

Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027

30.06.2026



Impressum

Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027

Ansprechpartner:

**Nils von Ohlen, Stefan Mellahn,
Dr. Benjamin Baur**

Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung
für 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

Ferngas Netzgesellschaft mbH

Reichswaldstraße 52, 90571 Schwaig

www.ferngas.de

Fluxys Deutschland GmbH

Elisabethstraße 5, 40217 Düsseldorf

www.fluxys.com

Fluxys TENP GmbH

Elisabethstraße 5, 40217 Düsseldorf

www.fluxys.com

GASCADE Gastransport GmbH

Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel

www.gascade.de

Gastransport Nord GmbH

Cloppenburger Straße 363, 26133 Oldenburg

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

terranets bw GmbH

Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart

www.terranets-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	5
Tabellenverzeichnis.....	7
Zusammenfassung	11
1 Einleitung	17
2 Rechtliche Grundlagen und Vorgehensweise	21
2.1 Szenariorahmen im NEP-Prozess.....	21
2.2 Rollenverständnis Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber	23
2.3 Struktur und Vorgehensweise	23
3 Eingangsgrößen für die Modellierung	26
3.1 Übersicht vorhandener Gasbedarfsstudien.....	26
3.2 Bedarfsabfragen	29
3.2.1 Langfristprognose 2.0 der Verteilernetzbetreiber.....	31
3.2.2 Wasserstoff-Großkundenabfrage.....	46
3.2.3 Methan-Bestandskundenabfrage.....	62
3.2.4 Grenzübergangspunkte.....	66
3.2.5 Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38, 39 GasNZV sowie KARLA Gas 2.0 (Tenorziffer 8) für Methan	73
3.2.6 Kapazitätsreservierungen für Wasserstoff.....	90
3.3 Kraftwerks- und Elektrolyseurliste	90
3.3.1 Kraftwerksliste	91
3.3.2 Elektrolyseurliste.....	94
3.4 L-Gas-Entwicklung und Inländische Produktion	96
3.5 Ausreichendes Maß an FZK.....	98
3.5.1 Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs – ausreichendes Maß an FZK.....	98
3.5.2 Methodik zur Bestimmung des ausreichenden Maßes	100
3.5.3 Ausreichendes Maß an Ausspeise-FZK	100
3.5.4 Ausreichendes Maß an Einspeise-FZK.....	102
3.5.5 Fazit zum ausreichenden Maß.....	105
3.6 Incremental Capacity	105
4 Szenarien und Modellierungsvarianten	108
4.1 Leitgedanken.....	108
4.1.1 Szenarienauswahl	108
4.1.2 Weiterentwicklung der Szenarien aus dem Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025	109
4.1.3 Zieljahre, Mantelzahlen und Sektoren.....	110
4.2 Beschreibung Szenarien und Modellierungsvarianten.....	111
4.2.1 Szenario 1: Fokus Wasserstoff.....	111
4.2.2 Szenario 2: Fokus Strom.....	123
4.2.3 Szenario 3: Fokus Multi-Commodity	134
4.2.4 Modellierungsvariante 2035 – Wasserstoff und Methan	142
4.3 Regionalisierung der Szenarien	149
4.3.1 Vorgehen im Methan.....	150
4.3.2 Vorgehen im Wasserstoff	154
4.4 Lastfälle	159
4.4.1 Wasserstoff.....	159

4.4.2 Methan	164
4.5 Modellierungsvorschlag Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027	164
5 Schlusswort und Ausblick	168
Anhänge.....	170
Anlagen.....	175
Glossar	177
Literatur	183

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Prozess Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff	22
Abbildung 2: Schematische Darstellung zum Vorgehen Entwurf des Szenariorahmens 2027	23
Abbildung 3: Entwicklung des Wasserstoffbedarfs bis 2045 nach ausgewählten Szenarien	27
Abbildung 4: Entwicklung des Methanbedarfs bis 2045 nach ausgewählten Szenarien	28
Abbildung 5: Marktabfrageportal der Fernleitungsnetzbetreiber/ Wasserstofftransportnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber	29
Abbildung 6: Gemeldete Methanausspeiseleistung der VNB (im Vergleich zum SR 2025).....	33
Abbildung 7: Gemeldete Methanausspeisemenge der VNB.....	34
Abbildung 8: Gemeldete Methanausspeiseleistung der VNB nach Sektoren.....	34
Abbildung 9: Gemeldete Methaneinspeiseleistung in VNB-Netze nach Gasarten.....	37
Abbildung 10: Gemeldete Methaneinspeisemenge in VNB-Netze nach Gasarten.....	37
Abbildung 11: Gemeldete Wasserstoffausspeiseleistung der VNB nach Sektoren.....	40
Abbildung 12: Gemeldete Wasserstoffausspeisemenge der VNB nach Sektoren	40
Abbildung 13: Gemeldete Wasserstoffausspeiseleistung der VNB nach Härtegraden	41
Abbildung 14: Gemeldete Wasserstoffausspeisemenge der VNB nach Härtegraden	41
Abbildung 15: Gesamte Ausspeiseleistung aus den VNB-Netzen.....	45
Abbildung 16: Gesamte Ausspeisemenge aus den VNB-Netzen	45
Abbildung 17: Gesamte Einspeiseleistung in VNB-Netze	46
Abbildung 18: Gesamte Einspeisemenge in VNB-Netze	46
Abbildung 19: Wasserstoffprojektmeldungen nach Jahr der Inbetriebnahme	50
Abbildung 20: Gemeldete Wasserstoffausspeiseleistung nach Verbrauchssektoren an VNB- und FNB/WTNB-Netzen (nur Projektmeldungen)	51
Abbildung 21: Regionale Verteilung der Wasserstoffprojektmeldungen am VNB-Netz (Ausspeisung, ohne Speicher)	53
Abbildung 22: Regionale Verteilung der Wasserstoffprojektmeldungen am FNB/WTNB-Netz (Ausspeisung, ohne Speicher)	56
Abbildung 23: Gemeldete Leistungen und Arbeitsgasvolumen für Wasserstoffspeicher am FNB/WTNB-Netz.....	57
Abbildung 24: Regionale Verteilung des gemeldeten Wasserstoffarbeitsgasvolumen am FNB/WTNB-Netz.....	58
Abbildung 25: Anzahl gemeldeter Power-to-Gas-Anlagen nach Jahr der ersten Inbetriebnahme eines Standorts am FNB/WTNB-Netz	59
Abbildung 26: Regionale Verteilung der gemeldeten Wasserstoffeinspeiseleistung (inklusive Power-to-Gas- und sonstige Anlagen)	61
Abbildung 27: Methanausspeiseleistung der Kraftwerke am FNB-Netz.....	63
Abbildung 28: Aufteilung der Methanausspeiseleistung geplanter Kraftwerke am FNB-Netz	63
Abbildung 29: Methanausspeiseleistung der Industrie am FNB-Netz	64
Abbildung 30: Einspeiseleistung Methan der Untergrundgasspeicher	65
Abbildung 31: Ausspeiseleistung Methan der Untergrundgasspeicher	65
Abbildung 32: Einspeiseleistung Biomethananlagen am FNB-Netz nach Projektstatus.....	66
Abbildung 33: Neue Gaskraftwerke gemäß §§ 38, 39 GasNZV und KARLA Gas 2.0 zum Stichtag 13. März 2026	81
Abbildung 34: Entwicklung der Gas-Handelsvolumen an ausgewählten europäischen virtuellen Handelspunkten.....	84
Abbildung 35: Methodik der Regionalisierung im Kraftwerksbereich	92
Abbildung 36: Methodik zur Konsolidierung von Projektstatus	93
Abbildung 37: Methodik zur Ermittlung des ausreichenden Maßes an FZK	100
Abbildung 38: FZK-Ausspeisekapazität an Grenzübergangspunkten – zeitgleiche Buchungen.....	101

Abbildung 39: Zeitgleicher inländischer H-Gas-Bedarf unter Berücksichtigung der Speichernutzung	102
Abbildung 40: GÜP Einspeisung – Marktbedarf (I.) im Vergleich zum zukünftigen FZK-Angebot ...	103
Abbildung 41: Entwicklung des ausreichenden Maßes an Einspeise-FZK im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025	104
Abbildung 42: Entwicklung Einspeise-FZK pro Importkorridor	105
Abbildung 43: Regionalisierung der berücksichtigten Ausspeiseprojektmeldungen am FNB/WTNB- und VNB-Netz für die Modellierungsvariante 2035*	146
Abbildung 44: Regionalisierung der berücksichtigten Einspeiseprojektmeldungen am FNB/WTNB- und VNB-Netz für die Modellierungsvariante 2035*	147
Abbildung 45: Absatzstrukturen der Fernleitungsnetzbetreiber	150
Abbildung 46: Regionalisierung Methan – Verteilernetzbetreiber/Langfristprognosen 2045	152
Abbildung 47: Regionalisierung Wasserstoffsektoren PHH, GHD, Industrie und Verkehr 2040	156
Abbildung 48: Regionalisierung Wasserstoffsektoren PHH, GHD, Industrie und Verkehr 2045	156
Abbildung 49: Einteilung der Einspeisezonen anhand identifizierter hochbelasteter Transportpfade in Regionen (schematische Darstellung)	161
Abbildung 50: Abschätzung des Ausspeisebedarfs in den Szenarien in TWh (Heizwert)	165
Abbildung 51: Entwicklung des Ausspeisebedarfs in den Szenarien und der Bedarfsmeldungen in GWh/h (ohne GÜP und Speicher)	166

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Modellierungsvarianten für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027	13
Tabelle 2: Mantelzahlen Wasserstoffausspeisung in den Szenarien 1-3 und in der Modellierungsvariante 2035.....	13
Tabelle 3: Mantelzahlen Wasserstoffeinspeisung in den Szenarien 1-3 und in der Modellierungsvariante 2035.....	14
Tabelle 4: Mantelzahlen Methanausspeisung in den Szenarien 1-3 und in der Modellierungsvariante 2035.....	14
Tabelle 5: Mantelzahlen Methaneinspeisung in den Szenarien 1-3 und in der Modellierungsvariante 2035.....	15
Tabelle 6: Gesamtüberblick über die Bedarfsabfragen für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027	30
Tabelle 7: Härtegrade für Wasserstoffbedarfe gemäß § 16 der Kooperationsvereinbarung Gas.....	32
Tabelle 8: Gemeldete Methanausspeiseleistungen und -mengen der VNB über alle Sektoren	35
Tabelle 9: Gemeldete Methanausspeiseleistungen des Kraftwerks- und Umwandlungssektors nach Langfristprognose der VNB	35
Tabelle 10: Gemeldete Methanausspeiseleistungen des Industriesektors nach Langfristprognose der VNB	35
Tabelle 11: Gemeldete Methanausspeiseleistungen des GHD-Sektors nach Langfristprognose der VNB	36
Tabelle 12: Gemeldete Methanausspeiseleistungen der Haushalte nach Langfristprognose der VNB	36
Tabelle 13: Gemeldete Methanausspeiseleistungen des Verkehrssektors nach Langfristprognose der VNB	36
Tabelle 14: Gemeldete Gesamteinspeiseleistung in die Methannetze nach Langfristprognose der VNB	37
Tabelle 15: Wasserstoffbeimischung in die Methannetze nach Langfristprognose der VNB.....	38
Tabelle 16: Gemeldete Biomethaneinspeiseleistungen ins VNB-Netz nach Langfristprognose	38
Tabelle 17: Gemeldete Einspeiseleistungen synthetisches Methan ins VNB-Netz nach Langfristprognose.....	39
Tabelle 18: Gemeldete Wasserstoffausspeisung der VNB	39
Tabelle 19: Gemeldete Wasserstoffausspeisung der VNB nach Härtegraden	42
Tabelle 20: Wasserstoffausspeiseleistungen des Kraftwerks- und Umwandlungssektors nach Langfristprognose der VNB	42
Tabelle 21: Wasserstoffausspeiseleistungen des Industriesektors nach Langfristprognose der VNB	43
Tabelle 22: Wasserstoff-Ausspeiseleistungen des GHD-Sektors nach Langfristprognose der VNB	43
Tabelle 23: Wasserstoff-Ausspeiseleistungen der Haushalte nach Langfristprognose der VNB.....	43
Tabelle 24: Wasserstoff-Ausspeiseleistungen des Verkehrssektors nach Langfristprognose der VNB	44
Tabelle 25: Wasserstoffeinspeisung in Wasserstoffnetze der VNB	44
Tabelle 26: Wasserstoffprojektmeldungen an FNB/WTNB und VNB nach Kategorie und Bundesland	48
Tabelle 27: Wasserstoffprojektmeldungen an FNB/WTNB und VNB nach Kategorie und Projektstatus.....	49
Tabelle 28: Wasserstoffprojektmeldungen an FNB/WTNB und VNB nach Härtegrad.....	49
Tabelle 29: Wasserstoffprojektmeldungen nach Jahr der Inbetriebnahme	50
Tabelle 30: Wasserstoffausspeiseleistungen und -Mengen des Kraftwerks- und Umwandlungssektors am VNB-Netz (nur Projektmeldungen)	52

Tabelle 31: Wasserstoffausspeiseleistung und -menge des Industriesektors am VNB-Netz (nur Projektmeldungen)	52
Tabelle 32: Wasserstoffausspeiseleistungen und -mengen des Kraftwerks- und Umwandlungssektors am FNB/WTNB-Netz (nur Projektmeldungen)	54
Tabelle 33: Wasserstoffausspeiseleistung und -menge des Industriesektors am FNB/WTNB-Netz (nur Projektmeldungen).....	54
Tabelle 34: Wasserstoffausspeiseleistung und -menge des GHD-Sektors am FNB/WTNB-Netz (nur Projektmeldungen).....	55
Tabelle 35: Wasserstoffausspeiseleistung und -menge des Sektors Verkehr am FNB/WTNB-Netz (nur Projektmeldungen).....	55
Tabelle 36: Gemeldete Leistungen und Arbeitsgasvolumen für Wasserstoffspeicher am FNB/WTNB-Netz (nur Projektmeldungen)	57
Tabelle 37: Gemeldete Einspeiseleistung und -menge für sonstige Wasserstoffquellen und Importe	58
Tabelle 38: Auswertung der gemeldeten Power-to-Gas-Anlagen am FNB-Netz	60
Tabelle 39: Elektrische Leistung und Wasserstoffeinspeiseleistung gemeldeter Power-to-Gas-Anlagen nach Bundesland für das Jahr 2045.....	60
Tabelle 40: „Basiskapazitäten“ für die Wasserstoffkapazitäten an GÜP	67
Tabelle 41: Berücksichtigte neue Gaskraftwerke gemäß §§ 38, 39 GasNZV und KARLA Gas 2.0 zum Stichtag 13. März 2026	77
Tabelle 42: Nicht berücksichtigte neue Gaskraftwerke gemäß §§ 38, 39 GasNZV und KARLA Gas 2.0 zum Stichtag 13. März 2026	82
Tabelle 43: Berücksichtigte neue Speicher gemäß §§ 38, 39 GasNZV und KARLA Gas 2.0 zum Stichtag 13. März 2026	86
Tabelle 44: Berücksichtigte LNG-Anlagen gemäß §§ 38, 39 GasNZV und KARLA Gas 2.0 zum Stichtag 13. März 2026	88
Tabelle 45: Berücksichtigte LNG-Anlagen gemäß §§ 38, 39 GasNZV und KARLA Gas 2.0 sowie Bestandsanlagen für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2027.....	89
Tabelle 46: Berücksichtigte neue Produktionsanlagen gemäß §§ 38, 39 GasNZV und KARLA Gas 2.0 zum Stichtag 13. März 2026	90
Tabelle 47: Vorausschau der Erdgasförderung für die Jahre 2026-2045 (BVEG-Prognose)	97
Tabelle 48: Mantelzahlen Wasserstoffausspeisung in Szenario 1	113
Tabelle 49: Mantelzahlen Wasserstoffeinspeisung in Szenario 1.....	117
Tabelle 50: Mantelzahlen Methanausspeisung in Szenario 1.....	119
Tabelle 51: Mantelzahlen Methaneinspeisung in Szenario 1	122
Tabelle 52: Mantelzahlen Wasserstoffausspeisung in Szenario 2	124
Tabelle 53: Mantelzahlen Wasserstoffeinspeisung in Szenario 2.....	127
Tabelle 54: Mantelzahlen Methanausspeisung in Szenario 2.....	130
Tabelle 55: Mantelzahlen Methaneinspeisung in Szenario 2	133
Tabelle 56: Mantelzahlen Wasserstoffausspeisung in Szenario 3	136
Tabelle 57: Mantelzahlen Wasserstoffeinspeisung in Szenario 3	138
Tabelle 58: Mantelzahlen Methanausspeisung in Szenario 3.....	139
Tabelle 59: Mantelzahlen Methaneinspeisung in Szenario 3	141
Tabelle 60: Ein- und Ausspeiseleistung Wasserstoff der Modellierungsvariante 2035	145
Tabelle 61: Ein- und Ausspeiseleistung Methan der Modellierungsvariante 2035.....	149
Tabelle 62: In den Lastfällen angesetzte Anteile an den gesamten Ein- und Ausspeiseleistungen	163
Tabelle 63: Modellierungsvarianten für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027	164

Tabelle 64: Mittlere Residuallasten für bis zu 14-tägige Dunkelflauten auf Basis historischer Wetterjahre (1991-2020) für das TYNDP-2022-Modellierungsjahr 2035 in Mitteleuropa, sortiert nach Höhe der Residuallast	174
--	-----

Zusammenfassung



Zusammenfassung

Die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber sind gemäß dem Energiewirtschaftsgesetz verpflichtet, im zweijährlichen Rhythmus einen Szenariorahmen zu erstellen, welcher die Grundlage für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff bildet. Mit dem vorangegangenen Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 wurde erstmals eine integrierte Planungsgrundlage für Methan und Wasserstoff geschaffen. Aufbauend auf den Erfahrungen dieses Prozesses wurde der vorliegende Szenariorahmen 2027 erstellt.

Die gesetzlichen Regelungen für die Netzentwicklungsplanung sind gegenüber dem vorherigen Prozess unverändert. Die politischen Ziele zur Reduktion der Treibhausgasemissionen, der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Steigerung der Energieeffizienz bleiben zentrale Säulen sowohl der deutschen als auch der europäischen Energie- und Klimapolitik. Das Ziel der Treibhausgasneutralität soll in Deutschland bereits bis zum Jahr 2045 erreicht werden. Der Szenariorahmen muss mindestens drei Szenarien enthalten, welche die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung für die nächsten zehn und höchstens 15 Jahre abdecken. Darüber hinaus müssen diese drei Szenarien das Jahr 2045 betrachten.

Die Erstellung des Szenariorahmens 2027 erfolgt in einem energie-, klima- und industriepolitischen Umfeld, das durch ambitionierte Transformationsziele, strukturelle Unsicherheiten sowie eine hohe Dynamik politischer Rahmenbedingungen geprägt ist. Ziel des Szenariorahmens ist es, sowohl die langfristigen energie- und klimapolitischen Zielsetzungen abzubilden als auch aktuelle Signale aus Markt, Regulierung und Politik angemessen zu berücksichtigen.

In diesem Zuge haben die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber Marktabfragen durchgeführt, um die Datenbasis für die Netzentwicklungsplanung zu aktualisieren. Beispielsweise wurde erneut eine Marktabfrage gemeinsam mit den Übertragungsnetzbetreibern Strom durchgeführt, um zukünftige Infrastrukturbedarfe für Strom und Wasserstoff zu erfassen. Diese Ergebnisse sind in den vorliegenden Entwurf des Szenariorahmens eingeflossen. Die Zusammenarbeit mit den Übertragungsnetzbetreibern wurde intensiviert. Im Ergebnis steht ein gemeinsames Szenario, in welchem die Mantelzahlen, welche sowohl für die Strom- als auch für die Gasseite relevant sind, abgestimmt wurden.

Eine wichtige Grundlage der szenarienbasierten Betrachtungen bilden weiterhin die Langfristszenarien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, welche bereits im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 berücksichtigt wurden. Diese Szenarien wurden analysiert, überprüft und, wo erforderlich, Anpassungen an den im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 zu Grunde gelegten Szenarien vorgenommen. Für die Entwicklung der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur haben die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber die folgenden drei Szenarien für die Jahre 2040 und 2045 für Methan und Wasserstoff entwickelt:

Szenario 1 Fokus Wasserstoff: Dieses Szenario baut grundsätzlich auf dem Langfristszenario O45-H2 beziehungsweise dem Szenario 1 des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 auf, wobei gezielte Anpassungen vorgenommen wurden. Neben der Elektrifizierung des Energiesystems findet Wasserstoff in allen Sektoren Anwendung (Schwerpunkt Industrie). Gaskraftwerke, die im Zieljahr 2045 vollständig mit Wasserstoff betrieben werden, bleiben ein unverzichtbares Flexibilitätselement für das Stromsystem. In der Fernwärme wird Wasserstoff in KWK-Anlagen und in Heizkesseln eingesetzt, insbesondere um Nachfragespitzen flexibel abzudecken. Zur Deckung des nationalen Wasserstoffbedarfs werden insbesondere günstigere Importe und in geringerem Umfang auch inländisch erzeugter Wasserstoff genutzt.

Szenario 2 Fokus Strom: Dieses Szenario, welches gemeinsam mit den Übertragungsnetzbetreibern abgestimmt wurde, baut grundsätzlich auf dem Langfristszenario O45-Strom beziehungsweise dem Szenario 2 des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 auf, wobei gezielte Anpassungen vorgenommen wurden. Der Ausbau erneuerbarer Energien folgt den geltenden gesetzlichen Ausbaupfaden und bildet die Grundlage eines Energiesystems, in dem Anwendungen elektrifiziert werden, sofern dies technisch

möglich und wirtschaftlich sinnvoll ist. Wasserstoff findet in den Sektoren Industrie und Kraftwerke/Fernwärme Anwendung. Gaskraftwerke, die im Zieljahr 2045 vollständig mit Wasserstoff betrieben werden, bleiben – noch stärker als im Szenario 1 – ein unverzichtbares Flexibilitätselement für das Stromsystem. Wie im Szenario 1 spielt der Aufbau einer europaweiten Wasserstoffinfrastruktur eine wesentliche Rolle.

Szenario 3 Fokus Multi-Commodity: Dieses Szenario baut grundsätzlich auf dem Langfristszenario O45-Strom beziehungsweise dem Szenario 3 des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 auf, wobei gezielte Anpassungen vorgenommen wurden. Im Vergleich zu den Szenarien 1 und 2 wird in diesem Szenario von einer verzögerten Elektrifizierung des Energiesystems ausgegangen. Klimaneutralität im Jahr 2045 wird neben dem Einsatz von blauem und grünem Wasserstoff auch durch den Einsatz von Biomethan sowie Erdgas mit Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCS) erreicht. Das Szenario ist gekennzeichnet durch eine sehr ausgeprägte europaweite Multi-Commodity-Infrastruktur (Methan, CO₂, Wasserstoff und Strom). Ziel ist es, Synergien zwischen bestehenden Strom- und Gasinfrastrukturen und potenziellen Ausbauten bestmöglich zu heben.

Modellierungsvariante 2035: In Anbetracht der Bandbreite der in den Szenarien 1 bis 3 dargestellten möglichen Entwicklungen der Wasserstoff- und Methanbedarfe und der langfristig ausgelegten Szenarien (2040/2045) haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber entschlossen, den gesetzlichen Auftrag gemäß § 15b EnWG Abs. 2 proaktiv um eine zusätzliche Modellierungsvariante für das Jahr 2035 (MV 2035) zu ergänzen. Ziel ist es, die Szenarien um eine stärker an gemeldeten Bedarfen ausgerichtete, mittelfristige Perspektive zu erweitern und damit sowohl den Anspruch eines erhöhten Planungsrealismus als auch einer belastbaren Netzentwicklungsplanung aufzugreifen. Ausgangspunkt dieser Modellierungsvariante bilden die durchgeführten Bedarfsabfragen (Wasserstoff und Methan) der Fernleitungsnetzbetreiber/Wasserstofftransportnetzbetreiber, welche die aktuellen Bedarfe des Marktes abbilden. Hiermit soll ermittelt werden, welches Wasserstofftransportnetz im Jahr 2035 mindestens erforderlich ist. Auf der Methanseite wird ermittelt, welche Leitungen zu diesem Zeitpunkt umstellbar sind und welches Methanfernleitungsnetz im Jahr 2035 erforderlich ist, um die verbleibende Versorgungsaufgabe sicher zu erfüllen. Gleichzeitig ermöglicht diese Modellierungsvariante neben den Szenarien 1 bis 3 eine fundierte Überprüfung von Kernnetz-Maßnahmen gemäß § 28q Abs. 8 EnWG.

Vor diesem Hintergrund sehen die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber folgende Modellierungen für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027 vor.

Tabelle 1: Modellierungsvarianten für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027

Nr.	Modellierungsvariante	Energieträger	Modellierungsjahr*		
			2035	2040	2045
1	Fokus Wasserstoff	Methan	---	x	---
		Wasserstoff	---	x	x
2	Fokus Strom	Methan	---	x	(x)
		Wasserstoff	---	x	x
3	Fokus Multi-Commodity	Methan	---	x	x
		Wasserstoff	---	x	x
4	Modellierungsvariante 2035	Methan	x	---	---
		Wasserstoff	x	---	---

* Stichtag der Kapazitäten/Bedarfe ist jeweils der 01. Januar des Modellierungsjahres

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Mit der Übermittlung des Entwurfs des Szenariorahmens 2027 zum 30. Juni 2026 an die Regulierungsbehörde erfüllt die Koordinierungsstelle die gesetzlichen Vorgaben. Die Regulierungsbehörde veröffentlicht den Entwurf auf ihrer Internetseite und konsultiert diesen anschließend. Innerhalb von sechs Monaten nach Vorlage des Entwurfs soll die Genehmigung des Szenariorahmens 2027 durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) erfolgen. Dabei sollen die Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung berücksichtigt werden.

Auf Basis des genehmigten Szenariorahmens 2027 werden anschließend die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027 erstellen.

Folgende Mantelzahlen für Wasserstoff bilden die Grundlage für den Entwurf des Szenariorahmens 2027.

Tabelle 2: Mantelzahlen Wasserstoffauspeisung in den Szenarien 1-3 und in der Modellierungsvariante 2035

Auspeiseleistung Wasserstoff		Szenario 1 2040	Szenario 2 2040	Szenario 3 2040	Szenario 1 2045	Szenario 2 2045	Szenario 3 2045	MV 2035 [GWh/h]
Industrie	GWh/h	42	23	17	74	39	21	32
Kraftwerke	GW _{el}	30	42	10	60	81	41	
Fernwärme	GWh/h	7	26	---	15	41	---	
Private Haushalte		15	---	---	21	---	---	
Gewerbe/Handel/ Dienstleistungen		4	---	---	5	---	---	
Verkehr		5	---	---	7	---	---	
Speicher		*	*	*	*	*	*	
Grenzübergangspunkte	33	33	7	33	33	33	**	

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

** Im Rahmen der Modellierung wird geprüft, ob und in welcher Höhe Kapazitäten ausbaufrei darstellbar sind.

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Tabelle 3: Mantelzahlen Wasserstoffeinspeisung in den Szenarien 1-3 und in der Modellierungsvariante 2035

Einspeiseleistung Wasserstoff*		Szenario 1 2040	Szenario 2 2040	Szenario 3 2040	Szenario 1 2045	Szenario 2 2045	Szenario 3 2045	MV 2035 [GWh/h]
Elektrolyse	GW _{el}	51	24	17	52	29	17	10
Grenzübergangspunkte	GWh/h	81	81	81	97	97	97	mindestens 20
Speicher		86	97	20	176	184	82	19
Sonstige Importe (u.a. LH ₂ und Derivate)		mindestens 13	mindestens 13	mindestens 1	mindestens 13	mindestens 13	mindestens 4	3

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

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Folgende Mantelzahlen für Methan bilden die Grundlage für den Entwurf des Szenariorahmens 2027.

Tabelle 4: Mantelzahlen Methanausspeisung in den Szenarien 1-3 und in der Modellierungsvariante 2035

Ausspeiseleistung Methan		Szenario 1 2040	Szenario 2 2040	Szenario 3 2040	Szenario 1 2045	Szenario 2 2045	Szenario 3 2045	MV 2035 [GWh/h]
Industrie	GWh/h	16	15	27	---	7	21	309
Kraftwerke	GW _{el}	17	23	50	---	2	19	
Fernwärme	GWh/h	14	14	39	---	---	39	
Private Haushalte		24	30	66	---	2	17	
Gewerbe/Handel/ Dienstleistungen		6	11	22	---	1	13	
Verkehr		1	---	---	---	---	---	
Speicher		*	*	*	---	*	*	
Grenzübergangspunkte	33	31	31	**	**	**	***	

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

** Ab 2045 Transite auf Basis der Ergebnisse NEP 2025.

*** Die konkrete Beschäftigung von GÜP-Ausspeiseleistung ist lastfallabhängig und wird im Rahmen der Modellierung detaillierter bestimmt. Basis hierfür sind die Kapazitäten gemäß Zyklus „2027 – SR“ in der NEP-Gas-Datenbank.

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Tabelle 5: Mantelzahlen Methaneinspeisung in den Szenarien 1-3 und in der Modellierungsvariante 2035

Einspeiseleistung Methan*		Szenario 1 2040	Szenario 2 2040	Szenario 3 2040	Szenario 1 2045	Szenario 2 2045	Szenario 3 2045	MV 2035
Grenzübergangspunkte	GWh/h	mindestens 11	mindestens 10	mindestens 16	**	**	mindestens 20	121
Speicher		mindestens 26	mindestens 23	mindestens 37	---	mindestens 6	***	173
LNG		mindestens 10	mindestens 9	mindestens 83	---	---	---	83****
Inländische Produktion		1	1	1	---	---	---	2
Biomethan/Grüne Gase		2	8	11	---	8	11	1

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

** Ab 2045 Transite auf Basis der Ergebnisse NEP 2025.

*** Ermittlung von ausreichenden Einspeisekapazitäten unter Berücksichtigung der Ausspeisekraftwerksleistung sowie der jeweiligen Zuordnungspunkte.

**** Die DZK am Baltic Energy Gate (3,5 GWh/h) werden in der Modellierungsvariante 2035 nachrangig berücksichtigt, sofern sich diese im betrachteten Lastfall als notwendig ergeben.

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff



1 Einleitung

Die Erstellung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027 (Szenariorahmen 2027) erfolgt in einem energie-, klima- und industriepolitischen Umfeld, das durch ambitionierte Transformationsziele, strukturelle Unsicherheiten sowie eine hohe Dynamik politischer Rahmenbedingungen geprägt ist. Die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber stehen damit vor der Aufgabe, einen Szenariorahmen zu entwickeln, der sowohl die langfristigen energie- und klimapolitischen Zielsetzungen abbildet als auch Signale aus Markt, Regulierung und Politik angemessen berücksichtigt.

Systementwicklungsstrategie und Langfristszenarien als strategisch-wissenschaftlicher Rahmen

Die Weiterentwicklung der Szenarien im Szenariorahmen 2027 erfolgt auf Basis einer gegenüber dem Szenariorahmen 2025 unveränderten gesetzlichen Ausgangslage sowohl im Hinblick auf die maßgeblichen Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes als auch auf die Systementwicklungsstrategie als sektorenübergreifender Orientierungsrahmen, deren Aktualisierung noch aussteht. Ziel ist es, auch im neuen Szenariorahmen Kontinuität, Transparenz und Vergleichbarkeit über die Netzentwicklungsplanzyklen hinweg sicherzustellen.

Zum Zeitpunkt der Erstellung des Szenariorahmens 2027 stehen keine neuen, konsolidierten Langfristszenarien wie zum Szenariorahmen 2025 zur Verfügung, die eine grundlegende Neukalibrierung der Szenarien erlauben würden. Die Weiterentwicklung der Langfristszenarien befindet sich noch in der Ausarbeitung und belastbare, politisch abgestimmte Langfristszenarien werden erst zu einem späteren Zeitpunkt erwartet. Folglich werden für den Szenariorahmen 2027 weiterhin die genehmigten Annahmen des letzten Szenariorahmens als Ausgangspunkt herangezogen und an neue Entwicklungen angepasst.

Vor diesem Hintergrund schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber vor, den im Szenariorahmen 2025 etablierten und genehmigten Szenarientrichter gezielt weiterzuentwickeln. Dieser Ansatz erscheint sinnvoll und angemessen, um unter Bedingungen hoher Unsicherheit eine Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen abzubilden. Der Szenariorahmen 2027 knüpft in der Folge an die Vorgehensweise und Methodik des Szenariorahmens 2025 an und entwickelt sie inhaltlich fort, indem neue Erkenntnisse aus Markt, Politik und Regulierung berücksichtigt werden.

Diese gewählte Vorgehensweise trägt der aktuellen Marktsituation Rechnung. Aus dem Markt erreichen die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber vielfältige Signale zu künftigen Wasserstofftransportbedarfen, die typisch für eine Hochlaufphase sind. Neben zurückhaltenden Investitionsentscheidungen zeigen aber auch erste Erfahrungen aus der Vermarktung von Wasserstofftransportkapazitäten, dass eine reale, marktwirtschaftlich getragene Nachfrage nach Wasserstoff besteht.

Solange die konkrete marktliche Entwicklung von Wasserstoff noch offenbleibt, erscheint ein breiter Szenarientrichter ohne Festlegung auf ein Leitszenario volkswirtschaftlich weiterhin sachgerecht. Er ermöglicht es, sowohl ambitionierte als auch vorsichtigere Entwicklungspfade systematisch zu berücksichtigen, Risiken von Fehlallokationen zu reduzieren und eine robuste Grundlage für Investitions- und Planungsentscheidungen zu schaffen.

Kraftwerksstrategie: zeitliche Diskrepanz zwischen politischer Umsetzung und Szenariorahmen

Eine zentrale Herausforderung für den Szenariorahmen 2027 ergibt sich aus der Kraftwerksstrategie der Bundesregierung. Diese verfolgt das Ziel, neue regelbare Erzeugungskapazitäten zu schaffen, um die Versorgungssicherheit in einem zunehmend aus erneuerbaren Energien bestehenden Stromsystem zu gewährleisten. Die Ausgestaltung der Kraftwerksstrategie durch den Gesetzgeber hat im Frühjahr 2026 an Klarheit gewonnen. Die Bundesregierung hat sich auf die Grundzüge der Kraftwerksstrategie geeinigt und die entsprechenden Gesetzesvorhaben (StromVKG) eingeleitet.

Nach aktuellem Stand sieht die Kraftwerksstrategie vor, im Jahr 2026 Ausschreibungen für neue Kraftwerkskapazitäten durchzuführen. Geplant sind dabei insbesondere Ausschreibungen für sogenannte Langzeit- beziehungsweise Backup-Kapazitäten, die vorrangig auf gasbasierte, perspektivisch wasserstofffähige Kraftwerke abzielen. Weitere Ausschreibungen, unter anderem für zusätzliche Erzeugungskapazitäten, sollen im Jahr 2027 folgen.

Für den Szenariorahmen 2027 entsteht damit eine zeitliche Asymmetrie: während die Ausschreibungen für neue Kraftwerkskapazitäten teilweise erst im zweiten Halbjahr 2026 stattfinden sollen, wird der vorliegende Entwurf des Szenariorahmens 2027 fristgerecht am 30. Juni 2026 an die BNetzA übermittelt. Zum Zeitpunkt der Szenarienerstellung liegen daher weder endgültige Ausschreibungsbedingungen noch verbindliche Standortentscheidungen vor.

Biomethan im politischen Kontext

Ein zunehmend bedeutender Aspekt der Szenarientwicklung ist die Berücksichtigung von Biomethan. Auf europäischer Ebene bestehen ambitionierte Zielsetzungen zum Ausbau der Biomethanproduktion, um fossile Erdgasimporte zu reduzieren und um die Resilienz des Energiesystems zu erhöhen. Auch in Deutschland wird Biomethan politisch verstärkt als Bestandteil des künftigen Energiesystems diskutiert.

Die Stellungnahmen zum Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 zeigen deutlich, dass zahlreiche Marktakteure eine stärkere und systematischere Berücksichtigung von Biomethan fordern. Dabei wird Biomethan sowohl als Beitrag zur Dekarbonisierung des Gasnetzes als auch als Option zur Versorgungssicherheit in der Transformationsphase gesehen.

Für den Szenariorahmen 2027 bedeutet dies, dass Biomethan mehr Gewichtung in der Szenarienburgung erhält. Gleichzeitig ist zu beachten, dass die nachhaltig verfügbaren Biomassepotenziale begrenzt sind und in Konkurrenz zu anderen stofflichen Nutzungen stehen. Für den Szenariorahmen stützen sich die Fernleitungsnetzbetreiber auf Annahmen, die auf aktuellen Studienergebnissen aufbauen.

Markt- und Systementwicklung im Lichte des Monitoringberichts zur Energiewende

Der Monitoringbericht zur Energiewende des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie aus dem September 2025 liefert eine zentrale Bestandsaufnahme des aktuellen Entwicklungsstands in den relevanten Bereichen Strombedarf, Netzausbau, erneuerbare Energien, Versorgungssicherheit, Digitalisierung sowie Wasserstoffhochlauf und bildet damit ebenso eine wesentliche Grundlage für die Einordnung des politischen Umfelds der Szenarientwicklung Gas und Wasserstoff.

Ein zentrales Ergebnis ist, dass die einzelnen Entwicklungen im Energiesystem stark miteinander verknüpft sind. Insbesondere stehen Stromnachfrage, Ausbau erneuerbarer Energien, Flexibilitätsoptionen und Infrastrukturentwicklung in einem engen Wechselverhältnis. Für die Szenarientwicklung bedeutet dies, dass eine Herleitung von Szenarien nicht isoliert erfolgen kann, sondern zwingend eine integrierte Betrachtung des Gesamtsystems erfordert. Der Monitoringbericht zur Energiewende zeigt grundlegend auf, dass kein einheitlich belastbarer Korridor für zukünftige Nachfrageentwicklungen existiert.

Insbesondere im Bereich Wasserstoff wird diese Problematik deutlich. Zwar wird Wasserstoff als zentraler Baustein zur Dekarbonisierung angesehen, gleichzeitig ist die tatsächliche Nachfrageentwicklung derzeit mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Für die Szenarientwicklung ergibt sich daraus die wesentliche Implikation, dass die Ableitung von Infrastrukturbedarfen aktuell unter unsicheren Nachfrageannahmen erfolgt und somit nicht auf einem einzelnen Zielwert basieren kann.

Marktliches Umfeld

Für den deutschen Wasserstoffmarkt hat die BNetzA mit verschiedenen Festlegungen wichtige regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen:

- WaKandA regelt die Anforderungen für die Vermarktung und Nutzung von Kapazitäten.
- WasABi regelt die Anforderungen an das Wasserstoff-Bilanzierungssystem und dessen Abwicklung.
- WANDA und KOSMO regeln die Regulierung der Netzentgelte im Wasserstoff-Kernnetz.

Diese Festlegungen der BNetzA schaffen klare und einheitliche Vorgaben für den Aufbau und Betrieb der Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland und sind entscheidend für einen funktionierenden Markthochlauf.

Die Wasserstoff-Kernnetz-Betreiber haben zwei Marktinformationspakete über die Möglichkeit zur Kapazitätsreservierung im Wasserstoff-Kernnetz veröffentlicht, um den Markt über Wasserstoffleitungen, Clusterauschnitte, Angebotszonen, Kapazitätsverfügbarkeit und den Reservierungsprozess zu informieren.

Seit dem 19. März 2026 besteht für potenzielle Wasserstoffkunden die Möglichkeit, Kapazitäten im Wasserstoff-Kernnetz zu reservieren. Am 13. Mai 2026 veröffentlichten die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber, dass bis dahin insgesamt 32 Anfragen zur Kapazitätsreservierung gestellt wurden. Dabei wurden in den Clustern Ein- und Ausspeisekapazitäten in Höhe von bis zu 2,9 GWh/h und für den Clusterübergangstransport (CÜT) Kapazitäten in Höhe von bis zu 0,6 GWh/h angefragt. Der früheste geplante Nutzungsbeginn ist 2027.

Für Methan veröffentlichte die BNetzA aufgrund des Auslaufens der Gasnetzzugangsverordnung neue Festlegungen, welche die Regelungen der Gasnetzzugangsverordnung ablösen:

- KARLA Gas 2.0 regelt die Vermarktung und Nutzung von Kapazitäten.
- GaBi Gas 2.1 regelt die Anforderungen an das Bilanzierungssystem.
- GeLi Gas 3.0 regelt einheitliche Geschäftsprozesse und Datenformate beim Wechsel des Lieferanten bei der Belieferung mit Gas.
- ZuBio regelt den Netzzugang für Biogas.

Rechtliche Grundlagen und Vorgehensweise

2



2 Rechtliche Grundlagen und Vorgehensweise

Mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Mai 2024 (2. EnWG-Änderungsgesetz, BGBl. 2024 I Nr. 161 vom 16. Mai 2024) hat die Bundesregierung die rechtliche Grundlage zur Transformation der nationalen Gasnetzinfrastruktur geschaffen. Die Entwicklung der Gas- und Wasserstoffnetze erfolgt seitdem integriert in einem gemeinsamen Prozess. Die Fernleitungsnetzbetreiber und die regulierten Betreiber von Wasserstofftransportnetzen erstellen gemäß §§ 15a bis 15d EnWG alle zwei Jahre gemeinsam den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff.

Mit der in § 15a EnWG vorgesehenen Einrichtung der Koordinierungsstelle für die Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff (KO.NEP) beim FNB Gas wurde der institutionelle Rahmen für die integrierte Netzplanung geschaffen. Zu den Aufgaben der Koordinierungsstelle zählen insbesondere die Koordination der Erarbeitung und die Vorlage des Entwurfs des Szenariorahmens zur Genehmigung durch die BNetzA sowie die Koordination der Erstellung und die Vorlage des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff zur Bestätigung durch die BNetzA.

Inhaltlich muss der Entwurf des Szenariorahmens angemessene Annahmen zur künftigen Entwicklung des Gas- und Wasserstoffsystems enthalten. Dazu zählen insbesondere Annahmen zur Gewinnung oder Erzeugung von Gas und Wasserstoff, zum künftigen Verbrauch, zur Versorgung mit Gas und Wasserstoff, zum internationalen Austausch sowie zur Dekarbonisierung. Darüber hinaus sind Speicher, LNG-Infrastrukturen und mögliche Versorgungsstörungen einzubeziehen. Nach der EnWG-Novelle sollen zusätzlich auch Wasserstoff-Terminals ausdrücklich berücksichtigt werden.

Der Entwurf des Szenariorahmens hat mindestens drei Szenarien mit einem Betrachtungshorizont von zehn bis fünfzehn Jahren zu enthalten. Diese Szenarien sollen eine Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abbilden. Zusätzlich sind drei Szenarien für das Zieljahr 2045 vorzulegen, die ebenfalls eine Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen darstellen und sich an den gesetzlich festgelegten sowie weiteren klima- und energiepolitischen Zielen der Bundesregierung orientieren.

Wie in der Einleitung skizziert, ist für den übergeordneten Rahmen für die gemeinsamen Grundannahmen zur Strom- und Gasnetzplanung unter anderem die Systementwicklungsstrategie (SES) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE) gemäß § 15b EnWG maßgeblich. Ebenso verpflichtend ist die Berücksichtigung von Wärmeplänen, soweit dies angemessen ist.

Nach der aktuell im parlamentarischen Verfahren befindlichen EnWG-Novelle zur Umsetzung des EU-Gas- und Wasserstoffpakets sollen zudem die zukünftigen Verteilernetzentwicklungspläne angemessen berücksichtigt werden. Ergänzend können Erkenntnisse aus geeigneten Transformationsplänen der Verteilernetzbetreiber in die Erstellung des Szenariorahmens einfließen. Dabei spielen die Langfristprognosen entsprechend § 16 KOV XIV.2 eine wesentliche Rolle, die sowohl als Eingangsgrößen für den Szenariorahmen als auch für die Verteilernetzentwicklungspläne/Regionale Transformationspläne dienen. Ebenso wären Szenarien der Europäischen Union nach Artikel 12 der Verordnung (EU) 2022/869 einzubeziehen.

2.1 Szenariorahmen im NEP-Prozess

Das integrierte Verfahren der Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff besteht aus zwei aufeinander aufbauenden Bausteinen: dem Szenariorahmen und dem Netzentwicklungsplan.

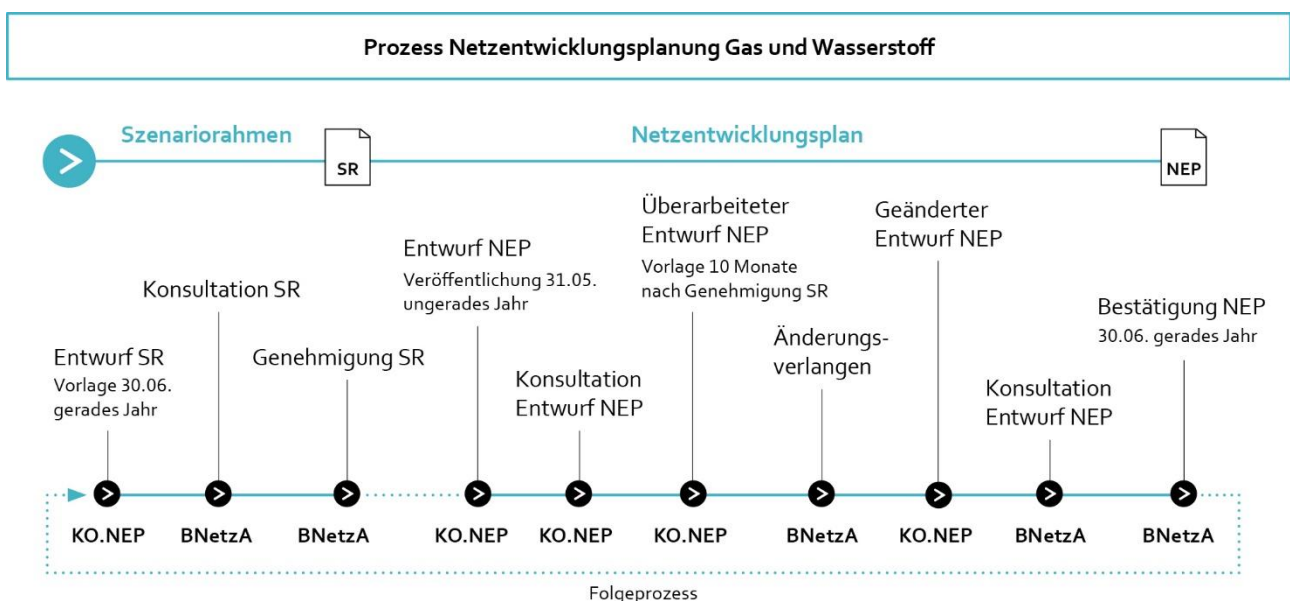
Die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber erstellen den Entwurf des Szenariorahmens gemeinsam und übermitteln diesen an die Koordinierungsstelle. Die Koordinierungsstelle legt den Entwurf der BNetzA zur Genehmigung vor. Die BNetzA konsultiert den Entwurf öffentlich. Gelegenheit zur Äußerung haben die Öffentlichkeit einschließlich tatsächlicher oder potenzieller Netznutzer sowie betroffene Netzbetreiber. Die Genehmigung des Szenariorahmens durch die BNetzA soll innerhalb von sechs

Monaten nach Vorlage des Entwurfs unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung erfolgen.

Auf Basis des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens erarbeiten die Fernleitungsnetzbetreiber und die regulierten Betreiber von Wasserstofftransportnetzen den ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff. Dieser muss alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten und effizienten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Netze enthalten, die spätestens zum Ende der jeweiligen Betrachtungszeiträume für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Bei der Auswahl der Maßnahmen sind die Verteilernetzbetreiber angemessen zu beteiligen. Zusätzlich werden alle Maßnahmen des Wasserstoff-Kernnetzes im Prozess der Netzentwicklungsplanung fortlaufend einer Überprüfung unterzogen. Den klimapolitischen Zielen der Bundesregierung sowie der Versorgungssicherheit ist in besonderer Weise Rechnung zu tragen.

Die Koordinierungsstelle veröffentlicht den ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff auf ihrer Internetseite und konsultiert ihn öffentlich. Nach Abschluss des Konsultationszeitraums werden die eingegangenen Äußerungen ausgewertet und der Entwurf überarbeitet. Den konsultierten und überarbeiteten zweiten Entwurf legt die Koordinierungsstelle der BNetzA spätestens zehn Monate nach Genehmigung des Szenariorahmens zur Bestätigung vor. Die Regulierungsbehörde prüft den vorgelegten Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff. Sie kann von den Fernleitungsnetzbetreibern und den regulierten Betreibern von Wasserstofftransportnetzen Änderungen des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff verlangen. Die Regulierungsbehörde holt bei der Prüfung des Wasserstofftransportnetzes der in den Jahren 2026 und 2028 zu bestätigenden Netzentwicklungspläne Gas und Wasserstoff jeweils die gutachterliche Äußerung eines unabhängigen Sachverständigen ein und berücksichtigt diese bei ihrer Entscheidung. Die Regulierungsbehörde gibt der Öffentlichkeit einschließlich tatsächlicher und potenzieller Netznutzer und betroffener und potenzieller Netzbetreiber abschließend erneut die Möglichkeit zur Stellungnahme und bestätigt den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff spätestens bis zum 30. Juni eines jeden geraden Kalenderjahres. Der zeitliche Ablauf des Prozesses für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff wird in Abbildung 1 veranschaulicht.

Abbildung 1: Prozess Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

2.2 Rollenverständnis Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber

Der Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff wird von den Betreibern von Fernleitungsnetzen sowie den regulierten Betreibern von Wasserstofftransportnetzen in Erfüllung ihrer gesetzlichen Verpflichtung gemäß § 15b Absatz 1 EnWG erstellt.

Er bildet die Grundlage für eine vorausschauende und szenarienorientierte Netzentwicklungsplanung im Einklang mit den Zielvorgaben des EnWG, eine möglichst sichere und zuverlässige leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Gas und Wasserstoff zu gewährleisten und dabei den Anforderungen an eine zunehmend umweltverträgliche und treibhausgasneutrale Energieversorgung Rechnung zu tragen.

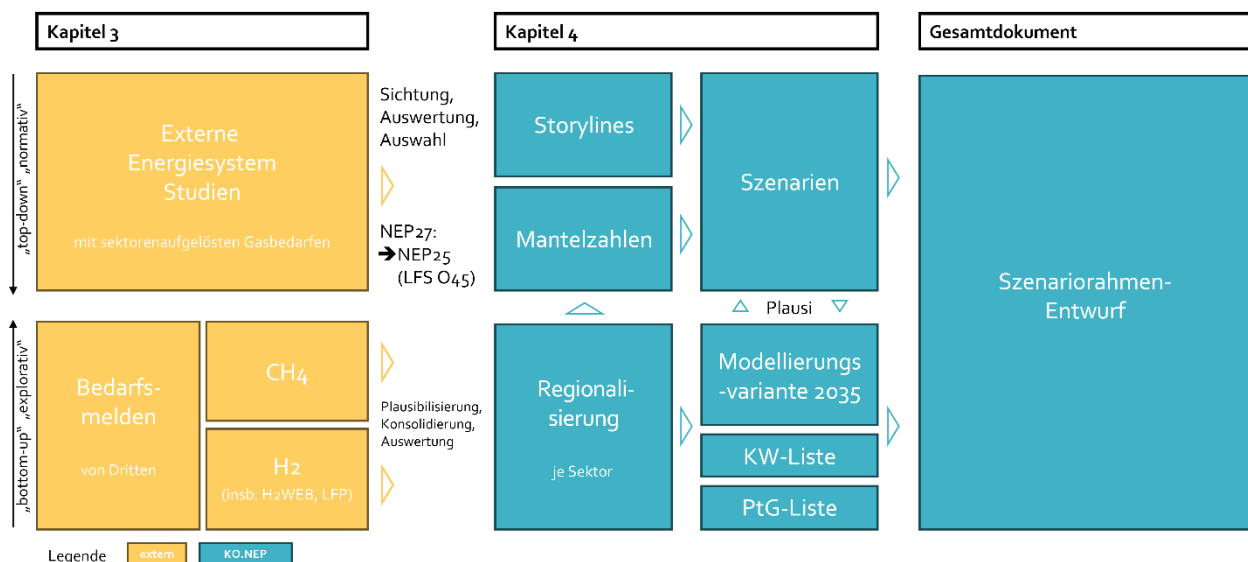
Mit der Erstellung des Szenariorahmens schaffen die Netzbetreiber Transparenz über die wesentlichen Annahmen und Grundlagen der Netzentwicklungsplanung. Zugleich leisten sie einen Beitrag zur Erfüllung ihres Versorgungsauftrags sowie zur Umsetzung der im Energiewirtschaftsgesetz angelegten Klimaschutz- und Transformationsziele im Interesse der Allgemeinheit.

2.3 Struktur und Vorgehensweise

Um dem oben skizzierten gesetzlichen Auftrag für den Entwurf des Szenariorahmens vollumfänglich gerecht zu werden und die künftige Versorgungsaufgabe sachgerecht zu beschreiben, gehen die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber in mehreren Schritten vor.

Abbildung 2 veranschaulicht das Vorgehen bei der Entwicklung der Szenarien und Modellierungsvarianten für den vorliegenden Entwurf des Szenariorahmens 2027 schematisch.

Abbildung 2: Schematische Darstellung zum Vorgehen Entwurf des Szenariorahmens 2027



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Ausgangspunkt sind externe Eingangsgrößen, die farblich in Orange hervorgehoben sind und in Kapitel 3 dargestellt werden. Hierzu zählen insbesondere Ergebnisse externer Energiesystemstudien mit sektoral aufgelösten Gasbedarfen in Abschnitt 3.1 sowie Bedarfsmeldungen Dritter für die Energieträger Methan (CH₄) und Wasserstoff (H₂) in den Abschnitten 3.2 ff. Diese extern erhobenen Daten werden von den Fernleitungsnetzbetreibern und Wasserstofftransportnetzbetreibern systematisch gesichtet, plausibilisiert und ausgewertet.

In Kapitel 4 wird aus den gesichteten externen Energiesystemstudien eine begründete Auswahl von in sich konsistenten Szenarien getroffen, welche die gesetzlichen Vorgaben erfüllen (Vergleich Kapitel 4.1). Szenarien im Sinne dieses Entwurfs des Szenariorahmens 2027 bestehen im Wesentlichen aus einer qualitativen, textlichen Beschreibung des Entwicklungspfades (Storyline) sowie einer quantitativen Beschreibung (Mantelzahlen). Diese werden jeweils aus den ausgewählten externen Szenarien übernommen beziehungsweise abgeleitet.

Innerhalb der Szenarien werden Modellierungsvarianten definiert, das heißt die Betrachtung eines bestimmten Zieljahres innerhalb eines Szenarios.

Ein weiterer wesentlicher Zwischenschritt ist hierbei die Regionalisierung der Bedarfe, das heißt die geographische Verortung der Mantelzahlen innerhalb Deutschlands (Vergleich Kapitel 4.3). Diese erfolgt auf Basis der Infrastrukturbedarfsabfragen. Für Kraftwerke und Elektrolyseure geschieht dies auf Grundlage der Kraftwerks- und Elektrolyseurliste (siehe Anlage 1 und Anlage 2).

Zusätzlich zu den szenarienbasierten Modellierungsvarianten wurden zu den gesetzlich geforderten Zieljahren bedarfsbasierte Modellierungsvarianten für Wasserstoff und Methan entwickelt.

Im vorliegenden Entwurf des Szenariorahmens 2027 werden die für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027 vorgeschlagenen Szenarien und Modellierungsvarianten vorgestellt und somit die Grundlage für die künftige leitungsgebundene Versorgungsaufgabe der Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber beschrieben.

Eingangsgrößen für die Modellierung

3



3 Eingangsgrößen für die Modellierung

Im folgenden Kapitel wird eine Übersicht über die analysierten Gasbedarfsstudien gegeben (Vergleich Kapitel 3.1). Anschließend werden die Ergebnisse der Wasserstoff- und Methanbedarfsabfragen dargestellt (Vergleich Kapitel 3.2). Das Kapitel 3.3 stellt die erstmals durch Übertragungsnetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber gemeinsam konsolidierte Kraftwerks- und Elektrolyseurliste im Rahmen des Szenariorahmens 2027 dar. Das Kapitel 3.4 stellt die aktuellen Entwicklungen zur L-Gas-Versorgung und der inländischen Produktion dar. Danach erfolgt die Analyse zum ausreichenden Maß an FZK (Vergleich Kapitel 3.5). Abschließend befasst sich das Kapitel 3.6 mit dem europäischen Prozess für neu zu schaffende Kapazitäten im Methanetz (Incremental Capacity).

3.1 Übersicht vorhandener Gasbedarfsstudien

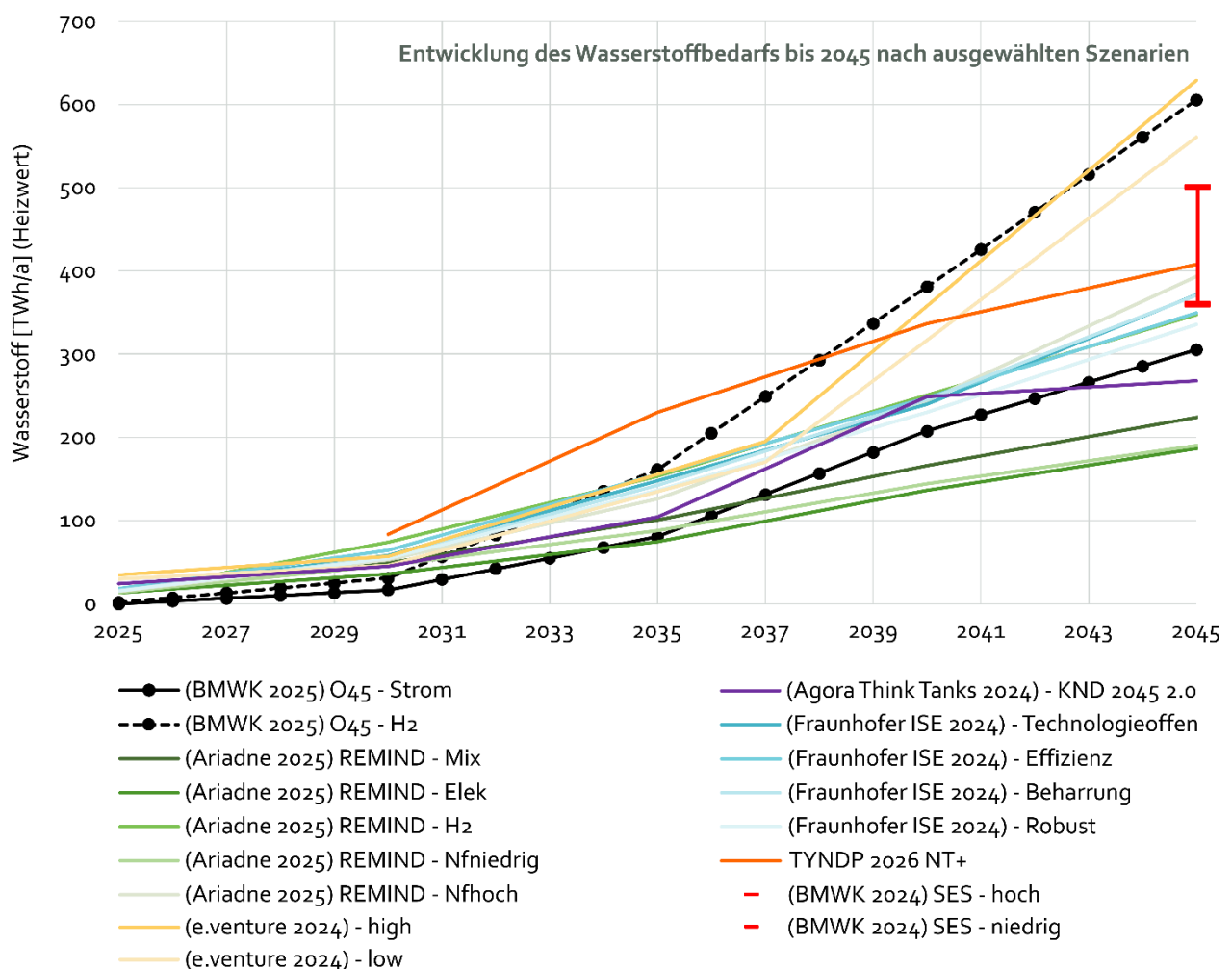
Die LBST GmbH hat im Auftrag der KO.NEP aktuelle Studien und Veröffentlichungen zur zukünftigen Entwicklung des Methan- und Wasserstoffbedarfs ausgewertet. Die Auswahl der Studien orientiert sich auch an der Auswahl, die als Grundlage des Monitoringberichts des BMWE herangezogen wurde. Die in der Auswertung berücksichtigten Szenarien erfüllen alle das politisch gesetzte, gesetzliche Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045.

Folgende Studien und Szenarien sind in der Auswertung berücksichtigt:

- BMWK „Langfristszenarien“, Juli 2025, Szenarien „O45-Strom“ und „O45-H2“ [BMWK 2025],
- Ariadne-Projekt des BMBF „Die Energiewende kosteneffizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität 2045“, März 2025, Remind-Modell-Szenarien „Mix“, „Elek“, „H2“, „Nfniedrig“ und „Nfhoch“ (Bericht und Datenanhang) [Ariadne 2025],
- Fraunhofer ISE „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem“, November 2024 beziehungsweise April 2025 (Bericht und Datenanhang) [Fraunhofer ISE 2024],
- Agora „Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung.“, 2024 (Bericht und Datenanhang) [Agora Think Tanks 2024],
- E.venture „Stromverbrauch bis 2045, Weniger Stromverbrauch – Mehr Zeit für Netzausbau“, Dezember 2024 [E.venture 2024],
- BMWK „Systementwicklungsstrategie 2024“, 2024 [BMWK 2024],
- Draft 2026 TYNDP Scenarios Data and Methodologies for Public Consultation, Consultation Package, ETM Dashboard, 2025. [TYNDP 2026].

Die folgende Abbildung 3 zeigt die Bandbreite des Wasserstoffbedarfs in den verschiedenen Studien und Szenarien als Heizwert. Die Auswertung zeigt einen breit gefächerten langfristigen Bedarf für das Jahr 2045 zwischen rund 200 TWh und 600 TWh, wobei ein Großteil der Szenarien einen Bedarf zwischen 200 TWh und 400 TWh sieht. Dies deckt sich weitgehend mit der Auswertung aus dem Szenariorahmen 2025, die entsprechenden Grundannahmen der Studien haben sich seither nicht wesentlich geändert. Die Bandbreite des Wasserstoffbedarfs, auch innerhalb einzelner Studien, ist ein klarer Hinweis auf die Unsicherheiten der künftigen Entwicklungen. Die Langfristszenarien O45-Strom und O45-H2 liegen innerhalb des Studienfächers.

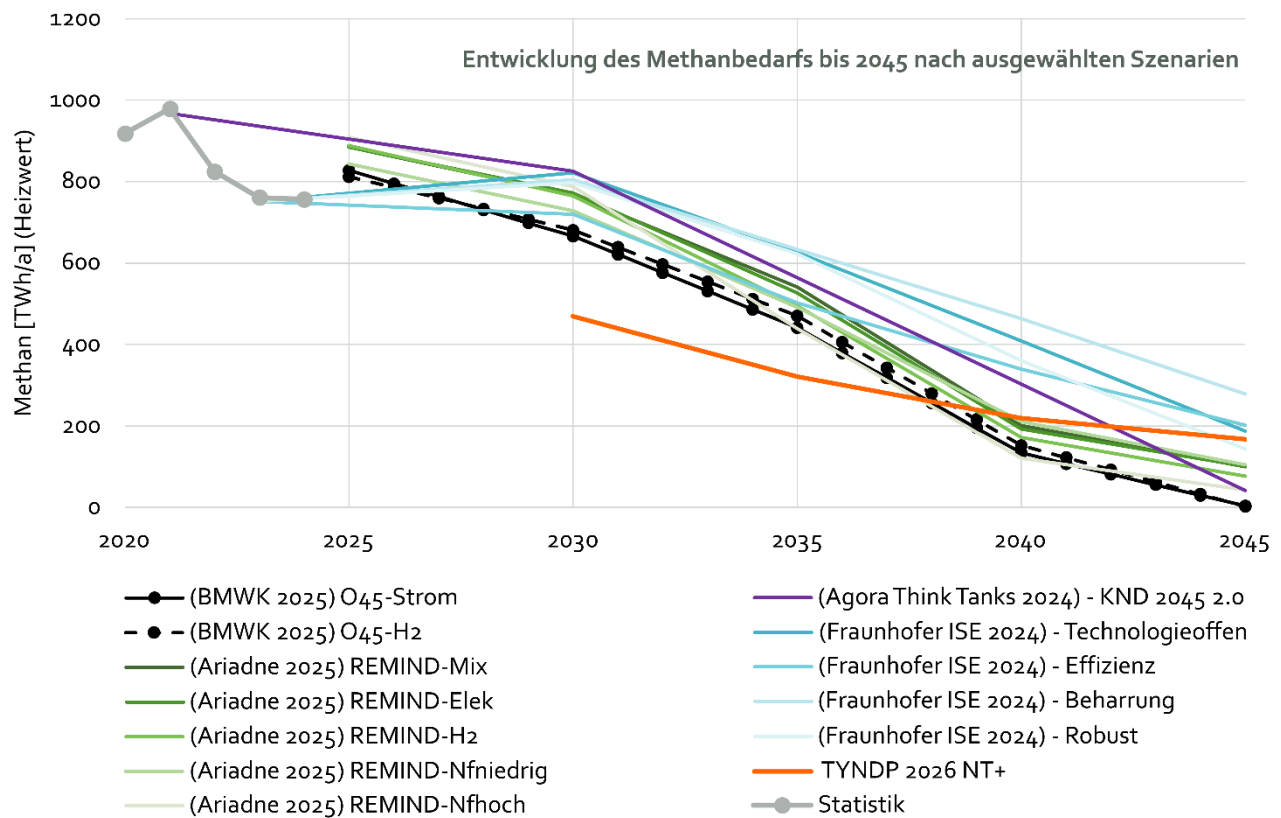
Abbildung 3: Entwicklung des Wasserstoffbedarfs bis 2045 nach ausgewählten Szenarien



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Der Bedarf an Methan geht in allen Szenarien stark zurück, jedoch nicht in jedem Szenario bis 2045 auf null, siehe nachfolgende Abbildung 4. Die langfristig verbleibende Methannutzung fokussiert sich auf synthetisches und bio-basiertes Gas.

Abbildung 4: Entwicklung des Methanbedarfs bis 2045 nach ausgewählten Szenarien



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

3.2 Bedarfsabfragen

Die Abfrage der relevanten Bedarfe als Eingangsdaten für den Szenariorahmen 2027 erfolgte unter anderem über eine gemeinsame Marktabfrage der Übertragungsnetzbetreiber Strom und Fernleitungsnetzbetreiber/Wasserstofftransportnetzbetreiber. Mit der gemeinsamen Marktabfrage setzen die Fernleitungs- und die Übertragungsnetzbetreiber bereits jetzt kommende gesetzliche Anforderungen um. Über ein gemeinsames Abfrageportal wurden Angaben zur Wasserstoffherzeugung (inklusive Power-to-Gas-Anlagen), -einspeisung, -speicherung und -verwendung erfasst. Ebenso wurden Angaben von Großverbrauchern im Strom sowie die Langfristprognosen der Gasverteilernetzbetreiber mit den Wasserstoffgroßkunden beziehungsweise -projekten am nachgelagerten Wasserstoffnetz sowie zum Methanbedarf erhoben.

Abbildung 5: Marktabfrageportal der Fernleitungsnetzbetreiber/Wasserstofftransportnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff, <https://infrastrukturbedarf-abfrage-nep.de/>

Im Rahmen der Bedarfsabfragen für Methan und Wasserstoff für den Szenariorahmen 2027 haben sich gegenüber den vorhergehenden Prozessen deutliche Änderungen ergeben. Insbesondere ist über die Langfristprognose 2.0 (LFP 2.0) eine stärkere Einbindung der Verteilernetzbetreiber für die Bereitstellung von detaillierten Prognosedaten für Methan- und Wasserstoffbedarfe erfolgt. Über ein abgestimmtes, von BDEW, VKU und GEODE veröffentlichtes Formular „Abfrage Langfristprognose“ wurden erstmals Bedarfe für Methan und Wasserstoff für den Zeitraum bis 2050 abgefragt. Die Abfrage erfolgte aufgeteilt nach Sektoren und im Wasserstoff mit einem, durch den Netzbetreiber zugeordneten Härtegrad. Bestandteil der Meldung waren auch weitergehende Angaben für einzelne Großkunden beziehungsweise -projekte im

Verteilernetz mit einem erwarteten Wasserstoffleistungsbedarf von 20 MWh/h oder mehr. Um eine einheitliche Datenbasis zu erhalten, wurde für die Meldung von Projekten am Wasserstofftransportnetz die gleiche Systematik als Grundlage herangezogen.

Tabelle 6: Gesamtüberblick über die Bedarfsabfragen für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027

Netzebene	Sektoren	Bedarfsabfrage NEP 2027	
		Methan	Wasserstoff
VNB	Kraftwerke/ Umwandlung	LFP 2.0 (Neuerungen unter anderem Sektorenaufteilung)	LFP 2.0 - inklusive VNB-H2- Großkundenabfrage
	Industrie		- Neuerungen unter anderem Sektoren- und Härtegradaufteilung
	GHD		
	Verkehr		
	Private Haushalte	LFP 2.0	
FNB/WTNB	Kraftwerke/ Umwandlung	Bilaterale Bestandskundenabfrage und Anfragen nach §§ 38/ 39 GasNZV & KARLA Gas 2.0	Gemeinsame ÜNB-FNB- Infrastrukturbedarfsabfragen, wie Wasserstoffmarktabfrage 2026
	Industrie		
	Speicher		
	Sonstige Importe (LNG bzw. LH ₂ und Derivate)		
	Verkehr & GHD		
	Biomethan- einspeiseanlagen	Bilaterale Bestandskundenabfrage	---
	Inländische Produktion	BVEG	---
	Elektrolyseure	---	PtG-Abfrage durch ÜNB
GÜP	TSO-Bilaterale Abfrage	TSO-Bilaterale Abfrage	

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

3.2.1 Langfristprognose 2.0 der Verteilernetzbetreiber

Endverbraucher im Methan werden in Deutschland zu großen Teilen über die Netze von Verteilernetzbetreibern versorgt. Die Prognose dieser zukünftigen Methan- und Wasserstoffbedarfe, die Langfristprognose (LFP) der Verteilernetzbetreiber, ist aus diesem Grund ein zentraler Eingangsfaktor für den Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff. Durch die Meldung der LFP erfolgt damit eine Berücksichtigung geeigneter Transformationspläne im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff.

Um die Datenbasis für die Transformation der Energienetze und die Netzentwicklungsplanung noch besser zu stützen, wurde die bisherige Langfristprognose inhaltlich erweitert (LFP 2.0). So werden für den Szenariorahmen 2027 die Langfristprognosen durch die Verteilernetzbetreiber bis in das Jahr 2050 erhoben, um diese für die Regionalisierung der Szenarienmantelzahlen (Vergleich Kapitel 4.2) und der anschließenden Modellierung der Methan- und Wasserstoffnetze als Grundlage zu verwenden. Erstmals wurden außerdem differenzierte sektorale Bedarfe (Kraftwerke/Umwandlung, Industrie, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD), Haushalte, Verkehr) für Methan und Wasserstoff erfasst, um ein detailliertes Bild der sektoralen Bedarfsentwicklung zu erhalten (Sektorendefinition, Vergleich Anhang 1).

Die gemeldeten Prognosewerte für Wasserstoff und in der LFP enthaltene Großkundenprojekte wurden durch die Verteilernetzbetreiber zusätzlich erstmals nach Härtegraden (HG) differenziert. Damit wird eine bessere Abschätzung der Eintrittswahrscheinlichkeit der Bedarfsentwicklung ermöglicht. Die Definition der Härtegrade wurde zwischen den Branchenverbänden in der BDEW/VKU/GEODE-Verhandlungsdelegation abgestimmt und in § 16 der Kooperationsvereinbarung Gas eingebracht. Die Definitionen der verschiedenen Härtegrade sind in Tabelle 7 aufgeführt.

Tabelle 7: Härtegrade für Wasserstoffbedarfe gemäß § 16 der Kooperationsvereinbarung Gas

Gesicherter Wasserstoffbedarf	<p>Meldungen aller Kunden, für die</p> <ul style="list-style-type: none"> a) eine konkrete Kapazitätsreservierung bzw. -buchung vorliegt oder b) ein Vertrag zu technischen Parametern zur Herstellung des Netzanschlusses oder c) eine substantielle Förderung mit öffentlichen Geldern existiert.
Härtegrad 1 (sehr wahrscheinlich)	<p>A) Meldungen aller Kunden, für die</p> <ul style="list-style-type: none"> a) ein konkretes netzplanerisches Umsetzungskonzept erarbeitet wurde, das in der Netzbetreiberkaskade am jeweiligen Netzkopplungspunkt bzw. in der jeweiligen Ausspeisezone einvernehmlich abgestimmt wurde, oder b) eine über Härtegrad II hinausgehende schriftliche Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und Kunde mit finanzieller Komponente, zum Beispiel Plankostenzuschuss, geschlossen wurde, sowie <p>B) von Wärmekunden, die aktuell im Erdgasbereich SLP-Kunden sind, in Gebieten, für die</p> <ul style="list-style-type: none"> a) im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung Wasserstoffnetzgebiete veröffentlicht wurden oder in denen Kunden gemäß lit. A) existieren, oder b) keine kommunale Wärmeplanung vorliegt und für die der Netzbetreiber eine mit lit. a) vergleichbare Abschätzung vornehmen kann.
Härtegrad 2 (wahrscheinlich)	<p>A) Meldungen aller Kunden,</p> <ul style="list-style-type: none"> a) für die eine abgeschlossene schriftliche Vereinbarung, insbesondere eine Absichtserklärung oder eine vom Kunden freigegebene Gesprächsdokumentation vorliegt, in der dieser gegenüber dem Netzbetreiber erklärt, dass er an der Lieferung von Wasserstoff interessiert ist, wenn perspektivisch die netzseitige Kapazität und ein Wasserstoff-Lieferant verfügbar sind, der Wasserstoff zu einem marktgerechten Preis anbietet, sowie <p>B) von Wärmekunden,</p> <ul style="list-style-type: none"> b) die aktuell im Erdgasbereich SLP-Kunden sind, in Gebieten, für die Kunden gemäß lit. A) existieren.
Härtegrad 3 (möglich)	<p>A) Meldungen aller Kunden, für die eine Versorgung mit Wasserstoff grundsätzlich möglich ist, d. h. die</p> <ul style="list-style-type: none"> a) zukünftig nicht durch Biomethan oder anderes klimaneutrales Methan versorgt werden sollen, b) Methan nicht stofflich einsetzen, c) gegenüber dem Netzbetreiber keinen Wegfall des Methanbedarfs aufgezeigt haben und <p>B) von Wärmekunden, die aktuell im Erdgasbereich SLP-Kunden sind, in Gebieten, für die</p> <ul style="list-style-type: none"> a) im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung ein Prüfgebiet veröffentlicht wurde oder eine dezentrale Wärmeversorgung oder Wärmenetzgebiete geplant wurden und die vom Netzbetreiber nicht als gesichert angesehen werden oder in denen zumindest eine Teilversorgung mit Wasserstoff für möglich gehalten wird oder b) keine kommunale Wärmeplanung vorliegt und für die der Netzbetreiber eine mit lit. a) vergleichbare Abschätzung vornehmen kann.

