

# Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025

---

Entwurf vom 01. Juli 2024 in der Fassung vom 16. August 2024



## Impressum

### Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025

Ansprechpartner:

**Nils von Ohlen, Stefan Mellahn**

Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung  
für Gas und Wasserstoff

c/o FNB Gas e. V.

Georgenstraße 23, 10117 Berlin

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

### Fernleitungsnetzbetreiber

#### **bayernets GmbH**

Poccistraße 7, 80336 München

[www.bayernets.de](http://www.bayernets.de)

#### **Ferogas Netzgesellschaft mbH**

Reichswaldstraße 52, 90571 Schwaig

[www.ferogas.de](http://www.ferogas.de)

#### **Fluxys Deutschland GmbH**

Elisabethstraße 5, 40217 Düsseldorf

[www.fluxys.com](http://www.fluxys.com)

#### **Fluxys TENP GmbH**

Elisabethstraße 5, 40217 Düsseldorf

[www.fluxys.com](http://www.fluxys.com)

#### **GASCADE Gastransport GmbH**

Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel

[www.gascade.de](http://www.gascade.de)

#### **Gastransport Nord GmbH**

Cloppenburger Straße 363, 26133 Oldenburg  
(Oldb)

[www.gtg-nord.de](http://www.gtg-nord.de)

#### **Gasunie Deutschland Transport Services GmbH**

Pasteurallee 1, 30655 Hannover

[www.gasunie.de](http://www.gasunie.de)

#### **GRTgaz Deutschland GmbH**

Rosenthaler Straße 40/41, 10178 Berlin

[www.grtgaz-deutschland.de](http://www.grtgaz-deutschland.de)

### Legal Disclaimer

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber 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.

#### **Lubmin-Brandov Gastransport GmbH**

Huttropstraße 60, 45138 Essen

[www.lbtg.de](http://www.lbtg.de)

#### **NEL Gastransport GmbH**

Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel

[www.nel-gastransport.de](http://www.nel-gastransport.de)

#### **Nowega GmbH**

Anton-Bruchausen-Straße 4, 48147 Münster

[www.nowega.de](http://www.nowega.de)

#### **ONTRAS Gastransport GmbH**

Maximilianallee 4, 04129 Leipzig

[www.ontras.com](http://www.ontras.com)

#### **Open Grid Europe GmbH**

Kallenbergstraße 5, 45141 Essen

[www.oge.net](http://www.oge.net)

#### **terranets bw GmbH**

Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart

[www.terranets-bw.de](http://www.terranets-bw.de)

#### **Thyssengas GmbH**

Emil-Moog-Platz 13, 44137 Dortmund

[www.thyssengas.com](http://www.thyssengas.com)

# Inhaltsverzeichnis

<b>Impressum</b>	<b>2</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b>	<b>3</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>4</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>6</b>
<b>Executive Summary</b>	<b>9</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>14</b>
<b>2 Zeitlicher Ablauf und rechtliche Grundlagen</b>	<b>16</b>
<b>3 Eingangsgrößen für die Modellierung</b>	<b>19</b>
3.1 Bedarfsentwicklung bis 2023 (Ist-Analyse).....	19
3.2 Eingangsgrößen Methan.....	22
3.2.1 Kapazitätsbedarfe gemäß §§ 38/39 GasNZV für Kraftwerke, Speicher- und Produktionsanlagen sowie LNG-Anlagen .....	22
3.2.2 Bedarfe der Bestandskraftwerke am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber .....	36
3.2.3 Systemrelevante Kraftwerke .....	37
3.2.4 Industriebedarfe am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber.....	40
3.2.5 Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber für Methan .....	41
3.2.6 Zusammenfassung der Ausspeisebedarfe bis zum Jahr 2035 auf Basis der Bedarfsmeldungen .....	42
3.2.7 L-Gas-Eingangsgrößen.....	43
3.2.8 Biomethaneinspeisung.....	47
3.2.9 Basisdaten und Entwicklungen für Methan an Grenzübergangspunkten.....	48
3.2.10 Incremental Capacity.....	48
3.2.11 Das ausreichende Maß an frei zuordenbarer Ein- und Ausspeisekapazität.....	49
3.3 Eingangsgrößen Wasserstoff .....	50
3.3.1 Ergebnisse der Marktabfrage für Wasserstoffprojekte 2024 (inklusive PtG- Anlagen).....	51
3.3.2 Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber für Wasserstoff.....	62
3.3.3 Basisdaten und Entwicklungen für Wasserstoff an Grenzübergangspunkten.....	63
<b>4 Szenarien und Modellierungsvarianten</b>	<b>70</b>
4.1 Übersicht vorhandener Gasbedarfsstudien .....	71
4.2 Beschreibung der Szenarien.....	73
4.2.1 Szenario 1: Fokus Strom.....	73
4.2.2 Szenario 2: Fokus Wasserstoff.....	74
4.2.3 Szenario 3: Fokus Reduzierte Effizienz .....	75
4.2.4 Szenario 4: Fokus Versorgungssicherheit .....	76
4.2.5 Grenzen der Szenarien .....	77
4.3 Modellierungsvarianten .....	77
4.3.1 Übersicht der Modellierungsvarianten.....	77
4.3.2 Vorgehensweise zur Festlegung der Modellierungsvarianten .....	79
<b>Anlagen</b>	<b>102</b>
<b>Glossar</b>	<b>104</b>
<b>Literatur</b>	<b>109</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Prozess Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff 2025 .....	17
Abbildung 2: Erdgasverbrauch (Primärenergieverbrauch) in Deutschland .....	19
Abbildung 3: Erdgasabsatz nach Abnehmern in Deutschland .....	20
Abbildung 4: Berücksichtigte neue Gaskraftwerke gemäß §§ 38/39 GasNZV zum Stichtag 01. Mai 2024 .....	28
Abbildung 5: Liquidität von Gasmärkten gemäß ACER Market Correction Mechanism Report 2023 .....	30
Abbildung 6: Berücksichtigte LNG-Anlagen gemäß §§ 38/39 GasNZV zum Stichtag 01. Mai 2024 .....	36
Abbildung 7: Bedarfe der Bestandskraftwerke am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Methan) .....	37
Abbildung 8: Systemrelevante Gaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz .....	39
Abbildung 9: Industriebedarfe am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Methan) .....	40
Abbildung 10: Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber (Methan) .....	41
Abbildung 11: Methanbedarf für die Jahre 2025-2035 (Ausspeisung) auf Basis der eingegangenen Meldungen der Marktteilnehmer .....	42
Abbildung 12: Kumulierte Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte von 2015-2030 .....	44
Abbildung 13: Entwicklung der Erdgasförderprognosen in den Gebieten Elbe-Weser und Weser-Ems .....	46
Abbildung 14: Wasserstoffprojektmeldungen und PtG-Anlagen nach Inbetriebnahmezeitpunkt .....	53
Abbildung 15: Kumulierte Einspeise- und Ausspeiseleistungen der Projektmeldungen .....	55
Abbildung 16: Gemeldete Leistungen für Wasserstoffspeicher .....	58
Abbildung 17: Gemeldetes Arbeitsgasvolumen für Wasserstoffspeicher .....	58
Abbildung 18: Regionale Verteilung der Einspeisemengen im Jahr 2035 .....	59
Abbildung 19: Regionale Verteilung der Ausspeisemengen im Jahr 2035 .....	60
Abbildung 20: Regionale Verteilung des gemeldeten Speicherarbeitsgasvolumens im Jahr 2035 .....	61
Abbildung 21: Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber (Wasserstoff) .....	62
Abbildung 22: Wasserstoffbedarfsentwicklung in ausgewählten Klimaneutralitätsszenarien bis 2045 .....	72
Abbildung 23: Methanbedarfsentwicklung in ausgewählten Klimaneutralitätsszenarien bis 2045 .....	72
Abbildung 24: Szenarien und Modellierungsvarianten für Wasserstoff (schematische Darstellung) .....	78
Abbildung 25: Szenarien und Modellierungsvarianten für Methan (schematische Darstellung) .....	78
Abbildung 26: Szenarienbasierte Modellierung Wasserstoff - Regionalisierung für die Industrie im Szenario T45-Strom* und im Szenario T45-H2 für das Jahr 2037 .....	82

Abbildung 27: Bilanz Wasserstoff Modellierungsvariante 1 Fokus Strom 2037 und 2045 (Basis Szenario 1 T45-Strom*) .....	87
Abbildung 28: Bilanz Wasserstoff Modellierungsvariante 2 Fokus Wasserstoff 2037 und 2045 (Basis Szenario 2 T45-H2).....	88
Abbildung 29: Bilanz Wasserstoff Modellierungsvariante 3 Fokus Reduzierte Effizienz 2045 (Basis Szenario 3 T45-RedEff).....	89
Abbildung 30: Aufteilung der deutschlandweiten Gesamtmethanleistung aus den Szenarien auf die bisherige Struktur des Leistungsbedarfs .....	92
Abbildung 31: Bilanz Methan Modellierungsvariante 1 Fokus Strom 2037 und 2045 (Basis Szenario 1 T45-Strom*) .....	94
Abbildung 32: Bilanz Methan Modellierungsvariante 2 Fokus Wasserstoff 2037 und 2045 (Basis Szenario 2 T45-H2).....	95
Abbildung 33: Bilanz Methan Modellierungsvariante 3 Fokus Reduzierte Effizienz 2045 (Basis Szenario 3 T45-RedEff) .....	96

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Modellierungsvarianten für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025.....	10
Tabelle 2: Kennzahlen Methan für die verschiedenen Szenarien/Modellierungsvarianten .....	11
Tabelle 3: Kennzahlen Wasserstoff für die verschiedenen Szenarien/Modellierungsvarianten .....	12
Tabelle 4: Beheizungsstruktur des Wohnungsbestands in Deutschland .....	21
Tabelle 5: Marktanteile der Energieträger im Neubau .....	21
Tabelle 6: Berücksichtigte neue Gaskraftwerke gemäß §§ 38/39 GasNZV zum Stichtag 01. Mai 2024 .....	24
Tabelle 7: Nicht berücksichtigte neue Gaskraftwerke gemäß §§ 38/39 GasNZV zum Stichtag 01. Mai 2024 .....	29
Tabelle 8: Berücksichtigte LNG-Anlagen gemäß §§ 38/39 GasNZV zum Stichtag 01. Mai 2024.....	34
Tabelle 9: Berücksichtigte LNG-Anlagen gemäß §§ 38/39 GasNZV für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025.....	35
Tabelle 10: Nicht berücksichtigte LNG-Anlagen gemäß §§ 38/39 GasNZV zum Stichtag 01. Mai 2024 .....	36
Tabelle 11: Systemrelevante Kraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz.....	37
Tabelle 12: Vorausschau der Erdgasförderung für die Jahre 2024-2045 (BVEG-Basisprognose) .....	44
Tabelle 13: Übersicht der in der Jahresauktion am 03. Juli 2023 angebotenen neu zu schaffenden Ein- und Ausspeisekapazitäten.....	48
Tabelle 14: Projektmeldungen nach Kategorie und Bundesländern.....	51
Tabelle 15: Projektmeldungen nach Kategorie und Projektstatus.....	52
Tabelle 16: Projektmeldungen Wasserstoff und Power-to-Gas-Anlagen nach Ein- und Ausspeisung .....	53
Tabelle 17: Wasserstoffeinspeiseleistungen und -mengen von Import-Terminals sowie Produktionsanlagen (ohne Power-to-Gas-Anlagen).....	54
Tabelle 18: Auswertung für die gemeldeten Power-to-Gas-Anlagen.....	54
Tabelle 19: Wasserstoffausspeiseleistungen und -mengen für die Jahre 2025 bis 2035 .....	54
Tabelle 20: Wasserstoffausspeiseleistungen und -mengen für den Sektor Industrie .....	56
Tabelle 21: Wasserstoffausspeiseleistungen und -mengen für den Sektor Verkehr .....	56
Tabelle 22: Wasserstoffausspeiseleistungen und -mengen für den Sektor GHD.....	57
Tabelle 23: Wasserstoffausspeiseleistungen und -mengen für den Sektor Kraftwerke.....	57
Tabelle 24: „Basiskapazitäten“ für die Wasserstoffkapazitäten an Grenzübergangspunkten .....	63
Tabelle 25: Entwicklung des Wasserstoffbedarfs im Szenario T45-Strom* nach Sektoren .....	74
Tabelle 26: Entwicklung des Methanbedarfs im Szenario T45-Strom* nach Sektoren .....	74
Tabelle 27: Entwicklung des Wasserstoffbedarfs im Szenario T45-H2 nach Sektoren.....	75
Tabelle 28: Entwicklung des Methanbedarfs im Szenario T45-H2 nach Sektoren.....	75
Tabelle 29: Entwicklung des Wasserstoffbedarfs im Szenario T45-RedEff nach Sektoren .....	76

Tabelle 30: Entwicklung des Methanbedarfs im Szenario T45-RedEff nach Sektoren.....	76
Tabelle 31: Modellierungsvarianten für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 .....	79
Tabelle 32: Leistungsbedarf Wasserstoff im Szenario T45-Strom*.....	80
Tabelle 33: Leistungsbedarf Wasserstoff im Szenario T45-H2 .....	80
Tabelle 34: Leistungsbedarf Wasserstoff im Szenario T45-RedEff.....	80
Tabelle 35: Speicherarbeitsgasvolumen in den verschiedenen Szenarien .....	83
Tabelle 36: Ein- bzw. Ausspeicherleistung der Speicher in den verschiedenen Szenarien.....	84
Tabelle 37: GÜP-Importleistung in den verschiedenen Modellierungsvarianten.....	85
Tabelle 38: Elektrolyseleistung der Szenarien.....	86
Tabelle 39: Leistungsbedarf Wasserstoff im bedarfsorientierten Szenario 4 für das Jahr 2037 .....	90
Tabelle 40: Leistungsbedarf Methan im Szenario T45-Strom*.....	91
Tabelle 41: Leistungsbedarf Methan im Szenario T45-H2 .....	91
Tabelle 42: Leistungsbedarf Methan im Szenario T45-RedEff.....	92
Tabelle 43: Leistungsbedarf der Modellierungsvarianten Methan 2030 und 2037.....	100

# Executive Summary

---





## Executive Summary

Die Reduktion der Treibhausgasemissionen, der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Steigerung der Energieeffizienz sind zentrale Ziele sowohl der deutschen als auch der europäischen Energie- und Klimapolitik. Das Ziel der Treibhausgasneutralität soll in Deutschland bereits bis zum Jahr 2045 erreicht werden.

In Folge der Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sind die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 15b EnWG verpflichtet, einen Szenariorahmen mit mindestens drei Szenarien zu erstellen, welche die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung für die nächsten zehn und höchstens 15 Jahre abdecken. Drei weitere Szenarien müssen das Jahr 2045 mit derselben Maßgabe betrachten. Mit den Vorgaben des EnWG ändert sich damit der Fokus des Netzentwicklungsplans von einer bisher primär bedarfsbasierten Betrachtungsweise zu einer szenarienbasierten Betrachtung mit Fokus auf die Klimaschutzziele.

Der vorliegende Szenariorahmen stellt die Basis für den ersten Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff dar. Das Wasserstoff-Kernnetz ist dabei der Startschuss für die Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland mit Fokus auf der Transportebene. Es bildet auf der ersten Stufe das Grundgerüst für den Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland. Dieses Grundgerüst soll im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff auf zweiter Stufe überprüft und weiterentwickelt werden. Hierzu haben die Fernleitungsnetzbetreiber gemeinsam mit den Übertragungsnetzbetreibern Anfang 2024 eine deutschlandweite Abfrage von Infrastrukturbedarfen für das Strom- und Wasserstoffnetz durchgeführt, deren Ergebnisse in den vorliegenden Szenariorahmen eingeflossen sind. Dadurch können auch weitere Branchen und Sektoren bei der künftigen Netzplanung für Wasserstoff berücksichtigt werden, die beim Wasserstoff-Kernnetz noch nicht berücksichtigt werden konnten.

