeben, aus Meldungen der gemeinsamen Marktabfrage für Wasserstoffprojekte mit mindestens dem Status „Entwurfsplanung/Raumordnungsverfahren“ (also ohne „Grundlagenermittlung/Machbarkeitsprüfung“ und „Projektidee“) in ratierlicher Weise und unter Berücksichtigung der Besonderheiten der einzelnen Lastfälle aufgefüllt. Die von der BNetzA vorgenommene Korrektur der Einspeise- und Ausspeiseleistungen beziehungsweise Ausspeicher- und Einspeicherleistungen wird übernommen.

Szenario 3 (2037)

Für Szenario 3 sind für das Betrachtungsjahr 2037 für die Einspeisung aus Speichern in das Transportnetz „Mind. 6 GWh/h“ anzusetzen. Beim Auffüllen der Mantelzahl wird analog zu Szenarien 1 und 2 - (2037) und für die unterschiedlichen Lastfälle in unterschiedlicher Weise vorgegangen.

Szenarien 1 – 3 (2045)

Im Modellierungsjahr 2045 entspricht die Vorgabe für die Einspeisung aus Speichern in das Transportnetz in allen drei Szenarien den bereits festgelegten „Mind. 36 GWh/h“. Beim Auffüllen der Mantelzahl wird ebenfalls analog zu Szenarien 1 und 2 – 2037 und für die unterschiedlichen Lastfälle in unterschiedlicher Weise vorgegangen.

3.4.4.3 Sonstige Importe (u. a. LH₂ und Derivate)

Ähnlich wie für die GÜP und einspeiseseitig die Speicher enthält auch der Sektor „Sonstige Importe (u. a. LH₂ und Derivate)“ Mantelzahlen mit Mindestwerten sowie Maßgaben zur Regionalisierung. Diese finden sich ebenfalls in Tabelle 2 der Szenariorahmengen Genehmigung.

Zur Regionalisierung der Mantelzahl sieht die Szenariorahmengen Genehmigung grundsätzlich Meldungen aus der gemeinsamen Marktabfrage vor.

Szenarien 1 und 2 (2037)

Für die Szenarien 1 und 2 wird die Mantelzahl für die Einspeisung über Sonstige Importe (u. a. LH₂ und Derivate) mit „Mind. 4 GWh/h“ vorgegeben.

Zum Auffüllen der Mantelzahl sollen Meldungen aus der gemeinsamen Marktabfrage berücksichtigt werden, welche mindestens mit dem Status „Entwurfsplanung/Raumordnungsverfahren“ (oder höher) angegeben wurden.

Dies erfolgt durch die Wasserstofftransportnetzbetreiber in ratierlicher Weise und unter Berücksichtigung der Besonderheiten der einzelnen Lastfälle.

Szenario 3 (2037)

Für Szenario 3 sind für das Betrachtungsjahr 2037 für die Einspeisung über Sonstige Importe (u. a. LH₂ und Derivate) „Mind. 1 GWh/h“ anzusetzen. Beim Auffüllen der Mantelzahl wird analog zu Szenarien 1 und 2 – (2037) und für die unterschiedlichen Lastfälle in unterschiedlicher Weise vorgegangen.

Szenarien 1 – 3 (2045)

Im Modellierungsjahr 2045 entspricht die Vorgabe für die Einspeisung über Sonstige Importe (u. a. LH₂ und Derivate) in allen drei Szenarien den bereits festgelegten „Mind. 4 GWh/h“. Beim Auffüllen der Mantelzahl wird analog zu Szenarien 1 und 2 – (2037) und für die unterschiedlichen Lastfälle in unterschiedlicher Weise vorgegangen.

3.4.4.4 Elektrolyse

Die Festlegung der Elektrolysekapazitäten in den Szenarien basiert auf den Vorgaben der BNetzA und leitet sich aus den Langfristszenarien ab. Die gemeinsame Marktabfrage der Fernleitungsnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber dient als Grundlage für die Regionalisierung der Elektrolysekapazitäten.

Auf Basis der Marktabfragen hat die BNetzA eine konsolidierte Elektrolyseurliste erstellt. Diese stellt einen gemeinsamen Projektsockel dar, der für die einzelnen Szenarien zur Anwendung kommt. Dabei stützt sich die BNetzA auf die konsolidierten Projektstatusgruppen des Entwurfes des Szenariorahmens Strom. Diese unterteilen sich in fünf Gruppen und führen den Meldestatus eines Projektes in der Netzbetreiberabfrage und in der gemeinsamen Marktabfrage zusammen. Vor diesem Hintergrund werden für den Projektsockel alle Projekte bis auf solche der Projektstatusgruppe „Idee und Vorplanung“ berücksichtigt. Aufbauend auf der beschriebenen Methodik umfasst der gemeinsame Projektsockel damit 32 GW_{el}. Außerhalb des gemeinsamen Projektsockels befinden sich demnach Projekte mit einer elektrischen Leistung von insgesamt 56 GW_{el}.

Die in den Szenarien vorgegebenen Elektrolyseurleistungen beruhen entweder auf den Orientierungsszenarien der Langfristszenarien für das Szenario 2 oder auf eigenen Erwägungen der BNetzA (Szenarien 1 und 3). Die BNetzA begründet das Vorgehen u. a. damit, dass die Abweichungen im Rahmen der in den Ankerpunkten der Systementwicklungsstrategie genannten Spanne liegen. Diese sieht für das Jahr 2035 eine Einspeiseleistung von 30 GW_{el} bis 40 GW_{el} und für das Jahr 2045 eine Einspeiseleistung von 60 GW_{el} bis 80 GW_{el} vor.

Szenario 1 – (2037) und (2045)

Für Szenario 1 gibt die BNetzA für die beiden Betrachtungsjahre 2037 und 2045 einen elektrischen Leistungswert von 32 GW_{el} als Mindestwert für die Modellierung vor. Mithilfe des vorgegebenen Mindestwerts sollen die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Modellierung die konkret benötigte Höhe der Einspeiseleistung in den beiden Betrachtungsjahren ermitteln. Sollte über den Mindestwert hinaus mehr Einspeiseleistung benötigt werden, sind die verbleibenden Projekte außerhalb des gemeinsamen Projektsockels für eine weitergehende Regionalisierung der Einspeiseleistung heranzuziehen.

Szenario 2 – (2037) und (2045)

Für das Szenario 2 übernimmt die BNetzA die Mantelzahlen aus dem Langfristszenario O45-Strom von 42 GW_{el} für das Betrachtungsjahr 2037 sowie von 58 GW_{el} für das Betrachtungsjahr 2045.

Der zuvor beschriebene gemeinsame Projektsockel im Umfang von 32 GW_{el} bildet dabei in beiden Betrachtungsjahren die Ausgangsbasis und ist im vollen Umfang zu berücksichtigen. Wie im Szenario 1 sind auch in diesem Szenario die verbleibenden Projekte außerhalb des gemeinsamen Projektsockels durch die Wasserstofftransportnetzbetreiber für eine weitergehende Regionalisierung heranzuziehen, um die zuvor genannten Mantelzahlen zu erreichen. Dabei soll eine netzdienliche Verortung der Elektrolyseure und eine Berücksichtigung bereits bekannter Elektrolyseurstandorte erfolgen.

Die Wasserstofftransportnetzbetreiber orientierten sich bei der Auswahl der Elektrolyseurstandorte an der Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte. Dazu wurden die von den Projektträgern in der gemeinsamen Marktabfrage angegebenen Projektstatusmeldungen herangezogen. Dabei wurde unterstellt, dass weiter fortgeschrittene Projekte eine höhere Wahrscheinlichkeit in der Realisierung aufweisen.

Zusätzlich zu den Projekten des gemeinsamen Projektsockels wurden für das Jahr 2037 jene Projekte mit dem Projektstatus „Entwurfsplanung/Raumordnungsverfahren“ berücksichtigt. Um die vorgegebenen Leistungen exakt zu erreichen, wurden die Leistungen der Elektrolyseure in der zuletzt einbezogenen Projektgruppe mit einem Faktor angepasst.

Im Jahr 2045 wurden sowohl die Projekte aus dem gemeinsamen Projektsockel vollständig berücksichtigt als auch zusätzlich solche mit dem Projektstatus „Entwurfsplanung/Raumordnungsverfahren“. Ferner wurden die Projekte mit dem Projektstatus „Grundlagenermittlung/Machbarkeitsprüfung“ mit angepasster Leistung einbezogen.

Szenario 3 – (2037) und (2045)

Für das Szenario 3 gibt die BNetzA einen Mindestwert von 6 GW_{el} für das Jahr 2037 vor. Dieser Wert wurde von der BNetzA unter Berücksichtigung der besonderen Rahmenbedingungen des Szenarios 3 ermittelt. Es geht insbesondere für das Betrachtungsjahr 2037 von einem verzögerten Wasserstoffhochlauf und einem weniger weitreichenden Ausstieg aus dem Methan aus.

Es wurden Projekte aus dem Projektsockel berücksichtigt, die den konsolidierten Status „In Betrieb“ oder „Umsetzung“ aufweisen. Zusätzlich wurden die Projekte mit dem Projektstatus „Fortgeschrittene Planung“ mit angepasster Leistung einbezogen.

Die BNetzA gibt für das Betrachtungsjahr 2045 einen Mindestwert von 32 GW_{el} vor. Mithilfe des vorgegebenen Mindestwerts sollen die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Modellierung die konkret benötigte Höhe der Einspeiseleistung in den beiden Betrachtungsjahren ermitteln. Sollte über den Mindestwert hinaus mehr Einspeiseleistung benötigt werden, sind die verbleibenden Projekte außerhalb des gemeinsamen Projektsockels für eine weitergehende Regionalisierung der Einspeiseleistung heranzuziehen.

3.4.5 Lastfälle für die Wasserstoffmodellierung

Im Folgenden werden die im Rahmen der Modellierung im Wasserstoff einheitlich für die strömungsmechanische Prüfung der Transportanforderungen entwickelten und angewendeten Lastfälle beschrieben. Ein Lastfall beschreibt eine bestimmte Transportaufgabe mit festgelegten Modellierungsprämissen, die für die Simulation und Auslegung eines Systems betrachtet werden. Einheitliche Lastfälle wurden bereits für die Modellierung des Wasserstoff-Kernnetzes 2032 verwendet. Für die Modellierung im Wasserstoff im Netzentwicklungsplan 2025 haben die Wasserstofftransportnetzbetreiber aus den Erkenntnissen der Modellierung für das Kernnetz die Systematik überarbeitet. Ergänzend zur Modellierung im Wasserstoff-Kernnetz wird ein weiterer Lastfall eingeführt, mit dem die Netzdienlichkeit von Speichern gezielt untersucht wird.

3.4.5.1 Beschreibung der Lastfälle

Die folgenden Lastfälle wurden angewendet, um das Wasserstoffnetz auf unterschiedliche Anforderungen zu testen und auszulegen:

- Beim Einspeisetest wird überprüft, inwiefern regional auftretende maximale Wasserstoff-Einspeisungen über das Netz überregional abtransportiert werden können. Der Lastfall soll die strömungsmechanischen Grenzen des Netzes ausloten und lange Transportpfade simulieren (Variation der Quellen). Insgesamt werden hier drei Einspeisezonen Nordwest, Ost und Süd getestet, sodass drei Einspeiselastfälle resultieren.
- Für den Versorgungssicherheitsfall *Kalte Dunkelflaute* wird geprüft, inwiefern eine sehr hohe flächendeckende Gasnachfrage infolge niedriger Temperaturen bei einem geringen Erneuerbaren-Energien-Darbot durch das Wasserstoffnetz vorrangig aus den Gasspeichern und via Import gedeckt werden kann. Damit wird die gaswirtschaftliche Höchstlast auf der Ausspeiseseite zur Absicherung der Versorgung abgebildet (Maximierung der Ausspeisungen).
- Zur Untersuchung der *Netzdienlichkeit der Speicher* wird der methodische Ansatz der Einspeisetests erweitert. Hierbei wird überprüft, welchen Beitrag ein netzdienlicher Einsatz von Speichern bei einer hohen Erneuerbaren-Energien-Einspeisung auf den Netzausbaubedarf leistet.

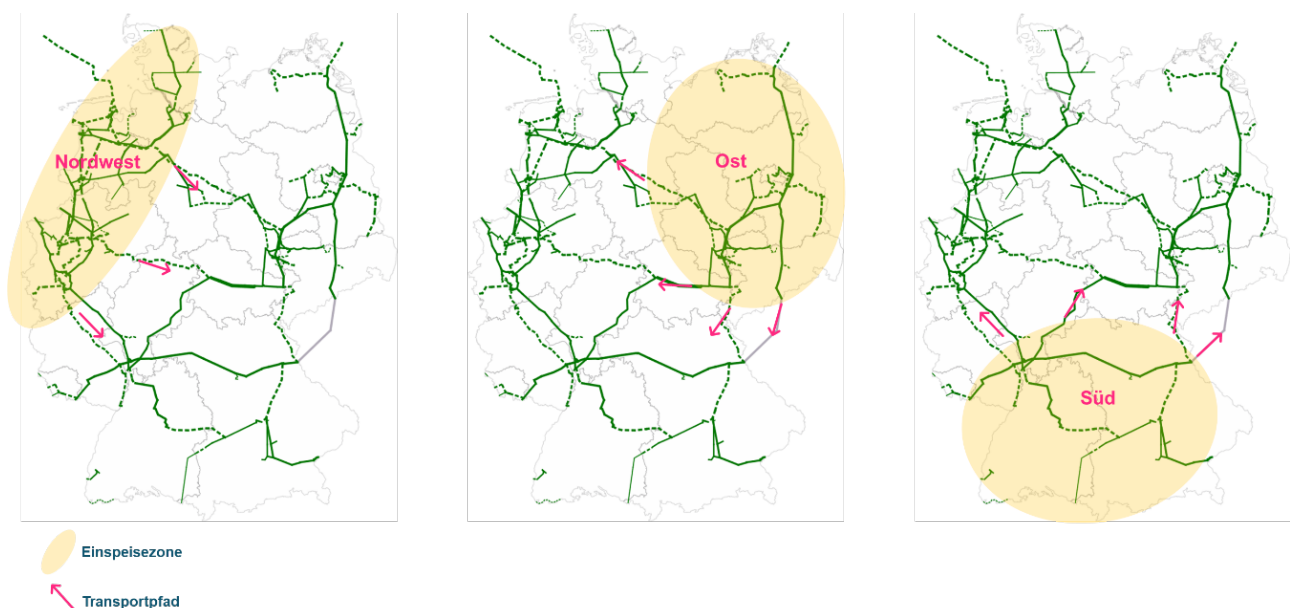
Insgesamt werden in der Wasserstoffmodellierung somit fünf Lastfälle betrachtet:

- *Einspeisetest Nordwest*
- *Einspeisetest Ost*
- *Einspeisetest Süd*
- *Kalte Dunkelflaute*
- *Netzdienlichkeit der Speicher*

3.4.5.2 Gaswirtschaftliche Einordnung der Lastfälle

Der Lastfall *Einspeisetest* überprüft die maximale Beschäftigung der Einspeisungen einer Region in Verbindung mit einer hohen Netzlast in der räumlich entferntesten Region. Eine Region stellt ein strömungsmechanisch zusammenhängendes Netzgebiet dar, in dem Einspeisungen aus dieser Region auf die gleichen Transportpfade wirken (Engpass beziehungsweise hochbelasteter Netzbereich). Dadurch wird eine möglichst große Transportaufgabe mit maximalen Transportdistanzen für das Netz erzeugt. Ziel dieser Vorgehensweise ist der Test der freien Zuordenbarkeit von Kapazitäten an Einspeisepunkten beziehungsweise die Bestimmung der für diese Transportaufgabe benötigten Transportinfrastruktur (Leitungen, Verdichter, etc.). Zur Modellierung von restriktiven, aber realistischen Lastfällen wird eine zusätzliche Unterscheidung auf der Ausspeiseseite vorgenommen: Ausspeisungen in räumlicher Nähe zu den Einspeisungen wirken grundsätzlich entlastend (netzdienliche Transportwirkung), Ausspeisungen in größerer Entfernung dagegen belastend (restriktive Transportwirkung). Aufgrund dieses Effektes werden bei Einspeisetestfällen die einspeisenahen Ausspeisepunkte entlastend und die einspeisefernen Ausspeisungen belastend angenommen (hohe Leistungswerte, zum Beispiel Anfragewerte/Inputdaten). Auf Basis der Erkenntnisse zur Modellierung und Ermittlung des Kernnetzes wurden für die Modellierung von Einspeisetestfällen für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 drei Einspeiseregionen (Region Nordwest, Region Ost, Region Süd) identifiziert. Diese werden in der folgenden Abbildung 12 dargestellt.

Abbildung 12: Einteilung der Einspeiseregionen anhand identifizierter hochbelasteter Transportpfade in Regionen (schematische Darstellung)



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Der Versorgungssicherheitslastfall *Kalte Dunkelflaute* soll den Extremfall eines sehr hohen Leistungsbedarfs für Strom- und Wärmeerzeugung bei Tiefsttemperaturen und witterungsbedingtem Ausfall von volatilen, erneuerbaren Energiequellen untersuchen. Es wird angenommen, dass der Stromverbrauch überwiegend aus Kraftwerken, insbesondere aus -Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), gedeckt wird. Daher werden die Ausspeisungen für Kraftwerke, KWK-Anlagen und Industrie mit Ausnahme der Speicher im gesamten Netzgebiet maximiert, während die Einspeisungen nur aus Importquellen, nicht-volatilen sonstigen Einspeiseprojekten sowie aus Speichern gedeckt werden. Der Bilanzausgleich erfolgt über eine weitere netzdienliche Speichernutzung und über eine ergänzende ratierte Einspeisung an den GÜP. Hierbei wurden sowohl die Potenziale der Speicher- und der Importleistungen als auch die Auswirkungen dieser auf das Netz (Stichwort Netzdienlichkeit) berücksichtigt.

Der Lastfall *Netzdienlichkeit der Speicher* soll ein maximales Dargebot von Wasserstoff aus volatiler Erzeugung beziehungsweise aus der Elektrolyse eines Überangebots an erneuerbar erzeugtem Strom bei gleichzeitig netzdienlichem Einsatz von Speichern abbilden. In der Grundmodellierung wird analog zum Einspeisetest zwischen be- und entlastenden Netzbereichen unterschieden. Im Unterschied zum Einspeisetest wird hier die Transportaufgabe durch den geänderten Speichereinsatz reduziert. Dies erfolgt dadurch, dass die Speicher in der Einspeisezone nicht mit voller, sondern mit reduzierter Leistung ausspeichern, also eine geringere Einspeiseleistung bereitstellen. Die Reduktion der Einspeisung aus den Speichern in das Netz erfolgt in der Höhe der Einspeisungen aus volatilen Quellen. Dies simuliert die netzdienliche Beschäftigung der Speicher innerhalb der Einspeisezone. In der Einspeisezone wird im Testfall nicht nur eine maximale Einspeisung aus den Speichern ins Netz angenommen, sondern gleichzeitig auch eine Rückspeicherung von überschüssigem Wasserstoff. Dadurch verringert sich die insgesamt abzutransportierende Menge in der Einspeisezone.

3.4.5.3 Lastfälle für die Jahre 2037 und 2045

Im Rahmen der Modellierungen zum Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 wurden der Versorgungssicherheitslastfall *Kalte Dunkelflaute* sowie die Lastfälle *Einspeisetest Nordwest*, *Einspeisetest Ost* und *Einspeisetest Süd* für alle zu prüfenden Szenarien modelliert und hinsichtlich des Ausbaubedarfs bewertet. Im Zuge der Modellierung erwies sich vor allem der *Einspeisetest Nordwest* als besonders netzbelastend. Um einen effizienten Ausbaubedarf ermitteln zu können, wurde für den *Einspeisetest Nordwest* die oben beschriebene Systematik des netzdienlichen Einsatzes von Speichern für alle betrachteten Szenarien und Jahre angewendet (Lastfall *Netzdienlichkeit der Speicher*). Ausschlaggebend für dieses Vorgehen sind die in diesem Netzbereich vorhandenen günstigen Potenziale von flexiblen und netzdienlich wirksamen Kavernenspeichern in der Einspeisezone Nordwest, die in den anderen Einspeisezonen nicht im gleichen Umfang verfügbar sind.

Stand der Umsetzungen von Netzausbaumaßnahmen

4



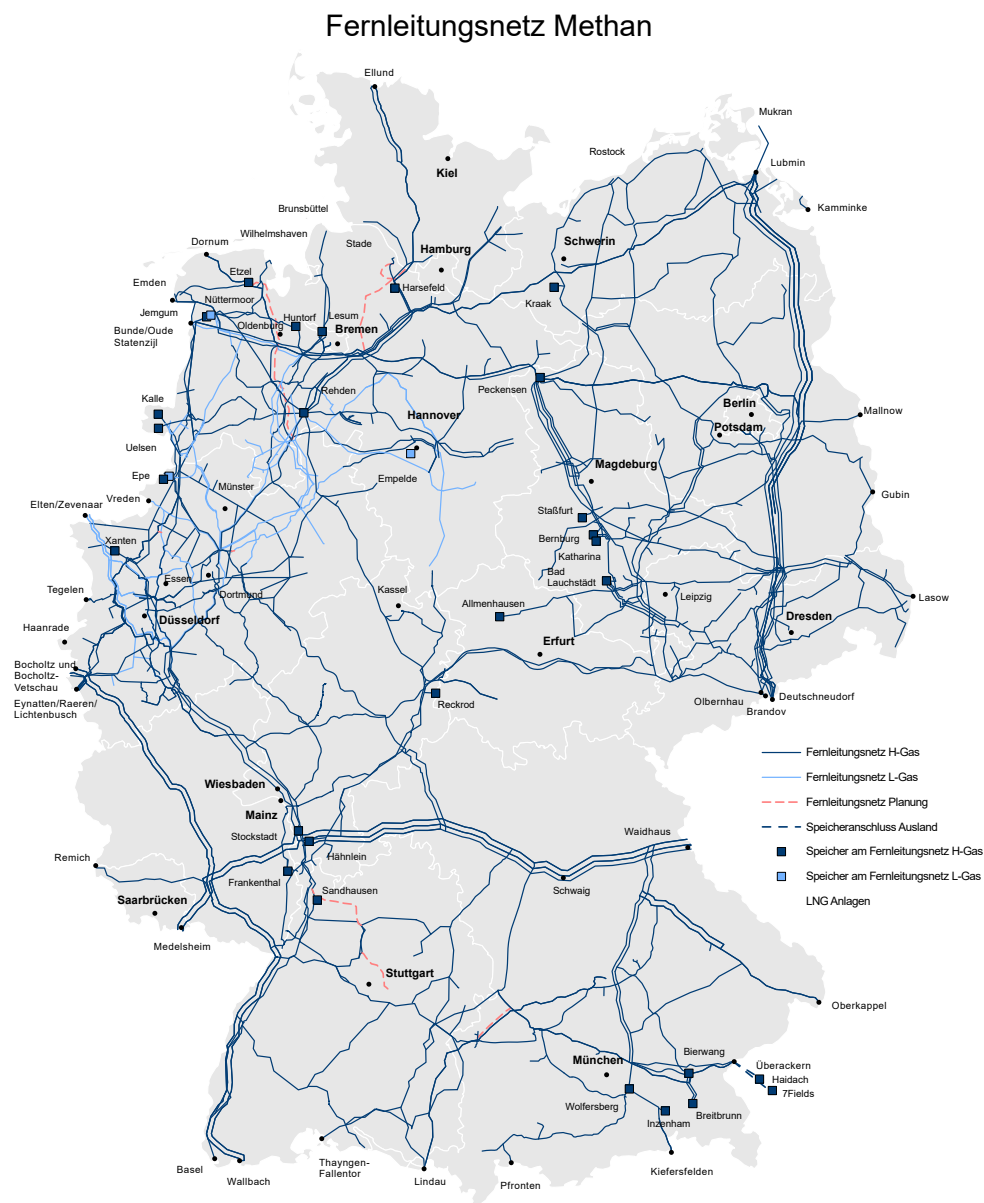
4 Stand der Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen

In Kapitel 4.1 wird das Fernleitungsnetz mit Stand zum 01. September 2025 dargestellt. Anschließend wird das Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 in Kapitel 4.2 ausgewiesen. Der aktuelle Umsetzungsstand der Netzausbaumaßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 ist Inhalt des Kapitels 4.3. Mit Kapitel 4.3 werden somit auch die Anforderungen des § 15c Abs. 2 EnWG zu den Angaben zum Stand der Umsetzung erfüllt.

4.1 Das Fernleitungsnetz Methan und Transportnetz Wasserstoff mit Stand zum 01. September 2025

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

Abbildung 13: Fernleitungsnetz Methan



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Die BNetzA hat im Oktober 2024 das Wasserstoff-Kernetz genehmigt, welches von den Wasserstofftransportnetzbetreibern und weiteren VNB umgesetzt wird. Im Netzentwicklungsplan sind die Maßnahmen des genehmigten Kernetzes zu überprüfen. Das deutschlandweite Wasserstofftransportnetz befindet sich aktuell im Aufbau. Erste Leitungsabschnitte sind bereits im Jahr 2025 realisiert worden.

4.2 Startnetz für die Modellierung

4.2.1 Methan

Entsprechend dem genehmigten Szenariorahmen 2025 umfasst das in der Methan-Netzmodellierung angesetzte Startnetz:

- den Bestand des Fernleitungsnetzes,
- in Betrieb genommene Maßnahmen gegenüber den vorhergehenden Netzentwicklungsplänen,
- im Bau befindliche Maßnahmen sowie
- anhand der folgenden Kriterien ausgewählte weitere Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 zum Stichtag 01. September 2025:
 - Die Final Investment Decision (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.

4.2.2 Wasserstoff

Entsprechend § 28q Abs. 8 EnWG sind Projekte im Netzentwicklungsplan nicht zu überprüfen, deren planerische Inbetriebnahme entsprechend der Kernetz-Genehmigung vor dem Ablauf des 31. Dezember 2027 erfolgen soll und mit deren Durchführung bis zum Ablauf des 31. Dezember 2025 bereits begonnen wurde. Diese Maßnahmen werden als Startnetz für die Wasserstoff-Netzmodellierung zugrunde gelegt. Ebenso werden die Startnetz-Kriterien für die Methaninfrastruktur auch im Wasserstoffbereich angewendet.

4.2.3 Bis zum 01. September 2025 in Betrieb genommene Maßnahmen

Die folgenden Maßnahmen, entweder aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 (Tabelle 7) oder aus der Kernetz-Genehmigung (Tabelle 8), sind bis zum 01. September 2025 in Betrieb gegangen und werden somit im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 sowie in der NEP-Gas-Datenbank nicht mehr aufgeführt.

Tabelle 7: Bis zum 01. September 2025 in Betrieb genommene Methan-Maßnahmen

Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme	FNB
1	067-02a	Leitung Voigtslach-Paffrath	OGE/Thyssengas
2	067-03b	GDRM-Anlage Paffrath und Verbindungsleitung	OGE/Thyssengas
3	112-03	Anbindung Heilbronn	terraneTS bw
4	116-02	GDRM-Anlage Wiernsheim (Raum Heilbronn)	terraneTS bw

Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme	FNB
5	119-03	GDRM-Anlage Achim	GUD
6	204-02a	ZEELINK 1	OGE/Thyssengas
7	204-02b	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Glehn und Verbindungsleitung	OGE/Thyssengas
8	204-02c	ZEELINK 1 GDRM-Anlage St. Hubert und Verbindungsleitung	OGE/Thyssengas
9	204-03d	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Stolberg und Verbindungsleitung	OGE/Thyssengas
10	205-02a	ZEELINK 2	OGE/Thyssengas
11	205-03b	ZEELINK 2 GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung	OGE/Thyssengas
12	206-02	GDRM-Anlage Mittelbrunn	NaTran_D/ OGE
13	300-02	Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas	GUD
14	302-01	Leitung Datteln-Herne	Thyssengas
15	305-02	Reversierung TENP	Fluxys/ OGE
16	307-01	GDRM-Anlage Mittelbrunn	NaTran_D/ OGE
17	312-02	VDS MEGAL Rimpar	NaTran_D/ OGE
18	320-01	Umstellung des Netzgebietes Bergheim 1 auf H-Gas	Thyssengas
19	331-01	GDRM-Anlage Scheidt	OGE
20	333-02	GDRM-Anlage Asbeck und Verbindungsleitung	OGE
21	335-02a	GDRM-Anlage Kempershöhe und Verbindungsleitung	OGE
22	335-02b	Leitungen Wipperfürth-Niederschelden	OGE
23	337-02	GDRM-Anlage Porz	OGE
24	338-02	GDRM-Anlage Paffrath	OGE
25	402-02b	GDRM-Anlage Wertingen 2	bayernets
26	402-02c	GDRM-Anlage Kötz	bayernets
27	416-02	VDS Legden	OGE/Thyssengas
28	418-02	Erweiterung VDS Scharenstetten	terranebw
29	422-01	VDS Elten	OGE/Thyssengas
30	431-02	GDRM-Anlage Emstek	GTG Nord
31	435-03	GDRM-Anlage Altena und Verbindungsleitung	OGE
32	439-01	GDRM-Anlage Pattscheid und Verbindungsleitung	OGE
33	440-02	Leitung Ertstadt-Euskirchen	OGE

Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme	FNB
34	441-02	Armaturenstation Vinnhorst und Verbindungsleitung	OGE
35	442-02	GDRM-Anlage Ahlten und Verbindungsleitung	OGE
36	443-02	GDRM-Anlage Drohne und Verbindungsleitung	OGE
37	444-01a	GDRM-Anlage Werne/Stockum und Verbindungsleitung	OGE
38	446-01	Umstellung Wipperfürth-Niederschelden	Thyssengas
39	448-01	GDRM-Anlage Euskirchen und Verbindungsleitung	OGE
40	449-02	Verlängerung Anbindung Heilbronn (SEL 1)	terranets bw
41	501-02a	Leitung Walle-Wolfsburg	GUD
42	501-03e	Erweiterung GDRM-Anlage Unterlüß	GUD
43	502-03b	GDRM-Anlage Hetlingen	GUD
44	502-03a	Leitung Brunsbüttel-Hetlingen	GUD
45	503-03b	Erweiterung VDS Embsen	GUD
46	504-01a	Leistungsverbindung EPT-Rysum-Rysum-Folmhusen	GUD/Thyssengas
47	504-02b	Erweiterung GDRM-Anlage Folmhusen	GUD
48	504-02c	GDRM-Anlage Emden	GUD
49	507-01a	Ferngasleitung EUGAL	Fluxys D/ GASCADE/ GUD/ ONTRAS
50	507-01h	GDRM-Anlage Börnicke (DÜG)	ONTRAS
51	507-01l	Reversierung VDS Holtum	GUD/OGE
52	507-02d	VDS Radeland II	Fluxys D/ GASCADE/ GUD/ ONTRAS
53	508-01	Erweiterung GDRM-Anlage Leonberg-West	terranets bw
54	524-01	Systemanpassung GDRM-Anlage Steinfeld-Düpe	GTG Nord
55	525-02	GDRM-Anlage Meerbusch Osterrath und Verbindungsleitung	OGE
56	526-01	Leitung Hamm-Bergkamen	OGE
57	528-01	Leitung Merschhoven-Daberg	OGE
58	529-01	Armaturenstationen Elten-St. Hubert	Thyssengas/ OGE
59	530-01	Umstellung Köln-Dormagen	Thyssengas
60	552-01	Leitung Mittelbrunn-Schwanheim	Fluxys/ OGE
61	554-01	Leitung Hügelheim-Tannenkirch	Fluxys/ OGE
62	555-03	Querverbindungen TENP I zu TENP II	Fluxys/ OGE

Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme	FNB
63	601-01	Leitung GDRM-Anlage Lauchhammer	ONTRAS
64	602-02	Leitung Schwanheim-Au am Rhein	Fluxys/ OGE
65	603-01	Leitung Schwarzach-Eckartsweier	Fluxys/ OGE
66	604-01	Leitung Tannenkirch-Hüsing	Fluxys/ OGE
67	625-01	GDRM-Anlage Scharenstetten	terraneTS bw
68	645-01	Leitung Neuenkirchen-Rheine	Thyssengas
69	651-01	GDRM-Anlage Neuss Rheinpark und Verbindungsleitung	OGE
70	652-01	GDRM-Anlage Engelbostel und Verbindungsleitung	OGE
71	654-02	Armaturenstation Iserlohn Hennen	OGE
72	657-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich Rehden-Bassum)	Nowega
73	659-01	Umstellung auf H-Gas (Kolshorn-Ahlten-Speicher Empelde)	Nowega
74	824-01	GDRM-Anlage Meschede-Bockum Erweiterung	Thyssengas
75	825-01	GDRM-Anlage Arnsberg-Niedereimer Erweiterung	Thyssengas
76	826-01	Leitung Loop Düren	Thyssengas
77	827-01	Erweiterung GDRM-Anlage Nittingen	bayernets
78	851-01	WAL Teil 1	OGE
79	853-01	GDRM-Anlage Wilhelmshaven und Verbindungsleitung	OGE
80	855-01	GDRM-Anlage Friedeburg-Horsten 1 und Verbindungsleitung	OGE
81	862-01	Leitung Sande Nüttermoor/ Jemgum	GTG Nord
82	863-01	GDRM-Anlage Westerstede	GTG Nord
83	864-01	GDRM-Anlage Sande	GTG Nord
84	865-01	GDRM-Anlage Leer und Verbindungsleitung	GTG Nord
85	872-01	Anbindeleitung LNG Stade (beschleunigt limitierte Kapazität für FSRU)	GUD
86	873-01	GDRM Anlage LNG Stade (beschleunigt limitierte Kapazität für FSRU)	GUD
87	874-01	Teilnutzung VNB Leitung Brunsbüttel-Klein Offenseth (beschleunigt limitierte Kapazität für FSRU)	GUD
88	882-02	Umbau der EST Lubmin 2	Fluxys D/ GASCADE/ GUD/ NEL Gastransport/ ONTRAS
89	883-01	Erweiterung der GDRM Radeland 2	Fluxys D/ GASCADE/ GUD/ ONTRAS

Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme	FNB
90	901-01	GDRM-Anlage Wilhelmshaven 2, Voslapper Groden und Verbindungsleitung	OGE
91	902-01	WAL Teil 2	OGE
92	904-01	Automatisierung Reversierung Medelsheim-Mittelbrunn	OGE/ NaTran_D
93	913-01	Verbindung EUGAL-JAGAL-OPAL	Fluxys D/ GASCADE/ GUD/ Lubmin–Brandov Gastransport/ ONTRAS/ OPAL Gastransport
94	914-01	Verbindung OPAL-STEAL	GASCADE/ Lubmin–Brandov Gastransport/ OPAL Gastransport
95	915-02	Anbindungsleitung Industriehafen Lubmin	Fluxys D/ GUD/ Lubmin–Brandov Gastransport/ NEL Gastransport/ OPAL Gastransport
96	916-02	Anbindungsleitung BEG	Fluxys D/ GASCADE/ GUD/ ONTRAS
97	921-01	Reversierung VDS Quarnstedt	GUD
98	945-01	Verbindung Leitungsinfrastruktur Bremen-West	GUD
99	1012-01	Umhängung vom Kundenanschluss BGA Nonnendorf auf der JAGAL an die NBB in Höhe Jüterbog	GASCADE

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Tabelle 8: Bis zum 01. September 2025 in Betrieb genommene Wasserstoff-Maßnahmen

Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme	WTNB
1	KLN033-01a	Hanekenfähr-Schepisdorf 1 inkl. GDRM-Anlagen	Nowega
2	KLN101-01	Leuna Süd-Leuna Süd 1 inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS
3	KLU053-01	Schepisdorf-Frenswegen inkl. GDRM-Anlagen	Nowega
4	KLU054-01	Frenswegen-Bad Bentheim inkl. GDRM-Anlagen	Nowega
5	KLU107-01	Bad Lauchstädt-Milzau inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS
6	KLU109-01	Milzau-Leuna inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS
7	KLU111-01a	Leuna-Leuna Süd inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

4.2.4 Im Bau befindliche Maßnahmen

Die folgenden Maßnahmen befinden sich mit Stand 01. September 2025 im Bau.

Tabelle 9: Im Bau befindliche Methan-Maßnahmen (Stichtag 01. September 2025)

Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme	FNB
1	402-02a	AUGUSTA (Leitung Wertingen-Kötz)	bayernets
2	417-02	VDS Mörsch (Nordschwarzwaldleitung)	terrane ts bw
3	437-02	GDRM-Anlage Heiden-Borken und Verbindungsleitung	OGE
4	444-02b	GDRM-Anlage Werne und Verbindungsleitung	OGE
5	451-02	Erweiterung GDRM-Anlage Au am Rhein	terrane ts bw
6	527-01	Leitung Stockum-Bockum Hövel	OGE
7	612-02	Leitung Löchgau-Altbach (SEL 2)	terrane ts bw
8	614-02	Leitung Heidelberg-Heilbronn (SEL 3)	terrane ts bw
9	620-02	GDRM-Anlage Kirchheim unter Teck	terrane ts bw
10	621-02	GDRM-Anlage Hittistetten	terrane ts bw/ bayernets
11	629-02	VDS Reckrod	GASCADE
12	815-02	GDRM-Anlage Lauchhammer 2	ONTRAS
13	822-01	GDRM-Anlage Drohne 2 und Verbindungsleitung	OGE
14	856-01	Leitung Etzel-Wardenburg	OGE
15	857-01	GDRM-Anlage Wardenburg und Verbindungsleitung	OGE
16	858-01	Leitung Wardenburg-Drohne	OGE
17	875-01	Erweiterung der VS Rehden	GASCADE
18	943-02	Leistungsverbindung Lengthal	bayernets
19	947-02	Umhängung auf dem Leitungssystem Leuna-Nempitz	ONTRAS
20	964-01	GDRM-Anlage Lauchhammer III	ONTRAS
21	1040-01a	Systemtrennungen auf dem Leitungssystem Emsbüren-Bad Bentheim	OGE
22	1040-01g	Systemtrennungen auf dem Leitungssystem Bad Bentheim-Legden	OGE/ Nowega
23	1040-01h	Systemtrennungen auf dem Leitungssystem Legden-Dorsten	OGE/ Nowega
24	1051-01	Umhängung auf dem Leitungssystem Bobbau-Großkugel	ONTRAS
25	1102-01	Umstellung auf H-Gas (Umstellbereich: im Produktionsbereich/ vorgelagert)	GUD

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Tabelle 10: Im Bau befindliche Wasserstoff-Maßnahmen (Stichtag 01. September 2025)

Nr.	Kernnetz-ID	NEP-ID	Netzausbaumaßnahme	WTNB/VNB-WKNB
1	AND030-01	H2-3030-01	Leitung Hamburg Süd inkl. GDRM-Anlagen	Hamburger Energienetze GmbH
2	AND031-01	H2-3031-01	Leitung Hamburg Süd inkl. GDRM-Anlagen	Hamburger Energienetze GmbH
3	AND032-01	H2-3032-01	Leitung Hamburg Süd inkl. GDRM-Anlagen	Hamburger Energienetze GmbH
4	AND033-01	H2-3033-01	Leitung Hamburg Süd inkl. GDRM-Anlagen	Hamburger Energienetze GmbH
5	AND034-01	H2-3034-01	Leitung Hamburg Süd inkl. GDRM-Anlagen	Hamburger Energienetze GmbH
6	AND035-01	H2-3035-01	Leitung Hamburg Süd inkl. GDRM-Anlagen	Hamburger Energienetze GmbH
7	AND036-01	H2-3036-01	Leitung Hamburg Süd inkl. GDRM-Anlagen	Hamburger Energienetze GmbH
8	AND040-01	H2-3040-01	Leitung Hamburg Süd inkl. GDRM-Anlagen	Hamburger Energienetze GmbH
9	KLU003-01	H2-003-01	Leitung Haiming-Lengthal inkl. GDRM-Anlagen	bayernets
10	KLU004-01	H2-004-01	Leitung Lengthal-Burgkirchen inkl. GDRM-Anlagen	bayernets
11	KLU013-01	H2-013-01	HYOS (ehem. OPAL) (Lubmin-Uckermark) inkl. GDRM-Anlagen	GASCADE/LBTG
12	KLU014-01	H2-014-01	HYOS (ehem. OPAL) (Uckermark-Radeland) inkl. GDRM-Anlagen	GASCADE/LBTG
13	KLU016-01	H2-016-01	HYRAB (Radeland-Bobbau) inkl. GDRM-Anlagen	GASCADE
14	KLU031-01	H2-031-01	Leitung Folmhusen-Nüttermoor inkl. GDRM-Anlagen	GUD
15	KLU032-01	H2-032-01	Leitung Folmhusen-Achim inkl. GDRM-Anlagen	GUD
16	KLU033-01	H2-033-01	Leitung Ganderkesee-Bremen inkl. GDRM-Anlagen	GUD
17	KLU038-01	H2-038-01	Leitung Achim-Heidenau inkl. GDRM-Anlagen	GUD
18	KLU043-01	H2-043-01	Leitung Heidenau-Eckel inkl. GDRM-Anlagen	GUD
19	KLU044-01	H2-044-01	Leitung Eckel-Leversen inkl. GDRM-Anlagen	GUD
20	KLU051-01	H2-051-01	Leitung Lingen-Lingen Nord 1 inkl. GDRM-Anlagen	Nowega
21	KLU052-01	H2-052-01	Leitung Schepsdorf-Lingen inkl. GDRM-Anlagen	Nowega
22	KLU066-01	H2-066-01	GetH2 Emsbüren-Bad Bentheim inkl. GDRM-Anlagen	OGE
23	KLU087-01	H2-087-01	GetH2 Bad Bentheim-Ledgen inkl. GDRM-Anlagen	OGE/ Nowega
24	KLU088-01	H2-088-01	GetH2 Legden-Dorsten inkl. GDRM-Anlagen	OGE/ Nowega
25	KLU097-01b	H2-097-01	Leitung Plaußig-Lüptitz inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS

Nr.	Kernnetz-ID	NEP-ID	Netzausbaumaßnahme	WTNB/VNB-WKNB
26	KLU101-01	H2-101-01	Leitung Wefensleben-Wedringen inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS
27	KLU103-01	H2-103-01	Leitung Wedringen 1-Glöthe inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS
28	KLU129-01	H2-129-01	GETH2 Vlieghuis-Kalle inkl. GDRM-Anlagen	Thyssengas H2
29	KLU130-01	H2-130-01	GETH2 Kalle-Ochtrup inkl. GDRM-Anlagen	Thyssengas H2
30	KLN016-01	H2-1016-01	Leitung Elsfleth-Ranzenbüttel inkl. GDRM-Anlagen	GTG Nord
31	KLN048-01	H2-1048-01	GetH2 Heek-Epe inkl. GDRM-Anlagen	OGE/ Nowega
32	KLN050-01	H2-1050-01	GetH2 Dorsten-Hamborn inkl. GDRM-Anlagen	OGE/ Thyssengas H2
33	KLN105-01	H2-1105-01	HYRUL (Rubenow-Lubmin) inkl. GDRM-Anlagen	GASCADE

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

4.2.5 Weitere Startnetzmaßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025

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

Tabelle 11: Weitere Methan-Startnetzmaßnahmen (Stichtag 01. September 2025)

Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme	FNB
1	436-02a	Leitung Marbeck-Heiden	OGE
2	531-01a	GDRM-Anlage Appeldorn	Thyssengas
3	531-01b	Armaturenstation Xanten	Thyssengas
4	622-01	GDRM-Anlage Eichstegen	terraneTS bw
5	767-03	Leitung Elbe Süd-Achim	GUD
6	802-01	Armaturenstation Lauchhammer	GASCADE/ GUD/ ONTRAS/ Fluxys D
7	839-02	GDRM-Anlage Sonsbeck	Thyssengas/ OGE
8	880-02	Neubau VS Wittenburg	NEL Gastransport/ GUD/ Fluxys D
9	919-02	VDS Achim West	GUD
10	920-02	GDRM-Anlage Achim Mitte	GUD
11	1013-01	Umhängung von einem Kundenanschluss auf dem Leitungssystem STEGAL von Gera nach Rückersdorf	GASCADE
12	1031-01	VDS Achim West Erweiterung	GUD

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Die folgende Tabelle zeigt die Kernnetz-Maßnahmen, die entsprechend der Kernnetz-Genehmigung eine Inbetriebnahme vor dem 31. Dezember 2027 ausweisen. Da mit deren Durchführung bis zum Ablauf des 31. Dezember 2025 bereits begonnen wurde, werden diese Kernnetz-Maßnahmen entsprechend § 28q Abs. 8 EnWG nicht mehr überprüft und daher als Startnetzmaßnahmen angesehen.