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber haben die Vergabe des Härtegrads 1 und des gesicherten Wasserstoff-Bedarfs für Wasserstoff-Projekte im VNB-Netzgebiet in Abstimmung mit den Verteilernetzbetreibern überprüft, insbesondere wenn diese Wasserstoff-Projekte den Netzbetreibern bisher unbekannt waren und zeitnah bis zum Modellierungsjahr 2035 umzusetzen sind. Die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber haben diese Vorgaben der HG-Einteilung für die Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber aus Tabelle 7 auch für alle mit Anschluss an das Wasserstofftransportnetz gemeldeten Wasserstoffprojekte im Rahmen der Marktabfrage Wasserstoff 2026 ange-setzt. Hierbei wurde wie bei den Wasserstoffprojektmeldungen im VNB-Netz der Fokus auch auf die Wasserstoffprojekte mit gesichertem Wasserstoffbedarf und HG 1 gelegt, um die zeitnahe Entwicklung des

Wasserstofftransportnetzes bis zum Jahr 2035 für die bedarfsbasierte Wasserstoffmodellierung aufzeigen zu können. Zusätzlich wurden auch die Wasserstoffprojekte mit Härtegrad 2 am Wasserstofftransportnetz aktiv hinterfragt, um einen bestmöglichen Projektstand für das Jahr 2035 abbilden zu können.

Die erweiterte LFP 2.0 wurde entsprechend § 16 KoV bis zum 01. März 2026 durch die Verteilernetzbetreiber gemeldet. Insgesamt konnten rund 650 LFP-Meldungen der Verteilernetzbetreiber berücksichtigt werden. Bei einigen Meldungen erfolgte keine Abgabe durch den Verteilernetzbetreiber, so dass hierfür gemäß § 16 KoV Nr. 2 geeignete Prognosewerte durch den vorgelagerten Fernleitungsnetzbetreiber festgelegt wurden.

3.2.1.1 Methan

Im Folgenden werden die Daten entsprechend den Meldungen durch die Verteilernetzbetreiber getrennt nach Ausspeisungen und Einspeisungen dargestellt. Die Ausspeisungen werden zusätzlich nach Sektoren unterteilt abgebildet. Alle unten gelisteten Ausspeiseleistungen und -mengen für Methan sind als „gesicherter Bedarf“ zu verstehen.

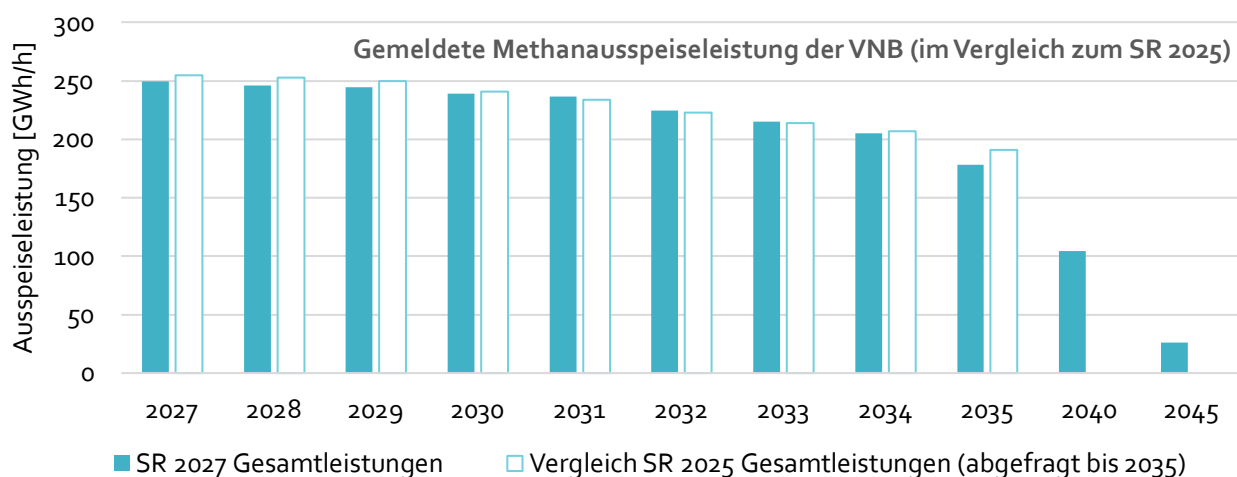
Ausspeisungen

Gesamt

Alle unten gelisteten Ausspeiseleistungen und -mengen für Methan sind über das Abfrageformular der LFP 2.0 entsprechend der Zeile „davon CH₄ (gesichert verbleibend)“ gemeldet worden.

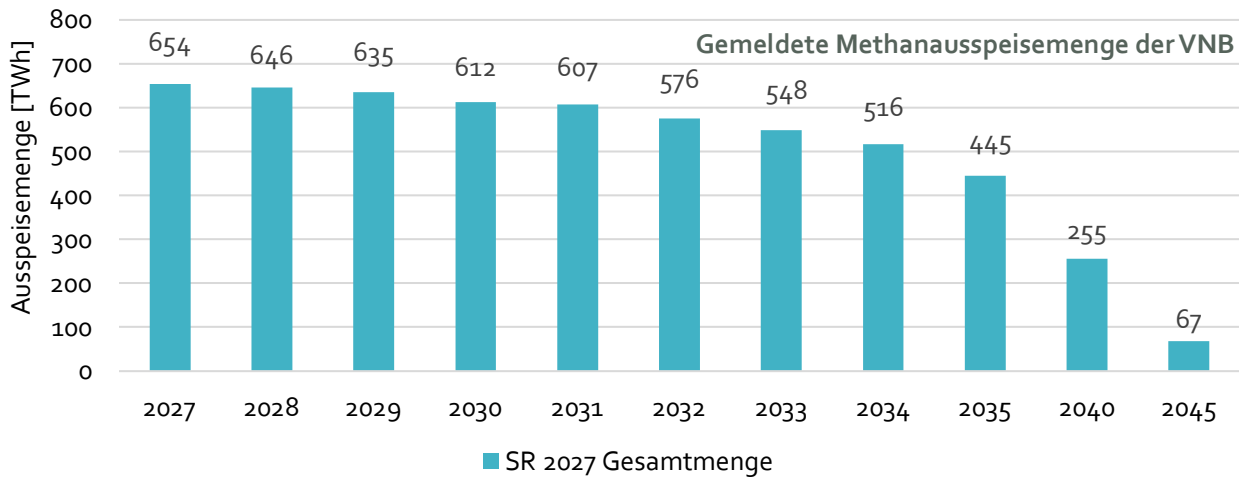
Die gemeldete Ausspeiseleistung und -menge für Methan im Bereich der Verteilernetzbetreiber geht von knapp 250 GWh/h (654 TWh) im Jahr 2027 auf unter 30 GWh/h (67 TWh) im Jahr 2045 zurück. Im Zeitraum bis zum Jahr 2035 sind insgesamt geringfügig geringere Leistungswerte gemeldet worden als im vorherigen NEP-Zyklus (Abfragezeitraum bis 2035). Der Leistungs- und Mengenrückgang im Methan wurde teilweise als Wasserstoffbedarf mit geringem Härtegrad gemeldet (siehe auch Gesamtauswertung am Ende des Kapitels 3.2.1.3).

Abbildung 6: Gemeldete Methanausspeiseleistung der VNB (im Vergleich zum SR 2025)



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

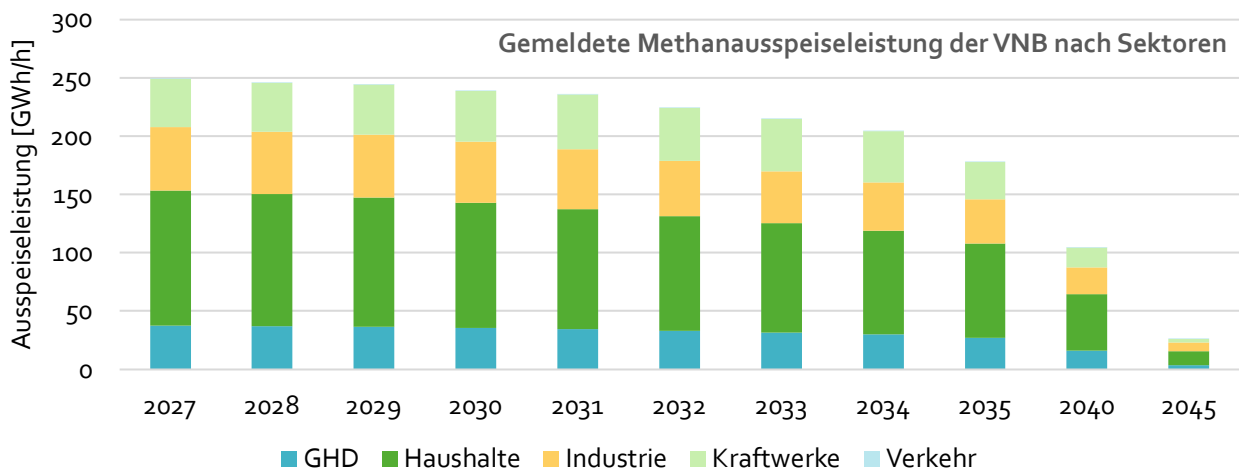
Abbildung 7: Gemeldete Methanausspeisemenge der VNB



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Die Ausspeiseleistung im Bereich der Verteilernetzbetreiber wird über den gesamten Prognosezeitraum durch die Bedarfe der Haushalte dominiert. Im relevanten Stützjahr 2040 sind die Bedarfe auf etwas weniger als die Hälfte gegenüber dem Jahr 2027 zurückgegangen. Auch die Ausspeisemengen gehen bis 2040 auf weniger als die Hälfte zurück.

Abbildung 8: Gemeldete Methanausspeiseleistung der VNB nach Sektoren



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Tabelle 8: Gemeldete Methanausspeiseleistungen und -mengen der VNB über alle Sektoren

Ausspeisung Gesamt (Angaben als Brennwert)	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Ausspeiseleistung Methan [GWh/h]	250	246	244	239	236	224	215	205	178	104	26
Ausspeisemenge Methan pro Jahr [TWh]	654	646	635	612	607	576	548	516	445	255	67
Verhältnis Menge/Leistung [Stunden]	2.621	2.623	2.596	2.562	2.572	2.564	2.547	2.522	2.499	2.443	2.571

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Kraftwerke/Umwandlung

Im Gegensatz zu den meisten Sektoren zeigt sich im Sektor Kraftwerke/Umwandlung bis 2030 eine leichte kontinuierliche Zunahme der Ausspeiseleistung auf 47 GWh/h in 2031. Erst danach setzt eine kontinuierliche Verringerung der Leistung ein mit starken Rückgängen ab 2035.

Tabelle 9: Gemeldete Methanausspeiseleistungen des Kraftwerks- und Umwandlungssektors nach Langfristprognose der VNB

Ausspeisung (Angaben als Brennwert)	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Ausspeiseleistung Methan [GWh/h]	41,3	42,0	42,9	43,2	46,9	45,5	44,7	44,1	32,1	16,9	2,9

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Industrie

Im Sektor Industrie wird ein annähernd kontinuierlicher Rückgang der Ausspeiseleistung bis 2045 prognostiziert. Die Werte im Jahr 2045 weisen im Gegensatz zu den anderen Sektoren noch einen Leistungsbedarf von annähernd 15 % aus.

Tabelle 10: Gemeldete Methanausspeiseleistungen des Industriesektors nach Langfristprognose der VNB

Ausspeisung Industrie (Angaben als Brennwert)	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Ausspeiseleistung Methan [GWh/h]	54,3	53,2	53,9	52,8	51,5	47,1	44,6	41,5	37,7	23,2	7,5

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

GHD

Im Sektor GHD wird ein kontinuierlicher Rückgang der Methanausspeiseleistung bis 2045 prognostiziert.

Tabelle 11: Gemeldete Methanausspeiseleistungen des GHD-Sektors nach Langfristprognose der VNB

Ausspeisung GHD (Angaben als Brennwert)	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Ausspeiseleistung Methan [GWh/h]	37,6	37,0	36,3	35,3	34,2	32,9	31,6	30,0	27,1	16,2	3,3

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Haushalte

Der Sektor Haushalte bildet den größten Ausspeiseleistungsanteil (~45 %). Der Rückgang bis 2045 erreicht einen Wert auf knapp über 10 % gegenüber 2027 (ähnlich wie im Industriesektor) und geht kontinuierlich zurück.

Tabelle 12: Gemeldete Methanausspeiseleistungen der Haushalte nach Langfristprognose der VNB

Ausspeisung Haushalte (Angaben als Brennwert)	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Ausspeiseleistung Methan [GWh/h]	116	113	111	107	103	98,4	93,7	88,8	80,6	48,0	12,4

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Verkehr

Im Sektor Verkehr erwarten die Verteilernetzbetreiber gleichbleibend niedrige Werte mit einem Rückgang ab etwa 2030.

Tabelle 13: Gemeldete Methanausspeiseleistungen des Verkehrssektors nach Langfristprognose der VNB

Ausspeisung Verkehr (Angaben als Brennwert)	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Ausspeiseleistung Methan [GWh/h]	0,57	0,57	0,57	0,57	0,55	0,52	0,50	0,46	0,40	0,18	0,04

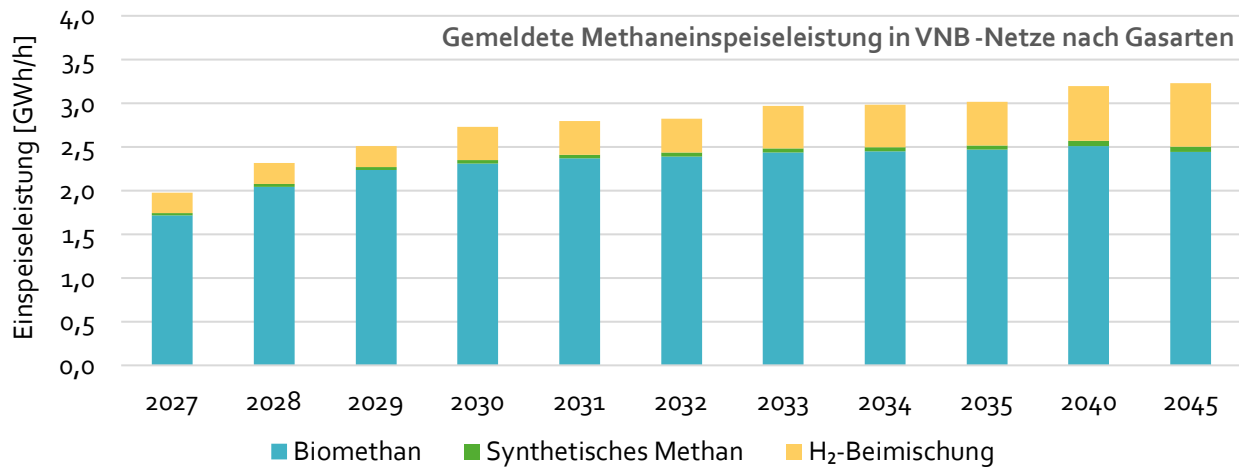
Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Einspeisungen

Gesamt

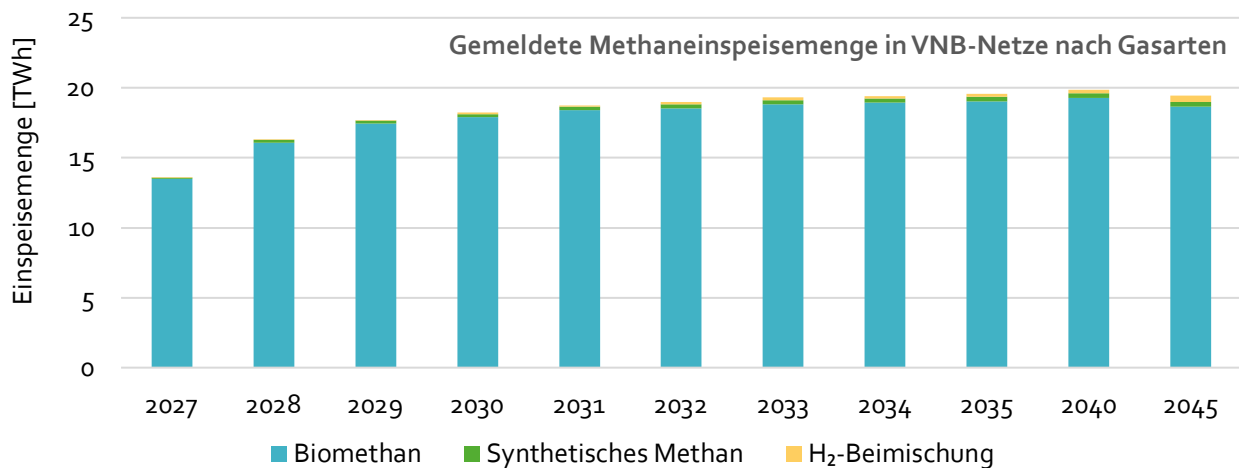
Die gemeldeten Einspeiseleistungen in Methanetze der Verteilernetzbetreiber nehmen bis etwa 2035 auf 3 GWh/h zu, wobei der größte Teil der absoluten Zunahme auf Biomethaneinspeisungen zurückzuführen ist. Die Wasserstoffeinspeiseleistungen verdreifachen sich von 2027 bis 2045. Ein ähnliches Bild zeigt sich bei der Einspeisemenge in die Methanetze, wobei die Mengen für Wasserstoff aufgrund der geringen Nutzungsstunden (siehe Tabelle 15) deutlich niedriger liegen.

Abbildung 9: Gemeldete Methaneinspeiseleistung in VNB-Netze nach Gasarten



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Abbildung 10: Gemeldete Methaneinspeisemenge in VNB-Netze nach Gasarten



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Tabelle 14: Gemeldete Gesamteinspeiseleistung in die Methannetze nach Langfristprognose der VNB

Einspeisung Gesamt (Angaben als Brennwert)	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Einspeiseleistung [GWh/h]	2,01	2,32	2,51	2,73	2,79	2,83	2,97	2,99	3,02	3,20	3,23
Einspeisemenge [TWh]	13,8	16,3	17,7	18,3	18,8	19,0	19,3	19,4	19,6	19,9	19,5
Verhältnis Menge/Leistung [Stunden]	6.863	7.030	7.059	6.684	6.713	6.725	6.497	6.500	6.475	6.215	6.020

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Wasserstoffbeimischung

Für die Wasserstoffbeimischung erwarten die Verteilernetzbetreiber bis 2045 über 0,6 GWh/h (Einspeiseleistung) sowie knapp 0,5 TWh (Einspeisemenge). Bemerkenswert ist die Nutzungsdauer von unter 500 Stunden bis 2040.

Tabelle 15: Wasserstoffbeimischung in die Methanetze nach Langfristprognose der VNB

Einspeisung (Angaben als Brennwert)	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Einspeiseleistung Wasserstoff [GWh/h]	0,24	0,24	0,24	0,38	0,38	0,39	0,49	0,49	0,50	0,63	0,73
Einspeisemenge Wasserstoff [TWh]	0,01	0,02	0,02	0,12	0,12	0,18	0,18	0,18	0,21	0,28	0,47
Verhältnis Menge/Leistung [Stunden]	41	98	98	310	311	459	365	368	417	442	654

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Biomethan

Die Einspeiseleistungen und -mengen für Biomethan in Verteilernetzen steigen bis Anfang der 2030er Jahre deutlich an. Danach steigen die Leistungen und Mengen langsamer bis zu ihrem Maximum von ungefähr 2,5 GWh/h (Einspeiseleistung) beziehungsweise 19 TWh (Einspeisemenge) im Jahr 2045 bei konstant hohen Vollbenutzungsstunden (über 7.700 h).

Tabelle 16: Gemeldete Biomethaneinspeiseleistungen ins VNB-Netz nach Langfristprognose

Einspeisung (Angaben als Brennwert)	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Einspeiseleistung Biomethan [GWh/h]	1,75	2,05	2,23	2,31	2,37	2,39	2,44	2,45	2,47	2,51	2,44
Einspeisemenge [TWh]	13,6	16,1	17,5	17,9	18,4	18,5	18,8	18,9	19,0	19,3	18,7
Verhältnis Menge/Leistung [Stunden]	7.833	7.862	7.820	7.756	7.758	7.755	7.736	7.719	7.707	7.678	7.635

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Synthetisches Methan

Die Einspeiseleistungen und -mengen für synthetisches Methan verdreifachen sich sowohl für Leistung als auch Menge auf niedrigem Niveau und mit Nutzungsdauern von durchschnittlich über 5.500 Stunden bis 2045.

Tabelle 17: Gemeldete Einspeiseleistungen synthetisches Methan ins VNB-Netz nach Langfristprognose

Einspeisung (Angaben als Brennwert)	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Einspeiseleistung Synthetisches Methan [GWh/h]	0,02	0,03	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06
Einspeisemenge [TWh]	0,11	0,17	0,21	0,21	0,24	0,29	0,29	0,30	0,30	0,31	0,33
Verhältnis Menge/Leistung [Stunden]	4.552	5.451	5.784	5.660	5.914	6.191	6.220	6.256	6.256	5.589	5.189

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

3.2.1.2 Wasserstoff

Im Folgenden werden die Daten entsprechend den Meldungen durch die Verteilernetzbetreiber getrennt nach Ausspeisungen und Einspeisungen dargestellt. Die Ausspeisungen werden wie im Methan zusätzlich nach Sektoren sowie darüber hinaus nach den in Tabelle 7 definierten Härtegraden unterteilt abgebildet.

Entsprechend der Abfragelogik nach Härtegraden im Wasserstoff, die in diesem Kapitel dargestellt werden, können weitere Ausspeiseleistungen und -mengen im Methan hinzukommen, die in der Meldung den Wasserstoffhärtegraden 1, 2 oder 3 zugeordnet wurden. Dieses Vorgehen wird nicht in diesem Abschnitt, sondern in Kapitel 4 dargestellt.

Ausspeisungen

Gesamt

Im Folgenden sind zunächst die kumulierten Ausspeisewerte für Wasserstoff (Leistung und Menge) über alle Sektoren entsprechend der Langfristprognose 2.0 der Verteilernetzbetreiber dargestellt (Tabelle 18).

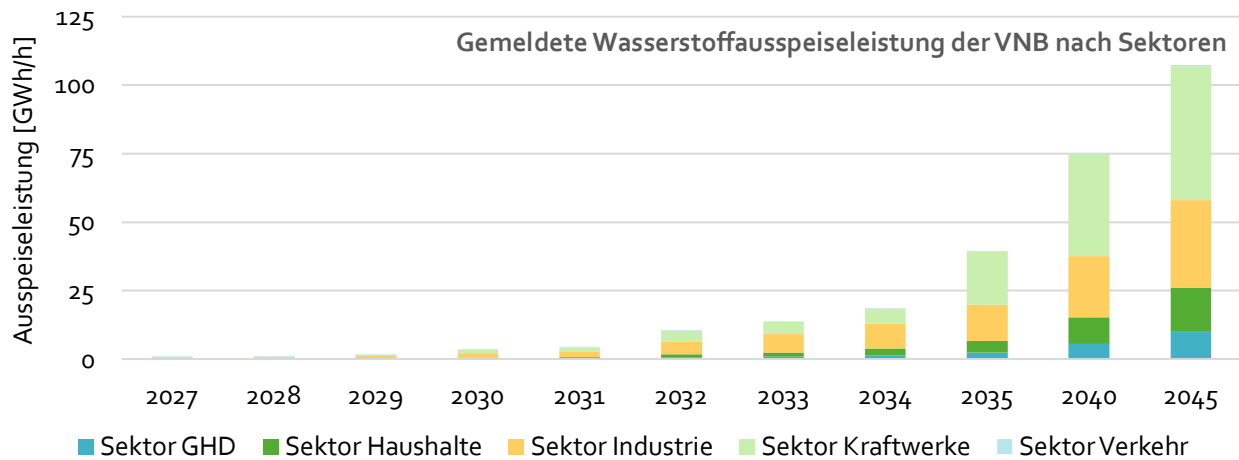
Tabelle 18: Gemeldete Wasserstoffausspeisung der VNB

Ausspeisung Gesamt (Angaben als Brennwert)	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Ausspeiseleistungen Wasserstoff [GWh/h]	0,78	0,98	1,51	3,56	4,40	10,6	13,7	18,5	39,6	75,1	107
Ausspeisemenge H ₂ pro Jahr [TWh]	3,55	4,17	6,11	12,4	14,9	32,1	42,9	58,9	121	192	274
Verhältnis Menge/Leistung [Stunden]	4.579	4.251	4.041	3.473	3.392	3.037	3.127	3.175	3.057	2.557	2.554

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Für das Jahr 2045 wurden 107 GWh/h Ausspeiseleistungsbedarf sowie 274 TWh Mengenbedarf gemeldet. Bis 2045 nimmt die Ausspeiseleistung für Wasserstoff kontinuierlich zu. Bis 2034 werden die Ausspeisebedarfe durch Industrieleistungsbedarfe dominiert (49 %), während Kraftwerke etwa 30 % der Leistungsbedarfe darstellen. Ab 2035 dreht sich dieses Verhältnis um und Kraftwerke stellen mit knapp 50 % den größten Teil der Leistungsbedarfe dar und der Industriesektor liegt bei rund 30 %.

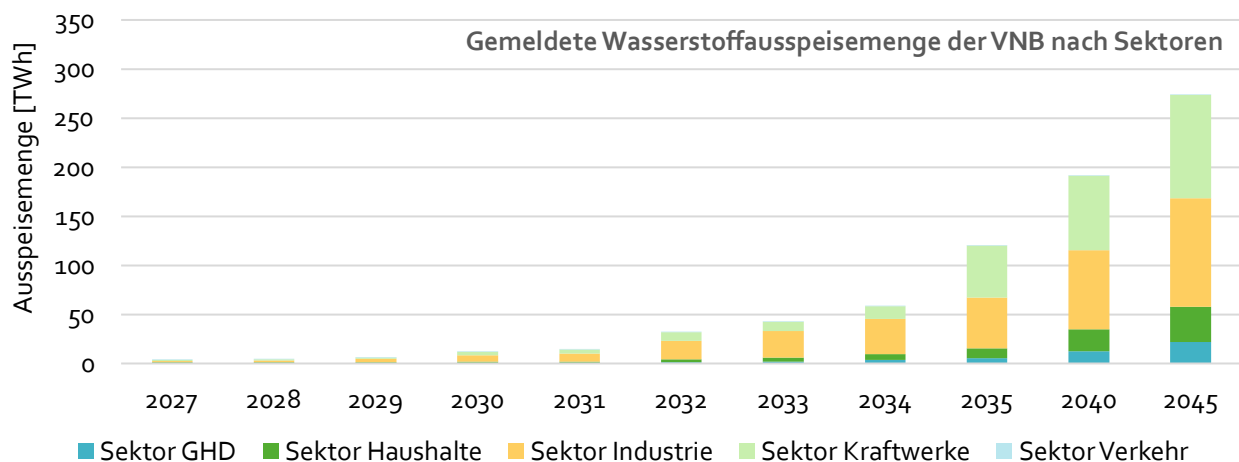
Abbildung 11: Gemeldete Wasserstoffausspeiseleistung der VNB nach Sektoren



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Die Betrachtung der Ausspeisemengen zeigt dagegen, dass trotz der größeren Leistungsanteile der Kraftwerke der Mengenbedarf – außer im Jahr 2035 – für den Industriesektor größer ist und insgesamt zwischen 41 % und 63 % schwankt. Der Kraftwerkssektor schwankt ab 2035 dagegen um 40 % des Gesamtbedarfs. Dies bestätigt sich ebenfalls bei Betrachtung der Vollbenutzungsstunden, welche mit zunehmendem Anteil der Kraftwerke von 4.579 Stunden im Jahr 2027 auf circa 3.000 Stunden im Jahr 2035 und schließlich auf circa 2.500 Stunden im Jahr 2045 zurückgehen.

Abbildung 12: Gemeldete Wasserstoffausspeisemenge der VNB nach Sektoren

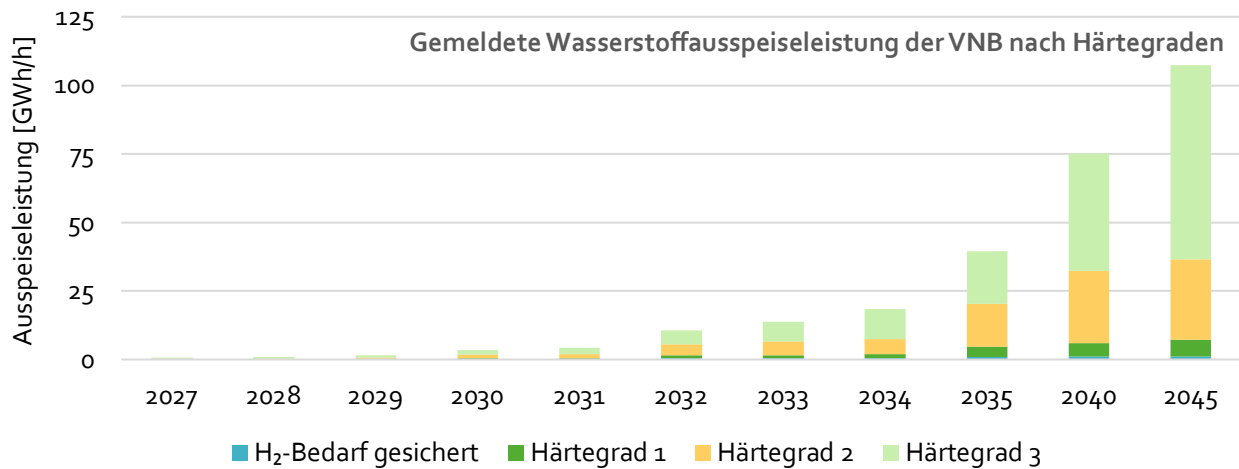


Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Härtegrade

Die von den Verteilernetzbetreibern vergebenen Härtegrade ermöglichen eine qualitative Bewertung der Eintrittswahrscheinlichkeit der gemeldeten Bedarfe. Es zeigt sich, dass gesicherte Leistungsbedarfe nur einen geringen Anteil der Langfristprognosen ausmachen und vor allem die Härtegrade 2 und 3 den überwiegenden Anteil der Langfristprognose bilden.

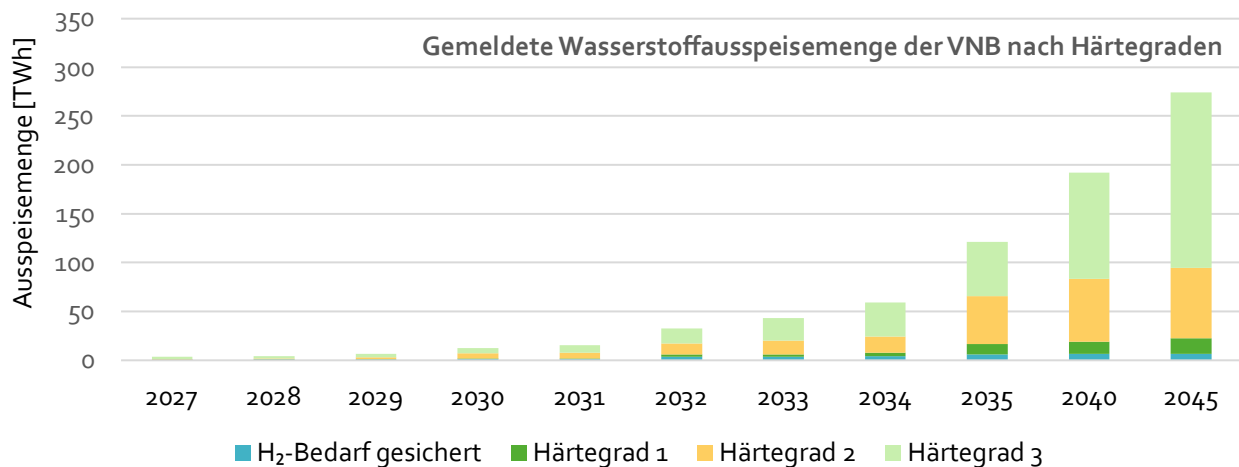
Abbildung 13: Gemeldete Wasserstoffausspeiseleistung der VNB nach Härtegraden



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Der höchste Anteil an gesicherten Mengenbedarfen wurde für das Jahr 2032 gemeldet. Hier wurden über 10 % der Gesamtmenge als gesichert klassifiziert.

Abbildung 14: Gemeldete Wasserstoffausspeisemenge der VNB nach Härtegraden



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Tabelle 19: Gemeldete Wasserstoffausspeisung der VNB nach Härtegraden

Ausspeisung (Angaben als Brennwert)	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Ausspeiseleistungen Wasserstoff Gesamt [GWh/h]	0,78	0,98	1,51	3,56	4,40	10,6	13,7	18,5	39,6	75,1	107
davon gesichert	0,04	0,06	0,14	0,16	0,16	0,47	0,54	0,62	0,99	1,16	1,08
davon Härtegrad 1	0,05	0,10	0,12	0,26	0,26	1,08	1,11	1,41	3,78	4,78	6,14
davon Härtegrad 2	0,08	0,15	0,41	1,30	1,48	3,98	4,94	5,51	15,7	26,4	29,5
davon Härtegrad 3	0,60	0,68	0,84	1,85	2,50	5,04	7,15	11,0	19,1	42,8	70,8
Ausspeisemengen Wasserstoff Gesamt [TWh]	3,55	4,17	6,11	12,4	14,9	32,1	42,9	58,9	121	192	274
davon gesichert	0,25	0,38	0,42	0,71	0,72	3,54	3,54	4,13	5,55	6,30	6,10
davon Härtegrad 1	0,35	0,44	0,51	0,66	0,66	2,08	2,24	3,28	10,9	12,5	16,1
davon Härtegrad 2	0,43	0,69	1,84	5,46	5,90	11,2	14,4	16,9	49,0	64,2	72,3
davon Härtegrad 3	2,52	2,67	3,34	5,53	7,65	15,3	22,8	34,6	55,5	109	180

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Kraftwerke/Umwandlung

Die Ausspeiseleistung im Sektor Kraftwerke/Umwandlung nimmt bis 2045 auf knapp 50 GWh/h zu, wobei die stärksten Anstiege nach 2035 erwartet werden. Die entsprechenden Mengen erreichen knapp 105 TWh. Die Nutzungsstunden liegen durchschnittlich bei rund 2.100 Stunden im Jahr 2045.

Tabelle 20: Wasserstoffausspeiseleistungen des Kraftwerks- und Umwandlungssektors nach Langfristprognose der VNB

Ausspeisung Kraftwerke und Umwandlung (Angaben als Brennwert)	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Ausspeiseleistung Wasserstoff [GWh/h]	0,16	0,20	0,32	1,20	1,41	4,07	4,47	5,38	19,3	37,2	48,8
Ausspeisemenge H ₂ pro Jahr [TWh]	0,81	0,92	1,21	3,89	4,28	8,67	9,64	12,8	53,3	76,0	105
Verhältnis Menge/Leistung [Stunden]	5.093	4.573	3.774	3.245	3.040	2.128	2.155	2.379	2.753	2.044	2.147

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Industrie

Die Ausspeiseleistung im Sektor Industrie nimmt bis 2045 auf knapp 32 GWh/h zu. Die entsprechenden Mengen erreichen knapp 110 TWh. Die Nutzungsstunden liegen durchschnittlich bei rund 3.500 Stunden im Jahr 2045. Über die Jahre schwanken die Nutzungsstunden durchschnittlich um die 4.000 Stunden.

Tabelle 21: Wasserstoffausspeiseleistungen des Industriesektors nach Langfristprognose der VNB

Ausspeisung Industrie (Angaben als Brennwert)	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Ausspeiseleistung Wasserstoff [GWh/h]	0,35	0,47	0,84	1,67	2,10	4,53	6,64	9,17	13,3	22,4	32,1
Ausspeisemenge H ₂ pro Jahr [TWh]	1,58	2,03	3,58	6,49	8,22	18,6	26,9	36,3	51,3	80,3	110
Verhältnis Menge/Leistung [Stunden]	4.504	4.284	4.267	3.890	3.907	4.102	4.049	3.956	3.848	3.587	3.438

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

GHD

Die Ausspeiseleistung im Sektor GHD nimmt bis 2045 auf knapp 10 GWh/h zu. Die entsprechenden Mengen erreichen knapp 22 TWh. Die Nutzungstunden liegen durchschnittlich um die 2.000 Stunden und erreichen nur punktuell bis zu 2.529 Stunden im Jahr 2034.

Tabelle 22: Wasserstoff-Ausspeiseleistungen des GHD-Sektors nach Langfristprognose der VNB

Ausspeisung GHD (Angaben als Brennwert)	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Ausspeiseleistung Wasserstoff [GWh/h]	0,10	0,12	0,16	0,25	0,30	0,63	0,93	1,36	2,42	5,57	9,93
Ausspeisemenge H ₂ pro Jahr [TWh]	0,20	0,23	0,30	0,48	0,62	1,40	2,10	3,43	5,71	12,4	21,9
Verhältnis Menge/Leistung [Stunden]	2.133	1.863	1.950	1.932	2.030	2.233	2.264	2.529	2.360	2.226	2.202

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Haushalte

Die Ausspeiseleistung für den Sektor Haushalte steigt bis 2045 auf knapp 16 GWh/h. Die entsprechenden Mengen erreichen knapp 36 TWh. Die Nutzungstunden liegen bei rund 2.300 Stunden im Jahr 2045.

Tabelle 23: Wasserstoff-Ausspeiseleistungen der Haushalte nach Langfristprognose der VNB

Ausspeisung Haushalte (Angaben als Brennwert)	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Ausspeiseleistung Wasserstoff [GWh/h]	0,16	0,17	0,18	0,29	0,41	1,13	1,49	2,41	4,19	9,58	16,0
Ausspeisemenge H ₂ pro Jahr [TWh]	0,89	0,91	0,94	1,17	1,44	3,01	3,90	5,90	9,95	22,5	36,2
Verhältnis Menge/Leistung [Stunden]	5.597	5.418	5.097	4.057	3.523	2.651	2.622	2.449	2.374	2.347	2.267

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Verkehr

Die Ausspeiseleistungen und -mengen im Sektor Verkehr sind niedrig und erreichen bis 2045 entsprechend der Meldung der Verteilernetzbetreiber knapp 0,6 GWh/h beziehungsweise knapp über 1 TWh Bedarf. Vor 2030 sind sehr hohe Nutzungsstunden von um die 6.000 prognostiziert, danach pendeln die Werte um 2.000.

Tabelle 24: Wasserstoff-Ausspeiseleistungen des Verkehrssektors nach Langfristprognose der VNB

Ausspeisung Verkehr (Angaben als Brennwert)	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Ausspeiseleistung Wasserstoff [GWh/h]	0,01	0,01	0,01	0,16	0,17	0,20	0,21	0,22	0,27	0,42	0,59
Ausspeisemenge H ₂ pro Jahr [TWh]	0,07	0,08	0,08	0,34	0,36	0,41	0,43	0,47	0,70	0,90	1,09
Verhältnis Menge/Leistung [Stunden]	6.081	5.907	6.043	2.157	2.066	2.094	2.044	2.084	2.573	2.160	1.839

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Einspeisungen

Die Einspeisungen in die Wasserstoffnetze der Verteilernetzbetreiber erreichen nach der Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber etwa eine Leistung von knapp 1 GWh/h sowie knapp 5 TWh. Bemerkenswert ist das deutlich höhere Verhältnis von Menge zu Leistung im Vergleich zu den Einspeisungen in das Methanetz.

Tabelle 25: Wasserstoffeinspeisung in Wasserstoffnetze der VNB

Einspeisung (Angaben als Brennwert)	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Einspeiseleistung H ₂ -Netz [GWh/h]	0,12	0,12	0,13	0,46	0,47	0,50	0,83	0,83	0,83	0,84	0,92
Einspeisemenge H ₂ -Netz [TWh]	0,28	0,31	0,33	2,36	2,39	2,68	4,63	4,63	4,63	4,61	4,95
Verhältnis Menge/Leistung [Stunden]	2.375	2.531	2.648	5.094	5.105	5.326	5.551	5.551	5.551	5.488	5.406

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

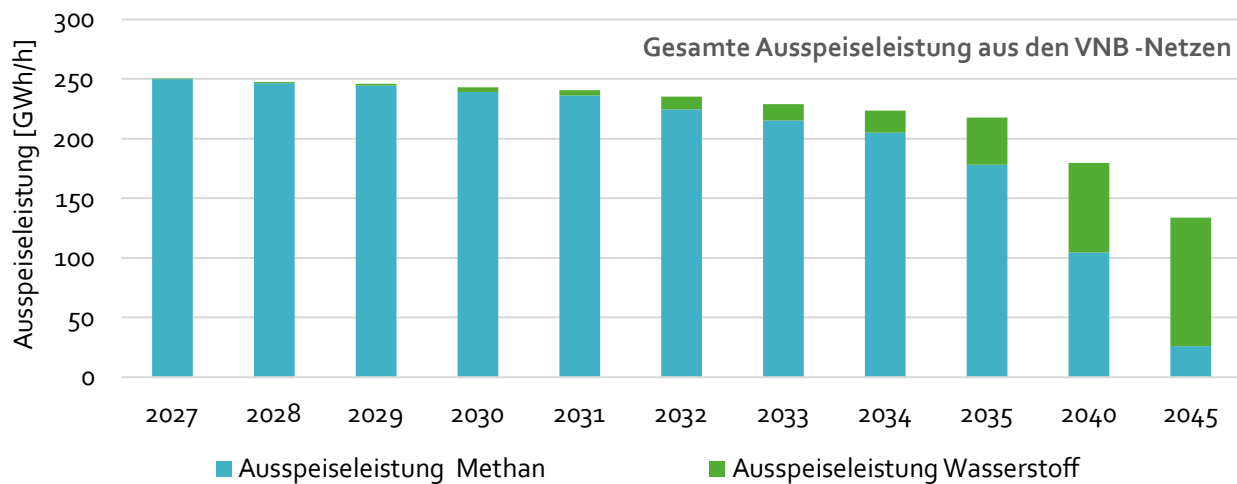
3.2.1.3 Gesamtbetrachtung von Methan und Wasserstoff

Die Gesamtbedarfe für die Ausspeiseleistung und -menge (Methan, Biomethan, synthetisches Methan und Wasserstoff) gehen im Jahr 2045 auf knapp 45 % und etwa 133 GWh/h zurück. Der Rückgang der Ausspeiseleistung ist stetig und setzt ab etwa 2030 mit durchschnittlich etwa 8 GWh/h pro Jahr ein. Die Ausspeisemengen gehen ebenfalls kontinuierlich um knapp 19 TWh pro Jahr zurück.

Ausspeisungen

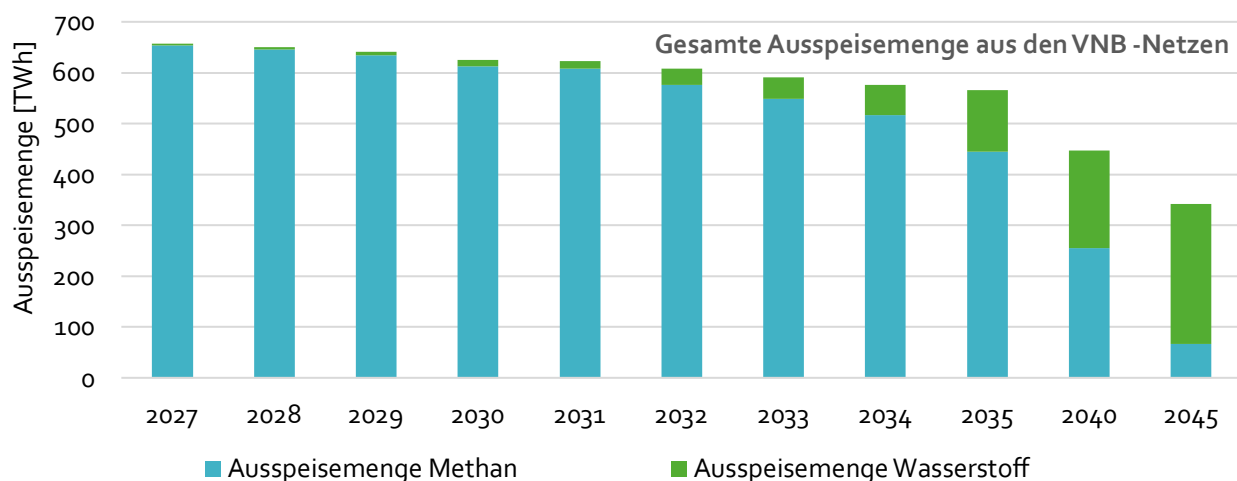
Die nachfolgende Abbildung 15 stellt die Ausspeiseleistung von Methan und Wasserstoff aus den Netzen der Verteilernetzbetreiber dar.

Abbildung 15: Gesamte Ausspeiseleistung aus den VNB-Netzen



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Abbildung 16: Gesamte Ausspeisemenge aus den VNB-Netzen

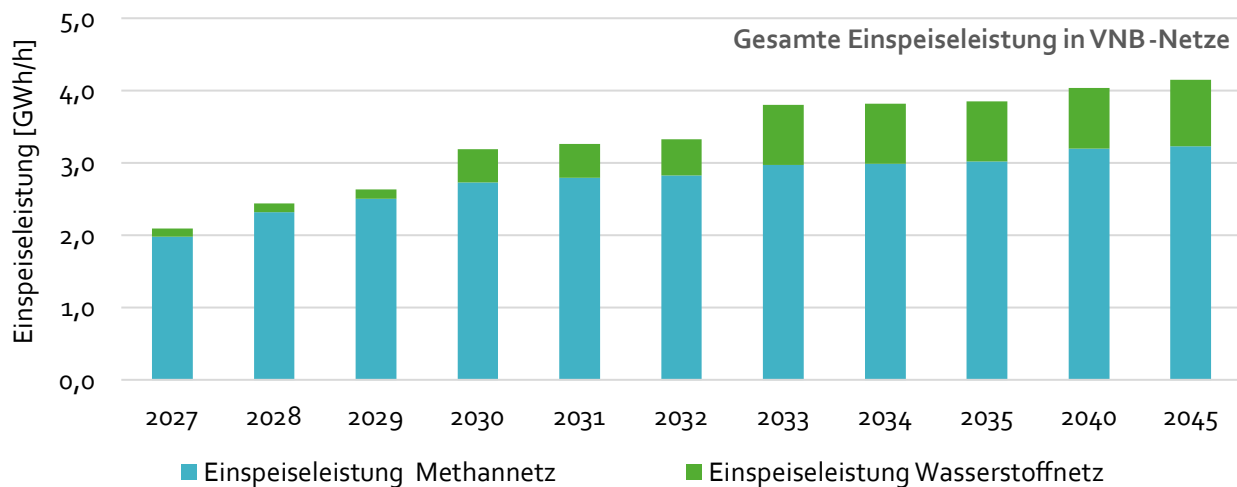


Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Einspeisungen

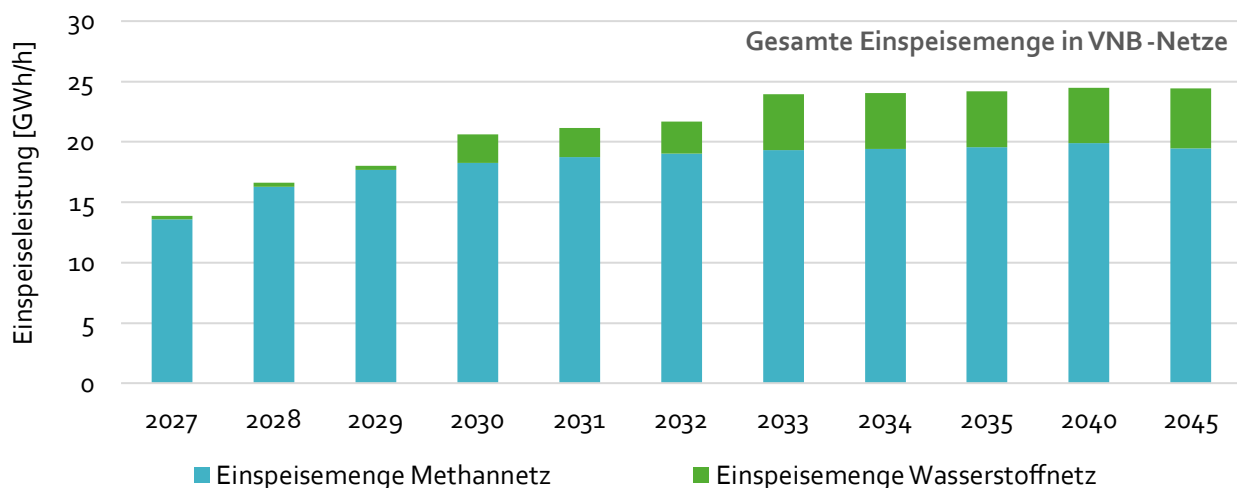
Die Einspeisungen sind hier differenziert nach Einspeisungen in das Methannetz und Einspeisungen in das Wasserstoffnetz kumuliert angegeben. Im Jahr 2045 ergibt sich eine Einspeiseleistung von über 4 GWh/h und bis zu 25 TWh Gasmenge.

Abbildung 17: Gesamte Einspeiseleistung in VNB-Netze



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Abbildung 18: Gesamte Einspeisemenge in VNB-Netze



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

3.2.2 Wasserstoff-Großkundenabfrage

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Marktabfrage für Wasserstoffprojekte 2026 dargestellt. Diese Abfrage wurde im Februar und März 2026 in Vorbereitung auf die Erstellung der Szenariorahmen der Netzentwicklungspläne Strom sowie Gas und Wasserstoff von den Übertragungsnetzbetreibern, Fernleitungsnetzbetreibern und Wasserstofftransportnetzbetreibern gemeinsam durchgeführt. Die Abfrage zielte darauf ab, aktuelle Informationen zu Wasserstoffprojekten in Umsetzung in den Kategorien Ausspeisung, Einspeisung und Speicher zu erfassen. Damit wird eine sachgerechte Planungsgrundlage für die Entwicklung der Energieinfrastrukturen in Deutschland und die Erstellung des Netzentwicklungsplans Strom sowie des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff geschaffen. Für die Abfrage haben die Netzbetreiber ihre Web-Applikationen weiterentwickelt, über welche bereits die Marktabfrage aus dem Jahr 2024 durchgeführt wurde.

Wasserstoff-Großprojekte, die im Netzgebiet eines heutigen Verteilernetzbetreibers liegen, wurden im Regelfall über die Verteilernetzbetreiber als Einzelprojekte gemeldet und plausibilisiert (VNB-Projektmeldungen). Die Leistungs- und Mengenbedarfe dieser Großprojekte wurden auch im Rahmen der Wasserstoff-LFP erfasst, um die Vollständigkeit der Wasserstoff-LFP zu gewährleisten. Wasserstoff-Großprojekte mit entsprechender räumlicher Nähe zum heutigen Fernleitungsnetz beziehungsweise (geplanten) Wasserstofftransportnetz wurden von den Projektträgern direkt in der Web-Applikation gemeldet (FNB/WTNB-Projektmeldungen).

Folgend werden zunächst die aggregierten Projektmeldungen am Fernleitungs- und Verteilernetz in Summe ausgewertet. Im Anschluss erfolgt dann eine detailliertere, getrennte Auswertung jeweils für VNB-Projektmeldungen und Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber-Projektmeldungen. Ergebnisse der Abfrage zu Power-to-Gas-Anlagen werden in einem separaten Unterkapitel vorgestellt.

Im Rahmen der Abfrage gab es 760 Projekt-Rückmeldungen (ohne Power-to-Gas-Meldungen). Im Anschluss an die Abfrage wurden die Meldungen einer Plausibilitätsprüfung durch die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber zur Qualitätssicherung unterzogen. Nach der Plausibilisierung verbleiben 694 Meldungen, von denen 428 dem Wasserstofftransportnetz zuzuordnen sind und 266 über die Verteilernetzbetreiber gemeldet wurden. Mit 639 Meldungen entfällt der überwiegende Anteil auf Projekte zur Ausspeisung, 21 Meldungen entfallen auf Projekte zur Wasserstoffeinspeisung (ohne Power-to-Gas-Anlagen) und weitere 34 Meldungen auf Wasserstoffspeicher. Ein direkter Vergleich zur Anzahl der Projektmeldungen im Rahmen des Szenariorahmens 2025 ist nicht möglich. Im Gegensatz zum Szenariorahmen 2025 waren in der Abfrage 2026 nur Anlagen mit einem erwarteten Wasserstoffleistungsbedarf oberhalb von 20 MWh/h am VNB-Netz zu melden. Für den Szenariorahmen 2025 wurden noch knapp 1.000 Projekte unterhalb dieser Grenze gemeldet, mit einer durchschnittlichen Ausspeiseleistung von deutlich unter 10 MWh/h je Meldung. Weiterhin wurden bisher Projekte bis zum Jahr 2035 abgefragt, wohingegen die jüngste Abfrage Projekte bis zum Jahr 2045 erfasst.

Der Rückgang bei der Anzahl der Projektmeldungen relativiert sich bei einem Blick auf den Leistungsbedarf der aktuell gemeldeten Projekte, der sich mit einer zeitlichen Verzögerung langfristig dem gleichen Niveau annähert.

Es folgt nun zunächst eine Auswertung der Projektmeldungen. Die Verteilung der Meldungen nach Kategorie und Bundesland ist in Tabelle 26 aufgeführt. Eine Auswertung nach Leistung und Sektoren erfolgt in den entsprechenden Unterkapiteln.

Tabelle 26: Wasserstoffprojektmeldungen an FNB/WTNB und VNB nach Kategorie und Bundesland

Bundesland [Anzahl der Meldungen]	Ausspeisung	Einspeisung (ohne PtG- Anlagen)	Speicher	Gesamt
Baden-Württemberg	56	0	0	56
Bayern	86	2	5	93
Berlin	14	0	0	14
Brandenburg	21	0	1	22
Bremen	0	1	2	3
Hamburg	2	1	0	3
Hessen	44	0	1	45
Mecklenburg-Vorpommern	3	4	0	7
Niedersachsen	63	7	13	83
Nordrhein-Westfalen	209	3	5	217
Rheinland-Pfalz	25	2	0	27
Saarland	16	0	0	16
Sachsen	44	0	0	44
Sachsen-Anhalt	31	1	3	35
Schleswig-Holstein	10	0	3	13
Thüringen	15	0	1	16
Summe	639	21	34	694

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Die Einteilung der Meldungen nach Kategorie und Projektstatus ist in Tabelle 27 aufgelistet. Bei rund 40 % der gemeldeten Projekte handelt es sich um Projekte mit dem Status Projektidee. Weitere 45 % der Projekte befinden sich in der Grundlagenermittlung oder Machbarkeitsprüfung. In der Entwurfsplanung, im Raumordnungsverfahren, in der Detailplanung oder im Genehmigungsverfahren sind rund 10 % der Projekte. In der Bauvorbereitung oder im Bau sind 2 % der Projekte, weitere 2 % befinden sich in der Inbetriebnahme beziehungsweise Fertigstellung.

Tabelle 27: Wasserstoffprojektmeldungen an FNB/WTNB und VNB nach Kategorie und Projektstatus

Projektstatus [Anzahl der Meldungen]	Ausspeisung	Einspeisung (ohne PtG- Anlagen)	Speicher	Gesamt
Projektidee	272	1	7	280
Grundlagenermittlung/Machbarkeitsprüfung	284	11	17	312
Entwurfsplanung/Raumordnungsverfahren	36	6	3	45
Detailplanung und Genehmigungsverfahren	23	1	5	29
Beschaffung/Bauvorbereitung und Montage/Bau	14	1	2	17
Inbetriebnahme/Projektabschluss/Fertigstellung	10	1	0	11
Summe	639	21	34	694
davon mit FID	25	2	0	27

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Neben der Vergabe des Projektstatus durch den Meldenden wurden die Projekte auch von den Verteilernetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern/Wasserstofftransportnetzbetreibern gemäß den in Tabelle 7 definierten Härtegraden klassifiziert.

Entsprechend dem in Kapitel 3.2.6 dargelegten Vorgehen zu Kapazitätsreservierungen im Wasserstoff werden die Fernleitungs- und Wasserstofftransportnetzbetreiber die Härtegradeinstufung vorhandener Projektmeldungen auf Basis aktualisierter Erkenntnisse mit dem Stichtag 31. Juli 2026 für die Berücksichtigung im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027 weiter aktualisieren. Die Härtegradeinstufung erfolgt durch die Fernleitungsnetzbetreiber/Wasserstofftransportnetzbetreiber weiterhin entlang der in der KoV definierten Kriterien.

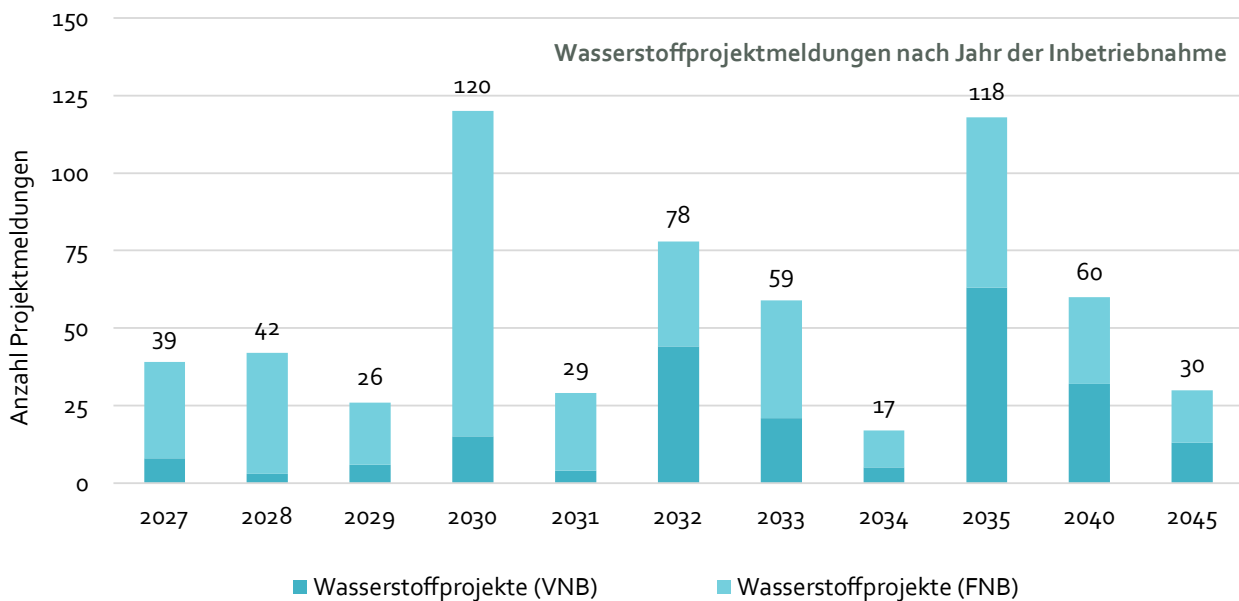
Tabelle 28: Wasserstoffprojektmeldungen an FNB/WTNB und VNB nach Härtegrad

Härtegrad [Anzahl der Meldungen]	Ausspeisung	Einspeisung (ohne PtG)	Speicher	Gesamt
Gesichert	10	3	1	14
Härtegrad 1	41	2	4	47
Härtegrad 2	157	2	13	172
Härtegrad 3	431	14	16	461
Summe	639	21	34	694

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Die folgende Abbildung zeigt die geplanten Inbetriebnahmen pro Jahr für die Projektmeldungen. Überdurchschnittlich hohe Werte sind mit 120 und 118 Inbetriebnahmen für die beiden Jahre 2030 und 2035 zu verzeichnen. Beide Jahre sind typische Stützjahre in Analysen und Planungen, was vermutlich zu dieser Konzentration führt.

Abbildung 19: Wasserstoffprojektmeldungen nach Jahr der Inbetriebnahme



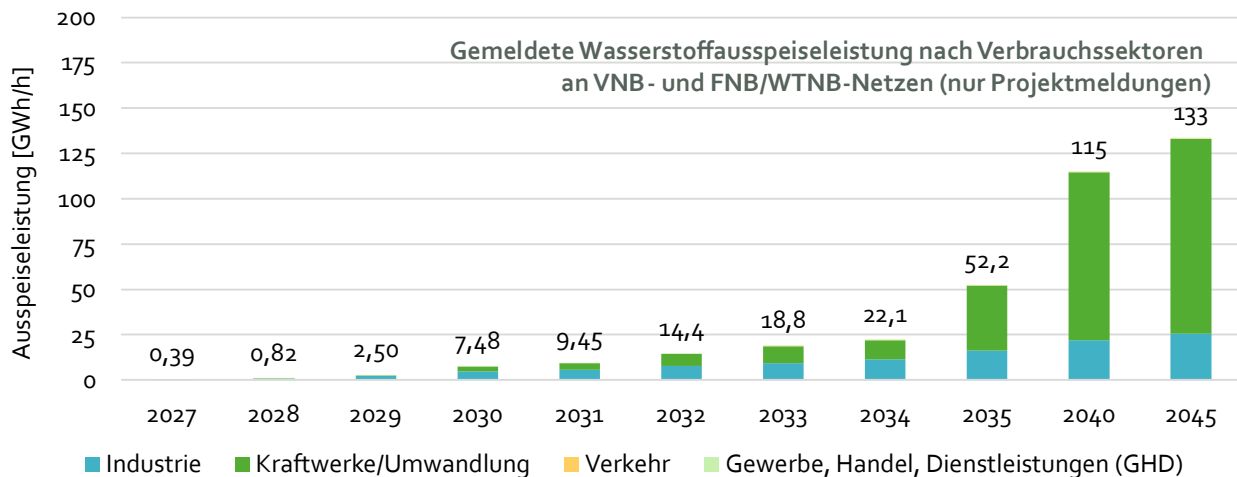
Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Tabelle 29: Wasserstoffprojektmeldungen nach Jahr der Inbetriebnahme

Inbetriebnahme [Anzahl]	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Meldungen (VNB)	8	3	6	15	4	44	21	5	63	32	13
Meldungen (FNB)	31	39	20	105	25	34	38	12	55	28	17
Gesamt	39	42	26	120	29	78	59	17	118	60	30

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Die gemeinsame Ausspeiseleistung aus den Verteiler- und Fernleitungsnetzen an die Verbrauchssektoren beläuft sich 2034 auf rund 22 GWh/h, zu etwa gleichen Anteilen an den Industrie- und Kraftwerkssektor. Ab 2035 steht der Kraftwerkssektor mit rund 70 % bis 80 % für den überwiegenden Anteil der Ausspeiseleistung, welche in Summe auf rund 133 GWh/h im Jahr 2045 ansteigt. Die jeweiligen Anteile für die Sektoren Verkehr und GHD sind vergleichsweise gering.

Abbildung 20: Gemeldete Wasserstoffausspeiseleistung nach Verbrauchssektoren an VNB- und FNB/WTNB-Netzen (nur Projektmeldungen)

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Weitere Details der eingegangenen Projektmeldungen differenziert nach Verteilernetzbetreiber- und Fernleitungsnetzbetreiber/Wasserstofftransportnetzbetreiber-Meldung sowie nach Sektoren werden in den folgenden Kapiteln dargelegt.

3.2.2.1 VNB-Projektmeldungen

Verteilernetzbetreiber haben (verbleibend nach der Plausibilisierung) 266 Projekte gemeldet. Von insgesamt 264 Projekten mit Wasserstoffausspeisung entfallen 147 Projekte auf den Kraftwerks- beziehungsweise Umwandlungssektor, 116 auf die Industrie und ein Projekt auf den Bereich Gewerbe/Handel/Dienstleistungen. Jeweils ein Projekt entfällt auf Einspeisung (ohne Power-to-Gas-Anlagen) und Speicher. Aus dem Verkehrssektor liegt keine Projektmeldung vor.

Die im Folgenden aufgeführten sektoralen Werte spiegeln nur einen Teil der Wasserstoffausspeiseleistung im VNB-Netz wider, da sie nur Projektmeldungen mit einem Leistungsbedarf größer 20 MWh/h enthalten und nicht die gesamtheitlichen Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber.

Kraftwerke/Umwandlung

Die gemeldete Ausspeiseleistung von Projekten des Kraftwerks- und Umwandlungssektors am VNB-Netz zeigt zwei sprunghafte Anstiege. Vom Jahr 2034 auf 2035 steigt die Leistung um über 10 GWh/h, zwischen 2039 und 2040 ist ein Anstieg von über 5 GWh/h zu verzeichnen. In den sonstigen Jahren ist ein inkrementeller Anstieg zu verzeichnen. Die Ausspeisemenge entwickelt sich analog der Ausspeiseleistung

Tabelle 30: Wasserstoffausspeiseleistungen und -Mengen des Kraftwerks- und Umwandlungssektors am VNB-Netz (nur Projektmeldungen)

Ausspeisung Kraftwerke und Umwandlung (Angaben als Brennwert)	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Ausspeiseleistung Wasserstoff [GWh/h]	0,00	0,00	0,12	0,80	0,82	3,10	3,33	3,95	16,5	30,0	34,7
Ausspeisemenge Wasserstoff pro Jahr [TWh]	0,00	0,00	0,25	2,46	2,55	5,40	6,03	8,64	45,6	63,6	74,0
Verhältnis Menge/Leistung [Stunden]	n/a	n/a	2.053	3.094	3.103	1.741	1.807	2.187	2.760	2.123	2.130

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Das Verhältnis von Ausspeisemenge und -leistung liegt in den einzelnen Jahren zwischen rund 2.000 und rund 3.000 Stunden.

Industrie

Die Entwicklung der Ausspeiseleistung und -menge von Projekten des Sektors Industrie am VNB-Netz zeigt eine weitgehend kontinuierliche Entwicklung auf 7 GWh/h im Jahr 2045. Die durchschnittliche rechnerische Auslastung der Ausspeiseleistung liegt zwischen rund 4.000 und 7.000 Stunden.

Tabelle 31: Wasserstoffausspeiseleistung und -menge des Industriesektors am VNB-Netz (nur Projektmeldungen)

Ausspeisung Industrie (Angaben als Brennwert)	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Ausspeiseleistung Wasserstoff [GWh/h]	0,06	0,09	0,20	0,30	0,41	1,58	2,58	2,83	4,05	5,52	7,12
Ausspeisemenge Wasserstoff pro Jahr [TWh]	0,43	0,64	0,78	1,34	1,73	7,76	11,0	12,6	19,1	25,2	30,4
Verhältnis Menge/Leistung [Stunden]	7.154	6.911	3.868	4.486	4.217	4.925	4.277	4.457	4.710	4.561	4.264

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

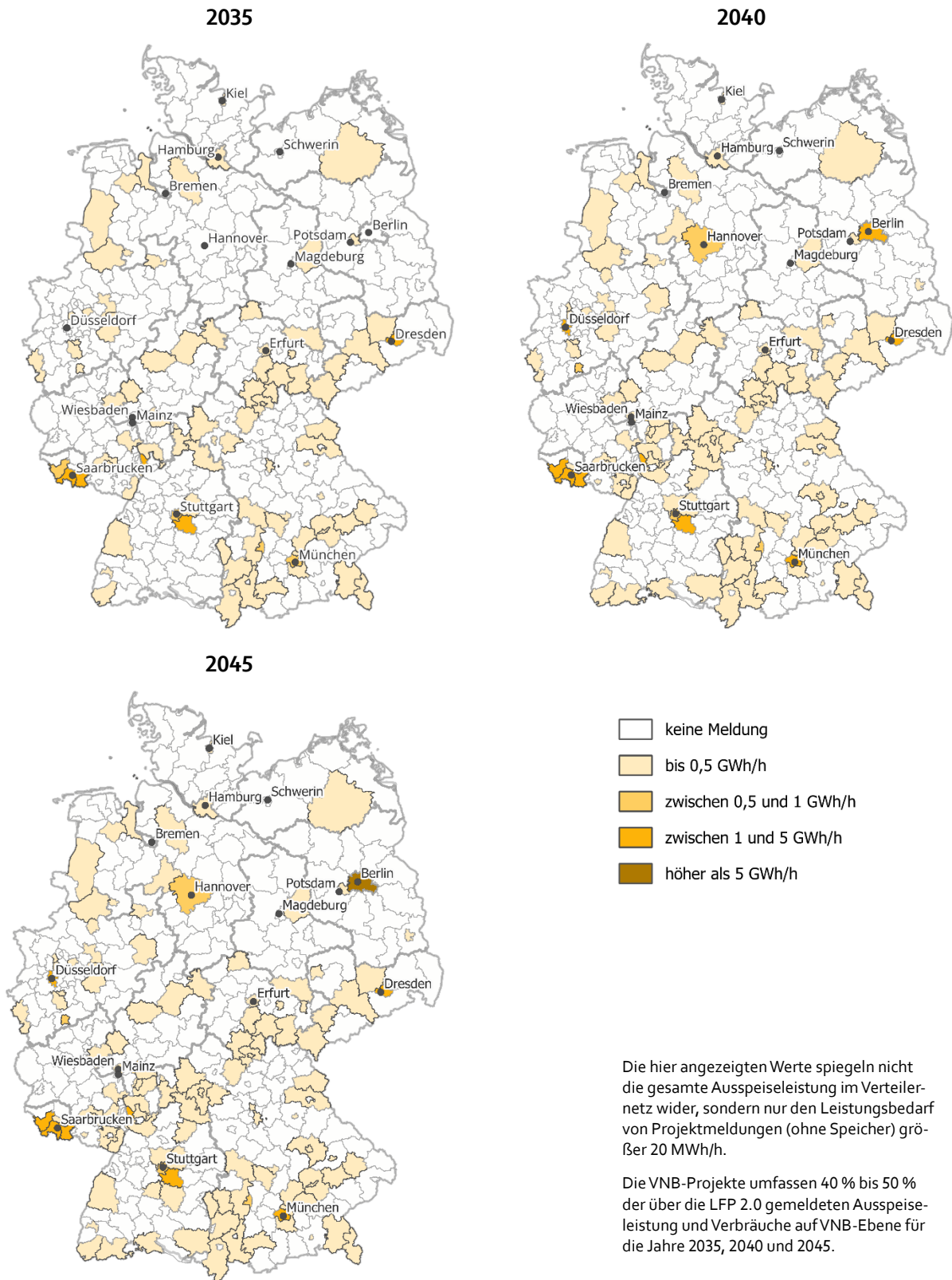
GHD, Speicher und sonstige Einspeisungen

Die aus dem GHD-Sektor an die Verteilernetzbetreiber gemeldete Ausspeiseleistung von Projekten sowie die gemeldete Einspeiseleistung aus sonstigen Quellen liegen jeweils unter 0,005 GWh/h. Die Leistung und die Kapazität der Speichermeldung ist mit unter 0,2 GWh/h beziehungsweise unter 0,15 TWh ebenfalls gering.

Regionale Verteilung gemeldeter Ausspeiseleistung

In der folgenden Abbildung zeigt sich die regionale Verortung der gemeldeten Ausspeiseleistung am VNB-Netz. Sie enthält jedoch nicht die gesamtheitlichen Werte der Langfristprognosen, sondern lediglich die am VNB-Netz gemeldeten Wasserstoffprojekte.

Abbildung 21: Regionale Verteilung der Wasserstoffprojektmeldungen am VNB-Netz (Ausspeisung, ohne Speicher)



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

3.2.2.2 FNB/WTNB-Projektmeldungen

Den Wasserstofftransportnetzbetreibern liegen nach der Plausibilisierung insgesamt 428 Projektmeldungen vor (ohne Power-to-Gas-Anlagen). Davon entfallen 375 Meldungen auf Ausspeiseprojekte, 20 Meldungen auf Einspeiseprojekte und 33 Meldungen auf Speicherprojekte. Eine Übersicht der Projektmeldungen befindet sich in Anlage 4.

Kraftwerke/Umwandlung

Für den Kraftwerks- und Umwandlungssektor wurden 107 Projekte am Fernleitungsnetz mit einer langfristigen Ausspeiseleistung von rund 73 GWh/h gemeldet. Sprunghafte Anstiege der Ausspeiseleistung sind zwischen den Jahren 2029 und 2030 sowie zwischen 2035 und 2040 zu verzeichnen.

Tabelle 32: Wasserstoffausspeiseleistungen und -mengen des Kraftwerks- und Umwandlungssektors am FNB/WTNB-Netz (nur Projektmeldungen)

Ausspeisung Kraftwerke und Umwandlung (Angaben als Brennwert)	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Ausspeiseleistung Wasserstoff [GWh/h]	0,10	0,10	0,10	1,91	3,10	3,59	6,20	6,88	19,4	62,8	72,9
Ausspeisemenge Wasserstoff pro Jahr [TWh]	0,10	0,10	0,12	11,9	22,3	24,3	30,4	32,8	64,0	172,8	180,1
Verhältnis Menge/Leistung [Stunden]	1.000	1.000	1.135	6.207	7.202	6.786	4.895	4.773	3.296	2.751	2.471

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Die durchschnittliche Nutzung der Ausspeiseleistung liegt in den einzelnen Jahren zwischen 1.000 und rund 7.000 Stunden.

Industrie

Die Ausspeiseleistung des Industriesektors am Fernleitungsnetz steigt bis 2035 auf rund 12 GWh/h deutlich an und entwickelt sich anschließend vergleichsweise moderat auf rund 18 GWh/h weiter. Die Ausspeisemenge entwickelt sich simultan. Das Verhältnis von Ausspeisemenge zu -leistung liegt im Verlauf bis 2045 zwischen rund 4.000 und 6.000 Stunden.

Tabelle 33: Wasserstoffausspeiseleistung und -menge des Industriesektors am FNB/WTNB-Netz (nur Projektmeldungen)

Ausspeisung Industrie (Angaben als Brennwert)	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Ausspeiseleistung Wasserstoff [GWh/h]	0,23	0,63	2,07	4,47	5,12	6,10	6,64	8,46	12,2	16,4	18,4
Ausspeisemenge Wasserstoff pro Jahr [TWh]	0,92	2,89	11,0	20,5	24,5	30,0	33,0	39,8	63,3	94,7	110
Verhältnis Menge/Leistung [Stunden]	3.929	4.617	5.301	4.576	4.786	4.921	4.964	4.704	5.175	5.771	5.990

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

GHD

Die Ausspeiseleistung und -menge des Sektors GHD am Fernleitungsnetz ist im Vergleich zum Industrie-, Kraftwerks- und Umwandlungssektor sehr gering. Ein deutlicher Anstieg ist nach 2035 zu verzeichnen, das Niveau bleibt jedoch niedrig.