Grundlage der szenarienbasierten Betrachtungen sind die Langfristszenarien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Um eine möglichst große Bandbreite der möglichen Entwicklung eines Wasserstoffhochlaufs sowie des Methanbedarfs aufzuzeigen, werden die Szenarien T45-Strom\*, T45-RedEff sowie T45-H2 zu Grunde gelegt. Dadurch kann im Rahmen der Modellierung eine umfangreiche Prüfung erfolgen, welche Auswirkungen ein verstärkter Einsatz von Strom einhergehend mit einem niedrigen Wasserstoffbedarf (T45-Strom\*) gegenüber einer moderaten bis intensiven Nutzung von Wasserstoff (T45-H2) auf die Fernleitungsinfrastruktur hat. Darüber hinaus betrachtet das Szenario T45-RedEff einen geringeren Grad der Effizienzsteigerung und damit einen insgesamt höheren Energiebedarf.

Ausgangsbasis für die bedarfsorientierten Betrachtungen bilden die Bedarfsmeldungen für Methan durch die Verteilernetzbetreiber (Langfristprognosen), Industrie- und Kraftwerkskunden sowie die vorliegenden Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüche gemäß §§ 38/39 GasNZV für Kraftwerke und LNG-Anlagen. Für Wasserstoff sind dies insbesondere die Ergebnisse der Marktabfrage Wasserstoff sowie die Wasserstofflangfristprognosen der Verteilernetzbetreiber.

Die Diskrepanz zwischen den vorliegenden Bedarfsmeldungen für Methan und den klimapolitischen Energieszenarien verdeutlicht die Unsicherheit des Marktes im Rahmen des tiefgreifenden Transformationsprozesses. Aktuell führen diese Unsicherheiten zu konservativen Methanbedarfsprognosen der Verteilernetzbetreiber und Industriekunden und somit zu großen Abweichungen im Vergleich zu den Annahmen der klimapolitischen Energieszenarien. Hier müssen die zukünftigen Entwicklungen, wie z.B. die Erstellung der kommunalen Wärmepläne, die Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes und die Entwicklung eines internationalen Wasserstoffmarktes, nach und nach Klarheit schaffen, um diese Unsicherheit zu reduzieren. Auch die politischen Rahmenbedingungen spielen dabei eine entscheidende Rolle. Daher sehen es die Fernleitungsnetzbetreiber als erforderlich an, sowohl szenarienbasierte als auch bedarfsorientierte Modellierungen durchzuführen.

Vor diesem Hintergrund schlagen der Fernleitungsnetzbetreiber folgende Modellierungsvarianten für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 vor.

**Tabelle 1: Modellierungsvarianten für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025**

Nr.	Szenario	Energieträger	Modellierungsjahr		
			2030	2037	2045
1	Fokus Strom	Methan	---	x	x
		Wasserstoff	---	x	x
2	Fokus Wasserstoff	Methan	---	x	x
		Wasserstoff	---	x	x
3	Fokus Reduzierte Effizienz	Methan	---	---	x
		Wasserstoff	---	---	x
4	Fokus Versorgungssicherheit (bedarfsorientiert)	Methan	x	x	---
		Wasserstoff	---	x	---

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Mit der Übermittlung des Entwurfs des Szenariorahmens 2025 zum 01. Juli 2024 an die Regulierungsbehörde erfüllt die Koordinierungsstelle die Vorgaben des § 15b EnWG. 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 2025 erfolgen. Dabei soll die Regulierungsbehörde die Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung berücksichtigen.

Auf Basis des genehmigten Szenariorahmens 2025 sollen anschließend die Fernleitungsnetzbetreiber und die regulierten Betreiber von Wasserstofftransportnetzen den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 erstellen.

Folgende Mantelzahlen für Methan und Wasserstoff bilden die Grundlage für den Szenariorahmen 2025.

Tabelle 2: Kennzahlen Methan für die verschiedenen Szenarien/Modellierungsvarianten

Parameter	Einheit	Szenario 1		Szenario 2		Szenario 3		Szenario 4*	
		2037	2045	2037	2045	2037	2045	2030	2037
<b>Methanbedarf (Menge)</b>									
Summe	TWh (Heizwert)	280	0	271	11	332	8	> 700	450-600
davon Gebäude		95	0	79	1	82	1	---	---
davon Industrie		116	0	92	1	115	2	---	---
davon Verkehr		7	0	69	9	28	5	---	---
davon Umwandlung		63	0	31	0	106	0	---	---
<b>Methanbedarf (Leistung, ohne GÜP)</b>									
Summe	GWh/h (Brennwert)	97	0	82	0	101	0	361	232
davon Gebäude		38	0	35	0	36	0	---	---
davon Industrie		23	0	18	0	23	0	---	---
davon Verkehr		1	0	9	0	4	0	---	---
davon Umwandlung		36	0	20	0	38	0	---	---
<b>Installierte Gaskraftwerksleistung</b>									
Summe	GW <sub>el</sub>	44	60	32	38	73	101	---	---
davon Methan		16	0	10	0	19	0	---	---

\* Das Szenario 4 basiert auf Bedarfsmeldungen, welche in der Regel als Leistung übermittelt wurden. Eine Unterscheidung für die einzelnen Sektoren liegt nicht vor und wird für die Modellierung nicht benötigt. Die Methanmengenbedarfswerte für die Jahre 2030 und 2037 in diesem Szenario wurden durch die Fernleitungsnetzbetreiber abgeschätzt.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis [BMWK 2024] und eigener Annahmen, Werte teilweise interpoliert und gerundet

Tabelle 3: Kennzahlen Wasserstoff für die verschiedenen Szenarien/Modellierungsvarianten

Parameter	Einheit	Szenario 1		Szenario 2		Szenario 3		Szenario 4*
		2037	2045	2037	2045	2037	2045	2037
<b>Wasserstoffbedarf (Menge)</b>								
Summe	TWh (Heizwert)	111	371	317	694	---	458	---
davon Gebäude		0	0	67	107	---	0	---
davon Industrie		75	289	191	437	---	315	---
davon Verkehr		0	0	39	111	---	0	---
davon Umwandlung		36	83	21	39	---	143	---
<b>Wasserstoffbedarf (Leistung, ohne GÜP)</b>								
Summe	GWh/h (Brennwert)	79	192	120	232	---	268	---
davon Gebäude		0	0	32	50	---	0	---
davon Industrie		16	60	40	91	---	66	---
davon Verkehr		0	0	5	15	---	0	---
davon Umwandlung		64	132	44	76	---	202	---
<b>Installierte Gaskraftwerksleistung</b>								
Summe	GW <sub>el</sub>	44	60	32	38	---	101	---
davon Wasserstoff		28	60	22	38	---	101	---
<b>Installierte PtG-Leistung</b>								
Summe	GW <sub>el</sub>	38	68	68	110	---	61	---
<b>Anteil der Wasserstoffimporte</b>								
Inländische Produktion	TWh (Heizwert)	88	155	174	272	---	130	---
Wasserstoffimport		23	216	143	422	---	328	---
Anteil H2-Importe	%	21	58	45	61	---	72	---
GÜP-Importleistung	GWh/h	9	85	56	166	---	129	---
GÜP-Exportleistung		4	5	4	5	---	5	---
<b>Arbeitsgasvolumen Wasserstoffspeicher</b>								
H2-Speicherkapazität	TWh (Heizwert)	23	71	12	72	---	105	---

\* Das Szenario 4 basiert auf Bedarfsmeldungen, welche in der Regel als Leistung übermittelt wurden. Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen für diese Modellierungsvariante vor, im Rahmen der Modellierung festzulegen, wie viel Leistung berücksichtigt werden soll. Dabei verfolgen die Fernleitungsnetzbetreiber das Ziel, das Potenzial des Wasserstoff-Kernnetzes auszuschöpfen, um möglichst viele Bedarfsmeldungen berücksichtigen zu können.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis [BMWK 2024] und eigener Annahmen, Werte teilweise interpoliert und gerundet



# 1 Einleitung

Deutschland will bis zum Jahr 2045 klimaneutral sein. Dieses ambitionierte Ziel stellt große Anforderungen an die Transformation unseres Energiesystems. Ein entscheidender Baustein, um eine sichere, bezahlbare und klimaneutrale Energieversorgung zu gewährleisten, ist der Aufbau einer verlässlichen Wasserstoffinfrastruktur.

Damit der Markthochlauf so effizient wie möglich gelingt, wird sich das künftige Wasserstoffnetz überwiegend aus dem heutigen Gasnetz heraus entwickeln. Gleichzeitig bleibt das weiterhin mit Methan betriebene Fernleitungsnetz auch in den kommenden Jahren von zentraler Bedeutung für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit. Um die vielfältigen Anforderungen sowohl an das Methan- als auch an das Wasserstoffnetz bestmöglich miteinander in Einklang zu bringen, bedarf es der integrierten Planung beider Netzinfrastrukturen.

Dafür wurden in den vergangenen Wochen und Monaten die gesetzlichen Weichen gestellt. Nachdem die Bundesregierung in der ersten Stufe mit einer Novellierung des EnWG, die am 29. November 2023 in Kraft getreten ist, zunächst die Grundlagen für den Aufbau des Wasserstoff-Kernetzes geschaffen hat, ist mit einer weiteren Novellierung des EnWG vom 16. Mai 2024 die zweite Stufe erreicht: Diese sieht vor, dass das Wasserstoff-Kernetz im Rahmen einer integrierten Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff in Zukunft fortlaufend weiterentwickelt wird.

Nach § 15a EnWG erstellen die Fernleitungsnetzbetreiber und die regulierten Betreiber von Wasserstofftransportnetzen ab dem Jahr 2025 alle zwei Jahre einen nationalen Netzentwicklungsplan für das Fernleitungs- und Wasserstofftransportnetz. Diesem Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff vorgeschaltet ist gemäß § 15b EnWG ein gemeinsamer Szenariorahmen. § 15a EnWG sieht zudem die Einrichtung einer Koordinierungsstelle vor, die den neuen Prozess der Netzplanung fortan unterstützt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen die integrierte Netzentwicklungsplanung als Chance, den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu beschleunigen und die vielfältigen Synergien zwischen der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur zu nutzen. Zudem wird der Grundstein dafür gelegt, das Wasserstoff-Kernetz in den kommenden Jahren bedarfsgerecht und flächendeckend weiterzuentwickeln.

Für eine umfassende sektorenübergreifende Planung müssen jedoch, über die gesetzlichen Vorgaben hinaus, auch Wechselwirkungen zwischen der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur und dem Stromsektor berücksichtigt werden, die sich etwa durch den Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen (PtG) sowie Gas- bzw. Wasserstoffkraftwerken ergeben. Daher haben die Fernleitungsnetzbetreiber vom 07. Februar 2024 bis zum 22. März 2024 eine gemeinsame Marktabfrage mit den Übertragungsnetzbetreibern Strom zur Erfassung der zukünftigen Wasserstoffherzeugung, -speicherung und -verwendung sowie zum Stromverbrauch von Großverbrauchern durchgeführt. Die Ergebnisse der Abfrage, mit rund 2.000 Meldungen für Wasserstoff- und PtG-Projekte, sind in die Entwicklung der vorliegenden Szenarien eingeflossen und leisten damit einen wichtigen Beitrag zur Sektorenkopplung.

Von Stadtgas zu Erdgas, von der Liberalisierung des Gasmarktes hin zur Energiewende: Die Geschichte des Gassektors war immer auch eine Geschichte tiefgreifender Veränderungen. Die Fernleitungsnetzbetreiber nehmen diese Herausforderung aus voller Überzeugung an und werden den Wandel hin zu einer klimaneutralen Energieversorgung aktiv mitgestalten. Durch die Integration von Wasserstoff und grünen Gasen in die bestehende Netzinfrastruktur kann zügig und kosteneffizient ein signifikanter Betrag zur Dekarbonisierung geleistet werden. Zugleich kann ein nachhaltiges und resilientes Energiesystem nur in einem offenen Dialog aller Marktteilnehmer und unter Berücksichtigung sämtlicher Wechselwirkungen der unterschiedlichen Sektoren geschaffen werden. Dieser Szenariorahmen leistet dafür einen wichtigen Beitrag.

# Zeitlicher Ablauf und rechtliche Grundlagen

---

2



## 2 Zeitlicher Ablauf und rechtliche Grundlagen

Mit der Änderung des EnWG hat die Bundesregierung die zentrale rechtliche Grundlage zur Transformation der nationalen Gasnetzinfrastruktur vorgelegt. Die Entwicklung der Gas- und Wasserstoffnetze wird demnach in Zukunft integriert erfolgen. Die Fernleitungsnetzbetreiber und regulierten Betreiber von Wasserstofftransportnetzen<sup>1</sup> erstellen demnach alle zwei Jahre, erstmals im Jahr 2025, den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff. Ein Meilenstein für den Prozess war die Einrichtung der Koordinierungsstelle beim FNB Gas gemäß § 15a EnWG zum 30. Mai 2024. Zu den Aufgaben der Koordinierungsstelle zählen insbesondere die Koordination der Erarbeitung und die Vorlage des Entwurfs des Szenariorahmens zur Genehmigung durch die Regulierungsbehörde sowie die Koordination der Erstellung und die Vorlage des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff zur Bestätigung durch die Regulierungsbehörde. Die Abbildung 1 veranschaulicht den Prozessablauf zur Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff.

Die Grundlage für die Netzentwicklungsplanung bildet der Szenariorahmen. Im Szenariorahmen sollen mindestens drei Szenarien für die Bedarfsentwicklung betrachtet werden, welche für die nächsten zehn bis 15 Jahre eine Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Weitere drei Szenarien sollen die Entwicklung der Gas- und Wasserstoffbedarfe für das Jahr 2045 mit einer Bandbreite von wahrscheinlichen Entwicklungen betrachten, welche sich an den gesetzlich festgelegten sowie weiteren klima- und energiepolitischen Zielen der Bundesregierung ausrichten. In Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur (BNetzA) wurden die Modellierungsjahre 2037 und 2045 für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 festgelegt.

Der Entwurf des Szenariorahmens 2025 wurde von der Koordinierungsstelle am 01. Juli 2024 an die Regulierungsbehörde übermittelt und soll von dieser auf ihrer Internetseite veröffentlicht werden. Damit wird der Entwurf öffentlich konsultiert. Gelegenheit zur Äußerung haben die Öffentlichkeit, einschließlich tatsächlicher oder potenzieller Netznutzer, sowie betroffene Netzbetreiber, hier insbesondere die Betreiber von Gasverteilernetzen, von Wasserstoffnetzen, die kein Transportnetz darstellen, von sonstigen Leitungsinfrastrukturen, die auf Wasserstoffleitungen umgestellt werden können, und von Elektrizitätsversorgungsnetzen. Innerhalb von sechs Monaten nach Vorlage des Entwurfs bei der Regulierungsbehörde soll die Genehmigung des Szenariorahmens 2025 erfolgen. Dabei soll die Regulierungsbehörde die Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung berücksichtigen.

Auf Basis des genehmigten Szenariorahmens 2025 sollen die Fernleitungsnetzbetreiber und die regulierten Betreiber von Wasserstofftransportnetzen die Modellierungen der bundesweiten Ausbauplanung der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur durchführen. Zudem soll der Netzentwicklungsplan eine Übersicht zum Umsetzungsstand der im zuletzt veröffentlichten Netzentwicklungsplan genannten Netzausbaumaßnahmen geben. Im Falle von Verzögerungen der Maßnahmenumsetzung sollen die maßgeblichen Gründe benannt werden. Auch soll der Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 Angaben zum Stand der Umsetzung des Wasserstoff-Kernetzes enthalten.