Tabelle 12: Weitere Wasserstoff-Startnetzmaßnahmen (Stichtag 01. September 2025)

Nr.	Kernnetz-ID	NEP-ID	Netzausbaumaßnahme	WTNB/VNB-WKNB
1	AND037-01	H2-3037-01	Leitung Leversen-Hamburg Süd inkl. GDRM-Anlagen	Hamburger Energienetze GmbH
2	AND038-01	H2-3038-01	Leitung Leversen-Hamburg Süd inkl. GDRM-Anlagen	Hamburger Energienetze GmbH
3	AND039-01	H2-3039-01	Leitung Hamburg Süd inkl. GDRM-Anlagen	Hamburger Energienetze GmbH
4	AND067-01	H2-3067-01	Leitung Mühlberg-Röderau inkl. GDRM-Anlagen	SachsenNetze HS.HD GmbH
5	AND114-01	H2-3114-01	Leitung Röderau-Gröditz inkl. GDRM-Anlagen	SachsenNetze HS.HD GmbH
6	AND115-01	H2-3115-01	Leitung Röderau-Riesa inkl. GDRM-Anlagen	SachsenNetze HS.HD GmbH
7	AND119-01	H2-3119-01	Verdichterstation Moorburg	Hamburger Energienetze GmbH
8	KLN004-01	H2-1004-01	Leitung Forchheim-Irsching inkl. GDRM-Anlagen	bayernets/OGE
9	KLN015-01	H2-1015-01	Leitung Emden-Ost-Nüttermoor inkl. GDRM-Anlagen	GTG Nord
10	KLN019-01	H2-1019-01	Leitung Rastede-Westerstede inkl. GDRM-Anlagen	GTG Nord
11	KLN023-01	H2-1023-01	Leitung Peine-Hallendorf inkl. GDRM-Anlagen	GUD
12	KLN027-01	H2-1027-01	Leitung Achim-Luttum/ Lehringen inkl. GDRM-Anlagen	GUD
13	KLN029-01	H2-1029-01	Leitung Dykhausen-Ganderkesee inkl. GDRM-Anlagen	GUD
14	KLN033-01b	H2-1033-01b	Leitung Hanekenfähr-Schepisdorf 2 inkl. GDRM-Anlagen	Nowega
15	KLN034-01	H2-1034-01	Leitung Lingen-Lingen Nord inkl. GDRM-Anlagen	Nowega
16	KLN035-01	H2-1035-01	Leitung H2ercules Wilhelmshaven-Küsten-Leitung (WKL) inkl. GDRM-Anlagen	OGE/GASCADE
17	KLN036-01	H2-1036-01	Leitung H2ercules Nordsee-Ruhr-Link (NRL I) inkl. GDRM-Anlagen	OGE/GASCADE
18	KLN037-01	H2-1037-01	Leitung H2ercules Nordsee-Ruhr-Link (NRL III) inkl. GDRM-Anlagen	OGE
19	KLN049-01	H2-1049-01	Leitung GetH2 Dorsten-Marl inkl. GDRM-Anlagen	OGE/Nowega

Nr.	Kernnetz-ID	NEP-ID	Netzausbaumaßnahme	WTNB/VNB-WKNB
20	KLN066-01	H2-1066-01	Leitung Milzau-Milzau 1 inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS
21	KLN067-01	H2-1067-01	Leitung Nempitz-Kulkwitz inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS
22	KLN085-01	H2-1085-01	Leitung Amelsbüren Kanalkreuzung Nord-Amelsbüren Kanalkreuzung Süd inkl. GDRM-Anlagen	Thyssengas H2
23	KLN087-01	H2-1087-01	Leitung Wallach-Hohfeld inkl. GDRM-Anlagen	Thyssengas H2
24	KLN088-01	H2-1088-01	Leitung Möllen-Averbruch inkl. GDRM-Anlagen	Thyssengas H2
25	KLN099-01	H2-1099-01	Leitung Emsbüren-Dorsten inkl. GDRM-Anlagen	Thyssengas H2/OGE
26	KLU001-01	H2-001-01	Leitung Forchheim-Münchsmünster inkl. GDRM-Anlagen	bayernets
27	KLU002-01	H2-002-01	Leitung Münchsmünster-Neustadt a. d. Donau inkl. GDRM-Anlagen	bayernets
28	KLU009-01	H2-009-01	Leitung Irsching-Kösching inkl. GDRM-Anlagen	bayernets
29	KLU012-01	H2-012-01	Leitung Zöllnitz-Bad Lauchstädt inkl. GDRM-Anlagen	Ferngas
30	KLU025-01a	H2-025-01a	Leitung Ranzenbüttel-Sandkrug inkl. GDRM-Anlagen	GTG Nord
31	KLU025-01b	H2-025-01b	Leitung Huntorf-Elsfleth 1 inkl. GDRM-Anlagen	GTG Nord
32	KLU027-01	H2-027-01	Leitung Sande-Jemgum inkl. GDRM-Anlagen	GTG Nord
33	KLU029-01	H2-029-01	Leitung Huntorf-Rastede inkl. GDRM-Anlagen	GTG Nord
34	KLU030-01	H2-030-01	Leitung Oude Stanzijl-Folmhusen inkl. GDRM-Anlagen	GUD
35	KLU046-01	H2-046-01	Leitung Kolshorn-Sophiental inkl. GDRM-Anlagen	GUD
36	KLU092-01	H2-092-01	Leitung Ketzin-Buchholz inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS
37	KLU093-01	H2-093-01	Leitung Buchholz-Apollensdorf inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS
38	KLU094-01	H2-094-01	Leitung Bobbau-Großkugel inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS
39	KLU095-01	H2-095-01	Leitung Apollensdorf-Bobbau inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS
40	KLU096-01	H2-096-01	Leitung Großkugel-Schkeuditz inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS
41	KLU097-01a	H2-097-01a	Leitung Schkeuditz-Plaußig inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS

Nr.	Kernnetz-ID	NEP-ID	Netzausbaumaßnahme	WTNB/VNB-WKNB
42	KLU098-01	H2-098-01	Leitung Lüptitz-Cavertitz inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS
43	KLU099-01	H2-099-01	Leitung Hennickendorf-Vogelsdorf inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS
44	KLU100-01	H2-100-01	Leitung Vogelsdorf-Blumberg inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS
45	KLU102-01	H2-102-01	Leitung Wedringen-Wedringen inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS
46	KLU104-01	H2-104-01	Leitung Glöthe-Bernburg inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS
47	KLU105-01	H2-105-01	Leitung Bernburg-Preußlitz inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS
48	KLU106-01	H2-106-01	Leitung Bad Lauchstädt-Halle inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS
49	KLU108-01	H2-108-01	Leitung Milzau 1-Großkugel inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS
50	KLU110-01	H2-110-01	Leitung Leuna-Böhlen inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS
51	KLU111-01b	H2-111-01b	Leitung Leuna Süd-Nempitz inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS
52	KLU112-01	H2-112-01	Leitung Cavertitz-Mühlberg inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS
53	KLU123-01	H2-123-01	Leitung Coesfeld-Amelsbüren inkl. GDRM-Anlagen	Thyssengas H2
54	KLU124-01	H2-124-01	Leitung Amelsbüren-Rinkerode inkl. GDRM-Anlagen	Thyssengas H2
55	KLU125-01	H2-125-01	Leitung Hohfeld-Ossenberg inkl. GDRM-Anlagen	Thyssengas H2
56	KLU126-01	H2-126-01	Leitung Wallach-Möllen inkl. GDRM-Anlagen	Thyssengas H2
57	KLU131-01	H2-131-01	Leitung Wallach-Xanten inkl. GDRM-Anlagen	Thyssengas H2
58	KLU137-01	H2-137-01	Leitung Apollensdorf-Wittenberg inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

4.3 Stand der Umsetzung der Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 und des Wasserstoff-Kernetzes

Entsprechend § 15c Abs. 2 EnWG muss der aktuelle Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff „Angaben zum Stand der Umsetzung des zuletzt veröffentlichten Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff und im Falle von Verzögerungen der Umsetzung die dafür maßgeblichen Gründe enthalten. Im ersten Netzentwicklungsplan [Gas und Wasserstoff] müssen darüber hinaus Angaben zum Stand der Umsetzung des Wasserstoffkernetzes enthalten sein.“ Dieser Anforderung wird in der Anlage 1 nachgekommen.

Zudem sind verschiedene Maßnahmen im Zuge der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 entfallen, diese sind inklusive einer Begründung für den Entfall im Anhang 1b dargestellt.

Änderung von Maßnahmennamen

Die Fernleitungs- und Wasserstofftransportnetzbetreiber möchten darauf hinweisen, dass die im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff aufgeführten Maßnahmenbezeichnungen zunächst vorläufig sein können. Sie können sich im Zuge detaillierterer Untersuchungen, technischer Ausarbeitungen und Genehmigungsprozesse im weiteren Projektverlauf ändern. Dies ist darin begründet, dass die Namensgebung in einer frühen Planungsphase erfolgt.

Die Gründe für mögliche Änderungen sind insbesondere:

- Technische Anforderungen: Erst mit fortschreitender Planung wird die endgültige Trassenführung und Anbindung festgelegt.
- Genehmigungsrechtliche Aspekte: Raumordnerische Prüfungen, Widerstände oder neue Rahmenbedingungen können Anpassungen notwendig machen.
- Standardisierung: Die endgültige Benennung erfolgt nach einheitlichen unternehmensindividuellen technischen Standards und wird erst in späteren Projektphasen verbindlich festgelegt.

Versorgungssicherheitsbetrachtung für 2030

5



5 Versorgungssicherheitsbetrachtung für Methan 2030

5.1 Einleitung und Vorgehensweise

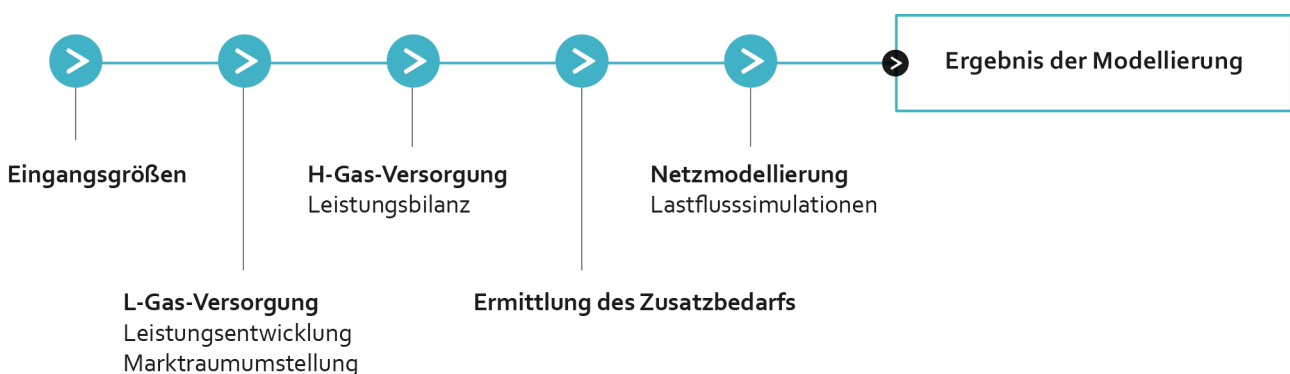
Der Vergleich zwischen den rückläufigen Methanbedarfsentwicklungen der Langfristszenarien, die zum Teil Grundlage für die von der BNetzA genehmigten Szenarien 1 bis 3 bilden, und den ansteigenden Bedarfsmeldungen für Methan verdeutlicht die aktuell große Unsicherheit hinsichtlich der zukünftigen Bedarfsentwicklungen. Im Entwurf des Szenariorahmens 2025 haben die Fernleitungsnetzbetreiber deshalb die Modellierung eines zusätzlichen, über den gesetzlichen Auftrag hinausgehenden Szenarios für das Zieljahr 2030 vorgeschlagen, um zusätzlich zur Betrachtung der langfristigen Entwicklungen im Methan in den Jahren 2037 und 2045 auch eine mittelfristige Perspektive entsprechend ihrem vorrangigen Auftrag - der Gewährleistung der Versorgungssicherheit - in den Prozess der Netzentwicklungsplanung einbringen zu können.

Die BNetzA teilt die Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber zur Wichtigkeit einer solchen mittelfristigen Betrachtung und hat in der Folge die Versorgungssicherheitsbetrachtung für 2030 in der Genehmigung des Szenariorahmens als Szenario 4 bestätigt.

Wie bereits in Kapitel 3.1.1 erläutert, dienen als Datengrundlage der Versorgungssicherheitsbetrachtung die Rückmeldungen und Bedarfsabschätzungen der Marktteilnehmer, die unverändert in der Modellierung der Fernleitungsnetzbetreiber angesetzt wurden. Konkret dienen als Datengrundlage die LFP für Methan der VNB aus dem ersten Quartal 2024, die Bedarfsmeldungen von Industriekunden sowie Bedarfsmeldungen von Kraftwerkskunden und Kapazitätsreservierungen und -ausbauansprüche gemäß §§ 38, 39 GasNZV sowie die sich aus der Marktraumumstellung ergebenden, zusätzlichen H-Gas-Bedarfe.

Die grundsätzliche Vorgehensweise dieser etablierten, auf Marktinformationen basierenden Netzmodellierung ist in Abbildung 14 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-Leistungsentwicklung. Im nächsten Schritt wird darauf aufbauend die H-Gas-Leistungsbilanz erstellt und als Ergebnis der zusätzliche H-Gas-Leistungsbedarf ermittelt. Anschließend wird geprüft, ob der benötigte zusätzliche H-Gas-Leistungsbedarf - sofern vorhanden - durch weitere, in der Leistungsbilanz noch nicht berücksichtigte Einspeisekapazitäten gedeckt werden kann. Im letzten Schritt erfolgt die Netzmodellierung der Fernleitungsnetzbetreiber. Nach mehreren Iterationsschritten werden abschließende Ergebnisse erzielt, die dann zur Feststellung des Netzausbaubedarfs führen.

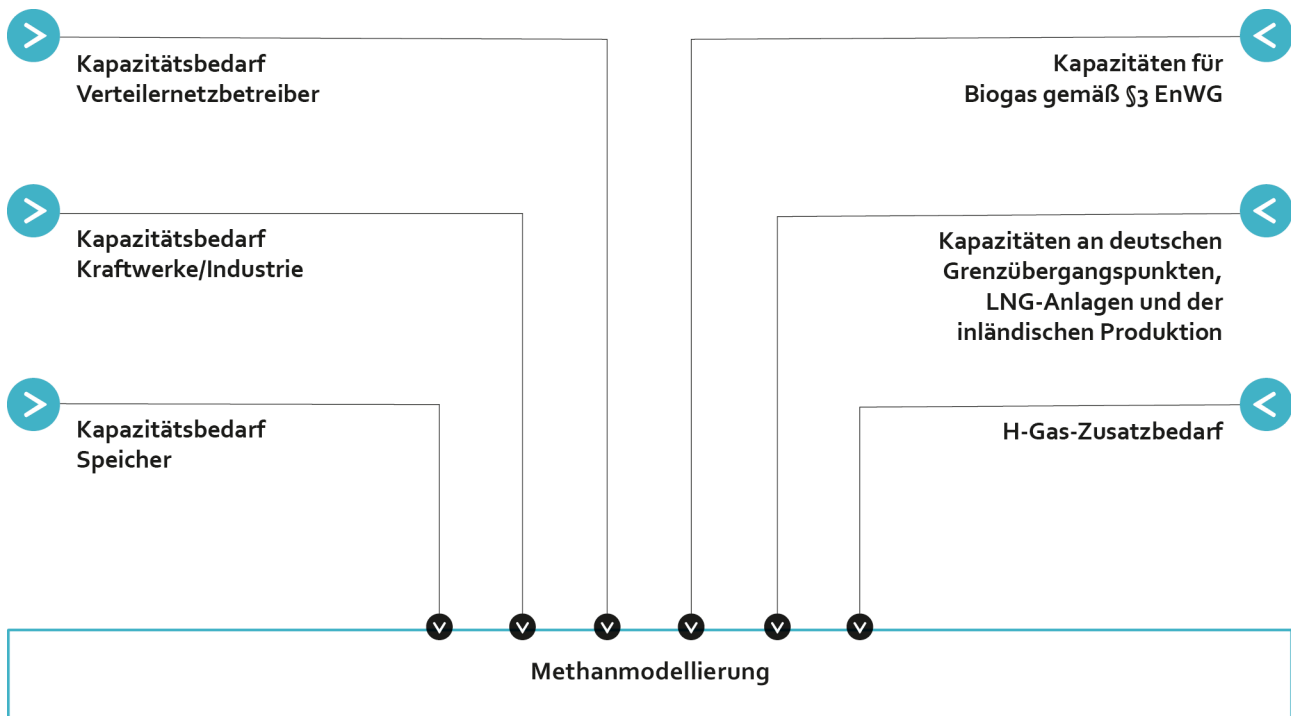
Abbildung 14: Grundsätzliche Vorgehensweise der Methanmodellierung 2030



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Als Eingangsgrößen für die Netzmodellierung dienen Basisdaten, die aus unterschiedlichen Datenquellen stammen und gegebenenfalls notwendigen Anpassungen beziehungsweise Aktualisierungen unterzogen werden.

Abbildung 15: Eingangsgrößen für die Methanmodellierung 2030



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Alle Kapazitäten der Eingangsgrößen der Netzmodellierung finden sich in der NEP-Gas-Datenbank im Zyklus „2025 - NEP 1. Entwurf“ wieder.

5.2 Eingangsgrößen

Im Rahmen der Modellierung wird untersucht, ob genügend H-Gas-Leistung zur Verfügung steht, um die erwartete Gasbedarfsentwicklung decken zu können. Hierbei werden die im Spitzenlastfall verfügbaren Einspeiseleistungen, das heißt feste Kapazitäten zuzüglich gegebenenfalls unterbrechbarer Kapazitäten, den erwarteten Abnahmen gegenübergestellt.

5.2.1 Ausspeiseleistung

5.2.1.1 Kraftwerke

Entsprechend den Vorgaben der BNetzA werden dem Szenario alle bestehenden und neu geplanten Methankraftwerke mit einer elektrischen Leistung in Höhe von insgesamt 58 GW_{el} entsprechend der BNetzA-Kraftwerksliste zugrunde gelegt. Nach Zuordnung der vorgegebenen Stromerzeugungseinheiten zu Netzanschlusspunkten im Fernleitungsnetz ergibt dies eine zu berücksichtigende elektrische Leistung von über 40 GW_{el} (78 GW_{th}) für Kraftwerke mit Versorgung über das Fernleitungsnetz, welche sowohl die elektrische Leistung von Bestandskraftwerken als auch Kapazitätsreservierungen und -ausbauansprüche gemäß §§ 38, 39 GasNZV beinhaltet. Für Kraftwerke, die über Verteilernetze versorgt werden, verbleiben 16 GW_{el}. Der entsprechende Kapazitätsbedarf im Methan ist dabei bereits in den LFP der VNB enthalten.

Für die über das Fernleitungsnetz versorgten Kraftwerke werden als Gasanschlussleistung sowohl die an den Netzanschlusspunkten vorliegenden, aktualisierten technisch verfügbaren Kapazitäten als auch die Kapazitätsreservierungen und -ausbauansprüche gemäß §§ 38, 39 GasNZV bestätigten Gasanschlussleistungen angesetzt.

5.2.1.2 Industrie

Wie in Kapitel 3.3.1.2 erläutert, wurden die zukünftigen Methanbedarfe der Industrie im Rahmen der Erstellung des Szenariorahmens 2025 durch eine direkte Abfrage der am Fernleitungsnetz angeschlossenen Industriekunden bis 2035 ermittelt.

Für die Ermittlung der im Szenario 4 für das Fernleitungsnetz im Jahr 2030 anzusetzenden relevanten Leistungen wurden diese gemeldeten Bedarfe berücksichtigt. Für die Netzanschlusspunkte, für die keine Meldung erfolgte, wurde die bestehende feste Kapazität fortgeschrieben.

Weiterhin wurden die Bedarfe neuer Industriekunden berücksichtigt, sofern diese den Fernleitungsnetzbetreibern im Zuge des Szenariorahmenprozesses mitgeteilt wurden.

5.2.1.3 Verteilernetzbetreiber

Wie in Kapitel 3.3.1.3 dargestellt, wurden im Jahr 2024 die LFP für den Methankapazitätsbedarf 2025–2035 von den VNB gemeldet. Eine Plausibilisierung der gemeldeten Methankapazitätsbedarfe erfolgte insoweit, dass gemeldete Zuwächse des Kapazitätsbedarfs nur dann berücksichtigt wurden, wenn eine nachvollziehbare Begründung seitens der VNB gegeben war.

Im Szenario 4 wurde diese plausibilisierte LFP für das Jahr 2030 angesetzt.

5.2.1.4 Grenzübergangspunkte

Die BNetzA gibt für das Szenario 4 mit dem Zieljahr 2030 die zu berücksichtigende Ausspeiseleistungen an GÜP in Höhe von H. v. 69 GWh/h vor und übernimmt damit Planungsannahmen der Fernleitungsnetzbetreiber, die auf den Kapazitätsmeldungen der Fernleitungsnetzbetreiber an die BNetzA gemäß der Festlegung ANIKA basieren. Wie in Kapitel 3.3.1.4 beschrieben, werden für GÜP, die im Spitzenlastfall zur Einspeisung angesetzt werden, keine Ausspeiseleistungen berücksichtigt.

5.2.2 Einspeiseleistung

5.2.2.1 Grenzübergangspunkte

Die angesetzte Einspeiseleistung an den GÜP orientiert sich an den jeweiligen technisch verfügbaren Kapazitäten (zuzüglich der in einer Spitzenlastsituation jeweils ansetzbaren unterbrechbaren Leistungen). In Summe wurden für dieses Szenario 152 GWh/h durch die BNetzA vorgegeben.

5.2.2.2 Speicher

Die BNetzA verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, Mindest-Einspeiseleistungen in Höhe von 130 GWh/h zu berücksichtigen.

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 GÜP an, da angenommen wird, dass deren Einspeiseleistungen von möglichen Speicherfüllstandsrestriktionen unbeeinträchtigt bleiben. Die Speicher werden anschließend unter Berücksichtigung lokaler transporttechnischer Gegebenheiten zur Leistungsdeckung herangezogen. Dabei werden feste Kapazitäten entsprechend dem in der NEP-Gas-Datenbank ausgewiesenen Stand (Zyklus „2025 - NEP 1. Entwurf“) angesetzt. Zusätzlich werden unterbrechbare Leistungen berücksichtigt.

Den Fernleitungsnetzbetreibern lagen zum Stichtag 01. Mai 2024 keine Kapazitätsreservierungen und -ausbauansprüche gemäß §§ 38, 39 GasNZV für Speicheranlagen vor.

5.2.2.3 LNG-Anlagen

Für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 liegen den Fernleitungsnetzbetreibern Kapazitätsreservierungen und -ausbauansprüche gemäß §§ 38, 39 GasNZV für die geplanten LNG-Anlagen in Wilhelmshaven, Brunsbüttel, Stade, Lubmin, Mukran und Rostock in Höhe von 79 GWh/h vor, die vollständig in der Modellierung angesetzt werden.

Zur Bedarfsdeckung im Spitzenlastfall wurden zusätzliche 4 GWh/h unterbrechbare Leistungen am LNG-Terminal in Mukran angesetzt.

5.2.2.4 Inländische Produktion und Biomethan

In den deutschen Förderregionen Elbe-Weser und Weser-Ems existieren mit den Feldern Imbrock, Groothusen, Leer und, nach der erfolgten Marktraumumstellung, dem Feld Munster auch Aufkommen, die ausschließlich in das H-Gas-Netz einspeisen. Die BVEG-Prognose weist keine Aufteilung auf die einzelnen Aufkommen aus.

Die Produktionsleistung dieser Felder betrug in den letzten Jahren durchschnittlich rund 320 MW. Diese Leistung wurde mit dem gemittelten jährlichen prozentualen Rückgang der BVEG-Prognose fortgeschrieben und entsprechend in der H-Gas-Leistungsbilanz berücksichtigt. Ab dem GWJ 2029/2030 wird zusätzlich die nach der Produktionsprognose verbleibende L-Gas-Produktion 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.

In Summe ergeben sich damit 3 GWh/h, die für die inländische Produktion angesetzt werden.

Im Jahr 2023 haben 242 Anlagen Biomethan in das Gasnetz eingespeist, deren Einspeisung bei rund 10,2 TWh (Heizwert) [BNetzA 2024] lag. Im Einspeiseatlas der dena finden sich zudem Informationen zu im Bau befindlichen und geplanten Biomethanaufbereitungsanlagen [dena 2025]. Für die künftige Entwicklung der Biomethaneinspeisung wird angenommen, dass diese Anlagen in Betrieb genommen werden und langfristig eine verbesserte Auslastung der Biomethaneinspeiseanlagen erreicht wird. Einspeisungen von synthetischem Methan werden nicht angesetzt, da den Fernleitungsnetzbetreibern hierzu keine Bedarfsmeldungen vorliegen.

Für Biomethan wird eine Einspeiseleistung von rund 1 GWh/h berücksichtigt.

In Summe ergibt sich für beide Bereiche eine Produktionsleistung in Höhe von 4 GWh/h.

5.2.2.5 H-Gas-Zusatzbedarf

Im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 besteht kein H-Gas-Zusatzbedarf, der eine Erhöhung der Einspeisekapazitäten an den GÜP erfordern würde.

5.3 Marktraumumstellung und L-Gas-Leistungsentwicklung bis 2030

Ein Teil des deutschen Gasmarktes wird derzeit weiterhin mit L-Gas versorgt. Dieses L-Gas stammt ausschließlich aus Aufkommen der deutschen Produktion und aus niederländischen Importen.

Die Methanförderung im niederländischen Groningen-Feld wurde in den vergangenen Jahren bereits deutlich reduziert und wird ab dem Winter 2023/24 nur noch als Reserve genutzt [MCPGG 2024]. Das Groningen-Feld wurde im April 2024 endgültig geschlossen [MEK 2023]. Nach Deutschland importiertes L-Gas stammt nun ausschließlich aus Konvertierungsanlagen in den Niederlanden.

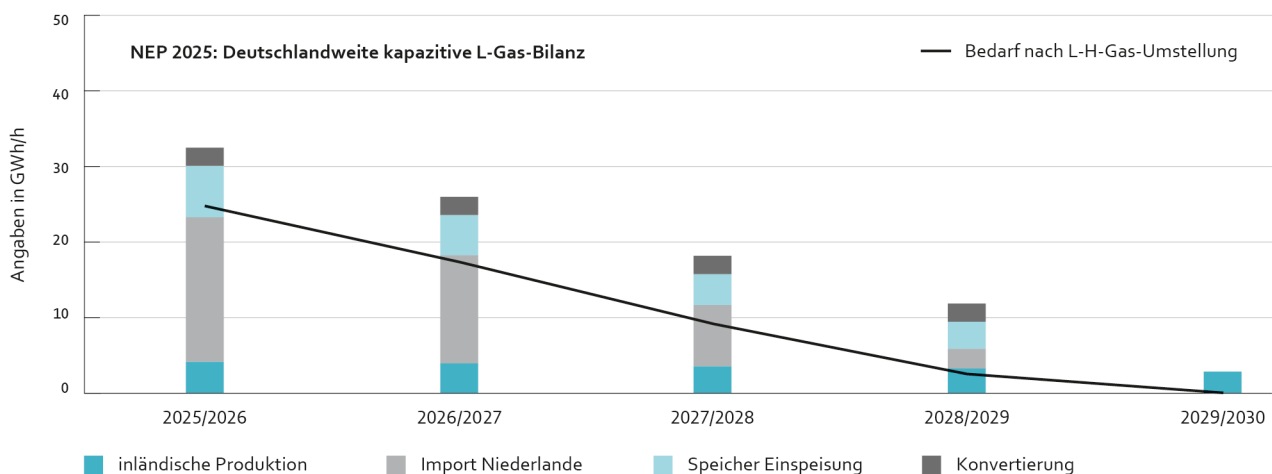
Die L-Gas-Produktion in Deutschland ist ebenfalls rückläufig. Um diesen Rückgängen der in- und ausländischen Aufkommen zu begegnen, stellen die Fernleitungsnetzbetreiber sukzessive die mit L-Gas versorgten Gebiete in Deutschland auf H-Gas um. Seit Beginn der L-H-Gas-Umstellung im Jahr 2015 wurden bis Ende des Jahres 2025 insgesamt rund 3,6 Mio. Gasverbrauchsgeräte umgestellt.

Nach aktuellem Planungsstand wird die Umstellung von L-Gas auf H-Gas im GWJ 2028/29 erfolgreich abgeschlossen, wodurch L-Gas in der Versorgungssicherheitsbetrachtung für das Jahr 2030 keine direkte Rolle mehr spielen wird. Aus Transparenzgründen geben die Fernleitungsnetzbetreiber jedoch auch für den Zeitraum bis 2030 einen kurzen Überblick über den aktuellen Planungsstand der Umstellung.

5.3.1 L-Gas-Leistungsentwicklung bis 2030

Gegenüber den Ergebnissen des Zwischenberichts 2024 zur L-H-Gas-Umstellung [FNB Gas 2024] haben aufgrund neuer Entwicklungen angepasste Eingangswerte zu einer L-Gas-Bedarfsreduzierung von circa 1 GWh/h für das GWJ 2024/2025 geführt. Auch die folgenden GWJ weisen leichte L-Gas-Bedarfsreduktionen auf. Im GWJ 2029/30 wird nach erfolgtem Abschluss der L-Gas-Umstellung kein direkter L-Gas-Bedarf im deutschen Marktgebiet verbleiben.

Abbildung 16: Deutschlandweite L-Gas-Leistungsentwicklung



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Tabelle 13: Deutschlandweite L-Gas-Leistungsentwicklung

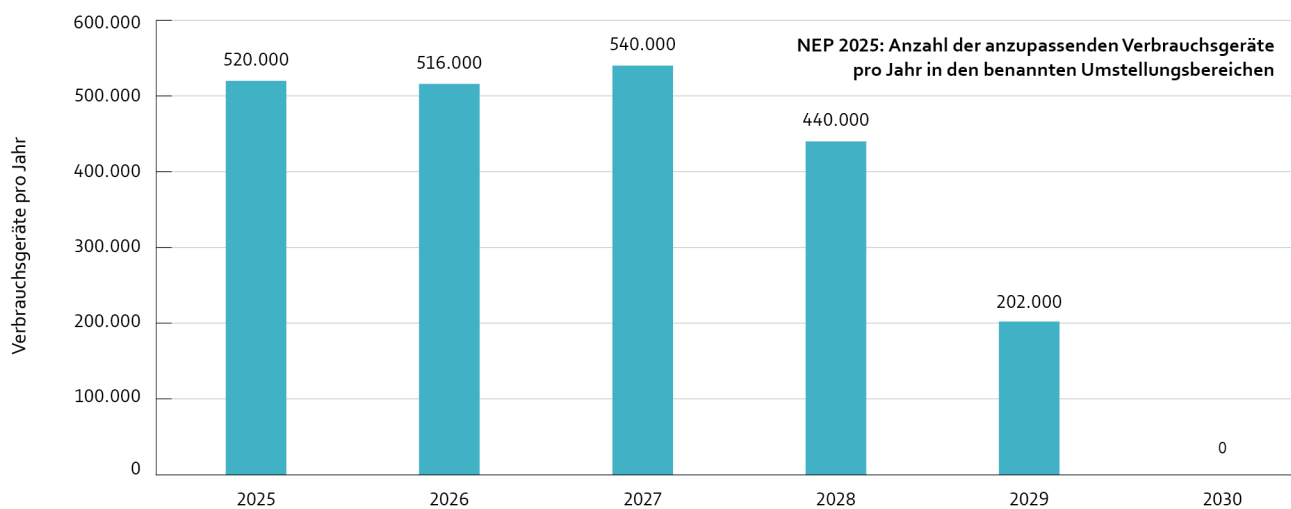
	Inländische Produktion	Import aus NL	Speicher Einspeisung	Konvertierung	Summe Darbietung	L-Gas-Bedarf	L-Gas-Bedarf ohne L-H-Gas-Umstellung
	GWh/h						
2025/26	4,1	19,1	6,8	2,4	32,4	24,7	32,2
2026/27	3,9	14,3	5,3	2,4	25,9	17,3	33,1
2027/28	3,5	8,1	4,1	2,4	18,1	9,1	32,9
2028/29	3,2	2,6	3,6	2,4	11,7	2,5	32,7
2029/30	2,8	0,0	0,0	0,0	2,8	0,0	31,0

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

5.3.1.1 Anzahl der jährlichen Geräteanpassungen

Die Umstellungskonzepte sehen bis zum Jahr 2027 weiter eine Zahl von mindestens 500.000 jährlich anzupassenden Gasverbrauchsgeräten vor. Das im Zwischenbericht 2024 dargestellte Vorziehen von Umstellungsbereichen aus dem Jahr 2029 führt ab 2028 zu einer Reduzierung der umzustellenden Gasverbrauchsgeräte. Damit wird ein optimierter Ressourceneinsatz ermöglicht. Die Planungen für den Umstellungszeitraum ab 2028 werden weiter vorangetrieben und fortlaufend konkretisiert.

Abbildung 17: Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte pro Jahr in den bis 2030 benannten Umstellungsbereichen



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

5.3.1.2 Stand der Umstellungsplanung

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 der Maßgabe, die Versorgungssicherheit über alle Netzebenen aufrechtzuerhalten. Dies war und ist auch weiterhin nur durch eine enge Zusammenarbeit mit den VNB zu erreichen. Die beschriebenen Konzepte der Umstellungsbereiche wurden und werden gemeinsam mit den betroffenen VNB konkretisiert und in Umstellungsfahrplänen verbindlich vereinbart.

Die L-H-Gas-Umstellungsplanung erfolgt weiterhin in einem kontinuierlichen Prozess, der bis zur vertraglichen Fixierung ständigen Anpassungen unterworfen ist. Der Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 bildet den Planungsstand vom 31. Dezember 2025 ab. Gegenüber den vorangegangenen Planungen hat sich lediglich der Zeitpunkt der Umstellung für den Umstellungsbereich „Haanrade“ geändert. Nach den aktuellen Planungen ist dieser nun im Jahr 2029 zur Umstellung vorgesehen.

Die Konzepte für die Umstellungsplanung sind bis zum Jahr 2029 bereits weitestgehend finalisiert und die erforderlichen Umstellungsfahrpläne mit den jeweiligen VNB abgeschlossen.

Eine Übersicht der L-H-Gas-Umstellungsbereiche bis 2029 ist in dem Anhang 2 dargestellt.

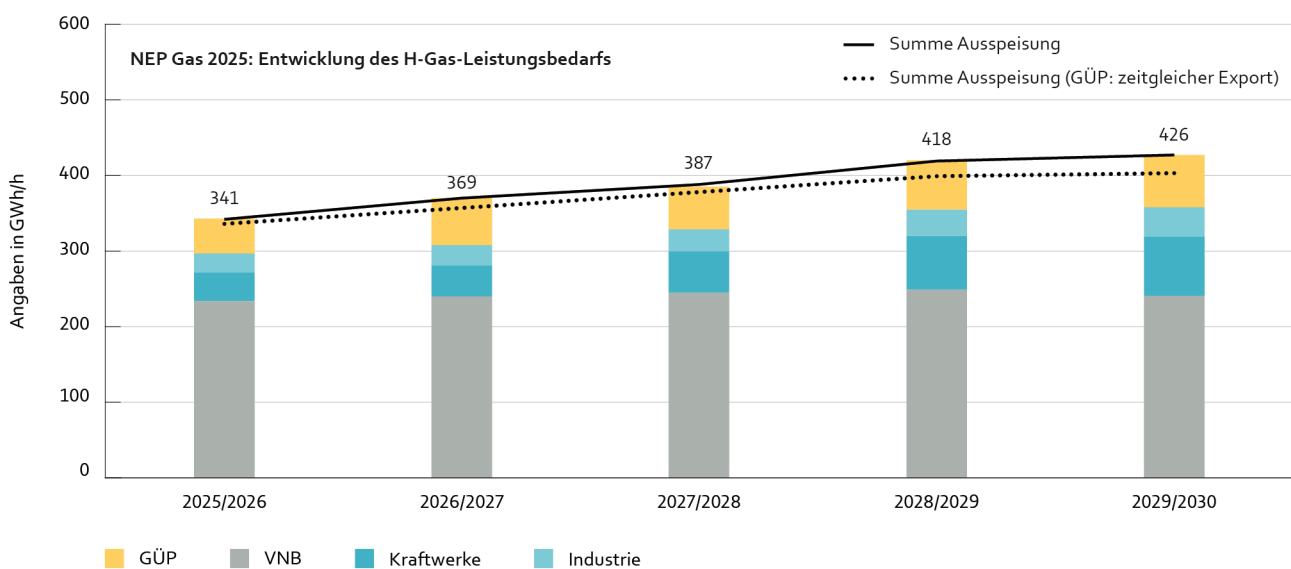
5.4 H-Gas-Leistungsbilanz bis 2030

In der H-Gas-Leistungsbilanz 2030 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 im Spitzenlastfall gegenübergestellt.

Der H-Gas-Bedarf ergibt sich als Summe des Leistungsbedarfs der Ausspeisepunkte (GÜP, VNB, Industriekunden, Gaskraftwerke) und des zusätzlichen H-Gas Bedarfs als Folge der im Jahr 2029 abgeschlossenen L-H-Gas-Umstellung. Insbesondere für die Sektoren Industrie und Kraftwerke liegen den Fernleitungsnetzbetreibern Bedarfsmeldungen mit einem steigenden Methanbedarf bis zum Jahr 2030 vor.

Die sich ergebenden Bedarfsentwicklungen sind in Abbildung 18 und Tabelle 14 dargestellt.

Abbildung 18: Entwicklung des H-Gas-Leistungsbedarfs im Spitzenlastfall bis 2030



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Tabelle 14: Daten zur Entwicklung des H-Gas-Leistungsbedarfs im Spitzenlastfall bis 2030

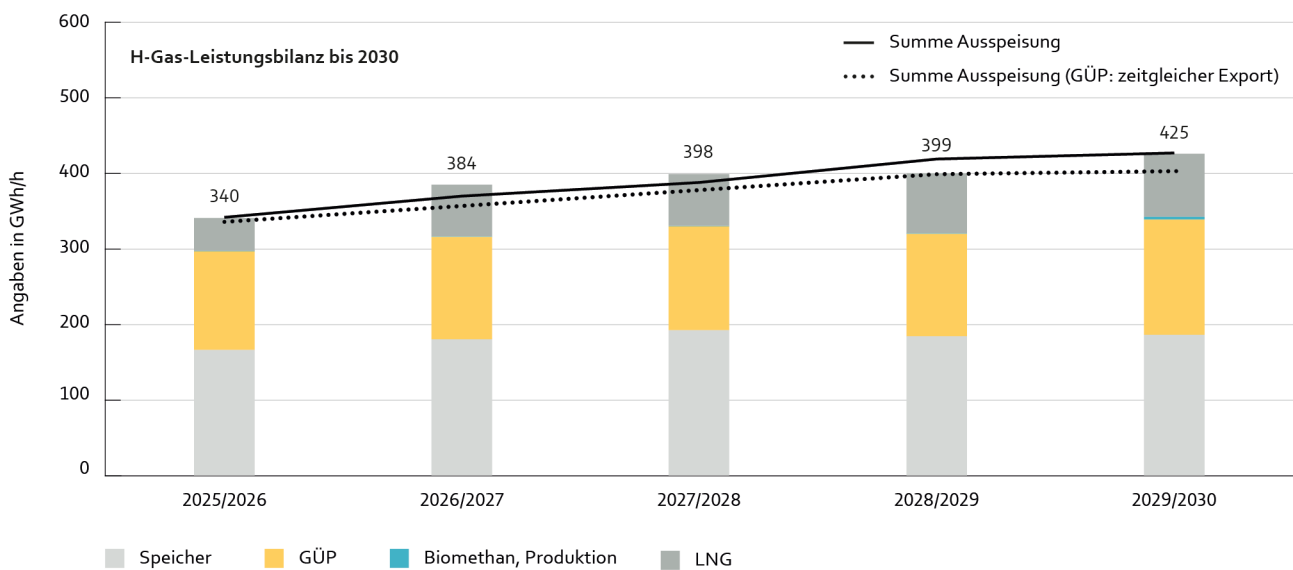
	GÜP	VNB	Kraftwerke	Industrie	Summe Ausspeisung	Summe Ausspeisung (GÜP: zeitgleicher Export)
	GWh/h					
2025/26	46	233	38	25	341	335
2026/27	62	239	41	27	369	352
2027/28	59	244	55	29	387	370
2028/29	65	248	71	35	418	398
2029/30	69	240	78	39	426	402

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Zusätzlich zu der im Spitzenlastfall in Summe angesetzten Ausspeiseleistung ist in der folgenden Abbildung auch die Summe der Ausspeiseleistung unter Berücksichtigung historischer Auslastungsdaten an GÜP dargestellt (Summe Ausspeisung (GÜP: zeitgleicher Export)). Hierbei werden GÜP nur anteilig in Höhe der zeitgleichen Buchungen fester Kapazitätsprodukte berücksichtigt, analog zur der in Kapitel 3.3.3.2 erläuterten Methodik zur Ermittlung des ausreichenden Maßes an frei zuordenbaren Ein- und Ausspeisekapazitäten.