Tabelle 34: Wasserstoffausspeiseleistung und -menge des GHD-Sektors am FNB/WTNB-Netz (nur Projektmeldungen)

Ausspeisung GHD (Angaben als Brennwert)	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Ausspeiseleistung Wasserstoff [GWh/h]	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,002	0,013	0,013
Ausspeisemenge Wasserstoff pro Jahr [TWh]	0,000	0,000	0,000	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,011	0,031	0,031

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Verkehr

Die Ausspeiseleistung und -menge des Sektors Verkehr entwickelt sich vor allem ab 2040 auf vergleichsweise niedrigem Niveau.

Tabelle 35: Wasserstoffausspeiseleistung und -menge des Sektors Verkehr am FNB/WTNB-Netz (nur Projektmeldungen)

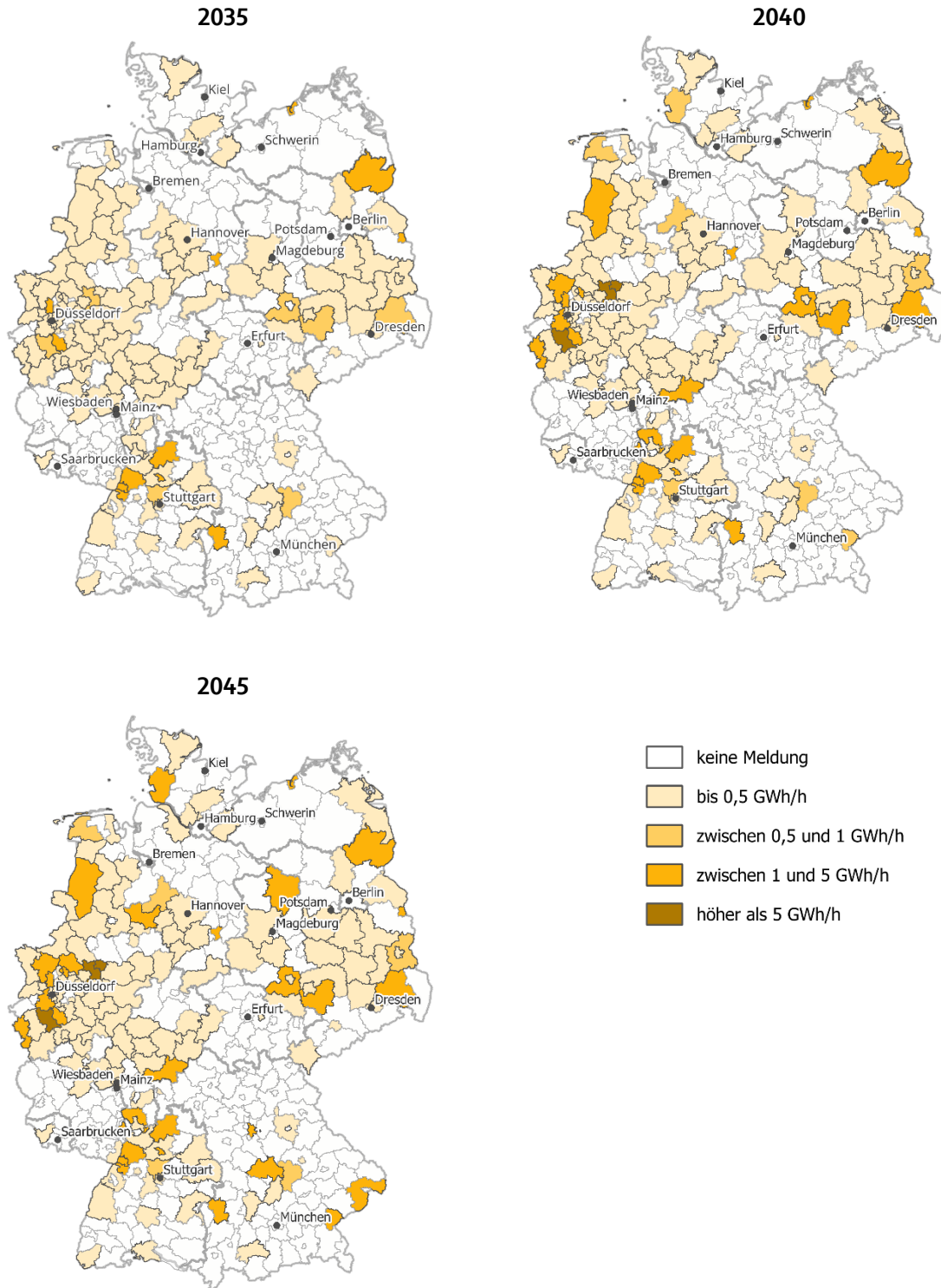
Ausspeisung Verkehr (Angaben als Brennwert)	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Ausspeiseleistung Wasserstoff [GWh/h]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,004	0,006	0,112
Ausspeisemenge Wasserstoff pro Jahr [TWh]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,015	0,032	0,666

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Regionale Verteilung gemeldeter Ausspeiseleistung

Die nachfolgende Abbildung 22 zeigt die regionale Verteilung der gemeldeten Ausspeiseleistungen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber/Wasserstofftransportnetzbetreiber.

Abbildung 22: Regionale Verteilung der Wasserstoffprojektmeldungen am FNB/WTNB-Netz (Auspeisung, ohne Speicher)

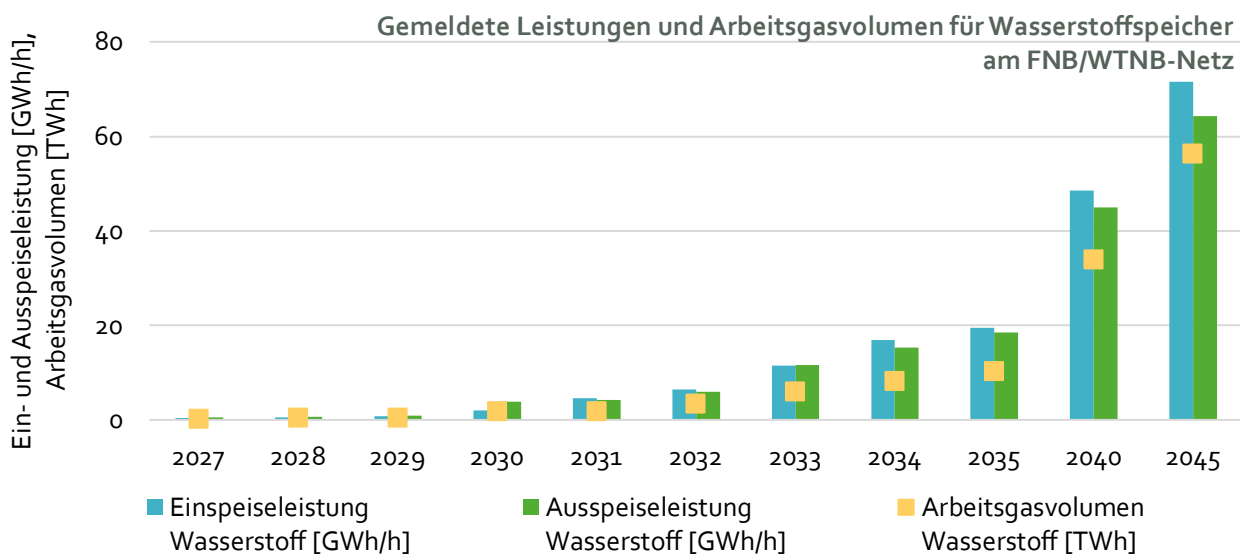


Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Speicher

Die Ein- und Ausspeiseleistung der Wasserstoffspeicher entwickelt sich weitgehend simultan. Die Leistung der gemeldeten Projekte beläuft sich bis 2035 auf 18,5 beziehungsweise 19,5 GWh/h. Im Vergleich zur Marktabfrage 2024 haben sich die gemeldeten Leistungen für 2035 in etwa halbiert. Eine Halbierung im Vergleich zur Marktabfrage Wasserstoff 2026 zeigt sich auch für das Arbeitsgasvolumen. Hier wurden nun für 2035 etwa 10 TWh gemeldet.

Abbildung 23: Gemeldete Leistungen und Arbeitsgasvolumen für Wasserstoffspeicher am FNB/WTNB-Netz



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Tabelle 36: Gemeldete Leistungen und Arbeitsgasvolumen für Wasserstoffspeicher am FNB/WTNB-Netz (nur Projektmeldungen)

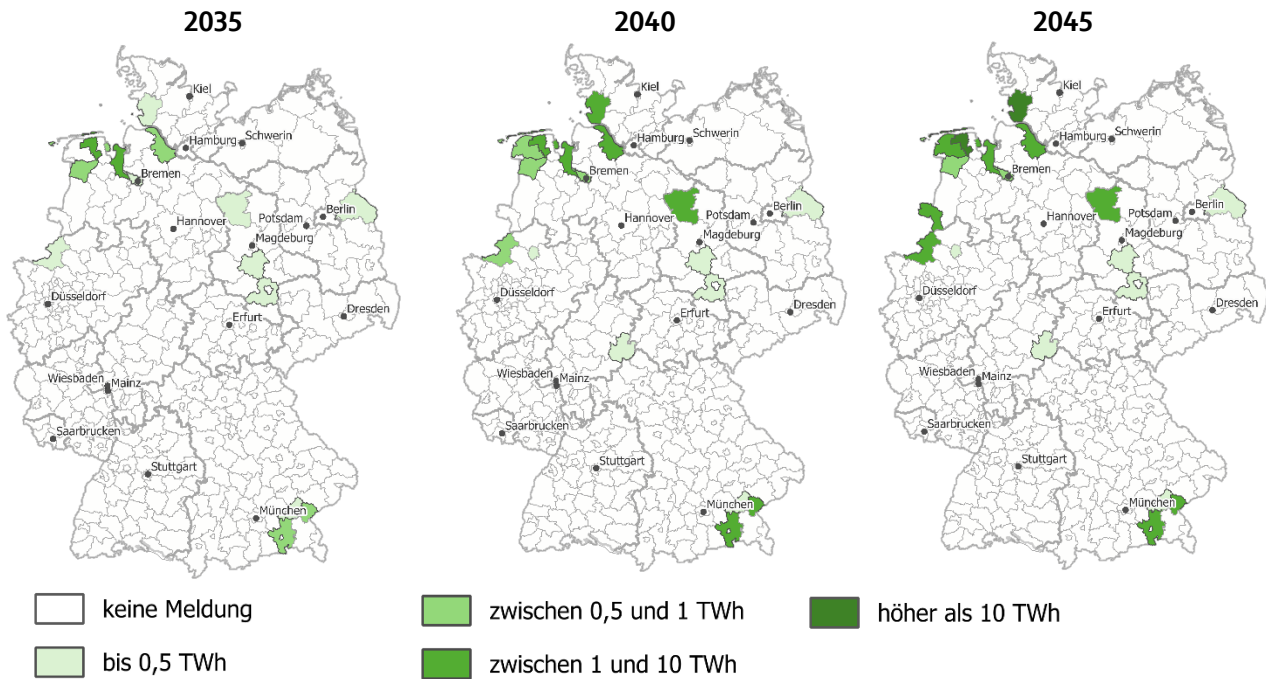
Leistungen und Arbeitsgasvolumen Speicher (Angaben als Brennwert)	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Einspeiseleistung Wasserstoff [GWh/h]	0,39	0,52	0,71	1,95	4,58	6,45	11,5	17,0	19,7	48,7	71,8
Ausspeiseleistung Wasserstoff [GWh/h]	0,51	0,64	0,94	3,85	4,22	6,01	11,6	15,4	18,7	45,2	64,5
Arbeitsgasvolumen Wasserstoff [TWh]	0,29	0,51	0,51	1,82	1,88	3,49	6,02	8,33	10,5	34,2	56,5

Hinweis: Einspeiseleistung bedeutet hier die Ausspeicherung aus dem Speicher in das Pipelinenetz, die Ausspeiseleistung entspricht der Entnahme aus dem Pipelinenetz in den Speicher.

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Das für das Jahr 2035 gemeldete Arbeitsgasvolumen je Region ist in Abbildung 24 dargestellt. Größere Regionen ohne Meldung sind vor allem im Südwesten der Bundesrepublik ersichtlich.

Abbildung 24: Regionale Verteilung des gemeldeten Wasserstoffarbeitsgasvolumen am FNB/WTNB-Netz



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Einspeisung im Zusammenhang mit Importen (LH₂ und Derivate) und sonstigen Wasserstoffquellen

Den Wasserstofftransportnetzbetreibern sind 20 Projekte mit Einspeisung im Zusammenhang mit Ammoniak und sonstigen Importen oder sonstiger Wasserstoffproduktion gemeldet worden. Die Einspeiseleistung und -menge der Projekte steigt vor allem zwischen 2030 und 2035 stark an. Die Auslastung liegt in den meisten Jahren bei rund 8.000 Stunden.

Tabelle 37: Gemeldete Einspeiseleistung und -menge für sonstige Wasserstoffquellen und Importe

Einspeisung sonstige (Angaben als Brennwert)	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Einspeiseleistung Wasserstoff [GWh/h]	0,15	0,18	0,36	0,78	5,29	7,15	8,92	9,92	10,5	13,1	13,1
Einspeisemenge Wasserstoff pro Jahr [TWh]	1,27	1,45	1,67	5,36	44,5	57,2	67,8	81,8	87,7	110	1100

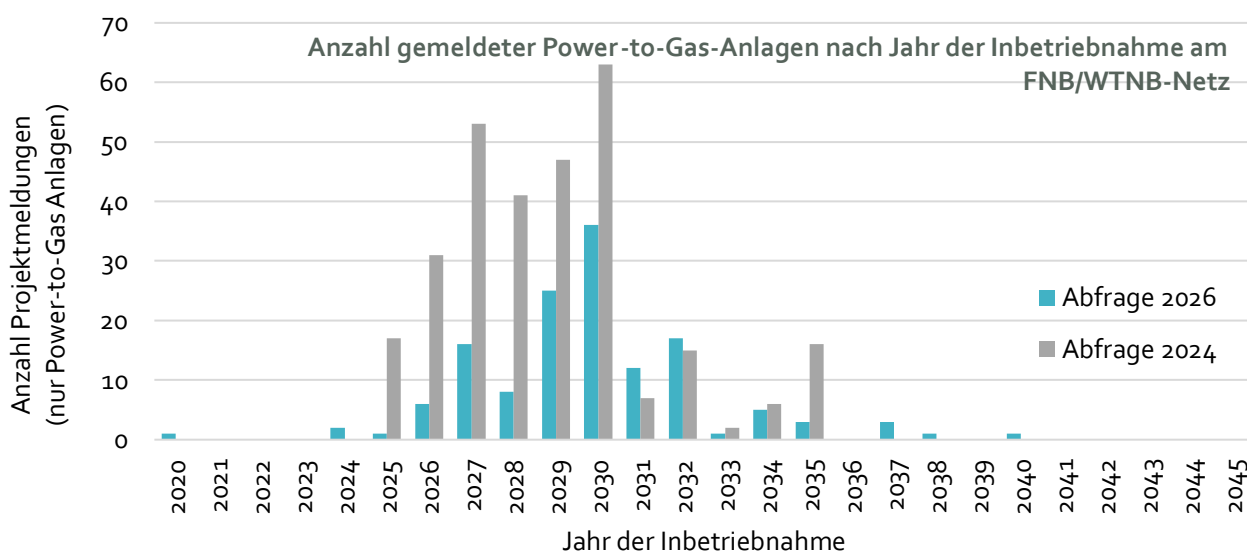
Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

3.2.2.3 Elektrolyseure

Nach der Qualitätssicherung verbleiben 138 gemeldete Power-to-Gas-Projekte. Im Vergleich zur Abfrage von 2024 mit 298 Projektmeldungen (ebenfalls nach Qualitätssicherung) ist dies ein Rückgang von etwa 54 %. Die Anzahl der Projekte mit getroffener finaler Investitionsentscheidung stieg hingegen von 10 auf 12 Projekte.

Abbildung 25 zeigt die Anzahl der gemeldeten Power-to-Gas-Anlagen nach Jahr der Inbetriebnahme und im Vergleich zur Abfrage 2024. Die Inbetriebnahme ist für die meisten Anlagen für die Jahre 2029 und 2030 geplant. Dies entspricht in etwa auch der Abfrage von 2024, jedoch insgesamt auf niedrigerem Niveau. Auffällig ist, dass für die Jahre 2031 und 2032 jetzt mehr Inbetriebnahmen geplant sind als dies bei der vorherigen Abfrage der Fall war.

Abbildung 25: Anzahl gemeldeter Power-to-Gas-Anlagen nach Jahr der ersten Inbetriebnahme eines Standorts am FNB/WTNB-Netz



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Die elektrische Anschlussleistung der gemeldeten Power-to-Gas-Anlagen steigt von knapp 2 GWh/h im Jahr 2027 auf rund 31 GWh/h im Jahr 2035. Im Vergleich zur Abfrage aus dem Jahr 2024 ist das ein Rückgang der Leistung zwischen 66 und 84 Prozent. Für die Jahre 2040 und 2045 sind Leistungen von rund 51 GWh/h beziehungsweise 53 GWh/h gemeldet. Aus den ebenfalls gemeldeten Strombedarfsmengen lässt sich eine durchschnittliche jährliche Anlagenauslastung zwischen knapp 4.000 und rund 5.000 äquivalente Vollbenutzungsstunden errechnen. Die Einspeiseleistung steigt von 1,1 GWh/h im Jahr 2027 auf rund 36 GWh/h im Jahr 2045. Hier ist zu beachten, dass bei 40 Meldungen eine Teilmenge des produzierten Wasserstoffs vor Ort genutzt wird.

Tabelle 38: Auswertung der gemeldeten Power-to-Gas-Anlagen am FNB-Netz

Elektrolyseprojekte (Wasserstoffangaben als Brennwert)	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Inbetriebnahme gemeldeter Anlagen pro Jahr [Anzahl]	16	8	25	36	12	17	1	5	3	1	0
Installierte elektrische Leistung [GW _{el}]	1,94	2,75	5,69	8,96	13,4	20,7	22,1	26,6	31,1	51,2	52,8
Vergleich 2024 [GW _{el}]	8,8	17,7	32,6	52,2	61,6	70,3	73,4	77,8	92,2	n/a	n/a
Veränderung ggü. 2024	-78 %	-84 %	-83 %	-83 %	-78 %	-71 %	-70 %	-66 %	-66 %	n/a	n/a
Elektrischer Energiebedarf pro Jahr [TWh]	7,42	13,2	25,0	40,7	62,7	98,9	107	134	160	265	270
Verhältnis Menge/Leistung [Stunden]	3.831	4.806	4.400	4.543	4.683	4.772	4.860	5.045	5.140	5.179	5.110
Einspeiseleistung [GWh/h]	1,1	1,4	3,1	5,5	8,4	13,8	14,4	17,2	19,8	35,0	36,1
Einspeisemenge pro Jahr [TWh]	4,84	6,74	16,2	26,7	39,8	63,9	67,3	80,2	91,4	158	161
Eigenverbrauchsmenge pro Jahr [TWh]	1,53	2,78	3,23	3,45	4,62	4,93	6,35	6,48	7,95	9,20	9,20

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Tabelle 39 führt die elektrische Leistung und die Einspeiseleistung gemeldeter Power-to-Gas-Anlagen nach Bundesland für das Jahr 2045 auf. Demnach sind hohe Leistungen in Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein zu erwarten. Auf diese drei Bundesländer entfallen in Summe rund 40 % der Leistung. Weitere 30 % der Leistung sind Offshore verortet.

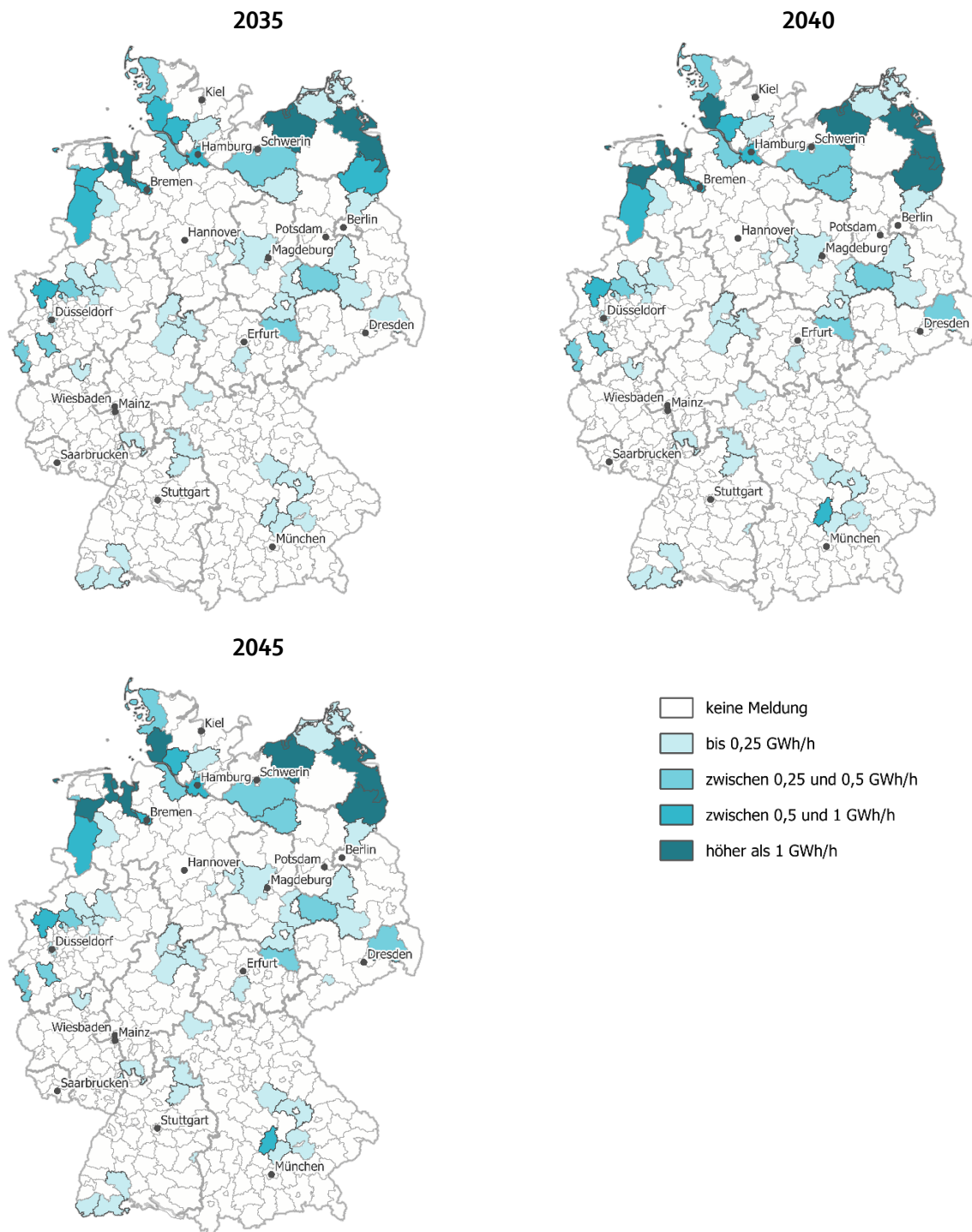
Tabelle 39: Elektrische Leistung und Wasserstoffeinspeiseleistung gemeldeter Power-to-Gas-Anlagen nach Bundesland für das Jahr 2045

Bundesland (Wasserstoffangaben als Brennwert)	2045		Bundesland	2045	
	Elektr. Leistung [GW]	Einspeiseleistung [GWh/h]		Elektr. Leistung [GW]	Einspeiseleistung [GWh/h]
Baden-Württemberg	0,3	0,1	Nordrhein-Westfalen	2,9	1,6
Bayern	1,2	0,7	Rheinland-Pfalz	0,1	0,0
Berlin	0,0	0,0	Saarland	0,0	0,0
Brandenburg	3,1	2,0	Sachsen	0,6	0,4
Bremen	1,1	0,7	Sachsen-Anhalt	1,2	0,9
Hamburg	0,4	0,1	Schleswig-Holstein	4,7	3,7
Hessen	0,2	0,1	Thüringen	0,0	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	8,4	5,5	Offshore	16	11,7
Niedersachsen	12,7	8,4			
			Summe	53	36

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Die folgende Abbildung zeigt die regionale Verteilung der gemeldeten Wasserstoffeinspeiseleistungen, inklusive Power-to-Gas-Anlagen (Vergleich Kapitel 0) und sonstigen Anlagen (Vergleich Kapitel 3.2.2.2).

Abbildung 26: Regionale Verteilung der gemeldeten Wasserstoffeinspeiseleistung (inklusive Power-to-Gas- und sonstige Anlagen)



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

3.2.3 Methan-Bestandskundenabfrage

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben ihre direkt am Fernleitungsnetz angeschlossenen Kraftwerks- und Industriekunden sowie die Betreiber der Untergrundgasspeicher und Biomethananlagen um eine Abschätzung ihres künftigen Kapazitätsbedarfs für Methan gebeten. Die Abfrage der Kapazitätsbedarfe der Bestandskunden verlief parallel zu der Wasserstoff-Großkunden-Abfrage und Rückmeldungen konnten bei den jeweiligen Fernleitungsnetzbetreibern abgegeben werden. Hierbei waren zu erwartende Entwicklungen aufgrund geänderter Prozesse, Effizienzsteigerungen oder der Substitution von Methan durch andere Energiequellen, wie zum Beispiel Wasserstoff, abzubilden. Die Abfrage beinhaltet zudem den Hinweis, dass die unverbindlichen Rückmeldungen keine unmittelbare Auswirkung auf die aktuelle Anschlusskapazität haben werden.

Im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 wurde der Kapazitätsbedarf der Bestandskunden ebenfalls erstmalig bis 2045 erhoben und somit der Abfragezeitraum um 10 Jahre verlängert. Dies steht im Einklang mit der Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber sowie der Wasserstoff-großkundenabfrage.

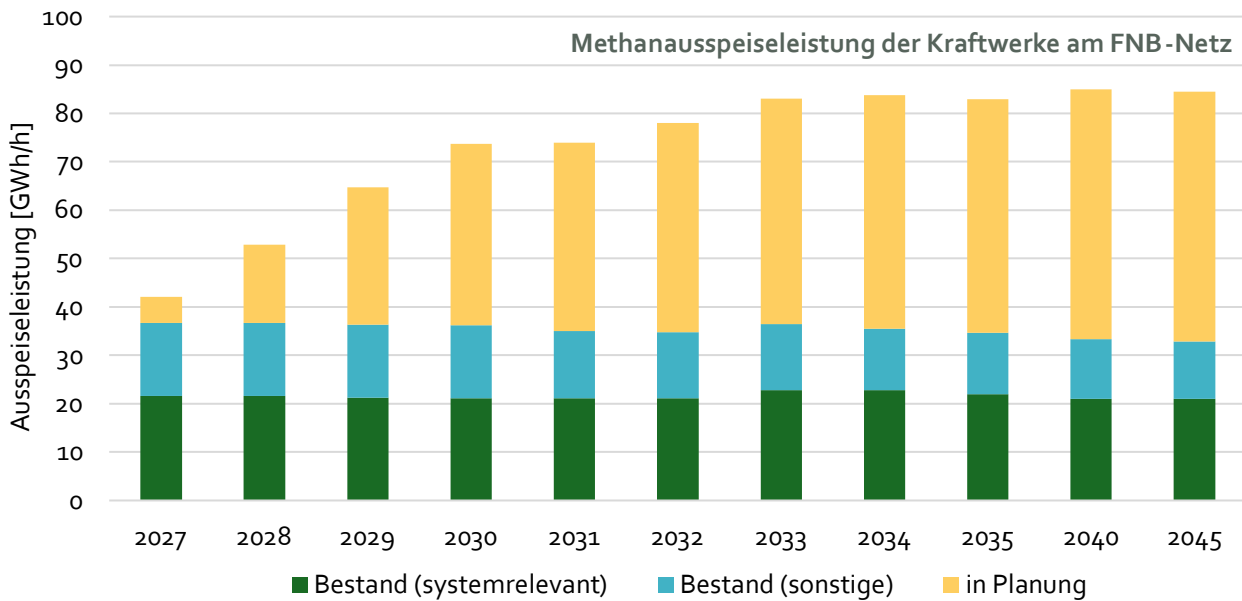
Bei Bestandskunden, die keine Rückmeldung beziehungsweise Abschätzung ihrer zukünftigen Kapazitätsbedarfe abgegeben haben, wurde eine Fortschreibung der bisherigen Kapazitätsbedarfe vorgenommen.

3.2.3.1 Kraftwerke/Umwandlung

Mehr als die Hälfte der direkt am Fernleitungsnetz angeschlossenen Kraftwerkskunden, inklusive systemrelevanter Kraftwerke, hat sich an der Bedarfsabfrage beteiligt. Hierbei wurde nur in wenigen Fällen eine Substitution von Methan durch andere Energiequellen, wie Wasserstoff, gemeldet. Die über die Abfrage der Bestandskraftwerke ermittelte Ausspeiseleistung für Methan aus dem Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (inklusive der Ersatzwerte bei fehlender Rückmeldung) geht zwischen den Jahren 2027, 2035 und 2045 leicht von 36,8 GWh/h auf 34,2 GWh/h und 32,4 GWh/h zurück. Der deutlich größere Leistungsanteil wird hiervon jeweils durch Kraftwerke gemeldet, die als systemrelevant eingestuft sind. Ergänzt um die Kraftwerke in Planung, ergibt sich insgesamt bis 2035 eine deutlich ansteigende Ausspeiseleistung aus dem Kraftwerkssektor von 42 GWh/h im Jahr 2027 auf 82 GWh/h im Jahr 2035. Die Entwicklung ist in Abbildung 27 dargestellt.

Die von den Bestandskunden bis 2045 nahezu gleichbleibenden gemeldeten Kapazitätsbedarfe stehen im Widerspruch zu den gesetzlichen und politischen Zielvorgaben. Entsprechend der beschriebenen Vorgehensweise zur Erstellung der Kraftwerkliste in Kapitel 3.3.1 werden die Kraftwerke je nach Betrachtungsjahr und Szenario gemäß ihrer Wahrscheinlichkeit des Betriebes mit Wasserstoff und der Wahrscheinlichkeit für den Betrieb mit Methan bewertet und dementsprechend berücksichtigt.

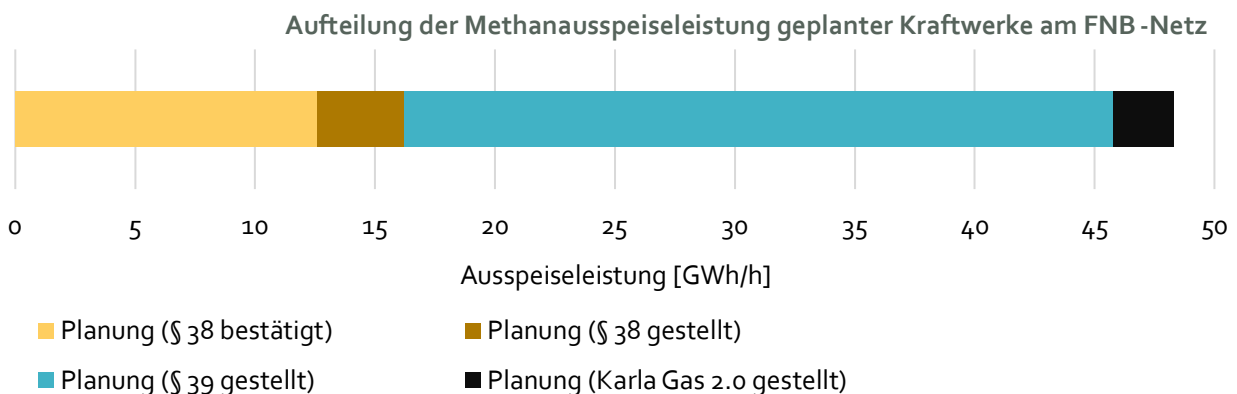
Abbildung 27: Methanausspeiseleistung der Kraftwerke am FNB-Netz



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Abbildung 28 zeigt die Aufteilung der neu hinzukommenden Ausspeiseleistung von Kraftwerken nach aktuellem Status §§ 38,39 GasNZV beziehungsweise KARLA Gas 2.0. Eine Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV wurde für knapp 17,9 GWh/h gestellt, wovon 3,6 GWh/h bereits bestätigt wurden. Für rund 27,9 GWh/h wurde ein Antrag zum Kapazitätsausbau nach § 39 GasNZV gestellt. Anfragen nach KARLA Gas 2.0 belaufen sich auf rund 2,5 GWh/h.

Abbildung 28: Aufteilung der Methanausspeiseleistung geplanter Kraftwerke am FNB-Netz



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

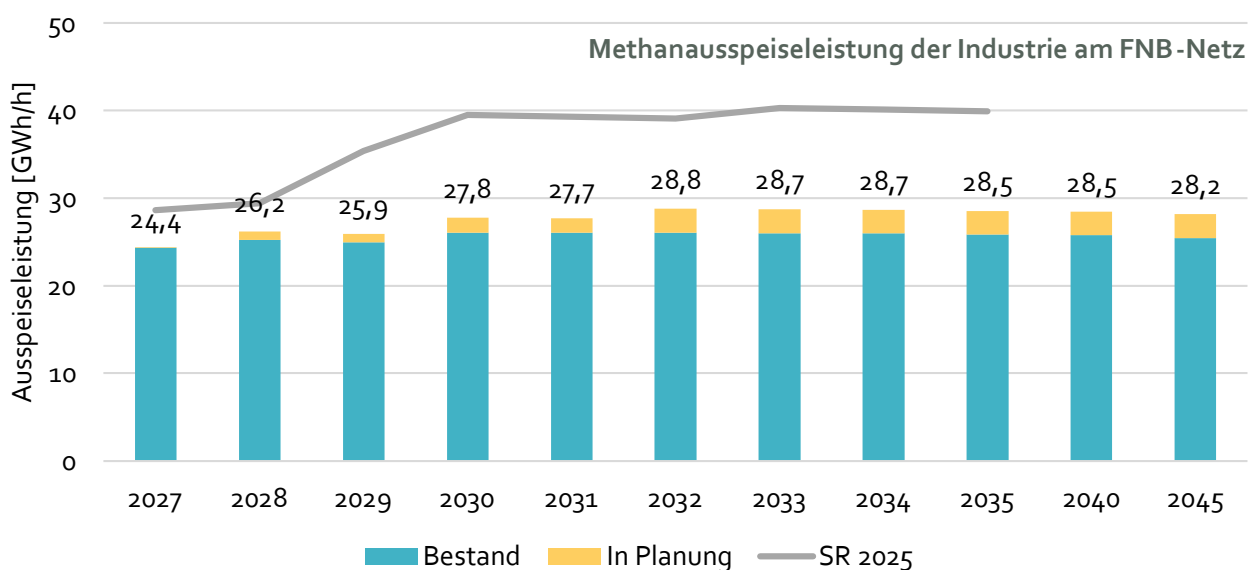
3.2.3.2 Industrie

Analog zur Abfrage der Bestandskraftwerke am Fernleitungsnetz hat sich lediglich knapp die Hälfte der direkt am Fernleitungsnetz angeschlossenen Industriekunden an der Bedarfsabfrage beteiligt. Hierbei wurde nur in wenigen Fällen eine Substitution von Methan durch andere Energiequellen wie Wasserstoff gemeldet.

Die resultierenden Leistungsbedarfe zeigen bei keinem Fernleitungsnetzbetreiber, sowie auch in Summe, einen signifikanten Rückgang. Unter Berücksichtigung der bereits im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 berücksichtigten in Planung befindlichen Bedarfe ergibt sich ein leichter Anstieg von 24,4 GWh/h im Jahr 2027 auf 28,8 GWh/h im Jahr 2032. Im weiteren Verlauf bis 2045 wurde kein signifikanter Bedarfsrückgang gemeldet. Die Entwicklung ist in Abbildung 29 dargestellt.

Die Bedarfe von Industriekunden, welche sich aktuell noch in Planung befinden und bereits im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 berücksichtigt wurden, werden, wie in Kapitel 3.2.5 beschrieben, weiterhin berücksichtigt, wenn zwischenzeitlich eine entsprechende Kapazitätsbuchung oder eine vertragliche Regelung über eine langfristige Buchung erfolgt ist beziehungsweise kurz bevorsteht.

Abbildung 29: Methanausspeiseleistung der Industrie am FNB-Netz



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

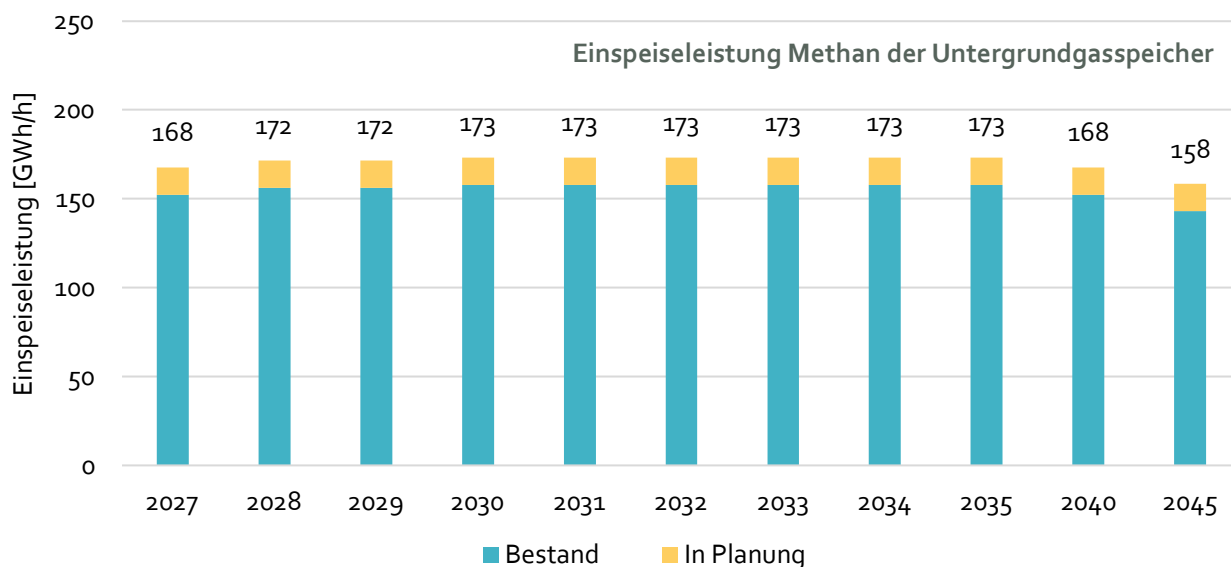
Der Anstieg der Leistungsbedarfe aus der Industrie ist im Vergleich zur Erhebung im Szenariorahmen 2025 deutlich geringer ausgeprägt. In diesem hatte sich noch ein Anstieg auf rund 40 GWh/h ergeben.

3.2.3.3 Untergrundgasspeicher

Für etwa 50 % der am FNB-Netz angeschlossenen Speicherstandorte haben die Betreiber der Untergrundgasspeicher eine Prognose bezüglich des Bedarfs an Ein- und Ausspeiseleistung einzelner Speicherstandorte am Methanetz abgegeben und sich an der Bedarfsabfrage der Fernleitungsnetzbetreiber beteiligt. Neben der Abfrage der Bestandsspeicher sind bei den Fernleitungsnetzbetreibern darüber hinaus zwei Anfragen zur Kapazitätsreservierung nach KARLA Gas 2.0 eingegangen.

Die Einspeiseleistung der Bestandsspeicher steigt bis zum Jahr 2030 leicht an. Dies ist auf die geplante L-H-Gas-Umstellung zurückzuführen. In den Folgejahren ist ein leichter Rückgang zu verzeichnen. Die gemeldeten Einspeisekapazitäten der Bestandsspeicher werden im Betrachtungszeitraum von 2027-2045 um circa 15 GWh/h durch in Planung befindliche Speicherkapazitäten ergänzt.

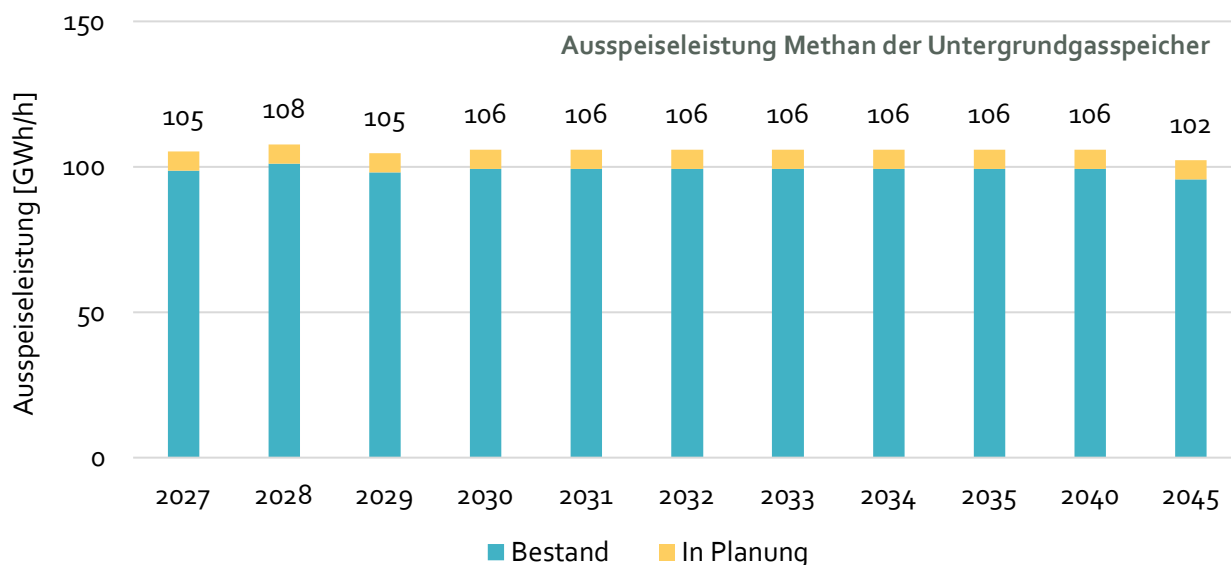
Abbildung 30: Einspeiseleistung Methan der Untergrundgasspeicher



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Die gemeldete Ausspeiseleistung der Bestandspeicher liegt über den gesamten Betrachtungszeitraum bei circa 100 GWh/h. Die gemeldeten Ausspeisekapazitäten der Bestandspeicher werden im Betrachtungszeitraum von 2027-2045 um circa 7 GWh/h durch in Planung befindliche Speicherkapazitäten ergänzt.

Abbildung 31: Ausspeiseleistung Methan der Untergrundgasspeicher



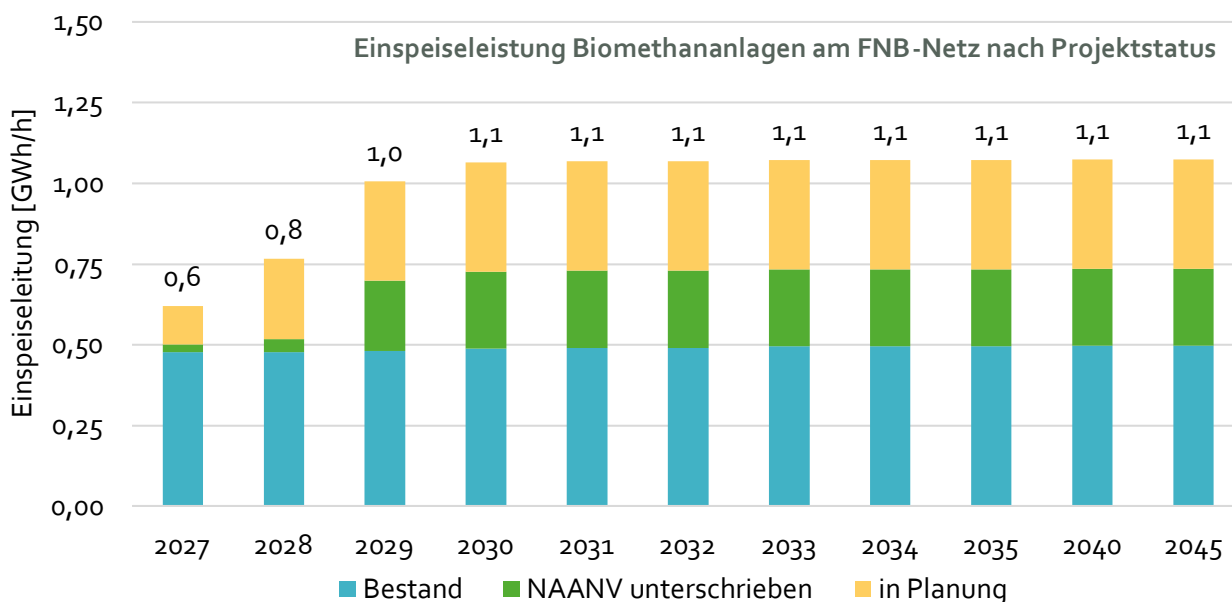
Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

3.2.3.4 Biomethaneinspeiseanlagen

Im Rahmen der Abfrage wurden 101 Biomethaneinspeiseprojekte am FNB-Netz ermittelt. Darunter 56 Bestandsanlagen, 14 Projekte mit unterzeichneten Netzanschluss- und Anschlussnutzungsverträgen (NAANV) sowie 31 weitere geplante Projekte. Die Leistung der Netzeinspeisung bestehender

Biomethananlagen beläuft sich aktuell auf rund 0,5 GWh/h. Unter Berücksichtigung bereits unterzeichneter NAANV sowie weiterer Projekte in Planung könnte sich die Einspeiseleistung bis zum Jahr 2030 auf rund 1 GWh/h in etwa verdoppeln.

Abbildung 32: Einspeiseleistung Biomethananlagen am FNB-Netz nach Projektstatus



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

3.2.4 Grenzübergangspunkte

3.2.4.1 Methan

Die Entwicklung der Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten wird durch die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Modellierung bestimmt.

Dazu dienen die gegenwärtig allokierten und vermarkteten Kapazitäten als Bezugsgröße. Diese Kapazitäten auf Basis des „ausreichenden Maßes“ (Vergleich Kapitel 3.5) an Grenzübergangspunkten werden als „Basisdaten“ im Zyklus „2027 - SR“ in der NEP-Gas-Datenbank (Vergleich Anlage 3) dargestellt. In Abhängigkeit von der unterstellten Entwicklung des Energiesystems in den verschiedenen aufgestellten Szenarien, den jeweiligen resultierenden Bilanzen und der erwarteten Entwicklung an den Grenzübergangspunkten werden diese im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027 in den jeweiligen Szenarien beziehungsweise Modellierungsvarianten jeweils (nur) anteilig berücksichtigt. Die erwarteten Entwicklungen werden in Gesprächen mit den angrenzenden europäischen Fernleitungsnetzbetreibern fortlaufend evaluiert.

3.2.4.2 Wasserstoff

Die konkrete Entwicklung der Wasserstoffkapazitäten an den Grenzübergangspunkten wird durch die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber im Rahmen der Modellierung bestimmt. Hierfür zeigen die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber in der folgenden Tabelle 40 „Basiskapazitäten“ für die mögliche Entwicklung an den Grenzübergangspunkten für die Jahre 2035, 2040 und 2045 auf. Diese Zahlen resultieren aus Gesprächen mit den angrenzenden TSO beziehungsweise aus den Daten des aktuellen Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) von ENTSOG und den entsprechenden PCI/PMI-Listen. Der konkrete Ansatz in den verschiedenen

Szenarien/Modellierungsvarianten wird durch die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber im Rahmen der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2027 festgelegt.

Tabelle 40: „Basiskapazitäten“ für die Wasserstoffkapazitäten an GÜP

Land	GÜP		Basis- kapazität			Basis- kapazität			Basis- kapazität		
			2035			2040			2045		
			Einspeisung [GWh/h]						Ausspeisung [GWh/h]		
Dänemark	Ellund		3	4,3	12	---	---	---	---	---	---
Dänemark/Finnland	HYBHC (Offshore)		10	10	10	---	---	---	---	---	---
Vereinigtes Königreich/Dänemark/Niederlande	AquaDuctus (Offshore)		1,05	8,75	11,9	---	---	---	---	---	---
Niederlande	Oude Statenzijl/Bunde		4	4	4	---	---	---	4	4	4
	Vlieghuis		1,3	1,3	1,3	---	---	---	---	---	---
	Elten/Zevenaar		3,2	3,2	3,2	---	---	---	---	---	---
	Vreden		3,2	3,2	3,2	---	---	---	---	---	---
Belgien	Eynatten		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Frankreich	Medelsheim		9,0	9,0	9,0	---	---	---	---	---	---
	Freiburg		0,5	0,5	0,5	---	---	---	---	---	---
	Leidingen		0,23	0,23	0,23	---	---	---	---	---	---
Schweiz	Wallbach		---	3,9	9,5	---	---	---	---	---	---
Österreich	Überackern		6,25	6,25	6,25	6,25	6,25	6,25	6,25	6,25	6,25
	RC Lindau		---	---	---	0,08	0,2	0,25	0,08	0,2	0,25
	Kiefersfelden-Pfronten		---	---	---	0,24	0,33	0,33	0,24	0,33	0,33
Tschechische Republik	Waidhaus	Waidhaus-Deutschneudorf Transit	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
		CZ*	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	Deutschneudorf	Waidhaus-Deutschneudorf Transit	12,4	6,4	12,4	6,4	12,4	6,4	12,4	6,4	12,4
		CZ*	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Polen	Oder-Spree		8,3	8,3	8,3	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
	Uckermark		8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3
Summe (ohne Waidhaus-Deutschneudorf (Transit))			68,13	81,03	97,48	28,87	33,08	33,13	28,87	33,08	33,13

* Ein- und Ausspeisekapazität entweder über Waidhaus oder Deutschneudorf.

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Dänemark

Ein- und Ausspeisekapazitäten Ellund

Die angesetzten Einspeisekapazitäten für Wasserstoff von Dänemark nach Deutschland am Grenzübergangspunkt Ellund wurden im Rahmen von Gesprächen und einem Joint Development Agreement zwischen Energinet und GUD konkretisiert. Die mit Energinet abgestimmte Abschätzung des langfristigen dänischen Exportpotenzials für Wasserstoff basiert unter anderem auf der aktuellen Prognose der Dänischen Energieagentur (DEA) aus dem Jahr 2025 mit Vorgaben an die Energinet (Analyseforudsætning til Energinet 2025 [AF25]). Die Prognose liegt in Bezug auf den Hochlauf der Elektrolysekapazität in Dänemark unterhalb der vorhergehenden Prognosen, was zum Teil aber auch an unterstellten höheren Nutzungsstunden und einem geänderten Anschluss der Offshore-Systeme liegt.

Das gemeinsame Ziel ist es, mittelfristig eine Kapazität zwischen 3 GWh/h und 4 GWh/h zur Verfügung zu stellen. Die Leistung in Höhe von 4,3 GWh/h für das Jahr 2040 entspricht etwa der Leistungsfähigkeit der geplanten ersten Ausbaustufe des dänischen Wasserstoffnetzes. Bis 2045 wird eine Entwicklung von bis zu 12 GWh/h berücksichtigt. Da die Abstimmungen mit der Energinet zum Aufbau einer länderübergreifenden Wasserstoffinfrastruktur zwischen Dänemark und Deutschland weiter vorangeschritten sind, wird aktuell kein Transport mehr in Richtung Dänemark vorgesehen.

Dänemark/Finnland

Einspeisekapazitäten HYBHC (Offshore)

Die angesetzte Einspeisekapazität für Wasserstoff aus der Ostseeregion am Grenzübergangspunkt HYBHC (Offshore), gleichzeitig Anlandepunkt der gleichnamigen Offshore-Leitung (Grenze der deutschen, ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) bis Festland), wurde unter Berücksichtigung der internationalen Projektplanung des Baltic Sea Hydrogen Collectors (BHC) ermittelt.

Das im Kontext des Wasserstoffkernnetzes betrachtete Projektvorhaben HYBHC (ehemals „Interconnector Bornholm-Lubmin“) und die beiden bestätigten PCI-Projekte „FLOW East“ sowie der internationale Teil des BHC dienen der Entwicklung einer europäischen Wasserstoffinfrastruktur für den Transport erneuerbaren Wasserstoffs aus der Ostseeregion nach Deutschland.

Für das Projekt „HYBHC“ wurde eine Einspeisekapazität von 240 GWh pro Tag beziehungsweise 10 GWh/h ermittelt. Diese Einspeisekapazität bildet eine aggregierte Einspeisekapazität aus der Ostseeregion ab, insbesondere aus Dänemark und Finnland sowie perspektivisch aus Schweden und den baltischen Staaten. Die angesetzte Einspeisekapazität von insgesamt 10 GWh/h wurde für die Jahre 2040 und 2045 fortgeführt.

Die Kapazitätsannahme bezieht sich ausschließlich auf die Einspeisung aus der Ostseeregion in das deutsche Wasserstoffnetz. Eine perspektivische technische Bidirektionalität kann im weiteren Projektverlauf geprüft werden; eine Ausspeisekapazität aus Deutschland in Richtung Ostseeregion wird derzeit nicht berücksichtigt.

Vereinigtes Königreich/Dänemark/Niederlande

Einspeisekapazitäten AquaDuctus (Offshore)

Über den Grenzübergangspunkt AquaDuctus (Offshore) am Anlandepunkt der gleichnamigen Offshore-Leitung sollen Wasserstoffimporte aus dem Vereinigten Königreich, Dänemark und den Niederlanden nach Deutschland erfolgen.

Für die Importprojekte aus dem Vereinigten Königreich, Dänemark und den Niederlanden wurden Projektanmeldungen im Rahmen des TYNDP 2026 eingereicht. Hierzu zählen die Projekte "UK-GER-Hydrogen-Interconnector" (H2T-N-722) im Vereinigten Königreich, "Joint North Sea Energy Hub" (H2T-N-461) in

Dänemark sowie "HyONE-AquaDuctus-Connection" (H2T-N-1011) in den Niederlanden. Darüber hinaus ist vorgesehen, für diese Vorhaben Anträge im Rahmen der PCI-Initiative einzureichen.

Die genannten Projekte sowie das Vorhaben AquaDuctus dienen dem Aufbau eines Offshore-Wasserstoffnetzes in der Nordsee zum grenzüberschreitenden Transport von Wasserstoff zwischen dem Vereinigten Königreich, Dänemark, den Niederlanden und Deutschland. Hierdurch wird der Wasserstoff-Importkorridor in der Nordsee erschlossen und gleichzeitig die Grundlage für die Anbindung der Offshore-Wasserstoffproduktion in der Nordsee gelegt.

Für die vorgelagerten Wasserstofftransportprojekte wurden im Rahmen der TYNDP-Meldungen Transportkapazitäten von 192 GWh/d für den „UK-GER-Hydrogen-Interconnector" (H2T-N-722), 192 GWh/d für den "Joint North Sea Energy Hub" (H2T-N-461) sowie 84 GWh/d für die "HyONE-AquaDuctus-Connection" (H2T-N-1011) angegeben. Hieraus ergibt sich für das Projekt AquaDuctus eine aggregierte Einspeisekapazität von insgesamt 468 GWh/d beziehungsweise 19,5 GWh/h.

Für die angesetzte Einspeisekapazität wird auf Basis der Projektmeldungen ein HochlaufszENARIO für Wasserstoffimporte zugrunde gelegt. Dieses unterstellt für Wasserstoffimporte eine Kapazitätsnutzung von 8,8 GWh/h im Jahr 2040 sowie 11,9 GWh/h im Jahr 2045 und darüber hinaus eine Kapazitätsnutzung von 15,7 GWh/h. In Verbindung mit den erwarteten Offshore-Wasserstoffproduktionsmengen aus der deutschen Nordsee, welche über die Marktabfrage gemeldet wurden, wird für AquaDuctus perspektivisch eine Vollausslastung der Leitungskapazität von 20 GWh/h angenommen.

Niederlande

Um den weiteren Ausbau eines europäischen Wasserstofftransportnetzes zu fördern, werden an den Grenzübergangspunkten zu den Niederlanden die Lastflüsse bidirektional vorgesehen. Die jeweils verantwortlichen Netzbetreiber stehen mit der Hynetwork Service B.V. (HNS) in engem Austausch, um die Kapazitäten und die zeitliche Umsetzung abzustimmen.

Ein- und Ausspeisekapazitäten Oude Statenzijl/Bunde

Die angesetzten Ein- und Ausspeisekapazitäten für Wasserstoff zwischen Deutschland und den Niederlanden am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl/Bunde wurden im Rahmen weiterer Gespräche und einem Joint Development Agreement zwischen HNS und GUD konkretisiert. Für den Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl/Bunde ist die Prüfung einer Kapazität in Höhe von bis zu 4 GWh/h für die Jahre 2040 und 2045 vorgesehen.

Ein- und Ausspeisekapazitäten Elten/Zevenaar

Die angesetzten Ein- und Ausspeisekapazitäten für Wasserstoff zwischen Deutschland und den Niederlanden am Grenzübergangspunkt Elten/Zevenaar wurden im Rahmen von Gesprächen und einem Joint Development Agreement zwischen HNS, OGE und Thyssengas konkretisiert. Für den Grenzübergangspunkt Elten/Zevenaar ist eine Einspeisekapazität in Höhe von bis zu 3,2 GWh/h vorgesehen. Ausspeisekapazitäten in Richtung der Niederlande sind noch bedarfsgerecht zu spezifizieren.

Ausspeisekapazitäten Vreden

Die von HNS und OGE am Grenzübergangspunkt Vreden/Winterswijk geplanten Einspeisekapazitäten in Richtung Deutschland betragen bis zu 3,2 GWh/h. Ausspeisekapazitäten in Richtung der Niederlande sind noch bedarfsgerecht zu spezifizieren.

Ein- und Ausspeisekapazitäten Vliegghuis

Die angesetzten Ein- und Ausspeisekapazitäten für Wasserstoff zwischen Deutschland und den Niederlanden am Grenzübergangspunkt Vliegghuis wurden im Rahmen von Gesprächen und einem Joint Development Agreement zwischen HNS und Thyssengas konkretisiert. Für den Grenzübergangspunkt Vliegghuis ist eine Einspeisekapazität in Höhe von bis zu 1,3 GWh/h vorgesehen. Das Leitungsprojekt, inklusive dem

Grenzübergangspunkt, wurde zudem als Projekt von gemeinsamen Europäischem Interesse (PCI) benannt.

Belgien

Ein- und Ausspeisekapazitäten Eynatten

Die angesetzte Einspeisekapazität für Wasserstoff von Belgien nach Deutschland wurde im Rahmen der Anträge zur aktuellen Unionsliste der Projekte von gemeinsamen Europäischem Interesse (PCI) zwischen Fluxys Belgium und OGE abgestimmt. Die bestätigten Projekte „Belgian Hydrogen Backbone“ und „H2ercules West“ dienen der Realisierung eines europäischen Wasserstoffnetzes für den Transport von Wasserstoff aus dem belgischen Netz nach Deutschland im Sinne des § 28q Abs. 4 Ziff. 4 lit. b) EnWG. Für das vorgelagerte belgische Wasserstofftransportprojekt „Belgian Hydrogen Backbone“ (HYD-N-1311 (H2T-A-708 und weitere) hat Fluxys Belgium für den PCI-Antrag eine Kapazität von 91,2 GWh/d errechnet. Für den Grenzübergangspunkt Eynatten wurde mit den deutschen Partnern eine Kapazität von 91,2 GWh/d für das Projekt „H2ercules Network West“ (H2T-F-1038) abgestimmt, das unmittelbar an den Grenzübergangspunkt anschließt. Das bestätigte PCI „H2ercules West“ ist Teil des deutschen Wasserstoff-Kernetzes. Diese Werte wurden in einer Abfrage der geplanten Kapazitäten seitens Fluxys Belgium am 07. April 2026 erneut angegeben, sodass in Eynatten eine Einspeisekapazität von 3,8 GWh/h ab dem Jahr 2032 angesetzt wird. Gemäß einer seitens Fluxys Belgium in 2025 durchgeführten Marktabfrage bestätigen sich diese Transportbedarfe auch im langfristigen Hinblick. Somit wird aktuell von einer konstanten Einspeiseleistung von 3,8 GWh/h ausgegangen, die auf Basis zukünftiger Marktsignale angepasst werden kann.

Fluxys Belgium hat in der Rückmeldung am 07. April 2026 ebenfalls eine Ausspeisekapazität von Deutschland nach Belgien in Höhe von 3,8 GWh/h angegeben. Die technischen Installationen an der Grenze lassen diesen Ausspeisefluss zu.

Frankreich

Einspeisekapazitäten Medelsheim

Bereits 2019 wurden mit dem Aachener Vertrag Vereinbarungen zu Wasserstoff verankert. Diese bekräftigten die deutsche und französische Regierung 2023 anlässlich des 60. Jahrestags der Elysée-Verträge. Der Aufbau eines europäischen Wasserstoffkorridors und der Anschluss an die von Frankreich, Spanien und Portugal initiierte Pipeline wurde beschlossen. Die angesetzte Einspeisekapazität für Wasserstoff von Frankreich nach Deutschland wurde im Rahmen der Anträge zur aktuellen Unionsliste der Projekte von gemeinsamen Europäischem Interesse (PCI) zwischen NaTran SA, NaTran Deutschland GmbH und Open Grid Europe GmbH abgestimmt und im Dezember 2025 in die aktuelle PCI-Liste aufgenommen. Die bestätigten Projekte „Hy-FEN“ und „H2ercules South-West“ dienen der Realisierung eines europäischen Wasserstoffnetzes für den Transport von Wasserstoff aus dem Iberischen Korridor über das französische Netz nach Deutschland im Sinne des § 28q Abs. 4 Ziff. 4 lit. b) EnWG.

Das bestätigte PCI-Projekt „H2ercules South-West“ ist Teil des deutschen Wasserstoff-Kernetzes. Eine Inbetriebnahme ist für Ende 2032 geplant. In Medelsheim steht eine Einspeisekapazität von 9 GWh/h ab dem Jahr 2033 zur Verfügung. Dies entspricht einer Erhöhung um 1 GWh/h gegenüber dem PCI-Antrag. Bereits im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 wird von 8 GWh/h im Jahr 2037 und 9 GWh/h im Jahr 2045 ausgegangen.

Einspeisekapazitäten Leidingen

Genauso wie H2ercules South-West ist das Projekt „MosaHYc“ von der Creos Deutschland Wasserstoff GmbH in Leidingen mit dem französischen Projekt „Hy-FEN“ verbunden und wurde in die aktuelle PCI-Liste aufgenommen. Eine Inbetriebnahme ist für Ende 2029 geplant. Abgestimmt ist eine Kapazität von 0,2 GWh/h, welche bereits im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 angesetzt wurde.

Einspeisekapazitäten Freiburg

Die angesetzte Einspeisekapazität für Wasserstoff von Frankreich nach Deutschland wurde für den neu zu errichtenden Grenzübergangspunkt Freiburg im Rahmen der Anträge zur aktuellen Unionsliste der Projekte von gemeinsamen Europäischem Interesse (PCI) zwischen NaTran und terranets bw abgestimmt. Die bestätigten Projekte „RHYn“ auf der französischen Seite und „RHYn Interco“ auf der deutschen Seite dienen dabei der Realisierung eines europäischen Wasserstoffnetzes für den Transport von Wasserstoff zunächst aus dem französischen Netz nach Deutschland. Zur Verbindung der Projekte wurde für den Grenzübergangspunkt Freiburg eine perspektivisch bidirektionale Kapazität in Höhe von bis zu 0,5 GWh/h ermittelt.

Schweiz

Einspeisekapazitäten Wallbach

Über den Wasserstoffkorridor Italien-Schweiz-Deutschland, bestehend aus den miteinander verbundenen Projekten Alpine HyWay (Deutschland; Fluxys TENP und OGE), Alpine Hydrogen Corridor (Schweiz; FluxSwiss und Transitgas) sowie dem Italian Hydrogen Backbone (Italien; Snam), ist ein Import von Wasserstoff in Höhe von 3,9 GWh/h (2040) und 9,5 GWh/h (2045) über den deutsch-schweizerischen Grenzübergangspunkt Wallbach angestrebt. Die Verbindung wird nach dem Jahr 2032 verfügbar sein und ist daher im Antrag für das Wasserstoff-Kernnetz mit Bezugsjahr 2032 nicht enthalten. Die an die Ausbaustufen geknüpften Kapazitäten wurden erstmalig für die Erstellung des TYNDP 2024, für den Anfang 2024 Daten gemeldet wurden, durch die beteiligten Netzbetreiber entlang der Transportroute abgestimmt und angegeben (Projektnummern H2T-N-740 und H2T-N-1286).

Auf deutscher Seite soll die Anbindung Baden-Württembergs über einen Strang der TENP-Pipeline geprüft werden, während der Parallelstrang weiterhin für den Transport von Methan vorgesehen ist, um bestehende Transitfunktionen auch zukünftig sicherzustellen.

Die strategische Bedeutung dieses Korridors wurde durch die Anerkennung der Projekte als Projects of Common Interest (PCI) beziehungsweise Project of Mutual Interest (PMI) im Dezember 2025 nochmals unterstrichen.

Österreich

Ausspeise- und Einspeisekapazitäten Überackern

Die angesetzte bidirektionale Wasserstoff-Kapazität in Höhe von 6,25 GWh/h zwischen Österreich und Deutschland wurde im Rahmen der Anträge zur aktuellen Unionsliste der Projekte von gemeinsamen Europäischem Interesse (PCI) zwischen der Gas Connect Austria (GCA) und bayernets abgestimmt. Der Transport des Wasserstoffs soll am Grenzübergangspunkt Überackern zwischen den angrenzenden PCI-Projekten „HyPipe Bavaria-The Hydrogen Hub“ der bayernets und „H2-Backbone WAG + Penta West“ der GCA realisiert werden. Im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmens 2025 haben sowohl die Austrian Gas Grid Management AG als auch die österreichische Regulierungsbehörde Energie-Control Austria jeweils eine Stellungnahme abgegeben, in der die Wichtigkeit Deutschlands als Drehscheibe für den inner-europäischen Wasserstofftransport hervorgehoben wurde. Auf Basis der Bidirektionalität am Grenzübergangspunkt Überackern ergibt sich die Möglichkeit eines Wasserstofftransports sowohl in Richtung Italien als auch in Richtung Deutschland, so wie es im Projekt „SoutH2Corridor“ potenziell möglich wäre. Die EU-Kommission stärkte durch die im April 2026 veröffentlichte PCI-Liste, in dem die Projekte „HyPipe Bavaria-The Hydrogen Hub“ und „H2-Backbone WAG + Penta West“ in einem Korridor zwischen Italien, Österreich und Deutschland aufgeführt sind, einen zukünftigen bidirektionalen Austausch von Wasserstoff.

Tschechische Republik

Ein- und Ausspeisekapazitäten und Transitkapazitäten Waidhaus und Deutschneudorf

Die geplante Einspeisekapazität für Wasserstoff in Waidhaus aus der Tschechischen Republik nach Deutschland in Höhe von 6 GWh/h wurde im Rahmen des TYNDP 2026 zwischen NaTran Deutschland, Net4Gas und Open Grid Europe abgestimmt. Die bestätigten PCI-Projekte „Central European Hydrogen Corridor“ (H2T-A-1034) und „H2ercules Network South East“ (H2T-N-1055) dienen der Realisierung eines europäischen Wasserstoffnetzes für den Transport von Wasserstoff aus der Ukraine über die Slowakei und der Tschechischen Republik sowie aus Nordafrika über Italien, Österreich, Slowakei und der Tschechischen Republik nach Deutschland. Die geplante Ausspeisekapazität für Wasserstoff in Waidhaus aus Deutschland in die Tschechische Republik in Höhe von 6 GWh/h gibt die technisch mögliche Kapazität wieder, welche jedoch noch im Rahmen von strömungsmechanischen Berechnungen überprüft werden muss.

Über die geplanten Ein- und Ausspeisekapazitäten für Wasserstoff in Waidhaus können auch Transite zwischen den Grenzübergangspunkten Waidhaus und Deutschneudorf in Höhe von 6,4 GWh/h ermöglicht werden. Aufgrund der aktuellen Infrastrukturplanung auf tschechischer Seite sind die beiden Transportoptionen (Import/Export und Transit) in Waidhaus nicht additiv, sondern substituierend.

Die am Grenzübergangspunkt in Deutschneudorf von Deutschland angesetzten Wasserstoffkapazitäten in die Tschechische Republik und die Rückspeisung von der Tschechischen Republik nach Deutschland in Waidhaus wurden zwischen Net4Gas, GASCADE und Open Grid Europe abgestimmt. Die im Rahmen der PCI-Initiative bestätigten Projekte „Flow East“, „Czech German Hydrogen Interconnector (CGHI)“ und „H2ercules Network South East“ dienen dem Aufbau eines europäischen Wasserstoffnetzes für den Transport von Wasserstoff aus Dänemark und Finnland sowie perspektivisch aus Schweden und den baltischen Staaten nach Deutschland und der Tschechischen Republik. Zusätzlich besteht in Deutschneudorf durch die PCI-Projekte auch die technische Möglichkeit, Wasserstoff aus der Tschechischen Republik in das deutsche Wasserstoffnetz einzuspeisen.

Für das tschechische Wasserstofftransportprojekt CGHI hat Net4Gas im Rahmen des PCI-Antrags eine initiale Transportkapazität von 144 GWh/d beziehungsweise 6 GWh/h ermittelt.

Für den Grenzübergangspunkt Deutschneudorf werden dementsprechend eine Einspeisekapazität in Höhe von 6,0 GWh/h sowie eine Ausspeisekapazität von 6,0 GWh/h angesetzt. Über die geplanten Ein- und Ausspeisekapazitäten für Wasserstoff in Deutschneudorf können auch Transite zwischen den Grenzübergangspunkten Waidhaus und Deutschneudorf in Höhe von 6,4 GWh/h ermöglicht werden. Beide Transportoptionen sind zeitgleich durchführbar, sodass sich in Summe 12,4 GWh/h als Einspeise- und Ausspeisekapazität ergeben.

Polen

Ein- und Ausspeisekapazitäten Oder-Spree

Die europäischen Gasfernleitungsnetzbetreiber Gasgrid Finland (Finnland), Elering (Estland), Conexus Baltic Grid (Lettland), Amber Grid (Litauen), GAZ-SYSTEM (Polen) sowie ONTRAS (Deutschland) wollen die grenzüberschreitende Wasserstofftransportinfrastruktur von Finnland durch Estland, Lettland, Litauen und Polen nach Deutschland entwickeln, den „Nordic-Baltic Hydrogen Corridor (NBHC)“. Ziel des Projekts ist es, eine Verbindung zwischen den Produktionsregionen für grüne Energie in Nord-Ost-Europa (v.a. in Finnland) und den wichtigsten Verbrauchszentren in Mitteleuropa herzustellen. Der „NBHC“ soll bis 2033 realisiert werden. Aktuell befindet sich das Projekt in einer Machbarkeitsphase, welche Mitte 2027 abgeschlossen sein wird. In dieser werden vertiefende technische und kommerzielle Untersuchungen durchgeführt, welche die Realisierbarkeit dieses Projekts umfangreich bewerten.

Das Projekt wird im TYNDP geführt und hat durch die Aufnahme in die aktuelle „Unionsliste der Vorhaben von Gemeinsamem Interesse und Vorhaben von gegenseitigem Interesse“ (Unionsliste), veröffentlicht am 01. Dezember 2025, erneut den PCI-Status erhalten. Das Projekt wird in der von der EU-Kommission

definierten Region BEMIP HYDROGEN unter der Projektnummer 11.2 geführt. Für das Projekt haben GAZ-SYSTEM und ONTRAS einen bidirektionalen Grenzübergangspunkt südlich von Eisenhüttenstadt festgelegt und sowohl eine Ein- als auch eine Ausspeisekapazität ermittelt. Mit dem finalen Endausbau sollen circa 8,3 GWh/h Einspeisekapazität nach Deutschland und circa 4,2 GWh/h Ausspeisekapazität nach Polen zur Verfügung stehen.

Ein- und Ausspeisekapazitäten Uckermark

Der Grenzübergangspunkt Uckermark soll das polnische Wasserstoffnetz in der Region Westpommern mit dem deutschen Wasserstoffnetz verbinden.

Vor dem Hintergrund der in beiden Ländern bestehenden sowie erwarteten industriellen Wasserstoffnachfrage ist eine bidirektionale Auslegung des Grenzübergangspunktes geplant. Mit dem polnischen Netzbetreiber GAZ-SYSTEM wurde eine Erhöhung der Ein- und Ausspeisekapazität auf 8,3 GWh/h abgestimmt. Das Projekt "H2 Interconnection DE-PL" (H2T-N-1315) wurde als Projektmeldung im TYNDP 2026 eingereicht. Darüber hinaus ist vorgesehen, für die Leitungsverbindung in der Uckermark zwischen Deutschland und Polen Anträge im Rahmen der PCI-Initiative einzureichen. Dies reflektiert die gestiegene Bedeutung für den grenzüberschreitenden Wasserstofftransport.

3.2.5 Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38, 39 GasNZV sowie KARLA Gas 2.0 (Tenorziffer 8) für Methan

In diesem Kapitel werden die von den Fernleitungsnetzbetreibern überarbeiteten Kriterien für die Berücksichtigung von Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüchen nach §§ 38, 39 GasNZV (Gasnetzzugangsverordnung) sowie KARLA Gas 2.0 (Tenorziffer 8) dargestellt. Anschließend wird die Berücksichtigung der Kraftwerke, Speicher, LNG-Anlagen und Produktionsanlagen im Szenariorahmen 2027 erläutert.

Die Berücksichtigung von neuem oder zusätzlichem Kapazitätsbedarf von Speichern, Produktions- und LNG-Anlagen sowie Kraftwerken erfolgt einerseits anhand der bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüchen nach §§ 38, 39 GasNZV. Andererseits ist für den Netzanschluss von Großverbrauchern am Fernleitungsnetz die Tenorziffer 8 der Festlegung KARLA Gas 2.0 (Kapazitätsregelungen und Abwicklung des Netzzugangs im Gassektor) relevant, welche die Beschlusskammer 7 der BNetzA mit Beschluss vom 12. September 2025 (BK7-24-01-007) festgelegt hat.

Die GasNZV ist mit Ablauf des 31. Dezember 2025 außer Kraft getreten. KARLA Gas 2.0 dient unter anderem dazu, die Regelungen des § 38 GasNZV weitestgehend inhaltsgleich in eine behördliche Festlegung zu überführen, wobei durch die KARLA Gas 2.0 nun auch Industriekunden einbezogen werden. § 39 GasNZV entfällt in diesem Zusammenhang vollständig. Ansprüche gemäß §§ 38, 39 GasNZV, die vor dem Außerkrafttreten der GasNZV gestellt wurden, aber bis dahin noch nicht umgesetzt worden sind, genießen Bestandsschutz. Die BNetzA führt hierzu in KARLA Gas 2.0 aus, dass der entscheidende Zeitpunkt für das Bestehen etwaiger Ansprüche gemäß §§ 38, 39 GasNZV der Zeitpunkt der Antragstellung ist. Für bis zum 31. Dezember 2025 gestellte Reservierungsanfragen nach § 38 GasNZV beziehungsweise Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV finden die Vorgaben der §§ 38, 39 GasNZV in ihrer letzten gültigen Fassung dementsprechend auch nach ihrem Außerkrafttreten weiterhin Anwendung. Anträge, die vor dem 01. Januar 2026 gestellt wurden, durchlaufen das jeweils in § 38 oder § 39 GasNZV geregelte Verfahren.