Die Koordinierungsstelle soll den Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 bis zum 31. Mai 2025 veröffentlichen und diesen öffentlich konsultieren. Die Öffentlichkeit, einschließlich tatsächlicher oder potenzieller Netznutzer, sowie betroffene Netzbetreiber sollen dann Gelegenheit zur Äußerung haben. Nach Abschluss des Konsultationszeitraums sollen die eingegangenen Äußerungen ausgewertet und der Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 auf Basis des Konsultationsergebnisses überarbeitet werden.

Anschließend soll die Regulierungsbehörde den konsultierten und überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 durch die Koordinierungsstelle erhalten. Der konsultierte und überarbeitete Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 soll dabei spätestens zehn

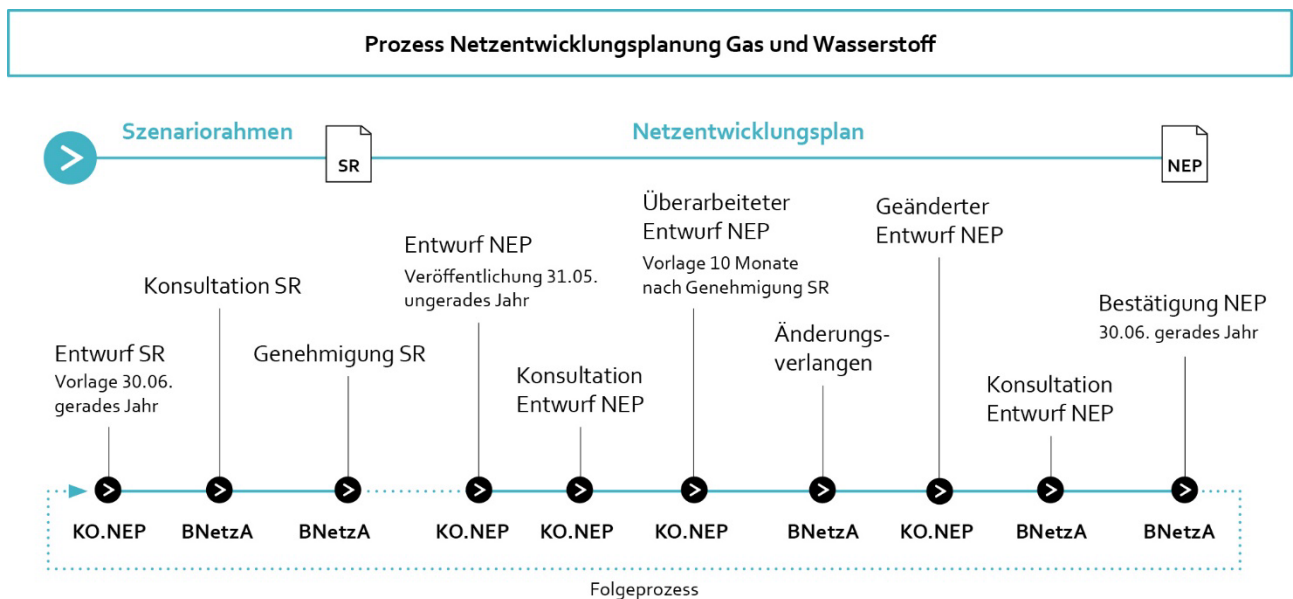
---

<sup>1</sup> Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Dokuments existierten keine regulierten Betreiber von Wasserstofftransportnetzen.



Monate nach der Genehmigung des Szenariorahmens 2025 durch die Koordinierungsstelle bei der BNetzA vorgelegt werden. Die Regulierungsbehörde soll die Übereinstimmung des vorgelegten Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff mit den entsprechenden gesetzlichen Anforderungen zur Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 prüfen. Die Regulierungsbehörde kann eine unverzügliche Änderung des vorgelegten Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 von den Fernleitungsnetzbetreibern und den regulierten Betreibern von Wasserstofftransportnetzen verlangen. Die Koordinierungsstelle ist anschließend verpflichtet, den geänderten Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 unverzüglich der Regulierungsbehörde vorzulegen. Die Regulierungsbehörde soll den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 spätestens bis zum Ablauf des 30. Juni 2026 bestätigen.

Abbildung 1: Prozess Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff 2025



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

# Eingangsgrößen für die Modellierung

---

3



### 3 Eingangsgrößen für die Modellierung

Im folgenden Kapitel wird zuerst die aktuelle Gasbedarfsentwicklung dargestellt (vgl. Kapitel 3.1). Anschließend werden die Eingangsgrößen für die Modellierung des Methanetzes (vgl. Kapitel 3.2) aufgezeigt. Danach erfolgt die Beschreibung der Eingangsgrößen für die Modellierung des Wasserstoffnetzes (vgl. Kapitel 3.3).

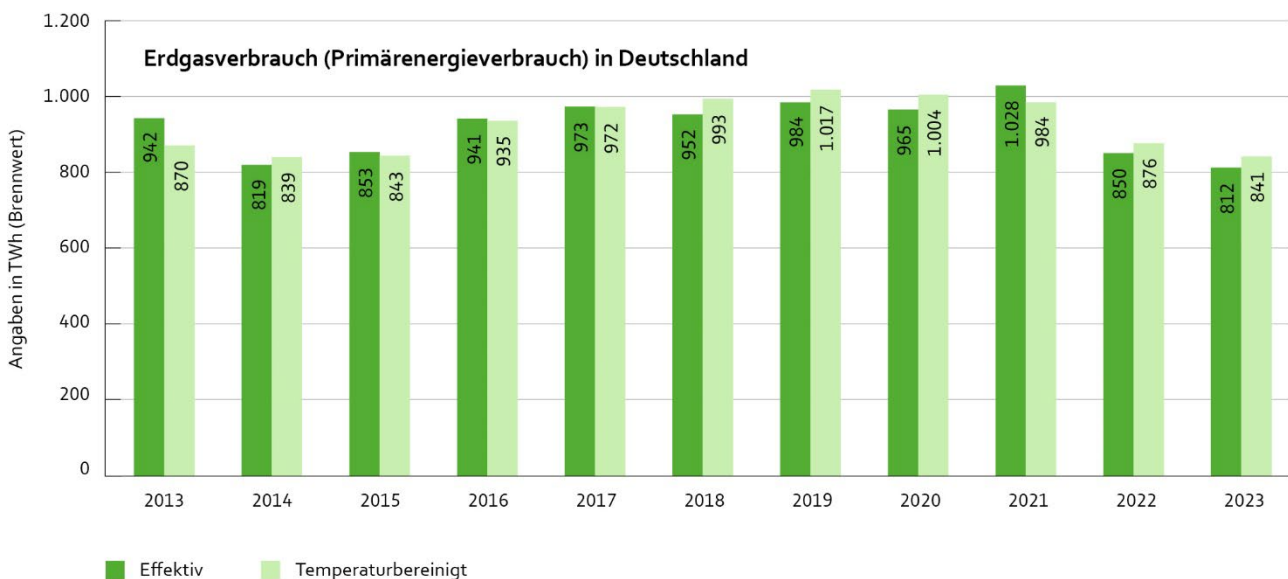
Zur Ausarbeitung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff und der Berücksichtigung neuer Bedarfe, sowohl für Wasserstoff als auch für Methan, wird ein definiertes Leitungsnetz benötigt. Da zum Zeitpunkt der Erstellung des vorliegenden Dokuments noch keine Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes vorliegt, ist auch der Umgang mit den darin enthaltenen Umstellungsleitungen noch nicht abschließend geklärt. Die Fernleitungsnetzbetreiber nehmen daher alle in das Wasserstoff-Kernnetz eingebrachten Umstellungsleitungen, also Leitungen, die derzeit im Methanetz genutzt werden und bis zum Jahr 2032 Teil des Wasserstoff-Kernnetzes werden sollen, in die Wasserstoffmodellierung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 auf. Insbesondere für privilegierte Bedarfe, z.B. nach §§ 38/39 GasNZV und Biogasanlagen, aber auch für alle weiteren Bedarfe kann sich die Möglichkeit zur Anbindung wie auch die Kapazitätssituation im Vergleich zum heutigen Zustand des Methanetzes ändern.

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass sie unabhängig von den durchgeführten Bedarfsabfragen fortlaufend aktualisierte Rückmeldungen der Marktteilnehmer bekommen. Für den Szenariorahmen 2025 haben die Fernleitungsnetzbetreiber Stichtage für die Datenermittlungen festgelegt, so dass spätere Rückmeldungen nicht berücksichtigt wurden.

#### 3.1 Bedarfsentwicklung bis 2023 (Ist-Analyse)

Der Erdgasverbrauch in Deutschland reduzierte sich im Jahr 2023 um 4,3 % auf 812 TWh und war damit so niedrig wie zuletzt in der ersten Hälfte der 1990er Jahre. Die Entwicklungen in der Gaswirtschaft waren im Jahr 2023 gekennzeichnet durch die Folgen des Angriffskriegs auf die Ukraine, ein immer noch vergleichsweise hohes Preisniveau, Einsparmaßnahmen sowie eine gedämpfte Konjunktur.

**Abbildung 2: Erdgasverbrauch (Primärenergieverbrauch) in Deutschland**



Hinweis: Zahlenwerte für das Jahr 2023 sind vorläufig.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis [BDEW 2024]

Bezogen auf die unterschiedlichen Verbrauchssektoren zeigte sich ein differenziertes Bild.

Der Gasverbrauch der Industrie ging aufgrund der konjunkturellen Abschwächung, des weiterhin relativ hohen Preisniveaus, aber auch des intersektoralen Strukturwandels zurück. So sank der industrielle Verbrauch von Erdgas als Energieträger, aber auch als Rohstoff, im Jahr 2023 vom bereits niedrigen Niveau des Jahres 2022 nochmals um rund 10 % auf rund 273 TWh und erreichte damit den niedrigsten Stand der letzten zehn Jahre.

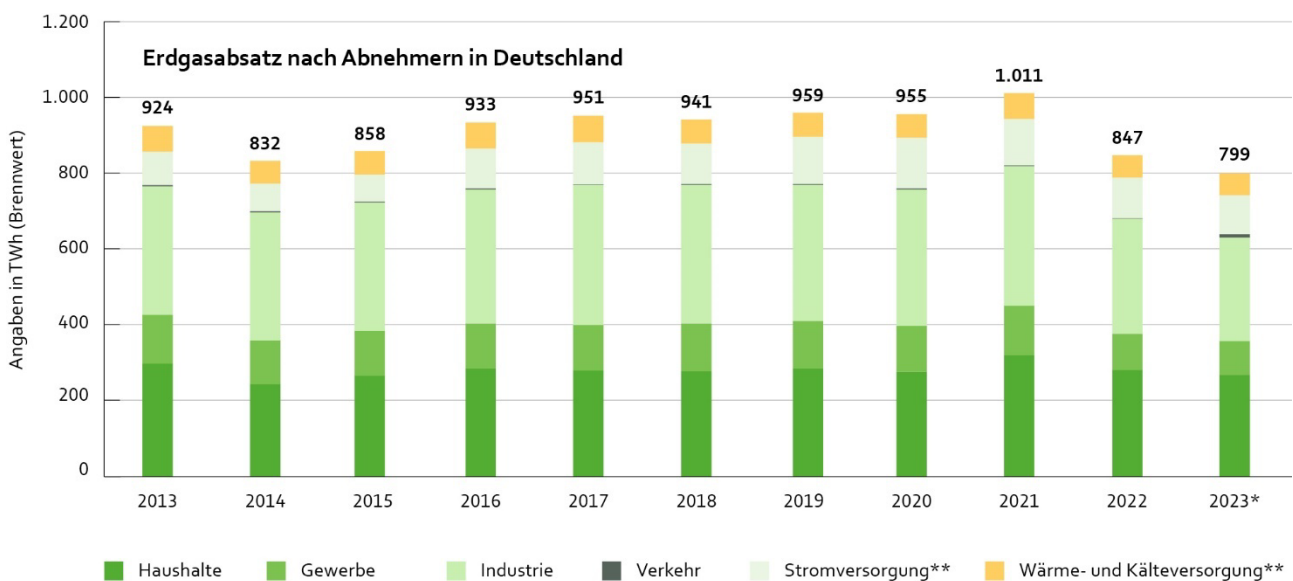
Der Einsatz von Erdgas als Brennstoff in den Kraft- und Heizkraftwerken der Strom- und Wärmeversorger nahm im Laufe des Jahres aufgrund der im Vergleich zu anderen Energieträgern wiedererlangten preislichen Wettbewerbsfähigkeit leicht zu und lag insgesamt mit 103 TWh auf Vorjahresniveau.

Private Haushalte verbrauchten im Jahr 2023 nach ersten Abschätzungen mit rund 267 TWh rund 4,5 % weniger Erdgas als noch im Vorjahr. Eine Analyse der Daten von Trading Hub Europe (THE) zeigt, dass die privaten Haushalte und kleineren Gewerbebetriebe (Standardlastprofil-Kunden) im Vergleich zur vorherigen Heizperiode mit ähnlich kalten Tagen weniger Erdgas verbrauchten.

Der Erdgasverbrauch der Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungsunternehmen (GHD), der zu fast 90 % für Raumwärmezwecke eingesetzt wird, war nach ersten Daten ebenfalls rückläufig. Der konjunkturelle Abschwung verstärkte diesen Verbrauchsrückgang, so dass sich per Ende 2023 ein Rückgang von rund 6,5 % auf rund 90 TWh darstellte.

Die folgende Abbildung fasst den Erdgasabsatz nach Abnehmern zusammen.

**Abbildung 3: Erdgasabsatz nach Abnehmern in Deutschland**



\* Vorläufig, teilweise geschätzt (Stand 02/2024)

\*\* Einschließlich BHKW < 1 MW<sub>el</sub>

Hinweis: Der Erdgasabsatz enthält nicht den Eigenverbrauch der Gaswirtschaft.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis [BDEW 2024] (Destatis, AGEB, BDEW, Stand 02/2024)

Im Wohnungsbestand dominieren Erdgasheizungen mit knapp 50 % Anteil weiterhin die Beheizungsstruktur in Deutschland, gefolgt von Ölheizungen. Seit dem 01. Januar 2024 muss jede eingebaute Heizung in einem Neubaugebiet in Deutschland mindestens 65 % ihres Energiebedarfes aus erneuerbaren Energien beziehen. In Neubauten außerhalb von Neubaugebieten sowie in Bestandsgebäuden muss die Vorgabe erst umgesetzt werden, sobald eine kommunale Wärmeplanung vorliegt – dies wiederum muss nach Wärmeplanungsgesetz (WPG) in Großstädten von mehr als 100.000 Einwohnern bis zum 30. Juni 2026 und in kleineren Kommunen (bis 100.000 Einwohner) bis zum 30. Juni 2028 der Fall sein. Die kommunale Wärmeplanung soll Bürger und Unternehmen darüber informieren, ob sie mit einem Fernwärmeanschluss rechnen können oder sich für eine andere klimafreundliche Heizungsoption entscheiden sollten.