Die sich damit ergebende H-Gas-Bilanz ist in Abbildung 19 und Tabelle 16 dargestellt.

Abbildung 19: H-Gas-Leistungsbilanz bis 2030



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Tabelle 15: Daten zur H-Gas-Leistungsbilanz bis 2030

	Speicher	GÜP	LNG	Produktion, Biomethan	Summe Einspeisung	Summe Ausspeisung	Unter (+)/ Überdeckung (-)
	GWh/h						
2025/26	166	130	43	1	340	341	1
2026/27	180	135	68	1	384	369	-15
2027/28	192	137	68	1	398	387	-11
2028/29	184	135	79	1	399	418	19
2029/30	186	152	83	4	425	426	1

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Trotz des bis zum Jahr 2029/2030 kontinuierlich steigenden Methanbedarfs kann die Ausspeiseleistung im Spitzenlastfall (Summe Ausspeisung) in der Leistungsbilanz im Modellierungsjahr 2029/2030 nahezu gedeckt werden. Maßgeblich für die Deckung dieser Bedarfssteigerung war, dass - wie zum Teil bereits im Kapitel 5.2.2 dargelegt - zusätzliche unterbrechbare Einspeiseleistungen mit den relevanten Einspeisernetzbetreibern vereinbart werden konnten. Am GÜP Elten/Zevenaar konnte der niederländische

Netzbetreiber Gasunie Transport Services B.V. (GTS) bestätigen, dass nach erfolgter Umstellung der ehemaligen L-Gas-Punkte auf H-Gas in 2028/2029 im Spitzenlastfall technisch eine zusätzliche Leistung von 10 GWh/h auf unterbrechbarer Basis dargestellt werden kann. Dafür sind kleinere Ausbauten im Netz der GTS erforderlich. Am LNG-Terminal Mukran kann einspeisenetzseitig ebenfalls eine zusätzliche unterbrechbare Leistung in Höhe von 4,0 GWh/h bereitgestellt werden. In Summe ist es mit diesen Kompensationsmaßnahmen (H-Gas Zusatzbedarf) möglich, die Leistungsbilanz in 2029/2030 nahezu zu decken. Auch für die GWJ 2025/26 bis 2027/28 ist die H-Gas-Bilanz gedeckt beziehungsweise rein bilanziell sogar überdeckt.

Im GWJ 2028/29 ist die Bilanz aufgrund des deutlich erhöhten Methanleistungsbedarfs von Industrie und Kraftwerken und der in diesem GWJ noch nicht vollständig zur Verfügung stehenden Erhöhung der Einspeisleistungen unterdeckt, wodurch aber aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber zum jetzigen Zeitpunkt noch kein zwingender Handlungsbedarf entsteht.

Vor dem Hintergrund der erheblichen Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Bedarfsentwicklung insbesondere im Kraftwerks- und Industriesektor bleibt abzuwarten, ob der sprunghafte Anstieg des Ausspeise-Bedarfs dieser beiden Sektoren von rund 49 GWh/h zwischen den GWJ 2026/27 und 2029/30 tatsächlich eintritt oder sich zeitlich so weit nach hinten verschiebt, dass die ab dem GWJ 2029/30 zusätzlich erwarteten Einspeisekapazitäten rechtzeitig zur Bedarfsdeckung zur Verfügung stehen.

Weiterhin ist in einer Spitzenlastsituation mit Gleichzeitigkeitseffekten zu rechnen, die - auch hinsichtlich der Versorgung Südosteuropas - bilanzentlastend wirken können. Auch die Auswertung im Hinblick auf die zeitgleich für den Export genutzte GÜP-Ausspeisekapazität zeigt einen solchen, möglichen Effekt.

Zusätzlich stehen mit entsprechenden Produktausgestaltungen weitere Instrumente wie zum Beispiel LFZ und MBI als kapazitätserhöhende Maßnahmen gemäß KARLA Gas 2.0 und ANIKA zur Verfügung, die zur Bilanzdeckung beitragen können.

5.5 Ergebnisse der Modellierung der Versorgungssicherheitsbetrachtung für 2030

Bei der Modellierung der Versorgungssicherheitsvariante Szenario 4 (2030) wurde in Bezug auf die verwendete Topologie die Umsetzung der Kernnetz-Umstellungsmaßnahmen grundsätzlich als vollständig vorausgesetzt, auch wenn die Umstellung einzelner Methanleitungen erst nach 2030 erfolgt. Durch diese Festlegung wird das verbleibende Methanetz mit den im Jahr 2030 anstehenden noch hohen Methanbedarfen kombiniert, wodurch eine restriktive Netzbelastung erzeugt wird. In der Abbildung 20 sind diese Umstellungsmaßnahmen als Teil des dargestellten Fernleitungsnetzes enthalten.

Die Kernnetz-Umstellungsmaßnahmen für den MEGAL-Abschnitt Gernsheim-Rothenstadt (KLU084–01, KLU085–01) werden 2030 weiterhin für die Transportbedarfe im Methan-Netz benötigt und werden daher entgegen der grundsätzlichen Prämisse in der Methan-Modellierung 2030 berücksichtigt. Die im Zusammenhang stehenden erdgasverstärkenden Maßnahmen (Kernnetz-ID 1047–01, 1048–01, 1049–01) entfallen. Die Gründe hierfür werden detaillierter in Kapitel 7.5 erläutert.

Des Weiteren hat sich im Rahmen der Modellierung herausgestellt, dass eine weitere Leitung umgestellt werden kann. Dies wird durch die Etablierung eines weiteren Fahrweges am Netzknoten Burghausen ermöglicht. Daher kann die Kernnetz-Neubaumaßnahme Überackern-Haiming (Kernnetz-ID KLN001–01) durch die Umstellmaßnahme ersetzt werden.

Entsprechend der Negativplanung zum Kernnetz ist die Leitung Uedemerbruch-Wardt (Kernnetz-ID KLU121–01) auch im Szenario 4 2030 nicht für den Methantransport erforderlich und kann auf Wasserstoff umgestellt werden (NEP-ID H2–0233).

Auf Basis dieser Prämisse führt die Versorgungssicherheitsbetrachtung für das Modellierungsjahr 2030 zu den in Tabelle 17 dargestellten Ergebnissen. In der Ergebnisdarstellung wird dort zwischen Maßnahmen mit Inbetriebnahmedatum bis Ende 2030 und bis Ende 2032 (Modellierungsjahr des Wasserstoff-Kernnetzes 2032) differenziert, um einen Überblick über Maßnahmen mit einer Inbetriebnahme bis zum Ende des Modellierungsjahrs 2030 zu bieten und zusätzlich das Ergebnis der Überprüfung erdgasverstärkender Kernnetzmaßnahmen mit einer Inbetriebnahme bis Ende 2032 transparent darzustellen. Die Gesamtinvestitionen werden dabei aufgeschlüsselt in verschiedene Maßnahmenkategorien. Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022 umfassen Maßnahmen, die bereits Ergebnis der Modellierung im Netzentwicklungsplan 2022 waren, keine Startnetzmaßnahmen sind (Kapitel 4.2) und erneut als Ergebnis der Modellierung bestätigt werden. Auch erdgasverstärkende Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan 2022 und Kernnetz werden ausgewiesen, wenn sie diese Voraussetzung erfüllen. Neue Maßnahmen resultieren aus zusätzlichen Kraftwerks- und Industriebedarfen. Die Wasserstoff-Modellierungsergebnisse des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 bedingen weiterhin neue erdgasverstärkende Maßnahmen.

Tabelle 16: Ergebnisse der Versorgungssicherheitsbetrachtung Szenario 4

Ergebnisse Szenario 1 für das Jahr 2037*	Bis Ende 2030	Bis Ende 2032
Technische Parameter		
Leitungen [km]	364	364
Verdichterleistung [MW]	0	36
Gesamtinvestitionen [Mrd. Euro]	2,5	2,8
- davon Netzausbaumaßnahmen aus dem NEP 2022	1,0	1,0
- davon erdgasverstärkende Maßnahmen aus dem NEP 2022 und Kernnetz	1,0	1,3
- davon neue Netzausbaumaßnahmen für Kraftwerks- und Industriebedarfe	0,4	0,4
- davon neue erdgasverstärkende Maßnahmen	0,1	0,1

*gerundete Werte

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

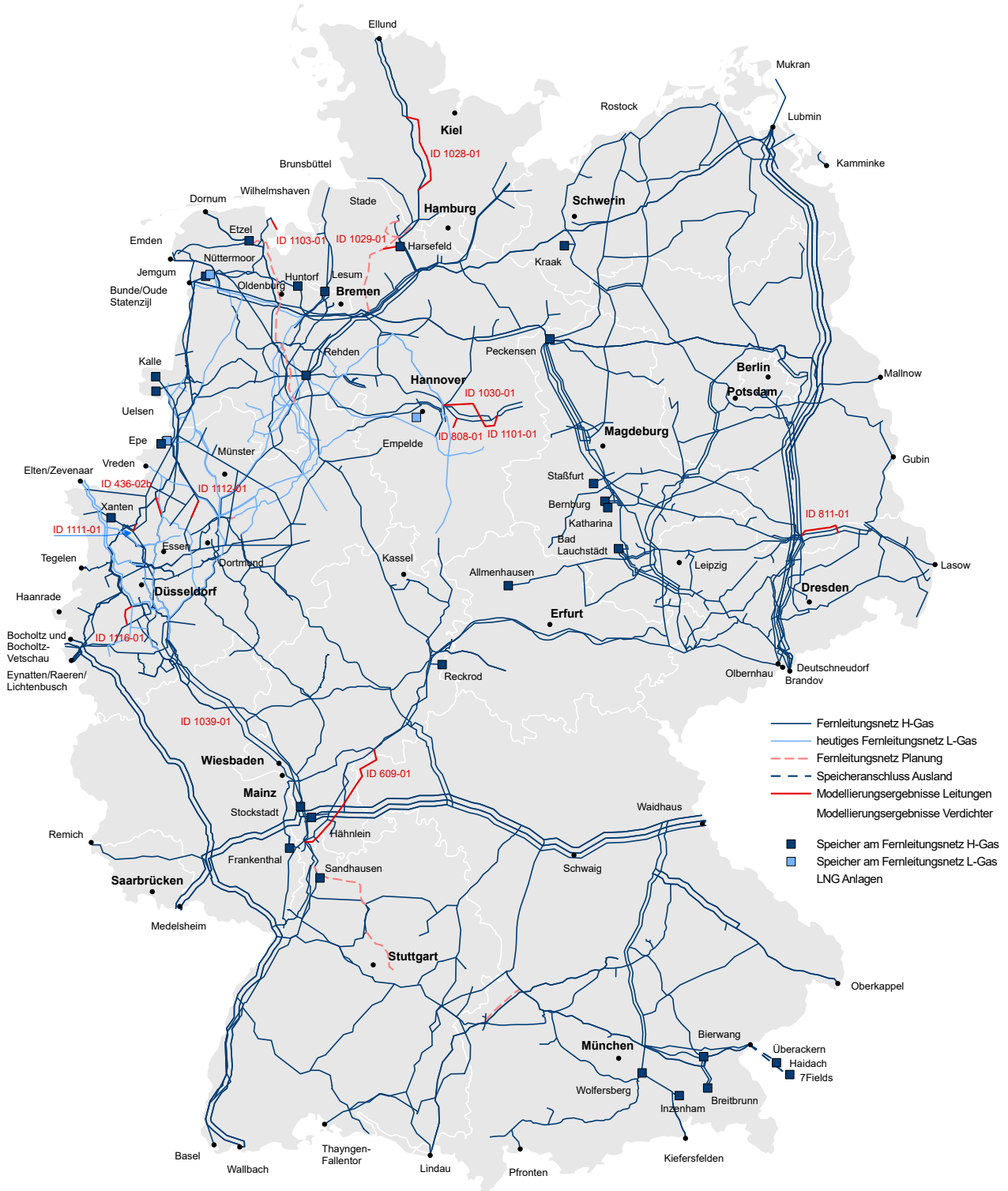
In der Versorgungssicherheitsvariante Szenario 4 (Methan) werden Netzausbaumaßnahmen mit einem Investitionsumfang von rund 2,8 Mrd. Euro bis Ende 2032 ermittelt.

Für die Umwandlung von DZK- und bFZK-Kapazitäten zu FZK in Norddeutschland verweisen die Fernleitungsnetzbetreiber auf den überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025. Dieser beinhaltet die Ergebnisse der Modellierungen zu den erforderlichen MBI. Durch den gezielten MBI-Einsatz soll zusätzlicher Netzausbau möglichst vermieden oder reduziert werden, da aufgrund der üblichen Realisierungszeiträume bis zum Jahr 2030 keine größeren neuen Netzausbaumaßnahmen umgesetzt werden können.

Die Maßnahmen sind in der Abbildung 20 dargestellt und werden in der NEP-Gas-Datenbank ausgewiesen.

Abbildung 20: Ergebnis der Methanmodellierung für das Szenario 4 (2030)

Ergebnis der Methanmodellierung für das Szenario 4 (2030)



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Szenarienbasierte Modellierungen für 2037 und 2045

6



6 Szenarienbasierte Modellierungen für 2037 und 2045

Auf Basis der in Kapitel 3 dargestellten Regionalisierung der Ausspeiseleistung je Szenario und der Ermittlung der benötigten Einspeiseleistungen erfolgt die Modellierung des Gastransportsystems. Ziel der Modellierung ist, die Leistungsfähigkeit des Netzes unter veränderten Rahmenbedingungen zu überprüfen und notwendige Ausbaumaßnahmen frühzeitig zu identifizieren. Diese Überprüfung erfolgt auf Basis der Simulation definierter Lastfälle. Sofern in den Lastfällen Transportengpässe zwischen angesetzten Ein- und Ausspeisungen festgestellt werden, sind von den Fernleitungsnetzbetreibern zu bestimmende Ausbaumaßnahmen erforderlich.

In Kapitel 6.1 werden Leistungsbilanzen je Szenario für das Betrachtungsjahr 2037 dargestellt. Die Modellierungsergebnisse der jeweiligen Szenarien finden sich im darauffolgenden Kapitel 6.2. Im vorliegenden Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 werden diese für das Modellierungsjahr 2037 sowohl für Methan als auch für Wasserstoff dargestellt. Für das Modellierungsjahr 2045 erfolgt aus prozessualen Gründen zunächst die Darstellung der Ergebnisse für Methan in Kapitel 6.3. Die Ergebnisse der Wasserstoffmodellierung werden Bestandteil des überarbeiteten Entwurfes des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 sein, welcher im weiteren Prozess durch die BNetzA konsultiert wird. In Kapitel 6.4 erfolgt ein Ausblick auf die Wasserstoff-Modellierung für das Betrachtungsjahr 2045.

6.1 Leistungsbilanzen im Methan und Wasserstoff

In Leistungsbilanzen wird untersucht, ob im betrachteten Lastfall ausreichende Einspeiseleistungen zur Verfügung stehen, um die erwartete Bedarfsentwicklung decken zu können. Im Folgenden wird diese Gegenüberstellung im Methan und Wasserstoff je Szenario vorgenommen. Dabei wird zuerst der Ausspeiseleistungsbedarf je Szenario dargestellt und dieser in einem zweiten Schritt den relevanten Einspeiseleistungen gegenübergestellt.

In der Methanmodellierung ist die Spitzenlastbetrachtung ein wesentlicher Lastfall, bei welchem aufgrund niedrigerer Temperaturen und einer geringen Stromerzeugung der Erneuerbaren Energien die möglichen Ausspeiseleistungen zur Wärmeerzeugung und Stromerzeugung über Gaskraftwerke je Szenario vollständig angesetzt werden. Die Spitzenlastbilanz im Methan wird im folgenden Kapitel 6.1.1 detaillierter vorgestellt. Die Berechnung des Spitzenlastfalls wird ergänzt durch die Betrachtung von Teillastfällen.

Da Wasserstoff in den vorgegebenen Szenarien nicht, beziehungsweise nur in sehr geringem Umfang zur Wärmeerzeugung eingesetzt wird, besteht ein deutlich geringerer Zusammenhang zwischen Temperatur und Wasserstoffbedarf als im Methan. Die Auswirkungen von zum Teil regionalen, windschwachen Wetterlagen auf die Netzsituation sind aufgrund der Wechselwirkungen zum Bedarf von Wasserstoff-Kraftwerken bei einer gleichzeitig geringen Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse jedoch deutlich größer. Aus diesem Grund erfolgt eine stärkere Betrachtung unterschiedlicher regionaler Verteilungen der Einspeise- und Ausspeiselasten im Vergleich zur Methanmodellierung in unterschiedlichen Lastfällen (Kapitel 3.4.5). In Folge wird für Wasserstoff nicht die Bilanz eines spezifischen Lastfalls in Kapitel 6.1.2 dargestellt, sondern es werden stattdessen die Vorgaben der BNetzA für die maximal anzusetzenden Ausspeiseleistungen, beziehungsweise minimal anzusetzenden Einspeiseleistungen gegenübergestellt, die Inputfaktoren der unterschiedlichen Lastfälle sind.

6.1.1 Methan-Szenarien 1–3 für das Betrachtungsjahr 2037

6.1.1.1 Ausspeiseleistungsbedarf im Spitzenlastfall

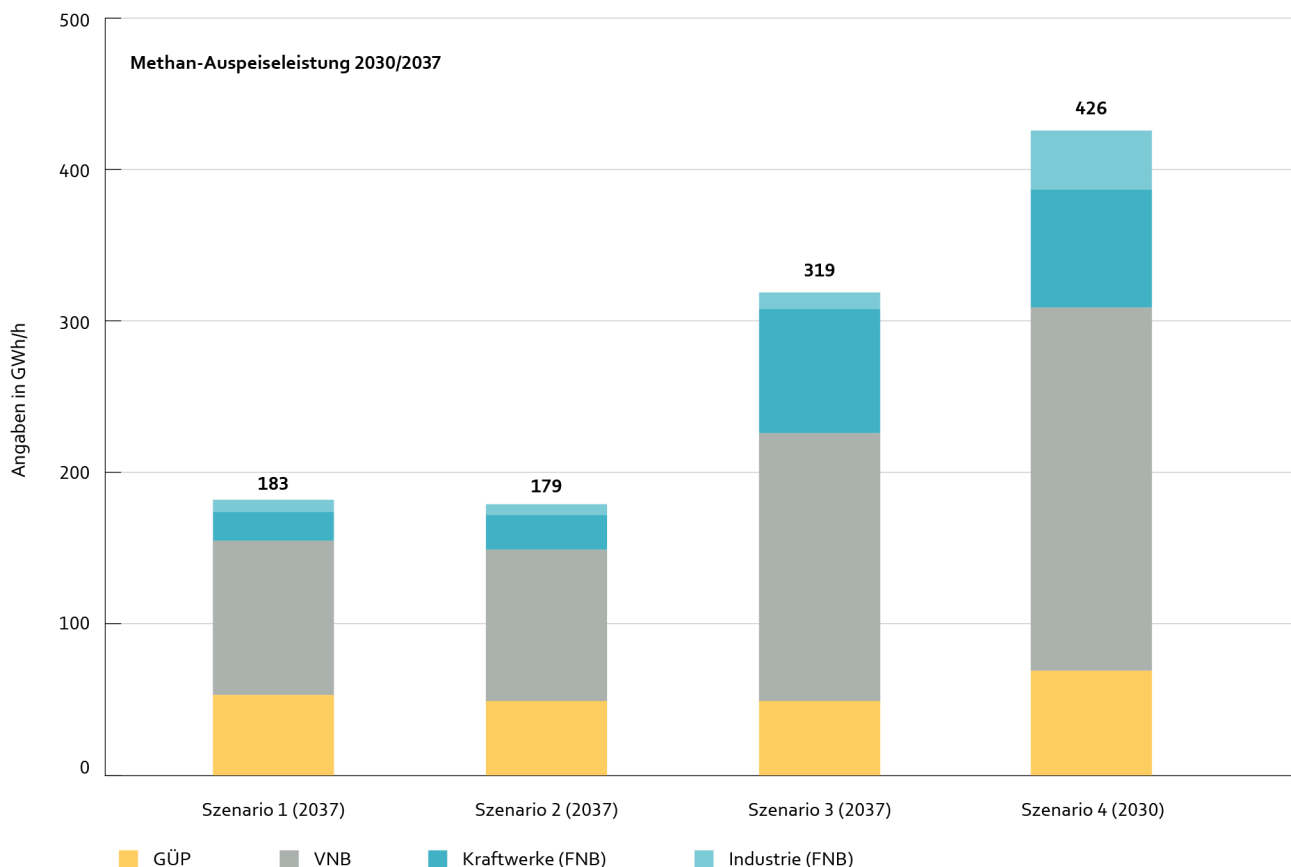
Zur Einordnung und für eine bessere Vergleichbarkeit der Spitzenlastsituationen der Szenarien 1–3 im Jahr 2037, die durch einen zum Teil deutlich reduzierten Ausspeiseleistungsbedarf gekennzeichnet sind, wird im Folgenden zusätzlich der Leistungsbedarf des Szenarios 4 (2030) dargestellt.

Der Ausspeiseleistungsbedarf ergibt sich für die Szenarien 1–3 als Summe der folgenden Einzelbedarfe:

- Gaskraftwerke werden gemäß Kapitel 3.3.1.1 angesetzt. Die Kapazitäten werden punktscharf in der NEP-Gas-Datenbank (Zyklus „2025 - NEP 1. Entwurf“) ausgewiesen, berücksichtigte Kapazitätsanfragen nach §§ 38, 39 GasNZV werden in der NEP-Gas-Datenbank separat dargestellt.
- Industriekunden werden entsprechend Kapitel 3.3.1.2 angesetzt. Die Kapazitäten werden in Summe je Fernleitungsnetzbetreiber in der NEP-Gas-Datenbank (Zyklus „2025 - NEP 1. Entwurf“) ausgewiesen.
- Verteilernetzbetreiber werden entsprechend Kapitel 3.3.1.3 angesetzt. Die Kapazitäten werden Punktbeziehungweise Zonenscharf in der NEP-Gas-Datenbank (Zyklus „2025 - NEP 1. Entwurf“) veröffentlicht.
- Die an den GÜP angesetzten Werte entsprechen den Vorgaben der Genehmigung des Szenariorahmens. In der NEP-Gas-Datenbank (Zyklus „2025 - NEP 1. Entwurf“) werden neben den im Spitzenlastfall relevanten GÜP-Ausspeiseleistungen weitere nicht-spitzenlast-relevante Ausspeiseleistungen dargestellt, die in der Modellierung bestätigt wurden.

Die Ausspeiseleistung wird im Regelfall als FZK in der Modellierung angesetzt mit Ausnahme neuer Kraftwerke, die über den Kapazitätstyp fDZK in der Modellierung abgebildet werden.

Abbildung 21: Ausspeiseleistung der Szenarien 1-3 (2037) und Szenario 4 (2030) im Spitzenlastfall



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Tabelle 17: Ausspeiseleistung der Szenarien 1–3 (2037) und Szenario 4 (2030) im Spitzenlastfall

	Szenario 1 (2037)	Szenario 2 (2037)	Szenario 3 (2037)	Szenario 4 (2030)
	GWh/h			
Kraftwerke (FNB)	19	23	82	78
Industrie (FNB)	9	7	11	39
VNB	102	100	177	240
GÜP	53	49	49	69
Summe	183	179	319	426

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

In den Szenarien 1 und 2 (2037), die eine schnellere Transformation des Energiesystems abbilden, reduziert sich der Leistungsbedarf im Vergleich zu Szenario 4 (2030) um bis zu 58 % auf 183 GWh/h (Szenario 1), beziehungsweise 179 GWh/h (Szenario 2). Insgesamt ergeben sich im direkten Vergleich der Szenarien 1 und 2, trotz der unterschiedlichen Schwerpunkte (Szenario 1: stärkere Umstellung des Energiesystems auf die Versorgung mit Wasserstoff; Szenario 2: stärkere Elektrifizierung), nur geringe Unterschiede zwischen der jeweiligen Summe der Spitzenlastleistungsbedarfe der Kundengruppen VNB, Industrie, Kraftwerke und des Exports über GÜP.

In Szenario 3 (2037), das eine verzögerte Methanreduktion abbildet, sinkt der Leistungsbedarf im Spitzenlastfall im Vergleich zu Szenario 4 (2030) um circa 25 % auf 319 GWh/h. Eine deutliche Reduktion erfolgt insbesondere für die Kundengruppen Verteilernetzbetreiber, Industrie und der Exporte über GÜP. Aufgrund der im Szenario 3 vollständig anzusetzenden Kapazitätsanfragen nach §§ 38, 39 GasNZV liegt der Leistungsbedarf im Kraftwerksbereich in Höhe von 82 GWh/h sogar über dem Bedarf des Szenarios 4 (2030) in Höhe von 78 GWh/h.

6.1.1.2 Ermittlung des Einspeiseleistungsbedarf der Szenarien 1 – 3 (2037) im Spitzenlastfall

Zur Deckung der Ausspeiseleistung im Spitzenlastfall werden Importe über GÜP, Einspeisungen aus Speichern und LNG-Anlagen sowie eine geringe im Marktgebiet verbleibende Produktionsleistung inklusive Biomethan unter Berücksichtigung der Vorgaben der Mindesteinspeiseleistungen angesetzt (Kapitel 3.3.2).

Die in den Szenarien vorgegebenen Ausspeiseleistungen liegen, insbesondere für die Szenarien 1 und 2, deutlich unter den Werten für Szenario 4 (2030). Auch vor diesem Hintergrund haben die Fernleitungsnetzbetreiber überprüft, ob zusätzliche Methanleitungen auf Wasserstoff umstellbar sind. Da sich der Bedarf von Letztverbrauchern in den Methanszenarien im Betrachtungsjahr 2037 im Regelfall lediglich reduziert, ist eine Umstellung auf Wasserstoff nur möglich, wenn mindestens zwei zur Versorgung geeignete Infrastrukturen in räumlicher Nähe des Letztverbrauchers vorhanden sind, so dass trotz Umstellung einer Leitung die Kundenbedarfe über eine im Methan verbleibende Leitung dargestellt werden können. Eine solche Redundanz der Infrastruktur ist in vielen Fällen jedoch nicht gegeben. Da Leitungen damit trotz geringerer Auslastung zur Versorgung weiter im Methan benötigt werden, liegt das in der Modellierung bestätigte Transportvermögen des verbleibenden Methanetzes, insbesondere für die Szenarien 1 und 2, über den Vorgaben des Szenariorahmens bezüglich der anzusetzenden Ausspeiseleistung im Spitzenlastfall.

Aus diesem Sachverhalt resultiert eine in der Modellierung bestätigte Flexibilität im Ansatz konkreter Einspeiseleistungen auch zwischen den unterschiedlichen Punkttypen GÜP, LNG und Speicher, insbesondere für die Szenarien 1 und 2.

Unter Berücksichtigung dieser Rahmenbedingung wird im Spitzenlastfall der Ausspeisebedarf durch folgende Einspeisungen gedeckt:

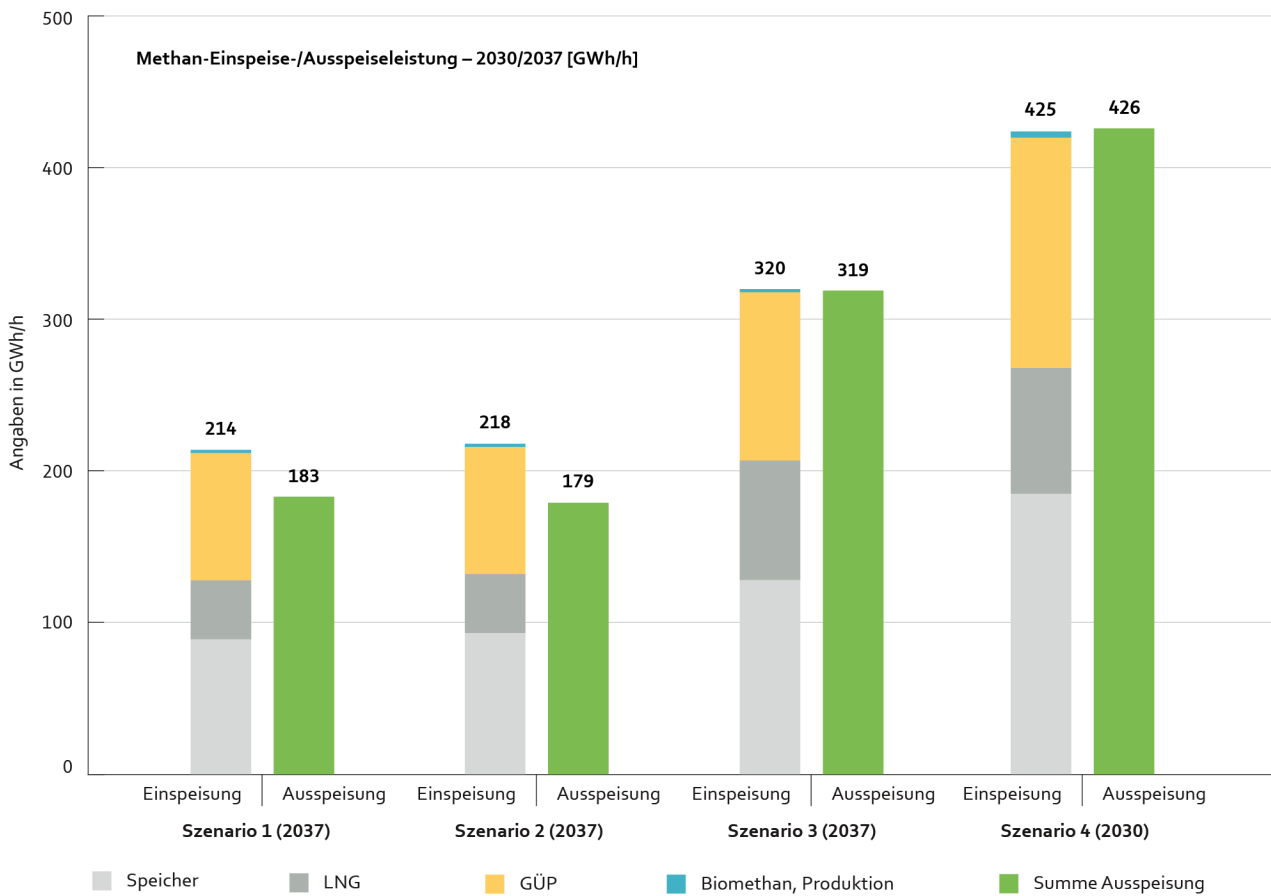
Szenario 1 und 2:

- Im Spitzenlastfall wird eine Nutzung von 50 % (circa 40 GWh/h) der in Szenario 3 angesetzten Einspeiseleistung aus LNG-Anlagen unterstellt. Da den Fernleitungsnetzbetreibern keine Informationen über den Stand an Kapazitätsbuchungen einzelner LNG-Anlagen im Jahr 2037 vorliegen, die zu einer Prognose der zukünftigen Auslastung herangezogen werden könnten, wird die Auslastung pauschal für alle im Szenario 3 in 2037 angesetzten LNG-Einspeiseleistungen unterstellt.
- Je Fernleitungsnetzbetreiber werden zusätzliche Einspeiseleistungen entsprechend der jeweiligen Netztopologie angesetzt. Die Kapazitätshöhe orientiert sich dabei grundsätzlich an Szenario 3, wobei im Regelfall weitere Reduktionen durch die Fernleitungsnetzbetreiber vorgenommen wurden, auch u. a., wenn die für den Abtransport benötigte Methaninfrastruktur in der Wasserstoffmodellierung der Szenarien 1 oder 2 berücksichtigt wurde und im Methan-Szenario auf die Leitung verzichtet werden konnte.
- Im Ergebnis verbleibt in der Bilanz eine Überdeckung in Höhe von 31 GWh/h (Szenario 1), beziehungsweise 39 GWh/h (Szenario 2), die bewusst zur Darstellung der Netzflexibilität ausgewiesen wird.

Szenario 3:

- Die über den Prozess des ausreichenden Maßes ermittelte feste FZK an GÜP, Speichern und LNG-Anlagen wird als Einspeiseleistung angesetzt. Für Einspeisungen aus LNG-Anlagen werden entsprechend der Genehmigung des Szenariorahmens Einspeiseleistungen in Höhe von 79,7 GWh/h angesetzt.
- Zusätzlich werden weitere feste Kapazitäten des Typs bFZK sowie DZK berücksichtigt, die sich an der heutigen Kapazitätshöhe der Einzelpunkte orientieren. Für fDZK, die zur Versorgung von Kraftwerken ausgewiesen werden, wird die Höhe der Kapazität am Ausgleichs-Einspeisepunkt so angepasst, dass diese der im Szenario vorgesehenen Ausspeiseleistung des zugewiesenen Kraftwerks entspricht.
- Es werden zum Teil unterbrechbare Leistungen insbesondere an GÜP angesetzt, um die Gesamtbilanz des deutschen Marktgebiets auszugleichen.
- Im Ergebnis verbleibt eine geringfügige bilanzielle Überdeckung in Höhe von 1,3 GWh/h.

Abbildung 22: Ein- und Ausspeiseleistung der Szenarien 1–3 (2037) und Szenario 4 (2030) im Spitzenlastfall



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Tabelle 18: Ein- und Ausspeiseleistung der Szenarien 1–3 (2037) und Szenario 4 (2030) im Spitzenlastfall

	Szenario 1 (2037)	Szenario 2 (2037)	Szenario 3 (2037)	Szenario 4 (2030)
	GWh/h			
Biomethan, Produktion	2	2	2	4
Speicher	89	93	128	186
LNG	39	39	79	83
GÜP	84	84	111	152
Summe Einspeisung	214	218	320	425
Summe Ausspeisung	183	179	319	426

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Die dargestellten Einspeiseleistungen aus Speichern können alternativ in großen Teilen durch zusätzliche feste (Szenario 1 und 2) oder unterbrechbare Einspeiseleistungen (Szenario 3) an GÜP kompensiert werden, so dass eine Darstellbarkeit dieser Leistungen unter Berücksichtigung der jeweiligen Speicherkennlinien im Spitzenlastfall als gegeben, beziehungsweise nicht relevant bewertet werden kann.

Ausweisung der Einspeisekapazitäten in der NEP-Gas-Datenbank

Auch für die Kapazitäten, die durch die Fernleitungsnetzbetreiber in der NEP-Gas-Datenbank veröffentlicht werden, besteht analog zum hier dargestellten Spitzenlastfall eine Flexibilität, an welchem Einspeisepunkt und in welcher Höhe Einspeiseleistungen ausgewiesen werden. Um diese Flexibilität auch in der Veröffentlichung der Kapazitäten in der NEP-Gas-Datenbank angemessen darzustellen, weisen die Fernleitungsnetzbetreiber für GÜP, Speicher und LNG-Anlagen ausschließlich einen Summenwert aller Einzelpunkte in der NEP-Gas-Datenbank je festem Kapazitätstyp für das deutsche Marktgebiet THE aus. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden im Dialog mit den Marktteilnehmern die konkrete Allokation fester Kapazitäten auf Einzelpunkte in kommenden Netzentwicklungsplänen auf Basis der dann vorliegenden Erkenntnisse weiter konkretisieren.

6.1.2 Wasserstoff-Szenarien 1–3 für das Betrachtungsjahr 2037

In Kapitel 3.1 und Kapitel 3.4 wurde das grundsätzliche Vorgehen der Wasserstoffmodellierung (z. B. Regionalisierung und Lastfälle) beschrieben. Im Rahmen der Modellierung werden auf Basis unterschiedlicher Lastfälle notwendige Maßnahmen ermittelt, um die vorgegeben Ein- und Ausspeiseleistungen darzustellen.

Basis für die Erstellung der Lastfälle sind die Vorgaben der BNetzA, die in der Genehmigung des Szenariorahmens maximal anzusetzende Ausspeiseleistungen, beziehungsweise minimal anzusetzende Einspeiseleistungen je Wasserstoff-Szenario festgelegt hat. Diese Vorgaben werden im Folgenden je Szenario in Wasserstoffbilanzen für das Betrachtungsjahr 2037 gegenübergestellt. In den Wasserstoffbilanzen sind die in einem Szenario berücksichtigten Wasserstoffprojekte enthalten, welche auch an das Wasserstofftransportnetz angebunden sind.

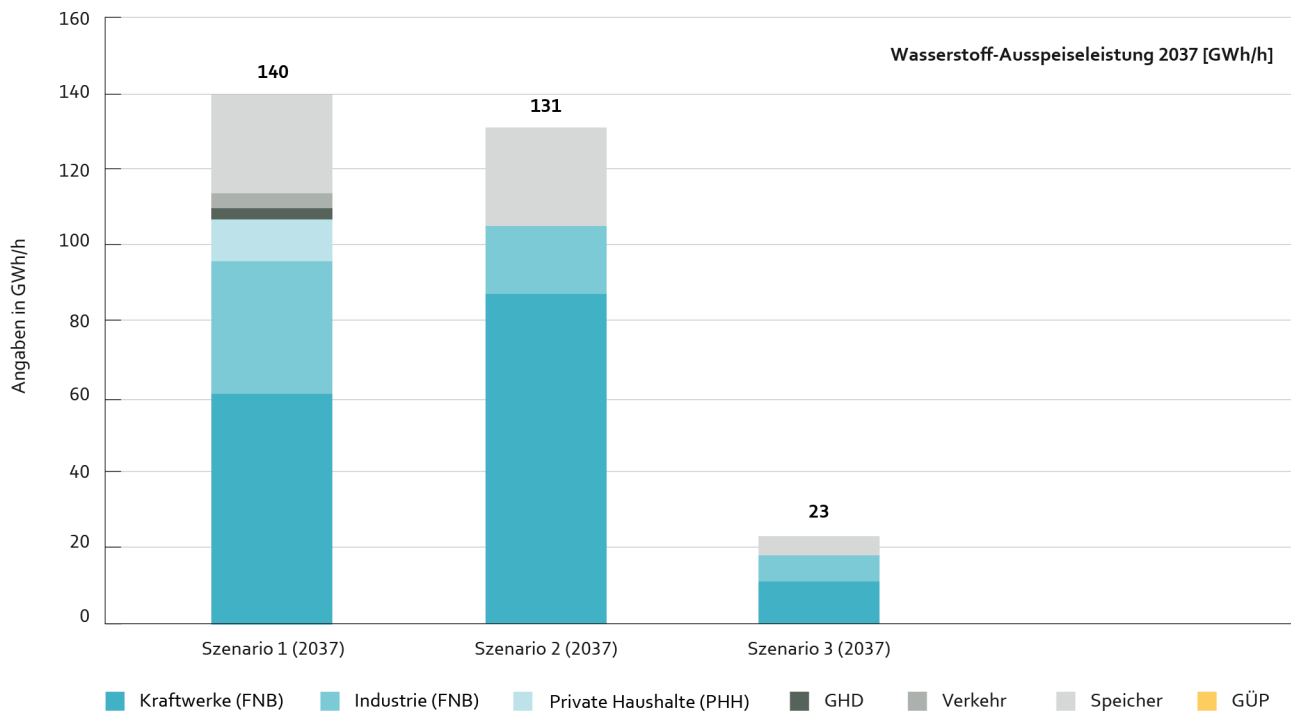
6.1.2.1 Ausspeiseleistungsbedarf Wasserstoff

Der Wasserstoffausspeiseleistungsbedarf ergibt sich als Summe der folgenden Einzelbedarfe:

- Gaskraftwerke werden gemäß der Szenariorahmengen Genehmigung angesetzt (Kapitel 3.4.3.1). Auf Basis der Ergebnisse der Marktabfrage und eigenen Plausibilisierungen wurde die vorgegebene elektrische Leistung aus der Szenariorahmengen Genehmigung in eine Wasserstoffanschlussleistung überführt.
- Die Sektoren Industrie, PHH, GHD und Verkehr werden gemäß der Szenariorahmengen Genehmigung angesetzt (Kapitel 3.4.3.2 und 3.4.3.3).
- Die Ausspeiseleistungen für Speicher wurden auf Grundlage der Vorgaben der BNetzA-Szenariorahmengen Genehmigung und auf Basis der Ergebnisse der Marktabfrage ermittelt.
- Für die Wasserstoff-GÜP werden für das Modellierungsjahr 2037 keine Kapazitäten angesetzt. Hier ist entsprechend der Szenariorahmengen Genehmigung zu ermitteln, welche Kapazität ausbaufrei darstellbar ist.

Die folgende Abbildung zeigt die Wasserstoffausspeiseleistung der Szenarien für das Jahr 2037.