Vor diesem Hintergrund haben die Fernleitungsnetzbetreiber für die Berücksichtigung neuer und zusätzlicher Bedarfe mit Anspruch nach §§ 38, 39 GasNZV und KARLA Gas 2.0 im Szenariorahmen 2027 bereits am 02. Februar 2026 eine Information auf der Website der Koordinierungsstelle veröffentlicht. Der aktuelle Stand wird im Folgenden dargestellt. Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass es im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens Anpassungen für die Berücksichtigung von diesen Bedarfen durch die BNetzA geben kann.

3.2.5.1 Kriterien für die Berücksichtigung von Kapazitätsreservierungen nach § 38 GasNZV beziehungsweise KARLA Gas 2.0 (Tenorziffer 8)

Zur Ermittlung der Kapazitätsbedarfe im Fernleitungsnetz haben die Fernleitungsnetzbetreiber ab Anfang Februar 2026 Kapazitätsreservierungen gemäß §§ 38 GasNZV beziehungsweise KARLA Gas 2.0 (Tenorziffer 8) für Speicher, Produktions- und LNG-Anlagen sowie Kraftwerke abgefragt. Die Marktteilnehmer wurden aufgerufen, ihre Kapazitätsreservierungen bis zum 13. März 2026 zu melden. Dafür hatten die Fernleitungsnetzbetreiber die nachfolgenden Kriterien auf der Website der Koordinierungsstelle veröffentlicht, die erfüllt sein mussten, um in den Szenariorahmen 2027 aufgenommen zu werden.

Die Kriterien werden im Folgenden durchnummeriert, hierauf wird dann in den folgenden Tabellen unter Kapitel 3.2.5.2 bezüglich der Berücksichtigung der Anfragen im Szenariorahmen 2027 Bezug genommen.

Kapazitätsreservierungen nach § 38 GasNZV beziehungsweise KARLA Gas 2.0 durch Betreiber von Speicher-, LNG- und Produktionsanlagen sowie Betreiber von Gaskraftwerken

- (1) Der Kapazitätsbedarf eines Projekts, für das der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV positiv beschieden wurde, wird im Entwurf des Szenariorahmens 2027 berücksichtigt, wenn bis zum 13. März 2026 eine wirksame Kapazitätsreservierung erfolgt ist. Voraussetzung für eine wirksame Kapazitätsreservierung ist die Zahlung der in § 38 GasNZV geregelten jährlichen Reservierungsgebühr durch den Anschlusspetenten.
- (2) Der Kapazitätsbedarf eines Projekts, für das der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV bis zum 13. März 2026 aufgrund der Bearbeitungsfristen gemäß § 38 GasNZV nicht beschieden wurde, wird im Entwurf des Szenariorahmens 2027 berücksichtigt, sofern der Anschlusspetent bis zum 13. März 2026 nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist.
- (3) Der Kapazitätsbedarf eines Projekts, für das der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV bis zum 31. Dezember 2025 gestellt und welcher bis zum 13. März 2026 negativ beschieden wurde, wird im Entwurf des Szenariorahmens 2027 nicht berücksichtigt.
- (4) Der Kapazitätsbedarf eines Projekts, für das der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach KARLA Gas 2.0 (Tenorziffer 8) bis zum 13. März 2026 gestellt wurde und dieser positiv beschieden wurde, wird im Entwurf des Szenariorahmens 2027 berücksichtigt, wenn eine wirksame Kapazitätsreservierung erfolgt ist. Voraussetzung für eine wirksame Kapazitätsreservierung ist die Zahlung der in KARLA Gas 2.0 festgelegten Reservierungsgebühr durch den Anschlusspetenten.
- (5) Der Kapazitätsbedarf eines Projekts, für das der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach KARLA Gas 2.0 (Tenorziffer 8) bis zum 13. März 2026 gestellt wurde und dieser negativ beschieden wurde, wird im Entwurf des Szenariorahmens 2027 berücksichtigt, sofern der Anschlusspetent bis zum 13. März 2026 nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist. Sollten im Rahmen der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2027 Netzausbaumaßnahmen im Zusammenhang mit dem angefragten Kapazitätsbedarf erforderlich werden, steht die Umsetzung dieser Maßnahmen unter der Bedingung, dass ein Realisierungsfahrplan mit dem Anschlusspetenten abgeschlossen wird und eine vertragliche Regelung über eine langfristige Buchung erfolgt.
- (6) Der Kapazitätsbedarf eines Projekts, für das der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach KARLA Gas 2.0 (Tenorziffer 8) bis zum 13. März 2026 gestellt wurde und dieser noch nicht beschieden wurde, im späteren Verlauf aber positiv beschieden wird, wird durch die Fernleitungsnetzbetreiber an die BNetzA mit dem Vorschlag zur nachträglichen Aufnahme in den Szenariorahmen übermittelt, wenn eine wirksame Kapazitätsreservierung erfolgt ist. Voraussetzung für eine wirksame Kapazitätsreservierung ist die Zahlung der in KARLA Gas 2.0 festgelegten Reservierungsgebühr durch den Anschlusspetenten.

- (7) Der Kapazitätsbedarf eines Projekts, für das der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach KARLA Gas 2.0 (Tenorziffer 8) bis zum 13. März 2026 gestellt wurde und dieser noch nicht beschieden wurde, im späteren Verlauf aber negativ beschieden wird, wird durch die Fernleitungsnetzbetreiber an die BNetzA mit dem Vorschlag zur nachträglichen Aufnahme in den Szenariorahmen übermittelt. Sollten im Rahmen der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2027 Netzausbaumaßnahmen im Zusammenhang mit dem angefragten Kapazitätsbedarf erforderlich werden, steht die Umsetzung dieser Maßnahmen unter der Bedingung, dass ein Realisierungsfahrplan mit dem Anschlusspetenten abgeschlossen wird und eine vertragliche Regelung über eine langfristige Buchung erfolgt.

Kapazitätsreservierungen nach KARLA Gas 2.0 durch Industriekunden

Der Kapazitätsbedarf von Industriekunden wird aufgrund der regulatorischen Änderungen und der Aufnahme in die Festlegung KARLA Gas 2.0 gemäß folgenden Kriterien behandelt:

- (8) Der Kapazitätsbedarf von Industriekunden, welcher bereits im genehmigten Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 enthalten war, wird im Entwurf des Szenariorahmens 2027 berücksichtigt, wenn zwischenzeitlich eine entsprechende Kapazitätsbuchung oder eine vertragliche Regelung über eine langfristige Buchung erfolgt ist.
- (9) Der Kapazitätsbedarf von Industriekunden, welcher nicht im genehmigten Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 enthalten war und eine Anfrage bis zum 31. Dezember 2025 gestellt und diese positiv beschieden wurde, wird im Entwurf des Szenariorahmens 2027 berücksichtigt, wenn zwischenzeitlich eine entsprechende Kapazitätsbuchung oder eine vertragliche Regelung über eine langfristige Buchung erfolgt ist.
- (10) Der Kapazitätsbedarf von Industriekunden, welcher nicht im genehmigten Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 enthalten war und eine Anfrage bis zum 31. Dezember 2025 gestellt und diese negativ beschieden wurde, wird im Entwurf des Szenariorahmens 2027 nicht berücksichtigt.
- (11) Der Kapazitätsbedarf von Industriekunden, welcher nicht im genehmigten Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 enthalten war und eine Anfrage bis zum 31. Dezember 2025 gestellt und diese noch nicht beschieden wurde, wird im Entwurf des Szenariorahmens 2027 berücksichtigt, wenn diese bis zum 13. März 2026 positiv beschieden wurde und eine entsprechende Kapazitätsbuchung oder eine vertragliche Regelung über eine langfristige Buchung erfolgt ist.
- (12) Der Kapazitätsbedarf von Industriekunden, für den der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach KARLA Gas 2.0 (Tenorziffer 8) bis zum 13. März 2026 gestellt wurde und dieser positiv beschieden wurde, wird im Entwurf des Szenariorahmens 2027 berücksichtigt, wenn eine wirksame Kapazitätsreservierung erfolgt ist. Voraussetzung für eine wirksame Kapazitätsreservierung ist die Zahlung der in KARLA Gas 2.0 festgelegten Reservierungsgebühr durch den Anschlusspetenten.
- (13) Der Kapazitätsbedarf von Industriekunden, für den der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach KARLA Gas 2.0 (Tenorziffer 8) bis zum 13. März 2026 gestellt wurde und dieser negativ beschieden wurde, wird im Entwurf des Szenariorahmens 2027 berücksichtigt. Sollten im Rahmen der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2027 Netzausbaumaßnahmen im Zusammenhang mit dem angefragten Kapazitätsbedarf erforderlich werden, steht die Umsetzung dieser Maßnahmen unter der Bedingung, dass ein Realisierungsfahrplan mit dem Anschlusspetenten abgeschlossen wird und eine vertragliche Regelung über eine langfristige Buchung erfolgt.

- (14) Der Kapazitätsbedarf von Industriekunden, für den der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach KARLA Gas 2.0 (Tenorziffer 8) bis zum 13. März 2026 gestellt wurde und dieser noch nicht beschieden wurde, im späteren Verlauf aber positiv beschieden wird, wird durch die Fernleitungsnetzbetreiber an die BNetzA mit dem Vorschlag zur nachträglichen Aufnahme in den Szenariorahmen übermittelt, wenn eine wirksame Kapazitätsreservierung erfolgt ist. Voraussetzung für eine wirksame Kapazitätsreservierung ist die Zahlung der in KARLA Gas 2.0 festgelegten Reservierungsgebühr durch den Anschlusspetenten.
- (15) Der Kapazitätsbedarf von Industriekunden, für den der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach KARLA Gas 2.0 (Tenorziffer 8) bis zum 13. März 2026 gestellt wurde und dieser noch nicht beschieden wurde, im späteren Verlauf aber negativ beschieden wird, wird durch die Fernleitungsnetzbetreiber an die BNetzA mit dem Vorschlag zur nachträglichen Aufnahme in den Szenariorahmen übermittelt. Sollten im Rahmen der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2027 Netzausbaumaßnahmen im Zusammenhang mit dem angefragten Kapazitätsbedarf erforderlich werden, steht die Umsetzung dieser Maßnahmen unter der Bedingung, dass ein Realisierungsfahrplan mit dem Anschlusspetenten abgeschlossen wird und eine vertragliche Regelung über eine langfristige Buchung erfolgt.

Kapazitätsausbauansprüche nach § 39 GasNZV

- (16) Ein Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV, der im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 Berücksichtigung findet, wird in den Entwurf des Szenariorahmens 2027 aufgenommen, wenn der Anschlusspetent bis zum 13. März 2026 nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist.
- (17) Ein Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV, der zu einem Zeitpunkt gestellt wurde, zu dem eine Berücksichtigung im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 nicht mehr möglich war, wird in den Entwurf des Szenariorahmens 2027 aufgenommen, wenn der Anschlusspetent bis zum 13. März 2026 nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist.

Im folgenden Kapitel sind die derzeit berücksichtigten und nicht berücksichtigten Projekte zum Stichtag 13. März 2026 aufgeführt. Bezüglich der Begründung zur Berücksichtigung beziehungsweise Nichtberücksichtigung wird auf die nummerierten Kriterien Bezug genommen.

3.2.5.2 Berücksichtigung der Kapazitätsbedarfe gemäß §§ 38, 39 GasNZV und KARLA Gas 2.0

Im Folgenden wird beschrieben, wie die vorliegenden Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüche gemäß §§ 38, 39 GasNZV und KARLA Gas 2.0 für Kraftwerke, Speicher, LNG- und Produktions- sowie Industrieanlagen im Szenariorahmen 2027 berücksichtigt werden.

Kraftwerke

In diesem Kapitel wird dargelegt, welche neuen Gaskraftwerke nach §§ 38, 39 GasNZV und KARLA Gas 2.0 anhand der zuvor beschriebenen Kriterien im Szenariorahmen 2027 berücksichtigt werden und welche keine Berücksichtigung finden. Die Modellierung von Neubaukraftwerken im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027 erfolgt grundsätzlich mit dem Kapazitätsprodukt fDZK (feste dynamisch zuordenbare Kapazität), deshalb werden anschließend grundsätzliche Aussagen für die Zuordnungspunkte des fDZK-Produkts getroffen. Alle Anfragen beziehen sich auf das H-Gas-Gebiet.

Tabelle 41: Berücksichtigte neue Gaskraftwerke gemäß §§ 38, 39 GasNZV und KARLA Gas 2.0 zum Stichtag 13. März 2026

Nr.	FNB	Projektname/ Standort	Gasanschluss- kapazität [MWh/h]	Status	Zuordnungspunkt*	Neue An- frage im SR 2027	Geltendes Krite- rium (Stand 13. März 2026)
1	bayernets	GK Leipheim (Block 2)	950	§ 39 Gas- NZV	Überackern 2, Überackern, Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2- RAGES/bn	Nein	(16)
2	bayernets	Kraftwerk Gundrem- mingen	1.600	§ 39 Gas- NZV	Überackern 2, Überackern, Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2- RAGES/bn	Nein	(16)
3	bayernets	Kraftwerk Zolling	1.400	§ 38 Gas- NZV	Haiming 2-7F/bn, Haiming 2-RAGES/bn, USP Haidach, Inzenham-West USP, Überackern 2, Überackern, Wolfersberg/USP	Ja	(1)
4	bayernets	Kraftwerk Mainburg 1	420	KARLA Gas 2.0	wird im Rahmen der Modellierung ermittelt	Ja	(6), (7)
5	bayernets	Gasmotorenkraftwerk Burghausen	500	KARLA Gas 2.0	wird im Rahmen der Modellierung ermittelt	Ja	(6), (7)
6	bayernets	GuD Kraftwerk Burg- hausen	1.600	KARLA Gas 2.0	wird im Rahmen der Modellierung ermittelt	Ja	(6), (7)
7	GASCADE	(KWK-)Wärme- erzeugungsanlage Knapsack	280	§ 38 Gas- NZV	Eynatten	Nein	(1)
8	GASCADE	Weisweiler II	1.600	§ 38 Gas- NZV	Eynatten	Nein	(1)
9	GASCADE	(KWK-)Wärme- erzeugungsanlage Knapsack	250	§ 38 Gas- NZV	wird im Rahmen der Modellierung ermittelt	Ja	(1)
10	GASCADE	Heizkraftwerke Knapsacker Hügel	90	§ 38 Gas- NZV	wird im Rahmen der Modellierung ermittelt	Ja	(1)
11	NEL Gas- transport	Gasmotorenkraftwerk Lubmin/Rubenow	500	KARLA Gas 2.0	wird im Rahmen der Modellierung ermittelt	Ja	(6), (7)
12	GUD	Kraftwerk Mehrum	1.450	§ 39 Gas- NZV	Dornum, Emden, UGS Harsefeld, UGS Uelsen, UGS Etzel, UGS Jemgum EWE, UGS Lesum, LNG Stade, LNG Brunsbüttel	Nein	(16)

Eingangsgrößen für die Modellierung

Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan
Gas und Wasserstoff 2027

Nr.	FNB	Projektname/ Standort	Gasanschluss- kapazität [MWh/h]	Status	Zuordnungspunkt*	Neue An- frage im SR 2027	Geltendes Krite- rium (Stand 13. März 2026)
13	GUD	Kraftwerk Mehrum	200	§ 39 Gas- NZV	Ellund, Dornum, Emden, UGS Harsefeld, UGS Uelsen, UGS Etzel, UGS Jem- gum EWE, UGS Le- sum, LNG Stade, LNG Brunsbüttel	Nein	(16)
14	OGE	KW Knapsack (Hürth)	1.600	§ 39 Gas- NZV	Eynatten/Raeren, Bocholtz, Elten, Medelsheim, Oberkappel, Wallbach	Nein	(16)
15	OGE	KW Gersteinwerk (Werne)	1.500	§ 38 Gas- NZV	Eynatten/Raeren	Nein	(1)
16	OGE	Bergkamen	2.300	§ 38 Gas- NZV	Bocholtz, Elten, Eynatten/Raeren, Medelsheim, Oberkappel, Wallbach	Nein	(1)
17	OGE	KW Westfalen (Hamm)	1.250	§ 38 Gas- NZV	Bocholtz, Elten, Eynatten/Raeren, Medelsheim, Oberkappel, Wallbach	Nein	(1)
18	OGE	KW Staudinger (Groß- krotzenburg)	1.670	§ 38 Gas- NZV	Medelsheim, Oberkappel, Wallbach, Speicher Bierwang, Speicher Breitbrunn	Nein	(1)
19	OGE	KW Scholven (Gelsen- kirchen)	1.670	§ 39 Gas- NZV	Eynatten/Raeren, Bocholtz, Elten, Medelsheim, Oberkappel	Nein	(17)
20	OGE	KW Datteln	1.700	§ 38 Gas- NZV	wird im Rahmen der Modellierung ermittelt	Ja	(1)
21	OGE	KW Eschborn	80	§ 38 Gas- NZV	wird im Rahmen der Modellierung ermittelt	Ja	(1)
22	OGE	Heizkraftwerk Gelsenkirchen	110	§ 38 Gas- NZV	wird im Rahmen der Modellierung ermittelt	Ja	(1)
23	OGE	KW Pleinting (Vilshofen)	1.150	§ 38 Gas- NZV	wird im Rahmen der Modellierung ermittelt	Ja	(1)
24	OGE	KW Hamm	1.100	§ 39 Gas- NZV	wird im Rahmen der Modellierung ermittelt	Ja	(17)

Eingangsgrößen für die Modellierung

Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan
Gas und Wasserstoff 2027

Nr.	FNB	Projektname/ Standort	Gasanschluss- kapazität [MWh/h]	Status	Zuordnungspunkt*	Neue An- frage im SR 2027	Geltendes Krite- rium (Stand 13. März 2026)
25	OGE	KW Franken (Nürnberg)	1.670	§ 39 Gas- NZV	wird im Rahmen der Modellierung ermittelt	Ja	(17)
26	OGE	KW Pleinting (Vilshofen)	520	§ 38 Gas- NZV	wird im Rahmen der Modellierung ermittelt	Ja	(1)
27	ONTRAS	GuD Kraftwerk Rostock	1.100	§ 39 Gas- NZV	LNG Rostock, UGS Peckensen	Nein	(16)
28	ONTRAS	GuD Kraftwerk Schkopau	1.565	§ 39 Gas- NZV	UGS Peckensen, VGS Storage Hub	Nein	(16)
29	ONTRAS	GuD Schwarze Pumpe	1.665	§ 39 Gas- NZV	Deutschneudorf- EUGAL	Nein	(16)
30	ONTRAS	Innovatives Hybrid- Kraftwerk Boxberg	1.665	§ 39 Gas- NZV	Deutschneudorf- EUGAL	Nein	(16)
31	ONTRAS	Innovatives Hybrid- Kraftwerk Jänsch- walde	1.665	§ 39 Gas- NZV	Deutschneudorf- EUGAL	Nein	(16)
32	ONTRAS	Innovatives Hybrid- Kraftwerk Lippendorf	1.665	§ 38 Gas- NZV	VGS Storage Hub	Nein	(1)
33	ONTRAS	Altlandsberg	400	§ 38 Gas- NZV	wird im Rahmen der Modellierung ermittelt	Ja	(1)
34	terrane	Gasturbine Heilbronn	1.200	§ 39 Gas- NZV	Eynatten, Sp. Rehden, Bunde, Jemgum I, Jemgum III, Nüttermoor	Nein	(16)
35	terrane	GuD-Anlage Aalen	316	§ 39 Gas- NZV	Überackern 2, Überackern, Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn	Nein	(16)
36	terrane	GuD-Anlage Altbach - HKW2	1.060	§ 39 Gas- NZV	Eynatten, Sp. Rehden, Bunde, Jemgum I, Jemgum III, Nüttermoor	Nein	(16)
37	terrane	GuD-Anlage Altbach - HKW3	860	§ 39 Gas- NZV	Eynatten, Sp. Rehden, Bunde, Jemgum I, Jemgum III, Nüttermoor	Nein	(16)
38	terrane	GuD-Anlage Mann- heim	1.600	§ 39 Gas- NZV	Eynatten, Sp. Rehden, Bunde, Jemgum I, Jemgum III, Nüttermoor	Nein	(16)
39	Thyssengas	RWE Neurath	1.600	§ 39 Gas- NZV	Zevenaer H	Nein	(16)

Nr.	FNB	Projektname/ Standort	Gasanschluss- kapazität [MWh/h]	Status	Zuordnungspunkt*	Neue An- frage im SR 2027	Geltendes Krite- rium (Stand 13. März 2026)
40	Thyssengas	RWE Niederaußem	800	§ 39 Gas- NZV	Zevenaar H	Nein	(16)
41	Thyssengas	RWE Voerde	1.600	§ 39 Gas- NZV	Zevenaar H	Nein	(16)
42	Thyssengas	Steag Datteln	2.640	§ 39 Gas- NZV	Epe/Xanten I (UGS-E)	Nein	(16)
43	Thyssengas	Steag Duisburg-Wal- sum	1.925	§ 39 Gas- NZV	Epe/Xanten I (UGS-E)	Nein	(16)
44	Thyssengas	Steag Herne Block 4	1.420	§ 39 Gas- NZV	Epe/Xanten I (UGS-E)	Nein	(16)
45	Thyssengas	Rechenzentrum Frechen	177	§ 38 Gas- NZV	wird im Rahmen der Modellierung ermittelt	Ja	(1)
46	Thyssengas	HKW Hürth Am alten Klärwerk	50	§ 38 Gas- NZV	wird im Rahmen der Modellierung ermittelt	Ja	(1)
Summe			52.133				
- im NEP 2025 enthalten			40.416				
- neue Anfragen			11.717				

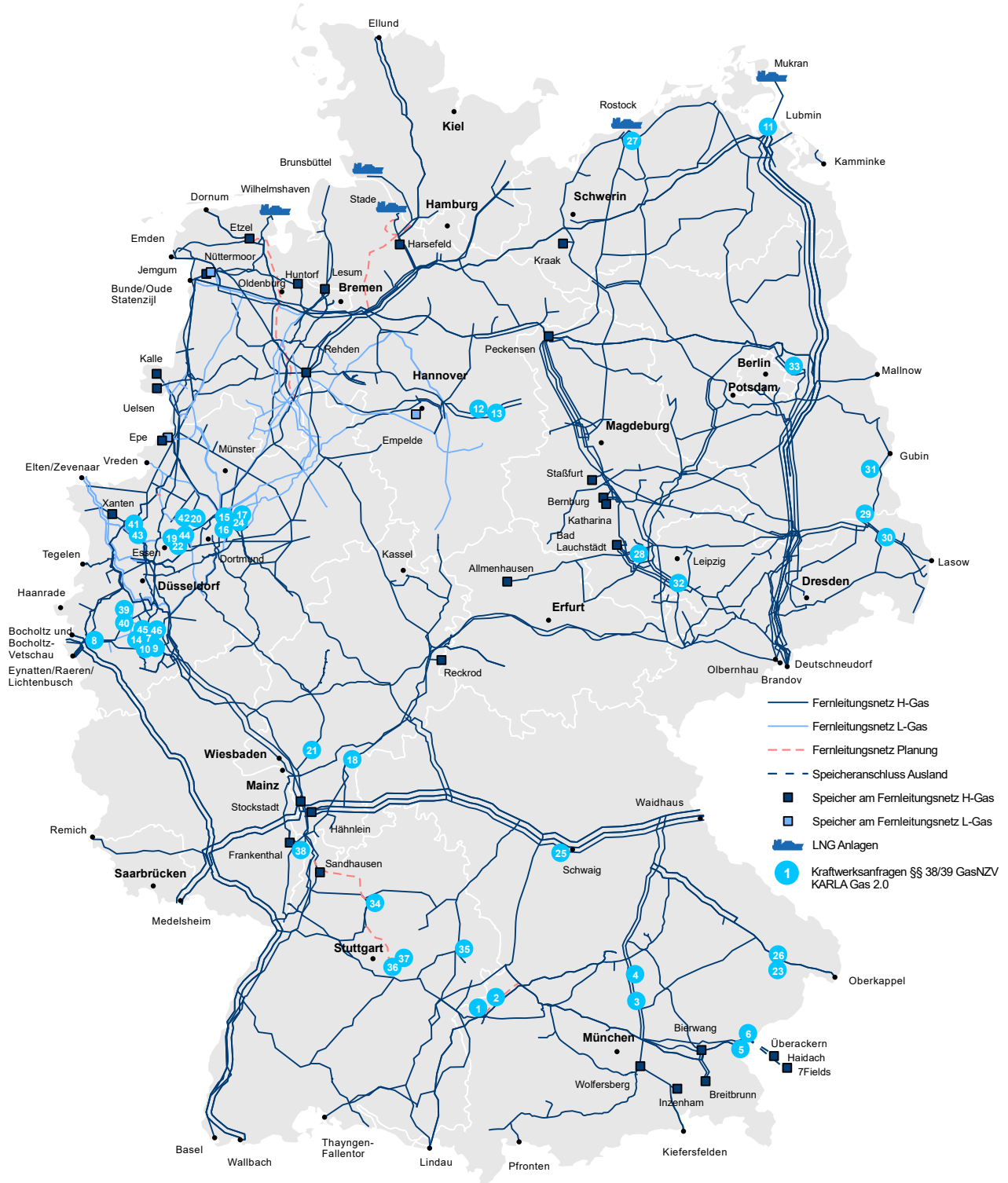
* Ausschlaggebend für die Modellierung sind die genannten Zuordnungspunkte. Eine Zuordnung der Grenzübergangspunkte zu den buchbaren Punkten (VIP) ist im Zyklus „2027 - SR“ in der NEP-Gas-Datenbank dargestellt.

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Die Gesamthöhe der Kraftwerksanfragen nach §§ 38, 39 GasNZV und KARLA Gas 2.0 hat sich mit einer Summe von rund 52 GWh/h gegenüber den Kraftwerksanfragen aus dem Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 (Summe rund 46 GWh/h) nochmals erhöht. Insgesamt sind gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2025 neue Kraftwerksanfragen, die entsprechend den Kriterien berücksichtigt werden, mit einer Gesamtleistung von rund 11,7 GWh/h eingegangen.

Die folgende Abbildung zeigt schematisch die Standorte der im Szenariorahmen 2027 berücksichtigten Gaskraftwerksneubauplanungen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber. Die Zuordnung erfolgt über die laufende Nummer aus der vorherigen Tabelle 41.

Abbildung 33: Neue Gaskraftwerke gemäß §§ 38, 39 GasNZV und KARLA Gas 2.0 zum Stichtag
13. März 2026



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff, schematische Darstellung

Entsprechend den zuvor beschriebenen Kriterien finden folgende Kraftwerksanfragen nach §§ 38, 39 GasNZV und KARLA Gas 2.0 keine Berücksichtigung im Szenariorahmen 2027.

Tabelle 42: Nicht berücksichtigte neue Gaskraftwerke gemäß §§ 38, 39 GasNZV und KARLA Gas 2.0 zum Stichtag 13. März 2026

Nr.	FNB	Projektname/ Standort	Gasanschluss- kapazität [MWh/h]	Status	Zuordnungspunkt	Neue An- frage im SR 2027	Geltendes Kriterium (Stand 13. März 2026)
1	bayernets	Kraftwerk Mainburg 2	2.240	KARLA Gas 2.0	---	Ja	Doppelmeldung
2	bayernets	Kraftwerk Mainburg 3	3.360	KARLA Gas 2.0	---	Ja	Doppelmeldung
3	GASCADE	BHKW Profen Village	33	§ 38 Gas- NZV	---	Nein	Keine Kapazitätsre- servierung erfolgt
4	GASCADE	Rechenzentrum Frechen	71	§ 38 Gas- NZV	---	Nein	Keine § 39-Anfrage gestellt
5	OGE	Heizwerk Shamrock (Herne)	191	§ 38 Gas- NZV	---	Nein	Kapazitätsreservie- rung beendet
6	OGE	Heizkraftwerk Hürth (HKW01)	50	§ 38 Gas- NZV	---	Nein	Keine § 39-Anfrage gestellt
7	OGE	Heizkraftwerk Hürth (HKW02)	39	§ 38 Gas- NZV	---	Nein	Keine § 39-Anfrage gestellt
8	OGE	KW Friedrichsdorf	135	§ 38 Gas- NZV	---	Nein	Kapazitätsreservie- rung beendet
9	OGE	KW Irsching (Vohburg)	1.150	§ 38 Gas- NZV	---	Nein	Keine Kapazitätsre- servierung erfolgt
10	OGE	KW Franken (Nürnberg)	1.150	§ 38 Gas- NZV	---	Nein	Keine § 39-Anfrage gestellt
11	OGE	KW Heyden (Petershagen)	1.670	§ 38 Gas- NZV	---	Ja	Keine Kapazitätsre- servierung erfolgt
12	OGE	KW Heyden (Petershagen)	1.670	§ 38 Gas- NZV	---	Ja	Keine Kapazitätsre- servierung erfolgt
13	OGE	KW Pleinting (Vilshofen)	1.670	§ 38 Gas- NZV	---	Ja	Anschlusspetent zu- rückgetreten
14	OGE	KW Pleinting (Vilshofen)	1.150	§ 38 Gas- NZV	---	Ja	Keine Kapazitätsre- servierung erfolgt
15	OGE	KW Wilhelmshaven	1.800	§ 38 Gas- NZV	---	Ja	Anschlusspetent zu- rückgetreten
16	terranets	GuD Marbach	1.650	§ 38 Gas- NZV	---	Nein	Anschlusspetent zu- rückgetreten
17	Thyssengas	Voerde Schleusenstraße	808	§ 39 Gas- NZV	---	Nein	Anschlusspetent zu- rückgetreten
18	Thyssengas	HKW Hürth Efferener Straße	39	§ 38 Gas- NZV	---	Nein	Keine § 39-Anfrage gestellt

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

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

Die Fernleitungsnetzbetreiber setzen seit dem Netzentwicklungsplan Gas 2013 in Abstimmung mit der BNetzA für die Versorgung von neuen Kraftwerken in der Modellierung das effiziente Kraftwerksprodukt fDZK an, um einen zusätzlichen Ausbau des Methantransportnetzes zu vermeiden.

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

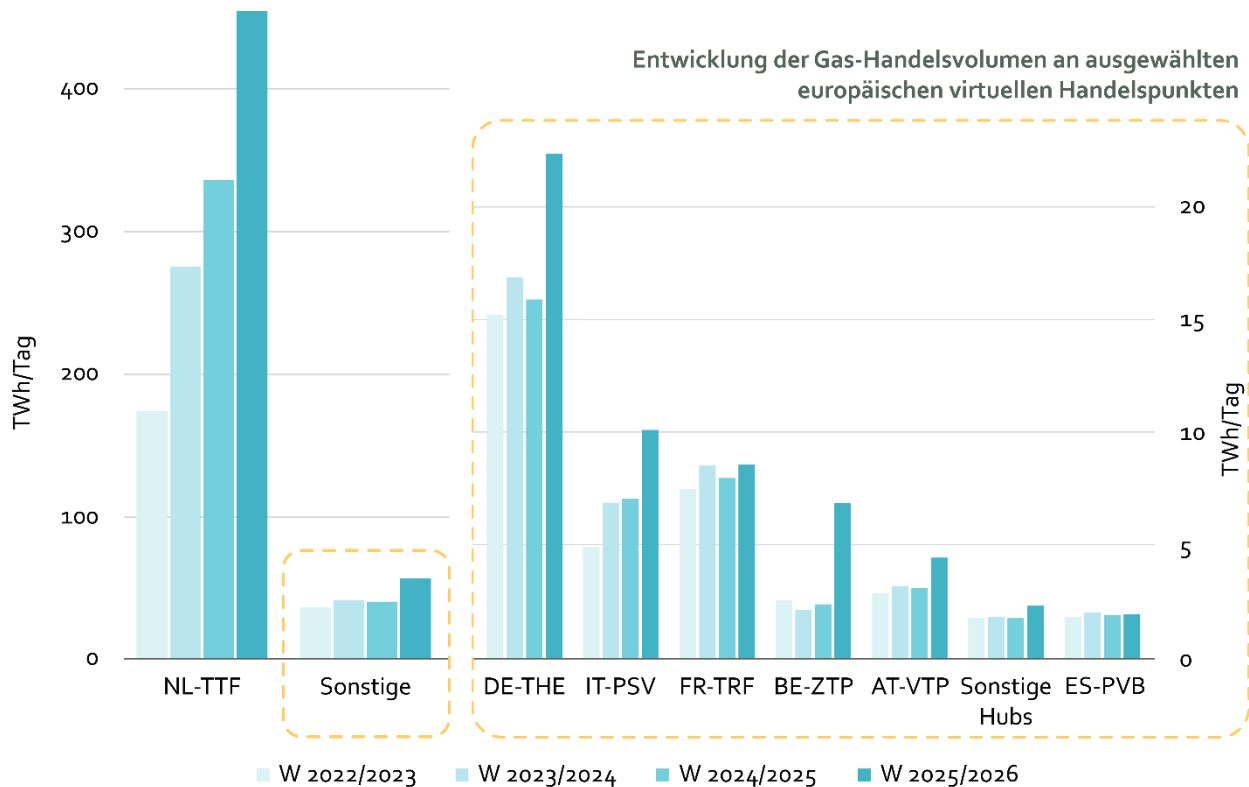
Üblicherweise setzen sich die Fernleitungsnetzbetreiber und die Kraftwerksbetreiber im Zuge der Ermittlung der Zuordnungspunkte in Verbindung und stimmen sich hierzu in der Regel einvernehmlich ab.

Liquidität von virtuellen Handelspunkten

Der im März 2023 erschienene Bericht "Market Correction Mechanism Effects Assessment Report" von der Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), hat die Liquidität der virtuellen Handelspunkte in den deutschen Nachbarländern wie folgt klassifiziert:

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

In den letzten Jahren hat die Liquidität beziehungsweise das Handelsvolumen an den europäischen Handelspunkten zugenommen, insbesondere für den Winter 2025/2026 und nochmals seit dem 1. Quartal 2026. Der stärkste Zuwachs der Handelsaktivitäten entfällt auf die Niederlande, beschränkt sich jedoch nicht auf diesen. Auch für die Handelspunkte in Deutschland, Italien, Frankreich, Belgien, Österreich und weiteren Ländern sind deutlich gesteigerte Handelsaktivitäten zu verzeichnen. Einen Überblick über die Entwicklung zeigt Abbildung 34 aus dem aktuellen ACER-Bericht „Key developments in European gas wholesale markets“ vom April 2026.

Abbildung 34: Entwicklung der Gas-Handelsvolumen an ausgewählten europäischen virtuellen Handelspunkten

Quelle: ACER 2026

Die Energy Traders Europe [Energy Traders Europe 2025] fokussieren die jährliche „Gas Hub Scorecard“ seit 2021 auf Emerging Gas Hubs, da die meisten zentral- und westeuropäischen Gasmärkte bereits als reif eingestuft werden. Die Liquidität ist bei der Einstufung eine zentrale Größe. Als einziger direkt an Deutschland angrenzender Markt wird Polen betrachtet. Hier wird für die letzten Jahre eine stagnierende Entwicklung festgestellt.

Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber ist damit die Liquidität von Zuordnungspunkten in Ländern mit „Broad Liquidity“ oder „High Liquidity“ aus dem ACER-Bericht weiterhin gegeben.

Liquidität von LNG-Anlagen

Alle in Deutschland gelegenen Ein- und Ausspeisepunkte sind dem bundesweiten deutschen Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) zugeordnet. Die Kooperationsvereinbarung Gas definiert als Einspeisepunkt einen Punkt innerhalb des Marktgebietes, an dem Gas durch einen Transportkunden von Grenzübergangspunkten, inländischen Quellen und Produktionsanlagen, LNG-Anlagen, Biogasanlagen oder aus Speichern an einen Netzbetreiber in dessen Netz übergeben werden kann. LNG-Einspeisungen werden somit den Einspeisungen aus anderen Gasquellen gleichgesetzt und dienen der sicheren Versorgung des Marktgebietes mit Methan. Die Annahme, dass LNG-Einspeisepunkte eine gewisse Liquidität vorhalten, ist mit deren Benennung in der Kooperationsvereinbarung Gas gegeben. In Europa und in anderen Teilen der Welt ist LNG Teil einer verlässlichen und sicheren Energieversorgung. Es existiert ein globaler Markt mit unterschiedlichen Produktions- und Importländern, der nach dem Wegfall der russischen Gaslieferungen als weiterer wichtiger liquider Baustein in der Methanversorgung für Deutschland von den Fernleitungsnetzbetreibern angesehen wird. Darüber hinaus verfügen LNG-Anlagen über eine Zwischenspeicherfunktion, welche die Verfügbarkeit der Gaseinspeiseleistung sicherstellt.

Liquidität von Speichern

Speicher leisten einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit und Systemstabilität, da sie technisch in der Lage sind, bei Höchstlast oder im Fall eines physischen Engpasses im Netz schnell und lokal größere Gasmengen zur Verfügung zu stellen. Sie sind Teil des Versorgungsportfolios vieler Handelsunternehmen. Diese Unternehmen haben daher die Möglichkeit mit großer Flexibilität auf Speichermengen zuzugreifen. Die Zuordnung von Speichern als Einspeisung für die Versorgung von Kraftwerken mit fDZK bietet den Vorteil für die Kunden, dass die Quelle des Gases, welches sie für das Kraftwerk in den Speicher einspeisen, frei gewählt werden kann und damit alle Handelspunkte in Frage kommen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden nach Möglichkeit für ein Kraftwerk mehrere Speicher als Zuordnungspunkte wählen, wodurch die Verfügbarkeit von Methan deutlich erhöht wird.

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

Auswahl von Zuordnungspunkten für neue Kraftwerke

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

- Netzstruktur und Nähe zum Kraftwerk: Optimierung des Transportweges vom Zuordnungspunkt zum Kraftwerk (kein zusätzlicher Netzausbau erforderlich).
- Hybridpunkte: Möglichkeit zur Nutzung von Gegenstromkapazitäten zur optimierten Nutzung des Transportsystems. Hohe Verfügbarkeit von Gas im Bedarfsfall.
- Kapazitätsbuchungen: Möglichkeit zur Buchung von Kapazitäten im Anforderungsfall.
- Diversifizierung: Von den Fernleitungsnetzbetreibern wird insgesamt eine Diversifizierung der Zuordnungspunkte angestrebt. Eine Verteilung auf unterschiedliche Punktarten (Grenzübergangspunkte, LNG, Speicher) und verschiedene netzdienliche Bezugsrichtungen (Vergleich vorherige Abschnitte) stellt den operativen Betrieb sicher. Eine Zuordnung von mehreren Punkten zu einem einzelnen Kraftwerk erhöht, wo es möglich ist, die Verfügbarkeit von Methan deutlich.

Anhand dieser Kriterien werden die Fernleitungsnetzbetreiber für die neuen Anfragen des Szenariorahmens 2027 Zuordnungspunkte festlegen sowie für die Kraftwerke, die bereits im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 einen Zuordnungspunkt hatten, diese auf Aktualität überprüfen.

Speicher

Entsprechend der beschriebenen Kriterien finden folgende Speichieranfragen nach §§ 38, 39 GasNZV und KARLA Gas 2.0 Berücksichtigung im Szenariorahmen 2027. Alle Anfragen beziehen sich auf das H-Gas-Gebiet.

Tabelle 43: Berücksichtigte neue Speicher gemäß §§ 38, 39 GasNZV und KARLA Gas 2.0 zum Stichtag 13. März 2026

Nr.	FNB	Projektname/ Standort	Gasanschluss- kapazität (Entry) [MWh/h]	Status	Neue An- frage im SR 2027	Geltendes Kriterium (Stand 13. März 2026)
1	bayernets	Speicher Haidach	7.400	§ 38 GasNZV	Ja	(1)
2	GASCADE	Speicher Jemgum I	8.013	KARLA Gas 2.0	Ja	(5)

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Zum aktuellen Zeitpunkt liegen den Fernleitungsnetzbetreibern zwei Speichieranfragen vor, welche im Szenariorahmen 2027 entsprechend den dargestellten Kriterien zu berücksichtigen sind.

LNG-Anlagen

In diesem Kapitel wird die aktuelle Situation der geplanten LNG-Anlagen mit Anbindung an das Fernleitungsnetz in Deutschland beschrieben. Anschließend wird dargestellt, welche LNG-Anlagen anhand der zuvor beschriebenen Kriterien im Szenariorahmen 2027 berücksichtigt werden.

Aktuelle Situation der LNG-Anlagen in Deutschland

Die Errichtung von LNG-Anlagen in Deutschland, die dazugehörige Anbindung an das Fernleitungsnetz und die entsprechende Bereitstellung von Kapazitäten waren bereits Gegenstand der zuletzt veröffentlichten Netzentwicklungspläne Gas.

Für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027 liegen den Fernleitungsnetzbetreibern folgende Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38, 39 GasNZV und KARLA Gas 2.0 für die geplanten LNG-Anlagen in Wilhelmshaven, Brunsbüttel, Stade, Mukran und Rostock vor.

Wilhelmshaven

Im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 wurden in den Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus B und C die LNG-Einspeisepunkte in verschiedene Cluster aufgeteilt und die Einspeisekapazitäten jeweils bedarfsgerecht limitiert. Für das Cluster Wilhelmshaven wurden die Einspeisekapazitäten auf 26 GWh/h begrenzt und hierfür der erforderliche Netzausbau ermittelt. Gemäß dem aktuell wirksamen Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 ist zur Darstellung der erforderlichen Transportkapazitäten ein Netzausbau von Etzel über Wardenburg nach Drohne erforderlich, der von OGE mit einer vorzeitigen Inbetriebnahme zum 31. Dezember 2026 umgesetzt wird.

In Wilhelmshaven befindet sich seit Januar 2023 eine LNG-Floating Storage and Regasification Unit (FSRU) im Regelbetrieb. Die FSRU ist an das Transportnetz der OGE angeschlossen.

Die für diese FSRU gemäß § 38 GasNZV angefragte Kapazität in Höhe von 10,6 GWh/h konnte nicht dauerhaft fest zur Verfügung gestellt werden. Daher hat der Projektträger seinen Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV anhand aktualisierter Erkenntnisse zum tatsächlich benötigten Bedarf gegenüber der ursprünglichen Anfrage reduziert und in Höhe von 6,7 GWh/h geltend gemacht. Die Planungspauschale für die Einspeisekapazität in Höhe von 6,7 GWh/h wurde gezahlt.

Ein zusätzliches festes landbasiertes LNG-Terminal ist Stand Juni 2026 für eine Inbetriebnahme im Jahr 2030 geplant. Im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2025 wurde der Termin der Inbetriebnahme auf ein späteres Jahr verschoben. Der Vorhabensträger für dieses feste Landterminal hat dafür 26 GWh/h an Einspeisekapazität gemäß § 38 GasNZV angefragt und aufgrund der Nichtverfügbarkeit dieser Kapazität seinen Ausbauanspruch gemäß § 39 GasNZV in voller Höhe geltend gemacht. Mit der

Limitierung der Einspeisekapazitäten im Cluster Wilhelmshaven im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 auf insgesamt 26 GWh/h werden die geltend gemachten Netzausbauansprüche nicht in voller Höhe bereitgestellt. Dementsprechend müssen die Transportkapazitäten zwischen den Vorhabensträgern aufgeteilt werden. Die Planungspauschale für die Einspeisekapazität in Höhe von 19,3 GWh/h wurde gezahlt.

Beide Netzausbaubehörden erfüllen die Kriterien für eine Aufnahme in den Entwurf des Szenariorahmens 2027.

Im Mai 2025 wurde in Wilhelmshaven neben den beiden zuvor beschriebenen Terminals eine zweite FSRU in Betrieb genommen. Diese an das Transportnetz der OGE angeschlossene FSRU soll befristet bis zur für das Jahr 2028 geplanten Inbetriebnahme des oben genannten festen, landbasierten LNG-Terminals am Standort Wilhelmshaven betrieben werden.

Im Jahr 2025 ist bei OGE eine weitere Reservierungsanfrage nach § 38 GasNZV für ein LNG-Terminal in Wilhelmshaven eingegangen. Die begehrten Kapazitäten konnten nicht bestätigt werden, daher hat der Projektträger seinen Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV in Höhe von rund 12,8 GWh/h geltend gemacht. Auch dieses Netzausbaubehörden erfüllt die Kriterien für die Aufnahme in den Entwurf des Szenariorahmens 2027. Allerdings ist diese Anfrage in Abhängigkeit von der tatsächlichen Umsetzung des erwähnten festen, landseitigen Terminals zu betrachten. Die angefragten Kapazitäten sind daher nicht zusätzlich zu berücksichtigen.

Brunsbüttel

Für den Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 lag in Summe ein Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV in Höhe von 29,3 GWh/h für land- und seeseitige Einspeisungen vor. 15,5 GWh/h der Leistung bezogen sich auf die seeseitige Einspeisung mittels FSRU am Standort Brunsbüttel. Aktuell liegen am Standort Brunsbüttel Anfragen nach § 39 GasNZV in Höhe von 13,8 GWh/h sowie nach KARLA Gas 2.0 in Höhe von 4,13 GWh/h für die landseitige Einspeisung vor. Die Anfrage nach KARLA Gas 2.0 ist zum Stand Juni 2026 negativ beschieden worden. Da die Realisierung abhängig von den Ergebnissen des Netzentwicklungsplans 2027 ist, wird die angefragte Kapazität zum jetzigen Zeitpunkt in der Bestimmung des ausreichenden Maßes an FZK nicht berücksichtigt.

Die zum Abtransport der regasifizierten LNG-Mengen notwendige Leitung zwischen Brunsbüttel und Hetlingen wurde im Januar 2024 fertig gestellt und im März 2024 durch GUD in Betrieb genommen. Die Einspeisung der FSRU in Brunsbüttel endet mit der Inbetriebnahme des landseitigen LNG-Terminals am Standort Brunsbüttel.

Stade

Für den Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 lag in Summe ein Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV in Höhe von 21,7 GWh/h für landseitige und 10,15 GWh/h für seeseitige Einspeisungen mittels FSRU nach § 38 GasNZV am Standort Stade vor. Aktuell liegen am Standort Stade Anfragen nach § 39 GasNZV in Höhe von 21,7 GWh/h für die landseitige Einspeisung vor.

Die zum Abtransport der regasifizierten LNG-Mengen notwendige Leitung der landseitigen LNG-Anlage in Stade wird Ende 2026 fertig gestellt sein. Vor Fertigstellung dieser Leitung konnte im März 2024 durch den Neubau einer kurzen Leitungsverbindung zwischen dem FSRU-Standort in Stade und dem Bestandsnetz der GUD eine erste Verbindung hergestellt werden, um Mengen aus der FSRU in das Netz von GUD einzuspeisen. Die Einspeisung der FSRU in Stade endet mit der Inbetriebnahme des landseitigen LNG-Terminals am Standort Stade.

Mukran (BEG)

Die Offshore-Anschlussleitung zwischen dem Infrastrukturknoten Lubmin und dem Einspeiseterminal BEG in Mukran wurde im Januar 2024 fertig gestellt. Die Gaseinspeisung über ein FSRU erfolgt seit Anfang März 2024. Im Jahr 2024 wurde das FSRU des BEG_port an den BEG verlegt.

Mit der Verlegung erfolgten für den Standort BEG ursprünglich Kapazitätsreservierungen nach § 38 GasNZV in Höhe von 16,0 GWh/h. Diese Kapazitätsreservierung wurden im Dezember 2024 zum 01. Januar 2025 gekündigt und bestehen dementsprechend zum heutigen Tage nicht mehr.

Rostock

Für das LNG-Terminal im Rostocker Hafen liegt ein Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV in Höhe von 1,5 GWh/h mit seeseitiger Einspeisung vor. Die in diesem Zusammenhang stehenden Netzausbaumaßnahmen befinden sich in Realisierung.

Berücksichtigung von LNG-Anlagen im Entwurf des Szenariorahmens 2027

Nach Anwendung der zuvor beschriebenen Kriterien und unter Berücksichtigung der zuvor dargestellten aktuellen Situation liegen folgende Anfragen für LNG-Anlagen nach §§ 38, 39 GasNZV und KARLA Gas 2.0 bei den Fernleitungsnetzbetreibern zum Stichtag 13. März 2026 vor.

Tabelle 44: Berücksichtigte LNG-Anlagen gemäß §§ 38, 39 GasNZV und KARLA Gas 2.0 zum Stichtag 13. März 2026

Nr.	FNB	Projektname/ Standort	Gasanschluss- kapazität [MWh/h]	Status	Geltendes Kriterium (Stand 13. März 2026)
1	OGE	Wilhelmshaven	26.000	§ 39 GasNZV	<ul style="list-style-type: none"> Planungspauschale für 19,3 GWh/h gezahlt Anschlusspetent nicht zurückgetreten Anteilige Zuteilung der Clusterkapazität (Tabelle 45)
	OGE	Wilhelmshaven	6.700	§ 39 GasNZV	<ul style="list-style-type: none"> Realisierungsfahrplan abgeschlossen Planungspauschale gezahlt Anschlusspetent nicht zurückgetreten Anteilige Zuteilung der Clusterkapazität (Tabelle 45)
	OGE	Wilhelmshaven	12.783	§ 39 GasNZV	<ul style="list-style-type: none"> Anschlusspetent nicht zurückgetreten Anfrage abhängig von Umsetzung der 26 GW, daher keine zusätzliche Berücksichtigung der Kapazität
2	GUD	Brunsbüttel	8.700	§ 39 GasNZV	<ul style="list-style-type: none"> Realisierungsfahrplan abgeschlossen Planungspauschale gezahlt Anschlusspetent nicht zurückgetreten
	GUD	Brunsbüttel	1.975	§ 39 GasNZV	<ul style="list-style-type: none"> Realisierungsfahrplan abgeschlossen Planungspauschale gezahlt Anschlusspetent nicht zurückgetreten
	GUD	Brunsbüttel	3.125	§ 39 GasNZV	<ul style="list-style-type: none"> Realisierungsfahrplan abgeschlossen Planungspauschale gezahlt Anschlusspetent nicht zurückgetreten
	GUD	Brunsbüttel	4.130	KARLA Gas 2.0	<ul style="list-style-type: none"> KARLA Gas 2.0 noch nicht beschieden
3	GUD	Stade	9.300	§ 39 GasNZV	<ul style="list-style-type: none"> Realisierungsfahrplan abgeschlossen Planungspauschale gezahlt Anschlusspetent nicht zurückgetreten

Nr.	FNB	Projektname/ Standort	Gasanschluss- kapazität [MWh/h]	Status	Geltendes Kriterium (Stand 13. März 2026)
	GUD	Stade	6.950	§ 39 GasNZV	<ul style="list-style-type: none"> Realisierungsfahrplan abgeschlossen Planungspauschale gezahlt Anschlusspetent nicht zurückgetreten
	GUD	Stade	5.450	§ 39 GasNZV	<ul style="list-style-type: none"> Realisierungsfahrplan abgeschlossen Planungspauschale gezahlt Anschlusspetent nicht zurückgetreten
4	ONTRAS	Rostock	1.500	§ 39 GasNZV	<ul style="list-style-type: none"> Realisierungsfahrplan abgeschlossen Planungspauschale gezahlt Anschlusspetent nicht zurückgetreten

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Bereits in den letzten Netzentwicklungsplänen hatten die Fernleitungsnetzbetreiber die angefragten Leistungen von LNG-Anlagen, die auf ein Netzgebiet wirken, zusammengelegt und somit Cluster gebildet. Sehr hohe angefragte Leistungen in einem Cluster hätten große Netzausbauten innerhalb des jeweiligen Netzgebietes und darüber hinaus zur Folge gehabt. Daher haben die Fernleitungsnetzbetreiber eine Begrenzung der LNG-Anlagenleistung innerhalb der Cluster im Sinne eines effizienten Netzausbaus und einer schnellstmöglichen Realisierung vorgenommen und den hierfür erforderlichen Netzausbau bestimmt.

Auch im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027 begrenzen die Fernleitungsnetzbetreiber die Leistung im Cluster Wilhelmshaven auf das bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 bestimmte Niveau, um zusätzlichen Netzausbau, der wegen der langen Umsetzungszeiten auch nicht zeitnah zur Verfügung stehen würde, auszuschließen. In den Clustern Unterelbe und Ostsee werden die entsprechend den Kriterien zu berücksichtigenden LNG-Anfragen vollständig angesetzt.

Bestehende FSRU werden in der Regel durch die in der Tabelle 44 dargestellten Anfragen ersetzt. Einzige Ausnahme ist der Standort Mukran, an dem die Bestandsanlage mit einer Leistung von 16 GWh/h auch zukünftig als Teil des Clusters Ostsee in der Modellierung berücksichtigt wird. Die folgende Tabelle 45 zeigt die im Entwurf des Szenariorahmens 2027 berücksichtigte LNG-Kapazität in den jeweiligen Clustern.

Tabelle 45: Berücksichtigte LNG-Anlagen gemäß §§ 38, 39 GasNZV und KARLA Gas 2.0 sowie Bestandsanlagen für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2027

Nr.	FNB	Cluster	Projektname/Standort	Gasanschlusskapazität [MWh/h]
1	OGE	Wilhelmshaven	Wilhelmshaven	26.000
2	GUD	Unterelbe	Brunsbüttel, Stade	39.630
3	GASCADE, ONTRAS	Ostsee	Mukran, Rostock	17.500
Summe alle Cluster				83.130

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Produktionsanlagen

Entsprechend der beschriebenen Kriterien finden folgende Anfragen für Produktionsanlagen nach §§ 38, 39 GasNZV und KARLA Gas 2.0 Berücksichtigung im Entwurf des Szenariorahmens 2027.

Tabelle 46: Berücksichtigte neue Produktionsanlagen gemäß §§ 38, 39 GasNZV und KARLA Gas 2.0 zum Stichtag 13. März 2026

Nr.	FNB	Projektname/ Standort	Gasanschluss- kapazität [MWh/h]	Status	Neue An- frage im SR 2027	Geltendes Kriterium (Stand 13. März 2026)
1	OGE	Produktion Engerhafe	650	§ 39 GasNZV	Ja	(17)

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Zum aktuellen Zeitpunkt liegt den Fernleitungsnetzbetreibern eine Anfrage für eine Produktionsanlage vor, welche auch im Szenariorahmen 2027 entsprechend den dargestellten Kriterien zu berücksichtigen ist.

Industrie

Den Fernleitungsnetzbetreibern liegen zum Stichtag 13. März 2026 keine Anfragen gemäß KARLA Gas 2.0 für den Sektor Industrie vor.

3.2.6 Kapazitätsreservierungen für Wasserstoff

Potenzielle Wasserstoffkunden können seit dem 19. März 2026 Kapazitäten im Wasserstoff-Kernnetz reservieren. Am 13. Mai 2026 veröffentlichten die Wasserstoff-Kernnetz-Betreiber, dass bis dahin insgesamt 32 Anfragen zur Kapazitätsreservierung gestellt wurden, die positiv mit der Vorlage eines Reservierungsangebots beantwortet wurden. Dabei wurden in den Clustern Ein- und Ausspeisekapazitäten in Höhe von bis zu circa 2,9 GWh/h und für den Clusterübergangstransport (CÜT) Kapazitäten in Höhe von bis zu circa 0,6 GWh/h angefragt. Der früheste geplante Nutzungsbeginn ist 2027. Die Nachfrage nach Transportkapazitäten im Wasserstoff-Kernnetz übertrifft damit bereits zum Start der Reservierungsphase die Erwartungen der Netzbetreiber.

Da sich die Vermarktung von Wasserstoffkapazitäten mit weiteren Anfragen nach dem 13. Mai 2026 als sehr dynamisch gestaltet, werden bis zum 31. Juli 2026 abgeschlossene Reservierungsverträge mit der Härtegradeinstufung "gesicherter Wasserstoffbedarf" berücksichtigt. Ebenfalls werden von den Fernleitungsnetzbetreibern beziehungsweise Wasserstofftransportnetzbetreibern aufgrund von Kapazitätsengpässen bis zum 31. Juli 2026 abgelehnte Reservierungsanfragen berücksichtigt. Grundsätzlich sind dabei Wechselwirkungen zwischen Meldungen der Wasserstoffgroßkundenabfrage und Kapazitätsreservierungen im Wasserstoff-Kernnetz zu beachten. Daher wird die Härtegradeinstufung der Projektmeldungen durch die Fernleitungs- und Wasserstofftransportnetzbetreiber auf Basis von Kapazitätsreservierungen für Wasserstoff bis zum 31. Juli 2026 weiter aktualisiert. Der überarbeitete Datenstand wird im Anschluss der BNetzA zur Verfügung gestellt und die Fernleitungsnetzbetreiber/Wasserstofftransportnetzbetreiber schlagen vor, diese in der Szenariorahmengen Genehmigung durch die BNetzA zu berücksichtigen.

3.3 Kraftwerks- und Elektrolyseurliste

Um dem gesetzlichen und regulatorischen Anspruch einer integrierten Netzentwicklungsplanung im Strom-, Gas- und Wasserstoffsektor gerecht zu werden, ist eine systemübergreifende Abstimmung von Planungsprämissen für das Strom-, Methan- und Wasserstoffnetz unerlässlich. Ein zentrales Element bilden dabei die mit Methan beziehungsweise zukünftig mit Wasserstoff betriebenen Kraftwerke zur Stromerzeugung sowie mit Strom betriebene, in ein Wasserstoffnetz einspeisende Power-to-Gas-Anlagen (Elektrolyseure), die das Stromnetz mit dem Methan- beziehungsweise Wasserstoffnetz systemtechnisch verbinden.

Um sicherzustellen, dass vergleichbare Planungsprämissen bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans Strom und des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff zugrunde gelegt werden, haben

Übertragungsnetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber erstmals gemeinsam eine konsolidierte Kraftwerks- und Elektrolyseurliste im Rahmen des Szenariorahmens 2027 erarbeitet. Die Methodik zur Erstellung beider Listen folgt dabei im Wesentlichen der Vorgehensweise, welche die BNetzA bereits im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 angewandt hatte, um die verbindlichen Standortlisten für Elektrolyseure und Kraftwerke zu erarbeiten. Anhand definierter Kriterien wurde dabei festgelegt, ob und mit welcher elektrischen Leistung ein Elektrolyseur beziehungsweise eine Kraftwerksanlage in einem spezifischen Szenario angesetzt wird und ob die Kraftwerksanlage mit Methan oder Wasserstoff betrieben wird.

In den Prozess zur Erstellung der beiden Listen durch die Netzbetreiber fließen nun zusätzlich die im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 gesammelten Erfahrungen ein sowie zusätzliche Informationen, die als Teil der im März 2026 durchgeführten Marktabfrage Wasserstoff 2026 erhoben beziehungsweise aus den erhobenen Daten ermittelt wurden.

3.3.1 Kraftwerksliste

3.3.1.1 Vorgehen bei der Erstellung der Basisliste

Ausgangsbasis der Kraftwerksliste ist eine Liste über bestehende und geplante Stromerzeugungseinheiten (SEE), in der Daten aus dem Marktstammdatenregister der BNetzA (MaStR) und zusätzliche Informationen der Übertragungsnetzbetreiber zusammengeführt wurden.

In einem zweiten Schritt wurden Projektanfragen für Kraftwerksneubauprojekte mit dem Energieträger Methan ergänzt. Diese sind den Netzbetreibern aus Anfragen entsprechend der Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung – KraftNAV), Anfragen zur Reservierung und dem Ausbau von (thermischen) Anschlusskapazitäten im Methanetz entsprechend §§ 38, 39 GasNZV und auf Basis von KARLA Gas 2.0 (im Folgenden zusammenfassend als „Projektanfragen“ bezeichnet) bekannt. Anfragen bezüglich thermischer Anschlusskapazitäten (§§ 38, 39 GasNZV, KARLA Gas 2.0) wurden entsprechend der in Kapitel 3.2.5 dargestellten Kriterien berücksichtigt.

In einem dritten Schritt erfolgte die Integration der relevanten Ergebnisse der Marktabfrage Wasserstoff 2026 und LFP 2.0 vom März 2026 (Wasserstoffprojektmeldungen):

- Soweit möglich, wurden Wasserstoffprojektmeldungen bestehenden/geplanten Stromerzeugungseinheiten (SEE) beziehungsweise Projektanfragen zugeordnet (Umstellprojekte von Methan auf Wasserstoff).
- Wasserstoffprojektmeldungen, die keiner SEE beziehungsweise Projektanfrage zugeordnet werden konnten, wurden als reine Wasserstoff-Neubauprojekte in die Liste aufgenommen (Wasserstoffneubauprojekte).

Das Ergebnis des Vorgehens ist eine konsolidierte Kraftwerksliste. Diese enthält einzelne Stromerzeugungseinheiten, neue Projektanfragen (KraftNAV, GasNZV, KARLA Gas 2.0) im Methan sowie geplante Neubauprojekte im Wasserstoff (Wasserstoffneubauprojekte). Zusätzlich wird abgebildet, ob und wann für eine bestehende oder geplante Anlage im Methan eine Umstellung auf Wasserstoff gemeldet worden ist. In der Netzmodellierung für die Jahre 2040 und 2045, werden Anlagen mit einer Stromerzeugungsleistung größer 10 MW_{el} berücksichtigt.

3.3.1.2 Vorgehen zur Regionalisierung

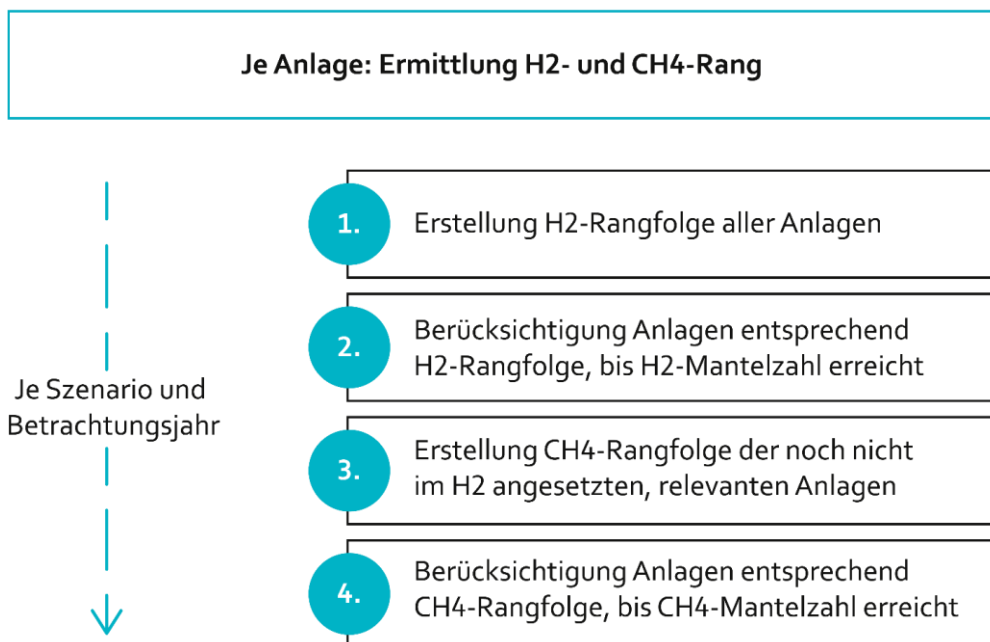
Für die Szenarien 1, 2 und 3 werden für die Betrachtungsjahre 2040 und 2045 elektrische Zielleistungen für den Sektor Kraftwerke jeweils für den Betrieb mit Methan und Wasserstoff definiert (Mantelzahlen), die für Gesamtdeutschland gelten. Auf Basis dieser Mantelzahlen werden in der Kraftwerksliste die konkret

anzusetzenden Kraftwerksanlagen und die dabei zu berücksichtigende elektrische Leistung je Szenario, Energieträger und Betrachtungsjahr bestimmt (Regionalisierung).

Für diese Regionalisierung haben die Übertragungsnetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber eine Methodik erarbeitet, die basierend auf Kriterien eine Rangfolge der Anlagen hinsichtlich der Wahrscheinlichkeit des Betriebes mit Wasserstoff und der Wahrscheinlichkeit des Betriebs mit Methan erstellt. Dies soll insbesondere eine Bewertung der Anlagen im direkten Vergleich untereinander ermöglichen. Für eine Anlage, die im Rang vor anderen Anlagen liegt, wird dabei grundsätzlich eine höhere Wahrscheinlichkeit für den Betrieb mit Wasserstoff (Wasserstoffrang) beziehungsweise für den Betrieb mit Methan (Methanrang) unterstellt.

Im ersten Schritt der Regionalisierung wurden zur Abbildung der Wasserstoffmantelzahl eines Szenarios und Betrachtungsjahres Anlagen entsprechend der Wasserstoffrangfolge so lange berücksichtigt, bis die elektrische Leistung der berücksichtigten Anlagen der vorgegebenen Mantelzahl entsprach. Für die Regionalisierung der mit Methan betriebenen Kraftwerke wurden danach alle relevanten Anlagen, die nicht bereits bei der Wasserstoff-Regionalisierung angesetzt waren, entsprechend der Methanrangfolge berücksichtigt, bis die elektrische Leistung der berücksichtigten Anlagen der vorgegebenen Methanmantelzahl entsprach. Diese Methodik ist in Abbildung 35 dargestellt.

Abbildung 35: Methodik der Regionalisierung im Kraftwerksbereich



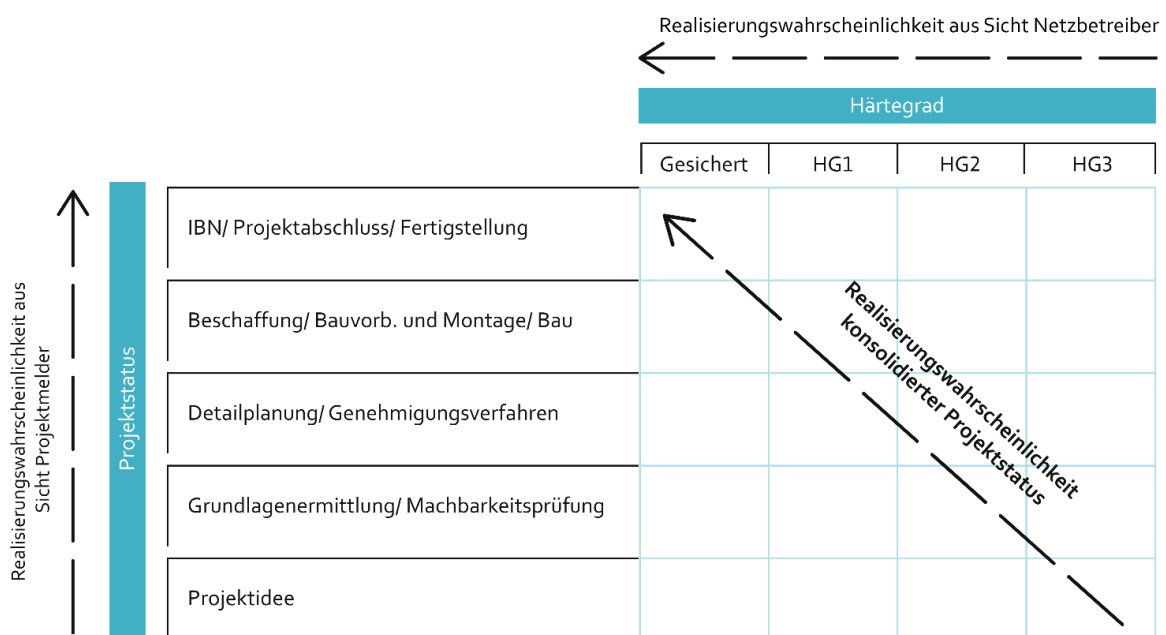
Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Die Bildung des Wasserstofffrangs wurde anhand folgender Kriterien durchgeführt:

- Konsolidierter Projektstatus der Wasserstoffprojektmeldungen: Im Rahmen der Wasserstoffprojektmeldung wurde vom Projektmelder ein Projektstatus angegeben, der als Indikator für die Wahrscheinlichkeit der Projektrealisierung aus Sicht des Projektmelders herangezogen werden kann. Alle Projektmeldungen wurden zusätzlich von den Fernleitungsnetzbetreibern, den Wasserstofftransportnetzbetreibern und den Verteilernetzbetreibern auf Basis der in Kapitel 3.2.1 dargestellten Kriterien einem spezifischen Härtegrad zugewiesen, der aus Netzbetreibersicht die Umsetzungswahrscheinlichkeit eines Projektes bewertet. Diese beiden Kriterien wurden in einer Matrix kombiniert, um aus beiden Merkmalen einen konsolidierten Projektstatus zu ermitteln, der die Umsetzungswahrscheinlichkeit sowohl aus Sicht des Projektmeldenden als auch aus Sicht des Netzbetreibers in einem Wert kombiniert (Vergleich Abbildung 36). Dieser konsolidierte Projektstatus wurde für alle Wasserstoffkraftwerksprojektmeldungen (Neubau und Umstellung) gebildet.

Die Projektmeldungen wurden anschließend entsprechend des konsolidierten Projektstatus in die Rangfolge eingruppiert, beginnend bei Projekten mit der höchsten konsolidierten Umsetzungswahrscheinlichkeit. Projekte mit identischem konsolidierten Projektstatus wurden zusätzlich nach dem gemeldeten Zeitpunkt der Inbetriebnahme beziehungsweise Umstellung priorisiert, wobei für frühere Zeitpunkte eine höhere Realisierungswahrscheinlichkeit unterstellt wurde. Diese zusätzliche Differenzierung war für die Szenarien 1 und 3 erforderlich, um die vorgegebene Mantelzahl nicht zu überschreiten.

Abbildung 36: Methodik zur Konsolidierung von Projektstatus



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

- Projektanfragen (Anfragen entsprechend KraftNAV, § 38, § 39 GasNZV, KARLA Gas 2.0): Anschließend wurden Projektanfragen berücksichtigt, die nicht bereits als Wasserstoffumstellungsprojekt im ersten Kriterium enthalten waren. Diese Projektanfragen wurden in der Wasserstoffrangfolge nach Wasserstoffprojektmeldungen eingefügt. Innerhalb des Kriteriums selbst wurden Projektanfragen priorisiert, für welche sowohl auf Strom- (KraftNAV) als auch auf Methanseite (GasNZV, KARLA Gas 2.0) eine Projektanfrage vorlag.

Die Berücksichtigung der Projektanfragen erfolgt in dieser Form unmittelbar nach Berücksichtigung der Wasserstoffprojektmeldungen, da mit den Anfragen zum Teil erhebliche Reservierungskosten verbunden sind und bei einem mit der Anfrage zusammenhängenden Anlagenneubau die Errichtung einer „H₂-ready“-Anlage unterstellt werden kann. Aus Sicht der Netzbetreiber ist deshalb eine hohe Wahrscheinlichkeit der Realisierung des Kraftwerksneubaus und eine – im Vergleich zu weiteren im Methan betriebenen Anlagen – höhere Wahrscheinlichkeit für eine Umstellung auf einen Wasserstoffbetrieb gegeben.

- Fernwärmebereitstellung und Anlagenalter: Zum Schluss wurden Anlagen in der Folgenden Reihenfolge zur Erreichung der Wasserstoffmantelzahl in der Wasserstoffrangfolge berücksichtigt:
 - Anlagen mit Fernwärmebereitstellung, beginnend bei Anlagen mit dem geringsten Alter,
 - Anlagen ohne Fernwärmebereitstellung, beginnend bei Anlagen mit dem geringsten Alter.

Dem Kriterium liegt zugrunde, dass für Gaskraftwerke mit Fernwärmebereitstellung aufgrund rechtlich/regulatorischer Regelungen eine höhere Wahrscheinlichkeit hinsichtlich eines längeren Weiterbetriebs unabhängig vom Energieträger angenommen werden kann. Neuere Anlagen werden dabei allgemein priorisiert, da für diese geringere Kosten für eine Umstellung auf den Betrieb mit Wasserstoff unterstellt werden.

Die Bildung des Methanrangs wurde analog zum Vorgehen im Wasserstoffrang anhand der Kriterien „Projektanfrage“ und „Fernwärmebereitstellung und Anlagenalter“ in der beschriebenen Rangfolge und Priorisierung vorgenommen.

Hinsichtlich des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2027 ist das Ergebnis dieses zwischen den Übertragungsnetzbetreibern, Fernleitungsnetzbetreibern und Wasserstofftransportnetzbetreibern abgestimmten Vorgehens eine detaillierte Liste, welche die berücksichtigten Anlagen und Leistungen jeweils in den Szenarien 1, 2 und 3 in den Betrachtungsjahren 2040 und 2045 im Wasserstoff und Methan enthält. Das Ergebnis der Regionalisierung von Szenario 2 für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027 entspricht der Regionalisierung der Szenarien A, B und C für den Netzentwicklungsplan Strom. Weitere Erläuterungen finden sich hierzu im Szenariorahmen Strom.

Die Kraftwerkliste wurde am 30. Juni 2026 zusammen mit dem Entwurf des Szenariorahmens 2027 an die BNetzA zur Genehmigung übergeben.

3.3.2 Elektrolyseurliste

3.3.2.1 Datenbasis Elektrolyseurliste

Ausgangsbasis der Elektrolyseurliste sind die Projektmeldungen für PtG-Anlagen durch die Projektentwickler und Betreiber im Rahmen der deutschlandweiten Abfrage von Infrastrukturbedarfen für das Strom- und Wasserstoffnetz 2026. Eine detaillierte Beschreibung dieser Datenbasis ist Kapitel 0 zu entnehmen. Anzumerken ist, dass die Entwicklung von Elektrolysekapazitäten derzeit durch eine verhaltene Dynamik geprägt ist. Zudem bildet die Marktabfrage Wasserstoff 2026 entsprechend dem Planungshorizont der Projektmelder primär die Entwicklung der Elektrolysekapazitäten bis in die mittleren 2030er Jahre ab (Vergleich Tabelle 38).

3.3.2.2 Plausibilisierung Elektrolyseurliste

Die PtG-Meldungen wurden von den Übertragungsnetzbetreibern sowie den Fernleitungsnetzbetreibern und Wasserstofftransportnetzbetreibern gemeinschaftlich geprüft. Meldungen, die sich auch nach Rücksprache mit Projektmeldenden nicht plausibel ergänzen ließen, sowie Meldungen unter 10 MW_{el} wurden dabei nicht in den Qualitätssicherungszyklus überführt. Zudem wurde für die Elektrolyseurliste eine Differenzierung nach Ausbaustufen vorgenommen, um den jeweiligen Projektstatus und ggf. getroffene

Finanzierungsentscheidungen über einzelne Projektstufen klar ausweisen zu können. Insgesamt wurden so 236 Elektrolysevorhaben mit einer elektrischen Gesamtleistung von knapp 53 GW_e und einer Wasserstoffeinspeiseleistung von etwas über 36 GWh/h identifiziert. Bei 86 Vorhaben erfolgt ein Teilverbrauch des Wasserstoffs vor Ort. 11,7 GWh/h der Wasserstoffherzeugung gehen auf gemeldete Offshore-Projekte zurück.