**Tabelle 4: Beheizungsstruktur des Wohnungsbestands in Deutschland**

Jahr	Anzahl der Wohnungen in Mio. <sup>1)</sup>	Gas <sup>2)</sup>	Fernwärme	Strom	Strom-WP	Heizöl	Sonstige <sup>3)</sup>
		Anteile in %					
2013	40,8	49,2	13,3	3,0	1,4	27,2	5,9
2014	41,0	49,3	13,5	2,9	1,5	26,8	6,0
2015	41,3	49,3	13,6	2,8	1,7	26,5	6,1
2016	41,5	49,4	13,7	2,7	1,8	26,3	6,1
2017	41,7	49,4	13,8	2,6	2,0	26,1	6,1
2018	42,0	49,4	13,9	2,5	2,2	25,9	6,1
2019	42,3	49,5	14,0	2,6	2,4	25,3	6,2
2020	42,6	49,5	14,1	2,6	2,6	25,0	6,2
2021	43,1	49,4	14,2	2,6	2,8	24,8	6,2
2022	43,4	49,3	14,2	2,6	3,0	24,7	6,2
2023*	43,7	48,3	15,2	1,8	5,7	23,4	5,6

\* vorläufig

1) Anzahl der Wohnungen in Gebäuden mit Wohnraum, Heizung vorhanden

2) Einschließlich Bioerdgas und Flüssiggas

3) Holz, Holzpellets, sonstige Biomasse, Koks/Kohle, sonstige Heizenergie

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis [BDEW 2024]

Im Neubaubereich konnten Stromwärmepumpen und Fernwärme in den letzten Jahren kontinuierlich Marktanteile gewinnen. Im Jahr 2023 setzte sich dieser Trend fort. In mehr als jeder zweiten Neubauwohnung wurde eine Stromwärmepumpe installiert, Fernwärme in jeder vierten Neubauwohnung. Die Neubautätigkeit war im Jahr 2023 mit rund 245.000 genehmigten Wohnungen hingegen auf dem niedrigsten Niveau der letzten zehn Jahre.

**Tabelle 5: Marktanteile der Energieträger im Neubau**

Jahr	Anzahl der Wohnungen <sup>1)</sup>	Erdgas	Strom-WP	Fernwärme	Strom	Heizöl	Holz, Holzpellets	Sonstige <sup>3)</sup>
		Anteile in %						
2013	262.452	48,3	22,5	19,8	0,7	0,8	6,4	1,5
2014	270.995	49,9	19,9	21,5	0,6	0,7	6,1	1,3
2015	294.021	50,3	20,7	20,8	0,7	0,7	5,3	1,5
2016	337.265	44,4	23,4	23,8	0,9	0,7	5,3	1,5

Jahr	Anzahl der Wohnungen <sup>1)</sup>	Erdgas	Strom-WP	Fernwärme	Strom	Heizöl	Holz, Holzpellets	Sonstige <sup>3)</sup>
2017	329.033	39,3	27,2	25,2	0,7	0,6	5,5	1,6
2018	332.098	38,6	28,8	25,2	1,1	0,5	4,4	1,4
2019	248.275	36,8	29,8	26,5	1,1	0,5	4,1	1,2
2020	354.935	33,2	35,5	24,4	1,3	0,3	4,1	1,3
2021	370.631	26,2	43,6	22,7	1,4	0,3	4,5	1,3
2022	344.630	17,4	50,7	23,7	1,6	0,2	4,9	1,5
2023*	245.500	10,6	56,5	25,2	1,8	0,1	4,3	1,5

\* Vorläufig

1) Zum Bau genehmigte neue Wohneinheiten; bis 2012 in neu zu errichtenden Gebäuden und Bestandsgebäuden

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis [BDEW 2024] (Statistisches Bundesamt, Statistische Landesämter; Stand 12/2023)

## 3.2 Eingangsgrößen Methan

Im folgenden Kapitel werden die Eingangsgrößen für die Modellierung des Methanetzes beschrieben. Kapitel 3.2.1 zeigt ausführlich die aktuell bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/39 GasNZV und erläutert, wie diese im Szenariorahmen 2025 berücksichtigt werden. Anschließend werden die Bedarfsmeldungen der Bestandskraftwerke am Fernleitungsnetz (vgl. Kapitel 3.2.2) und die aktuelle Situation der systemrelevanten Gaskraftwerke am Fernleitungsnetz beschrieben (vgl. Kapitel 3.2.3). Danach werden die Bedarfsmeldungen der industriellen Verbraucher am Fernleitungsnetz (vgl. Kapitel 3.2.4) und die Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber (vgl. Kapitel 3.2.5) dargestellt. Im Kapitel 3.2.6 werden die vorliegenden Bedarfsmeldungen in einer Bilanz bis zum Jahr 2035 zusammengefasst. Die aktuelle Gasproduktionsprognose für Deutschland und aktuelle L-Gas-Entwicklungen werden im Kapitel 3.2.7 beschrieben. Dem Thema Biomethaneinspeisung widmet sich Kapitel 3.2.8. Des Weiteren wird in diesem Kapitel auf die Basisdaten und Entwicklungen für Methan an Grenzübergangspunkten (vgl. Kapitel 3.2.9), den Incremental-Prozess (vgl. Kapitel 3.2.10) und das ausreichende Maß an frei zuordenbarer Ein- und Ausspeisekapazität (vgl. Kapitel 3.2.11) eingegangen.

### 3.2.1 Kapazitätsbedarfe gemäß §§ 38/39 GasNZV für Kraftwerke, Speicher- und Produktionsanlagen sowie LNG-Anlagen

In diesem Kapitel werden die von den Fernleitungsnetzbetreibern überarbeiteten Kriterien für die Berücksichtigung von Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüchen nach §§ 38/39 GasNZV dargestellt (vgl. Kapitel 3.2.1.1). Anschließend wird die Berücksichtigung der Kraftwerke, Speicher, LNG-Anlagen und Produktionsanlagen im Szenariorahmen 2025 erläutert (vgl. Kapitel 3.2.1.2).

Aufgrund der neuen gesetzlichen Vorgaben im EnWG ergibt sich eine Verfahrensänderung gegenüber den bisherigen Netzentwicklungsplanprozessen. Danach wird der Szenariorahmen nicht mehr von den Fernleitungsnetzbetreibern, sondern von der BNetzA konsultiert. Eine Berücksichtigung von Anfragen, die während dieser Konsultation und somit nach der Vorlage des Szenariorahmens bei den Fernleitungsnetzbetreibern eingehen, bzw. eine spätere Einreichung direkt bei der BNetzA ist damit nach Auffassung der BNetzA ausgeschlossen. Dementsprechend können von den Fernleitungsnetzbetreibern nur die bis zum 01. Mai 2024 eingegangenen Anfragen im Szenariorahmen 2025 und im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 berücksichtigt werden.

### 3.2.1.1 Kriterien für die Berücksichtigung von Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüchen nach §§ 38/39 GasNZV

Zur Ermittlung der Kapazitätsbedarfe im Fernleitungsnetz haben die Fernleitungsnetzbetreiber ab dem 12. Februar 2024 Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüche gemäß §§ 38/39 GasNZV für Speicher, Produktions- und LNG-Anlagen sowie Kraftwerke abgefragt. Die Marktteilnehmer wurden aufgefordert, ihre Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüche bis zum 01. Mai 2024 zu melden. Dafür hatten die Fernleitungsnetzbetreiber die nachfolgenden Kriterien auf der Website des FNB Gas veröffentlicht, die erfüllt sein mussten, um in den Szenariorahmen 2025 aufgenommen zu werden.

#### Kapazitätsreservierungen nach § 38 GasNZV

- Der Kapazitätsbedarf eines Projekts, für das der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV positiv beschieden wurde, wird im Szenariorahmen 2025 berücksichtigt, wenn bis zum 01. Mai 2024 eine Kapazitätsreservierung erfolgt ist. Voraussetzung für eine wirksame Kapazitätsreservierung ist die Zahlung der jährlichen Reservierungsgebühr durch den Anschlusspetenten (§ 38 (3) Satz 6 i. V. m. § 38 (4) Satz 2 GasNZV).
- Der Kapazitätsbedarf eines Projekts, für das der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV bis zum 01. Mai 2024 aufgrund der Bearbeitungsfristen gemäß § 38 GasNZV nicht beschieden wurde, wird in den Szenariorahmen 2025 aufgenommen, sofern der Anschlusspetent bis zum 01. Mai 2024 nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist.
- Der Kapazitätsbedarf eines Projekts, für das der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV negativ beschieden wurde, wird in den Szenariorahmen 2025 aufgenommen, wenn bis zum 01. Mai 2024 ein Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV geltend gemacht wurde.

#### Kapazitätsausbauansprüche nach § 39 GasNZV

- Ein Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV, der im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 enthalten war, wird in den Szenariorahmen 2025 aufgenommen, wenn der Anschlusspetent bis zum 01. Mai 2024 nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist. Zudem muss bis zum 01. Mai 2024 der verbindliche Realisierungsfahrplan nach § 39 (2) GasNZV abgeschlossen worden sein oder die Zahlung der Planungspauschale nach § 39 (3) GasNZV durch den Anschlusspetenten erfolgt sein.
- Ein Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV, der nach der Bestätigung des Szenariorahmens 2022 vom 20. Januar 2022 bzw. nach dem Teilneubescheid der Bestätigung des Szenariorahmens 2022 vom 11. November 2022 für LNG-Anlagen gestellt wurde oder nicht in der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 berücksichtigt wurde und bis zum 01. Mai 2024 gestellt wurde, wird in den Szenariorahmen 2025 aufgenommen, wenn der Anschlusspetent bis zum 01. Mai 2024 nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist.

Im folgenden Kapitel sind die derzeit berücksichtigten und nicht berücksichtigten Projekte zum Stichtag 01. Mai 2024 aufgeführt.

### 3.2.1.2 Berücksichtigung der Kapazitätsbedarfe gemäß §§ 38/39 GasNZV

Im Folgenden wird beschrieben, wie die vorliegenden Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüche gemäß §§ 38/39 GasNZV für Kraftwerke, Speicher, LNG- und Produktionsanlagen im Szenariorahmen 2025 berücksichtigt werden.

#### Kraftwerke

In diesem Kapitel wird dargelegt, welche neuen Gaskraftwerke nach §§ 38/39 GasNZV anhand der zuvor beschriebenen Kriterien im Szenariorahmen 2025 berücksichtigt werden und welche keine Berücksichtigung finden. Die Modellierung von Neubaukraftwerken im Netzentwicklungsplan Gas und

Wasserstoff 2025 erfolgt grundsätzlich mit dem Kapazitätsprodukt fDZK, deshalb werden anschließend grundsätzliche Aussagen für die Zuordnungspunkte des fDZK-Produkts getroffen.

Entsprechend den in Kapitel 3.2.1.1 beschriebenen Kriterien finden folgende Kraftwerksanfragen nach §§ 38/39 GasNZV Berücksichtigung im Szenariorahmen 2025. Alle Anfragen beziehen sich auf das H-Gas-Gebiet.

**Tabelle 6: Berücksichtigte neue Gaskraftwerke gemäß §§ 38/39 GasNZV zum Stichtag 01. Mai 2024**

Nr.	FNB	Projektname/ Standort	Gas- schluss- kapazität [MWh/h]	Status	Zuordnungs- punkt*	Geltendes Kriterium (Stand 01. Mai 2024)
1	bayernets	GK Leipheim (Block 2)	950	§ 39 Gas- NZV	Überackern 2, Überackern, Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2- RAGES/bn	<ul style="list-style-type: none"> <li>Realisierungsfahrplan abgeschlossen</li> <li>Planungspauschale gezahlt</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
2	bayernets	Kraftwerk Gundremmingen	1.600	§ 39 Gas- NZV	Überackern 2, Überackern, Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2- RAGES/bn	<ul style="list-style-type: none"> <li>Realisierungsfahrplan abgeschlossen</li> <li>Planungspauschale gezahlt</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
3	GASCADE	(KWK-)Wärme- erzeugungsanlage Knapsack	280	§ 38 Gas- NZV	wird im Rahmen der Modellierung ermittelt	<ul style="list-style-type: none"> <li>§ 38-Anfrage positiv beschieden</li> <li>Kapazitätsreservierung erfolgt</li> <li>jährliche Kapazitätsreservierung gezahlt</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
4	GASCADE	BHKW Profen Village	33	§ 38 Gas- NZV	wird im Rahmen der Modellierung ermittelt	<ul style="list-style-type: none"> <li>§ 38-Anfrage positiv beschieden</li> <li>Kapazitätsreservierung erfolgt</li> <li>jährliche Kapazitätsreservierung gezahlt</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
5	GASCADE	GKW Hanau	107	§ 38 Gas- NZV	wird im Rahmen der Modellierung ermittelt	<ul style="list-style-type: none"> <li>§ 38-Anfrage positiv beschieden</li> <li>Kapazitätsreservierung erfolgt</li> <li>jährliche Kapazitätsreservierung gezahlt</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
6	GASCADE	Rechenzentrum Frechen	71	§ 38 Gas- NZV	wird im Rahmen der Modellierung ermittelt	<ul style="list-style-type: none"> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
7	GASCADE	Weisweiler II	1.600	§ 38 Gas- NZV	wird im Rahmen der Modellierung ermittelt	<ul style="list-style-type: none"> <li>§ 38-Anfrage positiv beschieden</li> <li>Kapazitätsreservierung erfolgt</li> <li>jährliche Kapazitätsreservierung gezahlt</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>



## Eingangsgrößen für die Modellierung

Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan  
Gas und Wasserstoff 2025

Nr.	FNB	Projektname/ Standort	Gas- schluss- kapazität [MWh/h]	Status	Zuordnungs- punkt*	Geltendes Kriterium (Stand 01. Mai 2024)
8	GUD	Kraftwerk Mehrum	1.450	§ 39 Gas- NZV	Dornum, Emden, UGS Harsefeld, UGS Uelsen, UGS Etzel, UGS Jemgum EWE	<ul style="list-style-type: none"> <li>Planungspauschale gezahlt</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
9	GUD	Kraftwerk Mehrum	200	§ 39 Gas- NZV	Ellund, Dornum, Emden, UGS Harsefeld, UGS Uelsen, UGS Etzel, UGS Jemgum EWE	<ul style="list-style-type: none"> <li>nicht Bestandteil des NEP 2022</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
10	OGE	Bergkamen	2.300	§ 38 Gas- NZV	wird im Rahmen der Modellierung ermittelt	<ul style="list-style-type: none"> <li>§ 38-Anfrage noch nicht beschieden</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
11	OGE	H2-Ready Gas- und Dampfturbinenkraft- werk Scholven	1.670	§ 38 Gas- NZV	wird im Rahmen der Modellierung ermittelt	<ul style="list-style-type: none"> <li>§ 38-Anfrage noch nicht beschieden</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
12	OGE	H2-Ready Gas- und Dampfturbinenkraft- werk Staudinger	1.670	§ 38 Gas- NZV	wird im Rahmen der Modellierung ermittelt	<ul style="list-style-type: none"> <li>§ 38-Anfrage noch nicht beschieden</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
13	OGE	Hamm Westfalen	1.250	§ 38 Gas- NZV	wird im Rahmen der Modellierung ermittelt	<ul style="list-style-type: none"> <li>§ 38-Anfrage noch nicht beschieden</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
14	OGE	Hürth	1.600	§ 39 Gas- NZV	Eynatten/Raeren	<ul style="list-style-type: none"> <li>nicht Bestandteil des NEP 2022</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
15	OGE	RDK Karlsruhe	2.400	§ 38 Gas- NZV	wird im Rahmen der Modellierung ermittelt	<ul style="list-style-type: none"> <li>§ 38-Anfrage noch nicht beschieden</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
16	OGE	Werne	1.500	§ 38 Gas- NZV	Eynatten/Raeren	<ul style="list-style-type: none"> <li>§ 38-Anfrage positiv beschieden</li> <li>Kapazitätsreservierung erfolgt</li> <li>jährliche Kapazitätsreservierung gezahlt</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
17	ONTRAS	GuD Kraftwerk Rostock	1.620	§ 39 Gas- NZV	wird im Rahmen der Modellierung ermittelt	<ul style="list-style-type: none"> <li>nicht Bestandteil des NEP 2022</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>

## Eingangsgrößen für die Modellierung

Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan  
Gas und Wasserstoff 2025