Abbildung 23: Ausspeiseleistungen der Szenarien 1–3 (2037)



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Tabelle 19: Ausspeiseleistungen der Szenarien 1–3 (2037)

Ausspeiseleistungen Wasserstoff 2037	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
	GWh/h		
Kraftwerke	61	87	11
Industrie	35	18	7
PHH	11	—	—
GHD	3	—	—
Verkehr	4	—	—
GÜP	—	—	—
Speicher	26	26	5
Summe Ausspeisung	140	131	23

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

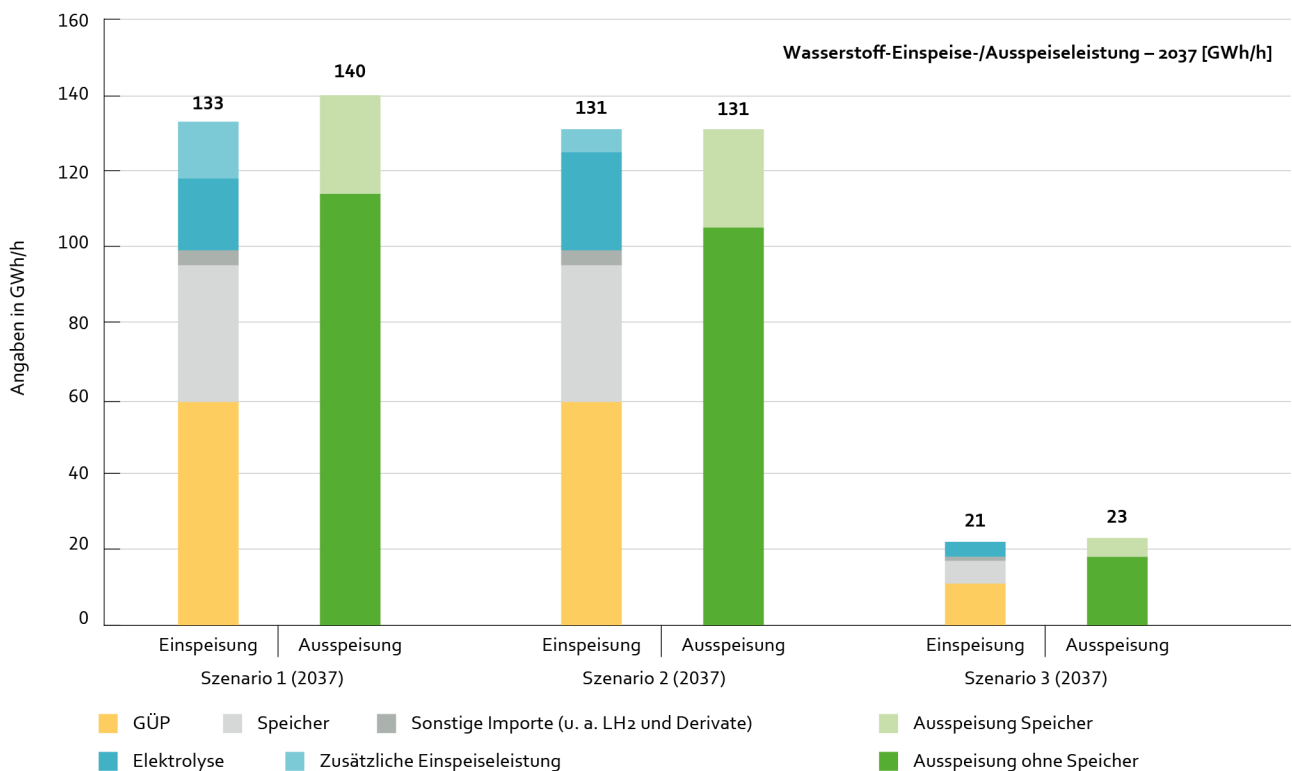
Szenario 1 weist den höchsten Wasserstoffbedarf aus. In diesem Szenario wird Wasserstoff in allen Sektoren eingesetzt. In Szenario 2 werden nur Ausspeiseleistungen in den Sektoren Kraftwerke und Industrie mit anderer Verteilung als in Szenario 1 vorgegeben. In dem Szenario 3 zeigt sich eine verzögerte Transformation in Richtung Wasserstoff durch die insgesamt sehr geringen maximalen Ausspeiseleistungen.

6.1.2.2 Einspeiseleistungsbedarf Wasserstoff

Zur Deckung der Ausspeiseleistung werden Importe über GÜP, Einspeisungen aus Speichern, sonstige Importe (u. a. LH₂ und Derivate) und Elektrolyseprojekte angesetzt. Die Einspeiseleistung muss in jedem Lastfall die angesetzte Ausspeiseleistung decken. Wenn dazu die in der Szenariorahmengenenehmigung vorgegebene Mindesteinspeiseleistung nicht ausreicht, wurden in einzelnen Lastfällen zusätzliche Potenziale über GÜP oder Speicher angesetzt (Kapitel 3.4.4). Im Szenario 2 ist die Elektrolyseleistung durch die Szenariorahmengenenehmigung fest vorgegeben, hier zeigt sich eine Übereinstimmung mit dem Szenario B aus dem Netzentwicklungsplan Strom.

Die folgende Abbildung stellt die Aus- und Einspeiseleistung in den verschiedenen Szenarien dar.

Abbildung 24: Ein- und Ausspeiseleistungen der Szenarien 1–3 (2037) im Wasserstoff



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Tabelle 20: Ein- und Ausspeiseleistungen der Szenarien 1–3 (2037) im Wasserstoff

Ein- und Ausspeiseleistungen Wasserstoff 2037	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
	GWh/h		
GÜP	59	59	11
Speicher	36	36	6
Sonstige Projekte (u.a. LH ₂ und Derivate)	4	4	1
Elektrolyse	19	26	4
Zusätzliche Einspeiseleistung	15	6	—
Summe Einspeisung	133	131	21

Ein- und Ausspeiseleistungen Wasserstoff 2037	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
	GWh/h		
Ausspeisung Speicher	26	26	5
Ausspeisung ohne Speicher	114	105	18
Summe Ausspeisung	140	131	23

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Im Lastfall „Dunkelflaute“, wenn alle Ausspeiseleistungen (außer Speicher) bedient werden müssen, erfolgt eine Einspeisung aus den Speichern in das Wasserstofftransportnetz. Die Abbildung 24 zeigt, dass in allen Szenarien die Einspeiseleistung größer oder zumindest gleich der Ausspeiseleistung (ohne Speicher) ist.

6.1.2.3 Einspeiseleistungen an Grenzübergangspunkten

Die Einbindung des deutschen Wasserstofftransportnetzes in die europäische Infrastruktur spielt eine entscheidende Rolle für dessen Aufspeisung. Die in der Szenariorahmengenenehmigung vorgegebene Mindesteinspeiseleistung an GÜP beträgt rund 59 GWh/h, dies entspricht auch den GÜP-Einspeiseleistungen, wie sie im Rahmen der Wasserstoff-Kernnetz-Modellierung angesetzt wurden.

Die folgende Tabelle zeigt die Verteilung der Einspeiseleistungen an GÜP in den drei Szenarien für das Modellierungsjahr 2037.

Tabelle 21: Wasserstoffeinspeiseleistungen an GÜP (2037)

Land	GÜP	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
		Einspeisung [GWh/h]		
Dänemark	Bornholm-Lubmin	10,0	10,0	1,9
	Ellund	4,3	4,3	0,8
Norwegen/ UK	AquaDuctus (Offshore)	5,0	5,0	0,9
	Dornum/ Emden	0,0	0,0	0,0
Niederlande	Oude Statenzijl/Bunde	4,0	4,0	0,8
	Vlieghuis	1,3	1,3	0,2
	Elten	3,2	3,2	0,6
	Vreden	3,2	3,2	0,0
Belgien	Eynatten	3,8	3,8	0,7
Frankreich	Medelsheim	8,0	8,0	1,5
	Freiburg	0,5	0,5	0,5
	Leidingen	0,2	0,2	0,0
Schweiz	Wallbach	0	0	0
Österreich	Überackern	6,3	6,3	1,2

Land	GÜP	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
		Einspeisung [GWh/h]		
Tschechische Republik	Waidhaus	6,0	6,0	1,1
	Deutschneudorf	0,0	0,0	0,0
Polen	Oder-Spree	2,0	2,0	0,4
	Uckermark	0,8	0,8	0,2
Gesamt		58,6	58,6	10,7

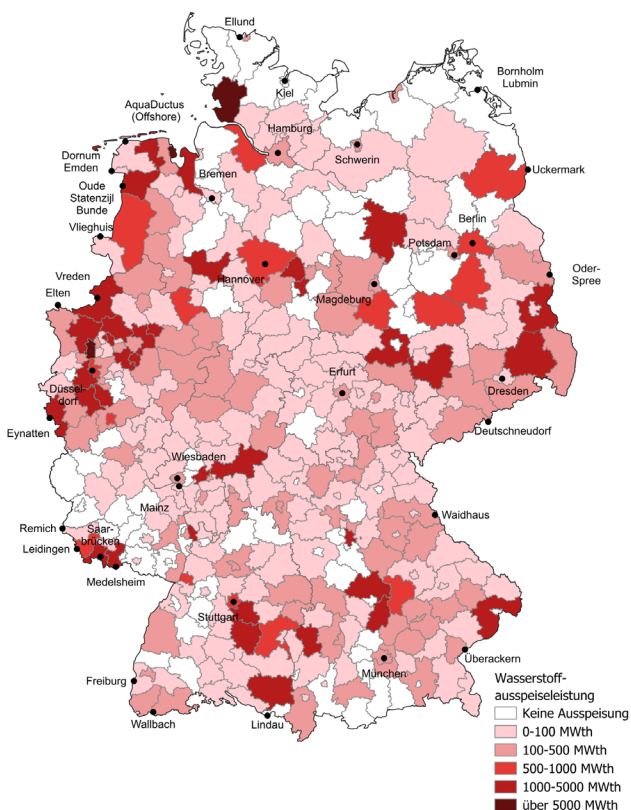
Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

6.1.2.4 Ein- und Ausspeisekapazitäten auf Kreisebene

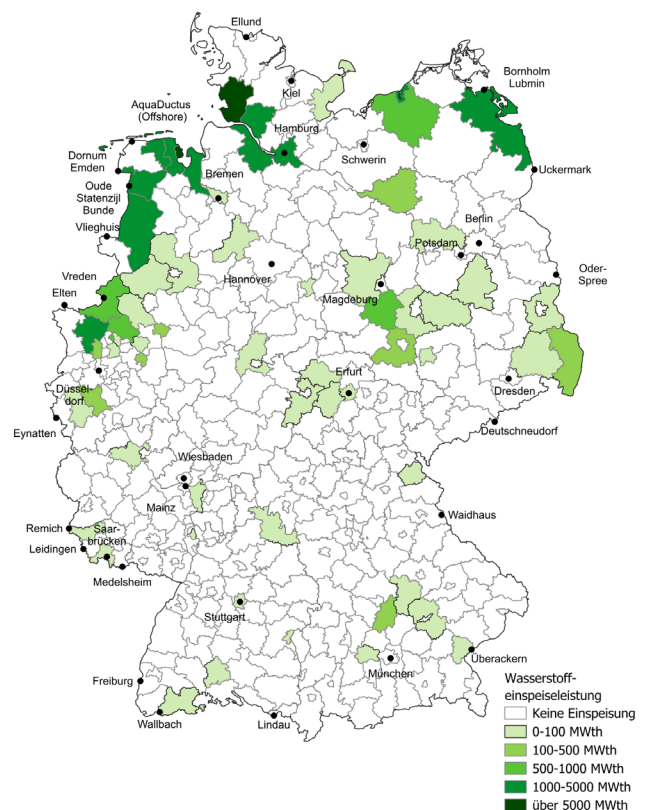
Die folgenden Karten zeigen die räumliche Verteilung der Ein- und Ausspeiseleistungen (ohne GÜP) auf Kreisebene.

Abbildung 25: Ein- und Ausspeiseleistungen Szenario 1 (2037) auf Kreisebene, ohne GÜP

Wasserstoffausspeiseleistung Szenario 1 2037



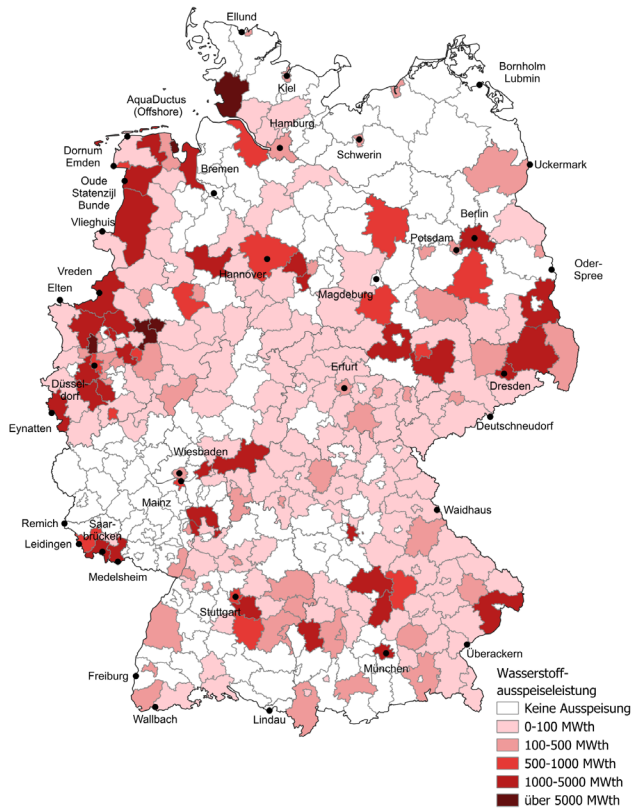
Wasserstoffeinspeiseleistung Szenario 1 2037



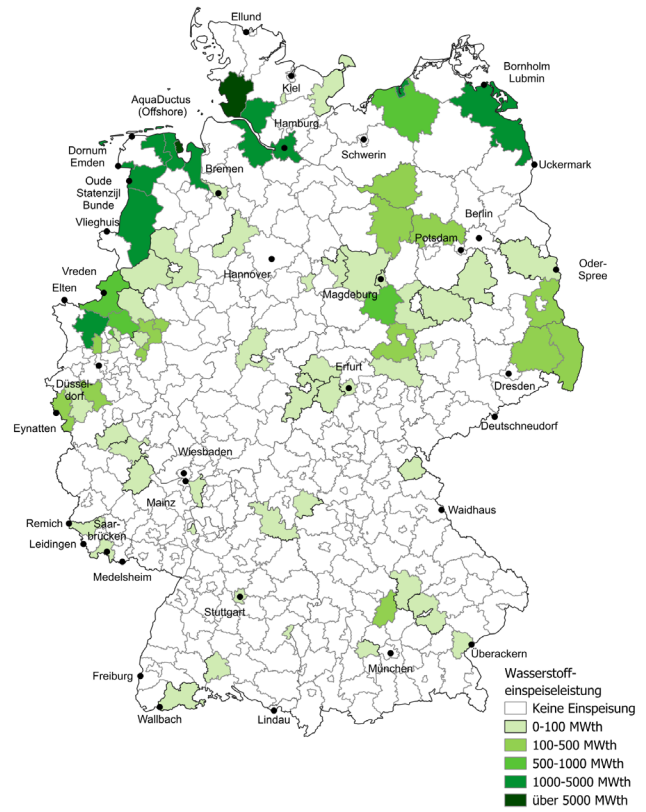
Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Abbildung 26: Ein- und Ausspeiseleistungen Szenario 2 (2037) auf Kreisebene, ohne GÜP

Wasserstoffausspeiseleistung Szenario 2 2037



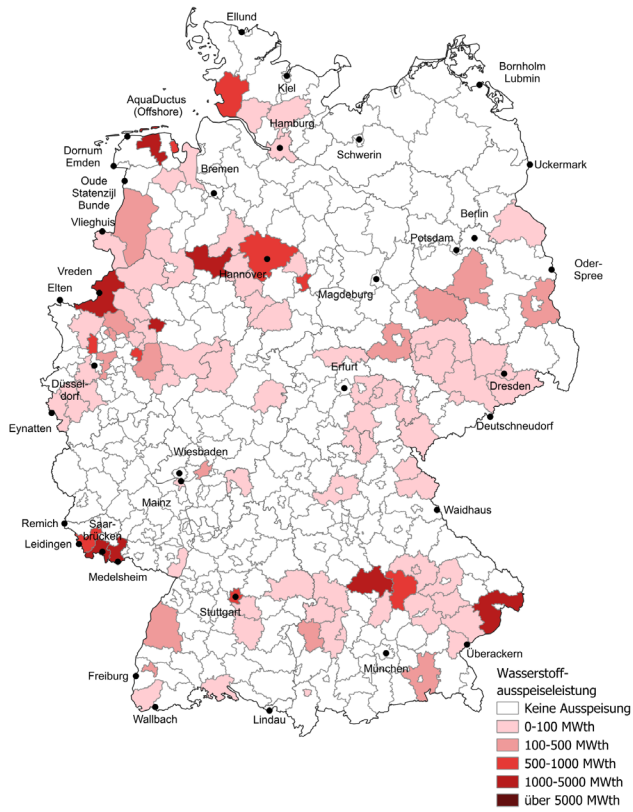
Wasserstoffeinspeiseleistung Szenario 2 2037



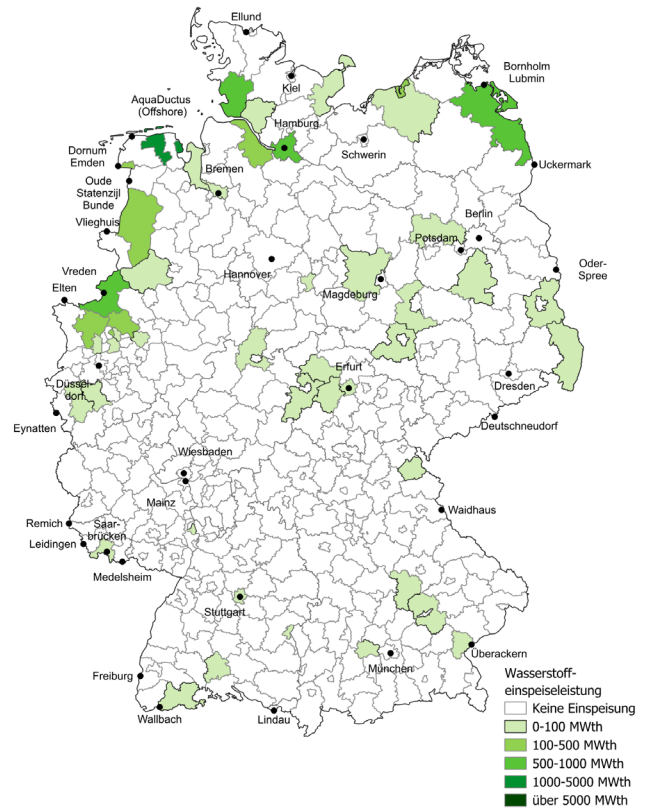
Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Abbildung 27: Ein- und Ausspeiseleistungen Szenario 3 (2037) auf Kreisebene, ohne GÜP

Wasserstoffausspeiseleistung Szenario 3 2037



Wasserstoffeinspeiseleistung Szenario 3 2037



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

6.2 Ergebnisse der Modellierung Methan und Wasserstoff für das Betrachtungsjahr 2037

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der szenarienbasierten Modellierung für das Betrachtungsjahr 2037 dargestellt. Dabei wird zwischen den Energieträgern Methan und Wasserstoff unterschieden. Die Ergebnisse für alle drei Szenarien im Methan sind in Kapitel 6.2.1 zu finden, während die Ergebnisse für den Wasserstoffbereich in Kapitel 6.2.2 dargestellt werden.

Dabei gibt es wesentliche Unterschiede in der Ergebnisdarstellung: Im Methan liegen Maßnahmen vor, die bereits in früheren Netzentwicklungsplänen genehmigt wurden. Diese Maßnahmen sind bei einer fortgeschrittenen Umsetzung Teil des Startnetzes (Kapitel 4.2). Sofern die Maßnahmen nicht Teil des Startnetzes sind, werden diese erneut überprüft und sind Modellierungsergebnis, sofern sie weiter erforderlich sind. Diese Maßnahmen werden in der Ergebnisdarstellung separat ausgewiesen. Die Umstellung von Leitungen auf Wasserstoff kann im Methan außerdem erdgasverstärkende Maßnahmen erforderlich machen, um die Versorgungssicherheit im Methanetz zu gewährleisten. Auch diese Maßnahmen werden separat dargestellt. Eine weitere Kategorie in der Ergebnisdarstellung beinhaltet Neubaumaßnahmen für Kraftwerks- und Industriebedarfe. Maßnahmen zur Deckung von Kraftwerksbedarfen dienen dem Netzanchluss, um den wachsenden Strombedarf, auch aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung, zu decken. Neubaumaßnahmen zur Versorgung der Industrie zielen darauf ab, die Erweiterung von Produktionskapazitäten und die Versorgungssicherheit für Industriebetriebe zu gewährleisten.

Im Wasserstoff liegen Maßnahmen aus dem genehmigten Kernnetz vor, die entsprechend dem gesetzlichen Auftrag im Netzentwicklungsplan auf ihre Notwendigkeit für Inbetriebnahmezeitpunkte nach 2027 überprüft werden. Maßnahmen nach 2027 sind Modellierungsergebnis, sofern diese weiterhin erforderlich sind. Eine erforderliche Leitungsmaßnahme kann durch Neubau oder durch die Umstellung einer bestehenden Methanleitung realisiert werden. Dies wird in der Ergebnisdarstellung differenziert. Erdgasverstärkende Maßnahmen sind - entsprechend ihrer Definition - kein Ergebnis der Wasserstoffmodellierung. Aus diesen Gründen unterscheidet sich die Ergebnisdarstellung im Wasserstoff von der im Methan.

In den beiden genannten Kapiteln werden ausschließlich die Modellierungsergebnisse der Szenarien präsentiert. Die ausgewiesenen Maßnahmen stellen noch nicht den Netzausbauvorschlag dar. Die Methodik zur Ableitung des Netzausbauvorschlags aus den Modellierungsergebnissen sowie der daraus final entwickelte Vorschlag werden im Kapitel 7 erläutert.

Eine Beschreibung der ermittelten Maßnahmen befindet sich in der NEP-Gas-Datenbank unter der Kachel „Ausbaumaßnahmen“ - jeweils für Methan und Wasserstoff.

Eine detaillierte Darstellung der Gasdruckregel- und Messanlagen im Wasserstoff ist zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht möglich, da die Betriebsführung und -steuerung des Netzes aktuell noch nicht vollends feststeht. Die Wasserstofftransportnetzbetreiber haben daher eine Übersicht aller Standorte für potenzielle GDRM-Anlagen pro Szenario in dem Anhang 3 dargestellt. Die Kosten für GDRM-Anlagen sind vorerst als prozentualer Aufschlag in den Leitungskosten enthalten. Zum überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 werden die GDRM-Anlagen in der NEP-Gas-Datenbank, soweit möglich, ergänzt.

In Kapitel 6.2.3 erfolgt die von der BNetzA geforderte Kreuzbetrachtung der Szenarien 2 (Wasserstoff) und 3 (Methan) für das Jahr 2037.

6.2.1 Ergebnisse der Methan-Modellierung der Szenarien 1–3 für das Betrachtungsjahr 2037

Die Ergebnisse der Methan-Modellierung werden im Folgenden in Form von Tabellen und Abbildungen dargestellt. Die Tabellen weisen sowohl die technischen Merkmale wie Leitungslänge und Anlagenleistung der Maßnahmen als auch die Investitionen aus. Die Investitionen der Maßnahmen werden entsprechend der erläuterten Kategorien dargestellt. In den Abbildungen sind Umstellungsmaßnahmen als Teil des dargestellten Methan-Fernleitungsnetzes enthalten.

Die Startnetzmaßnahmen werden in Kapitel 4.2 dargestellt.

Das Gesamtvolumen der Investitionen befindet sich szenarienübergreifend im Bereich von 2,2 Mrd. Euro bis 2,7 Mrd. Euro. Die Modellierungsergebnisse von Szenario 1 und 2 sind dabei sehr ähnlich, da auch die vorgegebene Ausspeiseleistung nahezu identisch ist. Der Unterschied in den Gesamtinvestitionen in Höhe von circa 0,5 Mrd. Euro ergibt sich im Wesentlichen aus der Umstellung einer Methanleitung auf Wasserstoff zur Deckung des Wasserstoffbedarfs in Szenario 1, der über den Wasserstoffbedarf der Szenarien 2 und 3 liegt. Als Folge der integrierten Betrachtung beider Energieträger wird dadurch im korrespondierenden Szenario 1 im Methan eine erdgasverstärkende Maßnahme erforderlich. Aufgrund der im Szenario 3 im Vergleich mit den Szenarien 1 und 2 höheren Methanbedarfe, insbesondere für Kraftwerke und Industrie, ergeben sich in diesem Szenario zusätzliche Maßnahmen und insgesamt die höchsten Gesamtinvestitionen.

6.2.1.1 Szenario 1 (2037)

Die Ergebnisse von Szenario 1 (2037) werden in der folgenden Tabelle 21 und in der Abbildung 28 dargestellt.

Tabelle 22: Ergebnisse der Methanmodellierung für das Szenario 1 (2037)

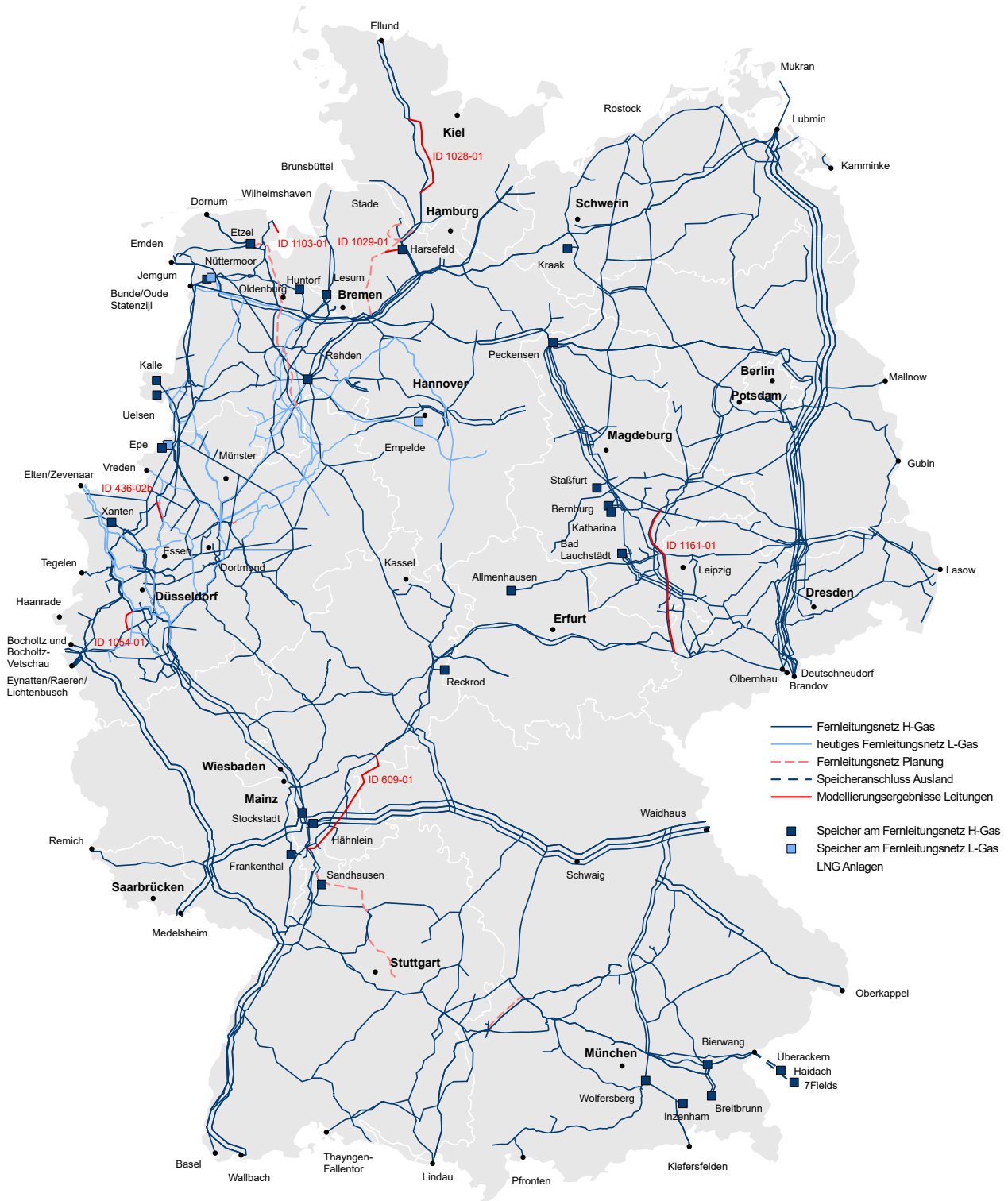
Ergebnisse Szenario 1 für das Jahr 2037*	Bis Ende 2037
Technische Parameter	
Leitungen [km]	362
Verdichterleistung [MW]	0
Gesamtinvestitionen [Mrd. Euro]	
- davon Netzausbaumaßnahmen aus dem NEP 2022	0,8
- davon erdgasverstärkende Maßnahmen aus dem NEP 2022 und Kernnetz	1,2
- davon neue Netzausbaumaßnahmen für Kraftwerks- und Industriebedarfe	0,1
- davon neue erdgasverstärkende Maßnahmen	0,5

*gerundete Werte

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Abbildung 28: Ergebnis der Methanmodellierung Szenario 1 (2037)

Ergebnis der Methanmodellierung Szenario 1 (2037)



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

6.2.1.2 Szenario 2 (2037)

Die Ergebnisse von Szenario 2 (2037) werden in der folgenden Tabelle 23 und in der Abbildung 29 dargestellt.

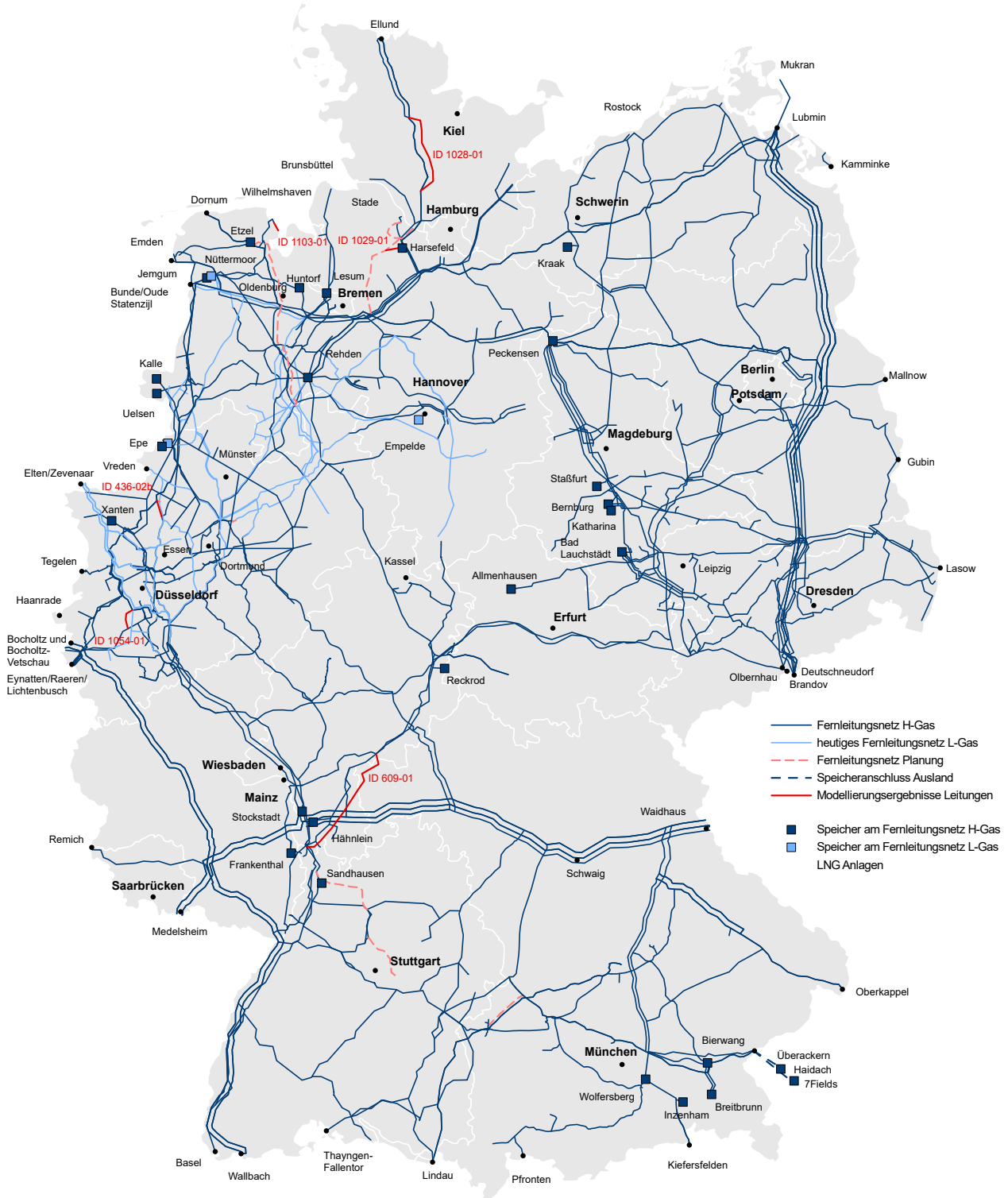
Tabelle 23: Ergebnisse der Methanmodellierung für das Szenario 2 (2037)

Ergebnisse Szenario 2 für das Jahr 2037*	Bis Ende 2037
Technische Parameter	
Leitungen [km]	242
Verdichterleistung [MW]	0
Gesamtinvestitionen [Mrd. Euro]	
- davon Netzausbaumaßnahmen aus dem NEP 2022	0,8
- davon erdgasverstärkende Maßnahmen aus dem NEP 2022 und Kernnetz	1,2
- davon neue Netzausbaumaßnahmen für Kraftwerks- und Industriebedarfe	0,1
- davon neue erdgasverstärkende Maßnahmen	0,2
*gerundete Werte	

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Abbildung 29: Ergebnis der Methanmodellierung Szenario 2 (2037)

Ergebnis der Methanmodellierung Szenario 2 (2037)



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

6.2.1.3 Szenario 3 (2037)

Die Ergebnisse von Szenario 3 (2037) werden in der folgenden Tabelle 24 und in der Abbildung 30 dargestellt.

Tabelle 24: Ergebnisse der Methanmodellierung für das Szenario 3 (2037)

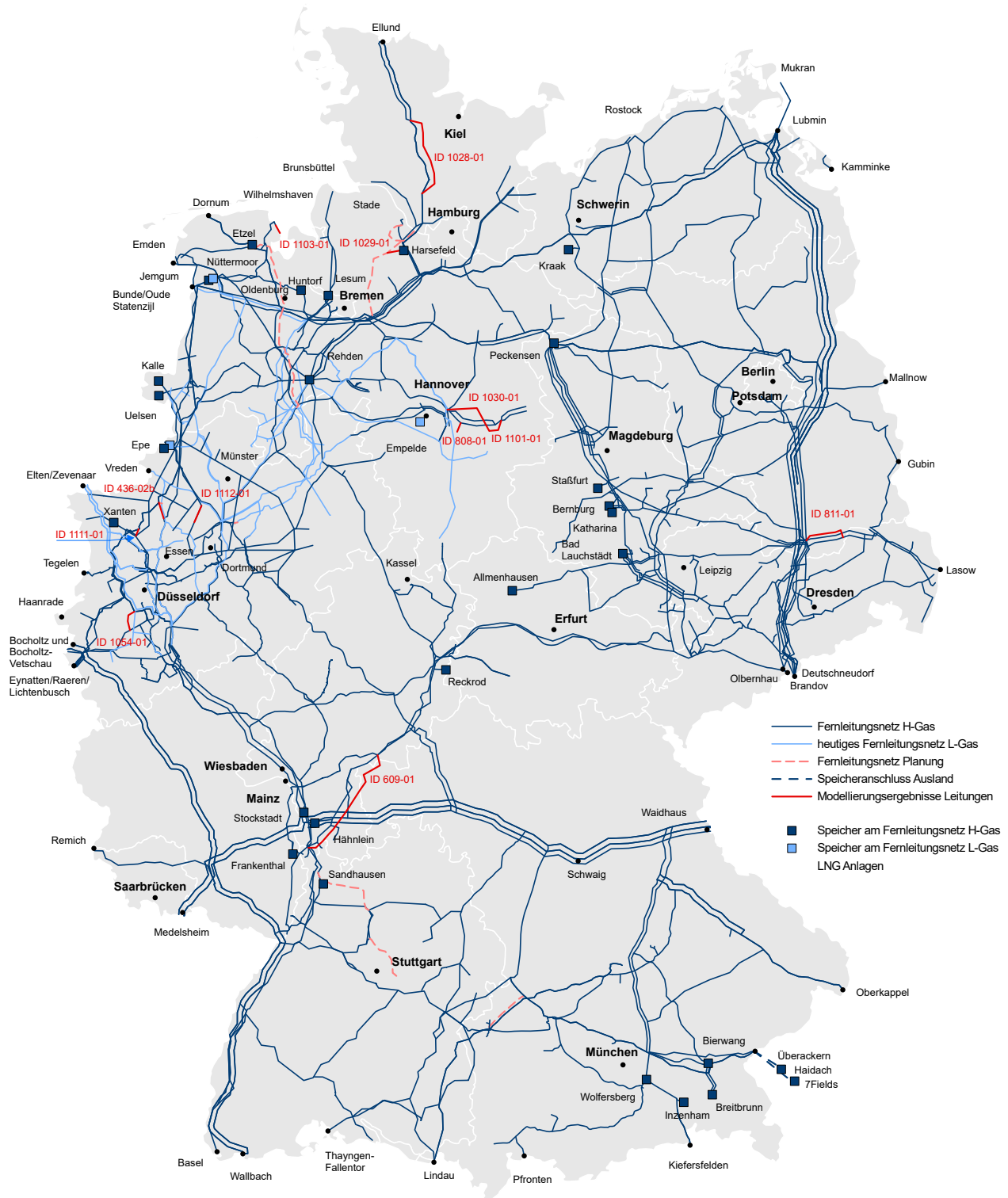
Ergebnisse Szenario 3 für das Jahr 2037*	Bis Ende 2037
Technische Parameter	
Leitungen [km]	360
Verdichterleistung [MW]	0
Gesamtinvestitionen [Mrd. Euro]	
- davon Netzausbaumaßnahmen aus dem NEP 2022	0,9
- davon erdgasverstärkende Maßnahmen aus dem NEP 2022 und Kernnetz	1,4
- davon neue Netzausbaumaßnahmen für Kraftwerks- und Industriebedarfe	0,3
- davon neue erdgasverstärkende Maßnahmen	0,1

* gerundete Werte

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Abbildung 30: Ergebnis der Methanmodellierung Szenario 3 (2037)

Ergebnis der Methanmodellierung Szenario 3 (2037)



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

6.2.2 Ergebnisse der Wasserstoff-Modellierung der Szenarien 1–3 für das Betrachtungsjahr 2037

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Wasserstoffmodellierung der drei Szenarien für das Jahr 2037 und das Startnetz (Kapitel 4.2) dargestellt. Die Ergebnisse der Modellierungen der Szenarien 1 und 2 unterscheiden sich bezüglich der Leitungsmaßnahmen nur geringfügig. Ein signifikanter Unterschied ergibt sich bei den benötigten Verdichterleistungen. Beide Szenarien liegen im Ergebnis über dem genehmigten Wasserstoff-Kernnetz. Das Szenario 3 liegt, bezogen auf die Leitungslänge, aufgrund der geringeren Leistungsvorgaben deutlich unter dem Wasserstoff-Kernnetz.

6.2.2.1 Szenario 1 (2037)

Die Ergebnisse von Szenario 1 (2037) werden in der folgenden Tabelle 25 und in der Abbildung 31 dargestellt.

Tabelle 25: Ergebnisse der Wasserstoffmodellierung für das Szenario 1 (2037) und Wasserstoff-Startnetz

Ergebnisse Szenario 1 für das Jahr 2037*	Startnetz	Bis Ende 2037	Startnetz und Ergebnis Szenario 1 2037
Technische Parameter			
Verdichterleistung [MW]	6	761	767
Leitungen [km]	2.199	8.226	10.425
- davon umzustellende Leitungen [km]	1.597	4.727	6.324
- davon Neubauleitungen [km]	602	3.312	3.914
- davon Neubauleitungen (offshore) [km]	0	186	186
- Zur Information: Czech German Hydrogen Interconnector (CGHI)** [km]		168	
Gesamtinvestitionen [Mrd. Euro]			
Verdichterstationen	0,1	5,2	5,3
Leitungen (inkl. Kosten für GDRM-Anlagen)	4,0	20,3	24,3
- davon umzustellende Leitungen	1,1	3,2	4,3
- davon Neubauleitungen	2,9	15,2	18,1
- davon Neubauleitungen (offshore)	0,0	1,9	1,9

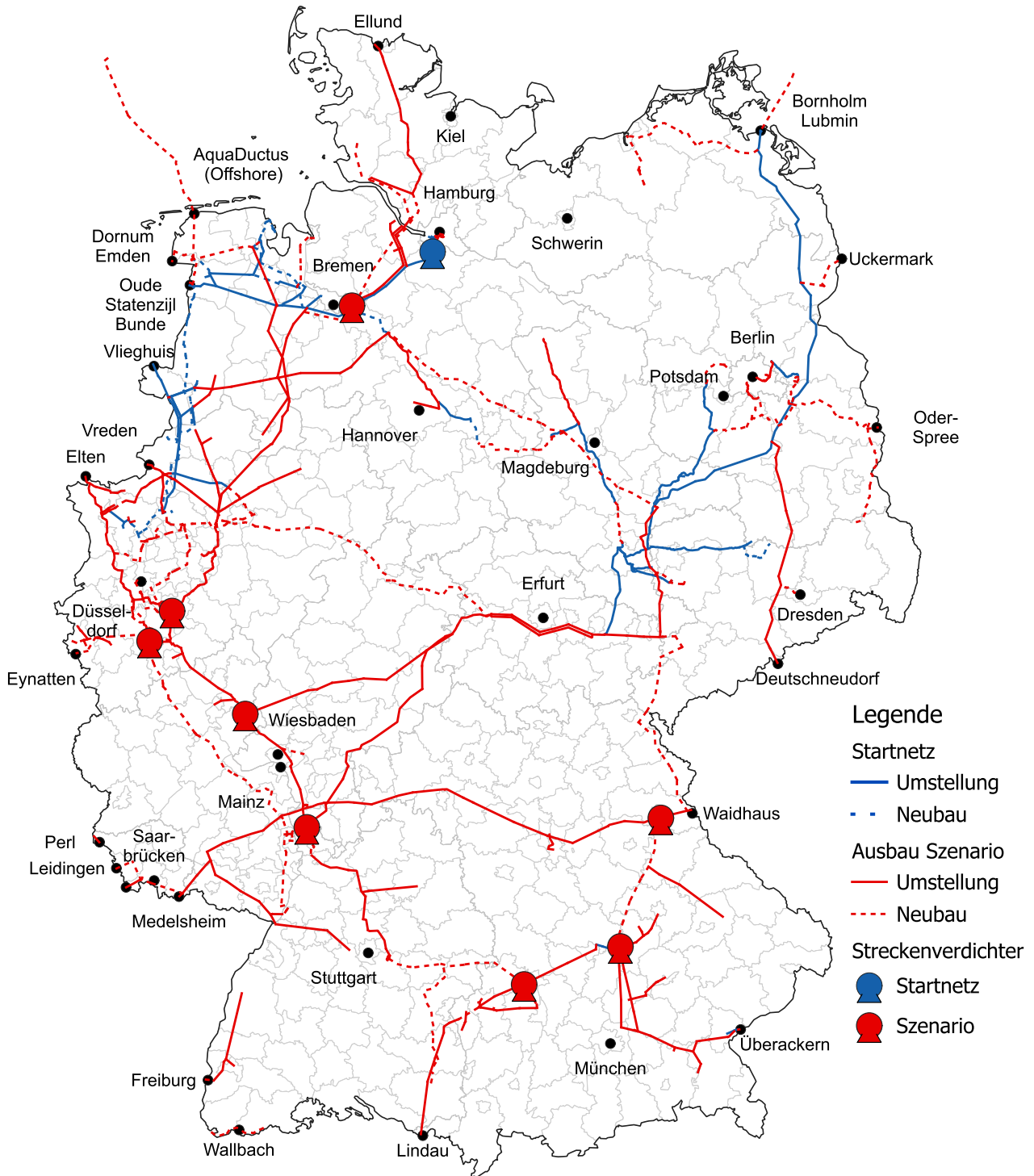
* gerundete Werte

** CGHI wurde in der Modellierung berücksichtigt, ist aber nicht Bestandteil des deutschen Wasserstoffnetzes.

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Abbildung 31: Ergebnis der Wasserstoffmodellierung Szenario 1 (2037)

Ergebnis der Wasserstoffmodellierung Szenario 1 (2037)



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

6.2.2.2 Szenario 2 (2037)

Die Ergebnisse von Szenario 2 (2037) werden in der folgenden Tabelle 26 und in der Abbildung 32 dargestellt.