Zur Priorisierung der Elektrolyseprojekte wird der Projektstatus herangezogen, den die Vorhabenträger mit Stichtag 13. März 2026 im Rahmen der Marktabfrage Wasserstoff 2026 gemeldet haben. Darüber hinaus ist die Liste um einen jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber- und Fernleitungsnetzbetreiber/Wasserstofftransportnetzbetreiber-Status ergänzt. In diesem ist vermerkt, ob über den Umfang der Leistung der jeweiligen Ausbaustufe in der Zwischenzeit bereits Netzanschlusszusagen erteilt oder sonstige Verträge mit finanzieller Komponente mit dem Ziel des Netzanschlusses abgeschlossen wurden. Im Status der Fernleitungsnetzbetreiber/Wasserstofftransportnetzbetreiber ist zudem zusätzlich erfasst, ob seit dem Reservierungsstart für das Kernnetz am 19. März 2026 für die entsprechenden Projekte bereits Kapazitätsreservierungsverträge unterzeichnet wurden. Da sowohl mit Kapazitätsreservierungsverträgen als auch mit Netzanschlussverträgen zum Teil erhebliche Kosten verbunden sind, ist bei diesem Status aus Sicht der Netzbetreiber von einer hohen Realisierungswahrscheinlichkeit der PtG-Projekte auszugehen.

Bei Offshore-Elektrolyse wird wie im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 vorgegangen: diese sind Teil der Elektrolyseurliste und werden als „Offshore-Elektrolyse“ gekennzeichnet, da sie nur für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff relevant sind, denn sie benötigen keinen Stromnetzanschluss. In den von den Übertragungsnetzbetreibern, Fernleitungsnetzbetreibern und den Wasserstofftransportnetzbetreibern gemeinsam angesetzten Meldungen findet das Offshore-Projekt AquaVentus SEN-1 Berücksichtigung, da die rechtliche Planungsgrundlage schon heute vollständig gegeben ist. Weitere Offshore-Elektrolyse-Meldungen in der Nordsee, welche die Zonen 4 und 5 der AWZ betreffen, sind ebenfalls Teil der Elektrolyseurliste und können im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff szenarien- beziehungsweise lastfallabhängig angesetzt werden¹.

3.3.2.3 Regionalisierung Elektrolyseurliste

Bei der Verortung von Elektrolyseuren wird grundsätzlich ein mehrstufiges Vorgehen angewendet. In einem ersten Schritt wird zur Lokalisation auf die Geokoordinaten der gemeinsamen Marktabfrage der Übertragungsnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber/Wasserstofftransportnetzbetreiber zurückgegriffen. Zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Fernleitungsnetzbetreibern/Wasserstofftransportnetzbetreibern wurden darüber hinaus gemeinschaftlich jene Projekte abgestimmt, die identisch regional verortet im gemeinsamen Szenario berücksichtigt werden (Vergleich Elektrolyseurliste). Im Entwurf des Szenariorahmens 2027 werden all jene Projekte mindestens mit dem Status „Entwurfsplanung“ berücksichtigt. Darüber hinaus werden in allen Szenarien auch Projekte mit geringerem Projektfortschritt bis zur vollständigen Erreichung der angesetzten Elektrolyseleistung mit einbezogen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber orientieren sich bei der Projektpriorisierung, die über die Berücksichtigung im gemeinsamen Szenario hinausgeht, an den durch die Wasserstofftransportnetzbetreiber zugeordneten Härtegraden (Vergleich Kapitel 3.2.1). Diese orientieren sich an der Härtegraddefinition. Entsprechend wurde der Härtegrad „gesichert“ immer dann angenommen, wenn Kapazitätsreservierungsverträge unterzeichnet wurden. Alle Projekte, die einen anderweitigen (Vor-)Vertrag mit finanzieller Komponente aufweisen, wurden dem Härtegrad 1 zugeordnet. Projekte, die im

¹ Hier ist mit der angekündigten Novellierung des WindSeeG im Laufe des Jahres 2026 eine verbesserte rechtliche Grundlage für die integrierte Offshore-Strom- und Wasserstoffherzeugung zu erwarten, insbesondere für kombinierte Anschlusskonzepte aus Seekabel und Wasserstoffpipeline. Dies ist vor allem für küstenferne Flächen in den Zonen 4 und 5 relevant, die im aktuellen FEP 2025 bislang im Wesentlichen stromseitig geplant sind; parallel läuft die Änderung/Fortschreibung des FEP, die ebenfalls dieses Jahr veröffentlicht werden soll.

gemeinschaftlichen Szenario berücksichtigt werden und damit mindestens den Projektstatus „Entwurfsplanung“ aufweisen, wurde der Härtegrad 2 zugewiesen. Alle übrigen Projekte erhalten den Härtegrad 3.

Die Elektrolyseurliste wurde am 30. Juni 2026 zusammen mit dem Entwurf des Szenariorahmens 2027 an die BNetzA zur Genehmigung übergeben.

3.4 L-Gas-Entwicklung und Inländische Produktion

L-Gas-Entwicklung

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. L-Gas weist im Gegensatz zu H-Gas einen geringeren Methangehalt und damit auch einen niedrigeren Brennwert auf. Die beiden unterschiedlichen Gruppen der Methanbeschaffenheit müssen aus technischen und eichrechtlichen Gründen in getrennten Systemen transportiert werden. Für Netzbereiche, die zukünftig mit Gas einer geänderten Methanbeschaffenheit versorgt werden sollen, muss unter anderem eine Anpassung der Verbrauchsgeräte erfolgen.

Die Methanföderung im niederländischen Groningen-Feld wurde in den vergangenen Jahren sukzessive reduziert [MCPGG 2024] und 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 daher 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. von 5,3 Mio. Gasverbrauchsgeräten umgestellt. Die Umstellung von L-Gas auf H-Gas wird planerisch im GWJ 2028/2029 erfolgreich abgeschlossen. Der aktuelle Planungsstand der L-H-Gas-Umstellung wurde durch die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen des Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 veröffentlicht.

Die Versorgung mit L-Gas spielt in den Szenarien des Entwurfs des Szenariorahmens 2027 für die Modellierungsjahre 2035, 2040 und 2045 keine direkte Rolle mehr. Dennoch werden die Fernleitungsnetzbetreiber die L-H-Gas-Umstellungsplanung bis 2029 im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027 betrachten.

Inländische Produktion

Die Prognose der regionalen Erdgasförderung in Deutschland bis zum Jahr 2045 beruht auf der aktuellen Vorausschau des BVEG (April 2026) für die beiden wichtigsten Förderregionen Elbe-Weser (ohne Altmark) und Weser-Ems (ohne Ostfriesland), sowie Deutschland gesamt. Diese Prognose enthält – abweichend von der bisher vom BVEG angewendeten Praxis – weitere Entwicklungsprojekte sowie den Betrieb von Großenkneten bis einschließlich 2031 beziehungsweise 2045, die bisher in einer separaten „Development“-Prognose ausgewiesen wurden. In Anlehnung an das Vorgehen der letzten Netzentwicklungspläne haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber dazu entschlossen, die Prognose des BVEG ohne den Weiterbetrieb von Großenkneten ab 2032 bis 2045 zu verwenden.

Die folgende Tabelle zeigt die Werte der BVEG-Prognose 2026 mit weiteren Entwicklungsprojekten sowie dem Betrieb von Großenkneten bis einschließlich 2031 [BVEG 2026].

Tabelle 47: Vorausschau der Erdgasförderung für die Jahre 2026-2045 (BVEG-Prognose)

Jahr	Gebiet Elbe-Weser (ohne Altmark)		Gebiet Weser-Ems (ohne Ostfriesland)			Deutschland insgesamt*	
	Produktion L-Gas	Kapazität (8.000 h)	Produktion L-Gas (volle Blendingkapa- zität Großen- kneten bis 2031)	Kapazität (8.000 h)	Produktion L- und H-Gas	Produktion	Kapazität
	Mio. m ³	1.000 m ³ /h	Mio. m ³	1.000 m ³ /h	Mio. m ³	Mio. m ³	1.000 m ³ /h
2026	1.695	210	947	260	2.058	3.765	471
2027	1.584	197	942	270	2.132	3.724	468
2028	1.827	227	822	250	1.958	3.780	477
2029	1.920	237	732	234	1.832	3.797	480
2030	1.913	236	677	217	1.698	3.688	465
2031	1.877	231	614	201	1.568	3.486	439
2032	1.867	229	490	75	594	2.483	309
2033	1.627	200	438	68	536	2.178	273
2034	1.534	188	393	67	481	2.036	254
2035	1.349	166	337	52	418	1.820	226
2036	1.200	147	302	46	371	1.628	201
2037	920	113	275	42	339	1.307	163
2038	825	101	256	39	313	1.210	150
2039	750	92	238	36	290	1.122	139
2040	673	84	217	33	266	1.011	126
2041	587	72	198	31	244	894	111
2042	529	65	157	26	200	842	105
2043	485	60	147	23	185	812	100
2044	448	55	130	21	166	731	90
2045	417	52	114	18	147	663	82

* Deutschland insgesamt beinhaltet die beiden Hauptfördergebiete Elbe-Weser (ohne Altmark) und Weser-Ems (ohne Ostfriesland) sowie die Produktion und Kapazität weiterer kleiner Gebiete.

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff auf Basis [BVEG 2026]

Außerhalb der beiden wichtigsten Förderregionen Elbe-Weser (ohne Altmark) und Weser-Ems (ohne Ostfriesland) ist das Erdgasaufkommen in Deutschland gering. Zu den weiteren Förderregionen zählen die Gebiete Oder/Neiße-Elbe, Nördlich der Elbe, Elbe-Weser, Weser-Ems, Westlich der Ems, Thüringer Becken, Oberrheintal und Alpenvorland. Die zukünftige gesamte Gasproduktion dieser Gebiete ergibt sich aus der deutschen Gesamtförderung abzüglich der Produktion der Gebiete Elbe-Weser und Weser-Ems.

Mit Beendigung der L-H-Gas-Umstellung im Jahr 2029 erfolgt die Ableitung der deutschen Produktionsmengen ausschließlich durch Beimischung im H-Gas. L-Gas darf dem H-Gas nur in sehr beschränktem Umfang zugemischt werden, da ansonsten die zugesicherten Eigenschaften von H-Gas nicht mehr garantiert werden können. Es erscheint zum gegenwärtigen Zeitpunkt denkbar, dass diese vom BVEG

prognostizierten Entwicklungen insbesondere bei der Beimischung ins H-Gas zu Herausforderungen bei der Ableitung der Produktion führen können.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im Austausch mit den betreffenden Produzenten mögliche Optionen diskutiert und Maßnahmen identifiziert, um wesentliche Teile der verbleibenden Produktionsmengen auch über das Jahr 2029 hinaus in das deutschlandweite H-Gas Fernleitungsnetz beimischen zu können. Es verbleiben insbesondere aufgrund von saisonalen Schwankungen Unsicherheiten bei der vollständigen und dauerhaften Ableitung, da im Sommer bei geringer Systemlast die Ableitung der Produktionsmengen ggfs. nicht in vollständiger Höhe gewährleistet werden kann.

3.5 Ausreichendes Maß an FZK

3.5.1 Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs – ausreichendes Maß an FZK

Regulatorische Grundlagen

Gemäß Beschluss der BNetzA „BK7-23-043 – Festlegung zur Anerkennung von Instrumenten zur Kapazitätserhöhung ANIKA“ ermitteln die Fernleitungsnetzbetreiber die frei zuordenbaren Ein- und Ausspeisekapazitäten (FZK) für das Marktgebiet Trading Hub Europe (THE).

Kapazitätserhöhende Maßnahmen (wie Lastflusszusagen oder marktbasierende Instrumente – 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.

Unter dem ausreichenden Maß ist der „jeweils benötigte Umfang an verfügbarer Kapazität an Ein- und Ausspeisepunkten zu verstehen“ (Vergleich BK7-23-043, Rz. 35). Dieser 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.

Der Kapazitätsbedarf findet, sofern er durch die BNetzA bestätigt wird, Eingang in die Netzmodellierung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff und bildet damit die Grundlage für gegebenenfalls notwendige Netzausbaumaßnahmen.

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

Folgende Kriterien werden für die Bestimmung des zukünftigen ausreichenden Maßes an FZK für H-Gas angewendet:

- Die Erwartung der Entwicklung des Verhältnisses von Methanangebot und -nachfrage ergibt sich aus den Szenarien in Kapitel 4.1.2 und der Auswertung des Buchungsverhaltens an den Ein- und Ausspeisepunkten.
- Mit der Jahresauktion am 07. Juli 2025 startete der Incremental Capacity-Zyklus 2025-2027, mit dem der langfristig verbindlich benötigte Kapazitätsbedarf der Netznutzer im Anwendungsbereich der VO (EU) 2017/459 NC-CAM abgefragt wurde. Für diesen Incremental Capacity-Zyklus wurden keine unverbindlichen Marktnachfragen gestellt. Die Abfrage hat daher keinen Einfluss auf das ausreichende Maß an FZK.

- Die Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen und über bestehende oder prognostizierte Engpässe im Netz werden durch die Modellierung des Fernleitungsnetzes im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff auf Basis der H-Gas-Leistungsbilanz generiert. Falls die Engpässe dauerhaft sind und nicht durch Netzausbaumaßnahmen oder durch Kapazitätsprodukte nach KASPAR, Lastflusszusage (LFZ) oder MBI gelöst werden, können sie das langfristige FZK-Angebot negativ beeinflussen.
- Ergebnisse der Kapazitätsvergabeverfahren nach NC CAM und KARLA Gas 2.0 werden in der Ermittlung des ausreichenden Maßes berücksichtigt.
- Erkenntnisse aus der Verweigerung des Netzzugangs nach § 25 Satz 1 und 2 EnWG prüfen die Fernleitungsnetzbetreiber turnusgemäß im Rahmen der Netzentwicklungsplanung.
- Die Möglichkeiten zur Kapazitätserhöhung durch Zusammenarbeit mit angrenzenden Fernleitungs- oder Verteilernetzbetreibern werden turnusgemäß geprüft.
- Die Erkenntnisse aus dem TYNDP 2025 für die notwendigen Kapazitäten an Grenzübergangspunkten werden im langfristigen Kapazitätsbedarf und in der H-Gas-Leistungsbilanz berücksichtigt.
- Vorliegende sowie abgelehnte Kapazitätsreservierungen nach Tenorziffer 8 KARLA Gas 2.0 beziehungsweise § 38 GasNZV und entsprechende Kapazitätsausbauansprüche nach § 39 GasNZV sind im Kapitel 3.2.5 dargestellt.

Mit Blick auf den langfristigen Kapazitätsbedarf und die Erreichung des ausreichenden Maßes an fester, frei zuordenbarer Kapazität erwartet die BNetzA von den Fernleitungsnetzbetreibern, dass diese bei der Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027 zunächst wirtschaftlich zumutbare kapazitätserhöhende Maßnahmen prüfen, um das Angebot von FZK bis zur Erreichung des ausreichenden Maßes zu erhöhen.

Aufgrund des gesetzlich festgelegten Dekarbonisierungsziels (Vergleich § 3 KSG) und den damit einhergehenden niedrigeren Restnutzungsdauern von Sachanlagevermögenswerten im Gastransport ist jeglicher Neubau im Methanetz kritisch zu prüfen.

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 (zum Beispiel 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 2027 unterstellte Verbrauchsrückgang ab Anfang der 2030er Jahre 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, das heißt in einem mindestens zweijährigen Prozess. Hierdurch ist es möglich, auf Änderungen im Marktumfeld zu reagieren.

Die Fernleitungsnetzbetreiber behalten sich vor, zukünftig den Zeitraum der Auswertung von Ergebnissen der Kapazitätsvergabeverfahren auszudehnen, um eine breitere statistische Basis zu haben. Es werden nur Zeiträume ab dem Gaswirtschaftsjahr 2024/2025 herangezogen, da die früheren Zeiträume ein abweichendes Marktverhalten als Folge des Ukraine-Krieges zeigen und nicht repräsentativ für das zukünftige Marktverhalten sind.

3.5.2 Methodik zur Bestimmung des ausreichenden Maßes

Nachfolgend wird die Methodik zur Bestimmung des ausreichenden Maßes an FZK beschrieben. Diese entspricht dem im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 vorgestellten Vorgehen.

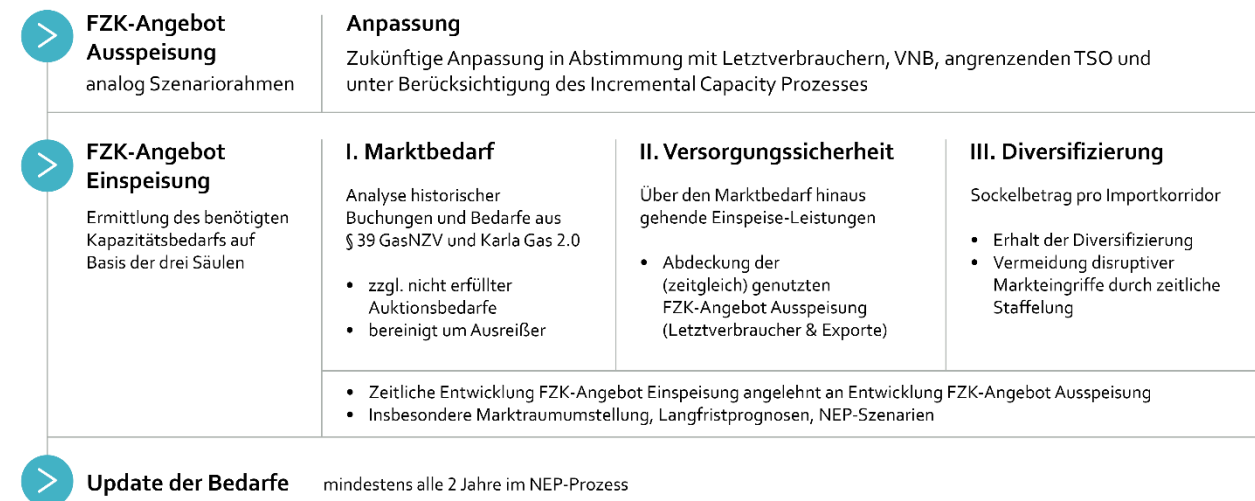
Für den vorliegenden Entwurf des Szenariorahmens 2027 wurde der Zeitraum für Auswertungen im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 erweitert, um eine breitere statistische Basis zu verwenden. Berücksichtigt wurden Buchungen und Auktionsergebnisse zwischen dem 01. Oktober 2024 und dem 31. Mai 2026.

Die Ermittlung des ausreichenden Maßes an FZK erfolgt punktscharf für die Jahre bis 2034, 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 2034 kommen, um auf geänderte Bedarfe im Markt zu reagieren.

Eine punktscharfe Angabe des ausreichenden Maßes an Einspeise-FZK über das Jahr 2034 hinaus halten die Fernleitungsnetzbetreiber für nicht sachgerecht, da die Szenarien des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2027 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 2034 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 37: Methodik zur Ermittlung des ausreichenden Maßes an FZK



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

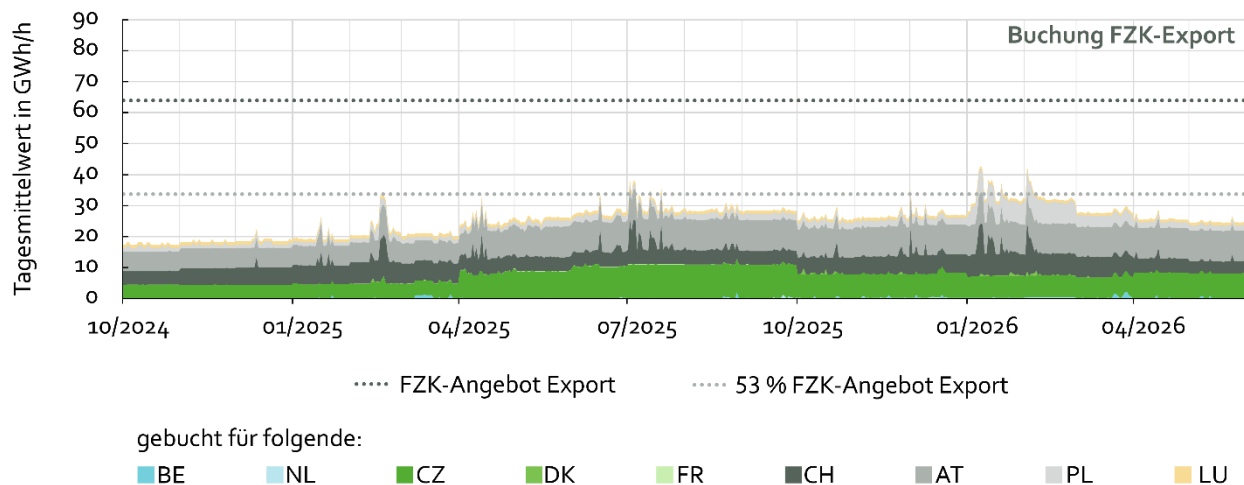
3.5.3 Ausreichendes Maß an Ausspeise-FZK

Das ausreichende Maß an Ausspeise-FZK entspricht grundsätzlich der in diesem Entwurf des Szenariorahmens 2027 zum Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027 gezeigten zeitlichen Entwicklung.

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

Unter Ausschluss von Ausreißern (96,2 %-Quantil, das heißt Ausschluss von 14 Tagen pro Jahr) wurden zeitgleich weniger als 53 % des FZK-Angebots an Exporten gebucht. Der Anteil liegt somit über dem Wert des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025. Ursache hierfür sind erhöhte Buchungswerte bei einem leicht verringerten Angebot an Export-FZK im Gaswirtschaftsjahr 2025/2026. Der höhere Prozentwert wird somit auch auf die danach wieder steigende Entwicklung der Export-FZK angewendet.

Abbildung 38: FZK-Ausspeisekapazität an Grenzübergangspunkten – zeitgleiche Buchungen



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 der Modellierungsvariante 2035 im vorliegenden Entwurf des Szenariorahmens 2027, da die maximale Beschäftigung der einzelnen Grenzübergangspunkte zu unterschiedlichen Zeiten auftritt. Ein Erhalt der Export-FZK ist auch im Sinne der europäischen Marktintegration und Versorgungssicherheit angrenzender Länder sinnvoll. Die punktscharfen Werte sind dem Zyklus „2027 - SR“ in der NEP-Gas-Datenbank (Vergleich Anlage 3) zu entnehmen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber halten es weiterhin für sachgerecht, bei der Ermittlung der benötigten Einspeise-FZK nur den genutzten Anteil der angebotenen Export-FZK zu berücksichtigen. Feste Einspeisekapazität wird nicht in Höhe der maximal buchbaren Ausspeisekapazität benötigt, sondern nur im Umfang der gleichzeitig beschäftigten Ausspeisungen. In den Wintermonaten steht temperaturabhängig zusätzliche feste Einspeisekapazität (bFZK) zur Verfügung, um auch einen erhöhten Exportbedarf zu decken.

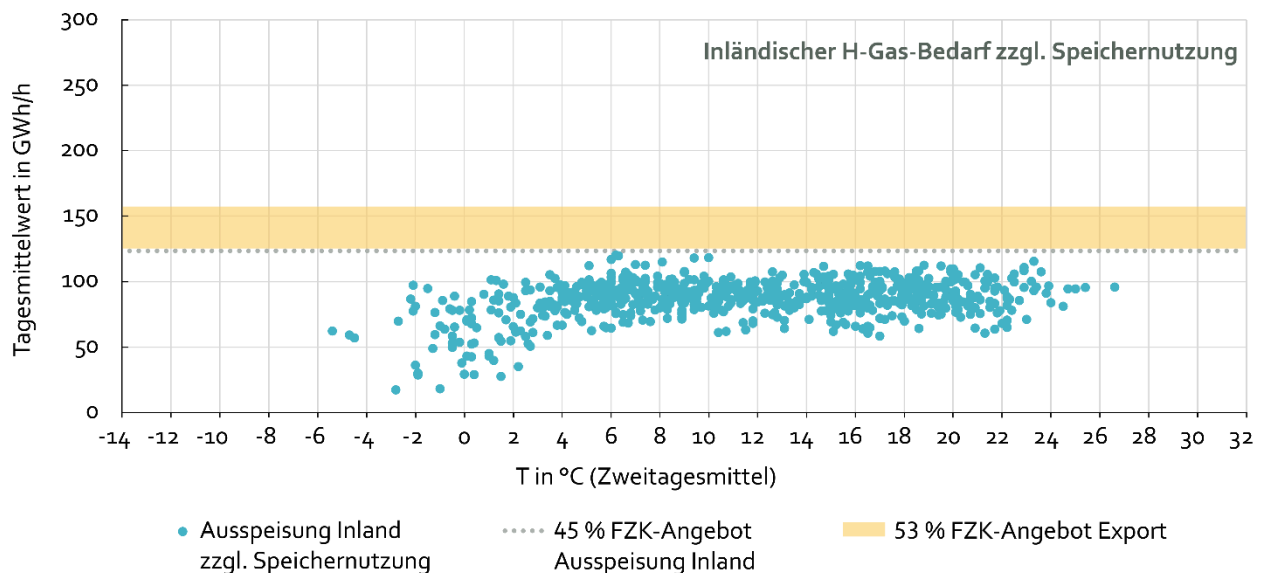
Anpassungen der Export-FZK werden zukünftig auch weiterhin unter Beachtung der Bedarfe von Transportkunden (Incremental Capacity Prozess) und in Abstimmung mit den angrenzenden europäischen Transportnetzbetreibern vorgenommen.

Auf der inländischen Seite ist die benötigte Ausspeisekapazität abhängig vom Bedarf der Letztverbraucher (Industrie und Kraftwerke) und der Verteilernetzbetreiber unter Berücksichtigung der prognostizierten zeitlichen Entwicklung (inklusive Neuanschlüssen an die Fernleitungsnetze). Zusätzlich besteht ein Bedarf zur Befüllung der Speicher. Demgegenüber steht die Einspeiseleistung der Speicher, 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 Verteilernetzbetreiber liegt. Einspeisungen aus den Speichern verringern vor allem bei niedrigen Temperaturen den Anteil des inländischen Verbrauchs, der über Importe gedeckt werden muss. Bei

hohen Temperaturen werden zusätzlich zur Deckung des Verbrauchs Importe zur Befüllung der Speicher benötigt. Die folgende Abbildung zeigt den aggregierten Bedarf für inländische FZK-Ausspeisung unter Berücksichtigung der zeitgleichen Speicherbeschäftigung.

Abbildung 39: Zeitgleicher inländischer H-Gas-Bedarf unter Berücksichtigung der Speichernutzung



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass keine Anpassung des punktscharfen FZK-Angebots für inländische Ausspeisungen und Exporte 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.

3.5.4 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 (Vergleich Abbildung 37) 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: zusätzliche Abdeckung der *zeitgleich genutzten* FZK-Ausspeisung (inländischer Verbrauch und Export)
- III. Diversifizierung: mindestens Darstellung eines Sockelbetrags (prozentualer Anteil an aktueller FZK) pro Virtual Interconnection Point (VIP)/Importroute – Aufrechterhaltung von Importrouten und Steigerung der Flexibilität.

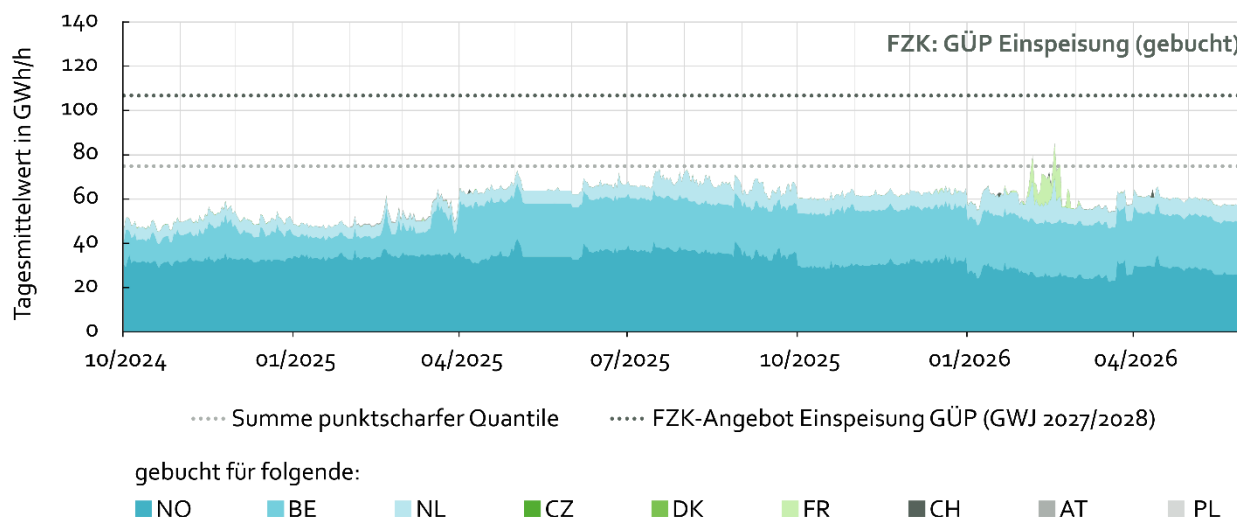
Marktbedarfe an Grenzübergangspunkten werden auf Basis von Buchungen und Auktionsaufschlägen ermittelt. In dieser Ermittlung werden mindestens die Abdeckung historischer Buchungen (punktscharf pro VIP/Importkorridor) inklusive nicht erfüllter Auktionsbedarfe („Day Ahead“/„Within Day“), bereinigt um Extremwerte berücksichtigt. Grenzübergangspunkte, 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. Sowohl die Höhe der benötigten Einspeise-FZK als auch der tatsächliche Bedarf nach Flexibilität zeigen sich im Buchungsverhalten der Transportkunden. Reine Absichtserklärungen, die nicht zu Buchungen führen und kurzfristige Buchungsspitzen (wenige Stunden oder Tage) weisen keinen langfristigen Kapazitätsbedarf nach.

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. Das zukünftige Angebot punktscharfer Einspeise-FZK an Grenzübergangspunkten 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.

Die folgende Abbildung zeigt für den Auswertungszeitraum die aggregierten FZK-Einspeisebuchungen an Grenzübergangspunkten zzgl. nicht erfüllter Auktionsbedarfe.

Abbildung 40: GÜP Einspeisung – Marktbedarf (I.) im Vergleich zum zukünftigen FZK-Angebot



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Importbuchungen an Grenzübergangspunkten erfolgten im Wesentlichen zu Belgien, den Niederlanden und Norwegen. Die restlichen Importkorridore wurden in deutlich geringerem Umfang genutzt und zeigen historisch keine ganzjährige Beschäftigung.

Die oben beschriebene Methodik zur Bestimmung des mindestens benötigten punktscharfen FZK-Bedarfs an Grenzübergangspunkten (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 von Anschlussbegehren nach § 39 GasNZV beziehungsweise KARLA Gas 2.0 Tenorziffer 8 erwartet. Für Einspeisepunkte an LNG-Terminals liegen somit noch keine verlässlichen Buchungsdaten vor. Nach Konsolidierung des LNG-Marktes ist für diese Punkte ein Vorgehen analog zu Grenzübergangspunkten geplant.

Das ausreichende Maß an Einspeise-FZK für LNG wird daher zunächst auf Basis der abgestimmten Realisierungsfahrpläne bestimmt. Anpassungen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 erfolgen nur aufgrund geänderter Annahmen zur Inbetriebnahme für die landseitigen LNG-Terminals an den Clustern Wilhelmshaven und Unterelbe.

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.

Über diesen punktscharfen Marktbedarf hinaus ist aus Gründen der Versorgungssicherheit (Kriterium II.) sicherzustellen, dass der zeitgleich bestehende FZK-Ausspeise-Bedarf über FZK-Einspeisungen gedeckt werden kann. Hierzu werden der zeitgleich genutzte inländische Verbrauch zuzüglich Speichernutzung (Vergleich Abbildung 39) und der zeitgleich benötigte Exportbedarf (Vergleich Abbildung 38) betrachtet.

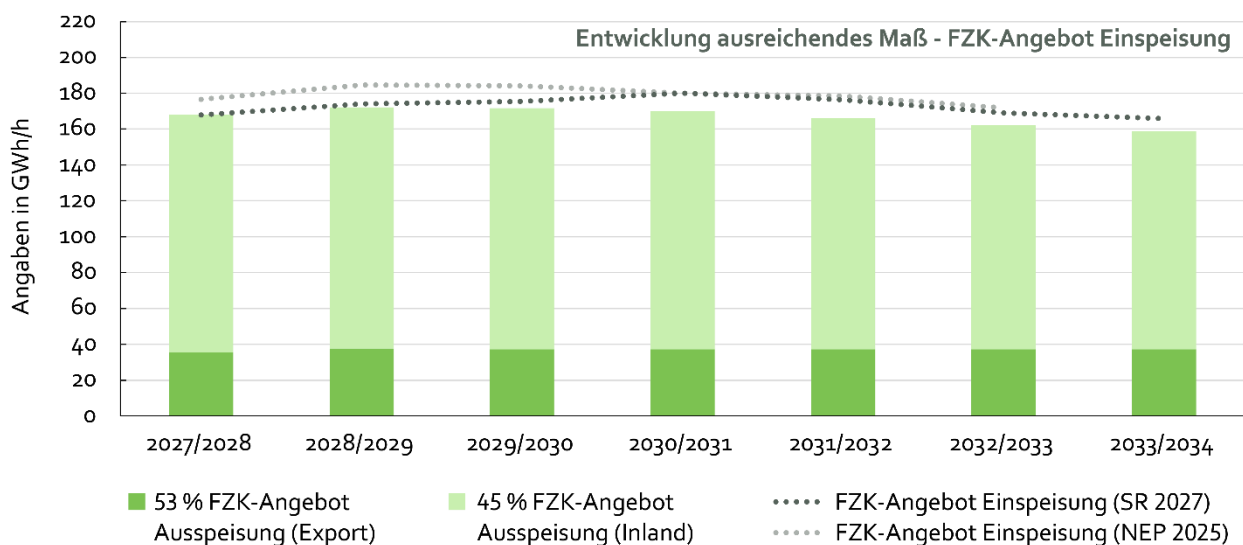
Die Summe aus zeitgleichem Bedarf von FZK-Ausspeisungen für Inland und Export übersteigt den ermittelten Marktbedarf (Kriterium I.). Da Einspeise-FZK an LNG-Terminals und Speichern bereits gemäß der vorliegenden Anschlussbegehren berücksichtigt wird, wird der über den Marktbedarf hinausgehende Bedarf an Einspeise-FZK anteilig auf die Grenzübergangspunkte verteilt.

Das hieraus resultierende zukünftige Angebot von Einspeise-FZK an Grenzübergangspunkten übersteigt den durch Buchungen abgebildeten Marktbedarf (Vergleich Abbildung 40). 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 Auslastungen. Es ist jedoch nicht auszuschließen, dass der Importbedarf über diese Korridore in Zukunft wieder steigt. Zur Sicherstellung der Resilienz der Versorgung und zur Erhöhung der Flexibilität wird daher zusätzlich ein prozentual im Zeitverlauf sinkender Sockelbedarf (Kriterium III.) pro Korridor berücksichtigt.

In Summe ergibt sich für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027 folgende zeitliche Entwicklung für die Summe des ausreichenden Maßes an Einspeise-FZK:

Abbildung 41: Entwicklung des ausreichenden Maßes an Einspeise-FZK im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025

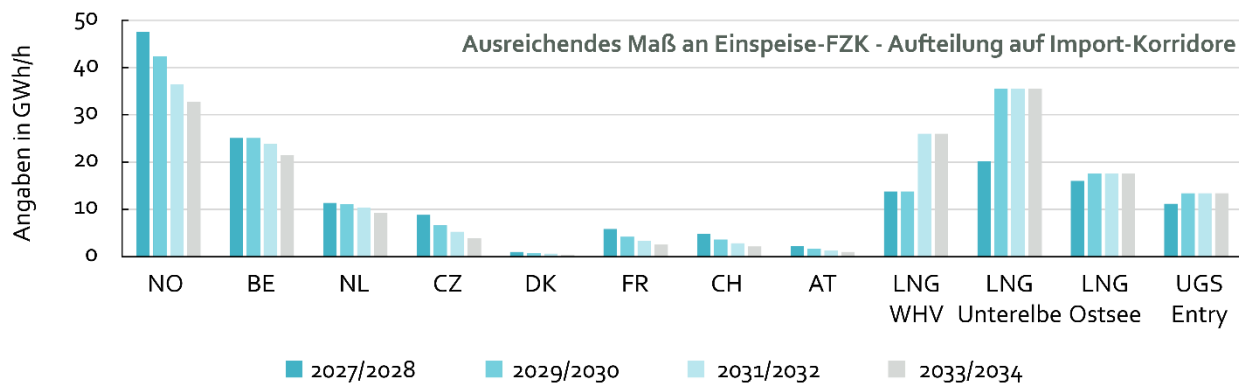


Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Abweichungen der aktuellen Entwicklung im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 resultieren aus einem geringeren Ausspeisebedarf für Letztverbraucher sowie der späteren planerischen Inbetriebnahme einzelner LNG-Terminals. Letzteres führt in den Jahren 2027/2028 bis 2029/2030 sogar zu einer Erhöhung der FZK-Einspeisekapazitäten an Grenzübergangspunkten, obwohl das ausreichende Maß an Einspeise-FZK in Summe geringer ausfällt.

Exemplarisch zeigt die folgende Abbildung die Aufteilung der Einspeise-FZK auf die verschiedenen Importkorridore. Importkorridore mit einer Einspeiseleistung unter 0,5 GWh/h werden nicht ausgewiesen.

Abbildung 42: Entwicklung Einspeise-FZK pro Importkorridor



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Änderungen im Marktumfeld können in den kommenden Netzentwicklungsplänen zu einer Anpassung dieser Entwicklung führen. 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.

Die punktscharfe FZK-Entwicklung ist dem Zyklus „2027 - SR“ in der NEP-Gas-Datenbank zu entnehmen.

Eine strömungsmechanische Prüfung der FZK-Entwicklung erfolgt in den Lastflusssimulationen des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2027 sowie vor den kommenden Jahresauktionen. Hierdurch kann es zu Anpassungen in der Vermarktung kommen.

3.5.5 Fazit zum ausreichenden Maß

Die vorgestellte Methodik zur Ermittlung des ausreichenden Maßes an FZK erfüllt die Kriterien aus EnWG, GasNZV, 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 bFZK an Speichern erhalten. Auch in Hochlastfällen kann der zeitgleiche Bedarf gedeckt werden, so dass es selbst bei hoher Netzlast zu keiner kapazitiven Unterdeckung kommt.

Die Methodik zur Ermittlung des ausreichenden Maßes an FZK wird im H-Gas angewandt, da nur hier MBI-relevante Engpässe auftreten. Das ausreichende Maß an FZK wird im Zyklus „2027 - SR“ in der NEP-Gas-Datenbank veröffentlicht.

3.6 Incremental Capacity

Seit 2017 ist die Verordnung (EU) 2017/459 Network Capacity Allocation Mechanism (NC CAM) in Kraft. Diese sieht einen europäischen Prozess für neu zu schaffende Kapazitäten im Methanetz (Incremental Capacity) vor. Über dieses Instrument sollen Kapazitätsnachfragen der Netznutzer in einem marktbasiereten Verfahren in eine nachhaltige Weiterentwicklung der Gasfernleitungsinfrastruktur eingehen. In der Jahresauktion 2025 wurden keine Incremental Kapazitäten vermarktet. Insofern bestehen keine verbindlichen

Kapazitätsbuchungen aus dem Incremental Capacity Zyklus 2023-2025, welche im Szenariorahmen 2027 zu berücksichtigen sind.

Der seit 2017 etablierte Prozess startet mindestens zweijährlich zur Jahresauktion mit einer unverbindlichen Marktabfrage nach dem Bedarf an zusätzlichen marktgebietsüberschreitenden Kapazitäten. Die Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlichen daraufhin Analysen dieser Bedarfe (Vergleich Artikel 26 NC CAM). Falls die benötigten Kapazitäten ohne Ausbau bereitgestellt werden können, endet der Prozess. Andernfalls veröffentlichen die Fernleitungsnetzbetreiber einen Entwurf ihres Projektvorschlags zur Schaffung der nachgefragten Transportkapazität, inklusive einer technischen Studie (Vergleich Artikel 27 NC CAM).

Nach einer öffentlichen Konsultation überarbeiten sie das Entwurfsdokument und reichen den Projektvorschlag zur Genehmigung bei der BNetzA ein. Abhängig von dieser Genehmigung werden Angebotslevel mit neu zu schaffenden Kapazitäten in der nächsten Jahresauktion angeboten (Vergleich Artikel 28 NC CAM). Nach den Buchungen erfolgt ein Wirtschaftlichkeitstest. In diesem prüft die BNetzA, ob ein Projekt für neu zu schaffende Kapazität tatsächlich umgesetzt wird. Dafür müssen neu zu schaffende Kapazitäten in einem Umfang gebucht worden sein, der einen angemessenen Teil der voraussichtlichen Projektkosten deckt (Vergleich Art. 22 NC CAM). Im Rahmen des Incremental Capacity-Zyklus 2025-2027 wurden keine unverbindlichen Marktnachfragen gestellt. Daher wurde dieser Zyklus für die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber bereits beendet.

Revision NC CAM

Aktuell läuft eine Revision des NC CAM. Im Rahmen dieser Revision wird auch der Incremental-Capacity-Prozess angepasst. Welche konkreten Anpassungen die Revision für den Incremental-Capacity-Prozess vorsieht, ist zum derzeitigen Zeitpunkt noch nicht absehbar.

Szenarien und Modellierungsvarianten



4 Szenarien und Modellierungsvarianten

In diesem Kapitel wird aufgezeigt, wie die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber mit den Szenarien den gesetzlichen Anforderungen nachgekommen sind.

Bevor die Szenarien und Modellierungsvarianten selbst, vorgestellt werden, werden diesem Kapitel relevante Überlegungen vorangestellt. Diese betreffen den Umgang mit der politischen, regulatorischen und marktlichen Situation für regulierte Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber im Hinblick auf die Szenarienauswahl.

4.1 Leitgedanken

Die nachfolgenden Leitgedanken beschreiben die konzeptionellen Grundentscheidungen, die der Szenarientwicklung für den Szenariorahmen 2027 zugrunde liegen. Sie umfassen die Begründung der gewählten Szenarienauswahl, die methodische Weiterentwicklung gegenüber dem Szenariorahmen 2025, den Umgang mit der Lastflusssimulation und der Kalten Dunkelflaute sowie die Festlegung der Zieljahre und Sektoren.

4.1.1 Szenarienauswahl

In diesem Abschnitt wird eine Einordnung und Herleitung des Szenarienansatzes vorgenommen.

Mit dem Regierungswechsel im Jahr 2025 wurde eine Neuausrichtung der Energiepolitik angekündigt und nimmt erste Konturen an (insbesondere Kraftwerksstrategie beziehungsweise StromVKG-E, Gebäudeenergiegesetz/Gebäudemodernisierungsgesetz). Sobald vollzogen, wird sich diese Neuausrichtung ggf. auf den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff auswirken.

Zu den relevanten politischen Signalen zählen insbesondere die zehn Schlüsselmaßnahmen zum Monitoringbericht zur Energiewende des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE), die sich in den Eckpunkten und Referentenentwürfen zur Novellierung von Gebäudeenergiegesetz (GEG)/Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG-E) und dem Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (WPG-E), den Eckpunkten zur Kraftwerksstrategie einschließlich des StromVKG-E sowie der Diskussion über einen Kapazitätsmarkt sowie der EnWG-Novelle zur Umsetzung des europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets widerspiegeln. Diese Entwürfe verdeutlichen, dass sich der energiepolitische Rahmen in Bewegung befindet. Zugleich hat keines der oben genannten Gesetzgebungsvorhaben das parlamentarische Verfahren durchlaufen oder ist bereits in Kraft getreten.

Die gesetzliche Grundlage für den Entwurf des Szenariorahmens 2027 ist unverändert zum Netzentwicklungsplan 2025 (insbesondere Energiewirtschaftsgesetz und Systementwicklungsstrategie).

Auch die bislang für die Systementwicklungsstrategie herangezogenen Langfristszenarien (2024) sind zum Zeitpunkt der Szenariorahmenerstellung weiterhin eine relevante Grundlage, die es zu berücksichtigen gilt. Eine Aktualisierung der Langfristszenarien durch das vom BMWE beauftragte Konsortium befindet sich derzeit in Arbeit. Ergebnisse liegen zum jetzigen Zeitpunkt nicht vor.

Weitere Grundlage für den Szenariorahmen sind die Ergebnisse der gemeinsam mit den Übertragungsnetzbetreibern Strom durchgeführte Marktabfrage, aus der sich eine Verzögerung des Wasserstoffmarkthochlaufes ableiten lässt. Gleichzeitig lassen sich insbesondere anhand der kostenpflichtigen Kapazitätsreservierungen und Netzanschluss-Anfragen für das Wasserstoff-Kernnetz schon heute eine Zahlungsbereitschaft von verschiedenen Marktteilnehmern für Wasserstofftransportbedarfe erkennen.

Aufgrund der bestehenden Unsicherheiten mit Blick auf die marktliche Entwicklung und die finale Ausgestaltung der noch in der politischen Diskussion befindlichen Gesetze und strategischen Ausrichtungen der Systementwicklungsstrategie schlagen die Fernleitungs- und Wasserstofftransportnetzbetreiber eine analoge Herangehensweise für die Szenarienbildung mit einem breiten Szenarientrichter ohne Leitszenario

wie bereits im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 und eine gezielte Weiterentwicklung der Szenarien vor.

Der Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 beruhte auf drei gleichrangigen Szenarien, ohne dass aus der Szenariorahmengen Genehmigung oder aus der Ableitung des Netzausbauvorschlages ein Leitszenario vorgegeben war. Die Modellierungsergebnisse zeigten für Wasserstoff und Methan unterschiedliche Netzausbaubedarfe: In den Szenarien 1 und 2 ergaben sich höhere Wasserstofftransportbedarfe und damit ein größerer Netzausbau als im genehmigten Wasserstoffkernnetz, während Szenario 3 einen geringeren Netzausbau auswies. Vor diesem Hintergrund wurde im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 ein szenarienübergreifender, kriterienbasierter Ansatz gewählt, der grundsätzlich nur solche Maßnahmen vorschlägt, die entweder in allen Szenarien erforderlich waren oder auf Basis der Modellierungsergebnisse nicht vorzeitig ausgeschlossen werden konnten beziehungsweise eine Entscheidung darüber im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 nicht notwendig war.

Dieser Ansatz verbindet Kontinuität für Marktteilnehmer im beginnenden Wasserstoffhochlauf mit der notwendigen Offenheit gegenüber schwer zu prognostizierenden politischen, rechtlichen und marktlichen Entwicklungen. Der Entwurf des Szenariorahmens bildet damit weder eine politische Vorfestlegung noch eine Fortschreibung ohne Anpassung ab, sondern einen robusten Szenarientrichter, der auf geltendem Recht beruht und zugleich die absehbaren politischen Entwicklungslinien aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber und der Wasserstofftransportnetzbetreiber angemessen reflektiert.

4.1.2 Weiterentwicklung der Szenarien aus dem Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025

Aus den Vorbemerkungen im vorigen Abschnitt geht die Komplexität der vielfach unsicheren Ausgangslage und der Ansatz der Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber zum Umgang mit dem gesetzlichen Auftrag zum Entwurf des Szenariorahmens hervor.

Die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber entwickeln daher die Szenarien des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025, aufbauend auf den Langfristszenarien O45, mit gezielten inhaltlichen Anpassungen weiter. Die Herleitung und Begründung dieser Anpassungen erfolgt detailliert im folgenden Unterkapitel unter Kapitel 4.2 in den Abschnitten zu den Mantelzahlen. Zunächst sollen die Szenarien nachfolgend überblicksartig in ihrer Szenariobasis sowie ihrer Funktion im Hinblick auf die gesetzlichen Anforderungen vorgestellt werden.

Szenario 1 Fokus Wasserstoff:

- Baut auf dem Langfristszenario O45-H2 beziehungsweise dem Szenario 1 des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 auf, mit gezielten inhaltlichen Anpassungen insbesondere zur Berücksichtigung von Marktsignalen der verzögerten Transformation (vor allem StromVKG-E)
- Dient der angemessenen Berücksichtigung der oberen SES-Ankerpunkte für den Wasserstoffhochlauf in Menge und sektoraler Durchdringung und der Berücksichtigung der unionsweiten Szenarien (hier: TYNDP 2026 NT+),
- Bildet einen Rückgang des Methanbedarfs bis auf Null bis zum Jahr 2045 ab.

Szenario 2 Fokus Strom:

- Baut auf dem Langfristszenario O45-Strom beziehungsweise dem Szenario 2 des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 auf, mit wenigen gezielten inhaltlichen Anpassungen insbesondere aus prozessualen/methodischen Gründen,
- Ist zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Fernleitungsnetzbetreibern/Wasserstofftransportnetzbetreibern abgestimmt („gemeinsames Szenario“),
- Dient der angemessenen Berücksichtigung der unteren SES-Ankerpunkte für den Wasserstoffhochlauf in Menge und sektoraler Durchdringung,

- Bildet einen Rückgang des Methanbedarfs ab, aber berücksichtigt politische beziehungsweise gesetzgeberische Entwicklungen (absehbare Rolle von Biomethan im Zuge der GEG/GModG-Novellierung).

Szenario 3 Fokus Multi Commodity:

- Baut auf dem Langfristszenario O45-Strom beziehungsweise dem Szenario 3 des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 auf, mit gezielten inhaltlichen Anpassungen,
- Dient der Abbildung einer möglichen Verzögerung der Transformation beziehungsweise Unterschreitung der SES-Ankerpunkte,
- Bildet einen Rückgang des Methanbedarfs ab, aber berücksichtigt politische beziehungsweise gesetzgeberische Entwicklungen (absehbare Rolle von Biomethan im Zuge der GEG/GModG-Novellierung, der Industrie und der Stromerzeugung sowie bezüglich der Abscheidung und Speicherung von Kohlenstoff).

Der Szenarientrichter ist aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber aus beiden folgenden Perspektiven des „Monitoringberichts zur Energiewende“ angemessen und sachgerecht [BMWE 2025a]:

1. der dem gesetzlichen Auftrag nach, verpflichtenden, langfristigen, „top-down-“, „backcasting-“ und normativen Perspektive (Vergleich Abbildung 50)
2. der planerisch naheliegenderen, kurz- bis mittelfristigen, „bottom-up-“, „forecasting-“ und explorativen Perspektive (Vergleich Abbildung 51)

Im Einzelnen wird dies bei der Vorstellung der Mantelzahlen im folgenden Unterkapitel unter Kapitel 4.2 erläutert.

Um den positiven Rückmeldungen der Marktteilnehmer aus der Konsultation des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 zur bedarfsbasierten Modellierung entgegenzukommen, ergänzen die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber die Szenarien um eine vorschaltete Modellierungsvariante für die Energieträger Methan und Wasserstoff. Hierzu wird das Betrachtungsjahr 2035 gewählt, wodurch der mittel- bis langfristige Zeithorizont bis zum Jahr 2045 in 5-Jahresschritten analog der aktuellen Studienlage ausgeleuchtet wird.

4.1.3 Zieljahre, Mantelzahlen und Sektoren

In diesem Abschnitt werden einige formale Vorbemerkungen vorangestellt. Dies betrifft die Einordnung der Zieljahre der Szenarien und die verwendete Sektorendefinition und die Beschaffenheit von Mantelzahlen.

4.1.3.1 Zieljahre

Als Zieljahre für die szenarienbasierten Modellierungen ist gesetzlich eines im Betrachtungshorizont von zehn bis fünfzehn Jahren sowie das Jahr 2045 vorgesehen. Für den Betrachtungshorizont von zehn bis fünfzehn Jahren wird sowohl von den Fernleitungsnetzbetreibern/Wasserstofftransportnetzbetreibern als auch den Übertragungsnetzbetreibern das Jahr 2040 als Modellierungsjahr vorgeschlagen. Ausschlaggebend für diese Anpassung gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 war, dass auf Seiten der Übertragungsnetzbetreiber das Jahr 2037 bereits in zwei Strom-Netzentwicklungsplänen untersucht wurde. Für die Wahl des Jahres 2040 spricht insbesondere, dass dieses Jahr vielfach als wichtiges Stützjahr in unterschiedlichen Energieszenarien genutzt wird, beispielsweise auch beim TYNDP.

4.1.3.2 Sektorendefinition

Die Abgrenzung der Bedarfssektoren folgt derselben Definition, welche auch für die Bedarfsabfragen für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027, insbesondere für die LFP 2.0, verwendet wurde. Die Definition der verschiedenen Sektoren ist im Anhang dargestellt.

4.1.3.3 Mantelzahlen

In diesem Abschnitt werden übergeordnet einige allgemeine Vorbemerkungen zu Mantelzahlen gemacht, bevor diese für die Szenarien 1 bis 3 in Abschnitt 4.2 vorgestellt werden.

Alle Mantelzahlen werden in den Einheiten GWh/h Brennwert beziehungsweise GW_{el} (Kraftwerke, Elektrolyseure) angegeben. Die Abstimmungen zu den Mantelzahlen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Fernleitungsnetzbetreibern/Wasserstofftransportnetzbetreibern für Energiemengen wurden in der Regel auf Basis von Endenergiemengen in TWh für Methan und Wasserstoff auf Basis von Heizwertangaben geführt. Aus diesem Grund werden Energiemengen grundsätzlich, sofern diese genannt werden, als TWh (Heizwert) angegeben. Die erforderliche Überführung von Heizwert nach Brennwert wird mit den Umrechnungsfaktoren 1,11 (Methan) und 1,18 (Wasserstoff) vorgenommen. Eine Überführung von TWh in GWh/h erfolgt mit Hilfe von Vollbenutzungsstunden. Bundesweite Mantelzahlen werden auf ganze GWh/h gerundet. Leistungsangaben erfolgen in der Regel als Brennwert. Die Mantelzahlen werden für die Szenarien 1 bis 3 für die Betrachtungsjahre 2040 und 2045 ausgewiesen.

Die Mantelzahlen auf der Wasserstoffeinspeiseseite waren in der Szenariorahmengenenehmigung 2025 für die Szenarien und Stützjahre fast ausschließlich als Mindestwerte definiert. Gleichzeitig hat die BNetzA vorgegeben, dass die „Summe der Einspeisekapazitäten Wasserstoff [...] in jedem Lastfall mindestens die Summe der Ausspeisekapazitäten Wasserstoff decken [muss]“. Hintergrund war einerseits, dass aus BNetzA-Sicht die „theoretisch-ökonomische Optimierung“ der Langfristszenarien die für die Versorgungssicherheit relevanten Fälle nicht hinreichend abbildet. So müssten in der Netzplanung etwa im „besonders herausfordernden Fall, in dem Elektrolyseure aufgrund einer niedrigen Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen keinen Wasserstoff produzieren, die Summe der maximalen Ausspeisekapazitäten aller Sektoren immer noch mit den verbleibenden Einspeisekapazitäten gedeckt werden können“. Dies sei in den Langfristszenarien nicht gegeben. Andererseits trug die BNetzA damit der nach wie vor offenen Entwicklung beim Wasserstoffhochlauf, insbesondere bei Speichern und Importen, Rechnung.

Die Begründung für die Verwendung von Mindestleistungen auf der Wasserstoffeinspeiseseite war aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber zum damaligen Zeitpunkt nachvollziehbar und plausibel. Da sich an den relevanten Randbedingungen seit der Szenariorahmengenenehmigung 2025, insbesondere auch den vorliegenden Langfristszenarien, nichts geändert hat, erscheint den Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber die Verwendung von Mindestleistungen nach wie vor grundsätzlich sachgerecht und wird deshalb im vorliegenden Entwurf des Szenariorahmens 2027 für ausgewählte Mantelzahlen vorgeschlagen.

4.2 Beschreibung Szenarien und Modellierungsvarianten

Der Entwurf des Szenariorahmens 2027 umfasst drei Szenarien, die gemeinsam eine Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungspfade abdecken. Die Szenarien 1 bis 3 orientieren sich an den gesetzlich geforderten Zieljahren und bilden unterschiedliche Transformationsgeschwindigkeiten und Technologiepfade ab. Die drei Szenarien werden ergänzt um eine zusätzliche Modellierungsvariante im Stützjahr 2035. Die verschiedenen Entwicklungspfade werden im Folgenden beschrieben.

4.2.1 Szenario 1: Fokus Wasserstoff

Szenario 1 mit Fokus Wasserstoff baut auf dem Langfristszenario O45-H2 beziehungsweise auf dem Szenario 1 des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 auf und entwickelt dieses mit gezielten

inhaltlichen Anpassungen weiter. Es dient dazu, das obere Ambitionsniveau der Systementwicklungsstrategie für den Wasserstoffhochlauf sowohl hinsichtlich der Gesamthöhe als auch hinsichtlich aller Energiesektoren angemessen abzubilden.

4.2.1.1 Storyline

Das Szenario 1 Fokus Wasserstoff beschreibt einen Transformationspfad des Energiesystems hin zur Klimaneutralität im Jahr 2045 mit der umfassendsten Nutzung von Wasserstoff.

Der Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsektor geschieht verlangsamt gegenüber den aktuell in der politischen Diskussion stehenden gesetzlichen Ausbaupfaden. Trotzdem führt die Elektrifizierung der Verbrauchssektoren zu einem Anstieg des Stromverbrauchs. Allerdings fällt dieser weniger umfangreich aus als im mit den Übertragungsnetzbetreibern gemeinsam abgestimmten Szenario 2. Besonders ausgeprägt ist die Elektrifizierung im Verkehrssektor sowie in der Gebäudewärme.

In der Industrie hingegen erfolgt die Transformation neben der Elektrifizierung im Wesentlichen über Wasserstofftechnologien. Über den Einsatz in Hochtemperaturanwendungen und der stofflichen Nutzung hinaus wird Wasserstoff auch für Prozesswärme-Erzeugung eingesetzt.

Gaskraftwerke, die im Zieljahr 2045 vollständig mit Wasserstoff betrieben werden, bleiben ein unverzichtbares Flexibilitätselement für das Stromsystem: einerseits indem sie Phasen niedriger erneuerbarer Stromerzeugung überbrücken und somit langfristig die Versorgungssicherheit, zum Beispiel in sogenannten kalten Dunkelflauten, gewährleisten. Andererseits nutzen Industriekraftwerke Wasserstoff, ähnlich wie heute Methan, zur Strom- und Prozesswärmebereitstellung.

Zusätzlich unterstützt Wasserstoff die Transformation weiterer Sektoren:

- In der Fernwärme wird Wasserstoff in KWK-Anlagen und in Heizkesseln eingesetzt, insbesondere um Nachfragespitzen flexibel abzudecken.
- Wasserstoff wird in diesem Szenario auch im Bereich der Gebäudewärme eingesetzt.
- Im Verkehr nimmt Wasserstoff eine Rolle bei schweren Nutzfahrzeugen, etwa große Langstrecken-Lkw mit hohen Transportgewichten und Langstrecken-Busse ein.

Zur Deckung des nationalen Wasserstoffbedarfs werden insbesondere günstigere Importe und in geringerem Umfang auch inländisch per Elektrolyse erzeugter Wasserstoff genutzt.

Ein zentraler Baustein des Szenarios ist der Aufbau einer europaweiten Wasserstoffinfrastruktur. Diese ermöglicht den Transport, die saisonale Speicherung in Untergrundgasspeichern und die Nutzung von Wasserstoff in allen Verbrauchssektoren.

4.2.1.2 Mantelzahlen

Wie in Abschnitt 4.1.2 beschrieben bildet das Langfristszenario O45-H2 der Systementwicklungsstrategie 2024 die Basis des Szenarios 1. Somit werden grundsätzlich relevante Mantelzahlen aus diesem Szenario übernommen. In ausgewählten Fällen werden begründete Anpassungen an den Mantelzahlen des Langfristszenarios O45-H2 vorgenommen. Ein Eingriff in die Grundannahmen und Konsistenz des Langfristszenarios O45-H2 erfolgt dadurch aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber durch die begründeten Annahmen nicht.

Die Mantelzahlen für das Szenario 1 werden im Folgenden beschrieben.

Wasserstoff Ausspeiseleistung

In diesem Kapitel werden die Mantelzahlen für die Wasserstoffausspeiseleistung des Szenarios 1 dargestellt. Die folgende Tabelle zeigt die entsprechenden Mantelzahlen im Überblick.

Tabelle 48: Mantelzahlen Wasserstoffauspeisung in Szenario 1

Auspeiseleistung Wasserstoff		2040	2045
Industrie	GWh/h	42	74
Kraftwerke	GW _{el}	30	60
Fernwärme	GWh/h	7	15
Private Haushalte		15	21
Gewerbe/Handel/Dienstleistungen		4	5
Verkehr		5	7
Speicher		*	*
Grenzübergangspunkte		33	33

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

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Industrie

Das Langfristszenario O45-H2 weist für den industriellen Bedarf von Wasserstoff 249 TWh für 2040 beziehungsweise 442 TWh für 2045 aus [LFS Industrie 2026]. Die Systementwicklungsstrategie weist in ihren Ankerpunkten für „Wasserstoffnachfrage Industrie“ 300 TWh bis 400 TWh für das Jahr 2045 aus. In der Szenariorahmengenenehmigung 2025 legte die BNetzA im Szenario 1 ausgehend von dem Langfristszenario O45-H2 die Wasserstoffmantelzahl für Industrie in Höhe von 35 GWh/h für das Jahr 2037 beziehungsweise 92 GWh/h für das Jahr 2045 fest.

Wie beschrieben (Vergleich Kapitel 3.2.2), stützen die Meldungen in der Marktabfrage Wasserstoff 2026 grundsätzlich die Mantelzahlen, Mengen und Leistungen in den frühen Jahren. Ab etwa 2037 erhöht sich die Mantelzahl stärker als die Projektmeldungen. Hierfür gibt es unterschiedliche Erklärungsansätze: die beiden aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber ausschlaggebenden Erklärungsansätze sind, dass erstens der Schwerpunkt im Planungshorizont der in der Regel privatwirtschaftlichen Bedarfsträger sektorenübergreifend etwa 10 Jahre bis maximal 15 Jahre beträgt und damit Meldungen von einzelnen Bedarfsträgern zwischen den Jahren 2040 und 2045 nahezu unverändert bleiben. Dies gilt zweitens im Besonderen in den Sektoren, in denen im Zuge der Dekarbonisierung eine Neuentstehung von Geschäftsmodellen und Unternehmen (zum Beispiel PtG, Wasserstoffmobilität) beziehungsweise grundlegende Änderungen der Geschäftsmodelle (zum Beispiel Grundstoffchemie) ansteht. Insofern ist die zunächst auffällige vermeintliche „Meldelücke“ in den späten Jahren des Betrachtungszeitraums für die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber erklärbar und, zumal in einer szenarienbasierten Betrachtung, mit vorgeschalteter Betrachtung 2035, vertretbar.

Gleichwohl möchten die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber wenige begründete Anpassungen vornehmen, um vorliegenden Marktsignalen eines verzögerten Wasserstoffmarkthochlaufs Rechnung zu tragen. Folgende Anpassungen erachten die Fernleitungsnetzbetreiber und die Wasserstofftransportnetzbetreiber als sachgerecht:

- Die Langfristszenarien O45 gehen von einer Fortschreibung der industriellen Wertschöpfung innerhalb Deutschlands im Zuge der Dekarbonisierung aus. Diese Grundannahme, welche auch der Systementwicklungsstrategie zugrunde liegt, behalten die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber bei.

- Allerdings liegt die langfristige Auslastung, insbesondere in den beiden wesentlichen Industriebranchen Grundstoffchemie und Metallerzeugung (insbesondere Stahl) derzeit bei rund 80 % (Chemie circa 81 %; Stahl 80 % bis 81 %) [CEFIC 2026, ifo 2026, VCI 2026, VCI 2026a, WV Stahl 2026, WV Stahl 2026a]. Die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber nehmen deshalb für das Szenario 1 an, dass nur für die langfristig ausgelasteten Kapazitäten ein zeitgleicher Wasserstoffnetzanschluss vorzusehen wäre. Somit werden die Wasserstoffmengen dieser Industriebranchen dementsprechend angepasst. Für das Jahr 2045 ergibt sich somit eine Reduktion von rund 39 TWh für die Grundstoffchemie und rund 16 TWh für die Metallerzeugung.
- Neben diesen beiden Industriebranchen wird die gleiche Anpassung bei weiteren energieintensiven Branchen (Verarbeitung v. Steine u. Erden, Glas u. Keramik, Papiergewerbe, Sonstige chemische Industrie, NE-Metalle, -gießereien, Metallbearbeitung) durchgeführt. Die langfristigen Auslastungen der herangezogenen WZ-2008-Proxies liegen überwiegend im Bereich von 82 % bis 85 % [CEIC/ ifo 2021].
- Insgesamt beträgt die Reduktion über alle Industriebranchen für das Jahr 2045 damit rund 67 TWh oder 15 %.
- Zuletzt gehen die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber im Zuge dieser Anpassung auf Basis langfristiger Auslastungen davon aus, dass die in Langfristszenarien O45 für die Wasserstoffindustrie ermittelten Vollbenutzungsstunden in Höhe von 5.650 h/a moderat auf 6.000 h/a erhöht werden können.
- Für das Jahr 2040 wird analog vorgegangen.

Mit den vorgeschlagenen begründeten Anpassungen werden die grundlegenden Szenarioannahmen des Langfristszenarios O45-H2 vollständig beibehalten. Zugleich werden die SES-Maßgaben und -Ankerpunkte vollständig eingehalten, insbesondere dass die inländische industrielle Wertschöpfung erhalten bleibt. Gleichzeitig ergibt sich durch die Anpassungen keine Wechselwirkung mit anderen Sektoren oder Energieträgern, weder Methan noch Strom. Insofern halten die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber diese Anpassungen für vertretbar und geeignet.

Im Ergebnis ergeben sich 212 TWh für das Jahr 2040 beziehungsweise 375 TWh für das Jahr 2045 für den industriellen Bedarf von Wasserstoff und mithilfe der oben genannten 6.000 Vollbenutzungsstunden sowie einer Umrechnung auf Brennwert schließlich die Mantelzahl für Wasserstoff in der Industrie mit 42 GWh/h für das Jahr 2040 beziehungsweise mit 74 GWh/h für das Jahr 2045.

Kraftwerke

Das Langfristszenario O45-H2 weist für Wasserstoffkraftwerke mit 42 GW_{el} für das Jahr 2040 beziehungsweise 60 GW_{el} für das Jahr 2045 aus (Gesamtbedarf thermische Kraftwerke in 2040 43 GW_{el} beziehungsweise 60 GW_{el} in 2045) [LFS Strom 2026]. Die Systementwicklungsstrategie zeigt in ihren Ankerpunkten für „steuerbare Kraftwerke (ohne Biomasse und Wasserkraft)“ 50 GW_{el} bis 60 GW_{el} für das Jahr 2035 und 60 GW_{el} bis 80 GW_{el} für das Jahr 2045 [SES 2024].

Wie weiter unten für Wasserstoffkraftwerke in Szenario 2 erläutert, weisen die Übertragungsnetzbetreiber ausgehend von einer internen Betrachtung stromseitiger Versorgungssicherheit in allen drei Szenarien ihres Entwurfs des Szenariorahmens 2027 – also auch im Szenariopfad A mit weniger Elektrifizierung und mehr Molekülen – eine Mantelzahl von 81 GW_{el} in 2045, wie im gemeinsamen Szenario 2, aus. Dies bestärkt die im Anhang 2 erörterten Zweifel an der Belastbarkeit der O45-Szenarien für den systemplanerisch relevanten Fall der Kalten Dunkelflaute unter anderem bei Kraftwerken.

Die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber haben geringfügige Anpassungen vorgesehen. Angepasst wird lediglich die Mantelzahl für die Wasserstoffkraftwerke für das Betrachtungsjahr 2040, analog zu Szenario 2. Somit wird auch im Szenario 1 eine Verzögerung des Wasserstoffhochlaufs

im Kraftwerkssektor um drei Jahre unterstellt. Für das Jahr 2040 hat es zudem eine geringfügige Anpassung der Mantelzahl im Zuge der Kraftwerkszuordnung gegeben (von 29 GW_{el} auf rund 30 GW_{el}).

Mit den vorgeschlagenen und begründeten Anpassungen werden die grundlegenden Annahmen des Langfristszenarios O45-H2 vollständig beibehalten. Die SES-Maßgaben und -Ankerpunkte werden – im Hinblick auf die Unterschreitung des SES-Ankerpunktes von 50 GW_{el} bis 60 GW_{el} für 2035 – nur teilweise eingehalten, aber aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber über den gesamten Szenarientrichter hinweg trotzdem angemessen berücksichtigt. Außerdem findet sich die Unterschreitung des SES-Ankerpunktes von 50 GW_{el} bis 60 GW_{el} für 2035 (45 GW_{el}) bereits im Langfristszenario O45-H2 [LFS Strom 2026] und wird so aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber umso erklärbarer.

Daraus ergibt sich für Wasserstoffkraftwerke eine Mantelzahl von 30 GW_{el} im Jahr 2040 sowie 60 GW_{el} im Jahr 2045.

Fernwärme

Das Langfristszenario O45-H2 weist für den Wasserstoffbedarf von Fernwärme 0 TWh für 2040 beziehungsweise 0 TWh für 2045 aus. In der Szenariorahmengenemahmung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 legte die BNetzA im Szenario 1 ausgehend vom Langfristszenario O45-H2 keine Wasserstoffmantelzahl für den Sektor Fernwärme (Spitzenlasterzeugung) fest.

Wie in Abschnitt 4.2.2.2 bei Szenario 2 beschrieben, weichen die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber auch beim Szenario 1 hiervon ab.

Ausgehend von der grundsätzlichen Beobachtung der Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber zur Kalten Dunkelflaute und zu den Langfristszenarien (Vergleich Anhang 2) und den Abstimmungen mit den Übertragungsnetzbetreibern zum Szenario 2 (Vergleich Kapitel 4.2.2) entscheiden sich die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber für Wasserstoff und Methan im Szenario 1 – abweichend von den Langfristszenarien O45 – ebenso eine Mantelzahl für Fernwärme-Spitzenlasterzeugung auszuweisen, neben den im Sektor Kraftwerke enthaltenen KWK-basierten Fernwärmeerzeugern.

Dabei gehen Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber von dem im Kapitel 4.2.2 detailliert beschriebenen Fernwärmeansatz der Übertragungsnetzbetreiber aus. Diese sehen szenarienübergreifend für das Jahr 2045 eine thermische Erzeugungskapazität von 41 GWh/h (Brennwert) vor. Diese Mantelzahl im Szenario 1 mit Fokus Wasserstoff unverändert zu übernehmen, erscheint den Fernleitungsnetzbetreibern und Wasserstofftransportnetzbetreibern nicht geboten. Der Hauptgrund ist, dass das vorliegende Szenario 1 weitere Wasserstoffbedarfe im Wärmemarkt enthält, nämlich in den Sektoren Private Haushalte und GHD, welche die Übertragungsnetzbetreiber in ihren Szenarien nicht vorsehen. Aus diesem Grund setzen die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber die von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelte thermische Erzeugungskapazität von rund 41 GWh/h vereinfachend abzüglich der in den Sektoren Private Haushalte (21 GWh/h) und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (5 GWh/h) angesetzten Leistungen an. Im Ergebnis werden hierfür dementsprechend 15 GWh/h im Jahr 2045 angesetzt. Für das Jahr 2040 wird analog vorgegangen. Somit ergibt sich eine Wasserstoffmantelzahl für Fernwärme in Höhe von 7 GWh/h für das Jahr 2040 und 15 GWh/h für das Jahr 2045.

Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Verkehr

Das Langfristszenario O45-H2 weist einen Wasserstoffbedarf von Privaten Haushalten, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen und Verkehr aus. Den Fernleitungsnetzbetreibern und Wasserstofftransportnetzbetreibern ist es mit diesem Szenario wichtig, die Möglichkeit einer zukünftigen breiten Nutzung von Wasserstoff in diesen Sektoren in einem Szenario innerhalb des Szenarientrichters abzubilden. Dies schlagen die Wasserstofftransportnetzbetreiber im Szenariorahmen 2027 unverändert gegenüber dem Szenario 1 der

Szenariorahmengenenehmigung 2025 vor. Der Wert für das Jahr 2040 wird auf Basis des Szenarios 1 der Szenariorahmengenenehmigung 2025 für die Jahre 2037 und 2045 linear interpoliert.

Deshalb schlagen die Wasserstofftransportnetzbetreiber vor, als Mantelzahl für die Privaten Haushalte 15 GWh/h (35 TWh) für das Jahr 2040 und 21 GWh/h (44 TWh) für das Jahr 2045 zu berücksichtigen.

Für den GHD-Bereich wird als Mantelzahl 4 GWh/h (9 TWh) für das Jahr 2040 und 5 GWh/h (11 TWh) für das Jahr 2045 vorgesehen.

Als Mantelzahl für den Verkehrssektor wird 5 GWh/h (49 TWh) für das Jahr 2040 und 7 GWh/h (50 TWh) für das Jahr 2045 vorgeschlagen.

Speicher

Für die Ausspeiseseite der Speicher, welche die Einspeicherung in Speicher aus dem Wasserstofftransportnetz abbildet, legte die BNetzA in der Szenariorahmengenenehmigung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 für alle Szenarien und Stützjahre fest, dass „[d]ie Ausspeiseleistung in einem sachgerechten Verhältnis zur Einspeiseleistung stehen [muss], sodass eine vollständige Befüllung der Speicher ermöglicht wird“. Somit ist die Einspeiseseite der Speicher führend. Diese Maßgabe erscheint den Fernleitungsnetzbetreibern und Wasserstofftransportnetzbetreibern nach wie vor sachgerecht.

Die Speicherausspeiseleistungen werden im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2027 sachgerecht im Verhältnis zur erforderlichen Speichereinspeiseleistung festgelegt.

Grenzübergangspunkte

Das Langfristszenario O45-H2 enthält rohrleitungsgebundene Wasserstoffexporte über Grenzübergangspunkte in Höhe von 2 GWh/h in 2040 beziehungsweise 7 GWh/h für 2045. Wie unten für Wasserstoff-GÜP-Importe ausführlich beschrieben, nahm die BNetzA im Zuge der Szenariorahmengenenehmigung 2025 eine begründete Anpassung der Mantelzahl vor. Diese begründete Abweichung erscheint den Fernleitungsnetzbetreibern und Wasserstofftransportnetzbetreibern nach wie vor sachgerecht.

Die Aufgabe im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 für das Jahr 2037 zu ermitteln, „welche GÜP-Kapazität auf der Ausspeiseseite ausbaufrei darstellbar ist“, wurde umgesetzt. Eine erneute Überprüfung bietet aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber zum jetzigen Zeitpunkt keinen ausreichenden Mehrwert gegenüber dem hohen Aufwand angesichts sehr hoher Freiheitsgrade und damit verbunden einer Vielzahl von Iterationen. Aus diesem Grund wird die GÜP-Export-Basiskapazität aus Tabelle 40 übernommen und lastfallabhängig angesetzt. Dies geschieht analog zum BNetzA-Ansatz aus dem Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 in den Szenarien 1 und 2 für das Jahr 2045.