Nr.	FNB	Projektname/ Standort	Gas- schluss- kapazität [MWh/h]	Status	Zuordnungs- punkt*	Geltendes Kriterium (Stand 01. Mai 2024)
18	ONTRAS	GuD Kraftwerk Schkopau	1.565	§ 39 Gas- NZV	wird im Rahmen der Modellierung ermittelt	<ul style="list-style-type: none"> <li>Planungspauschale gezahlt</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
19	ONTRAS	GuD Schwarze Pumpe	1.665	§ 39 Gas- NZV	Deutschneudorf- EUGAL	<ul style="list-style-type: none"> <li>Realisierungsfahrplan abgeschlossen</li> <li>Planungspauschale gezahlt</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
20	ONTRAS	Innovatives Hybrid- Kraftwerk Boxberg	1.665	§ 39 Gas- NZV	Deutschneudorf- EUGAL	<ul style="list-style-type: none"> <li>Realisierungsfahrplan abgeschlossen</li> <li>Planungspauschale gezahlt</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
21	ONTRAS	Innovatives Hybrid- Kraftwerk Jänschwalde	1.665	§ 39 Gas- NZV	Deutschneudorf- EUGAL	<ul style="list-style-type: none"> <li>Realisierungsfahrplan abgeschlossen</li> <li>Planungspauschale gezahlt</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
22	ONTRAS	Innovatives Hybrid- Kraftwerk Lippendorf	1.665	§ 38 Gas- NZV	VGS Storage Hub	<ul style="list-style-type: none"> <li>§ 38-Anfrage positiv beschieden</li> <li>Kapazitätsreservierung erfolgt</li> <li>jährliche Kapazitätsreservierung gezahlt</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
23	terranets	Gasturbine Heilbronn	1.200	§ 39 Gas- NZV	Eynatten, Sp. Rehden, Bunde, Jemgum I, Jemgum III, Nüt- termoor	<ul style="list-style-type: none"> <li>Realisierungsfahrplan abgeschlossen</li> <li>Planungspauschale gezahlt</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
24	terranets	GuD Marbach	1.650	§ 38 Gas- NZV	Eynatten, Sp. Rehden, Bunde, Jemgum I, Jemgum III, Nüt- termoor	<ul style="list-style-type: none"> <li>§ 38-Anfrage noch nicht beschieden</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
25	terranets	GuD-Anlage Aalen	316	§ 39 Gas- NZV	Überackern 2, Überackern, Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2- RAGES/bn	<ul style="list-style-type: none"> <li>Realisierungsfahrplan abgeschlossen</li> <li>Planungspauschale gezahlt</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
26	terranets	GuD-Anlage Altbach - HKW2	1.060	§ 39 Gas- NZV	Eynatten, Sp. Rehden, Bunde, Jemgum I, Jemgum III, Nüt- termoor	<ul style="list-style-type: none"> <li>Realisierungsfahrplan abgeschlossen</li> <li>Planungspauschale gezahlt</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>

## Eingangsgrößen für die Modellierung

Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan  
Gas und Wasserstoff 2025

Nr.	FNB	Projektname/ Standort	Gas- schluss- kapazität [MWh/h]	Status	Zuordnungs- punkt*	Geltendes Kriterium (Stand 01. Mai 2024)
27	terrane	GuD-Anlage Altbach - HKW3	860	§ 39 Gas- NZV	Eynatten, Sp. Rehden, Bunde, Jemgum I, Jemgum III, Nüt- termoor	<ul style="list-style-type: none"> <li>Realisierungsfahrplan abgeschlossen</li> <li>Planungspauschale gezahlt</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
28	terrane	GuD-Anlage Mannheim	1.600	§ 39 Gas- NZV	Eynatten, Sp. Rehden, Bunde, Jemgum I, Jemgum III, Nüt- termoor	<ul style="list-style-type: none"> <li>Realisierungsfahrplan abgeschlossen</li> <li>Planungspauschale gezahlt</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
29	Thyssengas	RWE Neurath	1.600	§ 39 Gas- NZV	Zevenaar H	<ul style="list-style-type: none"> <li>nicht Bestandteil des NEP 2022</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
30	Thyssengas	RWE Niederaußem	800	§ 39 Gas- NZV	Zevenaar H	<ul style="list-style-type: none"> <li>nicht Bestandteil des NEP 2022</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
31	Thyssengas	RWE Voerde	1.600	§ 39 Gas- NZV	Zevenaar H	<ul style="list-style-type: none"> <li>nicht Bestandteil des NEP 2022</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
32	Thyssengas	Steag Datteln	2.640	§ 38 Gas- NZV	wird im Rahmen der Modellierung er- mittelt	<ul style="list-style-type: none"> <li>§ 38-Anfrage noch nicht beschieden</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
33	Thyssengas	Steag Duisburg-Walsum	1.925	§ 38 Gas- NZV	wird im Rahmen der Modellierung er- mittelt	<ul style="list-style-type: none"> <li>§ 38-Anfrage noch nicht beschieden</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
34	Thyssengas	Steag Herne Block 4	1.420	§ 38 Gas- NZV	wird im Rahmen der Modellierung er- mittelt	<ul style="list-style-type: none"> <li>§ 38-Anfrage noch nicht beschieden</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
35	Thyssengas	Voerde Schleusenstraße	808	§ 38 Gas- NZV	Zevenaar H	<ul style="list-style-type: none"> <li>§ 38-Anfrage noch nicht beschieden</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
<b>Summe</b>			<b>46.006</b>			
- bereits im NEP Gas 2022 enthalten			<b>16.486</b>			
- neue Anfragen			<b>29.519</b>			

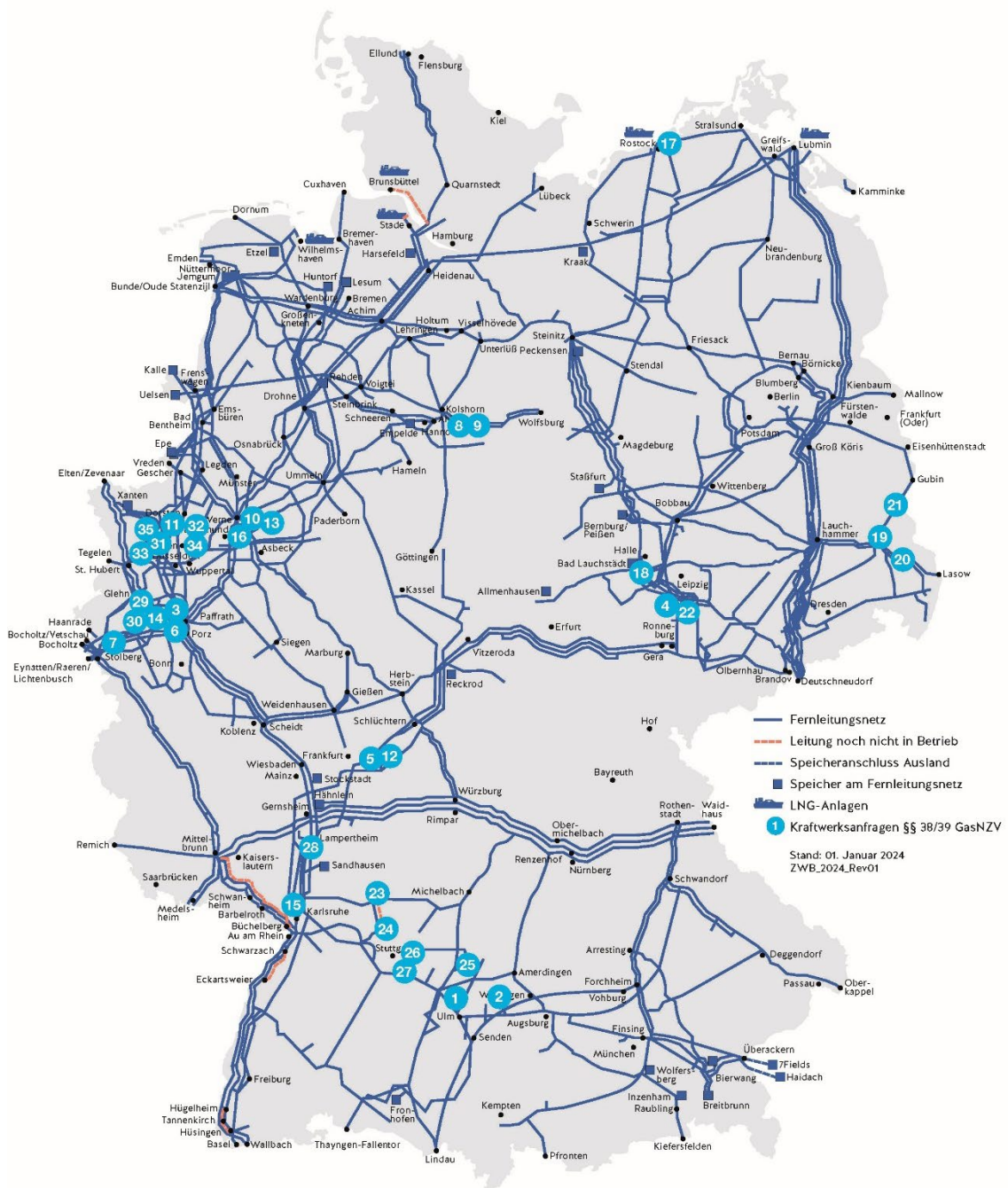
\* Ausschlaggebend für die Modellierung sind die genannten Zuordnungspunkte. Eine Zuordnung der Grenzübergangspunkte zu den buchbaren Punkten (VIP) befinden sich in der NEP-Gas-Datenbank.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Gesamthöhe der Kraftwerksanfragen nach §§ 38/39 GasNZV hat sich mit einer Summe von rund 46 GWh/h gegenüber den Kraftwerksanfragen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 (Summe rund 23 GWh/h) ungefähr verdoppelt. Insgesamt sind gegenüber dem vorhergehenden Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 neue Kraftwerksanfragen, die entsprechend der Kriterien berücksichtigt werden, mit einer Gesamtleistung von rund 29,5 GWh/h eingegangen.

Die folgende Abbildung zeigt schematisch die Standorte der im Szenariorahmen 2025 berücksichtigten Gaskraftwerksneubauplanungen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber. Die Zuordnung erfolgt über die laufende Nummer aus der vorherigen Tabelle 6.

**Abbildung 4: Berücksichtigte neue Gaskraftwerke gemäß §§ 38/39 GasNZV zum Stichtag 01. Mai 2024**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

Entsprechend den in Kapitel 3.2.1.1 beschriebenen Kriterien finden folgende Kraftwerksanfragen nach §§ 38/39 GasNZV keine Berücksichtigung im Szenariorahmen 2025.

**Tabelle 7: Nicht berücksichtigte neue Gaskraftwerke gemäß §§ 38/39 GasNZV zum Stichtag 01. Mai 2024**

Nr.	FNB	Projektname/ Standort	Gasanschlusskapazität [MWh/h]	Status	Zuordnungspunkt	Geltendes Kriterium (Stand 01. Mai 2024)
1	bayernets	Kraftwerk Zolling	1.300	§ 38 GasNZV	---	<ul style="list-style-type: none"> <li>Antrag positiv beschieden</li> <li>keine Kapazitätsreservierung erfolgt</li> <li>keine Zahlung der jährlichen Reservierungsgebühr</li> </ul>
2	Thyssengas	Hürth	1.500	§ 38 GasNZV	---	<ul style="list-style-type: none"> <li>Antrag negativ beschieden</li> <li>kein Antrag nach § 39 GasNZV bei Thyssengas gestellt</li> </ul>
<b>Summe</b>			<b>2.800</b>			

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### 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 (feste dynamisch zuordenbare Kapazität) an, um einen zusätzlichen Ausbau des Methantransportnetzes zu vermeiden.

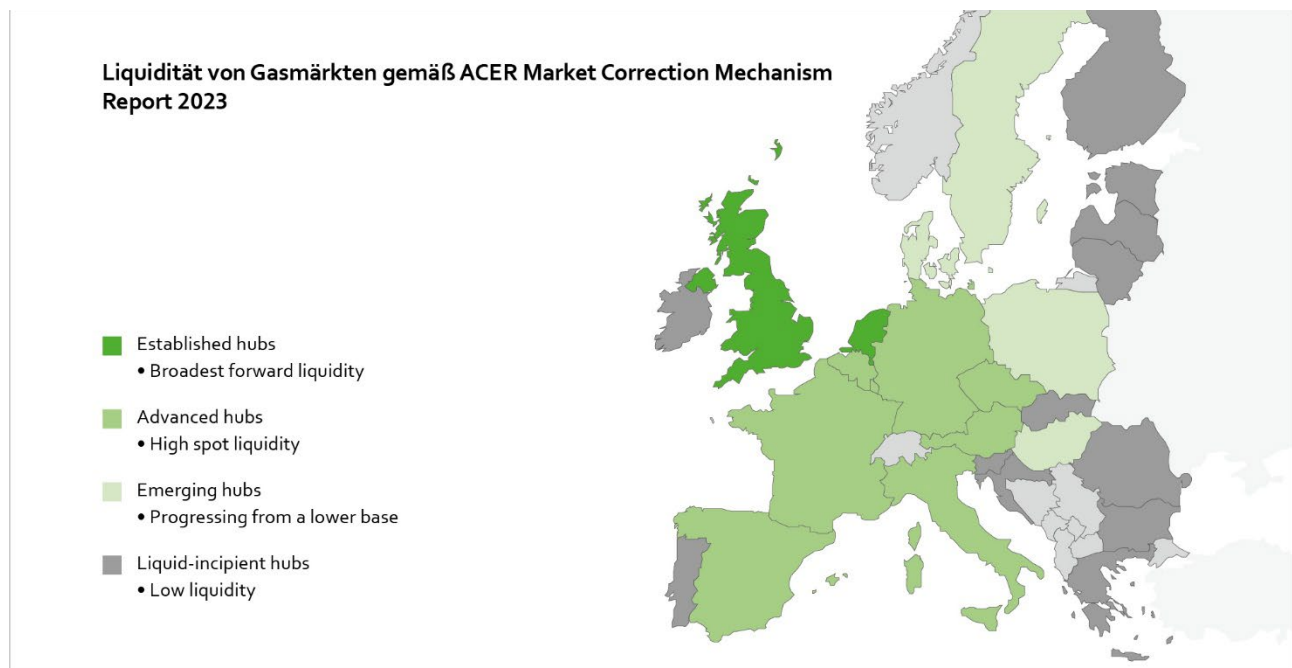
Das Kraftwerksprodukt fDZK stellt die Versorgung der Kraftwerke mit festen Kapazitäten sicher, jedoch nicht ausschließlich über den deutschen virtuellen Handelspunkt, sondern in netztechnisch erforderlichen Situationen über bestimmte Speicher, LNG-Anlagen oder über Grenzübergangspunkte, die den Zugang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

Zur Einschätzung der Liquidität von virtuellen Handelspunkten beziehen sich die Fernleitungsnetzbetreiber auf Veröffentlichungen der europäischen Regulierungsbehörde ACER. Der im März 2023 erschienene "Market Correction Mechanism Effects Assessment Report", der noch nicht die Auswirkungen des russischen Angriffskriegs in der Ukraine berücksichtigt, enthält u.a. die in Abbildung 5 dargestellte Grafik zur Liquidität der europäischen virtuellen Handelspunkte.

Abbildung 5: Liquidität von Gasmärkten gemäß ACER Market Correction Mechanism Report 2023



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis [ACER 2023]

Gemäß ACER ließ sich die Liquidität der virtuellen Handelspunkten in den deutschen Nachbarländern wie folgt klassifizieren:

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

Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber war damit – vor Ausbruch des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine – die Liquidität von Zuordnungspunkten in Ländern mit „Broad Liquidity“ oder „High Liquidity“ gegeben.

Der russische Angriffskrieg in der Ukraine hat die energiewirtschaftlichen Gegebenheiten in Deutschland und Europa tiefgreifend verändert und sich auf die Liquidität der Handelspunkte in Europa ausgewirkt.