Tabelle 26: Ergebnisse der Wasserstoffmodellierung für das Szenario 2 (2037) und Wasserstoff-Startnetz

Ergebnisse Szenario 2 für das Jahr 2037*	Startnetz	Bis Ende 2037	Startnetz und Ergebnis Szenario 2 2037
Technische Parameter			
Verdichterleistung [MW]	6	520	526
Leitungen [km]	2.199	7.994	10.193
- davon umzustellende Leitungen [km]	1.597	4.514	6.111
- davon Neubauleitungen [km]	602	3.294	3.896
- davon Neubauleitungen (offshore) [km]	0	186	186
- Zur Information: Czech German Hydrogen Interconnector (CGHI)** [km]		168	
Gesamtinvestitionen [Mrd. Euro]			
Gesamtinvestitionen [Mrd. Euro]	4,1	23,8	27,9
Verdichterstationen	0,1	3,7	3,8
Leitungen (inkl. Kosten für GDRM-Anlagen)	4,0	20,1	24,1
- davon umzustellende Leitungen	1,1	3,1	4,2
- davon Neubauleitungen	2,9	15,1	18,0
- davon Neubauleitungen (offshore)	0,0	1,9	1,9

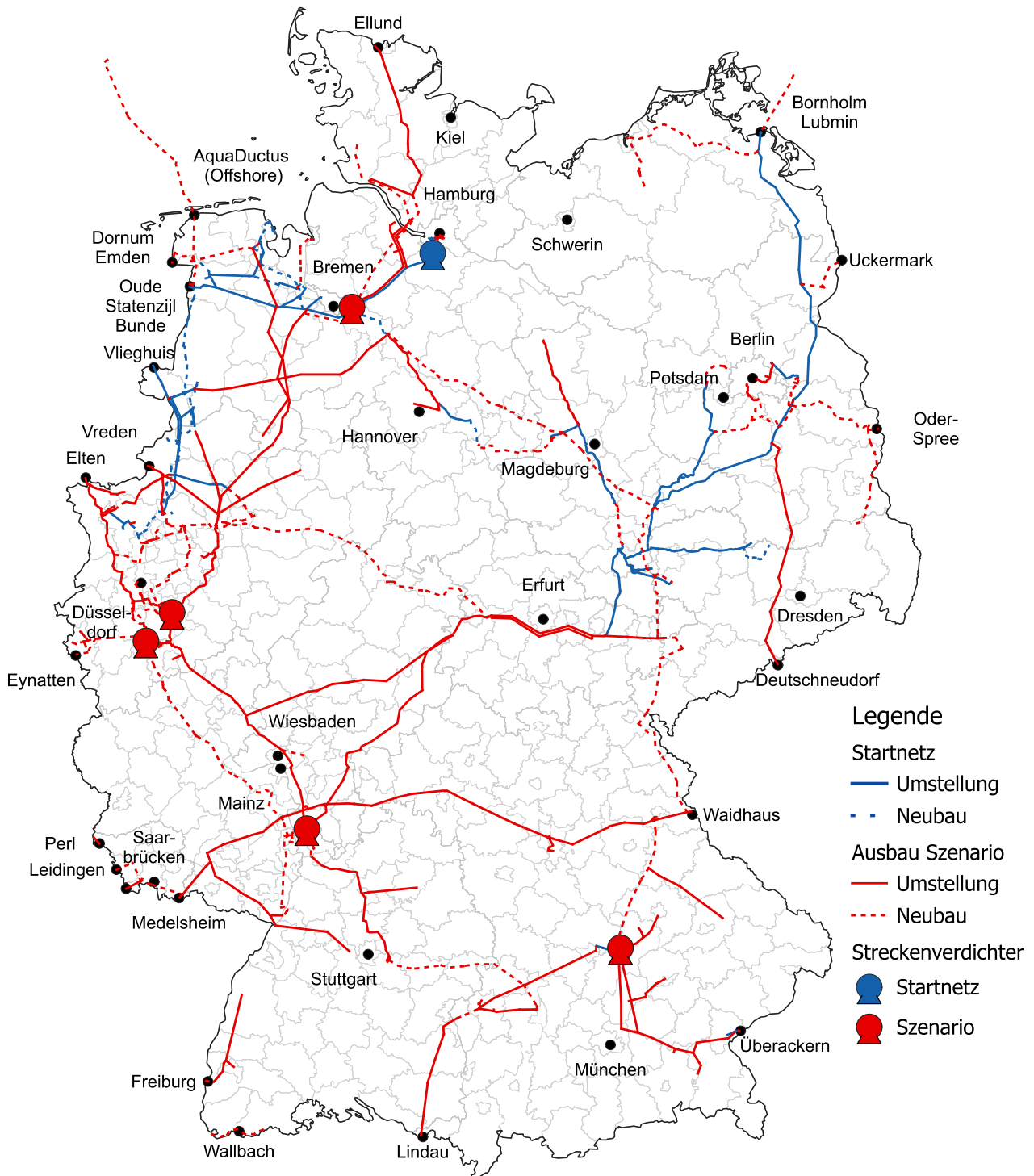
* gerundete Werte

** CGHI wurde in der Modellierung berücksichtigt, ist aber nicht Bestandteil des deutschen Wasserstoffnetzes.

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Abbildung 32: Ergebnis der Wasserstoffmodellierung Szenario 2 (2037)

Ergebnis der Wasserstoffmodellierung Szenario 2 (2037)



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

6.2.2.3 Szenario 3 (2037)

Die Ergebnisse von Szenario 3 (2037) werden in der folgenden Tabelle 27 und in der Abbildung 33 dargestellt.

Tabelle 27: Ergebnisse der Wasserstoffmodellierung für das Szenario 3 (2037) und Wasserstoff-Startnetz

Ergebnisse Szenario 3 für das Jahr 2037*	Startnetz	Szenario 3 2037	Startnetz und Ergebnis Szenario 3 2037
Technische Parameter			
Verdichterleistung [MW]	6	8	14
Leitungen [km]	2.199	5.229	7.428
- davon umzustellende Leitungen [km]	1.597	2.956	4.553
- davon Neubauleitungen [km]	602	2.087	2.689
- davon Neubauleitungen (offshore) [km]	0	186	186
- Zur Information: Czech German Hydrogen Interconnector (CGHI)** [km]		168	
Gesamtinvestitionen [Mrd. Euro]	4,1	13,1	17,2
Verdichterstationen	0,1	0,1	0,2
Leitungen (inkl. Kosten für GDRM-Anlagen)	4,0	13,0	17,0
- davon umzustellende Leitungen	1,1	2,0	3,1
- davon Neubauleitungen	2,9	9,1	12,0
- davon Neubauleitungen (offshore)	0,0	1,9	1,9

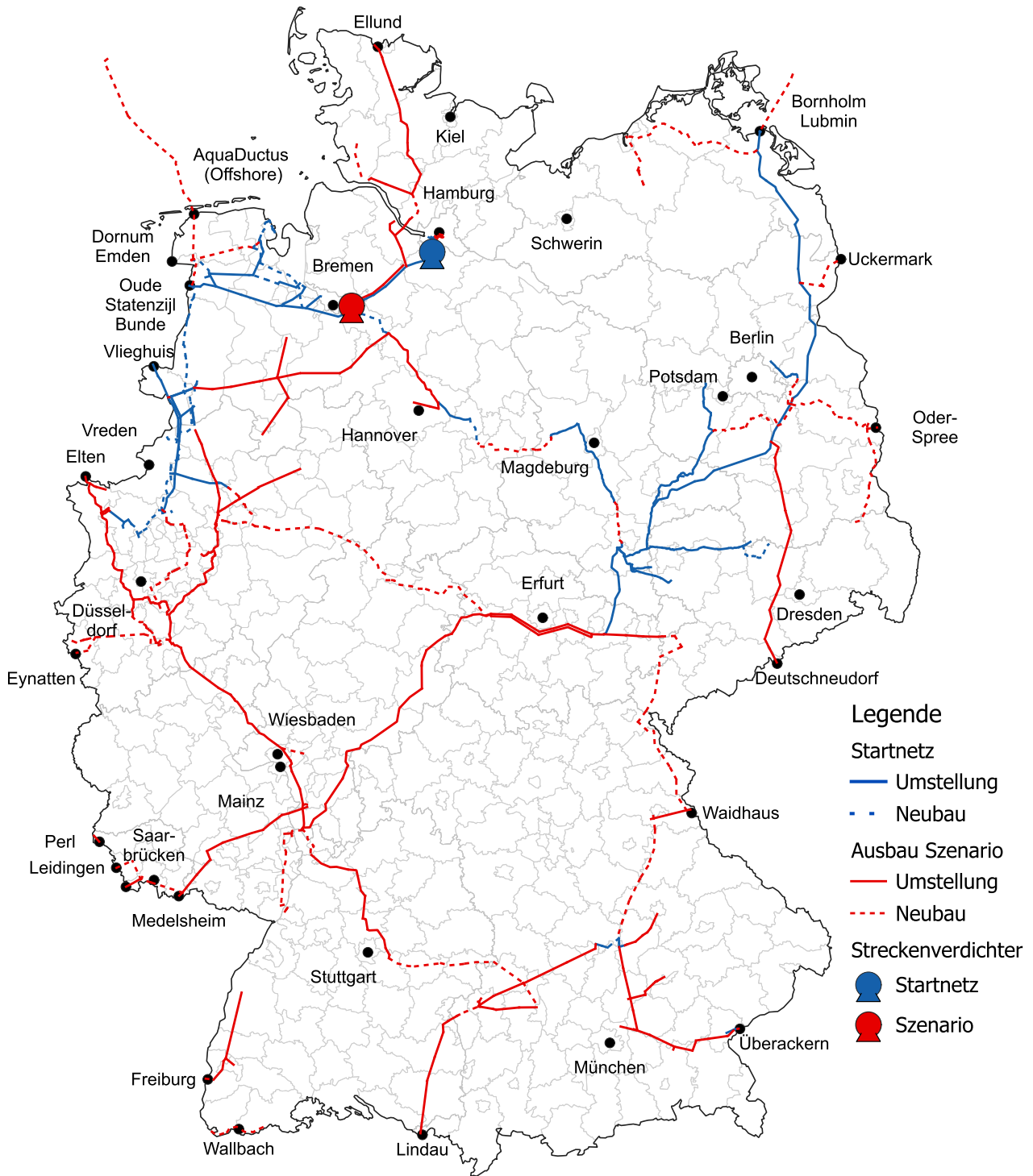
* gerundete Werte

** CGHI wurde in der Modellierung berücksichtigt, ist aber nicht Bestandteil des deutschen Wasserstoffnetzes.

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Abbildung 33: Ergebnis der Wasserstoffmodellierung Szenario 3 (2037)

Ergebnis der Wasserstoffmodellierung Szenario 3 (2037)



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

6.2.3 Kreuzbetrachtung der Szenarien 2 und 3

Die BNetzA gibt den Wasserstofftransportnetzbetreibern in der Genehmigung des Szenariorahmens auf, für das Wasserstofftransportnetz aus Szenario 2 die umstellbaren Leitungen auf der Grundlage des Fernleitungsnetzes aus Szenario 3 zu ermitteln.

Auch wenn die Entwicklung eines hohen Wasserstoffbedarfs (Szenario 2) in Kombination mit einem hoch bleibenden Methanbedarf (Szenario 3) im Jahr 2037 als vergleichsweise unwahrscheinlich bewertet werden muss, haben die Wasserstofftransportnetzbetreiber die geforderte Kreuzbetrachtung der Szenarien 2 und 3 durchgeführt.

Dafür wurde geprüft, welche Umstellungsleitungen im Szenario 2 (Methan) als verfügbar bestätigt wurden, im Szenario 3 (Methan) jedoch als nicht frei identifiziert worden waren.

Da diese Leitungen in der Kreuzbetrachtung nicht umstellbar sind, wurden stattdessen entsprechende Neubauleitungen als Ergebnis der Modellierung des Szenarios 3 (Wasserstoff) angenommen. Im Szenario 2 wird ein Großteil des zusätzlichen Transportbedarfs über zusätzliche Verdichterleistung erreicht, sodass in der Kreuzbetrachtung auf einen weiteren Zubau an Verdichterleistung verzichtet wird und der Transportbedarf stattdessen über Neubauleitungen gedeckt werden kann. Auf Basis dieser Vorgehensweise ergeben sich die im Folgenden dargestellten Ergebnisse.

Im Ergebnis dieser Kreuzbetrachtung wurden 17 Leitungen ermittelt, welche im Szenario 2 auf Wasserstoff umgestellt werden können, die aber in Szenario 3 - aufgrund des dort höheren Methanbedarfs - nicht umstellbar sind. Die folgende Tabelle 28 stellt diese Umstellungsmaßnahmen dar. In Summe haben diese Maßnahmen eine Leitungslänge von 1.101 Kilometern. Werden diesen Maßnahmen Neubau- statt Umstellungskosten zugeordnet, führt dies zu einer Erhöhung der Leitungskosten für die Wasserstoffmaßnahmen für das Szenario 3 (2037) von rund 4,3 Mrd. Euro.

Tabelle 28: Umstellungsmaßnahmen aus der Kreuzbetrachtung

Nr.	NEP-ID	Name der Ausbaumaßnahme	Länge [in km]
1	H2-208	Leitung Einmuß-Kelheim inkl. GDRM-Anlagen	8,2
2	H2-210	Leitung Breitbrunn-Bierwang inkl. GDRM-Anlagen	18,6
3	H2-216	Leitung Mittelbrunn-Au am Rhein inkl. GDRM-Anlagen	79,0
4	H2-067	H2ercules Vreden-Gescher inkl. GDRM-Anlagen	13,1
5	H2-068	H2ercules Gescher-Werne inkl. GDRM-Anlagen	56,3
6	H2-069	H2ercules Gescher-Dorsten inkl. GDRM-Anlagen	31,6
7	H2-219	Leitung Drohne-Werne inkl. GDRM-Anlagen	111,8
8	H2-220	Leitung Lauterbach-Scheidt inkl. GDRM-Anlagen	124,6
9	H2-221	Leitung Büchelberg-Karlsruhe inkl. GDRM-Anlagen	10,4
10	H2-222	Leitung Etzel-Wardenburg inkl. GDRM-Anlagen	57,0
11	H2-223	Leitung Wardenburg-Drohne inkl. GDRM-Anlagen	75,2
12	H2-227	Leitung Lauterbach-Vitzeroda inkl. GDRM-Anlagen	67,6
13	H2-085	H2ercules Rimpar-Rothenstadt inkl. GDRM-Anlagen	183,0
14	H2-228	Leitung Schwandorf-Windberg inkl. GDRM-Anlagen	71,9
15	H2-229	Leitung Steinitz-Wedringen inkl. GDRM-Anlagen	73,1
16	H2-230	Leitung Au am Rhein-Leonberg inkl. GDRM-Anlagen	73,7
17	H2-232	Leitung Kirchhausen-Waldenburg inkl. GDRM-Anlagen	45,9

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

6.3 Ergebnisse der Methanmodellierung des Szenarios 3 für das Betrachtungsjahr 2045

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben entsprechend der Genehmigung des Szenariorahmens eine detaillierte Modellierung für Szenario 3 durchgeführt und in einem iterativen Prozess ein im Jahr 2045 verbleibendes Methanetz ermittelt.

Für die Szenarien 1 und 2 gibt die BNetzA keinen innerdeutschen Methanbedarf vor, für beide Szenarien werden dieselben Transite und Exportleistungen an GÜP wie in Szenario 3 unterstellt.

Beginnend mit den Eingangsparametern für das Szenario 3 für Methan im Betrachtungsjahr 2045 wird in Kapitel 6.3.1 zunächst die Vorgehensweise beschrieben und daran anschließend das Ergebnis der Modellierung in Kapitel 6.3.2 dargestellt.

Auf eine zusätzliche Darstellung eines Methanetzes für die Szenarien 1 und 2 verzichten die Fernleitungsnetzbetreiber, da zum einen hierfür keine eigenständigen Modellierungen durchgeführt worden sind und sich zum anderen die verbleibenden Methanetze dieser Szenarien, aufgrund gleichbleibender Annahmen zum Transit, deutlich am Methanetz des Szenarios 3 im Jahr 2045 orientieren werden.

6.3.1 Eingangsgrößen

In den folgenden Unterkapiteln werden der Ausspeiseleistungsbedarf, das Vorgehen zur Ermittlung des Methanetzes und der Einspeiseleistungsbedarfe sowie die resultierenden Einspeiseleistungen im Bilanzfall dargestellt.

6.3.1.1 Ausspeiseleistungsbedarf

Für das Szenario 3 hat die BNetzA in der Genehmigung des Szenariorahmens einen innerdeutschen Methanbedarf zur Versorgung der im Methan verbleibenden Kraftwerke für das Betrachtungsjahr 2045 in Höhe von 44 GW_{th} (Tabelle 6) vorgegeben. Dieser resultiert aus der Vorgabe der elektrischen Anschlussleistung in Höhe von 22 GW_{el}.

Zusätzlich sind Transite durch Deutschland zur Versorgung der Nachbarländer zu berücksichtigen. Wie in Kapitel 3.3.1.4 erläutert, unterstellen die Fernleitungsnetzbetreiber dabei einen übergreifenden Transitbedarf von Nord-/Westeuropa in Richtung Süd-/Osteuropa basierend auf den aktuellen Planungen zur Energieversorgung dieser Länder.

Auf Basis dieser Rahmenbedingungen ergibt sich der Ausspeiseleistungsbedarf als Summe der folgenden Einzelbedarfe:

- Ausspeiseleistungen für Gaskraftwerke auf Basis gestellter Kapazitätsanfragen nach §§ 38, 39 GasNZV entsprechend Tabelle 29.
- Ausspeiseleistungen an den GÜP Deutschneudorf (Tschechische Republik), Wallbach/Basel (Schweiz), Lasow (Polen) sowie Oberkappel/Lindau (Österreich) in Höhe von circa 33 % der aktuellen festen Leistungen der jeweiligen GÜP, entsprechend Kapitel 3.3.1.4. Inwieweit darüber hinaus zusätzliche Exportleistungen erforderlich sind, die zur Auslegung der dafür benötigten Infrastruktur zum Beispiel über klar definierte Transportpfade (GÜP -zu- GÜP) dargestellt werden könnten, beabsichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber in zukünftigen Netzentwicklungsplänen zusammen mit den Marktteilnehmern weiter zu konkretisieren.

Tabelle 29: Berücksichtigte Kraftwerksstandorte und Gasanschlussleistungen in Szenario 3 (2045)

Nr.	Name des Punktes/ der Zone	Szenario 3 (2045) [MW _{el}]*	Szenario 3 (2045) [MW _{th}]
1	GK Leipheim (Block 2)	475	950
2	(KWK-)Wärmerzeugungsanlage Knapsack	140	280
3	Bergkamen	1.150	2.300
4	BHKW Profen Village	17	33
5	Gasturbine Heilbronn	600	1.200
6	GKW Hanau	54	107
7	GuD Kraftwerk Rostock	810	1.620
8	GuD Kraftwerk Schkopau	783	1.565
9	GuD Marbach	825	1.650
10	GuD Schwarze Pumpe	833	1.665
11	GuD-Anlage Aalen	158	316
12	GuD-Anlage Altbach-HKW2	530	1.060
13	GuD-Anlage Altbach-HKW3	430	860
14	GuD-Anlage Mannheim	800	1.600
15	Dampfturbinenkraftwerk Scholven	835	1.670
16	Dampfturbinenkraftwerk Staudinger	835	1.670
17	Hamm Westfalen	625	1.250
18	Hürth	800	1.600
19	Innovatives Hybrid-Kraftwerk Boxberg	833	1.665
20	Innovatives Hybrid-Kraftwerk Jänschwalde	833	1.665
21	Innovatives Hybrid-Kraftwerk Lippendorf	833	1.665
22	Kraftwerk Gundremmingen	800	1.600
23	Kraftwerk Mehrum	100	200
24	Kraftwerk Mehrum	725	1.450
25	Rechenzentrum Frechen	36	71
26	RWE Neurath	800	1.600
27	RWE Niederaußem	400	800
28	RWE Voerde	800	1.600
29	Steag Datteln	1.320	2.640
30	Steag Duisburg-Walsum	963	1.925

Nr.	Name des Punktes/ der Zone	Szenario 3 (2045) [MW _{el}]*	Szenario 3 (2045) [MW _{th}]
31	Steag Herne Block 4	710	1.420
32	Voerde Schleusenstraße	404	808
33	Weisweiler II	800	1.600
34	Werne	750	1.500
	Summe	21.807	43.605

* gemäß Szenariorahmengenemehmigung

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Für die Szenarien 1 und 2 gibt die BNetzA keinen innerdeutschen Methanbedarf vor. Es werden für beide Szenarien dieselben Transite und Exportleistungen an GÜP wie in Szenario 3 unterstellt.

6.3.1.2 Vorgehen zur Ermittlung des Methanetzes und der Einspeiseleistungsbedarfe

Entsprechend den Vorgaben der Genehmigung des Szenariorahmens sind zur Deckung im Bilanzfall im Betrachtungsjahr 2045 nur Importe über GÜP sowie, zusätzlich für Szenario 3, Einspeisungen aus Speichern anzusetzen. Einspeisungen aus LNG-Anlagen hat die BNetzA in der Genehmigung des Szenariorahmens dagegen nicht vorgesehen.

Für Szenario 3 wurde zur Bestimmung des konkreten Einspeiseleistungsbedarfs eine Mengenbedarfsabschätzung der Kraftwerke basierend auf der vorgegebenen Gasanschlussleistung und einem unterstellten Volllaststundenbereich zwischen 1.360 h und 2.500 h pro Jahr durchgeführt. Hieraus ergibt sich ein Mengenbedarf der Kraftwerke zwischen 59 TWh und 109 TWh pro Jahr. Auf Basis dieser Mengenabschätzung und den im Jahr 2045 unterstellten GÜP-Exportleistungen zur Versorgung von Nachbarländern wurden daraufhin die erforderlichen Einspeiseleistungen der GÜP und der Speicher in das Leitungsnetz bestimmt.

Auf Basis der konkreten Vorgaben für die Ausspeiseseite und der grundlegenden Annahmen für die Einspeiseseite haben die Fernleitungsnetzbetreiber in einem iterativen Prozess bestimmt, welche Methaninfrastruktur zur Erfüllung der vorgegebenen Transportaufgabe benötigt wird. Ausgehend von den vorgegebenen punktscharfen Kraftwerks-Ausspeiseleistungen wurden zunächst geeignete Transportinfrastrukturen ermittelt, um die räumliche Region der Kraftwerksbedarfe zu erreichen (regionale Anbindung). Im darauffolgenden Schritt wurde die überregionale An- und Verbindung der im vorherigen Schritt ermittelten Teilnetze (Bayern/Baden-Württemberg, NRW, Niedersachsen, Sachsen/Sachsen-Anhalt) konkretisiert. Dabei wurden auch grenzüberschreitende Verbindungsmöglichkeiten berücksichtigt. So wird von den Fernleitungsnetzbetreibern unterstellt, dass für den Nord-Süd Transport auch im Jahr 2045 eine Transportinfrastruktur zwischen den deutschen GÜP Brandov und Waidhaus durch die Tschechische Republik bestehen wird. Diese Annahme erfolgte, um in Deutschland nicht zwei separate Leitungen für den Nord-Süd-Transport vorsehen zu müssen. Bei der Ermittlung dieser regionalen und überregionalen Infrastruktur wurde parallel auf die Anbindung geeigneter Unterspeicher und der relevanten GÜP geachtet. Allgemein wurden einspeiseseitig Verbindungen zu mehreren GÜP berücksichtigt, um mehrere Importoptionen erschließen zu können. Sofern mehr als eine Infrastruktur zur Erfüllung der (insbesondere überregionalen) Transportaufgabe geeignet war, wurde zusätzlich berücksichtigt, ob in der Wasserstoff-Modellierung 2045 ein weiterer Transportbedarf in der Region besteht. In diesem Fall wurde geprüft, ob eine spezifische Methan-Leitungsinfrastruktur dafür aufgrund ihrer technischen Parameter besonders geeignet sein könnte. Für die Szenarien 1 und 2 wurde keine eigenständige Mengenabschätzung durchgeführt, da keine Kraftwerksbedarfe durch die BNetzA vorgegeben werden.

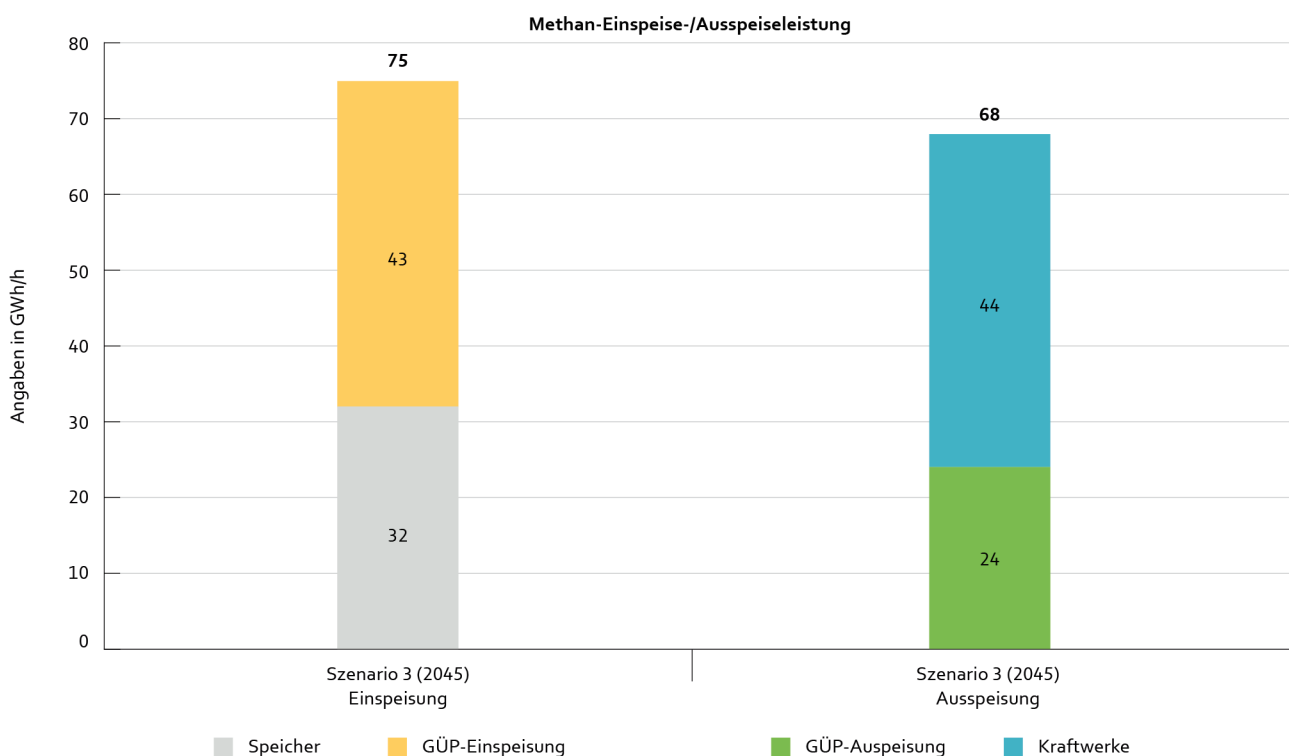
6.3.1.3 Resultierende Einspeiseleistungen im Bilanzfall

Auf Basis der vorgegebenen Ausspeiseleistungen und des iterativen Prozesses zur Ermittlung des notwendigen Methanetzes wird im Bilanzfall der Ausspeisebedarf durch folgende Einspeisungen im Szenario 3 gedeckt:

- Entsprechend Tabelle 29 werden auf Basis der räumlichen Verteilung der Kraftwerke und des sich daraus ergebenden regionalen Leistungsbedarfs Einspeisungen aus einer Vielzahl von Speichern angesetzt. Es wurden für diesen Bilanzfall beispielhaft die Speicher Etzel, Uelsen, Rehden, Epe, Bierwang, 7Fields, Haidach, Bernburg, Bad Lauchstädt und Sandhausen betrachtet. Eine Zuordnung anderer Speicher für den Bilanzfall 2045 ist möglich, sofern sie über das Jahr 2045 hinaus im Methanetz verfügbar sind.
- Entsprechend Kapitel 3.3.2.1 werden im Wesentlichen Einspeisungen über GÜP zu Dänemark (Ellund), Norwegen (Emden, Dornum), den Niederlanden (Bocholtz, Elten, Oude Statenzijl) sowie Belgien (Ey-natten) und Frankreich (Medelsheim) angesetzt.

In der Gegenüberstellung der Ein- und Ausspeisebedarfe ergibt sich damit die folgende Bilanz für Szenario 3 im Jahr 2045 (Abbildung 34).

Abbildung 34: Ein- und Ausspeiseleistung Szenario 3 (2045)



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

In der dargestellten Bilanz verbleibt eine Überdeckung von 7 GWh/h, die von den Fernleitungsnetzbetreibern ausgewiesen wird, um einspeiseseitig eine gewisse Flexibilität bei der Versorgung der Ausspeiseleistungen abzubilden.

Bezüglich Biomethan gehen die Fernleitungsnetzbetreiber für alle drei Szenarien davon aus, dass im Jahr 2045 relevante Biomethan-Produktionsleistungen in Deutschland existieren, die zum Teil auf Verteilernetzebene Mengen für den lokalen Verbrauch bereitstellen, aber auch - bei entsprechender räumlicher Nähe -

in das Fernleitungsnetz einspeisen könnten, um so die Mengen für den überregionalen Verbrauch oder Export zur Verfügung zu stellen. Aufgrund der Bedeutung des Themas sollte es primär zusammen mit den VNB im Rahmen der regionalen Transformationsplanung detailliert betrachtet werden. Aus diesem Grund verzichten die Fernleitungsnetzbetreiber aktuell auf die Berücksichtigung konkreter Biomethaneinspeisungen in das Fernleitungsnetz im Jahr 2045, bis konkrete Ergebnisse aus der Transformationsplanung vorliegen. Grundsätzlich wird das im Jahr 2045 bestehende Fernleitungsnetz in der Lage sein, signifikante Biomethan-Mengen aufzunehmen und zu transportieren.

6.3.2 Modellierungsergebnis Methannetz im Jahr 2045

Das aus dem oben dargelegten Prozess resultierende Methannetz für Szenario 3 im Betrachtungsjahr 2045 ist in dargestellt. Mit einer Länge von insgesamt circa 5.500 km umfasst das Netz nur einen Bruchteil der Länge des heutigen Fernleitungsnetzes von rund 40.000 km, ist aber für den Erhalt und die Nutzung wesentlicher Teile der Speicherinfrastruktur, für die Versorgung signifikanter Kraftwerksleistungen und zur Abbildung benötigter Transite entsprechend der zugrunde gelegten Annahmen angemessen dimensioniert.

Mit einer Anbindung an Norwegen, Dänemark, die Niederlande, Belgien und Frankreich über GÜP stehen mehrere Importmöglichkeiten zur Verfügung, wodurch auch die Resilienz des Netzes in Hinblick auf die Versorgungssicherheit gewährleistet wird.

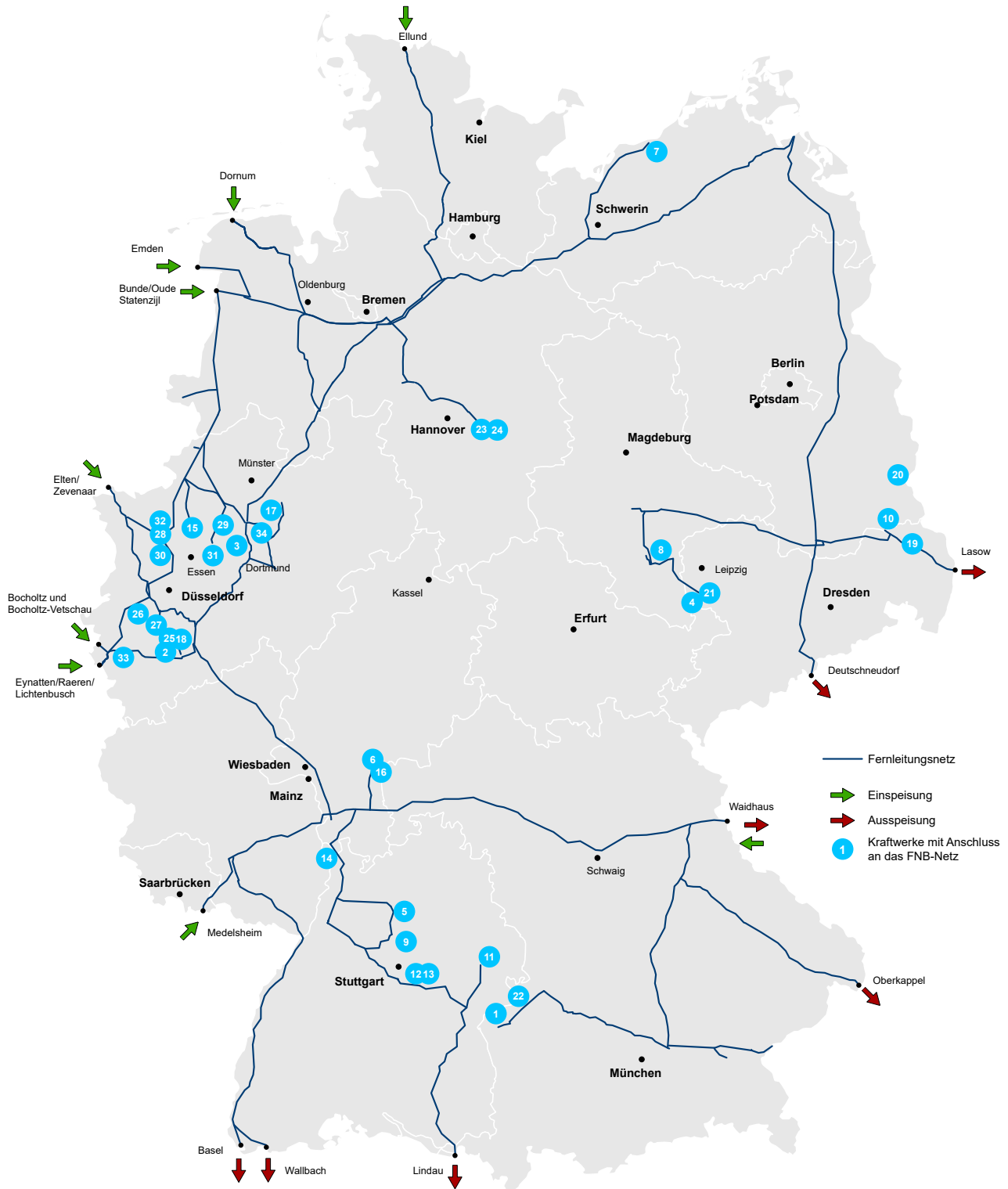
Zwei zentrale Nord-Süd Transportverbindungen (zum Teil über die Tschechische Republik) gewährleisten den Transport nach Süddeutschland, um die Versorgung von Kraftwerken, Exporte in die Nachbarländer Schweiz, Österreich, Polen und Tschechische Republik sowie die Befüllung der süddeutschen und österreichischen Speicher zu ermöglichen.

Lokale „Speichercluster“ in Süd-, West-, Nord- und Ostdeutschland sichern zusätzlich die lokale Versorgung von Kraftwerken und die Darstellung von Exporten in Spitzenlastsituationen ab und tragen damit ebenso zurr Resilienz des verbleibenden Methannetzes bei.

Die konkreten Leitungen, die für das Methannetz 2045 (Szenario 3) vorgesehen sind, finden sich im Anhang 4. Die folgende Abbildung stellt das Methannetz im Jahr 2045 grafisch dar. Die berücksichtigten Kraftwerke sind entsprechend der Tabelle 30 in der Abbildung nummeriert.

Abbildung 35: Methannetz im Betrachtungsjahr 2045

Methannetz im Betrachtungsjahr 2045



Quelle Koordinierungsstelle

6.4 Ausblick auf die Wasserstoff-Modellierung für das Betrachtungsjahr 2045

Im Modellierungsjahr 2045 wird ein relevanter Teil des heutigen Methanetzes nicht mehr für den Methantransport benötigt und könnte grundsätzlich für die Umstellung auf Wasserstoff zur Verfügung stehen. Um eine effiziente und prozessual optimierte Modellierung beider Energieträger zu gewährleisten, ermitteln die Wasserstofftransportnetzbetreiber deshalb zunächst das Methanetz im Jahr 2045, das zur Erfüllung der vorgegebenen Transportaufgabe benötigt wird. Bei der darauffolgenden Modellierung des Wasserstoffnetzes ist damit bereits zu Beginn der Modellierung klar, welche Methaninfrastruktur für eine Umstellung auf Wasserstoff zur Verfügung steht und in der Modellierung genutzt werden kann.

Die Entwicklung einer Wasserstoffinfrastruktur ist zentral für das Erreichen der langfristigen Klimaziele, daher geben die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber bereits im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 einen Ausblick auf die Entwicklung des Wasserstoffnetzes bis zum Jahr 2045 und skizzieren das weitere Vorgehen.

Der Wasserstoffbedarf steigt bis zum Jahr 2045 im Vergleich zum Jahr 2037 in allen drei Szenarien deutlich. Vor diesem Hintergrund ist zu erwarten, dass sich im Jahr 2045 im Vergleich zum Jahr 2037 ein deutlich höherer Wasserstoffinfrastrukturbedarf ergibt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber beabsichtigen grundsätzlich, auf den Ergebnissen der Modellierung des Jahres 2037 aufzusetzen. Die Szenarien 1 und 2 unterstellen keinen relevanten Methanbedarf im Jahr 2045, auch im Szenario 3 geht der Methanbedarf signifikant zurück. Daraus ergibt sich eine Reihe zusätzlicher, heute im Methan genutzter, aber im Jahr 2045 dann für den Wasserstoffbedarf zur Verfügung stehender Leitungen. Die Aufgabe der Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber besteht darin, aus dieser Sammlung an Leitungen diejenigen zu identifizieren, die dazu beitragen können, den gestiegenen Transportbedarf im Jahr 2045 zu bewältigen. Hierbei sind die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber derart vorgegangen, dass zuerst Leitungen mit einem Durchmesser ab DN 400 in die Wasserstoffmodellierung aufgenommen wurden. Im nächsten Schritt wurde für die im Methan verfügbaren Leitungen mit kleineren Durchmessern geprüft, ob diese eine Transportaufgabe im Wasserstoffnetz übernehmen können. Über diese in der folgenden Abbildung dargestellten größeren und zum Wasserstofftransport herangezogenen Leitungen hinaus können auch weitere Bestandsleitungen genutzt werden, um zusätzliche Regionen zu erschließen. Zusätzlich wurden bereits Neubauleitungen zur sinnvollen Erschließung weiterer Aufkommensquellen, wie beispielsweise GÜP, hinzugefügt. Dabei wird für alle drei Szenarien von einer einheitlichen Ausgangsbasis für die Modellierung ausgegangen. Demzufolge werden die im Szenario 3 im Methan für 2045 benötigten Leitungen (Kapitel 6.3.2) zum Modellierungsbeginn in allen drei Szenarien nicht berücksichtigt.

Die folgende Abbildung 36 zeigt die Ausgangsbasis für die Wasserstoffmodellierung 2045, wobei zwischen dem Wasserstoff-Netz für die Jahre 2037 und 2045 differenziert wird. Die abgebildeten Leitungen für das Jahr 2037 stellen die Wasserstoffmodellierungsergebnisse für die Szenarien 1–3 dar. Für das Jahr 2045 werden weitere potenzielle Wasserstoffleitungen dargestellt (vgl. Anhang 5).

Abbildung 36: Ausgangsbasis für die Wasserstoffmodellierung Szenarien 1–3 für das Jahr 2045

Ausgangsbasis für die Wasserstoffmodellierung Szenarien 1-3 für das Jahr 2045



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

In Summe startet die Wasserstoffmodellierung für das Jahr 2045 mit einem potenziellen Leitungsnetz in Höhe von rund 6.250 Kilometern. Das Vorgehen zur Regionalisierung der deutschlandweit vorgegebenen Wasserstoffbedarfe ist in Kapitel 3.4 beschrieben. Im Rahmen der Modellierung für das Jahr 2045 werden die Wasserstofftransportnetzbetreiber prüfen, welche Leitungen und Verdichterleistungen erforderlich sind, um den Bedarf zu decken.