Insofern wird die Mantelzahl für die Wasserstoff-GÜP-Exporte aus den Szenarien 1 beziehungsweise 2 des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 mit 33 GWh/h für das Jahr 2045 übernommen beziehungsweise für das Jahr 2040 mit 33 GWh/h für 2040 vorgeschlagen.

Wasserstoff Einspeiseleistung

In diesem Kapitel werden die Mantelzahlen für die Wasserstoffeinspeiseleistung des Szenarios 1 dargestellt. Zur Deckung des Wasserstoffbedarfs in Szenario 1 werden insbesondere Importe und in geringerem Umfang auch inländisch per Elektrolyse erzeugter Wasserstoff genutzt. Für das Szenario 1 orientieren sich die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber hier an der Szenariorahmengenenehmigung 2025. Die folgende Tabelle zeigt die entsprechenden Mantelzahlen im Überblick.

Tabelle 49: Mantelzahlen Wasserstoffeinspeisung in Szenario 1

Einspeiseleistung Wasserstoff*		2040	2045
Elektrolyse	GW _{el}	51	52
Grenzübergangspunkte	GWh/h	81	97
Speicher		86	176
Sonstige Importe (u.a. LH2 und Derivate)		mindestens 13	mindestens 13

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

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Elektrolyse

Das Langfristszenario O45-H2 weist für Elektrolyseure eine installierte Leistung von 73 GW_{el} für das Jahr 2040 beziehungsweise 78 GW_{el} für 2045 aus [LFS ELY 2026]. Die Systementwicklungsstrategie weist in ihren Ankerpunkten für „Elektrolyseure“ eine Bandbreite von 60 GW_{el} bis 80 GW_{el} für 2045 (30 GW_{el} bis 40 GW_{el} für 2035) aus [SES 2024].

Bei Elektrolyseuren ist in der Marktabfrage Wasserstoff 2026 ein deutlicher Rückgang der gemeldeten Leistungen, grob eine Halbierung, gegenüber der Marktabfrage Wasserstoff 2024 zu erkennen (Kapitel 0). Die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber werten dies als eine Konsolidierung unter den gegebenen Rahmenbedingungen und verbleibenden Unsicherheiten. Im gemeinsamen Szenario 2 wenden Übertragungsnetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber diese Halbierung deshalb auf die Mantelzahl des Langfristszenarios O45-Strom an und unterschreiten die SES-Ankerpunkte deutlich. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber ist dies angemessen und vertretbar.

In der Gesamtschau über alle Szenarien halten es die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber – auch im Sinne der Systementwicklungsstrategie – für angemessen, in einem Szenario die SES-Ankerpunkte für „Elektrolyseure“ quantitativ stärker zu berücksichtigen. Dies dient auch der Abbildung der noch immer avisierten Wasserstoffimportquote von 50 % bis 70 %, welche spiegelbildlich eine inländische Wasserstoffherzeugung in Höhe von 30 % bis 50 % bedeutet.

Weiterhin erscheint gerade bei Elektrolyseuren eine Ansetzung von Projekten mit aus heutiger Sicht niedrigem Projektstatus auf den NEP-Betrachtungszeitraum völlig vertretbar. Wie oben auch für den Sektor Industrie erläutert, erwarten die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber angesichts der bestehenden regulatorischen und marktlichen Unsicherheiten nicht, dass alle in 2040 und 2045 relevanten Bedarfsträger sich bereits 2026 an der Marktabfrage Wasserstoff 2026 beteiligen oder gar schon heute beispielsweise einen fortgeschrittenen Projektstatus für Projekte mit einer Inbetriebnahme nach 2035 melden. Dies würde den üblichen Planungshorizonten nicht entsprechen. Die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber gehen vielmehr davon aus, dass – bei gelingendem Wasserstoffhochlauf – eine Vielzahl von Unternehmen und ggf. sogar Geschäftsmodellen erst noch entstehen werden.

Vor diesem Hintergrund schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber für dieses Szenario 1 vor, alle in der konsolidierten Elektrolyseurliste enthaltenen Bedarfe zu berücksichtigen. Damit ergibt sich eine Mantelzahl für Elektrolyse in Höhe von 51 GW_{el} für das Jahr 2040 beziehungsweise 52 GW_{el} für das Jahr 2045.

Grenzübergangspunkte

Die Langfristszenarien O45 enthalten ausschließlich rohrleitungsgebundene Wasserstoffimporte über Grenzübergangspunkte in Höhe von 11 GWh/h für 2040 beziehungsweise in Höhe von 23 GWh/h für 2045. Außerdem wird im Langfristszenario O45-H2 eine Wasserstoffimportquote von 54 % in 2040 beziehungsweise 69 % im Jahr 2045 ausgewiesen [LFS H2 2026]. Die Systementwicklungsstrategie geht von einer Importquote von 50 % bis 70 % aus. Eine Aufteilung der Mengen beziehungsweise Leistungen auf die unterschiedlichen Importoptionen wird in dieser nicht vorgenommen. Gleichwohl begleitet die Systementwicklungsstrategie die Importquote mit folgender Maßgabe:

„Der Wasserstoffimport erfolgt voraussichtlich überwiegend per Pipeline aus dem europäischen Ausland. Die Netzplanung sollte eine Diversifizierung der Importrouten ermöglichen, um einseitige Abhängigkeiten zu vermeiden.“

In der Szenariorahmengenemigungen 2025 legte die BNetzA im auf dem Langfristszenario O45-H2 aufbauenden Szenario 1 die Mantelzahl mit „Mind. 58 GWh/h“ für beide Betrachtungsjahre 2037 und 2045 fest. Damit wick die BNetzA begründet von den Langfristszenarien O45 ab. Die Begründung lag darin, dass die LFS „Aspekte der Versorgungssicherheit, wie zum Beispiel die Betrachtung von Lastfällen, und die Diversifizierung von Einspeisequellen außer Acht lässt“. Diese Abweichung von den Langfristszenarien erscheint den Fernleitungsnetzbetreibern und Wasserstofftransportnetzbetreibern ebenso nach wie vor sachgerecht.

Um der politischen SES-Vorgabe nach „Diversifizierung der Importrouten“ gerecht zu werden, welche den Fernleitungsnetzbetreibern und Wasserstofftransportnetzbetreibern zeitgemäßer denn je erscheint, und um hinreichend Flexibilität bei der Betrachtung der unterschiedlichen Lastfälle zu erhalten (Vergleich Kapitel 4.4.1), übernehmen die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber die Mantelzahl aus Tabelle 40 ohne weitere Anpassung. Nicht zuletzt wird damit die Ansetzung von Mindestleistungen für Grenzübergangspunkte im Wasserstoff vermieden.

Insofern wird die Mantelzahl für Wasserstoff-GÜP-Importe aus den Szenarien 1 beziehungsweise 2 des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 übernommen. Als Mantelzahl ergibt sich 81 GWh/h für das Jahr 2040 beziehungsweise 97 GWh/h für das Jahr 2045.

Speicher

Das Langfristszenario O45-H2 weist eine Speichereinspeiseleistung in Höhe von 86 GWh/h für das Jahr 2040 beziehungsweise 176 GWh/h für das Jahr 2045 aus [LFS H2D 2026].

Analog zum Vorgehen in den anderen Szenarien orientieren sich die Wasserstofftransportnetzbetreiber bei der Bestimmung der maximalen Einspeiseleistung der Speicher an der Kraftwerksleistung in dem Szenario. In den Szenarien 1 und 2 werden die Speichereinspeiseleistungen aus dem jeweils zugrundeliegenden Langfristszenario übernommen. Somit ergibt sich die Mantelzahl für Wasserstoffspeicher einspeiseseitig mit 86 GWh/h für das Jahr 2040 beziehungsweise mit 176 GWh/h für das Jahr 2045.

Sonstige Importe (unter anderem LH₂ und Derivate)

Die Langfristszenarien O45 enthalten neben einem rohrleitungsgebundenen Import keine sonstigen Importe von Wasserstoff, etwa als LH₂ oder in Form anderer Derivate [LFS H2D 2026]. Die Systementwicklungsstrategie bezeichnet dies allerdings als „ein wichtiges Element“ „in einer Diversifizierungsstrategie“ [SES 2024]. Auch in der „Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate“ wird sonstigen Importen, teils auch nicht-molekular über Wasserstoffderivate oder Trägermedien, eine Rolle beigemessen. Beide Dokumente gehen von einer Importquote von 50 % bis 70 % aus. Eine Aufteilung der Mengen beziehungsweise Leistungen auf die unterschiedlichen Importoptionen wird nicht vorgenommen.

Wie in Kapitel 4.2.2 bei Szenario 2 beschrieben, weichen die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber auch beim Szenario 1 hiervon ab.

Dieser Wert in Höhe von 13 GWh/h sollte aus Sicht der Wasserstofftransportnetzbetreiber mindestens angesetzt werden.

Vor diesem Hintergrund schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber vor, die Mantelzahl für Sonstige Importe (unter anderem LH₂ und Derivate) in Höhe von mindestens 13 GWh/h für die Jahre 2040 und 2045 anzusetzen.

Methan Ausspeiseleistung

In diesem Kapitel werden die Mantelzahlen für die Methanausspeiseleistung des Szenarios 1 dargestellt. Die folgende Tabelle zeigt die entsprechenden Mantelzahlen im Überblick.

Tabelle 50: Mantelzahlen Methanausspeisung in Szenario 1

Ausspeiseleistung Methan		2040	2045
Industrie	GWh/h	16	---
Kraftwerke	GW _{el}	17	---
Fernwärme	GWh/h	14	---
Private Haushalte		24	---
Gewerbe/Handel/Dienstleistungen		6	---
Verkehr		1	---
Speicher		*	---
Grenzübergangspunkte		33	**

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

** Ab 2045 Transite auf Basis der Ergebnisse des NEP 2025.

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Industrie

Das Langfristszenario O45-H2 weist für den industriellen Bedarf an Methan 74 TWh für das Jahr 2040 beziehungsweise 1 TWh für das Jahr 2045 aus [LFS Industrie 2026]. In der Szenariorahmengenenehmigung 2025 legte die BNetzA im Szenario 1 ausgehend von Langfristszenario O45-H2 die Methanmantelzahl für Industrie mit 25 GWh/h für das Jahr 2037 beziehungsweise mit 0 GWh/h für das Jahr 2045 fest.

Wie oben für Wasserstoffindustribedarf beschrieben, haben die vorgeschlagenen Abweichungen vom Langfristszenario O45-H2 beziehungsweise dem Szenario 1 des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 keinen Einfluss auf den Energieträger Methan. Insofern kann die Mantelzahl für das Jahr 2045 unverändert übernommen werden. Für 2040 wird linear interpoliert. Somit ergibt sich die Mantelzahl für Methan in der Industrie mit 16 GWh/h für das Jahr 2040 beziehungsweise mit 0 GWh/h für das Jahr 2045.

Kraftwerke

Das Langfristszenario O45-H2 weist für Methankraftwerke einen Bedarf von 1 GW_{el} für das Jahr 2040 beziehungsweise 0 GW_{el} für das Jahr 2045 aus (Gesamtbedarf thermische Kraftwerke 43 GW_{el} in 2040 beziehungsweise 60 GW_{el} in 2045) [LFS Strom 2026]. Die Systementwicklungsstrategie weist in ihren Ankerpunkten für „Steuerbare Kraftwerke (ohne Biomasse und Wasserkraft)“ 50 GW_{el} bis 60 GW_{el} für das Jahr 2035 und 60 GW_{el} bis 80 GW_{el} für das Jahr 2045 aus.

Wie oben für Wasserstoffkraftwerke erläutert, wird wie in Szenario 2, welches zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Fernleitungsnetzbetreibern/Wasserstofftransportnetzbetreibern abgestimmt

wurde, auch im Szenario 1 eine Verzögerung des Wasserstoffhochlaufs im Kraftwerkssektor um drei Jahre unterstellt, indem für das Betrachtungsjahr 2040 die Wasserstoffkraftwerksmantelzahl des Szenarios 1 (2037) aus dem Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 übernommen wird. Dementsprechend wird auch für Methan in 2040 die Kraftwerksmantelzahl des Szenarios 1 aus dem Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 von 2037 (17 GW_{el}) übernommen. Im Jahr 2045 nehmen die Fernleitungsnetzbetreiber keine weitere Anpassung am Langfristszenario O45-H2 vor.

Daraus ergibt sich für Methankraftwerke eine Mantelzahl von 17 GW_{el} im Jahr 2040 sowie 0 GW_{el} im Jahr 2045.

Fernwärme

Die Langfristszenarien O45 weisen keinen Methanbedarf von Fernwärme für die Jahre 2040 beziehungsweise 2045 aus. In der Szenariorahmengenenehmigung 2025 legte die BNetzA im Szenario 1 ausgehend vom Langfristszenario O45-H2 die Methanmantelzahl für die Sektoren Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Verkehr und Fernwärme in Summe mit 71 GWh/h für das Jahr 2037 beziehungsweise mit 0 GWh/h für das Jahr 2045 fest.

Analog zu den Anpassungen im Bereich der Fernwärme in den anderen Szenarien stützen sich die Fernleitungsnetzbetreiber auch in diesem Szenario auf die Fernwärmeanalysen der Übertragungsnetzbetreiber (Vergleich Kapitel 4.2.2.2). Für das Jahr 2040 wird vereinfachend die Methanmantelzahl von Szenario 2 unverändert mit 14 GWh/h übernommen.

Somit ergibt sich die Mantelzahl für Methan für Fernwärme (Spitzlast-Erzeugung) mit 14 GWh/h für das Jahr 2040 beziehungsweise mit 0 GWh/h für das Jahr 2045.

Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Verkehr

Das Langfristszenario O45-H2 weist für den Methanbedarf von Privaten Haushalten einen Wert von 54 TWh für das Jahr 2040 beziehungsweise 0 TWh für das Jahr 2045 aus. In der Szenariorahmengenenehmigung 2025 legte die BNetzA im Szenario 1 ausgehend vom Langfristszenario O45-H2 die Methanmantelzahl für die Sektoren Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Verkehr und Fernwärme in Summe mit 71 GWh/h für das Jahr 2037 beziehungsweise mit 0 GWh/h für das Jahr 2045 fest.

Das Langfristszenario O45-H2 weist einen Methanbedarf von Gewerbe/Handel/Dienstleistungen in Höhe von 16 TWh für das Jahr 2040 beziehungsweise 1 TWh für das Jahr 2045 aus. In der Szenariorahmengenenehmigung 2025 legte die BNetzA im Szenario 1 ausgehend vom Langfristszenario O45-H2 die Methanmantelzahl für die Sektoren Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Verkehr und Fernwärme in Summe mit 71 GWh/h für das Jahr 2037 beziehungsweise mit 0 GWh/h für das Jahr 2045 fest.

Das Langfristszenario O45-H2 weist für den Methanbedarf von Verkehr einen Wert von 5 TWh für das Jahr 2040 beziehungsweise 1 TWh für das Jahr 2045 aus. In der Szenariorahmengenenehmigung 2025 legte die BNetzA im Szenario 1 ausgehend vom Langfristszenario O45-H2 die Methanmantelzahl für die Sektoren Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Verkehr und Fernwärme in Summe mit 71 GWh/h für das Jahr 2037 beziehungsweise mit 0 GWh/h für das Jahr 2045 fest.

Wie oben für Wasserstoff kenntlich gemacht, nehmen die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber an den Sektoren Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen und Verkehr keine Anpassung, weder in der Höhe noch am zeitlichen Hochlauf, vor. Insofern kann die Mantelzahl für das Jahr 2045 aus den Langfristszenarien – bis auf eine Umrechnung auf Brennwert – unverändert übernommen werden.

Somit ergibt sich die Mantelzahl für Methan für Private Haushalte mit 24 GWh/h für das Jahr 2040 beziehungsweise mit 0 GWh/h für das Jahr 2045. Für den GHD-Bereich wird als Methanmantelzahl 6 GWh/h für das Jahr 2040 beziehungsweise 0 GWh/h für das Jahr 2045 vorgesehen. Als Mantelzahl für den Verkehrssektor werden 1 GWh/h für das Jahr 2040 beziehungsweise 0 GWh/h für das Jahr 2045 vorgeschlagen.

Speicher

Für die Ausspeiseseite der Speicher, welche die Einspeicherung in Speicher aus dem Netz abbildet, legte die BNetzA in der Szenariorahmengenenehmigung 2025 für alle Szenarien und Stützjahre fest, dass „[d]ie Ausspeiseleistung in einem sachgerechten Verhältnis zur Einspeiseleistung stehen [muss], sodass eine vollständige Befüllung der Speicher ermöglicht wird“. Somit ist die Einspeiseseite der Speicher führend. Diese Maßgabe erscheint den Fernleitungsnetzbetreibern und Wasserstofftransportnetzbetreibern ebenso nach wie vor sachgerecht.

Einspeiseseitig setzen die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber beim Methan Mindestleistungen an (anders als auf der Wasserstoffeinspeiseseite). Aus diesem Grund wird für die Methanausspeiseseite von Speichern keine Mantelzahl ausgewiesen und lediglich die BNetzA-Maßgabe aus der Szenariorahmengenenehmigung 2025 beibehalten: „Die Ausspeiseleistung muss in einem sachgerechten Verhältnis zur Einspeiseleistung stehen, sodass eine vollständige Befüllung der Speicher ermöglicht wird.“

Grenzübergangspunkte

Für Grenzübergangspunkte im Methan wird ausspeiseseitig die Mantelzahl aus dem Szenario 1 des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 interpoliert für das Jahr 2040 (33 GWh/h). Für das Jahr 2045 wird ebenfalls die BNetzA-Maßgabe aus der Szenariorahmengenenehmigung 2025 für die Szenarien 1 und 2 übernommen, „verbleibende Transite über das deutsche Marktgebiet zu berücksichtigen“.

Methan Einspeiseleistung

Anders als beim Wasserstoff entscheiden sich die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber für Methan auf der Einspeiseseite für eine Ausweisung von Mindestwerten für die Sektoren Grenzübergangspunkte, Speicher und LNG. Dies geschieht vor dem Hintergrund, dass mit der erstmaligen bundeseinheitlichen Methanmodellierung mit einheitlichen Methanlastfällen (Vergleich Kapitel 4.4.2) die Bilanzerstellung im Vorfeld der Modellierung selbst bei konservativer Herangehensweise eine versorgungssichere Einspeiseseite mit fixen Mantelzahlen zum Zeitpunkt der Szenariorahmenerstellung nicht abzuschätzen ist. Diesem Umstand soll dadurch Rechnung getragen werden.

Vor dem weiteren Hintergrund, dass Szenario 1 im Methan weitgehend unverändert auf dem Szenario 1 des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025, und damit auf dem Langfristszenario O45-H2, aufbaut, erfolgt die Ermittlung der Mindestwerte für die Sektoren Grenzübergangspunkte, Speicher und LNG für das Jahr 2040 durch lineare Interpolation zwischen den Mantelzahlen der Jahre 2037 und 2040 des Szenarios 1 aus dem Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025.

In diesem Kapitel werden die Mantelzahlen für die Methaneinspeiseleistung des Szenarios 1 dargestellt. Die folgende Tabelle zeigt die entsprechenden Mantelzahlen im Überblick.

Tabelle 51: Mantelzahlen Methaneinspeisung in Szenario 1

Einspeiseleistung Methan*		2040	2045
Grenzübergangspunkte	GWh/h	mindestens 11	**
Speicher		mindestens 26	---
LNG		mindestens 10	---
Inländische Produktion		1	---
Biomethan/Grüne Gase		2	---

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

** Ab 2045 Transite auf Basis der Ergebnisse des NEP 2025.

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Grenzübergangspunkte

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen vor, für die Grenzübergangspunkte im Methan einspeiseseitig die Mantelzahl aus dem Szenario 1 des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 in Höhe von 0 GWh/h für das Jahr 2045 zu übernehmen. Für das Jahr 2040 erfolgt eine Interpolation der Werte für die Jahre 2037 und 2045 aus dem Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025. Somit ergibt sich für das Jahr 2040 ein Wert von mindestens 11 GWh/h.

Speicher

Für Methanspeicher wird einspeiseseitig die Mantelzahl aus dem Szenario 1 des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 in Höhe von 0 GWh/h für das Jahr 2045 übernommen. Für das Jahr 2040 erfolgt eine Interpolation der Werte für die Jahre 2037 und 2045 aus dem Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025. Somit ergibt sich für das Jahr 2040 ein Wert von mindestens 26 GWh/h.

LNG

Für LNG-Importe wird die Mantelzahl aus dem Szenario 1 des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 in Höhe von 0 GWh/h für das Jahr 2045 übernommen. Für das Jahr 2040 erfolgt eine Interpolation der Werte für die Jahre 2037 und 2045 aus dem Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025. Somit ergibt sich für das Jahr 2040 ein Wert von mindestens 10 GWh/h.

Inländische Produktion

Für die inländische Produktion von Methan wird, auf Basis der aktuellen BVEG-Prognose, die Mantelzahl für das Jahr 2040 mit 1 GWh/h vereinfachend aus der Szenariorahmengenabstimmung 2025 übernommen. Für das Jahr 2045 wird keine Mantelzahl ausgewiesen.

Biomethan/Grüne Gase

Für das Jahr 2040 wird im Langfristszenario O45-H2 ein Endenergieverbrauch in Höhe von rund 14 TWh für Raumwärme und Warmwasser im Sektor Private Haushalte ausgewiesen. Unter der Annahme von 7.000 Vollbenutzungsstunden im Jahr wird für das Jahr 2040 eine Mantelzahl von 2 GWh/h angesetzt.

Die Langfristszenarien O45 weisen für Biomethandargebot 2045 keine Mantelzahl aus. Im Szenario 1 entscheiden sich die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber für das Jahr 2045 dazu, entsprechend dem Langfristszenario O45-H2 keine Mantelzahl auszuweisen. Die Rolle von Biomethan wird innerhalb des Szenarientrichters in den Szenarien 2 und 3 angemessen berücksichtigt.

4.2.2 Szenario 2: Fokus Strom

Szenario 2 mit Fokus Strom baut auf dem Langfristszenario O45-Strom sowie auf Szenario 2 des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 auf und wird gezielt angepasst. Es ist zwischen Übertragungsnetzbetreibern, Fernleitungsnetzbetreibern und Wasserstofftransportnetzbetreibern abgestimmt und bildet damit das „gemeinsames Szenario“ für die Entwürfe der Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Strom und des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff. Inhaltlich dient es der angemessenen Berücksichtigung des unteren Ambitionsniveaus der Systementwicklungsstrategie für den Wasserstoffhochlauf in Höhe und den Sektoren Industrie und Kraftwerke. Darüber hinaus greift es aktuelle politische und gesetzgeberische Entwicklungen auf, insbesondere die absehbare Rolle von Biomethan im Zuge der Novellierung des GEG/GModG.

4.2.2.1 Storyline

Das gemeinsam von Übertragungsnetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber entwickelte Szenario 2 beschreibt einen effizienten Transformationspfad des Energiesystems hin zur Klimaneutralität im Jahr 2045.

Der Ausbau erneuerbarer Energien folgt den geltenden gesetzlichen Ausbaupfaden und bildet die Grundlage eines Energiesystems, in dem Anwendungen elektrifiziert werden, sofern dies technisch möglich und wirtschaftlich sinnvoll ist. Die umfassende Elektrifizierung in allen Verbrauchssektoren führt zu einem deutlichen Anstieg des Stromverbrauchs. Besonders ausgeprägt ist die Elektrifizierung langfristig im Verkehrssektor sowie in der Gebäudewärme. In der Industrie erfolgt die Transformation durch den Einsatz direkt elektrischer Technologien. Insbesondere bei Hochtemperaturanwendungen und bei der stofflichen Nutzung kommt Wasserstoff zum Einsatz. Biomasse und Biomethan sowie fossile Energieträger mit CCS werden in begrenztem Umfang genutzt, insbesondere dort, wo stoffliche oder prozesstechnische Anforderungen alternative Optionen ausschließen.

Ein zentraler Baustein des Szenarios ist der Aufbau einer europaweiten Wasserstoffinfrastruktur. Diese ermöglicht den Transport, die saisonale Speicherung in Untergrundgaspeichern und die sektorübergreifende Nutzung von Wasserstoff. Damit unterstützt die Wasserstoffinfrastruktur sowohl die industrielle Transformation als auch die Anforderungen des Stromsystems. Gaskraftwerke, die im Zieljahr 2045 vollständig mit Wasserstoff betrieben werden, bleiben ein unverzichtbares Flexibilitätselement, indem sie Phasen niedriger erneuerbarer Stromerzeugung überbrücken und somit langfristig die Versorgungssicherheit gewährleisten. Darüber hinaus wird Wasserstoff in KWK-Anlagen und in Heizkesseln eingesetzt, um Nachfragespitzen in Fernwärmenetzen flexibel abzudecken. Zur Deckung des nationalen Wasserstoffbedarfs werden insbesondere Importe und in geringerem Umfang auch inländisch per Elektrolyse erzeugter Wasserstoff genutzt

4.2.2.2 Mantelzahlen

Dieser Abschnitt dient der Darstellung der Mantelzahlen für Wasserstoff und Methan für das vorgeschlagene Szenario 2. Wie mehrfach erläutert, wird als Basis für das Langfristszenario O45-Strom gewählt. Somit werden grundsätzlich relevante Mantelzahlen übernommen. In ausgewählten Fällen werden begründete Anpassungen an den Mantelzahlen aus dem Langfristszenario O45-Strom vorgenommen.

Von den zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber abgestimmten Mantelzahlen werden ausschließlich die für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff relevanten Mantelzahlen vorgestellt.

Die Mantelzahlen für das Szenario 2 werden im Folgenden beschrieben.

Wasserstoff Ausspeiseleistung

In diesem Kapitel werden die Mantelzahlen für die Wasserstoffausspeiseleistung des Szenarios 2 dargestellt. Die folgende Tabelle zeigt die entsprechenden Mantelzahlen im Überblick.

Tabelle 52: Mantelzahlen Wasserstoffausspeisung in Szenario 2

Ausspeiseleistung Wasserstoff		2040	2045
Industrie	GWh/h	23	39
Kraftwerke	GW _{el}	42	81
Fernwärme	GWh/h	26	41
Private Haushalte		---	---
Gewerbe/Handel/Dienstleistungen		---	---
Verkehr		---	---
Speicher		*	*
Grenzübergangspunkte		33	33

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

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Industrie

Das Langfristszenario O45-Strom weist für den industriellen Bedarf von Wasserstoff 125 TWh für das Jahr 2040 beziehungsweise 201 TWh für das Jahr 2045 aus [LFS Industrie 2026]. Die Systementwicklungsstrategie weist in ihren Ankerpunkten für „Wasserstoffnachfrage Industrie“ 300 TWh bis 400 TWh für das Jahr 2045 aus [SES 2024].

Übertragungsnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber sind übereingekommen von der Mantelzahl des Langfristszenarios O45-Strom aus methodisch-prozessualen Gründen leicht abzuweichen. Gleichzeitig werden die Größenordnung des Langfristszenarios O45-Strom und die wesentlichen Grundannahmen der Systementwicklungsstrategie beibehalten, insbesondere dass die inländische industrielle Wertschöpfung – insbesondere auch die der Grundstoffchemie – erhalten bleibt. Ausschlaggebend für die Abweichung ist, dass die Übertragungsnetzbetreiber regelmäßig eine eigene Industriestudie durchführen [FfE 2026], die methodisch auf die Anforderungen des Netzentwicklungsplan Strom Prozesses abgestimmt ist und wesentliche Eingangsdaten, unter anderem zur Regionalisierung, erzeugt.

Für die Ermittlung der Mantelzahlen des Industriesektors bildet die Übertragungsnetzbetreiber Industriestudie deshalb den Ausgangspunkt. Im WasserstoffszENARIO dieser Studie wird ein industrieller Wasserstoffbedarf in Höhe von 116 TWh für das Jahr 2045 ermittelt. Allerdings trifft die Studie für Grundstoffchemie die wesentliche Annahme, dass diese Produkte zukünftig importiert werden und damit – anders als in den Langfristszenarien und der Systementwicklungsstrategie vorgesehen – nicht inländisch erzeugt werden. Um eine Konsistenz der Annahmen zum Langfristszenario O45-Strom herzustellen, wird deshalb der Wasserstoffbedarf der Industrie um den Wasserstoffbedarf der Grundstoffchemie in der Übertragungsnetzbetreiber Industriestudie reduziert (29 TWh) und um den Wasserstoffbedarf der Grundstoffchemie aus dem Langfristszenario O45-Strom ergänzt (99 TWh). Für das Jahr 2040 wird analog vorgegangen.

Es ergeben sich industrielle Wasserstoffbedarfe in Höhe von 108 TWh für das Jahr 2040 beziehungsweise 186 TWh für das Jahr 2045, welche zwischen den Übertragungsnetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreibern und Wasserstofftransportnetzbetreibern abgestimmt sind. Zur Überführung in GWh/h werden

Vollbenutzungsstunden in Höhe von 5.650 h/a gewählt, welche aus bereitgestellten Daten der Langfristszenarien zu Industriebedarfen allgemein, also energetisch und nicht-energetisch und unabhängig von Szenario beziehungsweise Energieträger, ermittelt werden können. Somit ergibt sich die Mantelzahl für Wasserstoff in der Industrie mit 23 GWh/h für das Jahr 2040 beziehungsweise mit 39 GWh/h für das Jahr 2045.

Kraftwerke

Das Langfristszenario O45-Strom weist für Wasserstoffkraftwerke mit 63 GW_{el} für das Jahr 2040 beziehungsweise 81 GW_{el} für das Jahr 2045 aus (Gesamtbedarf thermische Kraftwerke in 2040 64 GW_{el} beziehungsweise 81 GW_{el} in 2045) [LFS Strom 2026].

Die Übertragungsnetzbetreiber haben diesen Gesamtbedarf an thermischen Kraftwerken intern insbesondere im Lichte von stromseitiger Versorgungssicherheit überprüft und sind zu dem Schluss gekommen, dass dieser in der Höhe plausibel ist und weisen diesen deshalb im Szenariorahmen Strom 2027 aus. Die Fernleitungsnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber folgen dieser Einschätzung für das Szenario 2.

Nach aktuellem Stand lässt sich auch nach der Veröffentlichung des Referentenentwurfs des StromVKG [StromVKG-E 2026] das Gesamtvolumen des Gaskraftwerksbedarfs sowie die Verteilung auf Methan und Wasserstoff für die Jahre 2040 und 2045 nicht seriös abschätzen. Aufgrund dieser Unsicherheit erfolgt die Aufteilung für diese szenarienbasierte Modellierung in der Sachlogik entsprechend dem Langfristszenario O45-Strom beziehungsweise des darauf aufbauenden Szenarios 2 des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025.

Gleichzeitig ist eine Verzögerung des Wasserstoffhochlaufs, insbesondere im Kraftwerkssektor, auch in der Marktabfrage Wasserstoff 2026 zu erkennen (Vergleich Kapitel 3.2.2.2). Diese Verzögerung soll als Marktsignal auch szenarienbasiert abgebildet werden, ohne jedoch zu stark in die Logik der Langfristszenarien O45 einzugreifen.

Zu diesem Zweck wird für das Betrachtungsjahr 2040 die Wasserstoffkraftwerksmantelzahl des Szenarios 2 aus dem Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 von dem Jahr 2037 übernommen. Dementsprechend wird eine Verzögerung um drei Jahre unterstellt. Für das Jahr 2040 hat es zudem eine geringfügige Anpassung der Verteilung der Mantelzahl auf Wasserstoff beziehungsweise Methan im Zuge der Kraftwerkszuordnung gegeben (Wasserstoff von 41 GW_{el} auf 42 GW_{el}). Im Jahr 2045 nehmen Übertragungsnetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber keine weitere Anpassung vor.

Daraus ergibt sich für Wasserstoffkraftwerke eine Mantelzahl von 42 GW_{el} im Jahr 2040 sowie 81 GW_{el} im Jahr 2045.

Fernwärme

Die Langfristszenarien O45 enthalten Wasserstoffbedarfe in der Fernwärme vorrangig mit „Wasserstoff-KWK“ in den Jahren 2040 und 2045 [LFS FW 2026]. Die Technologie „Wasserstoff-Kessel“ hingegen, verstanden als Spitzenlastzeuger, stand zwar im LFS-Modell zur Verfügung, trägt im Modellierungsergebnis aber nur „mit sehr kleinen Beiträgen“ zur Erzeugung bei. In der Spitze weisen „Wasserstoff-KWK“ und „Wasserstoff-Kessel“ zusammen einen Bedarf von rund 14 GWh/h für das Jahr 2045 auf [LFS FWD 2026]. In dem vorliegenden Entwurf des Szenariorahmens 2027 ist die Technologie „Wasserstoff-KWK“ in der Mantelzahl für „Kraftwerke“ enthalten.

Übertragungsnetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber haben abgestimmt, für das Äquivalent zur LFS O45-Mantelzahl „Wasserstoff-Kessel“ ebenfalls aus methodisch-prozessualen und inhaltlichen Gründen von dem Langfristszenario O45-Strom abzuweichen. Die Übertragungsnetzbetreiber führen im Zuge des Netzentwicklungsplans Strom eigens eine aufwändige

Wärmenetzmodellierung durch². Im Zuge des Entwurfs des Szenariorahmens 2027 weisen die Übertragungsnetzbetreiber indikativ eine Mantelzahl auf Basis der Modellierungsergebnisse des vorangegangenen Netzentwicklungsplans, hier Übertragungsnetzbetreiber Szenariopfad „B“, aus.

Ähnlich wie bei der Industrie, bildet das Übertragungsnetzbetreiber Modell aus diesem Grund den Ausgangspunkt für die Ermittlung der gemeinsamen Mantelzahl für Fernwärme. Auf Basis der Übertragungsnetzbetreiber Modellierungsergebnisse aus dem Netzentwicklungsplan Strom 2025 wird dementsprechend die Mantelzahl abgeleitet. Der versorgungssichere Fernwärme-Erzeugerpark enthielt – neben „Wasserstoff-KWK“ – Spitzenlastkessel mit einer thermischen Leistung von 35 GWh/h (Heizwert) und einem Jahresverbrauch von 4,5 TWh (Heizwert). Darüber wird etwa 55 % bis 60 % der modellierten maximalen Wärmelast, etwa für eine Kalte Dunkelflaute, abgesichert beziehungsweise 3 % bis 4 % der modellierten Nachfrage in Wärmenetzen versorgt.

Für das Jahr 2045 wird das Übertragungsnetzbetreiber Modellierungsergebnis als Mantelzahl übernommen. Für das Jahr 2040 erfolgt die Aufteilung auf Wasserstoff und Methan entlang des für Kraftwerke in 2040 auf Basis des Langfristszenarios O45-Strom ermittelten Schlüssels. Zuletzt erfolgt eine Umrechnung von Heizwert in Brennwert.

Somit ergibt sich die Mantelzahl für Wasserstoffspitzenlast-Fernwärme-Erzeuger mit 26 GWh/h für das Jahr 2040 beziehungsweise mit 41 GWh/h für das Jahr 2045.

Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Verkehr

Das Langfristszenario O45-Strom enthält keine Wasserstoffbedarfe in den Sektoren Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen und Verkehr in den Jahren 2040 und 2045. Seitens der Übertragungsnetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber wird dies im gemeinsamen Szenario übernommen.

Die Ausspeiseleistung in diesen Sektoren beträgt dementsprechend 0 GWh/h in den Jahren 2040 und 2045.

Speicher

Für die Ausspeiseleistung der Speicher, welche die Einspeicherung in Speicher aus dem Netz abbildet, legte die BNetzA in der Szenariorahmengenabstimmung 2025 für alle Szenarien und Stützjahre fest, dass „[d]ie Ausspeiseleistung in einem sachgerechten Verhältnis zur Einspeiseleistung stehen [muss], sodass eine vollständige Befüllung der Speicher ermöglicht wird“. Somit ist die Einspeiseleistung der Speicher führend. Diese Maßgabe erscheint den Fernleitungsnetzbetreibern und Wasserstofftransportnetzbetreibern ebenso nach wie vor sachgerecht.

Wie weiter unten dargestellt, wird für die Einspeiseleistung der Wasserstoffspeicher auf Basis des Langfristszenarios O45-Strom unverändert aufgesetzt. Das Langfristszenario O45-Strom enthält Verhältnisse von Einspeise- zu Ausspeiseleistung der Wasserstoffspeicher von 4-zu-1. Auf Nachfrage weisen die Speicherbetreiber darauf hin, dass aus ihrer Sicht dieses Verhältnis von der Kundenstruktur des Wasserstoffhochlaufs abhängig ist und sich über die Zeit voraussichtlich verändern wird. So würde sich in den frühen Jahren, mit Industrie und PtG-Anlagen als Hauptkunden, ein Verhältnis um 1-zu-1 erwartet, während später mit einem steigenden Kraftwerksanteil eher von einem Verhältnis von etwa 3-zu-1 auszugehen sei. Die Meldungen der Marktabfrage Wasserstoff 2026 lägen mit einem Verhältnis von 0,8 bis 1,1 eher im Bereich der frühen Jahre.

² Von ÜNB wird je Wärmenetz eine Wärmefrage vorgegeben, deren Deckung kostenoptimal zusammen mit der Deckung der Stromnachfrage berechnet wird. Pro Fernwärmenetz wird ein Spitzenlastkessel H₂ zur Verfügung gestellt, der als Option mit den hinterlegten Brennstoffkosten eingesetzt werden kann. Neben dem Spitzenlastkessel H₂ modellieren die ÜNB – analog zu LFS – Wasserstoff KWK separat.

Die Speicherausspeiseleistungen werden im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2027 sachgerecht im Verhältnis zur erforderlichen Speichereinspeiseleistung festgelegt.

Grenzübergangspunkte

Das Langfristszenario O45-Strom enthält rohrliniengebundene Wasserstoffexporte über Grenzübergangspunkte in Höhe von 2 GWh/h im Jahr 2040 beziehungsweise 7 GWh/h für das Jahr 2045. Wie weiter unten für Wasserstoffimporte ausführlich beschrieben, nahm die BNetzA im Zuge der Szenariorahmengen- genehmigung 2025 eine begründete Anpassung dieser Mantelzahl vor. Diese begründete Abweichung er- scheint den Fernleitungsnetzbetreibern und Wasserstofftransportnetzbetreibern ebenso nach wie vor sachgerecht.

Die Aufgabe im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 für das Jahr 2037 zu ermitteln, „welche Kapazität ausbaufrei darstellbar ist“, wurde umgesetzt. Eine erneute Überprüfung bietet aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber zum jetzigen Zeitpunkt keinen ausrei- chenden Mehrwert gegenüber dem hohen Aufwand angesichts sehr hoher Freiheitsgrade und damit ver- bunden einer Vielzahl von Iterationen in der Modellierung. Aus diesem Grund wird die GÜP-Export- Basiskapazität aus Tabelle 40 übernommen und lastfallabhängig angesetzt. Dies geschieht analog zum BNetzA-Ansatz aus den Szenarien 1 und 2 des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 für das Jahr 2045.

Insofern wird die Mantelzahl für Wasserstoff-GÜP-Exporte für das Szenario 2 mit 33 GWh/h für die Jahre 2040 und 2045 vorgeschlagen.

Wasserstoffeinspeiseleistung

In diesem Kapitel werden die Mantelzahlen für die Wasserstoffeinspeiseleistung des Szenarios 2 darge- stellt. Zur Deckung des Wasserstoffbedarfs in Szenario 2 werden insbesondere Importe und in geringerem Umfang auch inländisch per Elektrolyse erzeugter Wasserstoff genutzt. Für das Szenario 2 orientieren sich die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber hier an der Szenariorahmengen- genehmigung 2025. Die folgende Tabelle zeigt die entsprechenden Mantelzahlen im Überblick.

Tabelle 53: Mantelzahlen Wasserstoffeinspeisung in Szenario 2

Einspeiseleistung Wasserstoff*		2040	2045
Elektrolyse	GW _{el}	24	29
Grenzübergangspunkte	GWh/h	81	97
Speicher		97	184
Sonstige Importe (u.a. LH ₂ und Derivate)		mindestens 13	mindestens 13

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

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Elektrolyse

In den Szenariorahmengen- genehmigungen für die Netzentwicklungspläne Strom sowie Gas und Wasserstoff legte die BNetzA im Szenario 2 beziehungsweise im Szenario B die Mantelzahl für Elektrolyse einheitlich mit 42 GW_{el} für das Jahr 2037 beziehungsweise mit 58 GW_{el} für das Jahr 2045 fest. Damit übernahm die BNetzA die Zahlen aus dem Langfristszenario O45-Strom [LFS ELY 2026]. Gleichzeitig unterschreibt sie da- mit die SES-Ankerpunkte für Elektrolyseure, welche eine Bandbreite von 60 bis 80 GW_{el} für das Jahr 2045 (30 GW_{el} bis 40 GW_{el} für 2035) ausweisen, leicht.

Bei Elektrolyseuren ist in der Marktabfrage Wasserstoff 2026 ein deutlicher Rückgang der gemeldeten Leistungen, grob eine Halbierung, gegenüber dem Zyklus 2024 zu erkennen (ggf. Kapitel 0). Diese Halbierung wenden die Übertragungsnetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber auf die Mantelzahl des Langfristszenarios O45-Strom an. Aufgrund dieses deutlichen Rückgangs erscheint auch eine deutliche Unterschreitung der SES-Ankerpunkte von 30 GW_{el} bis 40 GW_{el} für das Jahr 2035 und 60 GW_{el} bis 80 GW_{el} für das Jahr 2045 angemessen und vertretbar.

Übertragungsnetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber weisen somit die Mantelzahl für Wasserstoffelektrolyse mit 24 GW_{el} für das Jahr 2040 beziehungsweise mit 29 GW_{el} für das Jahr 2045 aus.

Grenzübergangspunkte

Die Langfristszenarien O45 enthalten ausschließlich rohrleitungsgebundene Wasserstoffimporte über Grenzübergangspunkte in Höhe von 11 GWh/h für das Jahr 2040 beziehungsweise in Höhe von 23 GWh/h für das Jahr 2045. Außerdem wird in dem Langfristszenario O45-Strom eine Wasserstoffimportquote von 41 % im Jahr 2040 beziehungsweise 57 % im Jahr 2045 ausgewiesen [LFS H2 2026]. Die Systementwicklungsstrategie geht von einer Importquote von 50 % bis 70 % aus. Eine Aufteilung der Mengen beziehungsweise Leistungen auf die unterschiedlichen Importoptionen wird nicht vorgenommen. Gleichwohl begleitet die Systementwicklungsstrategie die Importquote mit folgender Maßgabe:

„Der Wasserstoffimport erfolgt voraussichtlich überwiegend per Pipeline aus dem europäischen Ausland. Die Netzplanung sollte eine Diversifizierung der Importrouten ermöglichen, um einseitige Abhängigkeiten zu vermeiden.“

In der Szenariorahmengen Genehmigung 2025 legte die BNetzA im auf dem Langfristszenario O45-Strom aufbauenden Szenario 2 die Mantelzahl mit „Mind. 58 GWh/h“ für beide Betrachtungsjahre 2037 und 2045 fest. Damit wich die BNetzA begründet von dem Langfristszenario O45-Strom ab. Die Begründung lag darin, dass die Langfristszenarien „Aspekte der Versorgungssicherheit, wie zum Beispiel die Betrachtung von Lastfällen, und die Diversifizierung von Einspeisequellen außer Acht lässt“. Diese Abweichung von den Langfristszenarien erscheint den Fernleitungsnetzbetreibern und Wasserstofftransportnetzbetreibern ebenso nach wie vor sachgerecht.

Um der politischen SES-Vorgabe nach „Diversifizierung der Importrouten“ gerecht zu werden, welche den Fernleitungsnetzbetreibern und Wasserstofftransportnetzbetreibern zeitgemäßer denn je erscheint, und um hinreichend Flexibilität bei der Betrachtung der unterschiedlichen Lastfälle zu erhalten (Vergleich Kapitel 4.4.1), übernehmen die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber die Mantelzahl aus Tabelle 40 ohne weitere Anpassung. Nicht zuletzt wird damit auch die Ansetzung von Mindestleistungen im Wasserstoff an dieser Stelle vermieden.

Insofern wird die Mantelzahl für Wasserstoff-GÜP-Importe in Höhe von 81 GWh/h für das Jahr 2040 beziehungsweise mit 97 GWh/h für das Jahr 2045 vorgeschlagen.

Speicher

Für die Einspeiseseite der Speicher, welche die Ausspeicherung aus Speichern in das Netz abbildet, legte die BNetzA in der Szenariorahmengen Genehmigung 2025 im auf dem Langfristszenario O45-Strom aufbauenden Szenario 2 die Mantelzahl mit „Mind. 36 GWh/h“ für beide Betrachtungsjahre 2037 und 2045 fest. Die Höhe orientierte sich an Meldungen aus der damaligen Marktabfrage mit gemeldetem Projektstatus „Entwurfsplanung/Raumordnungsverfahren“ und höher. Damit wich die BNetzA begründet von den Langfristszenarien ab mit der Begründung, dass die Leistungen um ein Mehrfaches oberhalb der Meldungen der damaligen Speichermarktabfrage (MAHS – Market Assessment for Hydrogen Storage) lägen und zu ineffizientem Netzausbau führen könnten.

Gleichzeitig heben unterschiedliche Akteure die Bedeutung der Wasserstoffspeicher für ein treibhausgasneutrales Energiesystem und speziell die der Einspeiseseite in Situationen mit sehr niedrigem EE-

Dargebot hervor: Laut Stellungnahme der Speicherbetreiber sollte die Mantelzahl der Speicher einspeise-seitig die thermische Leistung der Kraftwerke auf der Ausspeise-seite nicht unterschreiten³. Auch die Systementwicklungsstrategie hebt die Rolle von Wasserstoffspeichern, „insbesondere um die Versorgung von Wasserstoffkraftwerken sicherzustellen“, heraus⁴⁵. Nach Ansicht der Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber ist diese Sichtweise grundsätzlich netzplanerisch sachgerecht zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Zeiten mit einem niedrigen EE-Dargebot, insbesondere in einem Stromsystem im Jahr 2045 (Vergleich hierzu Anhang 2).

Ausgehend von der vorgeschlagenen Mantelzahl für die Kraftwerke von 42 GW_{el} im Jahr 2040 beziehungsweise von 81 GW_{el} im Jahr 2045 ergäben sich bei einem angenommenen mittleren Wirkungsgrad von 50 % thermische Ausspeiseleistungen der Kraftwerke von 84 GWh/h im Jahr 2040 beziehungsweise von 162 GWh/h im Jahr 2045. Diese Zahlen fielen damit in die von der BNetzA für die Langfristszenarien genannten „für das Jahr 2045 rund 176 GWh/h beziehungsweise 184 GWh/h Einspeiseleistung“ bezifferte Größenordnung.

Wie unter Kapitel 3.2.2.1 gezeigt, ergab die Marktabfrage Wasserstoff 2026 Meldungen für Einspeisungen aus Wasserstoffspeichern von rund 49 GWh/h für das Jahr 2040 und 72 GWh/h für das Jahr 2045 mit einem zugehörigen Arbeitsgasvolumen von etwa 56 TWh. Diese gemeldeten Werte liegen um etwa Faktor zwei unterhalb der von den Speicherbetreibern nahegelegten und von den Langfristszenarien ermittelten Größenordnung.

Vor dem Hintergrund der Bedeutung der Wasserstoffspeicher liegt eine Erhöhung der Mantelzahl gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 grundsätzlich nahe. Nachdem das gemeinsam von den Übertragungsnetzbetreibern, Fernleitungsnetzbetreibern und Wasserstofftransportnetzbetreibern als Basis gewählte Langfristszenario O45-Strom die erforderliche Größenordnung trifft, besteht aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber grundsätzlich kein Anlass von diesen abzuweichen und die Mantelzahlen von dem Langfristszenario O45-Strom werden vorgeschlagen. Einzig die Verzögerung des Wasserstoffkraftwerkshochlauf um drei Jahre wird derart berücksichtigt, dass für die Speicher im Jahr 2040 mit 97 GWh/h die LFS O45-Strom-Mantelzahl aus dem Jahr 2037 gewählt wird.

Somit ergibt sich die Mantelzahl für Wasserstoffspeicher einspeise-seitig mit 97 GWh/h für das Jahr 2040 beziehungsweise mit 184 GWh/h für das Jahr 2045.

Sonstige Importe (unter anderem LH₂ und Derivate)

Die Langfristszenarien O45 enthalten – neben rohrleitungsgebundenem Import – keine sonstigen Importe von Wasserstoff, etwa als LH₂ oder in Form anderer Derivate. Die Systementwicklungsstrategie bezeichnet dies allerdings als „ein wichtiges Element“ „in einer Diversifizierungsstrategie“. Auch in der „Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate“ wird sonstigen Importen, teils auch nicht-molekular über Wasserstoffderivate oder Trägermedien, eine Rolle beigemessen. Beide Dokumente gehen von einer

³ Auf FNB/WTNB-Nachfrage mit Verweis, dass dies am Beispiel des NEP 2025 Wasserstoff-UGS-Einspeiseleistungen (ins Netz) von circa 120 GWh/h bzw. 160 GWh/h zur Folge hätte (Sz. 1 bzw. Sz. 2 in 2045) und dies in etwa das 1,5- bis 2-Fache der in der Marktabfrage Wasserstoff 2026 gemeldeten Wasserstoff-UGS-Leistungen läge, bestätigten UGS-Vertreter, dass es aus ihrer Sicht ein „funktionierendes Gesamtsystem“ ergäbe.

⁴ S.43: « Erste Speicherbedarfe entstehen schon bis 2030. Mit zunehmender Bedeutung der Wasserstoffkraftwerke, einer wachsenden industriellen Wasserstoffnachfrage sowie einer stark steigenden Wasserstoffherzeugung aus Elektrolyse wächst der Bedarf für Speicher im Zeitverlauf stark an. Von großer Bedeutung für die Energiewende ist daher eine koordinierte Umstellung der Nachfrageseite (insbesondere der Kraftwerke), der Speicher sowie des Gastransportnetzes auf Wasserstoff. »

⁵ Die SES-Ankerpunkte der Systementwicklungsstrategie enthalten eine Bandbreite von 80 TWh bis 100 TWh an Arbeitsgasvolumen für 2045 und mindestens 15 TWh 2035, allerdings keine Aussage zu Ein- bzw. Ausspeiseleistungen.

Importquote von 50 % bis 70 % aus. Eine Aufteilung der Mengen beziehungsweise Leistungen auf die unterschiedlichen Importoptionen nicht vorgenommen.

In der Szenariorahmengenenehmigung 2025 legte die BNetzA hingegen im auf dem Langfristszenario O45-Strom aufbauenden Szenario 2 die Mantelzahl mit „Mind. 4 GWh/h“ für die Jahre 2037 und 2045 fest. Damit wich die BNetzA begründet von dem Langfristszenario O45-Strom ab. Die Begründung lag in der „Diversifizierung der Einspeisequellen“ und damit Erhöhung der „Resilienz und Sicherheit der Wasserstoffversorgung“. Neben dem Argument der Versorgungssicherheit führte die BNetzA weiter an, dass „durch Diversifizierung von Einspeisemöglichkeiten der wettbewerbliche Hochlauf gestärkt werden“ könne. Diese von der BNetzA vorgenommene begründete Abweichung erscheint den Fernleitungsnetzbetreibern und Wasserstofftransportnetzbetreibern auch zum derzeitigen Stand sachgerecht.

Die in der Marktabfrage Wasserstoff 2026 gemeldeten Wasserstoffeinspeiseleistungen aus sonstigen Importen konzentrieren sich in den Jahren 2040 und 2045 räumlich stark auf Wilhelmshaven und Bremerhaven, die zusammen rund 80 % bis 85 % der Gesamtkapazität stellen, während Rostock mit knapp unter 10 % eine mittlere Rolle einnimmt. Die übrigen Standorte, wie Hamburg, Wesel und Lubmin, tragen jeweils nur geringe Anteile im Bereich von rund 1 % bis 6 % zur Gesamteinspeisung bei und sind von untergeordneter Bedeutung. Gemeldet wurden für die Jahre 2040 und 2045 insgesamt 13 GWh/h mit einer Einspeisemenge von etwa 110 TWh, wie unter Kapitel 3.2.2 dargestellt. Dieser Wert in Höhe von 13 GWh/h sollte aus Sicht der Wasserstofftransportnetzbetreiber mindestens angesetzt werden.

Vor diesem Hintergrund schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber vor, die Mantelzahl für sonstige Importe (unter anderem LH₂ und Derivate) in Höhe von mindestens 13 GWh/h für die Jahre 2040 und 2045 anzusetzen.

Methan Ausspeiseleistung

In diesem Kapitel werden die Mantelzahlen für die Methanausspeiseleistung des Szenarios 2 dargestellt. Die folgende Tabelle zeigt die entsprechenden Mantelzahlen im Überblick.

Tabelle 54: Mantelzahlen Methanausspeisung in Szenario 2

Ausspeiseleistung Methan		2040	2045
Industrie	GWh/h	15	7
Kraftwerke	GW _{el}	23	2
Fernwärme	GWh/h	14	---
Private Haushalte		30	2
Gewerbe/Handel/Dienstleistungen		11	1
Verkehr		---	---
Speicher		*	*
Grenzübergangspunkte		31	**

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

** Ab 2045 Transite auf Basis der Ergebnisse des NEP 2025.

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Industrie

Das Langfristszenario O45-Strom weist für den Methanbedarf von Industrie 61 TWh für das Jahr 2040 beziehungsweise 2 TWh für das Jahr 2045 aus. In der Szenariorahmengenenehmigung 2025 legte die BNetzA im

Szenario 2 ausgehend vom Langfristszenario O45-Strom die Methanmantelzahl für Industrie mit 20 GWh/h für das Jahr 2037 beziehungsweise mit 0 GWh/h für das Jahr 2045 fest.

Wie oben für Wasserstoff beschrieben, entscheiden sich die Übertragungsnetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber aus prozessualen Gründen für den Industriesektor von dem Langfristszenario O45-Strom abzuweichen und sich auf die Industriestudie der Übertragungsnetzbetreiber zu stützen.

Die Übertragungsnetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber unterstellen 76 TWh für das Jahr 2040 und 35 TWh für das Jahr 2045 (jeweils Heizwert). Im Jahr 2045 handelt es sich nur um Biomethan (siehe Einspeiseseite weiter unten). Mithilfe von den Vollbenutzungsstunden aus den Langfristszenarien für die Industrie (5.650 h/a) und der Brennwertumrechnung ergeben sich die Mantelzahl für Methan in der Industrie mit 15 GWh/h für das Jahr 2040 beziehungsweise mit 7 GWh/h für das Jahr 2045.

Kraftwerke

Das Langfristszenario O45-Strom weist für Methankraftwerke mit 1 GW_{el} für das Jahr 2040 beziehungsweise 0 GW_{el} für das Jahr 2045 aus (Gesamtbedarf thermische Kraftwerke 64 GW_{el} in 2040 beziehungsweise 81 GW_{el} in 2045) [LFS Strom 2026]. Die Systementwicklungsstrategie weist in ihren Ankerpunkten für „Steuerbare Kraftwerke (ohne Biomasse und Wasserkraft)“ 50 GW_{el} bis 60 GW_{el} für das Jahr 2035 und 60 GW_{el} bis 80 GW_{el} für das Jahr 2045 aus [SES 2024].

Wie oben für Wasserstoffkraftwerke ausführlich dargelegt, wird die Gesamtleistung der steuerbaren Kraftwerksleistung über beide Energieträger, Methan und Wasserstoff, aus dem Langfristszenario O45-Strom übernommen und für das Jahr 2040 anhand in der Sachlogik des Langfristszenarios O45-Strom beziehungsweise des darauf aufbauenden Szenarios 2 aus dem Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 auf Wasserstoff und Methan aufgeteilt, um eine Verzögerung des Wasserstoffhochlaufs im Kraftwerkssektor um etwa drei Jahre abzubilden.

Zusätzlich verbleiben für Fernwärme bestimmte KWK-Anlagen im Jahr 2045 im Methan, mit einem Einsatz von Biomethan in Höhe von 10 TWh. Mit unterstellten Vollbenutzungsstunden in Höhe von 2.500 h/a ergeben sich gerundet ein Leistungsbedarf von 4 GWh/h (Brennwert). Mit einem unterstellten elektrischen Wirkungsgrad von 40 % ergibt sich für KWK-Anlagen eine elektrische Leistung von gerundet 2 GW_{el}.

Daraus ergibt sich eine Methanmantelzahl für Kraftwerke von 23 GW_{el} im Jahr 2040 sowie 2 GW_{el} im Jahr 2045.

Fernwärme

Das Langfristszenario O45-Strom weist für den Methanbedarf von Fernwärme 0 TWh für das Jahr 2040 beziehungsweise 0 TWh für das Jahr 2045 aus [LFS FW 2026]. In der Szenariorahmengenemigung 2025 legte die BNetzA im Szenario 2 ausgehend von dem Langfristszenario O45-Strom die Methanmantelzahl für die Sektoren Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Verkehr und Fernwärme in Summe mit 66 GWh/h für das Jahr 2037 beziehungsweise mit 0 GWh/h für das Jahr 2045 fest.

Wie oben für Wasserstoff ausführlich dargelegt, weichen die Übertragungsnetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber für den Sektor Fernwärme aus prozessualen und inhaltlichen Gründen von dem Langfristszenario O45-Strom ab und stützen sich auf die Übertragungsnetzbetreiber Wärmenetzmodellierungen des Netzentwicklungsplans.

Für das Jahr 2045 wird keine Fernwärmespitzenlasterzeugung im Methan vorgesehen. Für das Jahr 2040 erfolgt, wie oben für Wasserstoff beschrieben, die Aufteilung der Fernwärmemantelzahl auf Basis der im Kraftwerksbereich ermittelten Verteilung von Wasserstoff und Methan (23 GW_{el} im Methan bei einer Gesamtgaskraftwerksleistung von 64 GW_{el}).

Daraus ergibt sich eine Methanmantelzahl für die Fernwärme-Spitzenlast von 14 GWh/h im Jahr 2040 sowie 0 GWh/h im Jahr 2045.

Private Haushalte

Das Langfristszenario O45-Strom weist den Methanbedarf von Privaten Haushalten mit 49 TWh für das Jahr 2040 beziehungsweise 0 TWh für das Jahr 2045 aus. In der Szenariorahmengenenehmigung 2025 legte die BNetzA im Szenario 2 ausgehend vom Langfristszenario O45-Strom die Methanmantelzahl für die Sektoren Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Verkehr und Fernwärme in Summe mit 66 GWh/h für das Jahr 2037 beziehungsweise mit 0 GWh/h für das Jahr 2045 fest.

Die Übertragungsnetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber unterstellen einen Bedarf 69 TWh für das Jahr 2040 und 4 TWh für das Jahr 2045 (jeweils Heizwert). Im Jahr 2045 handelt es sich ausschließlich um Biomethan (Vergleich Einspeiseseite weiter unten). Mit Hilfe der Vollbenutzungsstunden aus den Langfristszenarien für Private Haushalte (2.500 h/a) und einer Brennwertumrechnung ergibt sich die Methanmantelzahl für Private Haushalte mit 30 GWh/h für das Jahr 2040 beziehungsweise mit 2 GWh/h für das Jahr 2045.

Gewerbe/Handel/Dienstleistungen

Das Langfristszenario O45-Strom weist den Methanbedarf von Gewerbe/Handel/Dienstleistungen mit 14 TWh für das Jahr 2040 beziehungsweise 1 TWh für das Jahr 2045 aus. In der Szenariorahmengenenehmigung 2025 legte die BNetzA im Szenario 2 ausgehend vom Langfristszenario O45-Strom die Methanmantelzahl für die Sektoren Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Verkehr und Fernwärme in Summe mit 66 GWh/h für das Jahr 2037 beziehungsweise mit 0 GWh/h für das Jahr 2045 fest.

Die Übertragungsnetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber unterstellen einen Bedarf 26 TWh für das Jahr 2040 und 1 TWh für das Jahr 2045 (jeweils Heizwert). Im Jahr 2045 handelt es sich ausschließlich um Biomethan (Vergleich Einspeiseseite weiter unten). Mit Hilfe der Vollbenutzungsstunden aus den Langfristszenarien für den GHD-Bereich (2.640 h/a) und einer Brennwertumrechnung ergibt sich die Methanmantelzahl für Gewerbe/Handel/Dienstleistungen mit 11 GWh/h für das Jahr 2040 beziehungsweise mit aufgerundet 1 GWh/h für das Jahr 2045.

Verkehr

Das Langfristszenario O45-Strom weist den Methanbedarf vom Verkehr mit 4 TWh für das Jahr 2040 beziehungsweise 1 TWh für das Jahr 2045 aus. In der Szenariorahmengenenehmigung 2025 legte die BNetzA im Szenario 2 ausgehend vom Langfristszenario O45-Strom die Methanmantelzahl für die Sektoren Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Verkehr und Fernwärme in Summe mit 66 GWh/h für das Jahr 2037 beziehungsweise mit 0 GWh/h für das Jahr 2045 fest.

Aufgrund der geringen Mengen entsprechend dem Langfristszenario O45-Strom auch im Jahr 2040 entscheiden sich die Übertragungsnetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber gegen die Ausweisung einer Methanmantelzahl. Daraus ergibt sich eine Methanmantelzahl für Verkehr von 0 GWh/h im Jahr 2040 sowie 0 GWh/h im Jahr 2045.

Speicher

Für die Ausspeiseseite der Speicher, welche die Einspeicherung in Speicher aus dem Netz abbildet, legte die BNetzA in der Szenariorahmengenenehmigung 2025 für alle Szenarien und Stützjahre fest, dass „[d]ie Ausspeiseleistung in einem sachgerechten Verhältnis zur Einspeiseleistung stehen [muss], sodass eine vollständige Befüllung der Speicher ermöglicht wird“. Somit ist die Einspeiseseite der Speicher führend. Diese Maßgabe erscheint den Fernleitungsnetzbetreibern und Wasserstofftransportnetzbetreibern ebenso nach wie vor sachgerecht.

Einspeiseseitig setzen die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber beim Methan Mindestleistungen an (anders als auf der Wasserstoffeinspeiseseite). Aus diesem Grund wird für die

Methanausspeiseseite von Speichern keine Mantelzahl ausgewiesen und lediglich die BNetzA-Maßgabe aus der Szenariorahmengen Genehmigung 2025 beibehalten: „Die Ausspeiseleistung muss in einem sachgerechten Verhältnis zur Einspeiseleistung stehen, sodass eine vollständige Befüllung der Speicher ermöglicht wird.“

Grenzübergangspunkte

Für Grenzübergangspunkte im Methan wird ausspeiseseitig die Mantelzahl aus dem Szenario 2 des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 interpoliert für das Jahr 2040 (31 GWh/h). Für das Jahr 2045 wird ebenfalls die BNetzA-Maßgabe aus der Szenariorahmengen Genehmigung 2025 für die Szenarien 1 und 2 übernommen, „verbleibende Transite über das deutsche Marktgebiet zu berücksichtigen“.

Methan Einspeiseleistung

Anders als beim Wasserstoff entscheiden sich die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber für Methan auf der Einspeiseseite für eine Ausweisung von Mindestwerten für die Sektoren Grenzübergangspunkte, Speicher und LNG. Dies geschieht vor dem Hintergrund, dass mit der erstmaligen bundeseinheitlichen Methanmodellierung mit einheitlichen Methanlastfällen (Vergleich Kapitel 4.4.2) die Bilanzerstellung im Vorfeld der Modellierung selbst bei konservativer Herangehensweise eine versorgungssichere Einspeiseseite mit fixen Mantelzahlen zum Zeitpunkt der Szenariorahmenerstellung nicht abzuschätzen ist. Diesem Umstand soll dadurch Rechnung getragen werden.

Vor dem weiteren Hintergrund, dass das Szenario 2 im Methan weitgehend unverändert auf dem Szenario 2 des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025, und damit auf dem Langfristszenario O45-Strom, aufbaut, erfolgt die Ermittlung der Mindestwerte für die Sektoren Grenzübergangspunkte, Speicher und LNG für das Jahr 2040 durch lineare Interpolation zwischen den Mantelzahlen für die Jahre 2037 und 2045 des Szenarios 2 aus dem Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025.

In diesem Kapitel werden die Mantelzahlen für die Methaneinspeiseleistung des Szenarios 2 dargestellt. Die folgende Tabelle zeigt die entsprechenden Mantelzahlen im Überblick.

Tabelle 55: Mantelzahlen Methaneinspeisung in Szenario 2

Einspeiseleistung Methan*		2040	2045
Grenzübergangspunkte	GWh/h	mindestens 10	**
Speicher		mindestens 23	mindestens 6
LNG		mindestens 9	---
Inländische Produktion		1	---
Biomethan/Grüne Gase		8	8

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

** Ab 2045 Transite auf Basis der Ergebnisse des NEP 2025.

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Grenzübergangspunkte

Für Methan-GÜP wird einspeiseseitig die Mantelzahl aus dem Szenario 2 des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 mit 0 GWh/h für das Jahr 2045 übernommen. Für das Jahr 2040 wird der interpolierte Wert von mindestens 10 GWh/h vorgeschlagen.

Speicher

Für Methanspeicher wird einspeiseseitig die interpolierte Mantelzahl für das Jahr 2040 mit mindestens 23 GWh/h vorgeschlagen. Für das Jahr 2045 werden mindestens 6 GWh/h, welche zum saisonalen Ausgleich der gleichmäßigen Biomethaneinspeisung und der witterungsabhängigen Nachfrage dienen, angesetzt.

LNG

Für LNG-Importe wird die Mantelzahl aus dem Szenario 2 des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 mit 0 GWh/h für das Jahr 2045 übernommen. Für das Jahr 2040 wird der interpolierte Wert von mindestens 9 GWh/h vorgeschlagen.

Inländische Produktion

Für die inländische Produktion von Methan wird, auf Basis der aktuellen BVEG-Prognose, die Mantelzahl für das Jahr 2040 mit 1 GWh/h vereinfachend aus der Szenariorahmengenenehmigung 2025 übernommen. Für das Jahr 2045 wird keine Mantelzahl ausgewiesen.

Biomethan/Grüne Gase

Die Langfristszenarien O45 weisen für das Biomethandargebot keine Mantelzahl aus.

Wie der Storyline zu entnehmen ist, möchten die Übertragungsnetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber bei Biomethan den politisch-gesetzgeberisch absehbaren Entwicklungen, insbesondere rund um die Novellierung des GEG/GModG Rechnung tragen und somit begründet von den Langfristszenarien abweichen. Dabei bleiben die Übertragungsnetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber vollständig in Konsistenz mit der Systementwicklungsstrategie, wenn wie folgt „[n]achhaltig nutzbare Biomethanpotenziale“ und eine „Nutzung von Teilen der Gasverteilnetze“ in einem dem Bedarf entsprechenden grenzübergreifenden Methanfernleitungsnetzes unterstellt werden.

Bei der Ermittlung einer Mantelzahl waren die folgenden Anhaltspunkte maßgeblich:

- Die Status Quo-Biomethaneinspeisung lag gemäß Monitoringbericht 2025 der BNetzA im Jahr 2024 bei etwa 10,5 TWh. Es wird darauf hingewiesen, dass gemäß Branchenzahlen des Fachverbands Biogas für das Jahr 2025 sowohl die Anzahl der biomethaneinspeisenden Anlagen (246 Anlagen im Jahr 2023, gegenüber 290 Anlagen im Jahr 2025) als auch die eingespeiste Menge an Biomethan (2025 rund 13 TWh) verstärkt zunehmen. [FVB 2026]
- Inländisches, wirtschaftlich erschließbares Potenzial wird verschiedentlich in der Größenordnung von 107 TWh geschätzt, v.a. aus Umrüstung des Biogasanlagenbestands (Auslaufen der EEG-geförderten Stromerzeugung ohne Methanetzeinspeisung) [DVGW-EBI 2021].

Die Übertragungsnetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber unterstellen für das Jahr 2045 ein erschlossenes inländisches Biomethanpotenzial von 50 TWh (Heizwert). Mit unterstellten Vollbenutzungsstunden in Höhe von 7.000 h/a für Biomethaneinspeiseanlagen und einer Brennwertumrechnung ergibt sich dadurch eine Einspeiseleistung von rund 8 GWh/h im Jahr 2045. Weiterhin gehen Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber davon aus, dass aufgrund des Auslaufens der EEG-Förderungen in den kommenden Jahren das Potenzial bereits im Jahr 2040 erschlossen sein wird.

Somit ergibt sich die Mantelzahl für die Biomethaneinspeisung mit 8 GWh/h für die Jahre 2040 und 2045.

4.2.3 Szenario 3: Fokus Multi-Commodity

Szenario 3 beschreibt einen technologie- und energieträgeroffenen Transformationspfad zu einem klimaneutralen Energiesystem im Jahr 2045. Die Basis des Szenarios ist die Systementwicklungsstrategie 2024

und das Szenario O45-Strom der BMWK/BMWE-Langfristszenarien 2024. Aktuelle Entwicklungen und sich abzeichnende Änderungen in den politischen Rahmenbedingungen (unter anderem Referentenentwürfe zu GModG und StromVKG) werden dabei ergänzend einbezogen.

4.2.3.1 Storyline

Im Vergleich zu den Szenarien 1 und 2 wird in diesem Szenario von einer verzögerten Elektrifizierung des Energiesystems ausgegangen. Klimaneutralität im Jahr 2045 wird neben dem Einsatz von blauem und grünem Wasserstoff auch durch den Einsatz von Biomethan sowie Erdgas mit Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCS) erreicht.

Die Elektrifizierung ist langfristig vor allem im Verkehrssektor sowie in der Gebäudewärme stark ausgeprägt, wird jedoch zumindest in der Gebäudewärme durch Biomethan ergänzt. Auch in der Industrie wird es eine Elektrifizierung geben, jedoch ist diese durch den verzögerten Ausbau nicht so stark ausgeprägt wie in Szenario 2. In der Industrie werden prozessübergreifende Synergien durch die Kombination von Wasserstoff, Biomethan sowie Methan und CO₂-Transport geschaffen. Der Einsatz von Gasen kommt dabei vorrangig bei stofflicher Nutzung sowie in Mittel- und Hochtemperaturprozessen zum Einsatz.

Das Szenario ist gekennzeichnet durch eine sehr ausgeprägte europaweite Multi-Commodity-Infrastruktur (Methan, CO₂, Wasserstoff und Strom). Ziel ist es, Synergien zwischen bestehenden Strom- und Gasinfrastrukturen und potenziellen Ausbauten bestmöglich zu heben. Die Infrastruktur ermöglicht den Transport, die saisonale Speicherung und die sektorübergreifende Nutzung von Gasen. Gaskraftwerke bleiben auch im Jahr 2045 ein unverzichtbares Flexibilitätselement zur langfristigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

4.2.3.2 Mantelzahlen

Wie in Kapitel 4.1.1 beschrieben bildet das Langfristszenario O45-Strom der Systementwicklungsstrategie 2024 die Basis des Szenarios 3. Somit werden grundsätzlich relevante Mantelzahlen aus diesem Szenario übernommen. In ausgewählten Fällen werden begründete Anpassungen an den Mantelzahlen des Langfristszenarios O45-Strom vorgenommen. Die Szenarien 2 und 3 wurden dementsprechend auf der gleichen Grundlage entwickelt. Aktuelle Entwicklungen und sich abzeichnende Änderungen in den politischen Rahmenbedingungen (zum Beispiel Referentenentwürfe zu GModG und StromVKG-E) wurden bei der Ermittlung der Mantelzahlen ergänzend einbezogen. Ein Eingriff in die Grundannahmen und Konsistenz des Langfristszenarios O45-Strom für das Jahr 2045 erfolgt aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber durch die begründeten Annahmen nicht.

Die Mantelzahlen für das Szenario 3 werden im Folgenden beschrieben. Hierbei wird insbesondere auf die wesentlichen Anpassungen, welche im Vergleich zum Szenario 2 vorgenommen wurden, eingegangen.

Wasserstoff Ausspeiseleistung

In diesem Kapitel werden die Mantelzahlen für die Wasserstoffausspeiseleistung des Szenarios 3 dargestellt. Die folgende Tabelle zeigt die entsprechenden Mantelzahlen im Überblick.

Tabelle 56: Mantelzahlen Wasserstoffausspeisung in Szenario 3

Ausspeiseleistung Wasserstoff		2040	2045
Industrie	GWh/h	17	21
Kraftwerke	GW _{el}	10	41
Fernwärme	GWh/h	---	---
Private Haushalte		---	---
Gewerbe/Handel/Dienstleistungen		---	---
Verkehr		---	---
Speicher		*	*
Grenzübergangspunkte		7	33

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

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Industrie

Das Langfristszenario O45-Strom weist für den industriellen Bedarf von Wasserstoff 125 TWh für das Jahr 2040 beziehungsweise 201 TWh für das Jahr 2045 aus. [LFS Industrie 2026] Die Systementwicklungsstrategie weist in ihren Ankerpunkten für „Wasserstoffnachfrage Industrie“ 300 TWh bis 400 TWh für das Jahr 2045 aus. [SES 2024]

Wasserstoff wird in Szenario 3 vorrangig in der stofflichen Nutzung und industriellen Mittel- und Hochtemperaturprozesse eingesetzt. Im Unterschied zu Szenario 2 zeigt Szenario 3 eine Reduzierung der Ausspeiseleistung von Wasserstoff in den beiden Modellierungsjahren 2040 und 2045. Hintergrund ist eine Aufteilung der Industriebedarfe auf Biomethan und/oder Methan mit CCS sowie Wasserstoff. Im Wasserstoff werden für die Industrie vor allem die Bedarfe von Stahl- und Chemieindustrie (inklusive Raffinerien) angesetzt. Einerseits fokussiert sich dies insbesondere auf die Metallerzeugung mit IPCEI geförderten Direktreduktionsanlagen sowie Walzwerken. Andererseits wird die Nutzung von Wasserstoff bei einzelnen Steamcrackern der Grundstoffchemie vorgesehen sowie vorwiegend in Raffinerien zur Erfüllung von REDIII Vorgaben des Straßenverkehrs (RFNBO), nachhaltigen Flugkraftstoffen (SAF) sowie Prozesswärme. Vereinzelt wird Wasserstoff in weiteren Industriezweigen eingesetzt, die nicht weiter aufgeschlüsselt sind. Die Reduzierung der Kapazitäten gegenüber Szenario 1 und 2 begründet sich in der angenommenen geringeren Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff. Somit ergibt sich die Mantelzahl für Wasserstoff in der Industrie mit 17 GWh/h für das Jahr 2040 beziehungsweise mit 21 GWh/h für das Jahr 2045.