Zu den grundsätzlichen Auswirkungen der Ereignisse des Sommers 2022 auf die Liquidität der Handelspunkte schreibt ACER im „2023 Market Monitoring Report“:

*“Hub trading volumes remained robust despite the surge in trading margins caused by the record-high prices. However, the trading environment was more challenging.”*

Bezogen auf die Liquidität der Handelspunkte im Jahr 2023 schreibt ACER, Bezug nehmend auf die dargestellte Entwicklung:

*“Gas trading activity increased in 2023 in comparison to 2022. Growth was concentrated at the Dutch Title Transfer Facility. The rise is associated with a more stable demand-supply outlook and a more favourable gas trading environment (e.g. lower relative and absolute margin requirements). Greater liquidity at gas hubs results in a more competitive and resilient EU gas market.”*

Neben der positiven Entwicklung der Liquidität der Handelspunkte wird durch die Diversifizierung der Importe in das THE-Marktgebiet, z.B. durch die Schaffung zusätzlicher LNG-Importkapazitäten in Deutschland und den westeuropäischen Nachbarländern, die Liquidität der Handelsmärkte weiter gesteigert.

Zusätzlich sieht der Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 einen Ausbau der festen Transportkapazitäten zu diesen Handelsmärkten vor.

Daher gehen die Fernleitungsnetzbetreiber auch zukünftig von einer ausreichenden Liquidität der aktuell verwendeten Zuordnungspunkte Bunde (Niederlande), Eynatten (Belgien), Wallbach (Italien, Frankreich), Überacker/Überacker 2 (Österreich) und Deutschneudorf-EUGAL (Tschechische Republik) aus.

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

Für den Zuordnungspunkt Ellund (Dänemark, Status „Improving Liquidity“) sehen die Fernleitungsnetzbetreiber ebenfalls eine ausreichende Liquidität. Die mindestens gleichbleibende Verfügbarkeit von Methan und den Trend hin zu möglicherweise erhöhten verfügbaren Kapazitäten wurde anhand der Analysen des dänischen Netzbetreibers Energinet.dk (ENDK) ersichtlich. Diese wurden im Kapitel 8.3 des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 dargestellt. Das Angebot an Gas in Dänemark hat sich durch die Fertigstellung der Baltic-Pipe sowie durch die Wiederinbetriebnahme des Tyra-Feldes deutlich gesteigert.

Über die Grenzübergangspunkte Überacker und Überacker 2 wird der Central European Gas Hub (CEGH) erreicht. Am CEGH werden zentral- und osteuropäische Gasmengen gehandelt. Über die Slowakei erreichen am Grenzübergangspunkt Baumgarten Gasmengen auch nach Beginn des Ukraine-Krieges diesen zentraleuropäischen Handelspunkt. Eine ausreichende Liquidität des CEGH und damit auch der Grenzübergangspunkte Überacker und Überacker 2 kann daher angenommen werden. Insgesamt wird der südosteuropäische Raum zu einem großen Teil über die Türkei und die Ukraine mit Gas versorgt.

### Liquidität von LNG-Anlagen

Alle in Deutschland gelegenen Ein- und Ausspeisepunkte sind dem bundesweiten deutschen Marktgebiet THE zugeordnet. Die Kooperationsvereinbarung Gas definiert als Einspeisepunkt einen Punkt innerhalb des Marktgebietes, an dem Gas durch einen Transportkunden von Grenzübergängen, 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 ebenso 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 im Zuge des Wegfalls der russischen Gaslieferungen als wichtiger weiterer 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, wie es sich im Rahmen der Entwicklungen des Angriffskriegs Russlands auf die Ukraine gezeigt hat. Sie sind Teil des Versorgungsportfolios vieler Handelsunternehmen. Diese Unternehmen haben daher die Möglichkeit mit großer Flexibilität auf Speichermengen zuzugreifen. Weiterhin bietet die Zuordnung von Speichern als Einspeisung für die Versorgung von Kraftwerken mit fDZK den Vorteil für die Kunden, dass die Quelle des Gases, welches sie für das Kraftwerk in den Speicher einspeisen, frei gewählt werden kann und damit alle Handelspunkte in Frage kommen.

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

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

### Auswahl von Zuordnungspunkten für neue Kraftwerke

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

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

Anhand dieser Kriterien werden die Fernleitungsnetzbetreiber für die neuen Anfragen des Szenariorahmens 2025 Zuordnungspunkte festlegen sowie für die Kraftwerke, die bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 einen Zuordnungspunkt hatten, diesen auf Aktualität überprüfen.

### Speicher

Den Fernleitungsnetzbetreibern liegen zum Stichtag 01. Mai 2024 keine Kapazitätsreservierungen oder Kapazitätsausbauansprüche gemäß §§ 38/39 GasNZV für Speicheranlagen vor.

### 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 2025 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 2025 liegen den Fernleitungsnetzbetreibern folgende Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/39 GasNZV für die geplanten LNG-Anlagen in Wilhelmshaven, Brunsbüttel, Stade, Lubmin, 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 des aktuell wirksamen Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 ist zur Darstellung der erforderlichen Transportkapazitäten ein Netzausbau von Etzel über



Wardenburg nach Drohne erforderlich, der von OGE mit einer geplanten Inbetriebnahme zum 31. Dezember 2027 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 für eine Inbetriebnahme im Jahr 2028 geplant. 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 Netzausbaubeglehen erfüllen die Kriterien für eine Aufnahme in den Szenariorahmen 2025.

In der zweiten Jahreshälfte 2024 soll in Wilhelmshaven neben den beiden zuvor beschriebenen Terminals übergangsweise eine zweite FSRU in Betrieb gehen. Diese FSRU soll befristet bis zur für das Jahr 2028 geplanten Inbetriebnahme des oben genannten festen, landbasierten LNG-Terminals am Standort Wilhelmshaven betrieben werden.

### 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 für die landseitige Einspeisung vor.

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. Vor Fertigstellung dieser Leitung wurden seit März 2023 u.a. über eine Bestandsleitung zwischen Brunsbüttel und Klein Offenseth eines Verteilernetzbetreibers Mengen aus der FSRU in Brunsbüttel in das Netz von GUD eingespeist. 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 im Jahr 2026 fertig gestellt sein. Vor Fertigstellung dieser Leitung konnte im März 2024 mittels 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.

Lubmin (BEG\_Port)

Für den Netzentwicklungsplan 2022-2032 lagen insgesamt Kapazitätsreservierungen nach § 38 GasNZV in Höhe von 66,5 GWh/h für die land- und seeseitige Einspeisungen vor. Am Standort BEG\_Port wurden 6,0 GWh/h reserviert.

Das im Hafenbecken von Lubmin liegende FSRU wird im Jahr 2024 zum BEG verlegt.

Mukran (BEG)

Für den Netzentwicklungsplan 2022-2032 lagen insgesamt Kapazitätsreservierungen nach § 38 GasNZV in Höhe von 66,5 GWh/h für land- und seeseitige Einspeisungen vor. Die hohe Kapazitätsreservierung kam durch eine Wettbewerbssituation zu Stande, die sich Laufe des Jahres 2023 aufgelöst hat. Für den Standort BEG sind Kapazitätsreservierungen nach § 38 GasNZV in Höhe von 10,0 GWh/h erfolgt. In Summe ergeben sich am Standort BEG 16,0 GWh/h (Verlagerung 6,0 GWh/h vom BEG\_Port).

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. Das bisher am Einspeisepunkt BEG\_Port in Lubmin verortete FSRU wird im Jahr 2024 zum BEG verlegt und speist dann dort als zweites FSRU ein.

Rostock

Für den Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 liegt ein Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV in Höhe von 1,5 GWh/h mit seeseitiger Einspeisung am Standort Rostocker Hafen vor. Die Ausarbeitung eines Realisierungsfahrplans ist in Arbeit (Q2/2024).

**Berücksichtigung von LNG-Anlagen im Szenariorahmen**

Nach Anwendung der in Kapitel 3.2.1.1 beschriebenen Kriterien und unter Berücksichtigung der zuvor dargestellten aktuellen Situation liegen folgende Anfragen für LNG-Anlagen nach §§ 38/39 GasNZV bei den Fernleitungsnetzbetreibern zum Stichtag 01. Mai 2024 vor.

**Tabelle 8: Berücksichtigte LNG-Anlagen gemäß §§ 38/39 GasNZV zum Stichtag 01. Mai 2024**

Nr.	FNB	Projektname/ Standort	Gasanschluss- kapazität [MWh/h]	Status	Geltendes Kriterium (Stand 01. Mai 2024)
1	OGE	Wilhelmshaven	26.000	§ 39 GasNZV	<ul style="list-style-type: none"> <li>Planungspauschale für 19,3 GWh/h gezahlt</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
	OGE	Wilhelmshaven	6.700	§ 39 GasNZV	<ul style="list-style-type: none"> <li>Realisierungsfahrplan abgeschlossen</li> <li>Planungspauschale gezahlt</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
<b>Summe Cluster Wilhelmshaven</b>			<b>32.700</b>		
2	GUD	Brunsbüttel	8.700	§ 39 GasNZV	<ul style="list-style-type: none"> <li>Realisierungsfahrplan abgeschlossen</li> <li>Planungspauschale gezahlt</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
	GUD	Brunsbüttel	1.975	§ 39 GasNZV	<ul style="list-style-type: none"> <li>Realisierungsfahrplan abgeschlossen</li> <li>Planungspauschale gezahlt</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
	GUD	Brunsbüttel	3.125	§ 39 GasNZV	<ul style="list-style-type: none"> <li>Planungspauschale gezahlt</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>

Nr.	FNB	Projektname/ Standort	Gasanschluss- kapazität [MWh/h]	Status	Geltendes Kriterium (Stand 01. Mai 2024)
3	GUD	Stade	9.300	§ 39 GasNZV	<ul style="list-style-type: none"> <li>Realisierungsfahrplan abgeschlossen</li> <li>Planungspauschale gezahlt</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
	GUD	Stade	6.950	§ 39 GasNZV	<ul style="list-style-type: none"> <li>Realisierungsfahrplan abgeschlossen</li> <li>Planungspauschale gezahlt</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
	GUD	Stade	5.450	§ 39 GasNZV	<ul style="list-style-type: none"> <li>Realisierungsfahrplan abgeschlossen</li> <li>Planungspauschale gezahlt</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
<b>Summe Cluster Unterelbe</b>			<b>35.500</b>		
4	GASCADE	Lubmin/Mukran	10.000	§ 38 GasNZV	<ul style="list-style-type: none"> <li>§ 38-Anfrage positiv beschieden</li> <li>Kapazitätsreservierung erfolgt</li> <li>jährliche Kapazitätsreservierung gezahlt</li> </ul>
5	ONTRAS	Rostock	1.500	§ 39 GasNZV	<ul style="list-style-type: none"> <li>nicht Bestandteil des NEP 2022</li> <li>Anschlusspetent nicht zurückgetreten</li> </ul>
<b>Summe Cluster Ostsee</b>			<b>11.500</b>		
<b>Summe alle Cluster (LNG-Anlagen)</b>			<b>79.700</b>		

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 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 2025 begrenzen die Fernleitungsnetzbetreiber die Leistung im Cluster Wilhelmshaven auf das 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 der Kriterien zu berücksichtigenden LNG-Anfragen vollständig angesetzt. Die folgende Tabelle 9 zeigt die im Szenariorahmen 2025 berücksichtigte LNG-Kapazität in den jeweiligen Clustern.

**Tabelle 9: Berücksichtigte LNG-Anlagen gemäß §§ 38/39 GasNZV für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025**

Nr.	FNB	Cluster	Projektname/Standort	Gasanschlusskapazität [MWh/h]
1	OGE	Wilhelmshaven	Wilhelmshaven	26.000
2	GUD	Unterelbe	Brunsbüttel, Stade	35.500
3	GASCADE, ONTRAS	Ostsee	Lubmin, Rostock	11.500
<b>Summe alle Cluster</b>				<b>73.000</b>

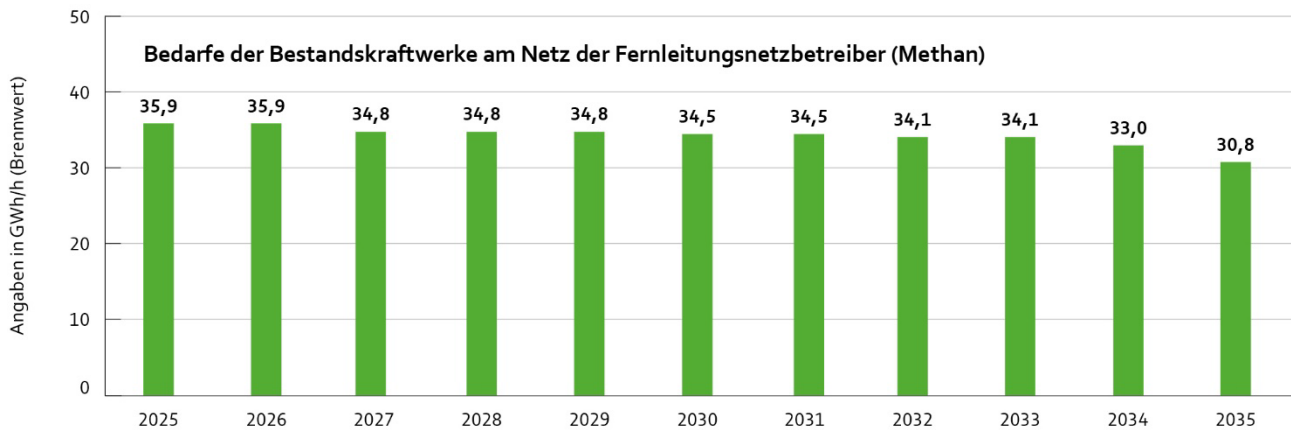
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber



Das Ergebnis der Abfrage gibt deutlich zu erkennen, dass die bestehenden Kraftwerkskunden von einem kontinuierlichen Rückgang ihrer Kapazitätsbedarfe in Höhe von rund 5 GWh/h bis 2035 ausgehen. Die größte jährliche Veränderung bzw. Reduktion der Kapazitätsbedarfe liegt dabei im Übergang zwischen den Jahren 2034 auf 2035 (rund 2 GWh/h).

In der folgenden Abbildung ist das Ergebnis der Abfrage dargestellt. Mehrbedarfe wurden hier nicht berücksichtigt. Sofern eine Anfrage nach §§ 38/39 GasNZV gestellt wurde, sind diese im Kapitel 3.2.1.2 dargestellt.

**Abbildung 7: Bedarfe der Bestandskraftwerke am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Methan)**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### 3.2.3 Systemrelevante Kraftwerke

Die folgende Tabelle zeigt die von der BNetzA übermittelten aktuell systemrelevanten Gaskraftwerke, welche direkt an das Netz der Fernleitungsnetzbetreiber angeschlossen sind. Die detaillierte Kraftwerksliste mit sämtlichen systemrelevanten Kraftwerken ist in der Anlage 3 veröffentlicht.