Aufgrund des oben beschriebenen deutlichen Bedarfsanstiegs ist im Rahmen der Modellierung auch ein deutlicher Anstieg der Wasserstoffeinspeiseleistungen zu ermitteln. Die in der Szenariorahmengenenehmigung durch die BNetzA vorgegebenen Mindesteinspeiseleistungen werden nicht ausreichen, um den Wasserstoffbedarf zu decken. Hier wird an erster Stelle der Import von Wasserstoff GÜP eine zentrale Rolle spielen. Darüber hinaus werden die Transportnetzbetreiber weitere zusätzliche im Rahmen der Marktabfrage gemeldeten Wasserstoffeinspeiseprojekte für die Bedarfsdeckung heranziehen.

Die Wasserstoffmodellierung für das Jahr 2045 zeigt aus Sicht der Wasserstofftransportnetzbetreiber einen wichtigen Ausblick für die langfristige Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur. Die Ergebnisse, welche in den überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 einfließen werden, sind aber aufgrund des weiten Blicks in die Zukunft noch nicht relevant für den konkreten Netzausbauvorschlag, auch weil Investitionsentscheidungen für diesen langen Zeitraum heute noch nicht getroffen werden müssen.



7 Netzausbauvorschlag

In diesem Kapitel stellen die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber vor, wie auf der Grundlage des durch die BNetzA genehmigten Szenariorahmens 2025–2037/2045 Netzausbaumaßnahmen identifiziert und daraus ein Netzausbauvorschlag für das Methanetz sowie für das Wasserstoffnetz entwickelt wurde. Die Einzelmaßnahmen des Netzausbauvorschlages werden aus den verschiedenen Szenarien abgeleitet. Dabei werden einzelne Maßnahmen aus den Modellierungsergebnissen miteinander kombiniert. Diese Vorgehensweise trägt den weiterhin bestehenden Unsicherheiten hinsichtlich der tatsächlichen Entwicklung der Methan- und Wasserstoffnachfrage sowie des zeitlichen und räumlichen Hochlaufs des Wasserstoffmarktes Rechnung. Gleichzeitig werden die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber damit den energie- und klimapolitischen Zielsetzungen gerecht.

Die Modellierungsergebnisse für Wasserstoff auf Basis der Szenarien 1 und 2 führen jeweils zu einem Netzausbau, der größer ist als das bereits genehmigte Wasserstoff-Kernnetz. Ursache hierfür sind die höheren Transportbedarfe, die sich aus einer stärkeren Nachfrageentwicklung ergeben. Zur Deckung dieser Transportbedarfe sind zusätzliche Netzausbaumaßnahmen und Anpassungen technischer Parameter von bereits genehmigten Kernnetzmaßnahmen, wie zum Beispiel die Erhöhung von Leitungsdurchmessern oder Änderungen von Verdichterleistungen erforderlich.

Demgegenüber ergeben die Modellierungsergebnisse aus dem Szenario 3 einen Netzausbau, der kleiner ausfällt als das genehmigte Wasserstoff-Kernnetz. Dieses Szenario basiert auf eher zurückhaltenden Annahmen zum Hochlauf des Wasserstoffmarktes und den daraus resultierenden Transportbedarfen.

Darüber hinaus muss betont werden, dass die betrachteten Szenarien unterschiedliche Entwicklungspfade abbilden. Gegenwärtig kann noch nicht abschließend vorhergesagt werden, welches der Szenarien die höchste Eintrittswahrscheinlichkeit hat. Daher ist eine Orientierung des Netzausbauvorschlages ausschließlich an einem einzelnen Szenario aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber zum jetzigen Zeitpunkt nicht sachgerecht.

Zudem ist festzuhalten, dass aktuell weder eine Entscheidung über zusätzliche Wasserstoffmaßnahmen für Zeiträume ab dem Jahr 2037 noch eine Entscheidung über den möglichen Wegfall einzelner Maßnahmen des genehmigten Wasserstoff-Kernnetzes erforderlich ist. Der aktuelle Planungshorizont sowie die weiterhin bestehende Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung des Wasserstoffmarktes sprechen gegen eine vorgezogene Festlegung auf weitergehende oder reduzierte Ausbauplanungen. In Erwartung einer sich kontinuierlich verbessernden Informationsbasis, insbesondere einer zunehmend belastbaren Datenlage zum Wasserstoffhochlauf, bieten kommende Netzentwicklungspläne dafür hinreichende Gelegenheit.

Vor diesem Hintergrund wurde ein szenarienübergreifender, kriterienbasierter Ansatz zur Ermittlung des Netzausbauvorschlages gewählt. Ziel dieses Ansatzes ist es, ausschließlich solche Netzausbaumaßnahmen vorzuschlagen, die als erforderlich oder strukturell sinnvoll anzusehen sind. Damit wird dem Anspruch Rechnung getragen, keine verfrühten und somit ggf. später nicht erforderlichen Netzausbaumaßnahmen zu verursachen, sondern die weitere Entwicklung des Wasserstoffhochlaufs in den Blick zu nehmen und künftige Entscheidungen an dieser Entwicklung auszurichten.

Das Kernnetz schafft einen verlässlichen Rahmen für den Markthochlauf, indem potenziellen Marktakteuren frühzeitig die Sicherheit gegeben wird, dass notwendige Transportkapazitäten für Wasserstoff bereitgestellt werden. Der Netzausbauvorschlag ist daher ausgewogen im Spannungsfeld zwischen Vorleistung und konkreter Bedarfsorientierung angesiedelt: Einerseits wird durch das bereits genehmigte Kernnetz eine belastbare Ausgangsbasis für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft geschaffen, andererseits wird auf weitergehende, szenarienbasierte Ausbauschritte ohne bereits feststehende konkrete Bedarfe verzichtet.

Der Netzausbauvorschlag stellt im Wasserstoff folglich einen robusten und anpassungsfähigen Entwicklungsschritt innerhalb der kontinuierlichen Netzentwicklungsplanung dar. Er ermöglicht es, zukünftige Anpassungen in Abhängigkeit der tatsächlichen Marktentwicklung sowie den Erkenntnissen aus zukünftigen Netzentwicklungsplänen sachgerecht vorzunehmen.

Anhand klar definierter Kriterien wurden die Netzausbaumaßnahmen ausgewählt und priorisiert. Die Kriterien dienen dabei nicht ausschließlich der Identifikation zusätzlicher Ausbaubedarfe, sondern tragen zugleich dem gesetzlichen Auftrag aus § 28q Abs. 8 EnWG Rechnung, das genehmigte Wasserstoff-Kernnetz im Rahmen der Netzentwicklungsplanung systematisch zu überprüfen und kritisch zu hinterfragen.

Bei mehreren bereits genehmigten Kernnetz-Maßnahmen ist es zu Anpassungen der planerischen Inbetriebnahme sowie der Dimensionierung gekommen. Die Gründe für diese Anpassungen sind vielfältig und nicht immer nur auf eine einzelne Ursache zurückzuführen. Die Anpassungen wurden im vorliegenden Netzausbauvorschlag berücksichtigt.

Mit den szenarienübergreifenden Kriterien wird darüber hinaus sichergestellt, dass auch der Netzausbau für das Methannetz sach- und bedarfsgerecht ausgestaltet wird. Insbesondere wird angesichts eines perspektivisch erwarteten Rückgangs der Methannachfrage darauf geachtet, dass keine über den tatsächlichen Bedarf hinausgehenden Netzausbaumaßnahmen eingeplant werden. Der Netzausbauvorschlag für das Methannetz beschränkt sich daher auf solche Maßnahmen, die zur Gewährleistung eines sicheren und effizienten Netzbetriebs erforderlich sind.

7.1 Kriterien für den Netzausbauvorschlag Methan

Im Folgenden werden die fünf Kriterien zur Ermittlung des Netzausbauvorschlag Methan erläutert, die für die Modellierungsjahre 2030 und 2037 entwickelt wurden. Diese Kriterien wurden auf jede Netzausbaumaßnahme angewendet. Das Ergebnis befindet sich in der Anlage 2.

Die Kriterien 1–3 haben keinen Bezug zur Umstellung von Wasserstoffmaßnahmen, die Kriterien 4–5 beziehen sich auf erdgasverstärkende Maßnahmen für die Wasserstoffumstellung.

- CH₄(1): Maßnahmen, die in den Szenarien 1–4 in den Jahren 2030 und 2037 durchgängig Ergebnis der Modellierung sind, sind Bestandteil des Netzausbauvorschlags.
- CH₄(2): Maßnahmen, die nicht in allen Szenarien 1–4 in den Jahren 2030 und 2037 Ergebnis der Modellierung sind und die Bedarfe für Kraftwerke und Industrie decken, sind Bestandteil des Netzausbauvorschlags.
- CH₄(3): Maßnahmen, die nicht in allen Szenarien 1–4 in den Jahren 2030 und 2037 Ergebnis der Modellierung sind und nicht Bedarfe von Kraftwerken und Industrie decken, sind auch nicht Bestandteil des Netzausbauvorschlags.
- CH₄(4): Erdgasverstärkende Maßnahmen sind Bestandteil des Netzausbauvorschlags, sofern die dazugehörige Wasserstoff-Umstellungsmaßnahme auch Teil des Netzausbauvorschlags ist.
- CH₄(5): Erdgasverstärkende Maßnahmen sind nicht Bestandteil des Netzausbauvorschlags, sofern die dazugehörige Wasserstoff-Umstellungsmaßnahme nicht Teil des Netzausbauvorschlags ist.
- CH₄(6): Maßnahmen, die in keinem der Szenarien 1–4 in den Jahren 2030 und 2037 Ergebnis der Modellierung sind, sind nicht Bestandteil des Netzausbauvorschlags.

7.2 Netzausbauvorschlag Methan

Der Netzausbauvorschlag für Methan erfolgt unter dem Gesichtspunkt des volkswirtschaftlichen Nutzens und der Berücksichtigung der Klimaziele. Maßnahmen für Industrie und Kraftwerke sollen umgesetzt werden, sofern sich der Kunde über eine wirksame Kapazitätsreservierung beziehungsweise den Abschluss eines Realisierungsfahrplans und eine vertragliche Regelung über eine langfristige Buchung verbindlich zum Transportbedarf verpflichtet. Die Maßnahmen, die in allen drei Szenarien für 2037 benötigt werden, werden grundsätzlich zum Netzausbau vorgeschlagen. Allerdings wird die Notwendigkeit dieser Maßnahmen in kommenden Netzentwicklungsplänen überprüft. Die Umsetzung der erdgasverstärkenden Maßnahmen wird zudem eng an die entsprechenden Umstellungsmaßnahmen auf Wasserstoff geknüpft.

Der Netzausbauvorschlag Methan wird unter Berücksichtigung der oben genannten Kriterien in Tabelle 30 und Abbildung 37 dargestellt. Die entsprechenden Methan-Maßnahmen sind in Anhang 6 dargestellt.

Tabelle 30: Netzausbauvorschlag Methan

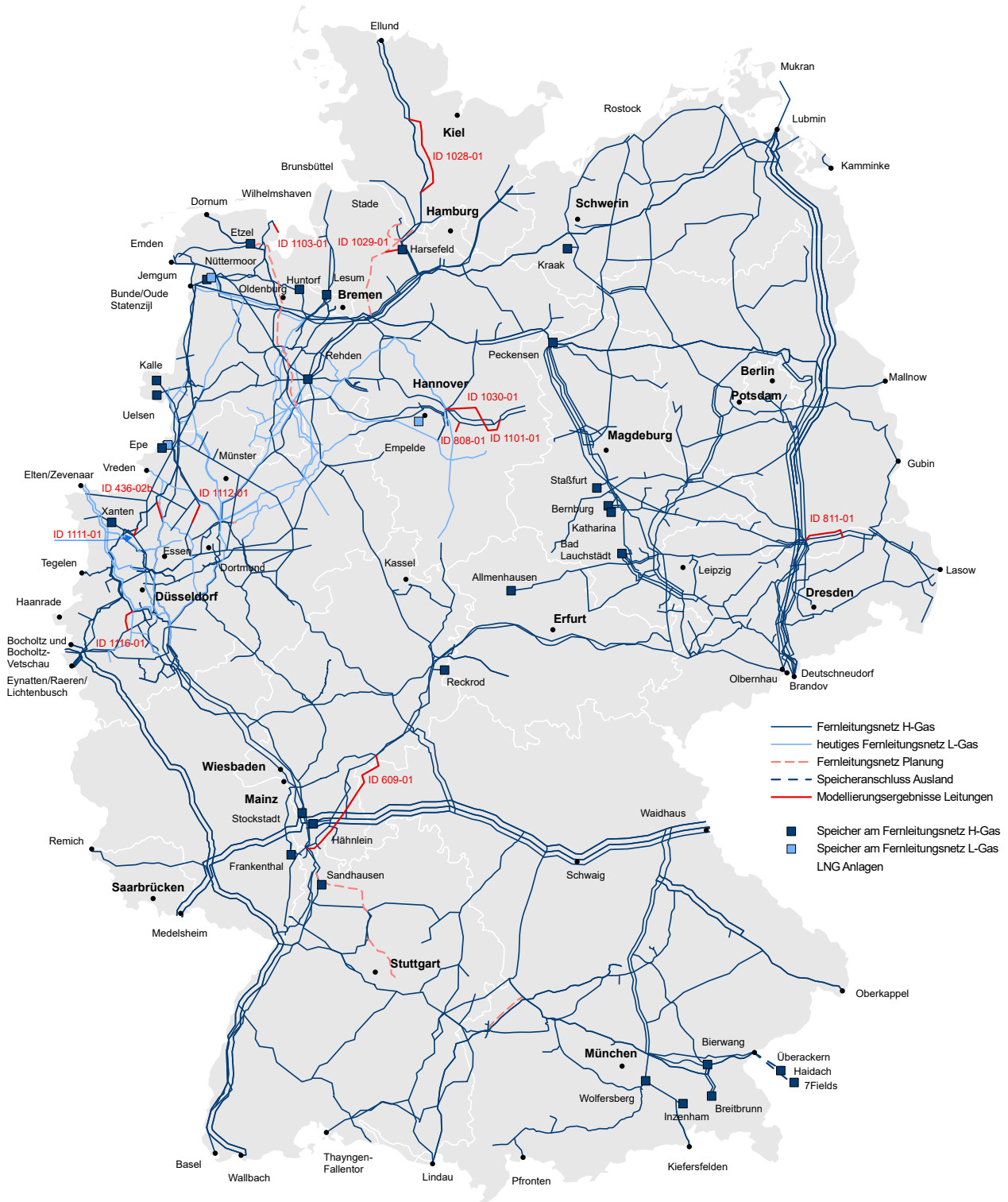
Ergebnisse Netzausbauvorschlag Methan*	
Technische Parameter	
Leitungen [km]	364
Verdichterleistung [MW]	0
Gesamtinvestitionen [Mrd. Euro]	2,9
- davon Netzausbaumaßnahmen aus dem NEP 2022	1,0
- davon erdgasverstärkende Maßnahmen aus dem NEP 2022 und Kernnetz	1,4
- davon neue Netzausbaumaßnahmen für Kraftwerks- und Industriebedarfe	0,4
- davon neue erdgasverstärkende Maßnahmen	0,2

*gerundete Werte

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Abbildung 37: Netzausbauvorschlag Methan

Netzausbauvorschlag Methan



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

7.3 Kriterien für den Netzausbauvorschlag Wasserstoff

Im Folgenden werden die sieben Kriterien für Wasserstoff erläutert, die für das Modellierungsjahr 2037 entwickelt wurden. Diese Kriterien wurden auf jede Netzausbaumaßnahme angewendet. Das Ergebnis befindet sich in der Anlage 3.

- H₂(1): Kernnetz-Maßnahmen, die in allen drei Szenarien für das Jahr 2037 Ergebnis der Modellierung sind, sind Bestandteil des Netzausbauvorschlags. Eine Anpassung von Inbetriebnahmetermine bei einzelnen Maßnahmen ist dabei möglich. Nähere Erläuterungen hierzu finden sich in der Anlage 3.
- H₂(2): Kernnetzmaßnahmen, die in mindestens einem der drei Szenarien für das Jahr 2037 Ergebnis der Modellierung sind, sind Bestandteil des Netzausbauvorschlags. Es erfolgt bei einzelnen Maßnahmen eine Anpassung der Dimensionierung und des Inbetriebnahmetermins, um aktuellen Marktentwicklungen gerecht zu werden. In den folgenden Netzentwicklungsplänen wird anhand von konkretisierten Marktbedarfen ermittelt, zu welchem Zeitpunkt und in welcher Dimensionierung die jeweilige Maßnahme benötigt wird.
- H₂(3): Kernnetzmaßnahmen, die in keinem der drei Szenarien im Jahr 2037 benötigt werden, sind nicht Bestandteil des Netzausbauvorschlags.
- H₂(4): Zusätzliche Neubaumaßnahmen über das Kernnetz hinaus, die in allen drei Szenarien für das Jahr 2037 aus der Modellierung resultieren, sind Teil des Netzausbauvorschlags.
- H₂(5): Zusätzliche Neubaumaßnahmen über das Kernnetz hinaus, die im Modellierungsergebnis für das Jahr 2037 nicht in allen drei Szenarien enthalten sind, werden grundsätzlich nicht in den Netzausbauvorschlag aufgenommen. Eine Überprüfung der Notwendigkeit dieser Maßnahmen erfolgt in den kommenden Netzentwicklungsplänen. Etwaige Ausnahmen sind in Kriterium H₂(6) beschrieben.
- H₂(6): Umstellungsmaßnahmen über das Kernnetz hinaus, die nicht in allen drei Szenarien für das Jahr 2037 erforderlich sind, jedoch in allen drei Szenarien im Jahr 2037 ohne erdgasverstärkende Maßnahmen umstellbar sind, werden aufgrund ihrer Umstellbarkeit auf Wasserstoff als Bestandteil des Netzausbauvorschlags berücksichtigt.
- H₂(7): Neubaumaßnahmen, die über die im Jahr 2037 als Bestandteil des Netzausbauvorschlags vorgesehenen Maßnahmen hinausgehen und im Jahr 2045 erforderlich werden, sind nicht Bestandteil des Netzausbauvorschlags.

7.4 Netzausbauvorschlag Wasserstoff und Anpassungen von Kernnetz-Maßnahmen

Im Rahmen der Überprüfung des genehmigten Kernnetzes gemäß § 28q Abs. 8 EnWG und der Möglichkeit der zeitlichen Streckung von Kernnetz-Maßnahmen gem. § 28q Abs. 8 S. 6 EnWG bis Ende 2037 wurden für den Netzausbauvorschlag Anpassungen an Kernnetz-Maßnahmen vorgenommen. Die BNetzA hat in Te-norziffer 7 der Genehmigung für den Szenariorahmen 2025 den Wasserstoffkernnetzbetreibern eine ge-wisse Flexibilität für die Anpassung genehmigter Kernnetz-Maßnahmen eingeräumt. Unter Ziffer II.B.9 der Szenariorahmengen Genehmigung 2025 wurden dazu Regelbeispiele für mögliche Anpassungen aufgelistet.

Die Gründe für die Anpassungen von Netzausbaumaßnahmen sind vielfältig und nicht immer nur auf eine einzelne Ursache zurückzuführen. Sie resultieren im Wesentlichen aus:

1. Anpassungen der Inbetriebnahmetermine aufgrund des Modellierungsergebnisses,
2. Anpassungen aufgrund aktueller Entwicklungen im Markthochlauf,
3. Anpassungen im Zuge der Realisierung von Kernnetzmaßnahmen, z.B. veränderte Trassenplanun-gen; besser aufeinander abgestimmten Bauausführungen verschiedener Maßnahmen,
4. Anpassungen der Inbetriebnahmetermine entsprechend der Transportbereitschaft angrenzender Transportleitungen,
5. Hindernisse bei der Umsetzung der Projekte, z.B. Marktlage, Kostensteigerungen, Engpässe bei Dienstleistern und erschwerte Vorgaben aus der SektVO bei der Beschaffung von Material und Leis-tungen,
6. Verzögerungen in den Genehmigungsverfahren, z.B. erwartete Beschleunigung bei der Baurechtser-langung durch die Planfeststellungsbehörde nicht eingetreten; erwartete Beschleunigung aus Ge-setzgebung (WassBG) nicht eingetreten,
7. Späterer Umstellung von Maßnahmen aufgrund erdgasverstärkender Maßnahmen (aufwendige und zeitintensive Maßnahmen im Methan zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit).

Die Umsetzung des Kernnetzes mit allen zugehörigen Maßnahmen bis zum 31.12.2037 bleibt dabei unge-achtet der angepassten Inbetriebnahmetermine weiterhin realistisch möglich. Auch für alle Kernnetz-Maßnahmen, die noch ohne Vorhabensträger sind, bleibt noch ausreichend Vorlaufzeit für die Umsetzung.

Mit den ergänzend zum Kernnetz neu ermittelten Ausbaumaßnahmen wird das zukünftige deutsche Was-serstoffnetz zudem punktuell sinnvoll ergänzt und verstärkt. Zur Einordnung sei erwähnt, dass die neuen Ausbaumaßnahmen nicht Bestandteil des Kernnetzes nach §28q EnWG sind und damit nicht den Finanzia-rungsbedingungen des Amortisationskontos §§ 28r, 28s EnWG unterliegen. Für diese neuen Maßnahmen des Netzausbauvorschlags Wasserstoff erfolgt daher durch die Wasserstofftransportnetzbetreiber vorerst keine Benennung von Vorhabenträgern. Eine erneute Überprüfung der Notwendigkeit dieser Maßnahmen findet unter Berücksichtigung der Marktentwicklung in den kommenden Netzentwicklungsplänen statt. Für die Umsetzung neuer Maßnahmen sind verbindliche regionale Bedarfe erforderlich. Die Verbindlichkeit kann zum Beispiel über den Abschluss von Realisierungsfahrplänen erreicht werden.

Der Netzausbauvorschlag Wasserstoff wird unter Berücksichtigung der oben genannten Kriterien in Tabelle 31 und Abbildung 38 dargestellt. Die entsprechenden Wasserstoff-Maßnahmen sind in Anhang 7 dargestellt.

Tabelle 31: Netzausbauvorschlag Wasserstoff

Ergebnisse Netzausbauvorschlag Wasserstoff*	
Technische Parameter	
Verdichterleistung [MW]	255
Leitungen [km]	7.007
- davon umzustellende Leitungen [km]	3.658
- davon Neubauleitungen [km]	3.163
- davon Neubauleitungen (offshore) [km]	186
- Zur Information: Czech German Hydrogen Interconnector (CGHI)** [km]	168
Gesamtinvestitionen [Mrd. Euro]	20,1
Verdichterstationen	1,9
Leitungen (inkl. Kosten für GDRM-Anlagen)	18,2
- davon umzustellende Leitungen	2,5
- davon Neubauleitungen	13,9
- davon Neubauleitungen (offshore)	1,9

* gerundete Werte

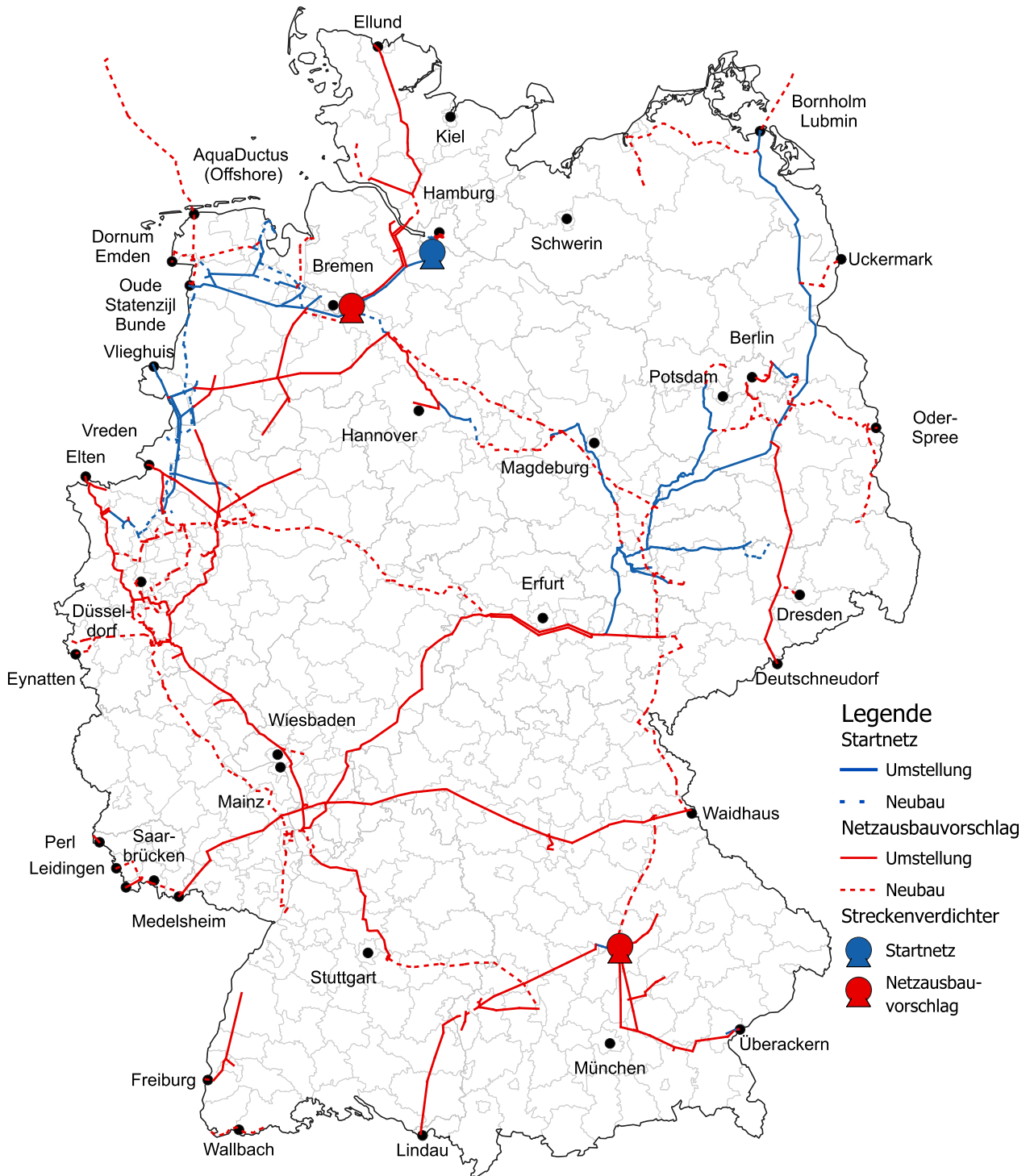
** CGHI wurde in der Modellierung berücksichtigt, ist aber nicht Bestandteil des deutschen Wasserstoffnetzes.

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Der Netzausbauvorschlag für Wasserstoff umfasst eine Leitungslänge von rund 7.007 km mit einem Investitionsvolumen von rund 20,1 Mrd. Euro. Zuzüglich der Wasserstoff-Startnetzmaßnahmen mit einer Leitungslänge von 2.199 km (Investitionsvolumen rund 4,1 Mrd. Euro) ergibt sich eine Gesamtlänge der Wasserstoffinfrastruktur von rund 9.206 km (Investitionsvolumen rund 24,2 Mrd. Euro).

Abbildung 38: Netzausbauvorschlag Wasserstoff

Netzausbauvorschlag Wasserstoff



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Für den Netzausbauvorschlag Wasserstoff haben die Wasserstofftransportnetzbetreiber eine Wasserstoff-Detail-Maßnahmenkarte veröffentlicht (vgl. Anlage 4).

7.5 Weitere Aspekte zu einzelnen Netzausbaumaßnahmen

MEGAL Abschnitt Gernsheim-Rothenstadt

Entgegen der Annahme, dass alle Kernnetz-Umstellungsmaßnahmen bis Ende 2032 auf Wasserstoff umgestellt werden können, wird der MEGAL-Abschnitt Gernsheim-Rothenstadt (H2-084-01, H2-085-01) 2030 aufgrund des sich abzeichnenden geringen Methan-Absatzrückgangs, sowie zusätzlichen Bedarfen für Kraftwerke, weiterhin für die Transportbedarfe im Methanetz benötigt. Eine Herausnahme bis 2032 würde zu erheblichen erdgasverstärkenden Maßnahmen führen. Die Wasserstoff-Berechnungen für das Jahr 2037 haben in den Szenarien 1, 2 und 3 gezeigt, dass der Wasserstoff-Transportbedarf nur in den Szenarien 1 und 2 eine Umstellung der MEGAL zwischen Gernsheim und Rothenstadt von Methan auf Wasserstoff erfordert. Die Inbetriebnahme der Maßnahme wird daher von 12/2032 laut Genehmigung des Kernnetzes auf 12/2034 verschoben. Im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027 wird die Umstellbarkeit zu 12/2034 überprüft. Da in Szenario 1 und 2 zusätzlich auf die erdgasverstärkenden Maßnahmen VDS Rimpf (1048-01), VDS Rothenstadt (1049-01), MEGAL Loop Rimpf-Hüttendorf (1047-01) verzichtet werden kann, entfallen diese aus den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025.

Netzkonzept Neuss und Düsseldorf

Bei den Neubaumaßnahmen im Düsseldorfer Raum (Leitung Nievenheim-Neuss; Leitung Neuss Hafen-Neuss) handelt es sich um einen Teil eines Transportkonzeptes der regionalen Erschließung, das auf konkreten Kundenbedarfen basiert. Mit der Thyssengas H2 sind die Kunden bereits vertragliche Verpflichtungen eingegangen und das Projekt befindet sich in der Phase der Machbarkeitsprüfung. Da die Bedarfe der Kunden im vorgegebenen Szenario 3 nicht vorkamen, konnte die Neubauleitungen des Konzepts das Kriterium 4 für Wasserstoff (siehe Anlage 3) nicht vollumfänglich erfüllen. Die ebenfalls im Konzept vorhandenen Umstellungsleitungen erfüllen das Kriterium 6 für Wasserstoff und sind somit Ausbauvorschlag. Die Wasserstofftransportnetzbetreiber sehen es durch den hohen Grad der Konkretisierung und der Bedarfsgerechtigkeit durch Kunden als Sonderfall an und schlagen daher die Maßnahme trotzdem im Rahmen des Netzausbauvorschlags vor. Das Inbetriebnahmedatum wurde gemäß der grundsätzlichen Systematik für neue Maßnahmen in diesem Netzentwicklungsplan auf 12/2036 gesetzt. Ungeachtet dessen sind die beteiligten Wasserstofftransportnetzbetreiber (OGE/Thyssengas H2) bemüht, die Kundenwünsche bezüglich einer früheren Umsetzung zu realisieren.

Anpassung der Wasserstoffinfrastrukturplanung in Nord-West-Deutschland

Die Kernnetz-Maßnahme KLN029-01 Wilhelmshaven-Wardenburg (NEP-ID H2-1029-01) wurde aufgrund geänderter Eingangsparameter und folglich als Resultat der Modellierung angepasst. Hintergrund dafür sind sowohl die geänderte Lokation der Offshore-Pipelineanbindung als auch die in der Genehmigung des Kernnetzes entfallenen Maßnahmen KLN024-01 Barßel-Wardenburg und KLN031-01 Barßel-Emsbüren. Der Kernnetzmaßnahme KLN029-01 kommt nun stärker die Aufgabe der Verteilung und des Transports von Wasserstoff von West- nach Ostdeutschland zu. Aus diesem Grund wird der Endpunkt der Maßnahme nun weiter östlich in Ganderkesee, statt in Wardenburg liegen. Folglich kann die Maßnahme KLN025-01 Wardenburg-Ganderkesee entfallen und ist daher nicht in den Ausbauvorschlag der Wasserstofftransportnetzbetreiber aufgenommen worden, was eine kosteneffiziente Weiterentwicklung des Kernnetzes darstellt. Die neuen Anfangs- und Endpunkte der Maßnahme werden durch die Erkenntnisse erster Trassenstudien unterstützt.

Die geänderte Trassenplanung der Maßnahme KLN029-01 Wilhelmshaven-Wardenburg und die Verschiebung des Inbetriebnahmedatums haben Auswirkungen auf die ursprüngliche Kernnetz Maßnahme KLN019-01 Rastede-Wiefelstede (NEP-ID H2-1019-01). Die Maßnahme KLN019-01 Rastede-Wiefelstede wäre ohne Änderung der technischen Parameter nicht mehr transportfähig. Daher wurde die Leitungslänge der Maßnahme KLN019-01 um circa 10 km verlängert. Hierdurch hat sich der Zielort der Leitung verlagert und der neue Name der Maßnahme lautet Rastede-Westerstede.



8 Schlusswort und Ausblick

Die KO.NEP legt mit diesem Dokument den von den Fernleitungs- und Wasserstofftransportnetzbetreibern erstellten Entwurf für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 zur Konsultation vor.

Durch die integrierte Betrachtung der Energieträger Methan und Wasserstoff und eine stärkere inhaltliche Verzahnung mit dem Netzentwicklungsplan Strom der Übertragungsnetzbetreiber gehen die Netzbetreiber dabei einen weiteren Schritt hin zu einer ganzheitlichen Infrastrukturplanung. Zudem fand die Modellierung für diesen Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 in den Zieljahren 2037 und 2045 anders als in der Vergangenheit szenarienbasiert statt, wodurch eine große Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Kontext der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung dargestellt werden kann.

Der Umfang der integrierten Betrachtung von Methan und Wasserstoff mit drei zu modellierenden Szenarien hat zu einem deutlich höheren Analysebedarf als bisher geführt. Die Fernleitungs- und Wasserstofftransportnetzbetreiber veröffentlichen die geplanten Inhalte des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 daher in zwei Schritten.

Mit der Veröffentlichung des Entwurfes des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 und der damit beginnenden Konsultation erfolgt der erste Schritt. Die Konsultation des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 findet vom 03. März 2026 bis zum 27. März 2026 statt. In dieser Zeit haben alle Interessierten Gelegenheit, sich schriftlich zum Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 zu äußern.

Die Fernleitungs- und Wasserstofftransportnetzbetreiber laden zur Teilnahme an der Konsultation ein und freuen sich über die Beteiligung der Öffentlichkeit. Am 11. März 2026 findet von 09.00 Uhr bis 12.30 Uhr ein Workshop zur Vorstellung der wesentlichen Ergebnisse des Entwurfes des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 statt.

In einem zweiten Schritt wird ein überarbeiteter Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 mit den Ergebnissen der Konsultation erstellt. Bestandteil dieses überarbeiteten Entwurfes des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 sind die Modellierungsergebnisse für Wasserstoff im Betrachtungsjahr 2045 sowie die Modellierung der MBI. Die Netzbetreiber werden diesen überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 voraussichtlich Mitte des Jahres 2026 der BNetzA zur Genehmigung vorlegen.

Anhänge und Anlagen

Anhänge

Anhang 1a: Im Zuge der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 entfallene Methan-Maßnahmen

Nr.	ID-Nummer	Ausbaumaßnahme	Begründung für den Entfall der Maßnahme
1	301-01	Überspeisung Embsen	Effiziente Weiterentwicklung des Verdichterstandortes Achim/Embsen u.a. mittels erdgasverstärkender Maßnahme (1030-01) im Rahmen der Wasserstoff-Kernnetz-Modellierung.
2	624-01	GDRM-Anlage Weißensberg 2	Maßnahme aufgrund von Bedarfsrückgang Methan nicht mehr notwendig.
3	626-01	Leitung Aalen-Essingen	Maßnahme aufgrund von Bedarfsrückgang Methan nicht mehr notwendig.
4	635-01	GDRM-Anlage Embsen	Effiziente Weiterentwicklung des Verdichterstandortes Achim/Embsen u.a. mittels erdgasverstärkender Maßnahme (1030-01) im Rahmen der Wasserstoff-Kernnetz-Modellierung.
5	637-02	Anpassung Verdichter Achim	Effiziente Weiterentwicklung des Verdichterstandortes Achim/Embsen u.a. mittels erdgasverstärkender Maßnahme (1030-01) im Rahmen der Wasserstoff-Kernnetz-Modellierung.
6	639-01	GDRM-Anlage Achim	Effiziente Weiterentwicklung des Verdichterstandortes Achim/Embsen u.a. mittels erdgasverstärkender Maßnahme (1030-01) im Rahmen der Wasserstoff-Kernnetz-Modellierung.
7	761-01	Leitung Egenstedt-Clauen	Die Maßnahme ist kapazitiv nicht mehr notwendig.
8	762-01	Leitung Wallach-Alpen	Die Leitung Sonsbeck-Hamborn ist nicht Bestandteil des Wasserstoffnetzes. Eine alternative Methanversorgung von Alpen muss entsprechend nicht aufgebaut werden.
9	763-01	Leitung Budberg-Eversael	Die Leitung Sonsbeck-Hamborn ist nicht Bestandteil des Wasserstoffnetzes. Eine alternative Methanversorgung von Alpen muss entsprechend nicht aufgebaut werden.
10	764-01	Umbindungen Anschlussleitungen Sonsbeck-Oberhausen	Die Leitung Sonsbeck-Hamborn ist nicht Bestandteil des Wasserstoffnetzes. Eine alternative Methanversorgung der daran angeschlossenen Ausspeisepunkte muss entsprechend nicht aufgebaut werden.
11	765-01	GDRM-Anlage Glehn II	Die Leitung Sonsbeck-Hamborn ist nicht Bestandteil des Wasserstoffnetzes. Die zusätzliche Aufspeisung in Richtung des westlichen Ruhrgebiets über Glehn ist entsprechend nicht erforderlich.
12	766-01	GDRM-Anlage Hamborn I	Die Leitung Sonsbeck-Hamborn ist nicht Bestandteil des Wasserstoffnetzes. Die Versorgung von Oberhausen kann entsprechend unverändert erfolgen.
13	812-01	Leitung Bergen-Burg	Verringerung der geplanten Transportkapazität.
14	813-01	Leitung Spreetal-Abzweigsystem Süd	Veränderung der geplanten Netzfahrweise.
15	814-01	VDS Lauchhammer 2	Mittels Veränderung der MAP-Zuordnung zum MAP Lauchhammer.
16	816-01	GDRM-Anlage Spreetal	Veränderung der geplanten Versorgung für eine Druckverbesserung für einen Industrie-Mehrbedarf.

Nr.	ID-Nummer	Ausbaumaßnahme	Begründung für den Entfall der Maßnahme
17	817-01	Armaturenstation Spreetal	Veränderung der geplanten Versorgung für eine Druckverbesserung für einen Industrie-Mehrbedarf.
18	828-01	Anschlussleitung Knapsack	Da ein Kraftwerk in Knapsack nicht mehr als systemrelevant eingestuft wird, entfällt die Notwendigkeit, die Anschlussleitung zu realisieren.
19	836-01	GDRM-Anlage Verlautenheide II Erweiterung	Aus der Bedarfsentwicklung ergibt sich auch in Verbindung mit der Marktraumumstellung kein zusätzlicher marktgebietsinterner Kopplungsbedarf über die bestehenden Anlagenleistungen hinaus.
20	888-01	GDRM-Anlage Vorweden	Verschiebung der geplanten GDRA-Redundanz auf andere Netzparameter.
21	889-01	Leitung LNG-Terminal-Groß Tessin (NEL)	Maßnahme ersatzlos gestrichen, wegen LNG-Leistungsreduktion von 10 GWh/h auf 1,5 GWh/h.
22	929-01	GDRM-Anlage Groß Tessin	Maßnahme ersatzlos gestrichen, wegen LNG-Leistungsreduktion von 10 GWh/h auf 1,5 GWh/h.
23	930-01	VDS Groß Tessin	Maßnahme ersatzlos gestrichen, wegen LNG-Leistungsreduktion von 10 GWh/h auf 1,5 GWh/h.
24	946-01	Anpassung VDS Quarnstedt	Die Importleistung aus Dänemark wird durch die Umsetzung der erdgasverstärkenden Maßnahmen ID 767-03 sowie ID 1030-01 zusätzlich zu LNG abtransportiert werden können. Das Druckverhältnis über den Verdichter Quarnstedt ist dafür ausreichend. Die erdgasverstärkende Maßnahme zur Schaffung der Möglichkeit zur seriellen Nutzung der Bestandsverdichter in Quarnstedt ist somit nicht mehr notwendig.
25	948-01	Umhängung auf dem Leitungssystem Bobbau-Großkugel in Höhe Queis	Umhängung auf ein anderen Netzpunkt ohne Leitungsneubau.
26	949-01	Umhängung auf dem Leitungssystem Bobbau-Großkugel in Höhe Gollma	Umhängung auf ein anderen Netzpunkt ohne Leitungsneubau.
27	953-01	Leitung Friesack-Friesack II	Leitung verbleibt im Methan, keine Umhängung notwendig.
28	954-01	Leitung Friesack II-Möthlow	Leitung verbleibt im Methan, keine Umhängung notwendig.
29	955-01	Leitung Friesack-Dreetz	Leitung verbleibt im Methan, keine Umhängung notwendig.
30	956-01	Leitung Dreetz-Neustadt	Leitung verbleibt im Methan, keine Umhängung notwendig.
31	957-01	Leitung Neustadt-Kyritz	Leitung verbleibt im Methan, keine Umhängung notwendig.
32	958-01	Leitung Kyritz-Kyritz II	Leitung verbleibt im Methan, keine Umhängung notwendig.
33	959-01	Leitung Kyritz II-Vehlow	Leitung verbleibt im Methan, keine Umhängung notwendig.
34	962-01	GDRM-Anlage Levitzow	Ersatzmaßnahme nicht notwendig, da Bestandssystem wieder im Verbund für Methan aktiv.
35	963-01	Anschlussleitung Levitzow	Ersatzmaßnahme nicht notwendig, da Bestandssystem wieder im Verbund für Methan aktiv.
36	966-01	Erweiterung GDRM-Anlage Bernau	Die Maßnahme ist kapazitiv nicht mehr notwendig.