Kraftwerke

Das Langfristszenario O45-Strom weist für Wasserstoffkraftwerke mit 63 GW_{el} für das Jahr 2040 beziehungsweise 81 GW_{el} für das Jahr 2045 aus (Gesamtbedarf thermische Kraftwerke in 2040 64 GW_{el} beziehungsweise 81 GW_{el} in 2045). [LFS 2024]

In Bezug auf Gaskraftwerke erfolgt ebenfalls eine Anpassung gegenüber Szenario 2. Zwar werden Gaskraftwerke – sowohl KWK als auch Peaker – weiterhin ein unverzichtbares Flexibilitätselement zur langfristigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit sein. Mit Blick auf den Entwurf des StromVKG wird jedoch angenommen, dass im Jahr 2045 weniger Gaskraftwerke am Kapazitätsmarkt teilnehmen werden als in Szenario 2. Weiterhin wird aufgrund der verzögerten Elektrifizierung angenommen, dass auch nach 2045 noch zusätzliche Gaskraftwerke zur Absicherung der Dunkelflaute benötigt werden und Kapazitäten noch weiter steigen können. Eine Umstellung der Gaskraftwerke auf Wasserstoff, insbesondere der am Kapazitätsmarkt teilnehmenden, wird sich ebenfalls verzögern. Die Ausspeiseleistung für Wasserstoffkraftwerke im Jahr

2045 reduziert sich damit in Szenario 3 gegenüber den Szenarien 1 und 2 aufgrund der angenommenen verzögerten Elektrifizierung. Daraus ergibt sich für Wasserstoffkraftwerke eine Mantelzahl von 10 GW_{el} (2 GW_{el} Peaker und 8 GW_{el} KWK) im Jahr 2040 sowie 41 GW_{el} (33 GW_{el} Peaker und 8 GW_{el} KWK) im Jahr 2045.

Fernwärme

Der Einsatz von Wasserstoff im Sektor Fernwärme wird anders als in den Szenarien 1 und 2 in Szenario 3 nicht unterstellt. Die Deckung der Fernwärmebedarfe erfolgt in Szenario 3 ausschließlich über Biomethan.

Die Ausspeiseleistung für Fernwärme in diesem Szenario beträgt 0 GWh/h in den Jahren 2040 und 2045.

Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Verkehr

Das Langfristszenario O45-Strom enthält keine Wasserstoffbedarfe in den Sektoren Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen und Verkehr in den Jahren 2040 und 2045.

Die Ausspeiseleistung in diesen Sektoren beträgt 0 GWh/h in den Jahren 2040 und 2045.

Speicher

Für die Ausspeiseite der Speicher, welche die Einspeicherung in Speicher aus dem Netz abbildet, legte die BNetzA in der Szenariorahmengenenehmung 2025 für alle Szenarien und Stützjahre fest, dass „[d]ie Ausspeiseleistung in einem sachgerechten Verhältnis zur Einspeiseleistung stehen [muss], sodass eine vollständige Befüllung der Speicher ermöglicht wird“. Somit ist die Einspeiseite der Speicher führend. Diese Maßgabe erscheint den Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber ebenso nach wie vor sachgerecht. Separate Ausspeisemantelzahlen für Speicher werden daher nicht ausgewiesen.

Grenzübergangspunkte

Bei der Bestimmung der Mantelzahl orientieren sich die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber am Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025. Im Rahmen der GÜP-Exit-Betrachtung im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 wurde für das Jahr 2037 eine maximale ausbaufreie GÜP-Leistung für verschiedene Transitrouten ermittelt. Aufgrund der Höhe des Wasserstoffbedarfs im Jahr 2040 erscheint es nicht sachgerecht, die vollständigen GÜP-Exit-Basiskapazitäten aus Tabelle 40 anzusetzen. Deshalb setzen die Wasserstofftransportnetzbetreiber in diesem Szenario mit 7,2 GWh/h die ermittelte maximale GÜP-Ausspeiseleistung der im Rahmen der GÜP-Exit-Betrachtung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 betrachteten Grenzübergangspunkte (Deutschneudorf, Oder-Spree, Waidhaus, Uckermark, Überackern), an.

Für das Modellierungsjahr 2045 werden die GÜP-Exit-Basiskapazitäten aus der Tabelle 40 unterstellt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber weisen somit die Mantelzahl für Grenzübergangspunkte von 7 GWh/h für das Jahr 2040 und 33 GWh/h für das Jahr 2045 aus.

Wasserstoff Einspeiseleistung

In diesem Kapitel werden die Mantelzahlen für die Wasserstoffeinspeiseleistung des Szenarios 3 dargestellt. Zur Deckung des Wasserstoffbedarfs in Szenario 3 werden insbesondere Importe und in geringerem Umfang auch inländisch per Elektrolyse erzeugter Wasserstoff genutzt. Für das Szenario 3 orientieren sich die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber an der Szenariorahmengenenehmung 2025. Die folgende Tabelle zeigt die entsprechenden Mantelzahlen im Überblick.

Tabelle 57: Mantelzahlen Wasserstoffeinspeisung in Szenario 3

Einspeiseleistung Wasserstoff*		2040	2045
Elektrolyse	GW _{el}	17	17
Grenzübergangspunkte	GWh/h	81	97
Speicher		20	82
Sonstige Importe (u.a. LH ₂ und Derivate)		mindestens 1	mindestens 4

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

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Elektrolyse

In den Szenariorahmengenemigungen für die Netzentwicklungspläne Strom sowie Gas und Wasserstoff legte die BNetzA im Szenario 2 beziehungsweise Szenario B die Mantelzahl für Elektrolyse einheitlich mit 42 GW_{el} für das Jahr 2037 beziehungsweise mit 58 GW_{el} für das Jahr 2045 fest. Damit übernahm die BNetzA die Zahlen aus LFS O45-Strom. Gleichzeitig unterschritt sie damit die SES-Ankerpunkte Elektrolyseure mit einer Bandbreite von 60 GW_{el} bis 80 GW_{el} für das Jahr 2045 leicht (30 GW_{el} bis 40 GW_{el} für 2035).

In diesem Szenario werden die Wasserstofftransportnetzbetreiber alle gemeldeten PtG-Projekte der konsolidierten, gemeinsamen Elektrolyseurliste ansetzen, welche mindestens den Projektstatus „Entwurfsplanung“ hatten.

Die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber weisen somit die Mantelzahl für Wasserstoffelektrolyse von mindestens 17 GW_{el} für die Jahr 2040 und 2045 aus.

Grenzübergangspunkte

In der Szenariorahmengenemigung 2025 legte die BNetzA im Szenario 3 die Mantelzahl für Grenzübergangspunkte in Höhe von mindestens 10 GWh/h für 2037 beziehungsweise mit mindestens 58 GWh/h für das Jahr 2045 fest [SR 2025].

Die begründete Abweichung von den Szenarien O45 wird im Szenario 3 beibehalten. Die Einspeiseleistung an den Grenzübergangspunkten orientiert sich für das Jahr 2040 an der Szenariorahmengenemigung 2025 und für 2045 an der Tabelle der GÜP-Basiskapazitäten (Vergleich Tabelle 40).

Die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber weisen somit die Mantelzahl für Grenzübergangspunkte von 81 GWh/h für das Jahr 2040 und 97 GWh/h für das Jahr 2045 aus.

Speicher

Analog zum Vorgehen in den anderen Szenarien orientieren sich die Wasserstofftransportnetzbetreiber bei der Bestimmung der maximalen Einspeiseleistung der Speicher an der Kraftwerksleistung in dem Szenario.

Ausgehend von der vorgeschlagenen Mantelzahl für die Kraftwerke von 10 GW_{el} im Jahr 2040 beziehungsweise von 41 GW_{el} im Jahr 2045 ergäben sich bei einem angenommenen mittleren Wirkungsgrad von 50 % thermische Ausspeiseleistungen der Kraftwerke von 20 GWh/h im Jahr 2040 beziehungsweise von 82 GWh/h im Jahr 2045.

Somit ergibt sich die maximal zu berücksichtigende Mantelzahl für Wasserstoffspeicher im Lastfall „Kalte Dunkelflaute“ einspeiseeitig mit 20 GWh/h für das Jahr 2040 beziehungsweise mit 82 GWh/h für das Jahr 2045. Für die anderen Lastfälle (Vergleich Kapitel 4.4.1) werden die Wasserstofftransportnetzbetreiber spezifische Anpassungen der Speichereinspeiseleistung vornehmen.

Sonstige Importe (unter anderem LH₂ und Derivate)

Bei der Bestimmung der Mantelzahl übernehmen die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber die entsprechenden Werte aus der Szenariorahmengenenehmigung 2025.

Die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber weisen somit die Mantelzahl für sonstige Importe von 1 GWh/h für das Jahr 2040 und 4 GWh/h für das Jahr 2045 aus.

Methan Ausspeiseleistung

Durch die Elektrifizierung und den Einsatz von Wasserstoff, geht der Methanbedarf in Szenario 3 in allen Sektoren sukzessiv zurück. Im Vergleich zu Szenario 1 und 2 erfolgt der Rückgang allerdings verzögert und zudem verbleibt auch im Jahr 2045 ein (Bio-)Methanbedarf in allen Sektoren, ausgenommen dem Verkehrssektor. Der standortabhängige Einsatz der CCS-Technologie wird sowohl im Industrie- als auch im Kraftwerksbereich angenommen.

In diesem Kapitel werden die Mantelzahlen für die Methanausspeiseleistung des Szenarios 3 dargestellt. Die folgende Tabelle zeigt die entsprechenden Mantelzahlen im Überblick.

Tabelle 58: Mantelzahlen Methanausspeisung in Szenario 3

Ausspeiseleistung Methan		2040	2045
Industrie	GWh/h	27	21
Kraftwerke	GW _{el}	50	19
Fernwärme	GWh/h	39	39
Private Haushalte		66	17
Gewerbe/Handel/Dienstleistungen		22	13
Verkehr		---	---
Speicher		*	*
Grenzübergangspunkte		31	**

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

** Ab 2045 Transite auf Basis der Ergebnisse des NEP 2025.

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Industrie

Das Langfristszenario O45-Strom weist für den Methanbedarf für die Industrie von 61 TWh für das Jahr 2040 beziehungsweise 2 TWh für das Jahr 2045 aus.

Analog zum Wasserstoff wird in Szenario 3 Methan vorrangig in der stofflichen Nutzung und industriellen Mittel- und Hochtemperaturprozesse eingesetzt. Im Unterschied zu Szenario 2 zeigt Szenario 3 eine Steigerung der Ausspeiseleistung von Methan in den beiden Modellierungsjahren 2040 und 2045. Hintergrund ist eine Aufteilung der Industriebedarfe auf Biomethan und/oder Methan mit CCS sowie Wasserstoff. Im Methan werden für die Industrie vor allem die Bedarfe von Stahl- und Chemieindustrie angesetzt, die nicht bereits von Wasserstoff gedeckt sind. Einerseits fokussiert sich dies insbesondere auf die Anlagen in der Metallerzeugung, die keinen Wechsel auf Wasserstoff mittels IPCEI geförderten Direktreduktionsanlagen vollziehen. Dies wird vor Ort ergänzt durch Industriekraftwerke (berücksichtigt in Kapazitäten des Sektors Kraftwerke), die aufgrund hoher Volllaststunden mit Methan günstiger zu betreiben sind. Durch diese Kombination führen die Skaleneffekte zu einem wettbewerbsfähigen Einsatz von CCS an diesen Standorten. Andererseits wird die Nutzung von Methan in Kombination mit CCS bei einzelnen Steamcrackern der

Grundstoffchemie angenommen. Weiterhin wird Biomethan in weiteren Industriezweigen eingesetzt, die nicht weiter aufgeschlüsselt sind. Die Steigerung der Methankapazitäten in den Jahren 2040 und 2045 gegenüber den Szenarien 1 und 2 begründet sich in der geringeren Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff.

Somit ergibt sich die Mantelzahl für Methan in der Industrie mit 27 GWh/h für das Jahr 2040 beziehungsweise mit 21 GWh/h für das Jahr 2045.

Kraftwerke

Das Langfristszenario O45-Strom weist für Methankraftwerke den Bedarf mit 1 GW_{el} für das Jahr 2040 beziehungsweise 0 GW_{el} für das Jahr 2045 aus (Gesamtbedarf thermische Kraftwerke 64 GW_{el} in 2040 beziehungsweise 81 GW_{el} in 2045). Die Systementwicklungsstrategie weist in ihren Ankerpunkten für „Steuerbare Kraftwerke (ohne Biomasse und Wasserkraft)“ 50 GW_{el} bis 60 GW_{el} für das Jahr 2035 und 60 GW_{el} bis 80 GW_{el} für das Jahr 2045 aus.

Wie oben (Vergleich Abschnitt „Wasserstoff Ausspeiseleistung Kraftwerke“) beschrieben, verbleibt mehr Gaskraftwerksleistung im Methan. Für die Methangaskraftwerke kommt Biomethan beziehungsweise bei Industriekraftwerken mit hohen Volllaststunden die CCS-Technologie zum Einsatz (Vergleich Abschnitt Industrie). Daraus ergibt sich für Methankraftwerke eine Mantelzahl von 50 GW_{el} (39 GW_{el} Peaker, 8 GW_{el} KWK und 3 GW_{el} Industrie) im Jahr 2040 sowie 19 GW_{el} (8 GW_{el} Peaker, 8 GW_{el} KWK und 3 GW_{el} Industrie) im Jahr 2045.

Fernwärme

Das Langfristszenario O45-Strom weist keinen Methanbedarf von Fernwärme für die Jahre 2040 beziehungsweise 2045 aus [LFS Industrie 2026]. Analog zu den Anpassungen im Bereich der Fernwärme in den Szenarien 1 und 2 stützen sich die Fernleitungsnetzbetreiber auch in diesem Szenario auf die Fernwärmanalysen der Übertragungsnetzbetreiber. Die Deckung der Fernwärmebedarfe erfolgt in Szenario 3 ausschließlich über Biomethan. Die Ausspeiseleistung für Fernwärme in diesem Szenario beträgt jeweils 39 GWh/h in den Jahren 2040 und 2045.

Private Haushalte und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen

Das Langfristszenario O45-Strom weist für den Methanbedarf von Privaten Haushalten 49 TWh für das Jahr 2040 beziehungsweise 0 TWh für das Jahr 2045 aus. Der Methanbedarf von Gewerbe/Handel/Dienstleistungen in diesem Szenario beträgt 14 TWh für das Jahr 2040 beziehungsweise 1 TWh für das Jahr 2045.

Im Szenario 3 wird in einem relevantem Umfang Biomethan in Bereich der Gebäudewärme eingesetzt. In den beiden Sektoren Private Haushalte und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen wird von einem Biomethaneinsatz im Jahr 2040 in Höhe von rund 219 TWh (davon 164 TWh im Bereich der Privaten Haushalte und 55 TWh im GHD-Bereich) und im Jahr 2045 rund 75 TWh (davon 42 TWh im Bereich der Privaten Haushalte und 33 TWh im GHD-Bereich) ausgegangen. Für das Jahr 2045 nehmen die Fernleitungsnetzbetreiber Bezug auf das in diesem Jahr vorhandene Biomethanpotenzial. Für das Jahr 2040 wurde eine Interpolation der Werte vorgenommen.

Daraus ergibt sich für den PHH- und GHD-Bereich im Methan eine Mantelzahl von 88 GWh/h (66 GWh/h PHH und 22 GWh/h GHD) im Jahr 2040 sowie 30 GWh/h (17 GWh/h PHH und 13 GWh/h GHD) im Jahr 2045.

Verkehr

Das Langfristszenario O45-Strom weist für den Methanbedarf von Verkehr 4 TWh für das Jahr 2040 beziehungsweise 1 TWh für das Jahr 2045 aus. In der Szenariorahmengenenehmigung 2025 legte die BNetzA für das Jahr 2045 eine Mantelzahl von 0 GWh/h fest.

Aufgrund der geringen Mengen im Langfristszenario O45-Strom wird für das Szenario 3 analog zu Szenario 2 keine Mantelzahl für den Verkehrsbereich im Methan ausgewiesen.

Speicher

Für die Ausspeiseseite der Speicher, welche die Einspeicherung in Speicher aus dem Netz abbildet, legte die BNetzA in der Szenariorahmengenenehmigung 2025 für alle Szenarien und Stützjahre fest, dass „[d]ie Ausspeiseleistung in einem sachgerechten Verhältnis zur Einspeiseleistung stehen [muss], sodass eine vollständige Befüllung der Speicher ermöglicht wird“. Somit ist die Einspeiseseite der Speicher führend. Diese Maßgabe erscheint den Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber ebenso nach wie vor sachgerecht.

Einspeiseseitig setzen die Fernleitungsnetzbetreiber beim Methan Mindestleistungen an (anders als auf der Wasserstoffeinspeiseseite). Aus diesem Grund wird für die Methanausspeiseseite von Speichern keine Mantelzahl ausgewiesen und lediglich die BNetzA-Maßgabe beibehalten: „Die Ausspeiseleistung muss in einem sachgerechten Verhältnis zur Einspeiseleistung stehen, sodass eine vollständige Befüllung der Speicher ermöglicht wird.“

Grenzübergangspunkte

Für Methan-GÜP wird ausspeiseseitig die Mantelzahl aus dem Szenario 3 des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 interpoliert. Für das Jahr 2040 ergibt sich hierdurch ein Wert von 31 GWh/h. Für das Jahr 2045 wird ebenfalls die BNetzA-Maßgabe aus den Szenarien 1 bis 3 des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 übernommen, „verbleibende Transite über das deutsche Marktgebiet zu berücksichtigen“.

Methan Einspeiseleistung

In diesem Kapitel werden die Mantelzahlen für die Methaneinspeiseleistung des Szenarios 3 dargestellt. Die folgende Tabelle zeigt die entsprechenden Mantelzahlen im Überblick.

Tabelle 59: Mantelzahlen Methaneinspeisung in Szenario 3

Einspeiseleistung Methan*		2040	2045
Grenzübergangspunkte	GWh/h	mindestens 16	mindestens 20
Speicher		mindestens 37	**
LNG		mindestens 83	---
Inländische Produktion		1	---
Biomethan/Grüne Gase		11	11

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

** Ermittlung von ausreichenden Einspeisekapazitäten unter Berücksichtigung der Ausspeisekraftwerksleistung sowie der jeweiligen Zuordnungspunkte.

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Grenzübergangspunkte

Bei der Bestimmung der Mantelzahl übernehmen die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber die entsprechenden Werte aus der Szenariorahmengenenehmigung 2025.

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen somit die Mantelzahl für Grenzübergangspunkte von mindestens 16 GWh/h für das Jahr 2040 aus. Für das Jahr 2045 erfolgt durch die Fernleitungsnetzbetreiber eine Ermittlung von ausreichenden Einspeisekapazitäten unter Berücksichtigung der Ausspeisekraftwerksleistung sowie der jeweiligen Zuordnungspunkten, jedoch gehen die Fernleitungsnetzbetreiber von mindestens 20 GWh/h aus.

Speicher

Bei der Bestimmung der Mantelzahl übernehmen die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber die entsprechenden Werte aus der Szenariorahmengenenehmigung 2025.

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen somit die Mantelzahl für Speicher von mindestens 37 GWh/h für das Jahr 2040 aus. Für das Jahr 2045 erfolgt durch die Fernleitungsnetzbetreiber eine Ermittlung von ausreichenden Einspeisekapazitäten unter Berücksichtigung der Ausspeisekraftwerksleistung sowie der jeweiligen Zuordnungspunkten.

LNG

Für LNG-Import wird für das Jahr 2045 die Mantelzahl in Höhe von 0 GWh/h angenommen. Für das Jahr 2040 wird eine LNG-Einspeiseleistung in Höhe von mindestens 83 GWh/h angenommen (Vergleich Tabelle 45 in Kapitel 3.2.5.2).

Inländische Produktion

Für die inländische Produktion von Methan wird, auf Basis der aktuellen BVEG-Prognose, die Mantelzahl für das Jahr 2040 mit 1 GWh/h vereinfachend aus der Szenariorahmengenenehmigung 2025 übernommen. Für das Jahr 2045 wird keine Mantelzahl ausgewiesen.

Biomethan/Grüne Gase

Die Langfristszenarien O45 weisen für Biomethandargebot keine Mantelzahl aus.

Analog zum Vorgehen in Szenario 2 (Vergleich Kapitel 4.2.2) berücksichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber im Szenario 3 Biomethan. Für das Jahr 2045 sehen die Fernleitungsnetzbetreiber ein Biomethanpotenzial in Höhe von 107 TWh. Davon werden zunächst 70 TWh als realistischer Ausbau berücksichtigt [DVGW-EBI 2021]. Mit unterstellten Vollbenutzungsstunden von 7.000 h/a für Biomethaneinspeiseanlagen und einer Brennwertumrechnung ergeben sich dadurch in Brennwert circa 11 GWh/h Einspeiseleistung im Jahr 2045. Des Weiteren gehen die Fernleitungsnetzbetreiber davon aus, dass aufgrund des Auslaufens der EEG-Förderungen in den kommenden Jahren das Potenzial bereits im Jahr 2040 erschlossen sein wird. Infolge der Biomethan Entwicklungen in Europa, insbesondere in Frankreich, Niederlande, Italien, Dänemark und Spanien, ist das Methanetz dem Bedarf entsprechend reduziert, jedoch weiterhin grenzübergreifend und speicherangebunden in das europäische Verbundnetz integriert, um notwendige Transite zu gewährleisten.

4.2.4 Modellierungsvariante 2035 – Wasserstoff und Methan

4.2.4.1 Storyline

In Anbetracht der Bandbreite der in den Szenarien 1 bis 3 dargestellten möglichen Entwicklungen der Wasserstoff- und Methanbedarfe und der langfristig ausgelegten Szenarien (2040/2045) haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber/Wasserstofftransportnetzbetreiber entschlossen, den gesetzlichen Auftrag gemäß § 15b EnWG Abs. 2 proaktiv um eine zusätzliche Modellierungsvariante für das Jahr 2035 zu ergänzen. Ziel ist es, die vorgegebenen Szenarien um eine stärker an real gemeldeten Bedarfen ausgerichtete, mittelfristige Perspektive zu erweitern und damit sowohl den Anspruch eines erhöhten Planungsrealismus als auch einer belastbaren Netzentwicklungsplanung aufzugreifen. Ausgangspunkt bilden die in Kapitel 3.2 dargestellten Bedarfsabfragen der Fernleitungsnetzbetreiber/Wasserstofftransportnetzbetreiber, die die aktuellen Bedarfe des Marktes abbilden.

Die Modellierungsvariante 2035 für Wasserstoff soll beantworten, welches Wasserstofftransportnetz im Jahr 2035 aus heutiger Sicht mindestens erforderlich ist, um die Transportaufgabe sicher zu erfüllen. Gleichzeitig ermöglicht diese Modellierungsvariante neben den Szenarien 1 bis 3 eine fundierte

Überprüfung von Kernnetz-Maßnahmen gemäß § 28q Abs. 8 EnWG sowie eine Überprüfung, welche Methanleitungen zu diesem Zeitpunkt potenziell umstellbar sind.

Für Methan wird im Sinne einer integrierten Betrachtung ebenfalls das Jahr 2035 zugrunde gelegt. Als Grundlage dienen die Basisdaten aus Kapitel 3 sowie der Zyklus „2027 - SR“ in der NEP-Gas-Datenbank. Die zentrale Fragestellung lautet hierbei – spiegelbildlich zur Wasserstoffbetrachtung –, welches Methanfernleitungsnetz im Jahr 2035 erforderlich ist, um die verbleibende Versorgungsaufgabe sicher zu erfüllen.

Die Modellierungsvariante 2035 stellt damit – neben dem vorgeschlagenen Szenario 3 – die zweite wesentliche Reaktion der Fernleitungsnetzbetreiber/Wasserstofftransportnetzbetreiber auf die Schlüsselmaßnahme „1. Ehrliche Bedarfsermittlung und Planungsrealismus“ aus dem BMW-E-Monitoringbericht [BMW 2025] dar. Zugleich greift sie die positiven Rückmeldungen zur bedarfsorientierten Methanmodellierung im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 sowie die Anregung verschiedener Akteure auf, grundsätzlich ein solches Zwischenjahr nicht nur für Methan, sondern auch für Wasserstoff zu betrachten. Hinzu kommt, dass mit dieser Modellierungsvariante die tatsächlich gemeldeten Marktentwicklungen widergespiegelt werden.

Insgesamt stellt die Modellierungsvariante somit eine sachgerechte, ergänzende Perspektive dar, die den gesetzlichen Rahmen sinnvoll erweitert und die Grundlage für eine stärker bedarfsorientierte, effiziente und realistische Infrastrukturplanung schafft.

4.2.4.2 Grundsätzliches Vorgehen

Wasserstoff

Die Ermittlung der Wasserstoffnachfrage basiert auf Projektmeldungen, die von Projektträgern direkt in der Marktabfrage Wasserstoff 2026 (Projekte am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber/Wasserstofftransportnetzbetreiber) oder über Verteilernetzbetreiber (Projekte am VNB-Netz) gemeldet wurden, sowie auf der Langfristprognose 2.0 der Verteilernetzbetreiber. Im Sinne des angestrebten Planungsrealismus werden ausschließlich Bedarfe bis einschließlich Härtegrad 2 (gesicherte Bedarfe, Härtegrad 1 und 2, Vergleich Tabelle 7) berücksichtigt, während Bedarfe des Härtegrads 3 im Wasserstoffbereich unberücksichtigt bleiben. Abweichungen von dieser Methodik werden im Einzelfall transparent ausgewiesen und begründet.

Die Bedarfe werden durch eine zweistufige Konsolidierung abgeleitet. Zunächst werden alle projektbezogenen Bedarfe am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber/Wasserstofftransportnetzbetreiber und der Verteilernetzbetreiber bis einschließlich Härtegrad 2 vollständig angesetzt. Anschließend werden Bedarfe bis einschließlich Härtegrad 2 aus der Langfristprognose berücksichtigt, soweit diese über die zugeordneten Projektmeldungen am Netz der Verteilernetzbetreiber hinausgehen. Dadurch wird sichergestellt, dass Projekte nicht doppelt berücksichtigt werden, da Projektmeldungen am Netz der Verteilernetzbetreiber, wie in Kapitel 3.2.1 beschrieben, bereits Bestandteil der Langfristprognosen sind. Das gewählte Vorgehen dient zugleich der verbesserten fachlichen Einordnung der Bedarfe. Eine ausschließliche Berücksichtigung der Langfristprognose wäre methodisch zwar möglich, würde jedoch die Zuordnung der Bedarfe zu den maßgeblichen Sektoren – insbesondere Kraftwerke und Industrie – einschränken, da dort keine Differenzierung nach Härtegraden in den verschiedenen Sektoren vorliegt.

Für die Modellierungsvariante 2035 werden die gemeldeten Ausspeisungen an Grenzübergangspunkten berücksichtigt. Hierbei wird im Rahmen der Modellierung zum Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027 geprüft, inwiefern und in welcher Höhe die Kapazitäten ausbaufrei dargestellt werden können. Dies reflektiert den frühen Entwicklungsstand des Wasserstoffnetzes und richtet die Modellierung konsequent auf die inländische Versorgungsaufgabe aus.

Speicher stellen ein wesentliches Element zur Ausbalanzierung des Systems dar. Voraussetzung hierfür ist ein sachgerechtes Verhältnis von Ein- und Ausspeiseleistung, das auch eine vollständige Befüllung der Speicher ermöglichen soll. Vor diesem Hintergrund werden keine separaten Ausspeisebedarfe für Speicher ausgewiesen.

Zur Sicherstellung einer konsistenten Deckung der Ausspeisebedarfe wird die Einspeiseite nicht als bloße Aggregation gemeldeter Bedarfe verstanden, sondern im Rahmen einer eigenständigen modellseitigen Bewertung durch die Fernleitungsnetzbetreiber/Wasserstofftransportnetzbetreiber so ausgestaltet, dass in allen betrachteten Lastfällen eine gesicherte Nachfrageversorgung gewährleistet ist. Die ausgewiesenen Einspeiseleistungen sind insofern grundsätzlich als technische und projektseitige Obergrenzen zu interpretieren, die im Modell nur insoweit berücksichtigt werden, wie dies zur Deckung der Ausspeisebedarfe erforderlich ist. Grundsätzlich werden in der Wasserstoffmodellierung – analog zur Ausspeiseite – Einspeiseleistungen bis einschließlich Härtegrad 2 (gesicherte Bedarfe, Härtegrad 1 und 2) angesetzt.

Die entsprechenden Rückmeldungen bei Importen an Grenzübergangspunkten werden vollständig berücksichtigt und als potenzielle Importkapazitäten angesetzt, um auch in Extremsituationen eine Deckung der Nachfrage zu ermöglichen.

Die Einspeisung aus Speichern sowie aus Elektrolyseuren und sonstige Importe wird einheitlich auf Grundlage von Projektmeldungen abgeleitet und folgt der oben beschriebenen Härtegradlogik bis einschließlich Härtegrad 2 (gesicherte Bedarfe, Härtegrad 1 und 2).

Den Fernleitungsnetzbetreibern/Wasserstofftransportnetzbetreibern wurden im Rahmen der Bedarfsabfragen rund 68 GWh/h Einspeiseleistung an Grenzübergangspunkte für 2035 gemeldet (Vergleich Tabelle 40). Aufgrund der in Tabelle 60 berücksichtigten Bedarfe wird nicht die volle Einspeiseleistung an Grenzübergangspunkten benötigt. Daher werden die Fernleitungsnetzbetreiber/Wasserstofftransportnetzbetreiber im Rahmen der Bilanzerstellung und der Modellierung zum Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027 prüfen, in welcher Höhe die Grenzübergangspunkte benötigt werden. Zum jetzigen Zeitpunkt erfolgt keine Zuordnung der Bedarfe zu einem konkreten Wasserstoffnetz. Im Wasserstoffkernnetz wurde für einen Gesamtbedarf von 87 GWh/h eine Einspeiseleistung an Grenzübergangspunkten in Höhe von 58 GWh/h benötigt. Bei Verwendung des gleichen Verhältnisses auf die Modellierungsvariante 2035 ergibt sich eine Mindesteinspeiseleistung von 20 GWh/h an Grenzübergangspunkten.

Auf Basis des beschriebenen Vorgehens ergeben sich die in Tabelle 60 aufgeführten Leistungen für die Modellierungsvariante 2035 im Wasserstoff.

Tabelle 60: Ein- und Ausspeiseleistung Wasserstoff der Modellierungsvariante 2035

Ausspeiseleistung Wasserstoff	WTNB-Projekte	VNB-Projekte	Zusätzliche-LFP*
	[GWh/h]		
Kraftwerke	5	15	3
Private Haushalte	---	---	
GHD	---	---	
Industrie	6	3	
Verkehr	---	---	
Grenzübergangspunkte	---**		
Speicher	--- ***		
Summe Ausspeiseleistung	11	18	3
Summe Ausspeiseleistung Gesamt	32		
Einspeiseleistung Wasserstoff****	[GWh/h]		
Elektrolyse	10		
Grenzübergangspunkte	mindestens 20		
Sonstige Importe/Produktion	3		
Speicher	19		
Summe Einspeiseleistung Gesamt	mindestens 52		
Kapazitätsreservierungen (Ein- und Ausspeisung)	Vergleich Kapitel 3.2.6		

* Bedarfe aus der LFP, die in keinem Zusammenhang mit einer VNB-Projektmeldung stehen.

** Im Rahmen der Modellierung wird geprüft, ob und in welcher Höhe Kapazitäten ausbaufrei darstellbar sind.

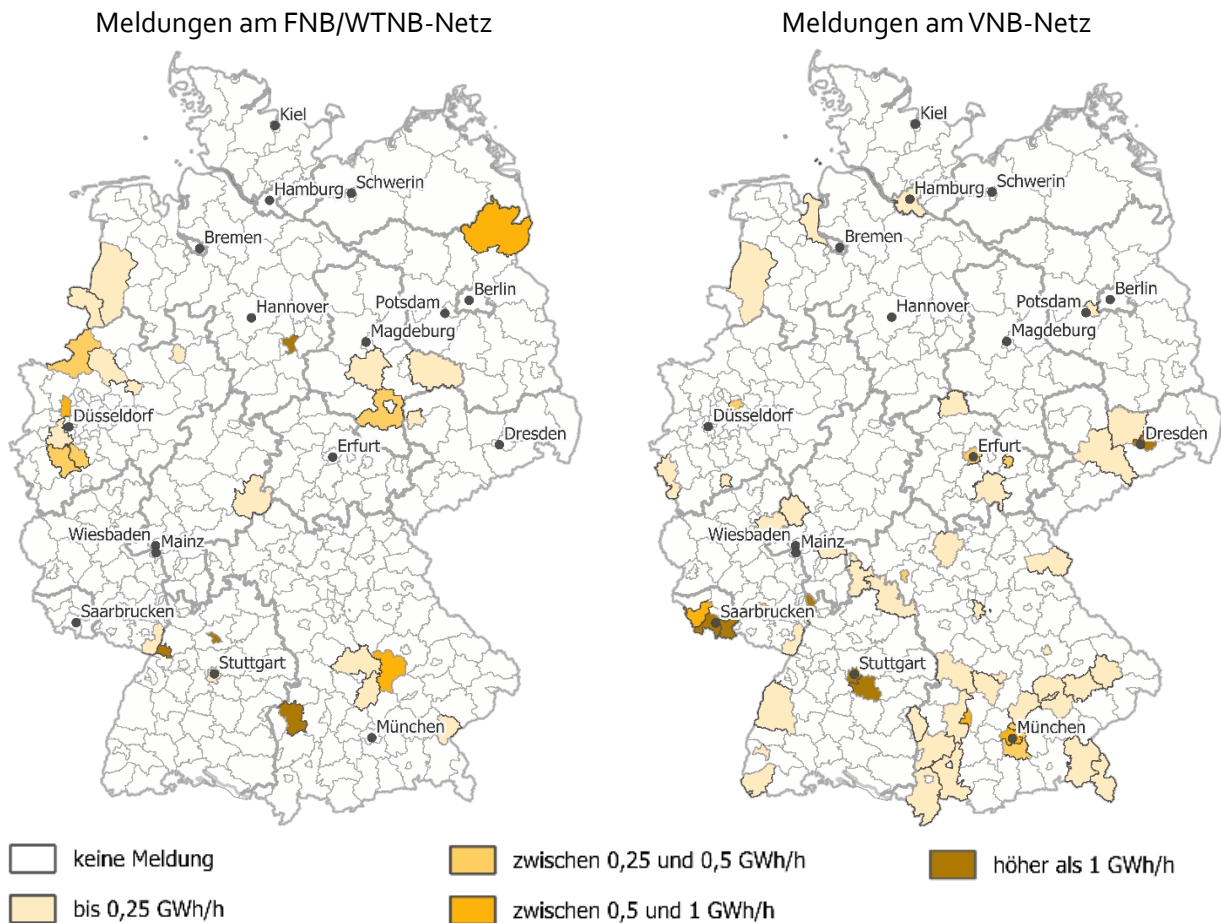
*** Die Ausspeiseleistung muss in einem sachgerechten Verhältnis zur Einspeiseleistung stehen, sodass eine vollständige Befüllung der Speicher ermöglicht wird.

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

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Die regionale Verteilung der berücksichtigten Projektmeldungen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber/ Wasserstofftransportnetzbetreiber sowie der Verteilernetzbetreiber ist auf Landkreisebene in der folgenden Abbildung 43 veranschaulicht. Die zusätzliche LFP 2.0 wird in Abbildung 43 nicht dargestellt, da hierfür die Regionalisierung auf Landkreisebene erst im Rahmen der Modellierung ermittelt wird.

Abbildung 43: Regionalisierung der berücksichtigten Ausspeiseprojektmeldungen am FNB/WTNB- und VNB-Netz für die Modellierungsvariante 2035*

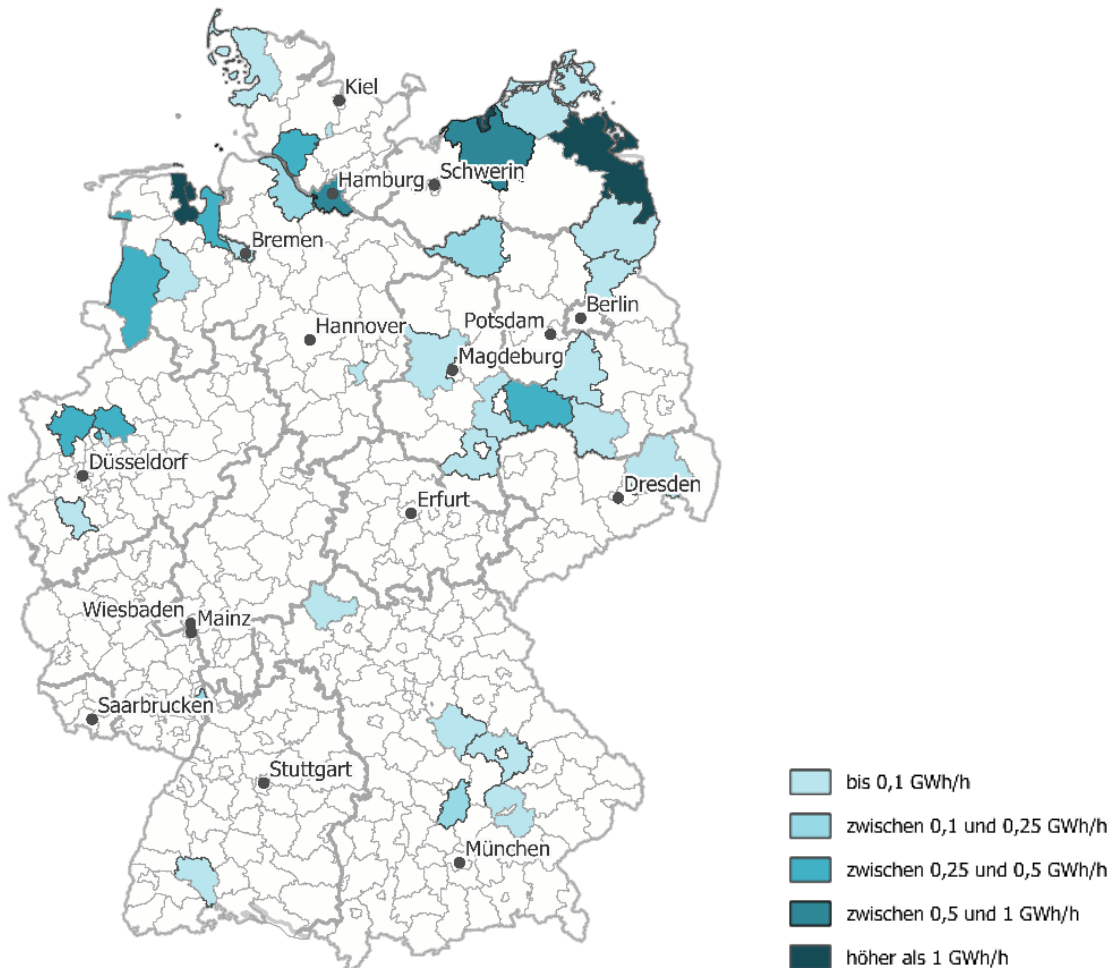


* Die hier angezeigten Werte spiegeln nicht die gesamte Ausspeiseleistung wider, sondern nur den Leistungsbedarf von Projektmeldungen bis einschließlich Härtegrad 2 (ohne Speicher).

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Analog zu den berücksichtigten Projekten auf der Ausspeiseite sind die berücksichtigten Projekte für die Einspeisung der Elektrolyse sowie der sonstigen Importe auf Landkreisebene in der folgenden Abbildung 44 veranschaulicht.

Abbildung 44: Regionalisierung der berücksichtigten Einspeiseprojektmeldungen am FNB/WTNB- und VNB-Netz für die Modellierungsvariante 2035*



* Die hier angezeigten Werte spiegeln nicht die gesamte Einspeiseleistung wider, sondern nur den Leistungsbedarf von Projektmeldungen bis einschließlich Härtegrad 2 (ohne Speicher).

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Methan

Die Methanbedarfe in der Modellierungsvariante 2035 werden – in Ergänzung zu den zuvor dargestellten Wasserstoffbedarfen – als eigenständige Nachfragekomponente abgebildet. Ziel ist eine konsistente und systemübergreifende Betrachtung der zukünftigen Gasinfrastruktur, bei der die verbleibenden Bedarfe im Methansystem unter Berücksichtigung der Transformation hin zu Wasserstoff sachgerecht eingeordnet werden.

Die Ableitung der Ausspeisebedarfe erfolgt differenziert auf Basis der jeweils verfügbaren Datenquellen. In der Bestandskundenabfrage wurden steigende Bedarfe, die über die aktuelle technisch verfügbare Kapazität des Anschlusspunkts hinausgehen, nur berücksichtigt, sofern die notwendigen Bedingungen entsprechend Kapitel 3.2.5 erfüllt waren. Hierbei kann es in Einzelfällen zu einer Doppelberücksichtigung im

Methan und Wasserstoff kommen, sofern es im Wasserstoff eine entsprechende Projektmeldung mit einem Härtegrad 2 (oder geringer) gegeben hat. Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen die Verpflichtung, vorliegende Anfragen nach §§ 38, 39 GasNZV beziehungsweise KARLA Gas 2.0 in der Modellierungsvariante 2035 im Methan zu berücksichtigen.

Im Regelfall wurden von Bestandskunden leicht sinkende oder gleichbleibende Bedarfe gemeldet, so dass auch für Anschlussnehmer, die sich im Rahmen der Bedarfsabfrage nicht zurückgemeldet hatten, die aktuelle technisch verfügbare Kapazität bis zum Jahr 2035 fortgeschrieben wurde. Zusätzlich werden die gemeldeten Bedarfe aus den Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber angesetzt. An Grenzübergangspunkten werden bestehende technisch verfügbare Kapazitäten fortgeschrieben. An einzelnen Grenzübergangspunkten erfolgten Anpassungen durch bilaterale Abstimmungen zwischen den beteiligten Fernleitungsnetzbetreibern sowie den angrenzenden Fernleitungsnetzbetreibern.

Im Rahmen der Marktabfrage Wasserstoff 2026 wurde der medienunabhängige Gesamtenergiebedarf erhoben, wobei gemeldeten Wasserstoffbedarfe methanreduzierend angesetzt sind. Die im Wasserstoffsystem nicht berücksichtigten Langfristprognose mit Härtegrad 3 – einschließlich der darin enthaltenen Projektmeldungen der Verteilernetzbetreiber – werden folglich systematisch und konsistent dem Methansystem zugeordnet und in der Modellierung berücksichtigt. Dies trägt dem Umstand Rechnung, dass für diese Ausspeiseleistung im betrachteten Zeithorizont keine hinreichend abgesicherte Bedarfsdeckung durch Wasserstoff unterstellt werden kann, gleichzeitig jedoch von einem Fortbestand der zugrunde liegenden Bedarfe auszugehen ist.

Projektmeldungen am Fernleitungsnetz mit Härtegrad 3 werden hingegen nicht zusätzlich im Methan angesetzt, da sie grundsätzlich in der Fortschreibung der bestehenden technisch verfügbaren Transportkapazitäten im Methan enthalten sind. Eine gesonderte Ansetzung würde zu einer doppelten Berücksichtigung der zugrunde liegenden Bedarfe führen.

Die ermittelte Ausspeiseleistung wird im Rahmen der Modellierung durch Einspeisungen aus den verschiedenen Quellen Grenzübergangspunkte, Speicher, LNG, inländische Produktion Methan und Biomethan abgedeckt. Für die Gasproduktion wird auf die BVEG-Prognose zurückgegriffen. Im Rahmen der Modellierung wird seitens der Fernleitungsnetzbetreiber geprüft, inwiefern eine mögliche Überdeckung ausgewiesen wird.

Die resultierenden Ein- und Ausspeiseleistungen sind in der nachfolgenden Tabelle 61 dargestellt.

Tabelle 61: Ein- und Ausspeiseleistung Methan der Modellierungsvariante 2035

Ausspeiseleistung Methan	FNB	CH ₄ -LFP VNB	H ₂ -LFP VNB HG3*
	[GWh/h]	[GWh/h]	[GWh/h]
Kraftwerke	83	32	19
Private Haushalte	---	81	
Gewerbe/Handel/Dienstleistungen	---	27	
Verkehr	---	0,4	
Industrie	29	38	
Grenzübergangspunkte	---**	---	---
Speicher	---***		
Summe Ausspeiseleistung Gesamt	309		
Einspeiseleistung Methan****	[GWh/h]		
Biomethan/Grüne Gase	1	---	---
Inländische Produktion	2	---	---
Grenzübergangspunkte	121	---	---
LNG	83*****	---	---
Speicher	173		
Summe Einspeiseleistung	380		

* Bedarfe aus der LFP, die nicht in der Wasserstoffvariante berücksichtigt sind.

** Die konkrete Beschäftigung von GÜP-Ausspeiseleistung ist lastfallabhängig und wird im Rahmen der Modellierung detaillierter bestimmt. Basis hierfür sind die Kapazitäten gemäß Zyklus „2027 – SR“ in der NEP-Gas-Datenbank.

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

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

*****Die DZK am Baltic Energy Gate (3,5 GWh/h) werden in der Modellierungsvariante 2035 nachrangig berücksichtigt, sofern sich diese im betrachteten Lastfall als notwendig ergeben.

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

4.3 Regionalisierung der Szenarien

Die Regionalisierung, das heißt die geografische Verortung eines aggregierten Leistungsbedarfs – in Form einer Mantelzahl – auf konkrete Verbrauchsstandorte, ist zentrales Element einer auf Szenarien basierenden Netzplanung, sowohl im Wasserstoff als auch im Methan. Nur auf Basis der Ermittlung zukünftiger Verbrauchsschwerpunkte können geeignete Maßnahmen identifiziert werden, um gestiegene lokale Bedarfe zu decken oder einem überregionalen Transportbedarf zu begegnen. Vor dem Hintergrund des perspektivisch sinkenden Methanbedarfs ist es ebenso erforderlich Aussagen darüber treffen zu können, wie schnell Bedarfe in welcher Region sinken werden und welche Infrastruktur infolgedessen 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 Zuge der Regionalisierung werden deshalb die in Kapitel 4.2 definierten sektoralen Mantelzahlen für Deutschland je Szenario und Betrachtungsjahr auf einzelne Verbraucher im Methan und Wasserstoff heruntergebrochen. Die Vorgehensweise wird im Folgenden für Methan und Wasserstoff vorgestellt.

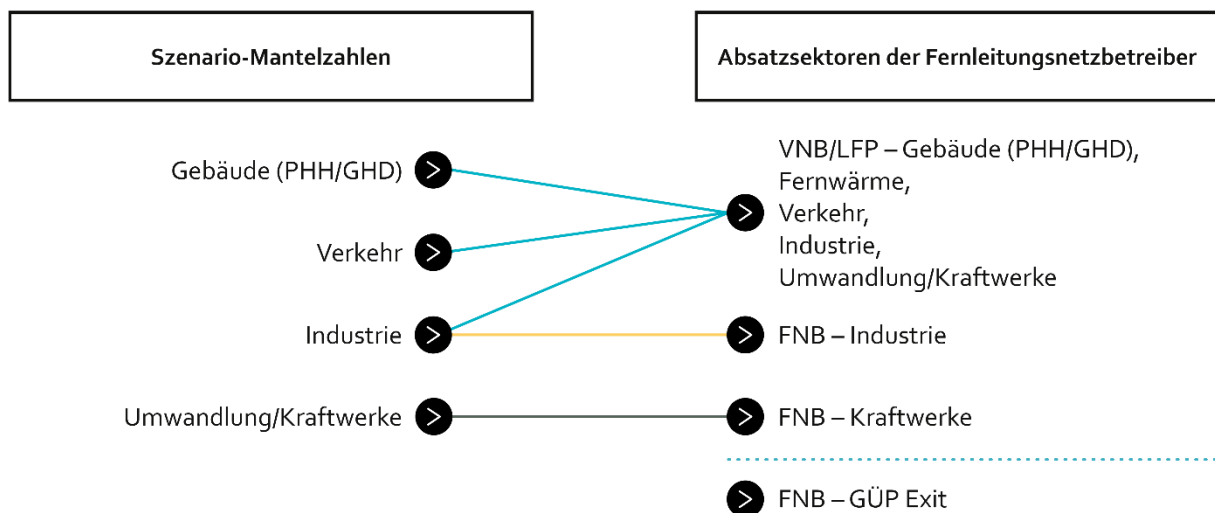
4.3.1 Vorgehen im Methan

Berücksichtigung der Absatzstrukturen

Aufgrund bestehender Vertriebsstrukturen ist im Methan vor der Regionalisierung eine Überführung der Mantelzahlen in die Absatzstrukturen der Fernleitungsnetzbetreiber erforderlich, die in ihren Leistungsbilanzen nicht zwischen Sektoren unterscheiden, 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 Langfristprognose des betroffenen Verteilernetzbetreibers enthalten sind (VNB-Ebene). Dies veranschaulicht die folgende Abbildung 45.

Verbraucher der Sektoren Gebäude (Private Haushalte/GHD) und Verkehr sind im heutigen Methansystem ausschließlich in Verteilernetzen verortet, so dass die Sektormantelzahlen vollständig der VNB-Ebene zuzuordnen sind. Für den Sektor Industrie beabsichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber anhand von Allokationsdaten des THE-Marktgebiets eine Aufteilung der Mantelzahl auf die FNB- und VNB-Ebene vorzunehmen (FNB-Industrie/VNB-Industrie). Für den Sektor Kraftwerke erfolgt die Regionalisierung und Zuordnung zur FNB- und VNB-Ebene auf Basis der zwischen den Übertragungsnetzbetreibern, Fernleitungsnetzbetreibern und Wasserstofftransportnetzbetreibern erarbeiteten Kraftwerksliste. Nach Überführung der Szenariomantelzahlen in die FNB-Absatzstrukturen, ergibt sich damit eine Mantelzahl für Verbraucher im Netz der Verteilernetzbetreiber (VNB/LFP), sowie für Anschlussnehmer der Sektoren Kraftwerke und Industrie mit Versorgung über die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB-Industrie, FNB-Kraftwerke).

Abbildung 45: Absatzstrukturen der Fernleitungsnetzbetreiber



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Berücksichtigung einer Versorgung mit Wasserstoff und Kleinstbedarfe

Im Methan konkurrieren bezüglich der Regionalisierung zwei wesentliche Anforderungen: zum einen erwarten Kunden auch mittelfristig eine sichere und verlässliche Versorgung mit Methan. Zum anderen erfordert das im Bundes-Klimaschutzgesetz unverändert verankerte Ziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 einen Ausstieg aus fossilen Energieträgern und die Umstellung auf eine nachhaltige Energieversorgung, unter anderem durch den Einsatz von Wasserstoff. Um der bereits sichtbaren Verzögerung im Wasserstoffhochlauf zu begegnen, ist eine kostengünstige und effiziente Bereitstellung der Wasserstoffinfrastruktur wichtiger denn je. Hier kommt der Umstellung vorhandener Methanleitungen auf Wasserstoff eine Schlüsselrolle zu.

Um diese Umstellung nicht durch die Bereitstellung einer unnötigen Doppelversorgung mit Methan und Wasserstoff zu erschweren, werden innerhalb einer Modellierungsvariante industrielle Anschlussnehmern im Methan grundsätzlich nicht angesetzt, wenn der Standort bereits in der korrespondierenden Wasserstoffmodellierung berücksichtigt wird („Entweder-oder-Prinzip“) und die Berücksichtigung im Methan die Umstellung einer möglicherweise im Wasserstoffnetz benötigten Leitung verhindern könnte. Auch im Sektor Kraftwerke wird auf Ebene der Stromerzeugungseinheiten, Projektanfragen und Wasserstoffprojekt-meldungen über die Kraftwerksliste sichergestellt, dass die jeweiligen Ausspeiseleistungen dieser Einheiten nur einem Energieträger – Methan oder Wasserstoff – zugeordnet sind. Für Bedarfe im Verteilernetz ist dieses Vorgehen jedoch nicht geeignet, da über Verteilernetze eine hohe Anzahl an Endverbrauchern versorgt wird, und die Umstellung dieser Verbraucher auf eine alternative Energieversorgung auch aus logistischen Gründen nur sukzessive über einen angemessenen Zeitraum erfolgen kann. Zusätzlich bündeln die einzelnen Langfristprognosen im Regelfall Bedarfe, die über mehrere physische Kopplungspunkte bereitgestellt werden in sogenannten Ausspeisezonen. Hier ist im Regelfall eine Abstimmung zwischen dem betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber und dem Verteilernetzbetreiber im Rahmen der regionalen Transformationsplanung erforderlich, welche konkreten physischen Kopplungspunkte zu welchem Zeitpunkt umgestellt werden können.

Nach erfolgter Regionalisierung werden außerdem sehr geringe Leistungsbedarfe für Verteilernetzbetreiber (LFP) und industrielle Anschlussnehmer bei der Methanmodellierung nicht angesetzt, wenn auch dies die Umstellung einer möglicherweise im Wasserstoffnetz benötigten Leitung verhindern könnte.

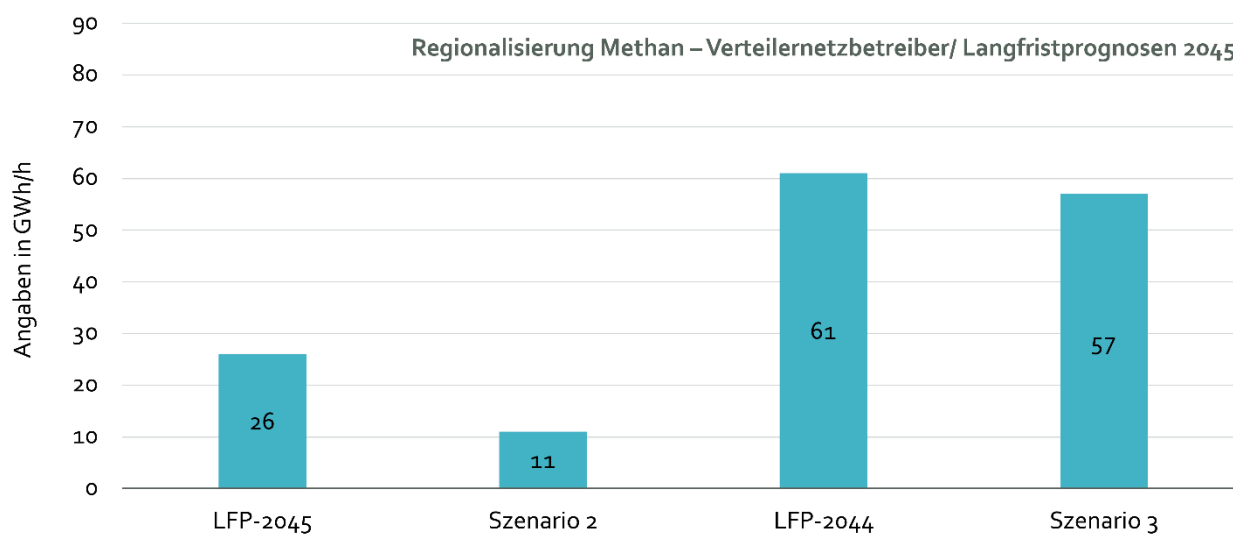
4.3.1.1 Regionalisierung der Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber

Ausgangsbasis der Regionalisierung bildet die Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber für die Sektoren Private Haushalte, GHD, Industrie, Verkehr sowie Kraftwerke/Umwandlung.

- Vorgehen für 2040: Die Regionalisierung erfolgt durch die Skalierung aller für das Jahr 2040 gemeldeten Langfristprognosen, so dass diese in Summe die jeweilige Szenariomantelzahl ergeben. Für die Szenarien 1 und 2, für welche die Übertragungsnetzbetreibermantelzahl voraussichtlich unterhalb der Langfristprognosen für das Jahr 2040 liegen wird, erfolgt eine Reduktion aller relevanten LFP-Meldungen, für Szenario 3 voraussichtlich eine Erhöhung.
- Vorgehen für 2045: Im Betrachtungsjahr 2045 wird nur in den Szenarien 2 und 3 noch ein Methanbedarf unterstellt: für Szenario 2 verbleibt aufgrund der fortgeschrittenen Umstellung auf alternative Energieträger nur ein geringer Ausspeiseleistungsbedarf. Für Szenario 3 verbleibt ein deutlich höherer Bedarf, da eine größere Anzahl von Verteilernetzbetreibern die Transformation von Erdgas zu alternativen Energieträgern noch nicht (vollständig) abgeschlossen haben wird. Eine Vielzahl der Verteilernetzbetreiber plant die vollständige Reduktion des Methanbezugs im Jahr 2045, so dass die Anzahl der Verteilernetzbetreiber, die noch einen Leistungsbedarf in der Langfristprognose melden, zwischen den Jahren 2044 und 2045 sehr deutlich sinkt und entsprechend auch der in Summe gemeldete Leistungsbedarf aller Langfristprognosen. Um die Prämissen der Szenarien bereits mit den Ausgangsdaten vor Durchführung der Regionalisierung bestmöglich zu verbinden, erfolgt deshalb die Regionalisierung von Szenario 2 (2045) basierend auf der Langfristprognose für das Jahr 2045 unter Berücksichtigung von Biomethaneinspeisungen, des verbleibenden Transits und Netzdienlichkeit und die Regionalisierung von Szenario 3 (2045) basierend auf der Langfristprognose für das Jahr 2044. Die LFP-Meldungen werden in beiden Fällen skaliert, bis die Mantelzahl des Szenarios erreicht ist.

- Die finale Verteilernetzbetreiber/Langfristprognosemantelzahl wird durch die Fernleitungsnetzbetreiber erst im Rahmen der Modellierungsvorbereitung ermittelt, sobald die hierfür erforderlichen Allokationsdaten des Marktgebiets vollständig vorliegen. Das Vorgehen für das Jahr 2045 ist deshalb nur schematisch in Abbildung 46 auf Basis der im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 für die Sektoren Industrie und Kraftwerke ermittelten Aufteilungsverhältnisse auf die Fernleitungsnetzbetreiber- und Verteilernetzbetreibernebene dargestellt, für welche die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027 aber keine gravierenden Veränderungen erwarten.

Abbildung 46: Regionalisierung Methan – Verteilernetzbetreiber/Langfristprognosen 2045



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

4.3.1.2 Regionalisierung FNB-Industrie

Die für Gesamtdeutschland im Sektor Industrie vorgegebene Mantelzahl wird auf Basis von Allokationsdaten der FNB- oder VNB-Netzebene zugeordnet. Anschlussnehmer werden grundsätzlich nicht in der Methanmodellierung angesetzt, wenn der Standort in der korrespondierenden Wasserstoffmodellierung berücksichtigt wurde oder wenn es sich um einen Kleinstbedarf handelt, und die Berücksichtigung des Anschlussnehmers die Umstellung einer Methanleitung auf Wasserstoff behindern könnte. Eine sinnvolle Leistungsgrenze für Kleinstbedarf wird im Rahmen der Modellierung bestimmt, da hierfür eine detaillierte Betrachtung der jeweiligen Netztopologien erforderlich ist.

Die Datenausgangsbasis der Regionalisierung sind die Ausspeiseleistungsbedarfe für die Betrachtungsjahre 2040 beziehungsweise 2045, die von den Anschlussnehmern im Rahmen der Bestandskundenabfrage gemeldet wurden. Bedarfsmeldungen, welche die aktuelle technisch verfügbare Kapazität am Anschlusspunkt übersteigen, wurden nur berücksichtigt, wenn auch eine entsprechende KARLA Gas 2.0-Anfrage gestellt wurde. Erfolgte keine Rückmeldung, wird die technisch verfügbare Kapazität des Jahres 2035 am Anschlusspunkt bis 2045 fortgeschrieben. Die so ermittelte Datenausgangsbasis wird mit einem ratierten Skalierungsfaktor multipliziert, um die vorgegebene Mantelzahl für den Sektor FNB-Industrie zu erreichen.

4.3.1.3 Regionalisierung FNB-Kraftwerke und thermische Anschlussleistung

Entsprechend Kapitel 3.3.1 haben Übertragungsnetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber eine abgestimmte Kraftwerksliste erarbeitet, die für die Szenarien 1, 2 und 3 und die Betrachtungsjahre 2040 und 2045 detailliert beschreibt, welche Stromerzeugungseinheiten (SEE), Projektanfragen (KraftNAV, §§ 38, 39 GasNZV, KARLA Gas 2.0) und Wasserstoffprojektmeldung mit welcher elektrischen Leistung zur Darstellung der Mantelzahl (GW_{el}) im Sektor Kraftwerke angesetzt werden.

Um die beschriebenen Leistungen im Methan in die Netzstrukturen der Fernleitungsnetzbetreiber zu überführen und die relevante thermische Anschlussleistung aller Kraftwerksstandorte zu ermitteln, erfolgt im Rahmen der Modellierungsvorbereitung im ersten Schritt die Zuordnung der in der Kraftwerksliste enthaltenen SEE und Projektanfragen zu Netzanschlusspunkten im Fernleitungsnetz oder zu einer Sammelposition von Einheiten, die über nachgelagerte Verteilernetze im Methan versorgt werden.

Die Ermittlung der konkreten thermischen Anschlussleistung erfolgt im Anschluss. Auf Basis der für das Jahr 2035 im bedarfsbasierten Szenario vorliegenden thermischen Ausspeiseleistung eines konkreten Kraftwerksausspeisepunkts und der elektrischen Leistung, der diesem Standort zugeordneten Einheiten, wird ein rechnerischer Wirkungsgrad für den gesamten Kraftwerksstandort ermittelt. Zur Bestimmung der in den jeweiligen Szenarien in den Jahren 2040 und 2045 am Standort anzusetzenden thermischen Ausspeiseleistung wird dieser Wirkungsgrad dann mit der im Szenario am Standort laut Kraftwerksliste anzusetzenden elektrischen Leistung verrechnet. Bei besonderen standortspezifischen Einzelsachverhalten, wie zum Beispiel einer möglichen bivalenten Versorgung, wird durch die Fernleitungsnetzbetreiber ggf. ein abweichender Wirkungsgrad angesetzt. Anfragen nach §§ 38, 39 GasNZV und KARLA Gas 2.0 werden entsprechend der angefragten Gasanschlusskapazität berücksichtigt.

Für Kraftwerksstandorte mit Anschluss und Versorgung über ein Verteilernetz wird auf Basis der zur Stromerzeugung verwendete Technologie der einzelnen SEE ein durchschnittlicher Wirkungsgrad aller betrachteten SEE ermittelt. Zur Bestimmung der in den jeweiligen Szenarien im Jahr 2040 und 2045 in Summe anzusetzenden thermischen Gasanschlussleistung im VNB-Netz wird auf Basis dieses Wirkungsgrads und der im Szenario und Betrachtungsjahr anzusetzenden elektrischen Leistung schließlich die thermische Anschlussleistung der VNB-Kraftwerke in Summe ermittelt.

4.3.1.4 Regionalisierung GÜP-Ausspeiseleistung

Während Deutschland eine vollständige Dekarbonisierung im Jahr 2045 anstrebt, planen die Nachbarländer Polen, Tschechien und Italien eine längere Nutzung von Methan als Brückentechnologie, teilweise flankiert durch CCS-Strategien. Österreich strebt zwar die Klimaneutralität vor 2045 an, ist aber ein wichtiger Transitkorridor zur Versorgung von Osteuropa und Italien. Auch über die Schweiz kann eine Versorgung Italiens erfolgen.

Für das Betrachtungsjahr 2040 wird in Spitzenlastsituationen deshalb ein Export an die genannten südöstlichen Nachbarstaaten unterstellt. Aufgrund der hohen Unsicherheit bezüglich der konkreten, länderspezifischen Bedarfsentwicklung planen die Fernleitungsnetzbetreiber im Regelfall die relevante GÜP-Ausspeisekapazität, um denselben relativen Anteil bis zur Erreichung der vorgegebenen Szenariomantelzahl zu reduzieren. Datenausgangsbasis sind dabei die festen Ausspeisekapazitäten des Jahres 2035, die in der Modellierungsvariante 2035 angesetzt werden.

Im Betrachtungsjahr 2045 verbleiben im Wesentlichen Transite durch Deutschland. Auch für Szenario 3 wird in einer Spitzenlastsituation ein Export in die Schweiz, Österreich, Tschechien und Polen unterstellt. Die GÜP-Ausspeisekapazitäten des Jahres 2035 werden auch hier im Regelfall bis zur Erreichung der Mantelzahl skaliert. Für die Szenarien 1 und 2, die einen geringeren innerdeutschen Methanbedarf in 2045 aufweisen, wird im Rahmen der Netzmodellierung das verbleibende Methanetze und die Anbindung an konkrete Grenzübergangspunkte bestimmt und bewertet.

4.3.1.5 Regionalisierung der Einspeiseleistung

Die Regionalisierung der Einspeiseleistungen wird im Rahmen der Modellierung konkretisiert, da hierfür eine detaillierte Lastfallbetrachtung erforderlich ist. Dabei werden die Fernleitungsnetzbetreiber unter anderem die folgenden Rahmenbedingungen berücksichtigen:

- Die Bilanz eines Lastfalls muss mindestens ausgeglichen sein. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden im Rahmen der Modellierung prüfen, ob und in welcher Größenordnung der Ausweis einer Überdeckung sinnvoll ist, um Flexibilität des Netzes darzustellen.
- Beim Verhältnis der Einspeiseleistung aus Biomethan, NAP-UGS, GÜP und LNG streben die Fernleitungsnetzbetreiber vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit eine ausgewogene Quellendiversifizierung an.
- Bei der Regionalisierung ist außerdem auf einen netzdienlichen Ansatz von Einspeiseleistungen zu achten, so dass kein unnötiger Ausbau im Methan ausgelöst wird und weiterhin ein möglichst großer Teil an Infrastruktur für die Verwendung im Wasserstoff freigegeben werden kann.
- Ob ein Standort netzdienlich ist, also durch seine entlastende Wirkung tendenziell Ausbaubedarf vermeidet oder reduziert, ist dabei jedoch abhängig vom konkreten Lastfall. In den in Kapitel 4.4 beschriebenen Einspeisetestfällen wirken Ausspeisungen in räumlicher Nähe zu den Einspeisungen entlastend (netzdienlich), während Ausspeisungen in größerer Entfernung belastend wirken. Somit können netzdienliche Standorte eines Lastfalls in anderen Lastfällen mit einer anderen geografischen Verteilung der Einspeisungen Effekte verursachen, die tendenziell eher zu weiterem Ausbau führen. Die Netzdienlichkeit ist aus diesem Grund Lastfall-spezifisch und wird, analog zum Einspeisetest, zwischen be- und entlastenden Netzbereichen modelliert.

Die Netzbetreiber werden jedoch prüfen, ob lastfallübergreifend netzdienliche Standorte in der Methan- und Wasserstoffmodellierung identifiziert werden können und dies in der Modellierung berücksichtigen.

- In Spitzenlastsituationen wird bezüglich der Beschäftigung von Grenzübergangspunkten im Regelfall ein Import von Methan aus nord-westlichen Nachbarstaaten nach Deutschland unterstellt.
- Beim Ansatz von Speichern wird berücksichtigt, ob in der Marktabfrage Wasserstoff 2026 Methanspeicher mit Anschluss an das Fernleitungsnetz eine Umstellung auf Wasserstoff gemeldet haben. Sofern erforderlich wird die Ein- und Ausspeiseleistung an den Speicheranschlusspunkten reduziert, um Infrastruktur nicht doppelt im Methan und Wasserstoff anzusetzen.
- Die Mantelzahlen zur Biomethaneinspeisung aus den Szenarien 2 und 3 sind infolge von aktuell in Diskussion befindlichen Gesetzgebungsverfahren, zum Beispiel Nachfolgeregelung zum Netzanschluss oder Kündigung von Netzanschlüssen (EnWG Novelle) nicht standortscharf prognostizierbar oder durch die vorhandene Marktabfrage zu kompensieren. Für eine Regionalisierung der in diesen beiden Szenarien angenommenen zusätzlichen Kapazitäten bieten jedoch die Nachhaltigkeitsvorgaben zu den in der Erneuerbaren Energien Richtlinie II und III als fortschrittlich eingestuftem Einsatzstoffe zur Biomethanherzeugung einen Ansatz diese zu kompensieren. Aktuelle Studien ([DVGW-EBI 2026], [DVGW, Bionet 2026]) veröffentlichen bereits aggregierte Informationen, die für eine netzdienliche Skalierung über regionale Schlüssel potenzielle Ansatzpunkte für die Mantelzahlen bieten. Hierbei können auch die Regionen aus der Langfristprognose der Verteilnetzbetreiber sowie die durch die Marktabfrage gemeldeten Biomethaneinspeiseanlagen (Vergleich Kapitel 3.2.3.4) als begründete Ausgangsbasis dienen eine weitere netzdienliche Skalierung vorzunehmen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass ein Teil über Importe zu decken ist, sodass diese Transitkorridore als Ausgangsbasis für die Skalierung am Fernleitungsnetz liefern können. Im Szenario 2 werden hierzu insbesondere Grenzübergangspunkte, die für den Methantransit benötigt werden, angesetzt.

4.3.2 Vorgehen im Wasserstoff

Die Regionalisierung im Wasserstoff erfolgt auf Basis der Projektmeldungen der Marktabfrage Wasserstoff 2026 inklusive PtG-Abfrage, sowie basierend auf der LFP 2.0 der Verteilnetzbetreiber und der Abfrage ausländischer Fernleitungsnetzbetreiber beziehungsweise Wasserstofftransportnetzbetreiber zur

Kapazitätsentwicklung der geplanten Wasserstoff-Grenzübergangspunkte. Wasserstoffprojekte wurden dabei einerseits über die Internetpräsenz der Marktabfrage Wasserstoff 2026 direkt durch die Projektträger gemeldet (FNB/WTNB-Projekte). Bei Großprojektstandorten, die bereits heute an ein Methanverteilernetz angeschlossen sind, beziehungsweise räumlich in einem VNB-Netzgebiet liegen, erfolgte eine Meldung durch die Verteilernetzbetreiber für Projekte mit einer thermischen Anschlussleistung größer 20 MWh/h (VNB-Projekte). Die durch die Verteilernetzbetreiber gemeldeten Großprojekte sind gleichzeitig auch in der Meldung der LFP 2.0 berücksichtigt. Im Rahmen einer Plausibilisierung wurden die Projekte auf Doppelmeldungen überprüft.

Wie in Kapitel 3.2.1 und 3.2.2 dargestellt, wurden im Rahmen der LFP 2.0 Wasserstoffbedarfe für alle Sektoren (Private Haushalte, GHD, Industrie, Kraftwerke/Umwandlung) gemeldet, die Sektoren Kraftwerke und Industrie dominieren jedoch. Konkrete Projektmeldungen (durch Projektträger und Verteilernetzbetreiber) erfolgten nahezu ausschließlich für diese beiden Sektoren.

3.3.2.1 Regionalisierung der Sektoren Industrie, Private Haushalte, GHD und Verkehr

Die Regionalisierung in den Szenarien erfolgt auf Basis unterschiedlicher Ausgangsdaten, um den jeweiligen Kernaspekt der Szenarien ganzheitlich abzubilden.

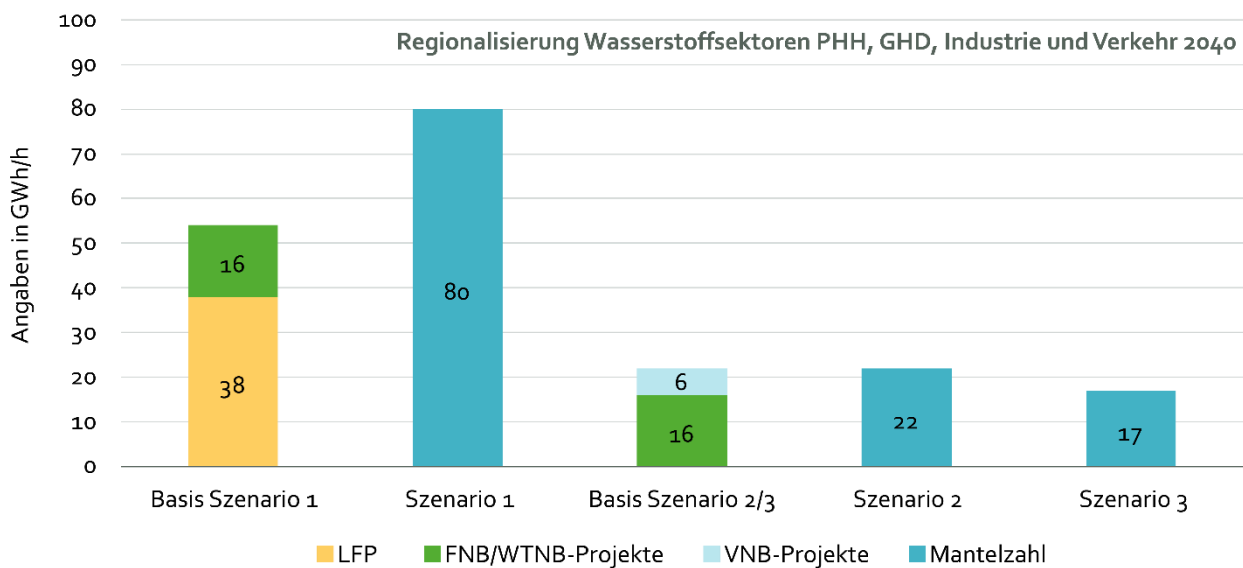
Szenario 1:

Wie in Kapitel 4.2.1 dargestellt, bildet Szenario 1 den höchsten Einsatz von Wasserstoff in der Industrie sowie in den Sektoren Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen und Verkehr ab. Zur Regionalisierung dieser Bedarfe werden die FNB/WTNB-Projektmeldungen sowie die LFP 2.0-Meldungen für die Sektoren Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Verkehr und Industrie verwendet. Dieses Vorgehen ermöglicht eine Verteilung der Bedarfe, ohne diese zur Erreichung der Zielwerte zu weit skalieren zu müssen. Sollte der Szenarien-Wert über die oben genannten Kriterien nicht gedeckt werden können, erfolgt eine Skalierung von FNB/WTNB-Projektmeldung und der LFP 2.0-Meldung, bis die Summe der Sektor-Mantelzahlen erreicht ist.