**Tabelle 11: Systemrelevante Kraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz**

Nr.	FNB	Projektname	Gasanschlusskapazität [MWh/h]	Zuordnungspunkt (fDZK)	Kapazitätsprodukt
1	bayernets	Dampfkraftwerk BGH - O1	550	---	FZK
			160	Überackern 2, USP Haidach	fDZK
2	bayernets	UPM Schongau DKW T4+T5	75	---	FZK
			180	Überackern, Überackern 2, Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn, Wolfersberg, Inzenham West USP	fDZK
3	bayernets	UPM Schongau HKW 3 GT+DT	150	---	FZK
			70	Überackern, Überackern 2, Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn, Wolfersberg, Inzenham West USP	fDZK
4	bayernets	bnBm Gaskraftwerk Leipzig	950	Überackern 2, Überackern, Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn	fDZK

## Eingangsgrößen für die Modellierung

Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan  
Gas und Wasserstoff 2025

Nr.	FNB	Projektname	Gasanschluss- kapazität [MWh/h]	Zuordnungspunkt (fDZK)	Kapazitäts- produkt
5	GASCADE	Kraftwerk GuD Mitte DT10-12, Ludwigshafen	---*	---	FZK
6	GASCADE	Kraftwerk GuD Süd GT1-2/DT, Ludwigshafen	---*	---	FZK
7	GASCADE	HKW Wörth	---*	---	FZK
8	GASCADE	Cuno Heizkraftwerk Herdecke H6	---*	Eynatten	fDZK
9	GASCADE	GT/DT Niehl 2 RheinEnergie	---*	---	FZK
10	GASCADE	GuD Niehl 3 Rheinenergie	---*	---	FZK
11	OGE	Irsching 4	1.700 (FZK), 2.100 (fDZK)	Haiming 2 7F, Speicher Bierwang, Speicher Breitbrunn	FZK, fDZK
		Irsching 5 GT1/2, DT			
		Irsching 6			
12	OGE	Mainz KW3 GT31/DT32	1.500	---	FZK
		Mainz KW2 DT 27			
13	OGE	Trianel Gaskraftwerk Hamm Block 10	1.800	---	FZK
		Trianel Gaskraftwerk Hamm Block 20			
14	OGE	Franken DT1, Nürnberg	0**	---	---
		Franken DT2/GT2, Nürnberg			
15	OGE	Staudinger 4	1.914	---	FZK
16	OGE	Rheinhafen-Dampfkraftwerk, RDK 4S DT+GT, Karlsruhe	740	Wallbach	fDZK
17	OGE	GuD-Heizkraftwerk M120, Rüsselsheim	420	---	FZK
18	OGE	Kraftwerk Knappsack II	840	---	FZK
19	OGE	HKW III Block B, Duisburg	550	---	FZK
20	OGE	SWD KWL AGuD, Düsseldorf	230	---	FZK
21	OGE	bnBM Gaskraftwerk Biblis	973	---	FZK
22	terraneTS	HKW Aalen	77	---	FZK
23	Thyssengas	GuD Herne	1.268	Emden EMS/EPT, Epe/Xanten I (UGS-E;Innogy)	fDZK

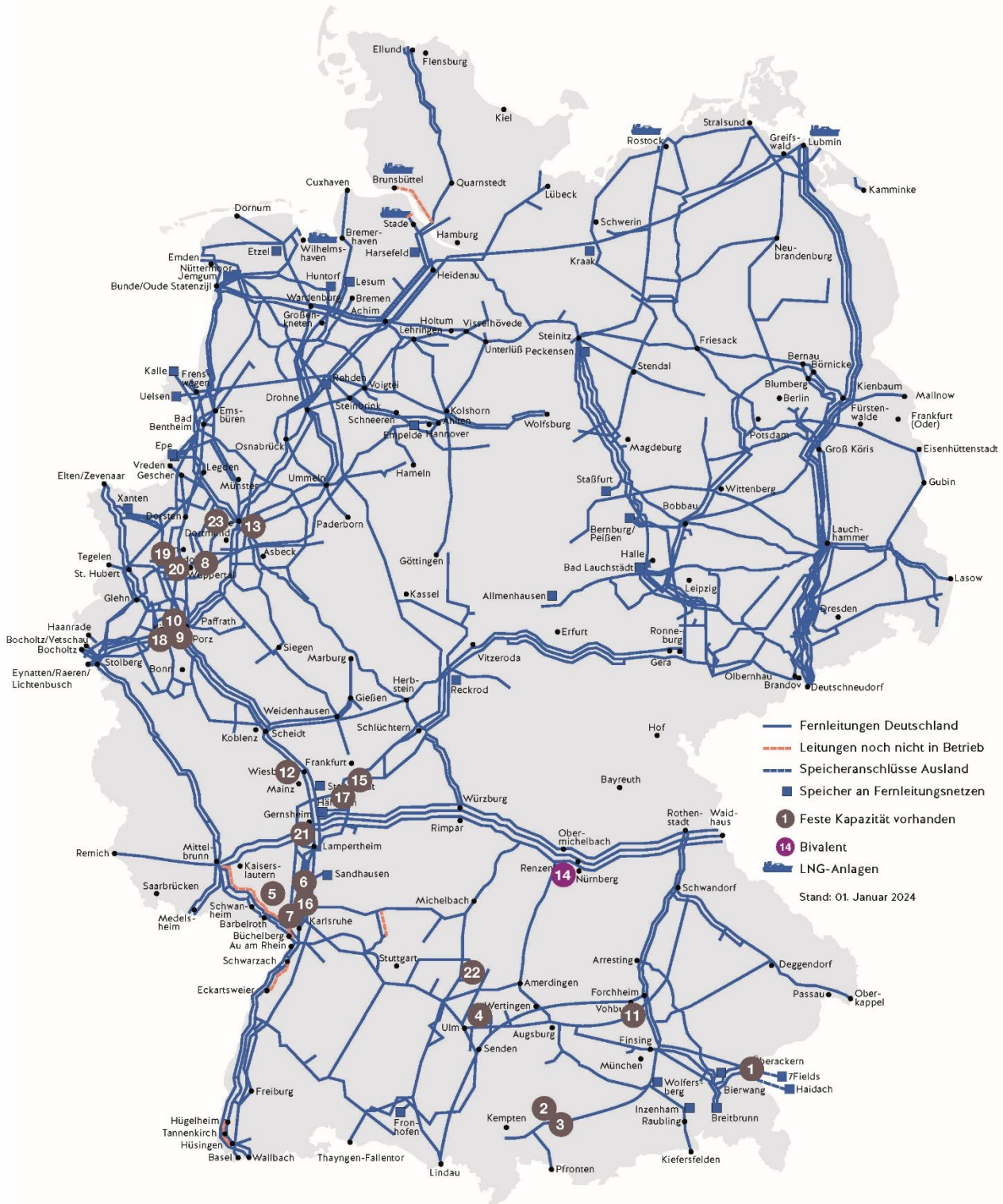
\* Keine Veröffentlichung aufgrund von Geschäftsgeheimnissen Dritter

\*\* Bivalente Feuerung

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis der BNetzA-Kraftwerksliste, inkl. systemrelevante Gaskraftwerke [BNetzA 2024]

Die folgende Abbildung zeigt schematisch die Standorte der im Szenariorahmen 2025 berücksichtigten aktuell systemrelevanten Gaskraftwerke am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber. Die Zuordnung erfolgt über die laufende Nummer aus der vorherigen Tabelle 11.

**Abbildung 8: Systemrelevante Gaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz**



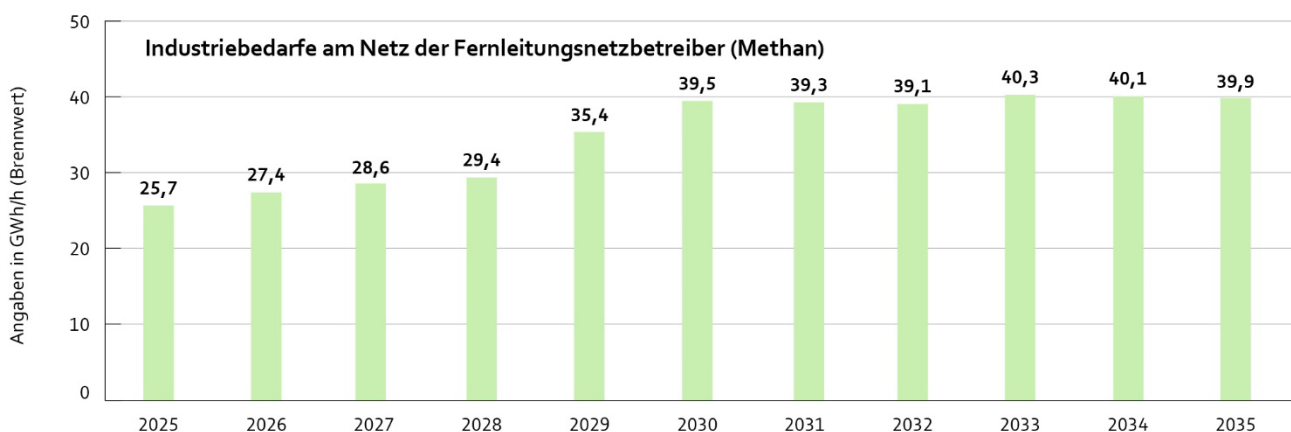
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis [BNetzA 2024], schematische Darstellung

### 3.2.4 Industriebedarfe am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber

Eine flächendeckende Annahme unveränderter Methanbedarfe, wie dies in der Vergangenheit im Prozess des Netzentwicklungsplans Gas erfolgte, steht vor dem Hintergrund der gesetzlichen und politischen Vorgaben nicht im Einklang mit den Klimaschutzziele. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben daher ihre direkt am Fernleitungsnetz angeschlossenen Industriekunden um eine Abschätzung ihres künftigen Kapazitätsbedarfs für Methan gebeten. Hierbei waren zu erwartende Entwicklungen aufgrund geänderter Prozesse, Effizienzsteigerungen oder der Substitution von Methan durch andere Energiequellen, wie z.B. Wasserstoff, abzubilden. Die Abfrage beinhaltete zudem den Hinweis, dass die unverbindlichen Rückmeldungen keine unmittelbare Auswirkung auf die aktuelle Anschlusskapazität haben werden. Zu etwa der Hälfte der bestehenden Bedarfe erfolgte eine Rückmeldung der Anschlusskunden.

Die von den Industriekunden abgeschätzten Entwicklungen zeigen bei keinem Fernleitungsnetzbetreiber einen signifikanten Rückgang der gemeldeten Kapazitätsbedarfe. Der signifikante Anstieg der rückgemeldeten Industriebedarfe um rund 10 GWh/h zwischen den Jahren 2028 und 2035 resultiert aus erheblichen Zusatzbedarfen weniger Ausspeisepunkte sowie Neuanschlüssen. Bei Industriekunden, die keine Rückmeldung bzw. Abschätzung ihrer zukünftigen Kapazitätsbedarfe abgegeben haben, wurde eine Fortschreibung (bis zum Jahr 2035) der bisherigen Kapazitätsbedarfe vorgenommen.

**Abbildung 9: Industriebedarfe am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Methan)**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Sollten durch diese Mehrbedarfe im Rahmen der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 Netzausbaumaßnahmen erforderlich werden, steht die Umsetzung dieser Maßnahmen unter der Bedingung, dass ein Realisierungsfahrplan mit dem anfragenden Industriekunden abgeschlossen wird und eine vertragliche Regelung über eine langfristige Buchung erfolgt.



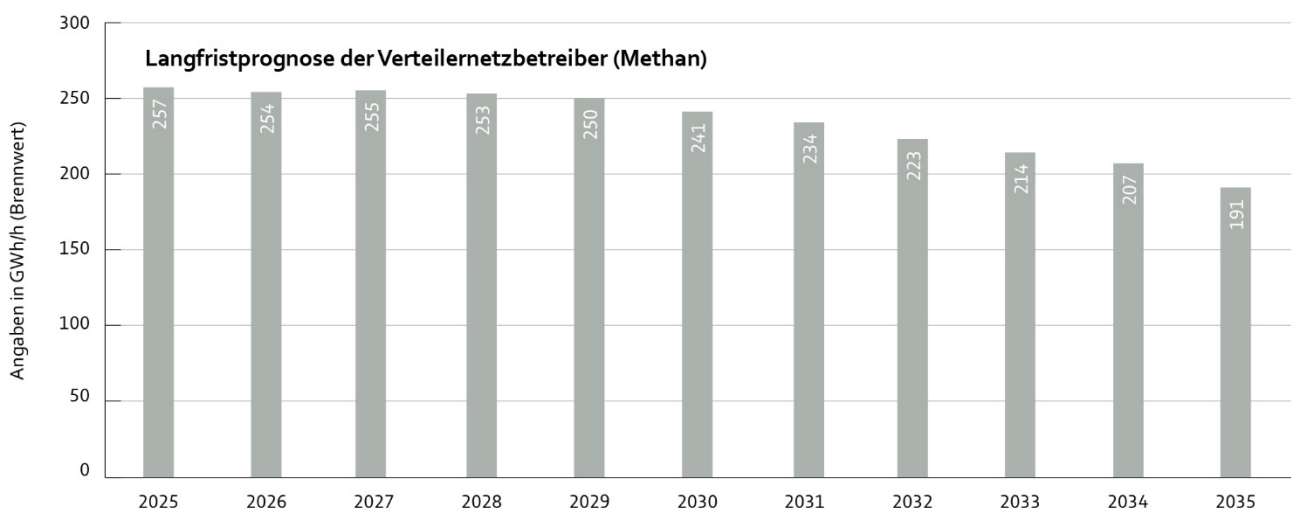
### 3.2.5 Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber für Methan

Die geänderten, gesetzlichen Rahmenbedingungen für den NEP-Prozess erfordern u.a. eine Änderung der Fristen zur Abgabe der Langfristprognosen, die in § 16 der Kooperationsvereinbarung (KoV) geregelt werden. Eine entsprechende Überarbeitung der KoV soll zum 01. Oktober 2024 in Kraft treten. Neben der Anpassung der Fristen wird in § 16 erstmalig die Aufnahme einer Langfristprognose für Wasserstoff enthalten sein. Um für den Prozess der Netzentwicklungsplanung 2025 bereits vor Inkrafttreten der überarbeiteten KoV aktuelle Informationen zum Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber berücksichtigen zu können, haben die Fernleitungsnetzbetreiber im ersten Quartal 2024 die Abfrage zu den Langfristprognosen für den Methankapazitätsbedarf 2025-2035 durchgeführt (Aktualisierung und Erweiterung bis 2035 der Langfristprognose Methan vom 15. Juli 2023).

Eine Plausibilisierung der gemeldeten Methankapazitätsbedarfe von Verteilernetzbetreibern erfolgte insoweit, dass gemeldete Zuwächse des Kapazitätsbedarfs nur dann berücksichtigt wurden, wenn eine nachvollziehbare Begründung seitens des Verteilernetzbetreibers gegeben war.

Die folgende Grafik zeigt das Ergebnis der im ersten Quartal 2024 von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgenommenen Abfrage zur Entwicklung des Methankapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber.