Nr.	ID-Nummer	Ausbaumaßnahme	Begründung für den Entfall der Maßnahme
37	967-01	GDRM-Anlage Xanten	Die Nutzung der Speicherzone Epe/ Xanten erfordert keine Regelung der Flüsse Xanten-Appeldorn und Xanten-Wallach in Verbindung mit der Umstellung der Leitung Xanten-Wallach auf Wasserstoff mehr.
38	969-01	Armaturenstation Levitzow	Entfall der Maßnahmen ID 962-01 ("GDRM-Anlage Levitzow") und ID 963-01 ("Anschlussleitung Levitzow"), wodurch eine Armaturenstation in Levitzow nicht mehr notwendig ist.
39	1003-01	Leistungsverbindung Schnaitsee-Bierwang und Burghausen-Schnaitsee	Durch Verlagerung von MAP-Leistung nicht erforderlich.
40	1004-01	Leistungsverbindung Schnaitsee-Bierwang und Gröben-Schachen	Die Maßnahme wird durch die Maßnahme ID 1155-01 ersetzt.
41	1005-01	GDRM-Anlage Bierwang 6	Die Maßnahme wird durch die Maßnahme ID 1155-01 ersetzt.
42	1008-01	Umhängung auf dem Leitungssystem Anwaltig-Schnaitsee	Keine Methanversorgung mehr erforderlich. Abstimmung mit VNB.
43	1034-01	Leitung Unterlüß Kolshorn	Die Maßnahme ist kapazitiv nicht mehr notwendig.
44	1038-01	Umhängung auf dem Leitungssystem Belm-Haaren	Die Maßnahme ist kapazitiv nicht mehr notwendig.
45	1047-01	Leitung Rimpar-Hüttendorf	Entgegen der Annahme, dass alle Wasserstoff-Kernnetz-Umstellungsmaßnahmen bis Ende 2032 auf Wasserstoff umgestellt werden können, wird der MEGAL-Abschnitt Gernsheim-Rothensstadt (H2-0084-01, H2-0085-01) 2030 aufgrund des sich abzeichnenden geringen Methan-Absatzrückgangs, sowie zusätzlichen Bedarfen für Kraftwerke, weiterhin für die Transportbedarfe im Methanetz benötigt. Eine Herausnahme bis 2032 würde zu erheblichen erdgasverstärkenden Maßnahmen führen. Die Wasserstoffrechnungen des Jahres 2037 haben in den Szenarien 1, 2 und 3 gezeigt, dass der Wasserstofftransportbedarf nur in den Szenarien 1 und 2 eine Umstellung der MEGAL zwischen Gernsheim und Rothensstadt von Methan auf Wasserstoff erfordert. Die Inbetriebnahme der Maßnahme wird daher von 12/2032 laut Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes auf 12/2034 verschoben. Im NEP 2027 wird die Umstellbarkeit zu 12/2034 überprüft. Da in den Szenarien 1 und 2 zusätzlich auf die erdgasverstärkenden Maßnahmen VDS Rimpar (1048-01), VDS Rothensstadt (1049-01), MEGAL Loop (Rimpar-Hüttendorf) (1047-01) verzichtet werden kann, entfallen diese aus dem NEP 2025.

Nr.	ID-Nummer	Ausbaumaßnahme	Begründung für den Entfall der Maßnahme
46	1048-01	Verdichterstation Rimpar	Entgegen der Annahme, dass alle Wasserstoff-Kernnetz-Umstellungsmaßnahmen bis Ende 2032 auf Wasserstoff umgestellt werden können, wird der MEGAL-Abschnitt Gernsheim-Rothensstadt (H2-0084-01, H2-0085-01) 2030 aufgrund des sich abzeichnenden geringen Methan-Absatzrückgangs, sowie zusätzlichen Bedarfen für Kraftwerke, weiterhin für die Transportbedarfe im Methannetz benötigt. Eine Herausnahme bis 2032 würde zu erheblichen erdgasverstärkenden Maßnahmen führen. Die Wasserstoffrechnungen des Jahres 2037 haben in den Szenarien 1, 2 und 3 gezeigt, dass der Wasserstofftransportbedarf nur in den Szenarien 1 und 2 eine Umstellung der MEGAL zwischen Gernsheim und Rothensstadt von Methan auf Wasserstoff erfordert. Die Inbetriebnahme der Maßnahme wird daher von 12/2032 laut Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes auf 12/2034 verschoben. Im NEP 2027 wird die Umstellbarkeit zu 12/2034 überprüft. Da in den Szenarien 1 und 2 zusätzlich auf die erdgasverstärkenden Maßnahmen VDS Rimpar (1048-01), VDS Rothensstadt (1049-01), MEGAL Loop (Rimpar-Hütten-dorf) (1047-01) verzichtet werden kann, entfallen diese aus dem NEP 2025.
47	1049-01	Verdichterstation Rothensstadt	Entgegen der Annahme, dass alle Wasserstoff-Kernnetz-Umstellungsmaßnahmen bis Ende 2032 auf Wasserstoff umgestellt werden können, wird der MEGAL-Abschnitt Gernsheim-Rothensstadt (H2-0084-01, H2-0085-01) 2030 aufgrund des sich abzeichnenden geringen Methan-Absatzrückgangs, sowie zusätzlichen Bedarfen für Kraftwerke, weiterhin für die Transportbedarfe im Methannetz benötigt. Eine Herausnahme bis 2032 würde zu erheblichen erdgasverstärkenden Maßnahmen führen. Die Wasserstoffrechnungen des Jahres 2037 haben in den Szenarien 1, 2 und 3 gezeigt, dass der Wasserstofftransportbedarf nur in den Szenarien 1 und 2 eine Umstellung der MEGAL zwischen Gernsheim und Rothensstadt von Methan auf Wasserstoff erfordert. Die Inbetriebnahme der Maßnahme wird daher von 12/2032 laut Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes auf 12/2034 verschoben. Im NEP 2027 wird die Umstellbarkeit zu 12/2034 überprüft. Da in den Szenarien 1 und 2 zusätzlich auf die erdgasverstärkenden Maßnahmen VDS Rimpar (1048-01), VDS Rothensstadt (1049-01), MEGAL Loop (Rimpar-Hütten-dorf) (1047-01) verzichtet werden kann, entfallen diese aus dem NEP 2025.

Anhang 2b: Im Zuge der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 entfallene Wasserstoff-Maßnahmen

Nr.	ID-Nummer	Ausbaumaßnahme	Begründung für den Entfall der Maßnahme
1	KLN001-01	Leitung Überackern-Haiming inkl. GDRM-Anlagen	Die Wasserstoff-Kernnetz-Neubaumaßnahme Überackern-Haiming (KLN1001-01) wird durch die Umstellungsmaßnahme (H2-201-01) zum Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 ersetzt.
2	KLN022-01	Leitung Ellund-Nieüll inkl. GDRM-Anlagen	In der Marktabfrage für Wasserstoffprojekte zum NEP 2025 wurde für den Bereich Nieüll eine Wasserstoffeinspeiseleistung von 75 MW im Jahr 2030 gemeldet. Diese Leistung stand jedoch nicht im Verhältnis zum geplanten Neubau einer rund 30 km langen Wasserstoffleitung zur Anbindung an den Hyperlink 3. Aus diesem Grund wurde die Leitung Ellund-Nieüll zunächst nicht in den Ausbauvorschlag des NEP 2025 aufgenommen. Die Fernleitungsnetzbetreiber behalten sich jedoch vor, die Leitung bei einer künftig deutlich höheren angefragten Leistung, die derzeit intensiv diskutiert wird, erneut in den Netzausbauvorschlag aufzunehmen.
3	KLN025-01	Leitung Wardenburg-Ganderkesee inkl. GDRM-Anlage	Die Wasserstoff-Kernnetz-Maßnahme KLN029-01 Wilhelms-haven-Wardenburg (NEP-ID H2-1029-01) wurde aufgrund geänderter Eingangsparameter und folglich als Resultat der Modellierung angepasst. Hintergrund dafür sind sowohl die geänderte Lokation der Offshore-Pipelineanbindung als auch die in der Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes entfallenen Maßnahmen KLN024-01 Barßel-Wardenburg und KLN031-01 Barßel-Emsbüren. Der Wasserstoff-Kernnetz-Maßnahme KLN029-01 kommt nun stärker die Aufgabe der Verteilung und des Transports von Wasserstoff von West- nach Ostdeutschland zu. Aus diesem Grund wird der Endpunkt der Maßnahme nun weiter östlich in Ganderkesee, statt in Wardenburg, liegen. Folglich kann die Maßnahme KLN025-01 Wardenburg-Ganderkesee entfallen und ist daher nicht in den Netzausbauvorschlag der Wasserstofftransportnetzbetreiber aufgenommen worden, was eine kosteneffiziente Weiterentwicklung des Wasserstoff-Kernnetzes darstellt.
4	KLU045-01	Leitung Luttum-Lehringen inkl. GDRM-Anlagen	Aufgrund der Anpassung der Leitungslänge und des Endpunktes im Zuge von Konkretisierungen der Trassierung/ Trassenplanung der Wasserstoff-Kernnetz-Maßnahme KLN027-01 Achim-Luttum/ Lehringen ändert sich auch die umgebende Infrastruktur. Konkret bedeutet dies den Entfall der Maßnahme KLU045-01 Luttum-Lehringen, was eine effiziente Weiterentwicklung des Wasserstoff-Kernnetzes darstellt. Diese wird nicht mehr zur Verbindung der Punkte Achim und Lehringen benötigt.

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Anhang 3: Übersicht der L-H-Gas-Umstellungsbereiche bis 2029

Nr.	Umstellungsbereiche	FNB	Umstellungszeitpunkt
1	EWE-Zone Teil VII	GTG Nord	2026
2	Bielefeld/ Paderborn	GUD	2026
3	im Produktionsbereich/ vorgelagert	GUD	2026
4	Bereich Rehden-Lengerich	Nowega	2026
5	Düsseldorf	OGE/Thyssengas	2026
6	Werne-Ummeln-Drohne	OGE	2026
7	Emmerich	Thyssengas	2026
8	EWE-Zone Teil VIII	GTG Nord	2027
9	Zone Westnetz	GTG Nord	2027
10	Salzgitter III	Nowega	2027
11	Werne-Ummeln-Drohne	OGE	2027
12	Sonsbeck-Dorsten	OGE	2027
13	Rommerskirchen/ Kerpen	OGE	2027
14	Hürth/Brühl/Bergheim 2	Thyssengas	2027
15	Rommerskirchen/ Blatzheim	Thyssengas	2027
16	Sonsbeck-Oberhausen	Thyssengas	2027
17	Weisweiler/ Düren	Thyssengas	2027
18	Kapellen	Thyssengas	2027
19	Emsland II	Nowega	2028
20	Salzgitter I	Nowega	2028
21	Krefeld-Langenfeld	OGE/Thyssengas	2028
22	Dorsten-Leichlingen	OGE/Thyssengas	2028
23	Sonsbeck-Dorsten	OGE	2028
24	Kalkar/ Uedem/ Aldekerk	Thyssengas	2028
25	Voigtei (GUD)	GUD	2029
26	Petershagen Messlinger Straße	Nowega	2029
27	Salzgitter II	Nowega	2029
28	Münsterland	OGE	2029
29	Gescher	OGE	2029
30	Haanrade	Thyssengas	2029

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Anhang 4: Potenzielle Standorte von GDRM-Anlagen im Wasserstoff

Nr.	Maßnahme	Szenario 1 2037	Szenario 2 2037	Szenario 3 2037
1	GDRM-Anlage Achim	x	x	x
2	GDRM-Anlage Ahlten	x	x	x
3	GDRM-Anlage Aichschieß	x	x	–
4	GDRM-Anlage Albachten	x	x	x
5	GDRM-Anlage Amelsbüren	x	x	x
6	GDRM-Anlage AquaDuctus	x	x	x
7	GDRM-Anlage Außig	x	x	x
8	GDRM-Anlage Bad Bentheim	x	x	x
9	GDRM-Anlage Bad Lauchstädt	x	x	x
10	GDRM-Anlage Blumberg	x	x	–
11	GDRM-Anlage Bobbau 1	x	x	x
12	GDRM-Anlage Bobbau 2	x	x	–
13	GDRM-Anlage Brunsbüttel	x	x	x
14	GDRM-Anlage Buchholz	x	x	x
15	GDRM-Anlage Bunde 1	x	x	x
16	GDRM-Anlage Bunde 2	x	x	x
17	GDRM-Anlage Coswig	x	–	–
18	GDRM-Anlage Deutschneudorf	x	x	x
19	GDRM-Anlage Dorsten 1	x	x	x
20	GDRM-Anlage Dorsten 2	x	x	–
21	GDRM-Anlage Eisenach	x	x	x
22	GDRM-Anlage Elgendorf	x	–	–
23	GDRM-Anlage Ellund	x	x	x
24	GDRM-Anlage Elten	x	x	x
25	GDRM-Anlage Emden 1	x	x	–
26	GDRM-Anlage Emden 2	x	x	–
27	GDRM-Anlage Emlichheim	x	x	x
28	GDRM-Anlage Emsbüren 1	x	x	x
29	GDRM-Anlage Emsbüren 2	x	x	x
30	GDRM-Anlage Erlangen	x	x	–
31	GDRM-Anlage Finsing 1	x	x	x
32	GDRM-Anlage Finsing 2	x	x	x
33	GDRM-Anlage Forchheim	x	x	x
34	GDRM-Anlage Freiburg	x	x	x
35	GDRM-Anlage Fürstenhausen	x	x	x
36	GDRM-Anlage Gernsheim	x	x	x

Nr.	Maßnahme	Szenario 1 2037	Szenario 2 2037	Szenario 3 2037
37	GDRM-Anlage Greifenhagen (PL)	x	x	x
38	GDRM-Anlage Haiming	x	x	x
39	GDRM-Anlage Haskamp	x	x	x
40	GDRM-Anlage Heist	x	x	x
41	GDRM-Anlage Hennickendorf	x	x	x
42	GDRM-Anlage Herchenrode	x	x	–
43	GDRM-Anlage Herrnsheim	x	x	–
44	GDRM-Anlage IP Bunde/ Oude	x	x	x
45	GDRM-Anlage Irsching/ Menning	x	x	x
46	GDRM-Anlage Jena	x	x	x
47	GDRM-Anlage Karlsruhe-Rheinhafen	x	x	–
48	GDRM-Anlage Kitzen	x	x	–
49	GDRM-Anlage Klein Offenseth	x	x	x
50	GDRM-Anlage Kleinziethen	x	x	–
51	GDRM-Anlage Kolshorn	x	x	x
52	GDRM-Anlage Krefeld/ St. Hubert	x	x	–
53	GDRM-Anlage Lampertheim 1	x	x	x
54	GDRM-Anlage Lampertheim 2	x	x	x
55	GDRM-Anlage Lampertheim 3	x	x	x
56	GDRM-Anlage Leer/ Nüttermoor	x	x	x
57	GDRM-Anlage Lehringen	x	x	x
58	GDRM-Anlage Leidingen	x	x	x
59	GDRM-Anlage Lemförde/ Drohne	x	x	–
60	GDRM-Anlage Lengthal 1	x	x	x
61	GDRM-Anlage Lengthal 2	x	x	x
62	GDRM-Anlage Leverkusen	x	x	x
63	GDRM-Anlage Leversen	x	x	x
64	GDRM-Anlage Lichtenbusch	x	x	x
65	GDRM-Anlage Lubmin	x	x	x
66	GDRM-Anlage Medelsheim	x	x	x
67	GDRM-Anlage Mittelbrunn	x	x	–
68	GDRM-Anlage Moorburg	x	x	x
69	GDRM-Anlage Münchsmünster	x	x	–
70	GDRM-Anlage Oberaden/ Lünen	x	x	–
71	GDRM-Anlage Osdorfer Straße	x	x	–
72	GDRM-Anlage Paffrath	x	x	x
73	GDRM-Anlage Recklinghausen	x	x	–
74	GDRM-Anlage Ronneburg	x	x	x

Nr.	Maßnahme	Szenario 1 2037	Szenario 2 2037	Szenario 3 2037
75	GDRM-Anlage Rostock	x	x	x
76	GDRM-Anlage Salzgitter/ Hallendorf	x	x	x
77	GDRM-Anlage Sande	x	x	x
78	GDRM-Anlage Sande/ Dyckhausen	x	x	–
79	GDRM-Anlage Sandkrug	x	x	x
80	GDRM-Anlage Scheidt	–	x	–
81	GDRM-Anlage Schepsdorf/ Lohne	x	x	x
82	GDRM-Anlage Schnaitsee 1	x	x	x
83	GDRM-Anlage Schnaitsee 2	x	x	–
84	GDRM-Anlage Seyweiler	x	x	x
85	GDRM-Anlage Stäbchen	x	x	x
86	GDRM-Anlage Station Ludwigshafen/ Frankenthal 1	x	x	–
87	GDRM-Anlage Station Ludwigshafen/ Frankenthal 2	x	x	–
88	GDRM-Anlage Steinfurt	x	–	–
89	GDRM-Anlage Stevede 2	x	x	x
90	GDRM-Anlage Uedemer Bruch	x	x	x
91	GDRM-Anlage Uhrsleben	x	x	–
92	GDRM-Anlage Vreden	x	x	–
93	GDRM-Anlage Waidhaus 1	x	x	x
94	GDRM-Anlage Waidhaus 2	x	x	x
95	GDRM-Anlage Walstedde	x	x	x
96	GDRM-Anlage Wardenburg 1	x	x	–
97	GDRM-Anlage Wardenburg/ Ganderkesee	x	x	–
98	GDRM-Anlage Wefensleben	x	x	x
99	GDRM-Anlage Weisweiler 1	x	x	x
100	GDRM-Anlage Werne 1	x	x	–
101	GDRM-Anlage Werne 2	x	x	x
102	GDRM-Anlage Wertingen	–	x	x
103	GDRM-Anlage Wesseling	x	x	x
104	GDRM-Anlage Westerstede	x	x	x
105	GDRM-Anlage Wiefelstede	x	x	–

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Anhang 5: Leitungsabschnitte des Methanetzes 2045

Nr.	Name (von-nach)	Länge in km	Nenndurchmesser (DN) in mm	Druckstufe (DP) in bar	Eigentümer
1	Burghausen (Haiming)-Finsing	87	1.200	100,0	bayernets
2	Finsing-Anwalting	82	900	80,0	bayernets/ OGE
3	Wertingen-Kötz	41	700	100,0	bayernets
4	Kötz-Abzweig KW Leipheim	2	450	60,0	bayernets/ terranets bw
5	Rehden-Lubmin	441	1.400	100,0	GASCADE/ GUD/ Fluxys D
6	Lubmin-Bandov	480	1.400	100,0	GASCADE/ GUD/ Fluxys D/ ONTRAS
7	Rehden-Drohne	26	1.000	100,0	GASCADE
8	Emsbüren-Hünxe	96	1.000	42,0	Thyssengas
9	Epe-Heek	8	600	67,5	Thyssengas
10	Hünxe-Hamborn	32	600/ 700	67,5	Thyssengas
11	Hamborn-Lintorf	20	600	67,5	Thyssengas
12	Lintorf-Glehn	33	500	70,0	Thyssengas
13	Bocholtz-Glehn	78	300/ 400/ 500	67,5	Thyssengas
14	Elten-Paffrath	154	800-1.000	67,5	Thyssengas/ OGE
15	Epe-Ochtrup	12	600	70,0	Thyssengas
16	Wallach-Binsheim	18	600	67,5	Thyssengas
17	Binsheim-Hamborn	6	600	67,5	Thyssengas/ OGE
18	Wallach-Appeldorn	20	400	67,5	Thyssengas
19	Ochtrup-Datteln	71	600	70,0	Thyssengas
20	Datteln-Herne	23	600	70,0	Thyssengas
21	Hoeningen-Bergheim	23	400 und 400/ 600	70,0	Thyssengas
22	Lauchhammer-Lasow (PI)	114	500/ 600/ 800	55,0	ONTRAS
23	Lauchhammer-Cörmigk	143	600/ 750/ 800/ 900	55,0	ONTRAS
24	Cörmigk-UGS Bernburg	9	750	55,0	ONTRAS
25	Cörmigk-Milzau	40	750	55,0	ONTRAS
26	Milzau-Böhlen/ Lippendorf	55	500/ 600/ 800/ 900	55,0	ONTRAS
27	Milzau-UGS Bad Lauchstädt	8	600	55,0	ONTRAS
28	Sülstorf-Rostock	113	400/ 500	55,0	ONTRAS

Nr.	Name (von-nach)	Länge in km	Nenndurch- messer (DN) in mm	Druckstufe (DP) in bar	Eigentümer
29	Überackern-Haiming	1	700	84,0	bayernets/ OGE
30	Dornum-Wardenburg	106	1.200	84,0	GUD/ OGE
31	Wardenburg-Werne	197	900-1.200	67,5/ 84,0	OGE
32	Werne-Dorsten	88	800-1.000	67,5	OGE
33	Eynatten-Würselen	13	900	84,0	Fluxys/ OGE/ Thyssengas
34	Würselen-Porz	83	800	100,0	OGE
35	Werne-Paffrath	106	800-1.000	67,5	OGE
36	Werne-Stockum	10	600	67,5	OGE
37	Hennen-Eisborn	23	600	67,5	OGE
38	Eisborn-Hamm	41	500	67,5	OGE
39	Paffrath-Gernsheim	205	800-1.200	67,5	OGE
40	Waidhaus-Medelsheim	458	900-1.200	80,0/ 84,0	NaTran_D/ OGE
41	Rothenstadt-Finsing	180	1.000	100,0	OGE
42	Schwandorf-Oberkappel	167	800	67,5	NaTran_D/ OGE
43	Brensbach-KW Staudinger	42	500	80,0	OGE
44	Mittebrunn-Wallbach	273	900/ 1.000	67,5	Fluxys/ OGE
45	Bocholtz-Stolberg	14	950	67,5	Fluxys/ OGE
46	Ellund-Fokbeck	64	500	84,0	GUD/ OGE
47	Klein-Offenseth-Elbe Süd	30	750	70,0	GUD/ OGE
48	Reichertsheim-Bierwang	11	800	80,0	OGE
49	Herchenrode-Lampertheim	34	1.000	90,0	terrannets bw
50	Lampertheim-Grenzhof	25	700	67,5	terrannets bw
51	Grenzhof-Blankenloch	47	600	67,5	terrannets bw
52	Kirrlach-Heilbronn	48	400	50,0	terrannets bw
53	Heilbronn-Metterzimmern	20	300	50,0	terrannets bw
54	Metterzimmern-Wiernsheim	25	500	80,0	terrannets bw
55	Blankenloch-Dürrlewang	70	600	56,0	terrannets bw
56	Dürrlewang-Scharenstetten	70	500	56,0	terrannets bw
57	Scharenstetten-Essingen	41	500	67,5	terrannets bw
58	Essingen-Aalen	9	200	67,5	terrannets bw

Nr.	Name (von-nach)	Länge in km	Nenndurch- messer (DN) in mm	Druckstufe (DP) in bar	Eigentümer
59	Scharenstetten-Weißenberg	136	500	67,5	terraneTs bw
60	Weißenberg-Lindau	3	500	67,5	terraneTs bw/ bayernets
61	Tunsel-Basel	39	300	54,0	terraneTs bw
62	Oude-Folmhusen	24	600	70,0	GUD/Thyssengas
63	Emden-Folmhusen	65	750/ 1.000	84,0/ 70,0	GUD/Thyssengas
64	Bunde-Emsbüren	98	750	68,0	GUD/Thyssengas
65	Lingen-Uelsen	27	600	84,0	GUD
66	Folmhusen-Ganderkesee	57	750	70,0	GUD
67	Ganderkesee-Achim	41	900	70,0	GUD
68	Achim-Heidenau	53	450	70,0	GUD
69	Heidenau-Elbe Süd	41	600	80,0	GUD
70	Klein Offenseth-Quarnstedt	16	500	70,0	GUD
71	Quarnstedt-Fockbek	47	400	70,0	GUD
72	Achim-Kolshorn	112	600	70,0	GUD
73	Kolshorn-Mehrum	15	500	70,0	GUD

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Anhang 6: Übersicht der zusätzlich gemeldeten Leitungen für die Wasserstoffmodellierung 2045

Nr.	Leitung	Umstellung/ Neubau	Nenndurch- messer [DN]	Länge [km]	Druckstufe [DP]
1	Schöninghsdorf-Emmeln	Umstellung	600	17,5	67,5
2	Alsdorf-Alsdorf	Neubau	250	1,0	70
3	Emden-Etzel	Umstellung	1.100	67,0	80/ 84
4	Wilhelmshaven-Etzel	Umstellung	1.000	26,0	100
5	Emden-Werne	Umstellung	1.000/ 1.100	240,0	70/ 84
6	Drohne-Steinbrink	Umstellung	600	28,2	70
7	Steinbrink-Vinnhorst	Umstellung	700	81,8	70
8	Vinnhorst-Ahlten	Umstellung	600	21,3	84
9	Anschlussleitung Epe	Umstellung	700	4,5	80
10	Epe-Wettringen	Umstellung	800	25,8	84
11	Epe-Legden	Umstellung	1.100	14,6	100
12	Mittelbrunn-Remich	Umstellung	500	113,6	84
13	Gernsheim-Gernsheim	Umstellung	500/ 600	4,1	67
14	Gernsheim-Lampertheim	Umstellung	600	19,4	67
15	Lampertheim-Karlsruhe	Umstellung	500	78,4	61
16	Radevormwald-Niederschelden	Umstellung	500	65,5	67,5
17	Obermichelbach-Amerdingen	Umstellung	900	104,7	80
18	Reinhardshofen-Michelbach	Umstellung	500	62,9	80
19	Arresting-Bierwang	Umstellung	800	103,5	84
20	Gernsheim-Rimpar	Umstellung	500/ 700	107,4	67,5
21	Rimpar-Waidhaus	Umstellung	700/ 900	211,8	67,5
22	Werne-Sannerz	Umstellung	1.200	257,4	100
23	Sannerz-Rimpar	Umstellung	1.000	67,6	100
24	Schlüchtern-Rimpar	Umstellung	700	68,5	84
25	Werne-Duisburg	Umstellung	700/ 800	94,8	70
26	Sonsbeck-Hamborn	Umstellung	500	30,1	50
27	Eynatten-Legden	Umstellung	1.000	216,1	100
28	St. Hubert-Lintorf	Umstellung	700	32,8	67,5
29	Bocholtz-Mittelbrunn	Umstellung	1.000	223,6	67,5
30	Au am Rhein-Wallbach	Neubau	900/ 1.000	193,8	70
31	Wardenburg-Achim	Umstellung	1.200	66,2	84
32	Achim-Steinitz	Umstellung	1.200	169,4	84
33	Steinitz-Bernau	Umstellung	1.100	181,4	84
34	Bernau-Blumberg	Umstellung	600/ 1.100	19,3	84
35	Börnicken-Kienbaum	Umstellung	1.100	40,6	100
36	Amerdingen-Wertingen	Umstellung	800	29,1	80

Nr.	Leitung	Umstellung/ Neubau	Nenndurch- messer [DN]	Länge [km]	Druckstufe [DP]
37	Bierwang-Breitbrunn	Umstellung	700/ 800	27,3	80
38	Hamborn-Lintorf	Umstellung	600	20,1	70
39	Allsum-Allsum	Umstellung	500	1,6	67,5
40	Allsum-Hamborn	Umstellung	600	4,6	70
41	Lintorf-Uellendahl	Umstellung	500	28,0	40
42	Dorsten-Werne	Umstellung	400	56,8	50
43	Mengede-Dortmund-Scharnhorst	Umstellung	400	12,3	50
44	Castrop-Rauxel-Witten	Umstellung	400	18,2	50
45	Stiepel-Bochum-Westpark	Umstellung	400	7,8	70
46	Zons-Selikum	Umstellung	400	14,3	40
47	Friemersheim-DU-Hafen	Umstellung	300	8,9	67,5
48	Dorsten-Lintorf	Umstellung	400	41,8	50
49	Ahrem-Euskirchen	Umstellung	400	18,5	100
50	Euskirchen-Brüser Berg	Umstellung	300	27,2	70
51	Bonn-Rheinaue-Godesberg	Umstellung	400	4,0	70
52	Godesberg-Brüser Berg	Umstellung	300	12,4	67,5
53	Duisburg-Baerl-Alt-Homberg	Umstellung	300/ 500	6,4	70
54	Niederbonsfeld-Essen-Süd	Umstellung	500	10,1	70
55	Breitbrunn-Bierwang	Umstellung	400/ 500	8,1	70
56	Diesenbach-Regensburg	Umstellung	300	10,8	70
57	Hinterschwarzenberg-Pfronten	Umstellung	150/200	21,5	80
58	Mintsberg-Wernhardberg	Umstellung	600	2,0	70
59	Katzdorf-Diesenbach	Umstellung	300	10,2	70
60	Verbindungsleitungen Finsing	Umstellung	400/ 700	0,1	67,5
61	Finsing-Wolfersberg	Umstellung	700	20,6	67,5
62	Münchsmünster-Ingolstadt	Umstellung	400	23,0	67,5
63	Finsing-Bierwang	Umstellung	500	47,3	70
64	Ingolstadt-Augsburg	Umstellung	400	69,1	67,5
65	Anwalting-Kissing	Umstellung	500	20,7	70
66	Gröben-Bierwang	Umstellung	500	2,5	80
67	Egmating-Kissing	Umstellung	500	82,6	70
68	Inzenham-Kiefersfelden	Umstellung	400	39,4	70
69	Inzenham-Egmating	Umstellung	600	32,0	70
70	Egmating-Kempton	Umstellung	400/ 500	145,8	80
71	Kötz-Hittistetten/ Senden	Umstellung	450/ 500	13,7	60
72	Burghausen-Schnaitsee	Umstellung	800	4,1	84
73	Gröben-Gröben	Umstellung	500	0,0	84

Nr.	Leitung	Umstellung/ Neubau	Nenndurch- messer [DN]	Länge [km]	Druckstufe [DP]
74	Regensburg-Oberisling	Umstellung	300	15,0	70
75	Finsing-Finsing	Umstellung	500 /600	0,0	70
76	Egmating-Oberpframmern	Umstellung	600	0,2	70
77	Verteilerstation Rehden-Station Hallendorf	Umstellung	600	160,3	64/ 70
78	Steinbrink-Verteilerstation Voigtei	Umstellung	600	18,3	70
79	Ueldener Haar-Plackweg	Umstellung	400	17,2	70
80	Ochtrup-Ochtrup1	Umstellung	400	0,1	70
81	Station Lemmie II-Station GHG Em- pelde (Speicher)	Umstellung	400	6,9	70
82	Mischstation Gr. Gießen-Station Bolzum	Umstellung	250	13,4	64
83	Mischstation Gr. Gießen-Verteiler- station Kolshorn	Umstellung	350/ 450	26,7	70
84	Neuss-Neukirchen	Umstellung	400	11,6	67,5
85	Borken-Bocholt	Umstellung	400	15,5	70
86	Mischstation Egenstedt-Station Lenglern	Umstellung	450	63,5	64
87	Mischstation Egenstedt-Station Ahlten	Umstellung	600	35,0	84
88	HerneC-Bochum	Umstellung	400	8,6	70
89	Verteilerstation Kolshorn-Station Clenze	Umstellung	450/ 600	53,1	70
90	Ueldener Haar-Ueldener Haar	Umstellung	400	0,3	70
91	Bockum-Olfen	Umstellung	600	4,7	70
92	Ueldener Haar-Ueldener Haar	Umstellung	400	0,0	70
93	Herne-Recklinghausen	Umstellung	400	8,0	70
94	Büttgen-Büttgen	Umstellung	400	0,1	70
95	Lintorf-Hamborn	Umstellung	600	17,7	70
96	Gronau1-Ochtrup2	Umstellung	600	3,0	84
97	Hiltrop-Laer	Umstellung	400	4,4	70
98	Niedereimer-Haarweg	Umstellung	500	26,6	70
99	Gronau2-Ochtrup3	Umstellung	400	0,1	70
100	Recklinghausen-Oer Erkenschwick	Umstellung	400	6,5	70
101	Laer-Querenburg	Umstellung	400	2,2	70
102	Telgte-Stockum	Umstellung	600	34,1	70
103	Stockum-Holzwickede	Umstellung	600	24,5	70
104	Fröndenbergholzwickede	Umstellung	400	2,0	70
105	Ennigerloh-Oelde	Umstellung	400	16,3	70

Nr.	Leitung	Umstellung/ Neubau	Nenndurch- messer [DN]	Länge [km]	Druckstufe [DP]
106	Ochtrup Wester 18A-Ochtrup Her- mann-LönsA	Umstellung	500	1,6	70
107	Hürth-Kalscheuren	Umstellung	400	2,8	70
108	Aachen-Broichweiden	Umstellung	500	2,7	70
109	Ochtrup Wester 18B-Ochtrup Her- mann-LönsB	Umstellung	500	1,6	70
110	Holzwickede-Bochum	Umstellung	400	30,0	70
111	Oer Erkenschwick-Recklinghausen	Umstellung	400	6,5	70
112	HerneA-HerneD	Umstellung	600	0,5	70
113	Olfen-Dülmen	Umstellung	600	18,2	70
114	Ochtrup Wester 10-Ennigerloh	Umstellung	600	80,2	70
115	Oelde-Uelde	Umstellung	400	37,1	70
116	Ueldener Haar-Weine	Umstellung	500	14,0	70
117	Rapen-Bockum	Umstellung	600	3,9	70
118	Uelde-Wickede	Umstellung	400	31,8	70
119	Oer Erkenschwick-Rapen	Umstellung	400	1,5	70
120	Haren-Zwartemeer	Umstellung	600	17,3	67
121	Herne-Herne Hochlarmark	Umstellung	400	3,7	70
122	Ronneburg-Vitzeroda	Umstellung	800/ 1.000	187,4	84
123	Freienohl-Plackweg	Umstellung	200	7,1	70
124	Beckum-Gut Melschede	Umstellung	150	0,7	70
125	Hövel 1-Gut Melschede	Umstellung	300	0,2	40
126	Hövel-Hövel 1	Umstellung	250	0,0	40
127	Hövel-Olpe	Umstellung	250	3,8	40
128	Olpe-Olpe 1	Umstellung	300	0,1	40
130	Olpe 1-Freienohl	Umstellung	250	1,1	40
131	Waldenburg-Crailsheim	Umstellung	400	35,5	67,5
132	Michelbach-Essingen	Umstellung	500	54,9	67,5
133	Wirtheim-Dörnigheim	Umstellung	500	39,5	64
134	Dörnigheim-Walldorf	Umstellung	500	30,1	64
135	Walldorf-Bischofsheim	Umstellung	500	13,3	64
136	Bischofsheim-Frankenthal	Umstellung	500	57,7	64
137	Amerdingen-Scharenstetten	Umstellung	700	57,4	80
138	Folmhusen-Wardenburg	Umstellung	1.000	47,6	84
139	Visbek-Lemförde	Umstellung	600	48,0	70
140	Achim-Elbe Süd	Umstellung	1.400	85,0	84
141	Helmste-Stade	Umstellung	900	18,0	84

Nr.	Leitung	Umstellung/ Neubau	Nenndurch- messer [DN]	Länge [km]	Druckstufe [DP]
142	Kolshorn-Peine	Umstellung	1.200	29,2	84
143	Peine-Walle	Umstellung	1.200	12,0	84
144	Walle-Edesbüttel	Umstellung	400	16,0	70
145	Bad Lauchstädt-Flößberg	Umstellung	800	75,0	100
146	Biemenhorst 1-Bocholt	Umstellung	300	1,6	70
147	Biemenhorst-Biemenhorst 1	Umstellung	250	0,2	67,5
148	Bocholt-Biemenhorst	Umstellung	200	3,2	67,5
149	Buckow-Lauchhammer	Umstellung	600	120,3	67,5
150	Flößberg-Merzdorf	Umstellung	900	46,9	63
151	Lauchhammer-Deutschneudorf	Umstellung	600	115,8	67,5
152	Merzdorf-Sayda	Umstellung	900	41,1	63
153	Niederhohndorf-Merzdorf	Umstellung	800	53,6	84
154	Oude-Bunde	Umstellung	400	2,4	84
155	Bunde-Leer	Umstellung	400	19,0	84
156	Leer-Nüttermoor	Umstellung	600	4,8	84
157	Huntorf-Ganderkesee	Umstellung	400	25,0	84
158	Ganderkesee-Cloppenburg	Umstellung	400	29,0	84
159	Cloppenburg-Leer	Umstellung	400	97,8	84
160	Cloppenburg-Steinfeld	Umstellung	400	26,9	84
161	Leer-Rastede	Umstellung	400	33,8	84

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Anhang 7: Netzausbauvorschlag Methan

Nr.	NEP-ID	Maßnahme	Durchführendes Unternehmen
1	436-02b	Leitung Heiden-Dorsten	OGE
2	438-02	Armaturenstationen Epe	OGE
3	450-02	GDRM-Anlage Pfuhl (Steinhäule)	terraneTS bw/ bayernets
4	609-01	Leitung Wirtheim-Lampertheim	terraneTS bw
5	610-01	GDRM-Anlage Wirtheim	terraneTS bw
6	611-01	GDRM-Anlage Lampertheim	terraneTS bw
7	616-02	GDRM-Anlage Heidelberg	terraneTS bw
8	618-02	GDRM-Anlage Heilbronn	terraneTS bw
9	630-01	GDRM-Anlage Lampertheim 5	GASCADE
10	642-01	GDRM-Anlage Ludwigshafen	GASCADE
11	653-01	GDRM-Anlage Kleinenhammer und Verbindungsleitung	OGE
12	655-01	Armaturenstation Essen Dellwig und Verbindungsleitung	OGE
13	656-01	Armaturenstation Duisburg Mündelheim und Verbindungsleitung	OGE/ Thyssengas
14	658-02	Umstellung auf H-Gas (Bereich Emsland II)	Nowega
15	760-02	Umhängung auf dem Leitungssystem Rehden-Diepholz	Nowega
16	768-02	Umhängungen auf dem Leitungssystem Hassel-Westen	GUD
17	806-01	GDRM-Anlage Lehringen	GUD
18	807-01	GDRM-Anlage Kolshorn	GUD
19	808-01	Leitung Hämelerwald-Mehrum	GUD
20	810-01	Leitung AS EUGAL-Lauchhammer 2	ONTRAS
21	811-01	Leitung Lauchhammer 2-Großkoschen	ONTRAS
22	831-01	GDRM-Anlage Lehringen	Nowega
23	832-01	GDRM-Anlage Voigtei	Nowega
24	833-01	GDRM-Anlage Rehden	Nowega
25	834-01	GDRM-Anlage Beckedorf	Nowega
26	835-01	GDRM-Anlage Staffhorst	Nowega
27	837-01	GDRM-Anlage Hüls und Verbindungsleitung	OGE/ Thyssengas
28	838-01	GDRM-Anlage Hamborn und Verbindungsleitung	OGE
29	840-01	GDRM-Anlage Mündelheim und Verbindungsleitung	OGE
30	887-01	Verbindungsleitung Rostock-Marienehe	ONTRAS
31	903-01	Erweiterung GDRM-Anlage Friedeburg-Horsten 1 und Verbindungsleitung	OGE
32	931-01	GDRM-Anlage Neuendorf	ONTRAS
33	941-01	Leitung Forchheim-Münchsmünster	bayernets
34	942-02	GDRM-Anlage Neustadt a. d. Donau	bayernets
35	944-02	Leistungsverbindung Münchsmünster	bayernets

Nr.	NEP-ID	Maßnahme	Durchführendes Unternehmen
36	950-02	Umhängung auf dem Leitungssystem Schkeuditz-Lüptitz in Höhe Gordemitz	ONTRAS
37	951-02	Umhängung auf dem Leitungssystem Bobbau-Großkugel in Höhe Bitterfeld-Wolfen	ONTRAS
38	952-02	Umhängung auf dem Leitungssystem Bobbau-Großkugel in Höhe Sandersdorf	ONTRAS
39	960-02	Umhängung auf dem Leitungssystem Wedringen-Glöße	ONTRAS
40	961-02	Umhängung auf dem Leitungssystem Wefensleben-Wedringen	ONTRAS
41	965-02	Leitung Lauchhammer III-NK LH I	ONTRAS
42	968-01	Umhängung auf dem Leitungssystem Xanten-Möllen	Thyssengas
43	1001-01	Leistungsverbindung Ingolstadt-Kösching	bayernets
44	1002-01	Leistungsverbindung Schnaitsee-Bierwang und Bierwang-Gröben	bayernets
45	1006-01	GDRM-Anlage Finsing 2	bayernets
46	1007-01	Umhängung auf dem Leitungssystem Forchheim-Münchsmünster	bayernets
47	1009-01	Umhängung auf dem Leitungssystem Vohburg-Senden	bayernets
48	1010-01	Umhängungen auf dem Leitungssystem Forchheim-Finsing	bayernets
49	1015-01	Umhängung von einem Kundenanschluss auf der STEGAL West an die Ferngasleitung Herbstein-Vitzeroda (OGE) in Höhe Wölfershäusen	GASCADE
50	1016-01	Leistungsverbindung EUGAL-OPAL	GASCADE/ Fluxys D/ GUD/ ONTRAS/ LBTG
51	1018-01	Umhängung von einem Kundenanschluss auf der MIDAL Süd an die SPO (tnbw) in Höhe Bensheim	GASCADE
52	1019-01	Umhängung von einem Kundenanschluss auf der MIDAL Süd an die SPO (tnbw) in Höhe Dieburg	GASCADE
53	1020-01	Umhängung von einem Kundenanschluss auf der MIDAL Süd an die SPO (tnbw) in Höhe Gadernheim	GASCADE
54	1021-01	Umhängung von einem Kundenanschluss auf der MIDAL Süd an die SPO (tnbw) in Höhe Groß-Auheim	GASCADE
55	1022-01	Umhängung von einem Kundenanschluss auf der MIDAL Süd an die SPO (tnbw) in Höhe Herchenrode	GASCADE
56	1023-01	Umhängung von einem Kundenanschluss auf der MIDAL Süd an die SPO (tnbw) in Höhe Jügesheim	GASCADE
57	1024-01	Umhängung von einem Kundenanschluss auf der MIDAL Süd an die SPO (tnbw) in Höhe Klein-Auheim	GASCADE
58	1025-01	Umhängung von einem Kundenanschluss auf der MIDAL Süd an die SPO (tnbw) in Höhe Weinheim	GASCADE
59	1026-01	Umhängung von einem Kundenanschluss auf der MIDAL Süd an die SPO (tnbw) in Höhe Wirtheim	GASCADE
60	1027-01	Umhängung auf dem Leitungssystem Rastede-Huntorf	GTG Nord
61	1028-01	Leitung Fockbek-Klein Offenseth	GUD