Szenarien 2 und 3:

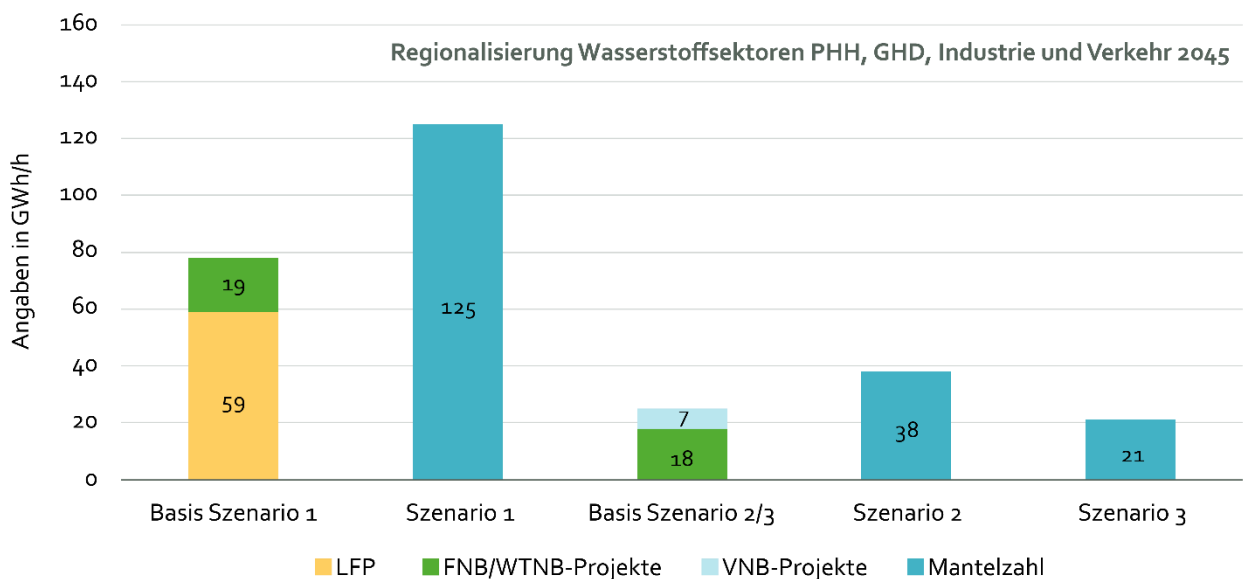
Im Vergleich zu Szenario 1 liegen in den Szenarien 2 und 3 keine anzusetzenden Bedarfe in den Sektoren Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen und Verkehr vor. Die Bedarfe im Sektor Industrie liegen deutlich unterhalb derer in Szenario 1. Zur Regionalisierung der Bedarfe in den Szenarien 2 und 3 werden deshalb die FNB/WTNB- und VNB-Projektmeldungen im Sektor Industrie herangezogen. Die LFP 2.0-Meldungen für den Sektor Industrie werden hier nicht herangezogen, da diese zu weit herunter skaliert werden müssten. Sofern die Leistung der Projekte in Summe unterhalb der Mantelzahl liegt, erfolgt eine Skalierung der Ausspeiseleistung bis die Mantelzahl erreicht ist. Sofern die Leistung der Projekte größer ist, erfolgt eine Priorisierung der Projekte mit höherer Umsetzungswahrscheinlichkeit anhand des Projektstatus und Härtegrades.

Abbildung 47: Regionalisierung Wasserstoffsektoren PHH, GHD, Industrie und Verkehr 2040



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Abbildung 48: Regionalisierung Wasserstoffsektoren PHH, GHD, Industrie und Verkehr 2045



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

4.3.2.1 Regionalisierung Kraftwerke und Fernwärme

Basis der Regionalisierung ist auch im Wasserstoff die durch die Übertragungsnetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber erarbeitete gemeinsame Kraftwerkliste, die neben Kraftwerken (reine Stromerzeugung) und Heizkraftwerken (Strom- und Wärmeerzeugung) auch Projekt-meldungen für reine Heizwerke (nur Wärmeerzeugung) enthält.

Zur Abbildung der Mantelzahl hinsichtlich der elektrischen Leistung wird je Szenario und Betrachtungsjahr entsprechend Kapitel 3.3.1.2 (Vorgehen Regionalisierung Kraftwerke) eine Rangfolge der

Wasserstoffprojektmeldungen (Neubau und Umstellung) und der mit Methan betriebenen Stromerzeugungseinheiten und Projektanfragen (Kraftwerke und Heizkraftwerke) gebildet. Diese Anlagen, beziehungsweise deren erzeugte elektrische Leistung, werden entsprechend dieser Rangfolge jeweils in den einzelnen Szenarien und Betrachtungsjahren angesetzt, bis die vorgegebene elektrische Leistung der jeweiligen Mantelzahl erreicht ist.

Für Szenario 2 kann die für Wasserstoff vorgegebene Mantelzahl in Höhe von 81 GW_{el} für das Jahr 2045 auch bei Ansatz aller in der Wasserstoffrangfolge enthaltenen Einheiten nicht vollständig erreicht werden. Die Fernleitungsnetzbetreiber, Wasserstofftransportnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber werden die verbleibende Lücke in Höhe von rund 6 GWh/h im Rahmen der Modellierung jeweils eigenständig durch zusätzliche, geeignete Kraftwerksstandorte und Leistungen schließen. Somit bleiben über 90 % der angesetzten Leistungsstandorte auf Strom sowie Gas- und Wasserstoffseite identisch, so dass die Grundprämisse einer zwischen Fernleitungs-, Wasserstofftransportnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern abgestimmten Kraftwerksliste gewahrt bleibt.

Die thermische Anschlussleistung der einem Szenario und Betrachtungsjahr zugeordneten Anlagen ergibt sich als Summe folgender im Szenario und Betrachtungsjahr berücksichtigter Elemente:

- Wasserstoffprojektmeldungen: die vom Projektmelder in der Marktabfrage Wasserstoff 2026 genannte Wasserstoffausspeiseleistung für 2040 oder 2045.
- Projektanfragen/Stromerzeugungseinheiten: zur Ermittlung der thermischen Anschlussleistung der Einheiten bei einem Betrieb im Wasserstoff wird pauschal, sofern erforderlich, ein Wirkungsgrad von 50 % unterstellt. Die sich ergebende thermische Anschlussleistung wird berücksichtigt.

Der Einsatz von Fernwärme zur Spitzenlastdeckung (Spitzenlast-Fernwärme) ist in den Szenarien 1 und 2 vorgesehen. Die Regionalisierung erfolgt folgendermaßen:

- Szenario 1: es erfolgt eine vollständige Berücksichtigung aller Heizwerke. Die Differenz aus Mantelzahl und berücksichtigten Heizwerken wird auf Basis von in der Marktabfrage Wasserstoff 2026 gemeldeten konkreten KWK-Standorten (Heizkraftwerke und Heizwerke) regionalisiert.
- Szenario 2: vollständige Berücksichtigung der in der Marktabfrage Wasserstoff 2026 gemeldeten Heizwerke. Die Differenz aus Mantelzahl und berücksichtigten Heizwerken wird analog zur Regionalisierung der Sektoren Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Industrie und Verkehr auf Basis der Langfristprognose für den Sektor Kraftwerke/Umwandlung regionalisiert.

4.3.2.2 GÜP-Ausspeiseleistung

Für die GÜP-Ausspeiseleistung werden Mantelzahlen entsprechend des Kapitels 4.2 vorgegeben. Die Verteilung der Mantelzahl erfolgt auf Basis der durchgeführten Abfrage ausländischer Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber zur Entwicklung der Ein- und Ausspeisekapazität an Wasserstoffgrenzübergangspunkten (Vergleich Tabelle 40). Diese werden entsprechend der in Kapitel 4.4.1 dargestellten Lastfälle angesetzt. Besonderheiten von Szenario 3 für das Betrachtungsjahr 2040 sind dem Kapitel 4.2.3 zu entnehmen.

4.3.2.3 Regionalisierung der Einspeisung

Zur Deckung der Ausspeiseleistung werden Importe über Grenzübergangspunkte, Einspeisungen aus Speichern, sonstige Importe (unter anderem LH₂ und Derivate) und Einspeisungen aus Elektrolyse angesetzt. Die Einspeiseleistung muss in jedem Lastfall die angesetzte Ausspeiseleistung decken.

Speicher:

- Speichern kommt im Wasserstoffnetz eine zentrale Bedeutung zu. Sie dienen unter anderem zur Speicherung von hohen saisonalen Einspeisemengen von grünem Wasserstoff, zum Beispiel bei einem Überangebot von PV-Strom im Sommer. Umgekehrt decken sie hohe Bedarfsspitzen von Wasserstoffkraftwerken in Zeiten eines reduzierten Angebotes an EE-Strom („Dunkelflaute“).
- Im Rahmen der Marktabfrage Wasserstoff 2026 wurden für das Jahr 2040 Einspeiseleistungen aus Speichern in Höhe von 49 GWh/h gemeldet, für das Jahr 2045 Leistungen in Höhe von 72 GWh/h. Im Hochlastfall „Kalte Dunkelflaute“ wird eine Versorgung der Kraftwerke nur zu einem geringen Anteil aus Importen unterstellt, die überwiegende Deckung des Ausspeiseleistungsbedarfs wird aus Speichern erfolgen, so dass in den Szenarien und Betrachtungsjahren überwiegend alle Speicherprojekte zur Deckung des Bedarfs benötigt werden. Die Berücksichtigung der Speicher erfolgt in den weiteren Lastfällen entsprechend der jeweiligen Lastfallanforderungen.
- Lediglich im Szenario 3 (2040) ist voraussichtlich ein Teil der Speicherprojekte zur Bedarfsdeckung ausreichend, die Regionalisierung erfolgt hier anhand des Härtegrads und Projektstatus der Speichermeldungen, unter Berücksichtigung von Anforderungen aus dem konkreten Lastfall.
- Sofern zur Bilanzdeckung zusätzliche Speicherleistungen benötigt werden, werden diese netzdienlich (lastfall-übergreifend) auf Basis der in der Marktabfrage Wasserstoff 2026 gemeldeten Standorte berücksichtigt. Sofern dies nicht ausreicht, werden zusätzlich aus Sicht des Wasserstofftransportnetzes netzdienliche Standorte heutiger Kavernenmethanspeicher ohne Meldung in der Marktabfrage Wasserstoff 2026 berücksichtigt, sowie mögliche zukünftige Speicherstandorte auf Basis geeigneter Quellen.

PtG/Elektrolyse:

Entsprechend Kapitel 3.3.2 haben die Übertragungsnetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber eine gemeinsame, konsolidierte Liste der in der Marktabfrage Wasserstoff 2026 gemeldeten Elektrolyseprojekte erarbeitet, welche die Grundlage der Regionalisierung bildet.

- Szenario 1: es werden entsprechend dem Kerngedanken des Szenarios (Fokus Wasserstoff) grundsätzlich alle Elektrolysestandorte der gemeinsamen Elektrolyseurliste berücksichtigt. Der Ansatz konkreter Standorte erfolgt in Abhängigkeit vom Lastfall.
- Szenario 2: im Szenario werden mindestens alle Elektrolysestandorte der gemeinsamen, szenarien-übergreifenden Elektrolyseurliste berücksichtigt, die sich entsprechend dem vom Projektträger gemeldeten Projektstatus in der Phase der „Entwurfsplanung“, „Detailplanung“, der „Material- und Leistungsbeschaffung“ oder der „Inbetriebnahme“ befinden (Mindestleistung).
- Die Bilanzdeckung der untersuchten Lastfälle kann zusätzliche Einspeiseleistungen aus PtG-Anlagen erfordern, die über die definierte Mindestleistung hinausgehen. Dafür werden noch nicht berücksichtigte Elektrolysestandorte aus der gemeinsamen Elektrolyseurliste entsprechend der Umsetzungswahrscheinlichkeit des Projekts (auf Basis von Projektstatus und Härtegrad) angesetzt. Zusätzlich werden Vorgaben des Lastfalls berücksichtigt.
- Szenario 3: in Abhängigkeit der untersuchten Lastfälle werden PtG-Anlagen der gemeinsamen Elektrolyseurliste zur Bilanzdeckung angesetzt, sofern dies erforderlich ist. Auch im Szenario 3 erfolgt eine Priorisierung nach der Umsetzungswahrscheinlichkeit des Projektes (auf Basis von Projektstatus und Härtegrad), wobei zusätzlich Vorgaben des Lastfalls berücksichtigt werden.

Grenzübergangspunkte:

Ausgangsbasis der Regionalisierung bilden die Rückmeldungen der ausländischen Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber zur geplanten Kapazitätsentwicklung an Wasserstoffgrenzübergangspunkten, die in Tabelle 40 (Vergleich Kapitel 3.2.4) dargestellt sind.

Die in dieser Tabelle genannten Einspeiseleistungen sind Obergrenzen für die an einem Grenzübergangspunkt maximal darstellbare Leistung, die in Abhängigkeit vom konkreten Lastfall vollständig oder zu Teilen angesetzt werden.

Sonstige Importe:

Sonstige Importe, wie zum Beispiel flüssiger Wasserstoff (LH₂) oder Derivate, werden in allen Szenarien angesetzt. Die Regionalisierung erfolgt auf Basis der erhaltenen Wasserstoffprojektmeldungen nach der Umsetzungswahrscheinlichkeit des Projektes und auf Basis lastfallabhängiger Anforderungen. Sofern zur Bilanzdeckung zusätzliche Importstandorte beziehungsweise Einspeiseleistungen benötigt werden, werden diese netzdienlich berücksichtigt.

Einspeiseseitig zeigen sich sowohl im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 (Einspeisetest Nordwest als herausforderndster Lastfall) als auch in den derzeitigen Kapazitätsreservierungen (CÜT Halendorf) kapazitive Herausforderungen im Nordwesten beziehungsweise beim Gastransport aus dem Nordwesten heraus. Bei einer Verortung über die Marktabfrage-Meldungen hinaus ist dies im Sinne der Szenariorahmengen Genehmigung 2025 mit der Maßgabe der „Netzdienlichkeit“ zu berücksichtigen. Dies würde bedeuten, dass ein wesentlicher Teil solcher zusätzlichen Leistung außerhalb der Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-Einspeisezone Nordwest anzusetzen ist.

4.4 Lastfälle

Für die Szenarien werden Mantelzahlen für den Methan- und Wasserstoffbedarf festgelegt. Die Netzmodellierung erfolgt dann auf Basis von einheitlichen Lastfällen, die auf die genehmigten Szenarien und für die Modellierungsjahre angewendet werden. Grundsätzlich beschreibt ein Lastfall eine bestimmte Transportaufgabe mit festgelegten Modellierungsprämissen, die für die Simulation und Auslegung eines Systems betrachtet werden.

Im Folgenden werden grundsätzliche Prämissen für die angestrebten Lastfälle im Methan und Wasserstoff beschrieben, da die Lastfälle für die Methan- und Wasserstoffmodellierung im Entwurf des Szenariorahmens 2027 noch nicht final beschrieben werden können. Dies kann erst im Rahmen der Modellierung des Netzentwicklungsplans erfolgen, wenn beispielsweise die Bilanzen für die verschiedenen Szenarien und Modellierungsjahre auf Basis des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens ermittelt wurden.

Für die Ermittlung des Infrastrukturbedarfs ist es grundsätzlich sinnvoll, möglichst viele unterschiedliche Belastungssituationen für ein Netz zu testen. Aufgrund des ambitionierten Zeitplans für die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans ist es jedoch erforderlich, die Anzahl der Lastfälle auf ein sinnvolles Maß zu beschränken.

4.4.1 Wasserstoff

4.4.1.1 Ausgangslage

Einheitliche Lastfälle für die Wasserstoffmodellierung wurden bereits im Rahmen der Erarbeitung des Wasserstoff-Kernnetzes verwendet. Für die Modellierung im Wasserstoff im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 wurde die Systematik der Lastfälle aus den Erkenntnissen der Modellierung für das Wasserstoff-Kernnetz überarbeitet.

Die folgenden Lastfälle wurden im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 angewendet, um das Wasserstofftransportnetz auf unterschiedliche Anforderungen zu testen und auszulegen:

- Einspeisetest Ost,
- Einspeisetest Süd,
- Netzdienlichkeit der Speicher, Einspeisetest Nordwest,
- Kalte Dunkelflaute,
- Hohe EE-Speicherung.

Einspeisetests

Die Einspeisetests überprüfen, inwiefern regional auftretende maximale Wasserstoffeinspeisungen über das Netz überregional abtransportiert werden können. Der Lastfall soll die strömungsmechanischen Grenzen des Netzes ausloten und lange Transportpfade simulieren (Variation der Quellen).

Mit den Einspeiselastfällen wird grundsätzlich die maximale Beschäftigung der Einspeisungen einer Region in Verbindung mit einer hohen Netzlast in der räumlich entferntesten Region getestet. 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 (zum Beispiel Leitungen, Verdichter). 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 den Einspeisetestfällen die einspeisenahen Ausspeisepunkte entlastend und die einspeisefernen Ausspeisungen belastend angenommen.

Für die Industrie und KWK-Anlagen haben die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber für die Modellierung Annahmen zur Grundlast (entlastende, netzdienliche Wirkung) auf Basis statistischer Untersuchungen getroffen. Grundlage für die statistischen Auswertungen waren aktuelle Verbrauchsdaten im Methanbereich. Ergebnis der Untersuchungen war, dass im industriellen Bereich 35 % des Leistungsbedarfs als Grundlast angesetzt werden kann, für KWK-Anlagen ergaben die Untersuchungen einen Wert von 20 %.

Insgesamt wurden im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 drei verschiedene Einspeisezonen betrachtet (Nordwest, Ost und Süd). Diese werden in der folgenden Abbildung dargestellt.

Abbildung 49: Einteilung der Einspeisezonen anhand identifizierter hochbelasteter Transportpfade in Regionen (schematische Darstellung)



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Netzdienlichkeit der Speicher

Zur Untersuchung der Netzdienlichkeit der Speicher wurde der methodische Ansatz der Einspeisetests erweitert. Hierbei wurde überprüft, welchen Beitrag ein netzdienlicher Einsatz von Speichern bei einer hohen Erneuerbaren-Energien-Einspeisung auf den Netzausbaubedarf leistet. Aufgrund des großen Speicherpotenzials in der Einspeisezone Nordwest wurde im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 dieser Lastfall für die Untersuchung der Netzdienlichkeit der Speicher ausgewählt.

Somit soll der Lastfall Netzdienlichkeit der Speicher 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 Modellierung wurde 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 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.

Kalte Dunkelflaute

Für den Versorgungssicherheitslastfall Kalte Dunkelflaute wurde geprüft, inwiefern eine sehr hohe flächendeckende Gasnachfrage infolge niedriger Temperaturen bei einem geringen Erneuerbaren-Energien-Dargebot durch das Wasserstoffnetz vorrangig aus den Gasspeichern und via Import gedeckt werden kann. Damit wurde im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 die gaswirtschaftliche Höchstlast auf der Ausspeiseseite zur Absicherung der Versorgung abgebildet (Maximierung der Ausspeisungen).

Mit dem Lastfall Kalte Dunkelflaute wurde der Extremfall eines sehr hohen Leistungsbedarfs für Strom- und Wärmeerzeugung bei Tiefsttemperaturen und witterungsbedingtem Ausfall von volatilen, erneuerbaren Energiequellen untersucht. Es wurde angenommen, dass der Stromverbrauch überwiegend aus Kraftwerken, insbesondere aus KWK-Anlagen, 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 erfolgte über eine weitere netzdienliche Speichernutzung und über eine ergänzende ratierte Einspeisung an den Grenzübergangspunkten. Hierbei wurden sowohl die Potenziale der Speicher- und der Importleistungen als auch die Auswirkungen dieser auf das Netz (Stichwort Netzdienlichkeit) berücksichtigt.

Der Lastfall Kalte Dunkelflaute spielt eine wichtige Rolle im Rahmen der Netzmodellierung. Entscheidend in diesem Zusammenhang ist auch das betrachtete Wetterjahr, welches einer Modellierung zugrunde liegt. Die Modellierung der Langfristszenarien O45 erfolgte auf Basis des Wetterjahres 2010. Untersuchungen zeigen [unter anderem VERMEER 2023], dass andere Wetterjahre deutlich restriktiver sind, da das Wetterjahr 2010 keine ausgeprägte mehrtägige Kalte Dunkelflaute aufweist. Hierauf hat auch [THÜGA 2025] in einer Stellungnahme zur Systementwicklungsstrategie hingewiesen, siehe Anhang 2. Dieses Phänomen werden die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber fortwährend beobachten.

Hohe EE-Speicherung

Der Lastfall Hohe EE-Speicherung hat ein maximales Dargebot von Wasserstoff aus volatiler Erzeugung beziehungsweise aus Überangebot an Strom bei gleichzeitig maximalem, netzdienlichem Einsatz der Speicher abgebildet.

Die folgende Tabelle 62 zeigt die Ausgestaltung der Lastfälle für die Wasserstoffmodellierung im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025. Ausgehend von dieser Basis werden die Lastfälle weiterentwickelt.

4.4.1.2 Wasserstoff Lastfälle im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027

Im Zuge der Modellierung zum Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 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.

Für die Lastfälle im Wasserstoff beabsichtigen die Wasserstofftransportnetzbetreiber, auf den Erfahrungen aus dem Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 aufzubauen. Die dort entwickelten Ansätze sollen analysiert und weiterentwickelt werden.

Eine besondere Bedeutung kommt weiterhin der sogenannten Kalten Dunkelflaute zu, wie auch unter Anhang 2 gezeigt. In diesem Zusammenhang soll insbesondere die Rolle von Speichern vertieft untersucht werden. Darüber hinaus sind Lastfälle zu betrachten, die einen maßgeblichen Einfluss auf den Netzausbau haben. Hierzu zählen voraussichtlich insbesondere Einspeisesituationen in den Regionen Nordwest und Ost. Insgesamt soll die Anzahl der Lastfälle im Wasserstoff auf diese drei Lastfälle pro Szenario und Modellierungsjahr begrenzt werden.

Tabelle 62: In den Lastfällen angesetzte Anteile an den gesamten Ein- und Ausspeiseleistungen

Lastfall	Zone	Berücksichtigung der Ein- und Ausspeisepunkte in den Szenarien und jeweiliger Anteil der Leistung in den Lastfällen nach Zonen										
		Berücksichtigung in allen Szenarien							Nur in Szenario 1		In allen Szenarien	
		Speicher		GÜP		KW	KWK	Industrie	PHH/GHD	Verkehr	PtG	Sonstige
		Einspeisung	Ausspeisung	Einspeisung	Ausspeisung	Ausspeisung	Ausspeisung	Ausspeisung	Ausspeisung	Ausspeisung	Einspeisung	Einspeisung
Einspeisetest für Einspeisezonen Ost/Süd und Einspeisetest Nordwest (Netzdienlichkeit der Speicher)	Einspeisezone Ost/Süd	100 %		100 %							100 %	100 %
	Einspeisezone Netzdienlichkeit (Nordwest)	100 % abzüg- lich PtG-Ein- speisung*		100 %							100 %	100 %
	Jeweilige Belastungszone		100 %		100 %**	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %		
	Bilanzaus- gleich***		0 % bis 100 %		0 %**	0 % bis 100 %	20 % bis 100 %	35 % bis 100 %	0 % bis 100 %	0 % bis 100 %		
	Grundlast		0 %		0 %**	0 %	20 %	35 %	0 %	0 %		
Kalte Dunkelflaute	Deutschland	100 %	0 %	100 %	0 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %****	0 %	100 %*****
Hohe EE- Speicherung	Deutschland	0 %	100 %	0 % bis Bilanz- ausgleich	0 %	0 %	60 %	35 %	0 %	0 %	100 %	100 %

Verwendete Abkürzungen der Ein- und Ausspeisepunkte: GÜP = Grenzübergangspunkte, KW = Kraftwerke, KWK = Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung, PHH = Private Haushalte, GHD = Sektor Gewerbe/Handels-/Dienstleistungen, PtG = Power-to-Gas (Elektrolyse), Sonstige = sonstige volatile und nicht-volatile Einspeisungen.

* Die Einspeisung aus Speichern in der Einspeisezone wird im Lastfall *Netzdienlichkeit der Speicher* um die volatile Einspeisung aus Elektrolyseanlagen (PtG) und sonstigen Einspeisungen reduziert.

** Die ausbaufreie Ausspeisung an GÜP im Jahr 2037 wird in Kapitel 6.2.4 [des NEP 2025] ermittelt. Für das Jahr 2045 wird die maximale Ausspeisung aus den einzelnen GÜP ins Ausland den Lastfällen mit Einspeisezonen zugeordnet. Die Ausspeisung erfolgt außerhalb der jeweiligen Einspeisezone und orientiert sich an den jeweiligen Belastungszonen sowie an einer möglichst großen Transportentfernung.

*** Der Bilanzausgleich zwischen Ein- und Ausspeisung erfolgt am Rand der Belastungszone durch das anteilige Ansetzen von Ausspeiseleistung.

**** In der Modellierung für 2045 wurde der Verkehr in der *Kalten Dunkelflaute* nicht angesetzt, da bei dem hohen Ausspeiseüberschuss diese Verbrauchsgruppe durch z. B. Zwischenspeicherungen vor Ort als flexibel angenommen wurde.

***** Im Lastfall angesetzt wird nur die nicht-volatile sonstige Einspeisung.

Quelle: Koordinierungsstelle für Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

4.4.2 Methan

4.4.2.1 Ausgangslage

In Bezug auf Methan ergibt sich eine andere Ausgangslage. Entsprechend EnWG § 15c Absatz 1 sind im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027 erstmals bundeseinheitliche Modellierungen auf Basis gemeinsamer, bundeseinheitlicher Parameter im Methan durchzuführen. Diese bundeseinheitliche Modellierung stellt für die Fernleitungsnetzbetreiber eine komplexe Herausforderung dar. Die Fernleitungsnetzbetreiber arbeiten mit Hochdruck an der Umsetzung der bundeseinheitlichen Modellierung, mit dem Ziel diese für alle Modellierungen im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027 anzuwenden.

4.4.2.2 Methan-Lastfälle im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027

Die Lastfälle im Methan werden aus den Erfahrungen der letzten Netzentwicklungspläne (Methan und Wasserstoff) und der detaillierten Kenntnis der Verbrauchsschwerpunkte im Methansystem entwickelt. Die bundeseinheitliche Modellierung in Methan kann grundsätzlich aus den Erfahrungen der Wasserstoffmodellierungen abgeleitet werden. In der Folge können die konkreten Lastfälle erst im Zuge der NEP-Bilanzerstellung abschließend definiert werden.

Vor diesem Hintergrund beabsichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber, den Fokus im Methanbereich auf die Versorgungssicherheit zu legen. Es soll eine Modellierung des Spitzenlastfalls für alle Szenarien und Modellierungsjahre in Anlehnung an die vergangenen Netzentwicklungspläne erfolgen. Mögliche Ausbaumaßnahmen, die sich aus dem Methanspitzenlastfall ergeben, sollen ergänzend durch MBI-Analysen überprüft werden (Vergleich Kapitel 3.5).

Da im Methanetz eine rückläufige Marktentwicklung und eine insgesamt geringere Komplexität als in der Wasserstoffmodellierung (Stichwort Sektorkopplung) zu erwarten ist, ist es aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber vollkommen ausreichend, ausschließlich den Spitzenlastfall zu modellieren.

4.5 Modellierungsvorschlag Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027

Die folgende Tabelle 63 zeigt die Modellierungsvarianten, welche die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027 vorschlagen.

Tabelle 63: Modellierungsvarianten für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027

Nr.	Modellierungsvariante	Energieträger	Modellierungsjahr*		
			2035	2040	2045
1	Fokus Wasserstoff	Methan	---	x	---
		Wasserstoff	---	x	x
2	Fokus Strom	Methan	---	x	(x)
		Wasserstoff	---	x	x
3	Fokus Multi-Commodity	Methan	---	x	x
		Wasserstoff	---	x	x
4	Modellierungsvariante 2035	Methan	x	---	---
		Wasserstoff	x	---	---

* Stichtag der Kapazitäten/Bedarfe ist jeweils der 01. Januar des Modellierungsjahres.

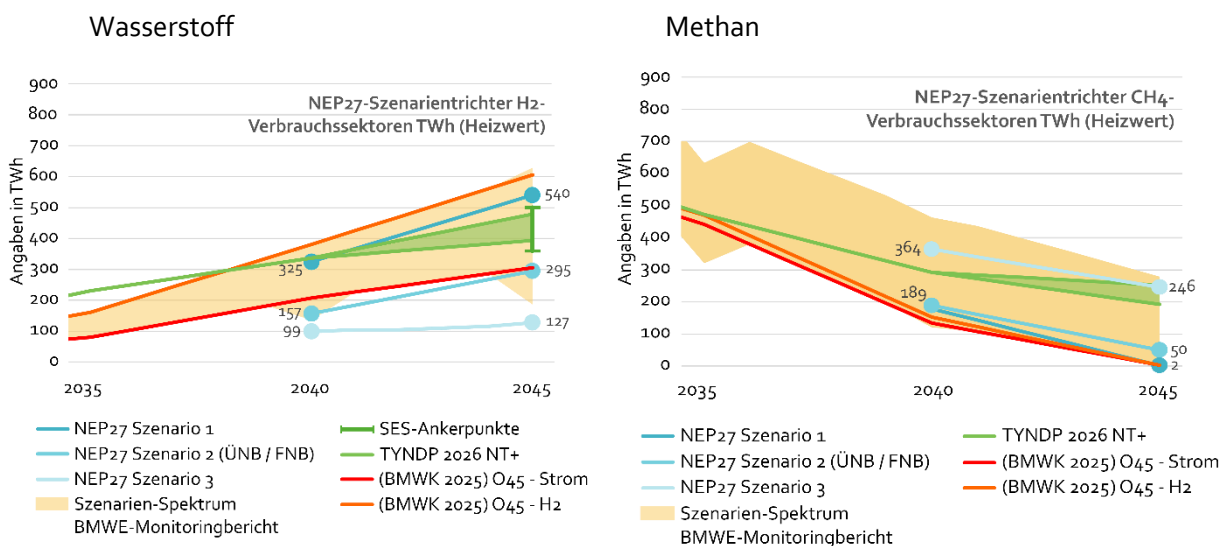
Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Die Fernleitungsnetzbetreiber/Wasserstofftransportnetzbetreiber schlagen die Modellierung der Szenarien 1 (Fokus Wasserstoff), 2 (Fokus Strom) und 3 (Fokus Multi-Commodity) für die Jahre 2040 und 2045 vor. Zudem soll eine zusätzliche Modellierungsvariante, welche die mögliche Entwicklung des Wasserstoffhochlaufs auf Basis der Bedarfsmeldungen aus der Marktabfrage Wasserstoff 2026 abbildet, für das Jahr 2035 untersucht werden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen vor, im Methan die Modellierungsvarianten im Jahr 2040 auf Basis der Szenarien 1 bis 3 zu berechnen. Somit ist eine Konsistenz zu den dazugehörigen Modellierungsvarianten für Wasserstoff sichergestellt. Für das Betrachtungsjahr 2045 schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, die Szenarien 2 und 3 zu betrachten. Die Methanmodellierung im Szenario 1 für das Jahr 2045 entfällt aufgrund des nicht mehr vorhandenen innerdeutschen Methanbedarfs. Das Szenario 2 wird aufgrund des geringen Methanbedarfs für das Jahr 2045 auf qualitativer Ebene betrachtet. Die Methanmodellierung für das Jahr 2045 für Szenario 3 soll aufgrund des vorhandenen Methanbedarfs aufbauend auf dem Vorgehen des Szenario 3 des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 erfolgen. Für das Jahr 2035 schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber eine zusätzliche Methanmodellierung (Modellierungsvariante 2035) vor.

Abbildung 50 veranschaulicht die Entwicklung der mengenmäßigen Bedarfe für Wasserstoff (links) und Methan (rechts) des vorgeschlagenen Szenarientrichters indikativ. Diese wird vergleichend vor dem Spektrum der für den BMW-Monitoringbericht ausgewählten normativen Gasbedarfsszenarien sowie vor den SES-Ankerpunkten und dem unionsweiten Szenario TYNDP 2026 NT+ abgebildet. Damit soll die Einbettung des vorgeschlagenen Szenarientrichters in die langfristige, „top-down“-, „backcasting“- und normative Perspektive dargestellt werden.

Abbildung 50: Abschätzung des Ausspeisebedarfs in den Szenarien in TWh (Heizwert)



Hinweis: Das Szenario TYNDP NT+ enthält keinen expliziten Wert für das Jahr 2045, sondern nur für die Jahre 2040 und 2050. Damit ergeben sich bei der Darstellung des Jahres 2045 zwei Optionen: Erstens die lineare Interpolation zwischen den Werten der Jahre 2040 und 2050. Zweitens die Nutzung des Wertes aus dem Jahr 2050 für das Jahr 2045 in der Annahme, dass Deutschland die Klimaziele bereits im Jahr 2045 erreicht und die Transformation gegenüber der EU fünf Jahre früher vollzogen ist. Beide Optionen sind in der Abbildung 50 dargestellt.

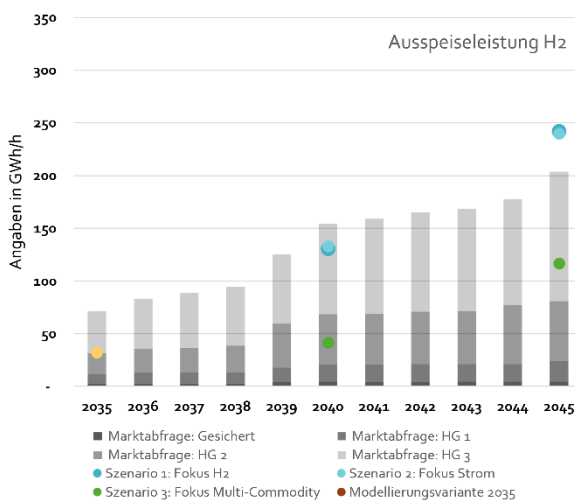
Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Es wird einerseits deutlich, dass sich die Szenarien innerhalb des Szenarientrichters auf der Ebene der mengenmäßigen Wasserstoffbedarfe deutlich unterscheiden. Andererseits zeigt sich, dass die vorgeschlagenen Szenarien 1 und 2 innerhalb des Spektrums der für den BMW-Monitoringbericht ausgewählten normativen Gasbedarfsszenarien liegen. Szenario 3 weicht begründet und angemessen von dem Spektrum nach unten ab.

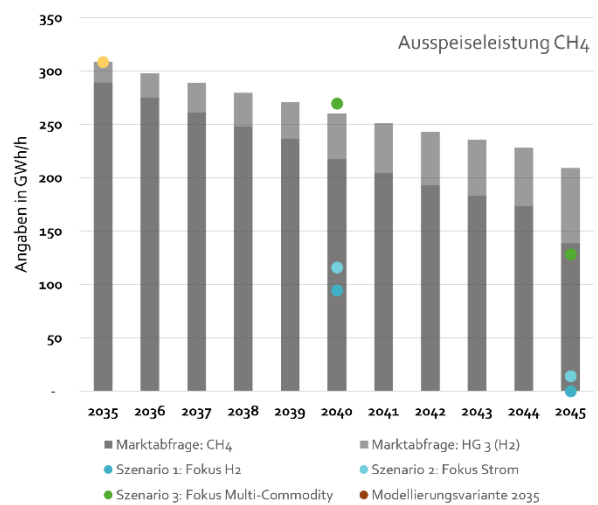
Abbildung 51 zeigt den Szenarientrichter im zeitlichen Verlauf des Hochlaufs der leistungsmäßigen Wasserstoffbedarfe (links) beziehungsweise Methanrückgang (rechts). Für Wasserstoff wird dies vor den eigens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027 erhobenen Wasserstoffbedarfsmeldungen aus der Marktabfrage Wasserstoff 2026 und der VNB-Langfristprognose abgebildet. Damit soll die Einbettung des vorgeschlagenen Szenarientrichters in die kurz- bis mittelfristige, „bottom-up“- „forecasting“- , explorative Perspektive dargestellt werden.

Abbildung 51: Entwicklung des Ausspeisebedarfs in den Szenarien und der Bedarfsmeldungen in GWh/h (ohne GÜP und Speicher)

Wasserstoff



Methan



Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff

Es ist einerseits ersichtlich, dass sich die Szenarien innerhalb des Trichters bezüglich der Wasserstoffbedarfe deutlich weniger in der Leistung unterscheiden als in der Menge. Insbesondere die Ähnlichkeit der Szenarien 1 und 2 wirkt zunächst kontraintuitiv aufgrund der unterschiedlichen Fokussierung auf Wasserstoff beziehungsweise Strom. Wie auch im folgenden Abschnitt deutlich wird, wird die Elektrifizierung von Sektoren wie Industrie und Gebäuden im Stromsystem zu einem guten Teil von gas- beziehungsweise wasserstoffbasierten Backup-Erzeugern mit wenigen Vollbenutzungsstunden für Zeiten mit einem niedrigen Dargebot an Erneuerbaren Energien abgesichert und erklärt somit ähnlich hohe Leistungen auch bei stärkerer Elektrifizierung. Andererseits wird deutlich, dass die im Markt erhobenen Wasserstoffbedarfsmeldungen den vorgeschlagenen Szenarientrichter insgesamt stützen. Nicht zuletzt können alle Wasserstoff-Bedarfsmeldungen aus der Marktabfrage Wasserstoff 2026 innerhalb des Szenarientrichters vollständig berücksichtigt werden.

Für die Beibehaltung der Langfristszenarien O45 mit gezielten inhaltlichen Anpassungen sprechen aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber, neben den aufgeführten inhaltlichen systemplanerischen Argumenten, vor allem das Argument der Kontinuität für den Markt und der Einhaltung der rechtlichen Grundlagen sowie diverse operative Argumente wie etwa hohe Zugänglichkeit und Verfügbarkeit der erforderlichen Daten, unter anderem über den LFS Szenarien Explorer.

Schlusswort und Ausblick

5



5 Schlusswort und Ausblick

Die Fernleitungsnetzbetreiber und die Wasserstofftransportnetzbetreiber haben den Entwurf des Szenariorahmens 2027 fristgerecht zum 30. Juni 2026 über die Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff bei der Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorgelegt. Die BNetzA macht den Entwurf auf ihrer Internetseite öffentlich bekannt und gibt der Öffentlichkeit einschließlich tatsächlicher oder potenzieller Netznutzer sowie betroffener Netzbetreiber Gelegenheit zur Äußerung. Anschließend genehmigt sie den Szenariorahmen unter Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen. Der genehmigte Szenariorahmen 2027 bildet die Grundlage für die Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2027.

Anhänge und Anlagen



Anhänge

Anhang 1 Sektorendefinition LFP 2.0 [LFP 2.0 2025]

Sektor Kraftwerke/Umwandlung

Der Sektor Kraftwerke/Umwandlung umfasst die kommerzielle Erzeugung von Elektrizität und/oder Wärme (inkl. Nah- und Fernwärme) durch verschiedene Arten von Kraftwerken, die als Brennstoff Methan oder Wasserstoff einsetzen.

Sektor Industrie

Der Industriesektor umfasst Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden, Wasser- und Energieversorgung (ohne Kraftwerke/Umwandlung) sowie verarbeitendes Gewerbe hierzu zählen insbesondere: Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln; Getränkeherstellung; Tabakverarbeitung Herstellung von Textilien, Bekleidung, Leder, Lederwaren und Schuhen Herstellung von Holzwaren, Papier und Druckerzeugnissen Kokerei und Mineralölverarbeitung Herstellung von chemischen Erzeugnissen Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen Herstellung von Gummi-, Kunststoff- und Glaswaren, Keramik u.Ä. Metallherzeugung und -bearbeitung, Herstellung von Metallherzeugnissen Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen Herstellung von elektrischen Ausrüstungen Maschinenbau Fahrzeugbau Herstellung von Möbeln, sonstigen Waren, Reparatur und Installation von Maschinen und Ausrüstungen Energieversorgung (ohne Umwandlungssektor) Wasserversorgung; Entsorgung u.Ä.

Basierend auf den Wirtschaftszweigen der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung WZ 2008:

<https://www.statistikportal.de/de/vgrdl/ergebnisse-kreisebene/bruttoinlandsprodukt-bruttowertschoepfung-kreise>.

Sektor Gewerbe/Handel/Dienstleistung (GHD)

Der Sektor Gewerbe/Handel/Dienstleistung umfasst alle wirtschaftlichen Aktivitäten, die nicht zur Industrie oder zu den Haushalten gehören. Dazu zählen insbesondere: Land- und Forstwirtschaft, Fischerei Baugewerbe Handel; Instandhaltung und Reparatur von Kraftfahrzeugen Verkehr und Lagerei Gastgewerbe Verlagswesen, audiovisuelle Medien und Rundfunk Telekommunikation, Informationstechnologische Dienstleistungen; Informationsdienstleistungen Finanz- und Versicherungsdienstleister Grundstücks- und Wohnungswesen Freiberufliche und technische Dienstleister Forschung und Entwicklung Sonstige freiberufliche, wissenschaftliche und technische Dienstleister Sonstige Unternehmensdienstleister Öffentliche Verwaltung, Verteidigung; Sozialversicherung Erziehung und Unterricht Gesundheitswesen Heime und Sozialwesen Kunst, Unterhaltung und Erholung Sonstigen Dienstleister.

Basierend auf den Wirtschaftszweigen der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung WZ 2008:

<https://www.statistikportal.de/de/vgrdl/ergebnisse-kreisebene/bruttoinlandsprodukt-bruttowertschoepfung-kreise>.

Sektor Private Haushalte

Der Sektor Haushalte bezieht sich auf den Energieverbrauch und die Aktivitäten, die in Haushalten stattfinden. Dies umfasst den Verbrauch von Energie für Heizung, Kühlung, Beleuchtung, Kochen und andere Haushaltsgeräte.

Sektor Verkehr

Der Sektor Verkehr umfasst den Treibstoff für den Transport von Personen und Gütern. Dies schließt den Straßenverkehr, Schienenverkehr, Luftverkehr sowie die Schifffahrt ein. Hinweis: der Betrieb von Tankstellen, Flughäfen und Logistikzentren wird dem GHD-Sektor zugordnet.

Anhang 2: BMWE-Langfristszenarien und Kalte Dunkelflaute

Wie im Kapitel 4.1.2 geschildert, gibt es aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber unterschiedliche, ausschlaggebende Gründe, warum im Entwurf des Szenariorahmens auf den Langfristszenarien O45 aufgebaut wird - sowohl inhaltlicher als auch prozessual-operativer Natur.

Neben den ausschlaggebenden Vorteilen der Langfristszenarien O45 wird in den Langfristszenarien eine nachvollziehbare, für den Blickwinkel des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff jedoch kontrovers zu diskutierende Annahme in Bezug auf das verwendete Wetterjahr getroffen. Die Langfristszenarien gehen in ihrer Modellierung vom Wetterjahr 2010 aus. Dieses hatte laut [THÜGA 2025] keine mehrtägige Kalte Dunkelflaute. Da die Fernleitungsnetzbetreiber/Wasserstofftransportnetzbetreiber die Versorgung mit Methan und Wasserstoff auch in einer mehrtägigen Kalten Dunkelflaute aufrechterhalten müssen, ist es essenziell, diese in der Modellierung zu berücksichtigen (insbesondere durch geeignete Lastfälle, siehe Abschnitt 4.4).

Die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber berücksichtigen die netzplanerische EnWG-Abwägung aus Bedarfsgerechtigkeit und Versorgungssicherheit. Vor diesem Hintergrund findet in diesem Abschnitt eine kurze Einordnung des Phänomens „Kalte Dunkelflaute“, der netzplanerischen Relevanz für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff sowie der Berücksichtigung durch die Langfristszenarien O45 statt.

Eine einheitlich normierte Definition der Dunkelflaute existiert bislang nicht [Kittel & Schill 2024]; gängig ist dafür eine qualitative Definition als Situation, in der Schwachwind beziehungsweise Windflaute mit wetter- oder jahreszeitlich bedingter Dunkelheit beziehungsweise geringer Sonneneinstrahlung zusammenfällt und dadurch das Dargebot aus Wind- und Solarenergie über mehrere Tage sehr gering ist⁶ [WD 2019]; Auch die Offshore-Windenergie in der Nordsee⁷ ist davon betroffen [Kay et al. 2023]. Von einer Kalten Dunkelflaute wird gesprochen, wenn diese Situation im Winter auftritt und zusätzlich auf eine witterungsbedingt hohe Strom- und Wärmenachfrage trifft [ENERGY BRAINPOOL 2017]. Dann stellt sich eine hohe, sogenannte Residuallast ein; eine verbleibende Last, die nicht durch Erneuerbare Erzeugung gedeckt werden kann und der systemisch mit anderen Maßnahmen begegnet werden muss. Tendenziell wird die Häufigkeit „im Laufe des Jahrhunderts voraussichtlich zunehmen, und zwar um etwa 11 % beziehungsweise 19 %“ [VERMEER 2023].

Als vereinfachte, netzplanerische Arbeitsdefinition lässt sich ausgehend von [ENERGY BRAINPOOL 2017] und [WD 2019] formulieren: eine Kalte Dunkelflaute ist eine bis zu zweiwöchige⁸ Winterphase mit sehr geringer Wind- und PV-Einspeisung und dadurch hoher Residuallast, welche etwa alle zwei Jahre typischerweise im Januar/Februar auftritt.

⁶ Eine harte Schwelle ist nicht etabliert; wissenschaftliche Studien arbeiten zum Beispiel mit Schwellenwerten wie Wind- und PV-Kapazitätsfaktoren unter 20 % und Mindestdauern über 24 Stunden [Li et al. 2021].

⁷ Die winterlichen Windgeschwindigkeiten über der Nordsee liegen nach [Kay et al. 2023] typischerweise im Bereich von etwa 8–12 m/s, während sogenannte Windflauten durch Wochenmittelwerte von weniger als 6,75 m/s gekennzeichnet sind; der niedrigste im historischen Datensatz beobachtete Wert trat im Winter 2007/08 mit rund 4,46 m/s auf. Hinweis: Die Windgeschwindigkeit geht näherungsweise in der dritten Potenz in die verfügbare Windleistung ein, sodass eine Reduktion von 6,75 m/s auf 4,46 m/s rechnerisch eine Verringerung des Windenergiepotenzials um rund 71 % bzw. auf etwa 29 % des Ausgangswerts nach sich zieht.

⁸ [Kittel & Schill 2024] arbeiten heraus, dass die Klassifizierung anhand von festen Zeiträumen, wie auch der genannten zwei Wochen, zu kurz greift und idealerweise „ereignisbasierter“ erfolgen sollte, sodass Beginn, Dauer und Ende einer Knappheitsphase aus dem tatsächlichen Verlauf der Einspeise- bzw. Residuallastzeitreihe abgeleitet werden, anstatt durch vorab festgelegte Analysefenster bestimmt zu sein. Hierdurch ließe sich die besondere Herausforderung für das Energiesystem berücksichtigen, wenn Kalte Dunkelflauten-Ereignisse kurz hintereinander aufträten, aber einzeln kürzer andauern.

Die systemplanerisch zur Verfügung stehenden relevanten Maßnahmen können auf das Stromsystem bezogen in Anlehnung an [WD 2019] wie folgt zusammengefasst werden:

- gesicherte steuerbare Kraftwerksleistung, insbesondere Gas- beziehungsweise perspektivisch Wasserkraftwerke und KWK-Anlagen mit Versorgung aus Untergrundgasspeichern,
- sonstige Stromspeicher (insbesondere von längerfristig nutzbaren Speichern wie großen Pumpspeichieranlagen),
- nachfrageseitige Flexibilität, insbesondere verschiebbare industrielle Lasten, Wärmepumpen, Elektrolyseure und Power-to-Heat (inklusive Langfristwärmespeicher),
- Stromimporte durch europäischen Stromhandel und -netzausbau.

Zur netzplanerischen Einordnung der Maßnahmen mit Blick auf den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff lässt sich sagen: kurz- und mittelfristige Flexibilitäten, wie Batterien, Pumpspeicher und Lastmanagement, können Tages- und Mehrtagesfluktuationen abfedern, geraten aber bei einer über mehrere Tage anhaltender hoher Residuallast an Grenzen bei der Bereitstellung der Energiemengen. Stromimporte sind hilfreich, dürfen bei großräumigen Extremwetterlagen aber nicht als vollständig gesicherte Kapazität behandelt werden, weil Nachbarländer häufig von ähnlichen Wetterlagen betroffen sind [VERMEER 2023], und ersetzen Langzeitspeicher nicht [Kittel et al. 2026]. Somit verbleiben als einzig verlässliche Maßnahmen Gas- und Wasserkraftwerke beziehungsweise -KWK für das Stromsystem (sowie Fernwärme-Spitzenlast-Erzeuger in der Fernwärme) mit leitungsgebundener Versorgung aus Untergrundgasspeichern. Diese sind für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff im wörtlichen Sinne maßgebend, wie unter anderem der Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 gezeigt hat.

Für die Dimensionierung, auch von Netzen, bedeutet dies: Gas- und Wasserkraftwerke sowie Fernwärme-Spitzenlast-Erzeuger werden nicht primär über Jahresarbeit, sondern über Jahreshöchstresiduallast, Kältegleichzeitigkeit und mehrtägige Energiebedarfe dimensioniert, siehe auch die Gesetzbegründung des StromVKG-Entwurfs [StromVKG-E]. Systemplanerisch ist dabei also von geeigneten Lastprofilen auszugehen; ähnlich wie die Auslegung von Heizungsanlagen für Gebäude nach DIN EN 12831 für eine ortsabhängige Norm-Außentemperatur erfolgt, welche auf einem statistisch konservativ abgeleiteten realen Kältefall, nicht aber der historischen Tiefsttemperatur beruht. Für Energiesysteme gibt es eine solche Norm nicht. Allerdings wird für Energiesystemstudien mit Jahreszeitreihensimulationen oft auf historische Wetterjahre zurückgegriffen, wodurch das gewählte (historische) Wetterjahr⁹ entscheidend ist, inwieweit in dem Modellierungsergebnis eine Kalte Dunkelflaute berücksichtigt ist.

Laut [VERMEER 2023] können als geeignete Wetterjahre etwa 2007 und 2012 und 1996/1997 für eine bis zu 14-tägige Dunkelflaute gelten. Wie aus der oben zitierten kritischen Stellungnahme hervorgeht, verwenden die Langfristszenarien das Wetterjahr 2010¹⁰. Um eine quantitative Indikation zu bekommen, wie sich das Wetterjahr 2010 im Hinblick auf die Kalte Dunkelflaute zu anderen verhält, kann Anhang 2 dienen. Dargestellt sind mittlere Residuallasten für bis zu 14-tägige Dunkelflauten auf Basis unterschiedlicher historischer Wetterjahre (1991-2020) für das Modellierungsjahr 2035 des TYNDP-2022-Szenario „Distributed Energy“ im Untersuchungsgebiet Mitteleuropa für unterschiedliche Dunkelflauten aus dem Projekt

⁹ [Kittel & Schill 2026] argumentieren, dass die Auswahl eines bestimmten historischen Wetterjahres streng genommen zu kurz greift, denn relevante Kalte Dunkelflauten Ereignisse treten oft um bzw. über den Jahreswechsel auf. In [Kittel et al. 2026] wird entsprechend geschlussfolgert, dass mehrere Wetterjahre betrachtet werden sollten und dies als Sommer-zu-Sommer-Betrachtung.

¹⁰ [Fraunhofer ISI et al. 2018] begründet die Wahl des LFS-Wetterjahres 2010 als herausforderndes Wetterjahr, weil es insbesondere durch niedrige Temperaturen, geringe Windstromerzeugung und geringes Solarangebot geprägt ist. Zugleich zeigt der Bericht durch die ergänzende Betrachtung der Jahre 2007 und 2012, dass einzelne relevante Wettermuster — etwa sehr niedrige europäische Temperaturen oder längere Flautenperioden — durch 2010 allein nicht vollständig repräsentiert werden. Daher lässt sich aus dem Bericht ableiten, dass 2010 eine breite, aber nicht abschließende Abdeckung möglicher Extremwettersituationen darstellt.

„Versorgungssicherheit in Deutschland und Mitteleuropa während Extremwetter-Ereignissen (VERMEER)“. Das Startdatum markiert den ersten Tag des historischen 14-Tages-Zeitraum.

Tabelle 64: Mittlere Residuallasten für bis zu 14-tägige Dunkelflauten auf Basis historischer Wetterjahre (1991-2020) für das TYNDP-2022-Modellierungsjahr 2035 in Mitteleuropa, sortiert nach Höhe der Residuallast

Rang	Startdatum	Residuallast in GW _{el}	Residuallast in %
1	11.12.2007	291	127 %
2	29.12.1996	278	121 %
3	13.01.2012	274	119 %
4	01.01.1997	273	119 %
5	04.01.2002	269	117 %
6	17.11.1998	265	115 %
7	15.01.2017	263	114 %
8	29.11.1995	262	114 %
9	05.02.2003	258	112 %
10	28.12.2008	257	112 %
...
20	13.01.2010	230	100 %

Quelle: Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff, [VERMEER 2023]

Es wird deutlich, dass im Betrachtungszeitraum von 30 historischen Wetterjahren die im Langfristszenarien-Wetterjahr 2010 gemessen an der mittleren Residuallast herausforderndste 14-tägige Dunkelflaute auf Platz 20 liegt und damit etwa 27 % unter der herausforderndsten Dunkelflaute aus dem Jahr 2007 innerhalb der Untersuchung bleibt.

Dies wird von den Fernleitungsnetzbetreibern und Wasserstofftransportnetzbetreibern bei der Ermittlung der Mantelzahlen im vorliegenden Entwurf des Szenariorahmens insofern berücksichtigt, als im Kraftwerkssektor und bei der Fernwärme keine weiteren Reduktionen der gas- und wasserstoffversorgten Leistungen gegenüber den Langfristszenarien O45 vorgesehen werden. Für künftige Szenariorahmenentwürfe werden die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber das Phänomen der Kalten Dunkelflaute und die Forschung dazu aufmerksam beobachten.

Anlagen

Anlage 1 Elektrolyseurliste

Anlage wurde am 30. Juni 2026 der BNetzA übergeben.

Anlage 2 Kraftwerksliste

Anlage wurde am 30. Juni 2026 der BNetzA übergeben.

Anlage 3 NEP-Gas-Datenbank

Die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber haben die NEP-Gas-Datenbank für den Szenariorahmen 2027 aktualisiert und stellen diese der Öffentlichkeit unter <http://www.nep-gas-datenbank.de> zur Verfügung.

Die NEP-Gas-Datenbank beinhaltet folgende „Basiskapazitäten“ für den Zyklus des Szenariorahmens 2027 (Name des Zyklus in der NEP-Gas-Datenbank: „2027 - SR“):

- Methankapazitäten: Grenzübergangspunkte (GÜP), Speicher (NAP-UGS), Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber (NKP-IB), Kraftwerke (NAP-KW), LNG-Anlagen (LNG), Industrie (NAP-IN), Produktion, Biomethan,
- Wasserstoffkapazitäten: Grenzübergangspunkte (GÜP), Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber (NKP-IB), Summendarstellungen der WTNB-Projektmeldungen pro Sektor auf Bundes- oder Bundeslandsebene.

In der NEP-Gas-Datenbank werden die Kapazitäten zum 01. Januar des jeweiligen Jahres dargestellt. So sind beispielsweise für das Modellierungsjahr 2035 die Kapazitäten zum 01. Januar 2035 ausgewiesen. Falls sich Ausbaumaßnahmen auf Basis der Kapazitäten zum 01. Januar 2035 ergeben, müssen diese bis Ende 2034 fertiggestellt sein, um den Bedarf decken zu können. Analog gilt dies auch für die Modellierungsjahre 2040 und 2045.

Die in der NEP-Gas-Datenbank gezeigten Kapazitäten bilden den aktuellen Kenntnisstand der Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber ab und beinhalten keine Aussage zu zukünftig vermarktbareren Kapazitäten. Der Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur auf Basis der Methanbestandsinfrastruktur ist zu großen Teilen nur dann möglich, wenn Methankapazitäten reduziert werden. Eine Reduktion der Methankapazitäten liegt daher im Interesse eines zügigen und leistungsfähigen Aufbaus eines europaweiten Wasserstoffnetzes.

Anlage 4: Übersicht aller Projektmeldungen im Rahmen der Marktabfrage zum Infrastrukturbedarf für Strom und Wasserstoff

Anlage wurde am 30. Juni 2026 der BNetzA übergeben.

Eine detaillierte Übersicht aller Projektmeldungen, die einer Veröffentlichung im Rahmen der Marktabfrage Wasserstoff 2026 zugestimmt haben, ist in einer gesonderten Excel-Datei veröffentlicht.

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

Sonstige Abkürzungen

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
ANIKA	BNetzA–Festlegung zur „Anerkennung von Instrumenten zur Kapazitätserhöhung“
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
bar	Druck bezogen auf Normalnull
bFZK(temp)	Bedingt feste frei zuordenbare Kapazität (temperaturabhängig)
BKartA	Bundeskartellamt
BMWE	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
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

CEGH	Central European Gas Hub
CGHI	Czech German Hydrogen Interconnector
CH ₄	Methan
CÜT	Clusterübergangstransport
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DN	Normdurchmesser
DP	Design Pressure (Auslegungsdruck)
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazität
EE	Erneuerbare Energien
EHB	European Hydrogen Backbone Initiative
ENDK	Energinet.dk
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators 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 Kapazitäten
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen/ Gasnetzzugangsverordnung
GCA	Gas Connect Austria GmbH
GDRM	Gas-Druckregel- und Messanlage
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GHD	Gewerbe/Handel/Dienstleistungen
GKW	Gaskraftwerk
GModG	Gebäudemodernisierungsgesetz
Grüne Gase	Wasserstoff und synthetisches Methan
GTP	Gasnetzgebietstransformationsplan
GTS	Gasunie Transport Services B. V.
GuD	Gas-und-Dampfturbine
GÜP	Grenzübergangspunkt

GW _{el}	Elektrische (Anschluss-) Leistung in Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
GWh/h	Gigawattstunde pro Stunde
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
GW _{th}	Thermische (Anschluss-) Leistung in Gigawatt
HNS	Hynetwork Service GmbH
h/a	Stunden pro Jahr
H ₂	Wasserstoff
H-Gas	Methan mit hohem Brennwert (high calorific value)
HG	Härtegrad
HKW	Heizkraftwerk
ID	Identifikationsnummer
INES	Initiative Energien Speichern e.V.
IPCEI	Important Projects of Common European Interest
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 für die 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
KOSMO	BNetzA-Festlegung zu Bestimmungen zur Abbildung der Kosten bestimmter Transportleistungen des Wasserstoffkernnetzes und zur entsprechenden Modifikation der Netzentgelte
KraftNAV	Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie-Kraftwerks-Netzanschlussverordnung
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
LFS	Langfristszenarien
LFZ	Lastflusszusage
LNG	Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)

Loop	Parallel zu einer vorhandenen Leitung verlegte Leitung
m ³	Kubikmeter. Sofern nicht anders spezifiziert, ist hierunter ein Volumen im Normzustand zu verstehen.
MAHS	Market Assessment for Hydrogen Storage
MaStR	Marktstammdatenregister
MBI	Marktbasierte Instrumente
MEGAL	Mittel-Europäische Gasleitung(sgesellschaft)
MIDAL	Mitteldeutsche Anbindungsleitung
MOP	Maximum Operating Pressure, Maximaler Betriebsdruck
MoU	Memorandum of Understanding
MWh	Megawattstunde
NAANV	Netzanschluss- und Anschlussnutzungsverträge
NBHC	Nordic-Baltic Hydrogen Corridor
NC CAM	Network Codes Capacity Allocation Mechanisms
NEL	Nordeuropäische Erdgas-Leitung
NEP	Netzentwicklungsplan
NETG	Nordrheinische Erdgastransportgesellschaft
NKP	Netzkopplungspunkt
Nm ³	Normkubikmeter
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
RFNBO	Renewable Fuels of Non-Biological Origin
RLM	Registrierende Leistungsmessung
SAF	Sustainable Aviation Fuel
SEE	Stromerzeugungseinheit
SektVO	Sektorenverordnung – Verordnung über die Vergabe von öffentlichen Aufträgen im Bereich des Verkehrs, der Trinkwasserversorgung und der Energieversorgung
SEL	Süddeutsche Erdgasleitung
SES	Systementwicklungsstrategie
SLP	Standardlastprofil

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
StromVKG	Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Leitung
THE	Trading Hub Europe
TSO	Transmission System Operator
TWh	Terawattstunde
TYNDP (NT)	Ten-Year Network Development Plan (National Trends) [von ENTSOG]
UGS	Untergrundspeicher
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDS	Verdichterstation
VHP	Virtueller Handelspunkt
VIP	Virtual Interconnection Point/Virtueller Kopplungspunkt
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e.V.
VNB	Verteilernetzbetreiber
WANDA	BNetzA-Festlegung zu Bestimmungen zur Bildung der für den Zugang zum Wasserstoff-Kernnetz zu erhebenden Netzentgelte und zur Einrichtung eines für eine gewisse Dauer wirksamen Amortisationsmechanismus
WassBG	Wasserstoffbeschleunigungsgesetz
WEB	Wasserstoffabfrage für Erzeugung und Bedarf
WKL	Wilhelmshaven-Küsten-Leitung
WPG	Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze, Wärmeplanungsgesetz
WTNB	Wasserstofftransportnetzbetreiber
WZ	Wirtschaftszweig

Literatur

Literatur

- [ACER 2026] Key developments in European gas wholesale markets. Download unter (abgerufen am 04. Juni 2026): [ACER Key developments in European gas wholesale markets \(winter 2025/2026\)](#)
- [AF25] Analyseforudsætninger til Energinet 2025. Download unter (abgerufen am 03. Juni 2026): [Analyseforudsætninger til Energinet](#)
- [Agora Think Tanks 2024] Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung. (Bericht und Datenanhang). Download unter (abgerufen am 08. Juni 2026): <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/klimaneutrales-deutschland-studie>
- [Ariadne 2025] Ariadne-Projekt des BMBF „Die Energiewende kosteneffizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität 2045“, März 2025, Remind-Modell-Szenarien „Mix“, „Elek“, „H2“, „Nfniedrig“ und „Nfhoch“ (Bericht und Datenanhang). Download unter (abgerufen am 08. Juni 2026): <https://explorer.ariadneprojekt.de/downloads>
- [BMW 2025]: Zehn Schlüsselmaßnahmen zum Monitoringbericht. Download unter (abgerufen am 08. Juni 2026): https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/J-L/klimaneutral-werden-wettbewerbsfaehig-bleiben.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- [BMW 2025a] Energiewende. Effizient. Machen. – Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode. Download unter (abgerufen am 12. Juni 2026): https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energiewende-effizient-machen.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- [BMWK 2024] „Systementwicklungsstrategie 2024“. Download unter (abgerufen am 08. Juni 2026): https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/2024-systementwicklungsstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=10
- [BMWK 2025] „Langfristszenarien“, Szenarien „O45-Strom“ und „O45-H2“. Download unter (abgerufen am 08. Juni 2026): <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/>
- [BNetzA 2021a] Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Liste zum Zu- und Rückbau von Kraftwerken, Stand 19. Januar 2021.
- [BNetzA 2021b] Systemrelevante Kraftwerke. Download unter (abgerufen am 27. Mai 2021): https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante_KW/start.html
- [BNetzA 2022] Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032. Download unter (abgerufen am 22. Juni 2022): https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2022/NEP_Gas2022_Bestaetigung_BNetzA.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [BVEG 2026] Erhebung für den Netzentwicklungsplan Gas – Produktionsvorausschätzung für den Netzentwicklungsplan Gas, nicht veröffentlicht.
- [CEIC/ifo 2021] CEIC Data, „Germany | Capacity Utilization: IFO Institute: WZ 2008,“ CEIC Global Database, Table DE. B026, data reported by ifo Institute – Leibniz Institute for Economic Research at the University of Munich, quarterly data, Mar. 1991–Jun. 2021. Download unter (abgerufen am 14. Juni 2022): <https://www.ceicdata.com/en/germany/capacity-utilization-ifo-institute-wz-2008>
- [CEFC 2026] Cefic, European Chemical Closures & Investments Radar 2022–2025, report prepared by Roland Berger, Jan. 2026. Download unter (abgerufen am 14. Juni 2022): <https://cefic.org/app/uploads/2026/01/European-Chemical-Closures-and-Investments-Radar-2022-2025.pdf>

- [Destatis 2022] Preisindex der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte. Download unter (abgerufen am 22. Juni 2022): https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Erzeugerpreisindex-gewerbliche-Produkte/Publikationen/_publikationen-innen-erzeugerpreise-monat.html
- [DVGW, Bionet 2026] Entwicklung der Methanerzeugung aus Biomasse in Form von Biogas und SNG im Kontext des zukünftigen Methangasnetzes (G 202504). Download unter (abgerufen am 16. Juni 2026): <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-bionet>
- [DVGW-EBI 2021] W. Köppel, DVGW-EBI, and R. Erler, DBI-GTI, *Biomethan-Potenziale durch die Kopplung von Power-to-Gas- und Biogasanlagen*, Vortrag, DVGW, Feb. 4, 2021. Download unter (abgerufen am 16. Juni 2026): <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/events/210204-dvgw-vortrag-gesampotential-biomethan.pdf>
- [DVGW-EBI 2026] Klimaneutral mit Biomethan, Welche Regionen in Deutschland umsteigen könnten, Eine Kurzstudie. Download unter (abgerufen am 16. Juni 2026): <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/klimaneutral-biomethan-kurzstudie.pdf>
- [DVGW, H2vorOrt, VKU 2022a] Gasnetzgebietstransformationsplan, Wasserstoff über die Gasverteilernetze für alle nutzbar machen. Download unter (abgerufen am 24. November 2022): <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/gtp-2022-leitfaden.pdf>
- [ture 2024] „Stromverbrauch bis 2045, Weniger Stromverbrauch – Mehr Zeit für Netzausbau“. Download unter (abgerufen am 08. Juni 2026): https://e-vc.org/wp-content/uploads/2412_e.venture-consulting_Stromverbrauch_bis_2045.pdf
- [ENERGY BRAINPOOL 2017] F. Huneke, C. Perez Linkenheil, and M. Niggemeier, *Kalte Dunkelflaute: Robustheit des Stromsystems bei Extremwetter*. Berlin, Germany: Energy Brainpool GmbH & Co. KG, May 12, 2017. Download unter (abgerufen am 08. Juni 2026): https://green-planet-energy.de/fileadmin/docs/pressematerial/170629_GPE_Studie_Kalte-Dunkelflaute_Energy-Brainpool.pdf
- [Energy Traders Europe 2025] The 2025 Gas hub Scorecard. Download unter (abgerufen am 14. Juni): <https://www.energytraderseurope.org/documents/the-2025-gas-hub-scorecard/>
- [FfE 2026] Studie: Netzanschlüsse als Schlüsselfaktor für Wettbewerbsfähigkeit und Klimaschutz. Download unter (abgerufen am 08. Mai): <https://www.ffe.de/news/netzanschluesse-als-schluesselfaktor-fuer-wettbewerbsfaehigkeit-und-klimaschutz/>
- [Fraunhofer ISE 2024] „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem“ (Bericht und Datenanhang). Download unter (abgerufen am 08. Juni 2026): <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html>
- [Fraunhofer ISI et al. 2018] Fraunhofer ISI, Consentec GmbH, and ifeu, *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland: Modul 9 – Extremwetterszenarien*, project leads B. Pfluger, B. Tersteegen, and B. Franke. Karlsruhe/Aachen/Heidelberg, Germany, Nov. 2018.
- [FVB 2026] „Branchenzahlen 2025“ Fachverband Biogas. Download unter (abgerufen am 16. Juni 2026): https://www.biogas.org/fileadmin/redaktion/dokumente/presse/branchenzahlen/26-03-06_Branchenzahlenreport_2025_final.pdf
- [ifo 2026] ifo Institut, „Geschäftsklima in der Chemie leicht verbessert,“ Pressemitteilung, Feb. 2, 2026. Download unter (abgerufen am 14. Juni 2026): <https://www.ifo.de/pressemitteilung/2026-02-02/geschaeftsklima-der-chemie-leicht-verbessert>
- [Kay et al. 2023] G. Kay, D. J. Brayshaw, M. J. Roberts, and Co-Autoren, „Variability in North Sea wind energy and the potential for prolonged winter wind drought,“ *Environmental Research Letters*, vol. 18, no. 5, 2023, Art. no. 054019, doi: 10.1088/1748-9326/accf17.

- [Kittel & Schill 2024] M. Kittel and W.-P. Schill, "Measuring the Dunkelflaute: How (not) to analyze variable renewable energy shortage," *Environmental Research: Energy*, vol. 1, no. 3, Art. no. 035005, 2024, doi: 10.1088/2753-3751/ad6dfc.
- [Kittel & Schill 2026] M. Kittel and W.-P. Schill, "Multi-threshold time series analysis enables characterization of variable renewable energy droughts in Europe," *Communications Earth & Environment*, vol. 7, Art. no. 242, Feb. 2026, doi: 10.1038/s43247-026-03251-2.
- [Kittel et al. 2026] M. Kittel, A. Roth, and W.-P. Schill, "Long-duration electricity storage needs for coping with Dunkelflaute events in Europe," *Nature Communications*, vol. 17, Art. no. 4210, May 2026, doi: 10.1038/s41467-026-72681-5.
- [LFP 2.0 2025] BDEW, VKU, and GEODE, *KoV-LFP 2.0 Großkunden Template*, Excel file, 2025. Download unter (abgerufen am 12. Juni 2026): https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Energiewirtschaft/ALT_Bilder_Artikel_nicht_mehr_benutzen/KoV-LFP_2.0_Gro%C3%9Fkunden_Template_final.xlsx
- [LFS ELY 2026] Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu, and TU Berlin, *Langfristszenarien 3: Scenario Explorer „Elektrolyseure Standorte DE O45“*, Online-Datenportal, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Download unter (abgerufen am 10 Juni 2026): <https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de:8443/open-view/65092/c5f7649a78134993fb7a50af9632c7fc>
- [LFS FW 2026] Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu, and TU Berlin, *Langfristszenarien 3: Scenario Explorer „Wärmenetze in Deutschland O45“*, Online-Datenportal, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Download unter (abgerufen am 10 Juni 2026): <https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de:8443/open-view/65117/e8e079d138624d1d44889848da037f7c>
- [LFS FWD 2026] Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu, and TU Berlin, *Langfristszenarien 3: Scenario Explorer „Dashboard Dispatch Wärmenetze O45“*, Online-Datenportal, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Download unter (abgerufen am 10 Juni 2026): <https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de:8443/open-view/65725/f468fc4b5596d14f169b9df4b250c83b>
- [LFS H2 2026] Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu, and TU Berlin, *Langfristszenarien 3: Scenario Explorer*, Online-Datenportal, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Download unter (abgerufen am 10 Juni 2026): <https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de:8443/open-view/64604/ce2d6d1ce86dbfbc70c0ddc532b1f1df>
- [LFS H2D 2026] Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu, and TU Berlin, *Langfristszenarien 3: Scenario Explorer „Dashboard Dispatch Wasserstoff O45“*, Online-Datenportal, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Download unter (abgerufen am 10 Juni 2026): <https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de:8443/open-view/65723/47ff42aaf4d26755dc5a7a0bf91500cf>
- [LFS Industrie 2026] Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu, and TU Berlin, *Langfristszenarien 3: Scenario Explorer „Industrie Vertiefung O45“*, Online-Datenportal, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Download unter (abgerufen am 10 Juni 2026): <https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de:8443/open-view/65489/5232f351fa50dc2794f5d1e5518aa07f>
- [LFS Strom 2026] Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu, and TU Berlin, *Langfristszenarien 3: Scenario Explorer „Stromsystem Deutschland Leistung O45“*, Online-Datenportal, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Download unter (abgerufen am 10 Juni 2026): <https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de:8443/open-view/65050/f1e26a1fb8c16a5c91c714f39d0f8244>
- [Li et al. 2021] B. Li, S. Basu, S. J. Watson, and H. W. J. Russchenberg, "A Brief Climatology of Dunkelflaute Events over and Surrounding the North and Baltic Sea Areas," *Energies*, vol. 14, no. 20, p. 6508, Oct. 2021. doi: org/10.3390/en14206508
- [MCPGG 2024] Ministry of Climate Policy and Green Growth, *L-Gas Market Conversion Review – Summer Briefing 2024*. Download unter (abgerufen 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 (abgerufen am 17. Februar 2026): <https://www.rijksoverheid.nl/actueel/nieuws/2023/09/22/gaswinning-groningen-stopt-definitief>

[SES 2024] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, *Systementwicklungsstrategie 2024*. Berlin, Germany: BMWK, Nov. 2024. Download unter (abgerufen 10 Juni 2026): https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/2024-systementwicklungsstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=1

[SR 2025] Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045. Download unter (abgerufen am 08. Juni 2026): https://ko-nep.de/wp-content/uploads/2024/03/Genehm_SR_2025Gas-1.pdf

[StromVKG-E 2026] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Entwurf eines Gesetzes zur Sicherung der Versorgungssicherheit Strom und zur Bereitstellung neuer Kapazitäten*, Referentenentwurf, Berlin, Germany, Apr. 27, 2026. Download unter (abgerufen am 08. Juni 2026): https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/2026/20260427-entwurf-eines-gesetzes-zur-sicherung-der-versorgungssicherheit-strom-und-zur-bereitstellung-neuer-kapazitaeten.pdf?__blob=publicationFile&v=2

[THÜGA 2025] THÜGA Aktiengesellschaft, *Konsultation zur Systementwicklungsstrategie 2024: Stellungnahme*, Stellungnahme/Gutachten SG2503310090. München, Germany: THÜGA Aktiengesellschaft, Jan. 31, 2025. Download unter (abgerufen am 08. Juni 2026): <https://www.lobbyregister.bundestag.de/media/29/4a/501570/Stellungnahme-Gutachten-SG2503310090.pdf>

[TYNDP 2026] Draft 2026 TYNDP Scenarios Data and Methodologies for Public Consultation, Consultation Package, ETM Dashboard. Download unter (abgerufen am 08. Juni 2026): <https://2026.entsos-tyndp-scenarios.eu/download/>

[VCI 2026] Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI), "Wirtschaftslage 2026: Status quo und Ausblick," VCI-Wirtschaftsbriefing, Mar. 16, 2026. Download unter (abgerufen am 14. Juni 2026): <https://www.vci.de/vci/downloads/termine-und-veranstaltungen/briefing-2026-03-wirtschaftslage-2026.pdf>

[VCI 2026a] Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI), "Chemie weiter in Schieflage," Quartalsbericht 4/2025, Pressemitteilung, Mar. 13, 2026. Download unter (abgerufen 14. Juni 2026): <https://www.vci.de/presse/pressemitteilungen/quartalsbericht-4-2025.jsp>

[VERMEER 2023] F. Nitsch, Y. Scholz, W. Hu, K. von Krbek, R. Stegen, A. A. El Ghazi, U. Frey, K. Nienhaus, R. Finck, V. Slednev, A. Ardone, and W. Fichtner, *Versorgungssicherheit in Deutschland und Mitteleuropa während Extremwetter-Ereignissen (VERMEER): Der Beitrag des transnationalen Stromhandels bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien*, Schlussbericht, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) und Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Stuttgart und Karlsruhe, Germany, Jul. 31, 2023. Download unter (abgerufen am 08. Juni 2026): https://elib.dlr.de/196641/1/VERMEER_Schlussbericht.pdf

[WD 2019] Deutscher Bundestag, Wissenschaftliche Dienste, *Sicherstellung der Stromversorgung bei Dunkelflauten*, Dokumentation WD 5 - 3000 - 167/18. Berlin, Germany: Deutscher Bundestag, Jan. 31, 2019. Download unter (abgerufen am 08. Juni 2026): <https://www.bundestag.de/resource/blob/627898/b65deea51fdb399e4b64f1182465658d/WD-5-167-18-pdf-data.pdf>

[WV Stahl 2026] Wirtschaftsvereinigung Stahl, "Jahresbilanz der Stahlproduktion 2025: Viertes Krisenjahr in Folge," Pressemitteilung, Jan. 21, 2026. Download unter (abgerufen am 14. Juni 2026): <https://www.wvstahl.de/pressemitteilungen/jahresbilanz-der-stahlproduktion-2025-viertes-krisenjahr-in-folge/>

[WV Stahl 2026a] Wirtschaftsvereinigung Stahl, "Leichte Erholung der Rohstahlproduktion in Deutschland im ersten Quartal 2026," Pressemitteilung, Apr. 24, 2026. Download unter (abgerufen am 14. Juni

2026): <https://www.wvstahl.de/pressemitteilungen/leichte-erholung-der-rohstahlproduktion-in-deutschland-im-ersten-quartal-2026/>