Nr.	NEP-ID	Maßnahme	Durchführendes Unternehmen
62	1029-01	Leitung Harsefeld-Brest/ Doosthof	GUD
63	1030-01	Leitung Kolshorn-Peine	GUD
64	1032-01	Umhängungen auf dem Leitungssystem Achim-Heidenau	GUD
65	1033-01	Produktionsableitung Lehringen	Nowega
66	1035-01	Leitung Altenlingen-Gersten	Nowega
67	1036-01	Leitung Voigtei-Lehringen	Nowega
68	1040-01b	Systemtrennungen auf dem Leitungssystem Wettringen-Werne	OGE
69	1040-01c	Systemtrennungen auf dem Leitungssystem Werne-Paffrath	OGE
70	1040-01d	Systemtrennungen auf dem Leitungssystem Paffrath-Lampertheim	OGE
71	1040-01e	Systemtrennungen auf dem Leitungssystem Medelsheim-Gernsheim	OGE/ NaTran_D
72	1040-01f	Systemtrennungen auf dem Leitungssystem Rothenstadt-Waidhaus	OGE/ NaTran_D
73	1040-01i	Systemtrennungen auf dem Leitungssystem Elten-Paffrath	OGE/ Thyssengas
74	1040-01j	Systemtrennungen auf sonstigem Leitungssystem der OGE	---
75	1041-01	Umhängung auf dem Leitungssystem H2ercules Albachten-Ascheberg	OGE
76	1042-01	Umhängung auf dem Leitungssystem H2ercules Gescher-Dorsten	---
77	1043-01	Umhängung auf dem Leitungssystem H2ercules Gescher-Werne	---
78	1044-01	Umhängung auf dem Leitungssystem H2ercules Birlinghoven-Rüselshheim	OGE
79	1045-01	Umhängung auf dem Leitungssystem H2ercules Werne-Paffrath	OGE
80	1046-01	Umhängung auf dem Leitungssystem H2ercules Werne-Ummeln	---
81	1050-01	Umhängung auf dem Leitungssystem Schkeuditz-Lüptitz in Höhe Wiederitzsch	ONTRAS
82	1052-01	Umhängung auf dem Leitungssystem Hittistetten-Lindau	---
83	1053-01	Umhängung auf dem Leitungssystem Bad Krozingen-Freiburg	---
84	1055-01	Umhängung auf dem Leitungssystem Hoeningen-Oberaußem	Thyssengas
85	1056-01	Umhängung auf dem Leitungssystem STEGAL	GASCADE
86	1057-01	Umhängungen auf dem Leitungssystem Abzweig Stade-Stade	GUD
87	1058-01	Umhängung auf dem Leitungssystem Borna-Thierbach	ONTRAS
88	1059-01	Umhängung auf dem Leitungssystem Milzau-Leuna	ONTRAS
89	1060-01	Umhängung auf dem Leitungssystem Leuna-Böhlen	ONTRAS
90	1061-01	Umhängung auf dem Leitungssystem Buchholz-Apollensdorf	ONTRAS
91	1062-01	Umhängung auf dem Leitungssystem Buchholz-Apollensdorf	ONTRAS
92	1063-01	Umhängung auf dem Leitungssystem Buchholz-Apollensdorf	ONTRAS
93	1064-01	Umhängung auf dem Leitungssystem Finsing-Ismaning Nord (AND089-01)	bayernets
94	1065-01	Umhängung einer Biogaseinspeiseanlage in Unterempfenbach auf dem Leitungssystem Finsing-Ismaning Nord (AND089-01)	bayernets

Nr.	NEP-ID	Maßnahme	Durchführendes Unternehmen
95	1066-01	Errichtung eines Rückspeiseverdichter für Biogaseinspeiseanlage in Unterempfenbach	bayernets
96	1067-01	Umhängung auf dem Leitungssystem Finsing-Ismaning Nord (AND089-01)	bayernets
97	1068-01	Umhängung auf dem Leitungssystem Finsing-Ismaning Nord (AND089-01)	bayernets
98	1069-01	Umhängung auf dem Leitungssystem Finsing-Ismaning Nord (AND089-01)	bayernets
99	1070-01	GDRM-Anlage Ismaning	bayernets
100	1101-01	Leitung Woltorf-Walle	GUD
101	1103-01	Wilhelmshaven-Küsten-Leitung (WKL)	OGE
102	1104-01	Armaturenstation Hamborn	OGE/ Thyssengas
103	1105-01	GDRM Niederau	ONTRAS
104	1106-01	Armaturenstation Schraden	ONTRAS
105	1107-01	GDRM-Anlage Dülmen II	Thyssengas
106	1108-01	Erweiterung GDRM-Anlage Duisburg Süd	Thyssengas/ OGE
107	1109-01	Armaturenstation Hoeningen	Thyssengas/ OGE
108	1110-01	Erweiterung GDRM-Anlage Hoeningen	Thyssengas
109	1111-01	Leitung Friedrichsfeld-Möllen	Thyssengas
110	1112-01	Leitung Dülmen-Datteln	Thyssengas
111	1113-01	Leitung Kalscheuren-Fischenich	Thyssengas
112	1114-01	Armaturenstation Rheinberg	Thyssengas
113	1115-01	Armaturenstation Herzogenrath	Thyssengas
114	1116-01	Leitung Hoeningen-Oberaußem	Thyssengas
115	1151-01	Erweiterung GDRMA Riedenburg	---
116	1152-01	GDRMA Denkendorf	bayernets
117	1153-01	Erweiterung GDRMA Katzdorf	---
118	1154-01	Leitung Riedenburg-Kelheim	---
119	1155-01	Leistungsverbindung Burghausen-Finsing und Gröben-Gendorf	bayernets
120	1157-01	Abzweigleitung Bruckberg von 8201 auf ENB ML12 inkl. Anbohrung ENB ML12	---
121	1158-01	Umbau Knotenpunkt Münchnerau	---
122	1159-01	Bypassleitung GDRMA Schnaitsee 1	bayernets
123	1160-01	Umhängung von einem Kundenanschluss (AL Gruben/Hünfeld) von der MIDAL Süd an den Loop der MIDAL Süd in Höhe von Hünhan.	GASCADE
124	1162-01	Umhängungen auf dem Leitungssystem Brunsbüttel-Klein Offenseth	GUD
125	1163-01	Einbindung VNB Leitung-Abschnitt Fockbek-Quarnstedt	GUD
126	1164-01	Einbindung VNB Leitung-Abschnitt Quarnstedt-Klein Offenseth	GUD
127	1165-01	Umhängung auf dem Leitungssystem Heidenau-Elbe Süd	GUD

Nr.	NEP-ID	Maßnahme	Durchführendes Unternehmen
128	1166-01	Umhängung auf dem Leitungssystem Kolshorn-Peine	GUD
129	1168-01	Umhängung auf dem Leitungssystem Dernbach Elgendorf-Bendorf	---
130	1169-01	GDRM-Anlage Bendorf und Verbindungsleitung	---
131	1170-01	Systemtrennungen auf dem Leitungssystem Dernbach Elgendorf-Bendorf Süd	---
132	1171-01	Systemtrennungen auf dem Leitungssystem Neuss Hafen-Düsseldorf Hafen	---
133	1172-01	Systemtrennungen auf dem Leitungssystem Birlinghoven-Beuel	---
134	1173-01	Neubau JAGAL-Molchschleuse Bobbau	GASCADE

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Anhang 8: Netzausbauvorschlag Wasserstoff

Nr.	Kernnetz-ID	NEP-ID	Maßnahme	Durchführendes Unternehmen
1	KLU005-01	H2-005-01	Leitung Finsing-Münchsmünster inkl. GDRM-Anlagen	bayernets
2	KLU006-01	H2-006-01	Leitung Schmidhausen-Moosburg inkl. GDRM-Anlagen	bayernets
3	KLU007-01	H2-007-01	Leitung Finsing-Schnaitsee inkl. GDRM-Anlagen	bayernets
4	KLU008-01	H2-008-01	Leitung Schnaitsee-Lengthal inkl. GDRM-Anlagen	bayernets
5	KLU010-01	H2-010-01	Leitung Kösching-Mailing inkl. GDRM-Anlagen	bayernets
6	KLU011-01	H2-011-01	Leitung Mailing-Kötz inkl. GDRM-Anlagen	bayernets
7	KLU017-01	H2-017-01	HYRER (Rückersdorf-Erfurt-Reckrod) inkl. GDRM-Anlagen	GASCADE
8	KLU018-01	H2-018-01	HYRER (Rückersdorf-Erfurt-Reckrod) inkl. GDRM-Anlagen	GASCADE
9	KLU019-01	H2-019-01	HYRER (Rückersdorf-Erfurt-Reckrod) inkl. GDRM-Anlagen	GASCADE
10	KLU020-01	H2-020-01	HYRER (Rückersdorf-Erfurt-Reckrod) inkl. GDRM-Anlagen	GASCADE
11	KLU021-01	H2-021-01	HYREL (Reckrod-Lampertheim) inkl. GDRM-Anlagen	GASCADE
12	KLU022-01	H2-022-01	HYRER (Rückersdorf-Erfurt-Reckrod) inkl. GDRM-Anlagen	GASCADE
13	KLU023-01	H2-023-01	HYOS (ehem. OPAL) (Radeland-Zethau) inkl. GDRM-Anlagen	GASCADE/ LBTG
14	KLU024-01	H2-024-01	HYOS (ehem. EUGAL) (Zethau-Deutschneudorf) inkl. GDRM-Anlagen	GASCADE/ Fluxys D/ GUD/ ONTRAS
15	KLU034-01	H2-034-01	Leitung Ganderkesee-Dötlingen inkl. GDRM-Anlagen	GUD
16	KLU035-01	H2-035-01	Leitung Dötlingen-Visbeck inkl. GDRM-Anlagen	GUD
17	KLU036-01	H2-036-01	Leitung Visbeck-Drohne inkl. GDRM-Anlagen	GUD
18	KLU037-01	H2-037-01	Leitung Achim-Heidenau inkl. GDRM-Anlagen	GUD
19	KLU039-01	H2-039-01	Leitung Heidenau-Elbe Süd inkl. GDRM-Anlagen	GUD
20	KLU040-01	H2-040-01	Leitung Elbe Süd-Elbe Nord inkl. GDRM-Anlagen	GUD
21	KLU041-01	H2-041-01	Leitung Elbe Nord-Heist inkl. GDRM-Anlagen	GUD
22	KLU042-01	H2-042-01	Leitung Fockbek-Ellund inkl. GDRM-Anlagen	GUD
23	KLU047-01	H2-047-01	Leitung Lemförde-Drohne inkl. GDRM-Anlagen	GUD
24	KLU048-01	H2-048-01	Leitung Fockbek-Quarnstedt inkl. GDRM-Anlagen	GUD
25	KLU049-01	H2-049-01	Leitung Quarnstedt-Klein Offenseth inkl. GDRM-Anlagen	GUD
26	KLU050-01	H2-050-01	Leitung Heidenau-Elbe Süd inkl. GDRM-Anlagen	---
27	KLU055-01	H2-055-01	Leitung Rheden-Voigtei inkl. GDRM-Anlagen	Nowega
28	KLU056-01	H2-056-01	Leitung Voigtei-Weser inkl. GDRM-Anlagen	Nowega
29	KLU057-01a	H2-057-01a	Leitung Kohlshorn-Ahlten inkl. GDRM-Anlagen	Nowega
30	KLU059-01	H2-059-01	Leitung Reiningen-Georgsmarienhütte inkl. GDRM-Anlagen	Nowega
31	KLU060-01a	H2-060-01a	Leitung Schepsdorf-Schlootdamm/ Steinfeld inkl. GDRM-Anlagen	Nowega
32	KLU060-01b	H2-060-01b	Leitung Schlootdamm/ Steinfeld-Rehden inkl. GDRM-Anlagen	Nowega

Nr.	Kernnetz-ID	NEP-ID	Maßnahme	Durchführendes Unternehmen
33	KLU061-01	H2-061-01	Leitung Lehringen-Kohlshorn inkl. GDRM-Anlagen	Nowega/ GUD
34	KLU062-01	H2-062-01	Leitung Weser-Lehringen inkl. GDRM-Anlagen	Nowega/ GUD
35	KLU063-01	H2-063-01	Leitung Vinnhorst-Misburg inkl. GDRM-Anlagen	---
36	KLU064-01	H2-064-01	Leitung Misburg-Ahlten inkl. GDRM-Anlagen	---
37	KLU065-01	H2-065-01	H2ercules Gersten-Emsbüren inkl. GDRM-Anlagen	---
38	KLU067-01	H2-067-01	H2ercules Vreden-Gescher inkl. GDRM-Anlagen	---
39	KLU068-01	H2-068-01	H2ercules Gescher-Werne inkl. GDRM-Anlagen	---
40	KLU069-01	H2-069-01	H2ercules Gescher-Dorsten inkl. GDRM-Anlagen	---
41	KLU070-01	H2-070-01	H2ercules Wettringen-Altbachten inkl. GDRM-Anlagen	OGE
42	KLU071-01	H2-071-01	H2ercules Albachten-Ascheberg inkl. GDRM-Anlagen	OGE
43	KLU072-01	H2-072-01	H2ercules Ascheberg-Werne inkl. GDRM-Anlagen	OGE
44	KLU073-01	H2-073-01	H2ercules Werne-Ummeln inkl. GDRM-Anlagen	---
45	KLU074-01	H2-074-01	H2ercules Werne-Paffrath inkl. GDRM-Anlagen	OGE
46	KLU075-01	H2-075-01	H2ercules Paffrath-Niederkassel inkl. GDRM-Anlagen	OGE
47	KLU076-01	H2-076-01	H2ercules Niederkassel-Birlinghoven inkl. GDRM-Anlagen	OGE
48	KLU077-01	H2-077-01	H2ercules Birlinghoven-Rüsselsheim inkl. GDRM-Anlagen	OGE
49	KLU078-01	H2-078-01	H2ercules Rüsselsheim-Lampertheim inkl. GDRM-Anlagen	OGE
50	KLU080-01	H2-080-01	H2ercules Westhofen-Herdecke inkl. GDRM-Anlagen	OGE
51	KLU081-01	H2-081-01	H2ercules Gernsheim-Nord-Gernsheim-Süd inkl. GDRM-Anlagen	OGE
52	KLU082-01	H2-082-01	H2ercules Medelsheim-Mittelbrunn inkl. GDRM-Anlagen	NaTran_D/ OGE
53	KLU083-01	H2-083-01	H2ercules Mittelbrunn-Gernsheim inkl. GDRM-Anlagen	NaTran_D/ OGE
54	KLU084-01	H2-084-01	H2ercules Gernsheim-Rimpar inkl. GDRM-Anlagen	---
55	KLU085-01	H2-085-01	H2ercules Rimpar-Rothenstadt inkl. GDRM-Anlagen	---
56	KLU086-01	H2-086-01	H2ercules Rothenstadt-Waidhaus inkl. GDRM-Anlagen	NaTran_D/ OGE
57	KLU089-01	H2-089-01	H2ercules St. Hubert-Glehn inkl. GDRM-Anlagen	OGE/ Thyssengas H2
58	KLU090-01	H2-090-01	H2ercules Glehn-Voigtslach inkl. GDRM-Anlagen	OGE/ Thyssengas H2
59	KLU091-01	H2-091-01	H2ercules Voigtslach-Paffrath inkl. GDRM-Anlagen	OGE/ Thyssengas H2
60	KLU113-01	H2-113-01	Leitung Kleinziethen-Osdorfer Straße inkl. GDRM-Anlagen	---
61	KLU114-01	H2-114-01	Leitung Heidelberg-Heilbronn inkl. GDRM-Anlagen	terranets bw
62	KLU115-01	H2-115-01	Leitung Heilbronn-Löchgau inkl. GDRM-Anlagen	terranets bw
63	KLU116-01	H2-116-01	Leitung Löchgau-Altbach inkl. GDRM-Anlagen	terranets bw
64	KLU117-01	H2-117-01	Leitung Bad Krozingen-Freiburg inkl. GDRM-Anlagen	---
65	KLU118-01	H2-118-01	Leitung Hittistetten-Lindau inkl. GDRM-Anlagen	---
66	KLU119-01	H2-119-01	Leitung Freiburg-March inkl. GDRM-Anlagen	---

Nr.	Kernnetz-ID	NEP-ID	Maßnahme	Durchführendes Unternehmen
67	KLU120-01	H2-120-01	H2ercules Elten-St.Hubert inkl. GDRM-Anlagen	Thyssengas H2/ OGE
68	KLU122-01	H2-122-01	Leitung Uedemerbruch-Wardt inkl. GDRM-Anlagen	Thyssengas H2
69	KLU127-01	H2-127-01	Leitung Weiden-Marsdorf inkl. GDRM-Anlagen	Thyssengas H2
70	KLU128-01	H2-128-01	Leitung Stotzheim-Kalscheuren inkl. GDRM-Anlagen	Thyssengas H2
71	KLU132-01	H2-132-01	Leitung Hoeningen-Oberaußem inkl. GDRM-Anlagen	Thyssengas H2
72	KLU139-01	H2-139-01	Leitung Borna-Thierbach inkl. GDRM-Anlagen	---
73	KLU140-01	H2-140-01	Leitung Hüthum-Praest inkl. GDRM-Anlagen	Thyssengas H2
74	KLU141-01	H2-141-01	Leitung Abzweig Stade-Götdorf inkl. GDRM-Anlagen	GUD
75	KLU142-01	H2-142-01	Leitung Götdorf-Stade inkl. GDRM-Anlagen	GUD
76	KLU143-01	H2-143-01	Leitung Weißenfelde-Harsefeld inkl. GDRM-Anlagen	GUD
77	KLN001-01	H2-201-01	Leitung Überackern-Haiming inkl. GDRM-Anlagen	bayernets
78	---	H2-203-01	Leitung Deffingen-Wasserburg inkl. GDRM-Anlagen	---
79	---	H2-204-01	Leitung Moosburg-Moosburg/ Rosenau inkl. GDRM-Anlagen	---
80	---	H2-205-01	Leitung Münchsmünster-Regensburg inkl. GDRM-Anlagen	---
81	---	H2-206-01	Leitung Leitung-Ulm-Augsburg inkl. GDRM-Anlagen	---
82	---	H2-207-01	Leitung Moosburg/ Rosenau-Moosburg/ Lände inkl. GDRM-Anlagen	---
83	---	H2-209-01	Leitung Kötz-Günzburg inkl. GDRM-Anlagen	---
84	---	H2-211-01	Leitung Kadeltshofen-Weißenhorn inkl. GDRM-Anlagen	---
85	---	H2-212-01	Leitung Weißenhorn-Weißenhorn inkl. GDRM-Anlagen	---
86	---	H2-213-01	Leitung Weißernhorn-Bellenberg inkl. GDRM-Anlagen	---
87	---	H2-214-01	Leitung Isarschiene Ost inkl. GDRM-Anlagen	---
88	---	H2-215-01	Leitung Isarschiene West inkl. GDRM-Anlagen	---
89	---	H2-218-01	Leitung Birlinghoven - Beuel inkl. GDRM-Anlagen	---
90	---	H2-224-01	Leitung Dernbach Elgendorf-Bendorf inkl. GDRM-Anlagen	---
91	---	H2-225-01	Leitung Bendorf-Bendorf Süd inkl. GDRM-Anlagen	---
92	---	H2-226-01	Leitung Niederkassel-Wesseling inkl. GDRM-Anlagen	---
93	---	H2-231-01	Leitung Freiburg-Weier inkl. GDRM-Anlagen	---
94	---	H2-233-01	Leitung Uedemerbruch-Wardt inkl. GDRM-Anlagen	---
95	---	H2-244-01	Leitung Aachen-Soers inkl. GDRM-Anlagen	---
96	---	H2-247-01	Leitung Neuss-Neuss inkl. GDRM-Anlagen	---
97	---	H2-248-01	Leitung Dormagen-Nievenheim inkl. GDRM-Anlagen	---
98	---	H2-249-01	Leitung Neuss Hafen-Düsseldorf Hafen inkl. GDRM-Anlagen	---
99	KLN002-01	H2-1002-01	Leitung Bissingen-Wertingen inkl. GDRM-Anlagen	---
100	KLN003-01	H2-1003-01	Leitung Kötz-Hittistetten inkl. GDRM-Anlagen	---
101	KLN005-01	H2-1005-01	H2-BAL, Abschnitt Niederhohndorf-Ronneburg/ Rückersdorf inkl. GDRM-Anlagen	---

Nr.	Kernnetz-ID	NEP-ID	Maßnahme	Durchführendes Unternehmen
102	KLN006-01	H2-1006-01	H2-BAL, Abschnitt Waidhaus-Arzberg inkl. GDRM-Anlagen	---
103	KLN007-01	H2-1007-01	H2-BAL, Abschnitt Arzberg-Niederhohndorf/ Zwickau inkl. GDRM-Anlagen	---
104	KLN008-01	H2-1008-01	HYROW (Rostock-Wrangelsburg) inkl. GDRM-Anlagen	GASCADE
105	KLN009-01	H2-1009-01	Leitung AQD Offshore SEN 1-AQD Offshore 1 inkl. GDRM-Anlagen	AquaDuctus Pipeline
106	KLN010-01	H2-1010-01	Leitung AQD Offshore 1-AQD Anlandung inkl. GDRM-Anlagen	AquaDuctus Pipeline
107	KLN011-01	H2-1011-01	HYBHC (AWZ D Ostsee-Lubmin) inkl. GDRM-Anlagen	GASCADE
108	KLN012-01	H2-1012-01	HYMI (Edesbüttel-Bobbau) inkl. GDRM-Anlagen	GASCADE
109	KLN013-01	H2-1013-01	HYLU (Lampertheim-Ludwigshafen) inkl. GDRM-Anlagen	GASCADE
110	KLN014-01	H2-1014-01	HYKA (Ludwigshafen-Karlsruhe) inkl. GDRM-Anlagen	GASCADE
111	KLN017-01	H2-1017-01	Leitung Huntorf-Elsfleth 2 inkl. GDRM-Anlagen	---
112	KLN020-01	H2-1020-01	Leitung Elsfleth-Bremerhaven inkl. GDRM-Anlagen	---
113	KLN021-01	H2-1021-01	Leitung Heist-Klein Offenseth inkl. GDRM-Anlagen	GUD
114	KLN026-01	H2-1026-01	Leitung Ganderkesee-Achim inkl. GDRM-Anlagen	GUD
115	KLN028-01	H2-1028-01	Leitung Brunsbüttel-Hemmingstedt inkl. GDRM-Anlagen	---
116	KLN030-01	H2-1030-01	Leitung Luttum/ Lehringen-Edesbüttel inkl. GDRM-Anlagen	---
117	KLN038-01	H2-1038-01	H2ercules Nordsee-Ruhr-Link (NRL IV) inkl. GDRM-Anlagen	OGE/ GASCADE
118	KLN039-01	H2-1039-01	H2ercules Nordsee-Ruhr-Link (NRL V) inkl. GDRM-Anlagen	---
119	KLN040-01	H2-1040-01	Leitung Bottrop-Gladbeck inkl. GDRM-Anlagen	---
120	KLN041-01a	H2-1041-01a	H2ercules Belgien inkl. GDRM-Anlagen	OGE
121	KLN041-01b	H2-1041-01b	H2ercules Belgien inkl. GDRM-Anlagen	---
122	KLN042-01	H2-1042-01	Delta-Rhine-Corridor (DRC) inkl. GDRM-Anlagen	---
123	KLN043-01	H2-1043-01	H2ercules Gernsheim inkl. GDRM-Anlagen	---
124	KLN044-01	H2-1044-01	Leitung Wiesbaden-Frankfurt inkl. GDRM-Anlagen	OGE
125	KLN045-01	H2-1045-01	AQD Raum Dornum-Emden inkl. GDRM-Anlagen	AquaDuctus Pipeline
126	KLN046-01	H2-1046-01	H2ercules Nordsee-Ruhr-Link (NRL II) inkl. GDRM-Anlagen	AquaDuctus Pipeline
127	KLN047-01	H2-1047-01	H2ercules Rothenstadt-Forchheim inkl. GDRM-Anlagen	NaTran_D
128	KLN052-01	H2-1052-01	H2ercules Krefeld-Neumühl inkl. GDRM-Anlagen	---
129	KLN053-01	H2-1053-01	H2ercules Neumühl-Werne inkl. GDRM-Anlagen	---
130	KLN054-01	H2-1054-01	H2ercules Werne-Hamm inkl. GDRM-Anlagen	---
131	KLN055-01	H2-1055-01	Leitung Rostock-Glasewitz inkl. GDRM-Anlagen	---
132	KLN056-01	H2-1056-01	Leitung Buchholz-Friedersdorf inkl. GDRM-Anlagen	---
133	KLN057-01	H2-1057-01	Leitung Friedersdorf-Hennickendorf inkl. GDRM-Anlagen	---
134	KLN058-01	H2-1058-01	Leitung Ketzin-Havellandkanal inkl. GDRM-Anlagen	---

Nr.	Kernnetz-ID	NEP-ID	Maßnahme	Durchführendes Unternehmen
135	KLN059-01	H2-1059-01	Leitung Havellandkanal-Falkenhöh inkl. GDRM-Anlagen	---
136	KLN060-01	H2-1060-01	Leitung Stäbchen-Eisenhüttenstadt inkl. GDRM-Anlagen	---
137	KLN061-01	H2-1061-01	Leitung Eisenhüttenstadt-Gosda inkl. GDRM-Anlagen	---
138	KLN062-01	H2-1062-01	Leitung Gosda-Spreeetal inkl. GDRM-Anlagen	---
139	KLN063-01	H2-1063-01	Leitung Salzgitter-Wefensleben inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS
140	KLN064-01	H2-1064-01	Leitung Preußnitz-Cörmigk inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS
141	KLN065-01	H2-1065-01	Leitung Cörmigk-Halle inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS
142	KLN073-01	H2-1073-01	Leitung Eisenhüttenstadt-Fürstenberg (PL) inkl. GDRM-Anlagen	---
143	KLN074-01	H2-1074-01	HYSO (Schönermark-Schwedt) inkl. GDRM-Anlagen	GASCADE
144	KLN075-01	H2-1075-01	HYPOL (Schwedt-Greifenhagen (PL)) inkl. GDRM-Anlagen	GASCADE
145	KLN076-01	H2-1076-01	Leitung Rostock Laage-Fliegerhorst Laage inkl. GDRM-Anlagen	---
146	KLN077-01	H2-1077-01	Leitung Werben-Kleinziethen inkl. GDRM-Anlagen	---
147	KLN078-01	H2-1078-01	Leitung Böhlen-Borna inkl. GDRM-Anlagen	---
148	KLN079-01	H2-1079-01	Leitung Kitzen-Böhlen inkl. GDRM-Anlagen	---
149	KLN081-01	H2-1081-01	Leitung Uhrleben-Wefensleben inkl. GDRM-Anlagen	---
150	KLN082-01	H2-1082-01	Leitung Lampertheim-Heidelberg inkl. GDRM-Anlagen	terranets bw
151	KLN083-01	H2-1083-01	Leitung Altbach-Bissingen inkl. GDRM-Anlagen	---
152	KLN084-01	H2-1084-01	Leitung Fessenheim-Bad Krozingen inkl. GDRM-Anlagen	---
153	KLN086-01	H2-1086-01	Leitung Wardt-Xanten inkl. GDRM-Anlagen	Thyssengas H2
154	KLN089-01	H2-1089-01	Leitung Oberaußem-Weiden inkl. GDRM-Anlagen	Thyssengas H2
155	KLN090-01	H2-1090-01	Leitung Marsdorf-Stotzheim inkl. GDRM-Anlagen	Thyssengas H2
156	KLN091-01	H2-1091-01	Leitung Kalscheuren-Wesseling inkl. GDRM-Anlagen	Thyssengas H2
157	KLN092-01	H2-1092-01	Leitung Oberhausen-Neumühl inkl. GDRM-Anlagen	---
158	KLN093-01	H2-1093-01	Leitung Dormagen-Merkenich inkl. GDRM-Anlagen	Thyssengas H2
159	KLN094-01	H2-1094-01	Leitung Recklinghausen-Leverkusen inkl. GDRM-Anlagen	---
160	KLN095-01	H2-1095-01	Leitung Rinkerode-Uentrop inkl. GDRM-Anlagen	Thyssengas H2
161	KLN096-01	H2-1096-01	Leitung Spellen-Wesel inkl. GDRM-Anlagen	Thyssengas H2
162	KLN097-01	H2-1097-01	GETH2 Frensdorfer Bruchgraben-Frenswegen inkl. GDRM-Anlagen	Thyssengas H2/ Nowega
163	KLN098-01	H2-1098-01	Leitung Werne-Eisenach inkl. GDRM-Anlagen	---
164	KLN100-01	H2-1100-01	Leitung Dorsten-Recklinghausen inkl. GDRM-Anlagen	---
165	KLN102-01	H2-1102-01	Leitung Hennickendorf-Rüdersdorf inkl. GDRM-Anlagen	ONTRAS
166	KLN103-01	H2-1103-01	Leitung Herzfelde-Alt Rüdersdorf inkl. GDRM-Anlagen	---
167	KLN104-01	H2-1104-01	H2ercules Neumühl-Bruckhausen inkl. GDRM-Anlagen	---
168	KLN107-01	H2-1107-01	HYBOR (Bobbau-Rückersdorf) inkl. GDRM-Anlagen	GASCADE
169	---	H2-1201-01	Leitung Strohreit-Reitmehring inkl. GDRM-Anlagen	---

Nr.	Kernnetz-ID	NEP-ID	Maßnahme	Durchführendes Unternehmen
170	---	H2-1202-01	Leitung Wertingen-Augsburg/ Klärwerk inkl. GDRM-Anlagen	---
171	---	H2-1214-01	Leitung Broichweiden-Aachen inkl. GDRM-Anlagen	---
172	---	H2-1215-01	Leitung Kirchpuetz-Weisweiler inkl. GDRM-Anlagen	---
173	---	H2-1216-01	Leitung Breinig-Broichweiden inkl. GDRM-Anlagen	---
174	---	H2-1218-01	Leitung Nievenheim-Neuss inkl. GDRM-Anlagen	---
175	---	H2-1219-01	Leitung Neuss Hafen-Neuss inkl. GDRM-Anlagen	---
176	KVS003-01	H2-2003-01	Verdichterstation Achim	GUD
177	KVS007-01	H2-2109-01	Verdichterstation Forchheim	bayernets
178	---	H2-2154-01	Summe GÜP Verdichter Netzausbauvorschlag (bundesweit)	---
179	AND025-01	H2-3025-01	Leitung Erlangen-Tennenlohe-Nürnberg (N-Ergie) inkl. GDRM-Anlagen	N-ERGIE Netz GmbH
180	AND026-01	H2-3026-01	Leitung Esslingen-Esslingen inkl. GDRM-Anlagen	Netze BW GmbH
181	AND027-01	H2-3027-01	Leitung Esslingen-Esslingen inkl. GDRM-Anlagen	Netze BW GmbH
182	AND028-01	H2-3028-01	Leitung Esslingen-Altbach inkl. GDRM-Anlagen	Netze BW GmbH
183	AND029-01	H2-3029-01	Leitung Altbach-Altbach inkl. GDRM-Anlagen	Netze BW GmbH
184	AND041-01	H2-3041-01	Leitung Hamburg Süd-Hamburg Mitte inkl. GDRM-Anlagen	Hamburger Energienetze GmbH
185	AND042-01	H2-3042-01	Leitung Hamburg Süd-Hamburg Mitte inkl. GDRM-Anlagen	Hamburger Energienetze GmbH
186	AND043-01	H2-3043-01	Leitung Hamburg Süd-Hamburg Mitte inkl. GDRM-Anlagen	Hamburger Energienetze GmbH
187	AND044-01	H2-3044-01	Leitung Hamburg Süd-Hamburg Mitte inkl. GDRM-Anlagen	Hamburger Energienetze GmbH
188	AND045-01	H2-3045-01	Leitung Hamburg Süd-Hamburg Ost inkl. GDRM-Anlagen	Hamburger Energienetze GmbH
189	AND068-01	H2-3068-01	Leitung Coswig-Dresden inkl. GDRM-Anlagen	SachsenNetze HS.HD GmbH
190	AND071-01	H2-3071-01	Leitung Klein Offenseth-Brunsbüttel inkl. GDRM-Anlagen	Schleswig-Holstein Netz AG
191	AND088-01	H2-3088-01	Leitung Finsing-Ismaning Nord inkl. GDRM-Anlagen	bayernets
192	AND089-01	H2-3089-01	Leitung Ismaning Nord-Münchsmünster inkl. GDRM-Anlagen	bayernets
193	AND093-01	H2-3093-01	Leitung Fürstenhausen-Fenne inkl. GDRM-Anlagen	Creos Deutschland Wasserstoff GmbH
194	AND094-01	H2-3094-01	Leitung Fürstenhausen-Carling inkl. GDRM-Anlagen	Creos Deutschland Wasserstoff GmbH
195	AND096-01	H2-3096-01	Leitung Leidingen-Dillingen inkl. GDRM-Anlagen	Creos Deutschland Wasserstoff GmbH

Nr.	Kernnetz-ID	NEP-ID	Maßnahme	Durchführendes Unternehmen
196	AND097-01	H2-3097-01	Leitung Perl-Besch inkl. GDRM-Anlagen	Creos Deutschland Wasserstoff GmbH
197	AND098-01	H2-3098-01	Leitung March-Freiburg (RHYn Interco) inkl. GDRM-Anlagen	badenovaNETZE GmbH
198	AND099-01	H2-3099-01	Leitung Waldshut-Tiengen-Grenzach inkl. GDRM-Anlagen	badenovaNETZE GmbH
199	AND102-01	H2-3102-01	Leitung Seyweiler-Dillingen inkl. GDRM-Anlagen	Creos Deutschland GmbH
200	AND106-01	H2-3106-01	Leitung Blumberg-Berlin-Mitte inkl. GDRM-Anlagen	NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH & Co. KG
201	AND107-01	H2-3107-01	Leitung Berlin-Lichterfelde-Berlin-Wilmersdorf inkl. GDRM-Anlagen	NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH & Co. KG
202	AND109-01	H2-3109-01	Leitung Berlin-Biesdorf-Berlin-Marzahn inkl. GDRM-Anlagen	NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH & Co. KG
203	AND113-01	H2-3113-01	Leitung Merkenich-Merkenich (Rhein) inkl. GDRM-Anlagen	RheinNetz GmbH

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Anlagen

Anlage 1: Umsetzungsstand Maßnahmen des letzten NEP und des Wasserstoff-Kernetzes (Tabellen zum Stand der Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen)

Anlage 2: Zuordnung der Ausbaumaßnahmen zu den Kriterien für den Netzausbauvorschlag für Methan

Anlage 3: Zuordnung der Ausbaumaßnahmen zu den Kriterien für den Netzausbauvorschlag für Wasserstoff

Anlage 4: Wasserstoff-Detail-Maßnahmenkarte

Glossar

Glossar

Transportnetzbetreiber

Aqua Ductus Pipeline	Aqua Ductus Pipeline GmbH
bayernets	bayernets GmbH
Ferngas	Ferngas Netzgesellschaft mbH
Fluxys	Fluxys TENP GmbH
Fluxys D	Fluxys Deutschland GmbH
GASCADE	GASCADE Gastransport GmbH
GTG Nord	Gastransport Nord GmbH
GUD	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
LBTG	Lubmin-Brandov Gastransport GmbH
NaTran_D	NaTran Deutschland GmbH
NGT	NEL Gastransport GmbH
Nowega	Nowega GmbH
OGE	Open Grid Europe GmbH
ONTRAS	ONTRAS Gastransport GmbH
terranets	terranets bw GmbH
Thyssengas	Thyssengas GmbH
Thyssengas H2	Thyssengas H2 GmbH

Verteilernetzbetreiber-Wasserstoff-Kernnetz-Betreiber

badenova	badenovaNETZE
Creos	Creos Deutschland GmbH/Creos Deutschland Wasserstoff GmbH
Hamburger Energienetze	Hamburger Energienetze GmbH
NBB	NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH & Co. KG
N-ERGIE Netz	N-ERGIE Netz GmbH
Netze BW	Netze BW GmbH
RheinEnergie	RheinEnergie AG/Rheinische Netzgesellschaft mbH
SachsenNetze	SachsenNetze GmbH
Schleswig-Holstein Netz	Schleswig-Holstein Netz AG

Sonstige Abkürzungen

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
ANIKA	BNetzA–Festlegung zur „Anerkennung von Instrumenten zur Kapazitätserhöhung“
bar	Druck bezogen auf Normalnull
bFZK (temp)	Bedingt feste, frei zuordenbare Kapazität (temperaturabhängig)
BKartA	Bundeskartellamt
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BVEG	Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V.
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
CGHI	Czech German Hydrogen Interconnector
CH ₄	Methan
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DN	Normdurchmesser
DP	Design Pressure (Auslegungsdruck)
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazität
ENTSO–G	European Network of Transmission System Operators for Gas
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
EUGAL	Europäische Gas-Anbindungsleitung
fDZK	Feste, dynamisch zuordenbare Kapazität
FID	Final Investment Decision
FNB	(Gas-)Fernleitungsnetzbetreiber
FSRU	Floating Storage and Regasification Units
FZK	Frei zuordenbare Kapazität
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen/ Gasnetzzugangsverordnung
GDRM	Gas-Druckregel- und Messanlage
GHD	Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen
GKW	Gaskraftwerk
Grüne Gase	Wasserstoff und synthetisches Methan
GTP	Gasnetzgebietstransformationsplan
GTS	Gasunie Transport Services B.V.
GuD	Gas-und-Dampf

GÜP	Grenzübergangspunkt
GW _{el}	Elektrische (Anschluss-)Leistung in Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
GWh/h	Gigawattstunden pro Stunde
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
GW _{th}	Thermische (Anschluss-)Leistung in Gigawatt
H ₂	Wasserstoff
H-Gas	Methan mit hohem Brennwert (high calorific value)
HKW	Heizkraftwerk
ID	Identifikationsnummer
INES	Initiative Energien Speichern e.V.
JAGAL	Jamal-Gas-Anbindungs-Leitung
KARLA Gas 2.0	BNetzA-Festlegung in Sachen Kapazitätsregelungen und Abwicklung des Netzzugangs im Gassektor
KASPAR	BNetzA-Festlegung in Sachen Standardisierung von Kapazitätsprodukten im Gassektor (Kapazitätsproduktstandardisierung)
KO.NEP	Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff
Kopfverdichter	Eingesetzte Verdichtereinheiten an GÜP, um den Einspeisedruck in das Fernleitungsnetz zu erhöhen sowie den Abtransport von Gasen gewährleisten zu können.
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
L-Gas	Methan mit niedrigem Brennwert (low calorific value)
LH ₂	Liquid Hydrogen
LFP	Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber
LFZ	Lastflusszusage
LNG	Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)
Loop	Parallel zu einer vorhandenen Leitung verlegte Leitung
MBI	Marktbasierte Instrumente
MEGAL	Mittel-Europäische Gasleitung(sgesellschaft)
MWh	Megawattstunde
NC CAM	Network Codes Capacity Allocation Mechanisms
NEL	Nordeuropäische Erdgas-Leitung
NEP	Netzentwicklungsplan
NKP	Netzkopplungspunkt

NRL	Nordsee-Ruhr-Link
OPAL	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung
PCI	Project of Common Interest/ Projekt von gemeinsamem Interesse
PHH	Private Haushalte
PMI	Projects of Mutual Interest
PtG	Power-to-Gas
RLM	Registrierende Leistungsmessung
SEE	Stromerzeugungseinheit
SektVO	Sektorenverordnung - Verordnung über die Vergabe von öffentlichen Aufträgen im Bereich des Verkehrs, der Trinkwasserversorgung und der Energieversorgung
SEL	Süddeutsche Erdgasleitung
Streckenverdichter	Eingesetzte Verdichtereinheiten in einer Transportleitung, um die Druckverluste auszugleichen sowie den Abtransport von Gasen gewährleisten zu können.
SR	Szenariorahmen
STEGAL	Sachsen-Thüringen-Erdgas-Leitung
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Leitung
THE	Trading Hub Europe
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan (von ENTSOG)
UGS	Untergroundspeicher
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDS	Verdichterstation
VHP	Virtueller Handelspunkt
VIP	Virtual Interconnection Point/Virtueller Kopplungspunkt
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e.V.
VNB	Verteilernetzbetreiber
VNB-WKNB	Verteilernetzbetreiber-Wasserstoff-Kernnetz-Betreiber
WassBG	Wasserstoffbeschleunigungsgesetz
WEB	Wasserstoffabfrage für Erzeugung und Bedarf
WKL	Wilhelmshaven-Küsten-Leitung
WTNB	Wasserstofftransportnetzbetreiber
WKNB	Wasserstoff-Kernnetz-Betreiber

Literatur

Literatur

[BNetzA 2024] Monitoringbericht 2024, download unter (download am 12. Februar 2026):

<https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2024.pdf>

[BNetzA 2025] Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025–2037/2045, download unter (download am 16. Februar 2026): https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/DL_Szenariorahmen/Genehm_SR_2025Gas.pdf?__blob=publicationFile&v=2

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/DL_Szenariorahmen/Genehm_SR_2025Gas.pdf?__blob=publicationFile&v=2

[BVEG/DVGW/INES 2022] Wasserstoff speichern – soviel ist sicher, Transformationspfade für Gasspeicher, download unter (download am 10. Februar 2026): https://www.bveg.de/wp-content/uploads/2022/06/20220610_DBI-Studie_Wasserstoff-speichern-soviel-ist-sicher_Transformationspfade-fuer-Gasspeicher.pdf

[dena 2025] Einspeiseatlas Biomethan, download unter (download am 10. Februar 2026):

<https://www.dena.de/biogaspartner/biomethan/einspeiseatlas/>

[EU 2024] Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates, download unter (download am 10. Februar 2026): https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401789

https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401789

[EC 2025] Union list of projects of common interest and projects of mutual interest, download unter (download am 10. Februar 2026): https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/14607-2nd-PCI-PMI-list-under-the-TEN-E-Regulation_en

[FNB Gas 2024] Zwischenbericht L–H–Gas–Umstellung 2024, download unter (download am 10. Februar 2026): https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2024/04/2024_04_23_Veroeffentlichung-L-H-Gas-Umstellung.pdf

[KO.NEP 2024] Entwurfes des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025, download unter (download am 1. Februar 2026): https://ko-nep.de/wp-content/uploads/2024/03/Szenariorahmen_2025_final.pdf

[MCPGG 2024] Ministry of Climate Policy and Green Growth, L–Gas Market Conversion Review – Summer Briefing 2024, download unter (Download am 17. Februar 2026): <https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/detail?id=2024D43140&did=2024D43140>

[MEK 2023] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, Gaswinning Groningen stopt definitief, download unter (Download am 17. Februar 2026): <https://www.rijksoverheid.nl/actueel/nieuws/2023/09/22/gaswinning-groningen-stopt-definitief>