**Abbildung 10: Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber (Methan)**



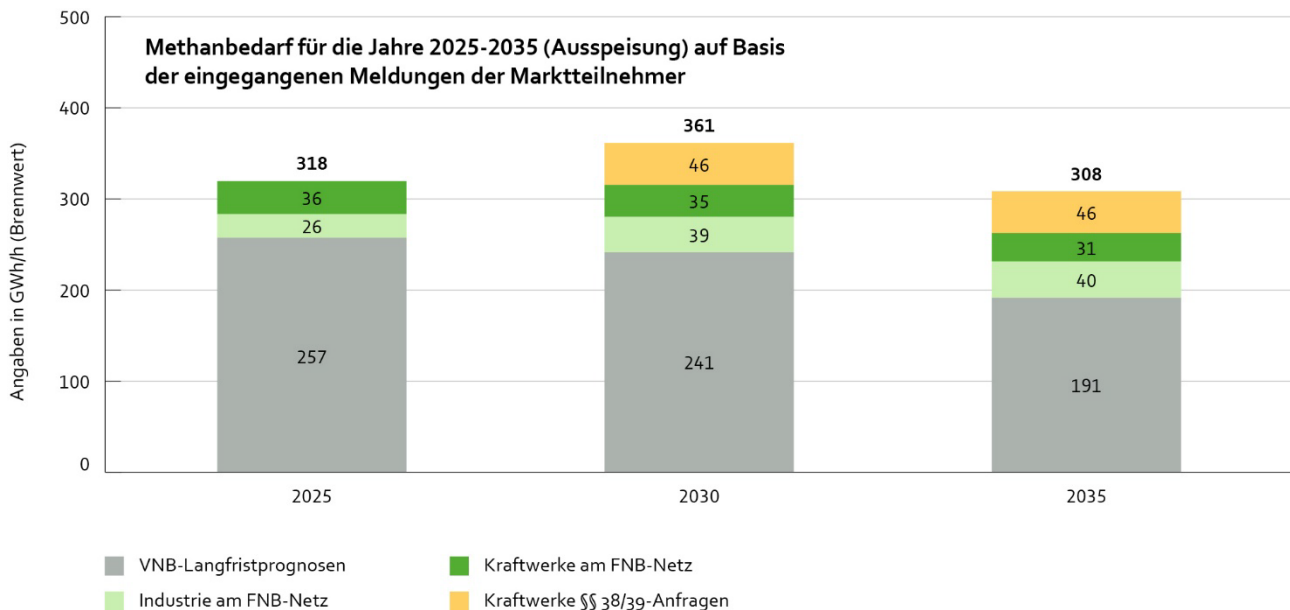
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Der von den Verteilernetzbetreibern gemeldete Methankapazitätsbedarf geht im Betrachtungszeitraum von 2025 bis 2035 um rund 26 % zurück. Beim Rückgang der aktuellen Langfristprognose ist zu beachten, dass dieser durch die unterstellte Umstellung auf Wasserstoff wesentlich beeinflusst wird. Die Methanlangfristprognosen sind in der NEP-Gas-Datenbank angegeben (Datenbankzyklus „2025-SR“). Nimmt man die aktuell gemeldeten Kapazitätsbedarfe der Verteilernetzbetreiber als Grundlage, müsste die Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber zwischen den Jahren 2036 bis 2045 deutlich stärker zurückgehen, um das gesetzliche Ziel der Klimaneutralität für das Jahr 2045 zu erreichen.

### 3.2.6 Zusammenfassung der Ausspeisebedarfe bis zum Jahr 2035 auf Basis der Bedarfsmeldungen

In der folgenden Abbildung sind die Bedarfsmeldungen bestehend aus den VNB-Langfristprognosen (vgl. Kapitel 3.2.5), den Industrie- und Bestandskraftwerksbedarfen am Fernleitungsnetz (vgl. Kapitel 3.2.4 und 3.2.2) sowie den zu berücksichtigenden Anschlussanfragen von Kraftwerksbetreibern gemäß §§ 38/39 GasNZV von 2025 bis zum Jahr 2035 (vgl. Kapitel 3.2.1.2) dargestellt.

**Abbildung 11: Methanbedarf für die Jahre 2025-2035 (Ausspeisung) auf Basis der eingegangenen Meldungen der Marktteilnehmer**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Bedarfsmeldungen zeigen eine deutliche Steigerung der Industrie- und Kraftwerksbedarfe am FNB-Netz. Demgegenüber steht ein zurückgehender Bedarf aus den VNB-Langfristprognosen. Hieraus ergibt sich für das Jahr 2030 ein zusätzlicher Ausspeisebedarf in Höhe von rund 35 GWh/h gegenüber der Modellierungsvariante LNGplus C aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 in Höhe von 325 GWh/h für das Gaswirtschaftsjahr 2029/2030. Die Ausspeiseleistung an Grenzübergangspunkten in Höhe von 59 GWh/h bleibt unverändert. Da die Einspeiseinfrastrukturen in der Modellierungsvariante LNGplus C bereits kapazitiv ausgeschöpft waren, könnte die Einplanung der zusätzlich gemeldeten Leistungen nicht nachhaltige Netzausbaumaßnahmen erfordern, da der Gesamtbedarf im Jahr 2035 wieder unterhalb des Bedarfes der Modellierungsvariante LNGplus C aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 liegt.

Im Zuge der Transformation des Energiesystems hin zur Klimaneutralität im Jahr 2045 beabsichtigen viele Großverbraucher (z.B. Industrie, Kraftwerke) kurz- bis mittelfristig auf Methan umzusteigen, um langfristig Wasserstoff beziehen zu können. Dies führt gerade in der Hochlaufphase des Wasserstoffnetzes auf Basis der eingegangenen Bedarfsmeldungen zu einem erhöhten Methanleistungsbedarf. Die Diskrepanz zwischen den vorliegenden Bedarfsmeldungen und Methanbedarfen in klimapolitisch orientierten Energieszenarien wird durch eine entsprechende Auswahl der Szenarien und Modellierungsvarianten für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 (vgl. Kapitel 4) adressiert.

Die Differenz zwischen den dargestellten Methanbedarfsmeldungen und dem insgesamt erwarteten kontinuierlichen Rückgang des Methanbedarfs bis zum Jahr 2045 verdeutlicht die Unsicherheit im Rahmen des Transformationsprozesses. Hier werden zukünftige Entwicklungen, wie z.B. die Erstellung der kommunalen Wärmepläne, die Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes oder die Entwicklung eines weltweiten Wasserstoffmarktes, nach und nach Klarheit schaffen. Aktuell führen die bestehenden Unsicherheiten zu

konservativen Methanbedarfsprognosen der Verteilernetzbetreiber und Industriekunden und damit zu großen Abweichungen im Vergleich zu den Annahmen der klimapolitisch orientierten Energieszenarien. Teilweise ist davon auszugehen, dass kundenseitig auch eine Planung von "Doppelanbindungen" mit Methan und Wasserstoff angedacht ist, um sich Optionen in Abhängigkeit der externen Gegebenheiten offen zu halten. Die skizzierten Unsicherheiten wirken sich auch auf die Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff 2025 aus. Die Fernleitungsnetzbetreiber können den Zielkonflikt zwischen Bedarfsmeldungen und Energieszenarien nicht auflösen. Ziel muss es sein, die Unsicherheiten schnellstmöglich zu reduzieren. Hier ist es Aufgabe der Politik, für stabile, verlässliche und zukunftsorientierte Rahmenbedingungen zu sorgen.

### 3.2.7 L-Gas-Eingangsgrößen

Nach der Beschreibung aktueller Entwicklungen zum L-Gas (vgl. Kapitel 3.2.7.1) wird in diesem Kapitel die aktuelle Gasproduktionsprognose für Deutschland (vgl. Kapitel 3.2.7.2) dargestellt.

#### 3.2.7.1 Aktuelle L-Gas-Entwicklungen

Bei dem in Deutschland genutzten Erdgas unterscheidet man zwischen L-Gas und H-Gas. L-Gas ("Low calorific gas") weist einen niedrigeren Brennwert auf. Bei H-Gas ("High calorific gas") ist der Methangehalt und damit auch der Brennwert im Vergleich höher.

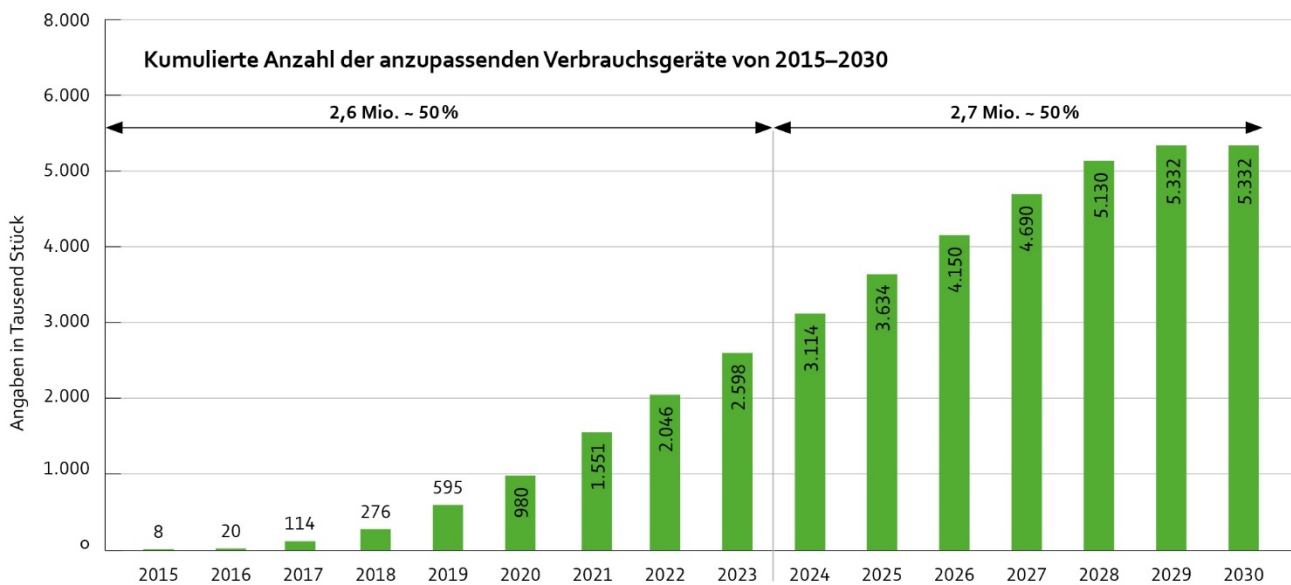
Ein Teil des deutschen Gasmarktes wird mit L-Gas versorgt. L-Gas stammt ausschließlich aus Aufkommen der deutschen Produktion und niederländischen Importen. Das H-Gas stammt im Wesentlichen aus Norwegen oder gelangt über LNG-Anlagen nach Deutschland. Die beiden unterschiedlichen Gruppen der Methanbeschaffenheit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

In den letzten Jahren sind in den Niederlanden im Umfeld des Groningen-Feldes vermehrt Erdbeben aufgetreten, die in Zusammenhang mit der Methanföderung gesehen werden. Diese hatten zu einem erheblichen politischen Druck geführt, die Groningen-Produktion schnellstmöglich zu beenden. Im Frühjahr 2024 wurde in den Niederlanden nach deutlichen Reduzierungen der Föderung in den vergangenen Jahren ein Gesetz verabschiedet, welches die Methanföderung aus dem Groningen-Feld endgültig und mit sofortiger Wirkung beendet. Nach Deutschland transportiertes L-Gas entstammt nun ausschließlich den in den Niederlanden errichteten Konvertierungsanlagen.

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber befinden sich in einem regelmäßigen Austausch mit dem niederländischen Fernleitungsnetzbetreiber Gasunie Transport Services B.V. (GTS), um die Planungsannahmen für zukünftige L-Gas-Importe zu harmonisieren und zu aktualisieren. Dieser Austausch erfolgt zum einen direkt zwischen den Netzbetreibern und zum anderen über die „Task Force Monitoring L-Gas Market Conversion“, die auf Initiative des niederländischen Wirtschaftsministeriums etabliert wurde. Hierdurch wurde gewährleistet, dass die Planungsannahmen der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber zu den L-Gas Importen aus den Niederlanden in den Entscheidungsprozess zur Beendigung der Groningen Produktion eingeflossen sind.

Wie in Kapitel 3.2.7.2 ersichtlich, ist die L-Gas-Produktion auch in Deutschland rückläufig. Um den Rückgängen der in- und ausländischen Aufkommen zu begegnen, stellen die Fernleitungsnetzbetreiber sukzessive die mit L-Gas versorgten Gebiete auf H-Gas um. Seit Beginn der L-H-Gas-Umstellung im Jahr 2015 wurden bis Ende des Jahres 2023 insgesamt 75 Bereiche mit insgesamt rund 2,6 Mio. Geräten umgestellt. Dies entspricht rund 50 % der bis zum Jahr 2029 umzustellenden Geräte. Insgesamt entspricht das in Deutschland seit dem Jahr 2015 realisierte Umstellungsvolumen einer jährlichen Verbrauchsmenge von rund 139 TWh und einer Leistung von 40 GWh/h. Im Jahr 2029 wird die Umstellung der ehemals mit L-Gas versorgten Gebiete fast vollständig abgeschlossen sein. Lediglich der Umstellungsbereich „Haanrade“, welcher über die Niederlande versorgt wird, ist nach den aktuellen Planungen bis dahin nicht zur Umstellung vorgesehen.

Abbildung 12: Kumulierte Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte von 2015-2030



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Der aktuelle Planungsstand der L-H-Gas Umstellung wurde durch die Fernleitungsnetzbetreiber am 23. April 2024 im Rahmen des „Zwischenberichts L-H-Gas-Umstellung 2024“ veröffentlicht. Die nächste Aktualisierung der L-H-Gas Umstellungsplanung ist für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 geplant.

### 3.2.7.2 Inländische Produktion

Die Prognose der regionalen Erdgasförderung in Deutschland bis zum Jahr 2045 beruht auf der aktuellen Vorausschau des BVEG (April 2024) für die beiden wichtigsten Förderregionen Elbe-Weser (ohne Altmark) und Weser-Ems (ohne Ostfriesland), sowie Deutschland gesamt. Die folgende Tabelle zeigt die Werte der BVEG-Basisprognose 2024. Der BVEG hat zusätzlich eine „Prognose 2024 + Development“ abgegeben, hier sind Entwicklungsprojekte enthalten.

Tabelle 12: Vorausschau der Erdgasförderung für die Jahre 2024-2045 (BVEG-Basisprognose)

Jahr	Gebiet Elbe-Weser (ohne Altmark, ohne Entwicklungsprojekte)		Gebiet Weser-Ems (ohne Ostfriesland, Großenkneten bis 2030)			Deutschland insgesamt (ohne Entwicklungsprojekte und Großenkneten bis 2030)	
	Produktion L-Gas	Kapazität (8.000 h)	Produktion L-Gas	Kapazität (8.000 h) *	Produktion L- und H-Gas	Produktion	Kapazität
	Mio. m <sup>3</sup>	1.000 m <sup>3</sup> /h	Mio. m <sup>3</sup>	1.000 m <sup>3</sup> /h	Mio. m <sup>3</sup>	Mio. m <sup>3</sup>	1.000 m <sup>3</sup> /h
2024	1.645	205	1.695	286	2.269	3.977	504
2025	1.576	197	1.695	286	2.254	3.873	490
2026	1.513	189	1.716	263	2.077	3.627	459
2027	1.401	175	1.535	250	1.971	3.407	431
2028	1.303	163	1.381	221	1.747	3.085	390
2029	1.193	149	1.242	197	1.555	2.782	352
2030	1.017	127	1.145	180	1.418	2.467	313

Jahr	Gebiet Elbe-Weser (ohne Altmark, ohne Entwicklungsprojekte)		Gebiet Weser-Ems (ohne Ostfriesland, Großenkneten bis 2030)			Deutschland insgesamt (ohne Entwicklungsprojekte und Großenkneten bis 2030)	
	Produktion L-Gas	Kapazität (8.000 h)	Produktion L-Gas	Kapazität (8.000 h) *	Produktion L- und H-Gas	Produktion	Kapazität
	Mio. m <sup>3</sup>	1.000 m <sup>3</sup> /h	Mio. m <sup>3</sup>	1.000 m <sup>3</sup> /h	Mio. m <sup>3</sup>	Mio. m <sup>3</sup>	1.000 m <sup>3</sup> /h
2031	905	113	337	43	472	1.285	161
2032	833	104	311	40	445	1.182	149
2033	763	95	281	36	416	1.081	136
2034	706	88	261	33	395	1.001	126
2035	652	81	240	31	376	924	116
2036	552	81	218	29	354	799	114
2037	375	53	197	26	314	599	83
2038	343	48	179	24	304	546	76
2039	314	44	163	22	274	499	69
2040	285	40	149	20	266	455	63
2041	255	36	138	18	241	412	57
2042	240	34	113	14	222	362	49
2043	201	28	106	14	203	316	42
2044	194	27	102	13	204	304	41
2045	188	26	99	13	186	296	40

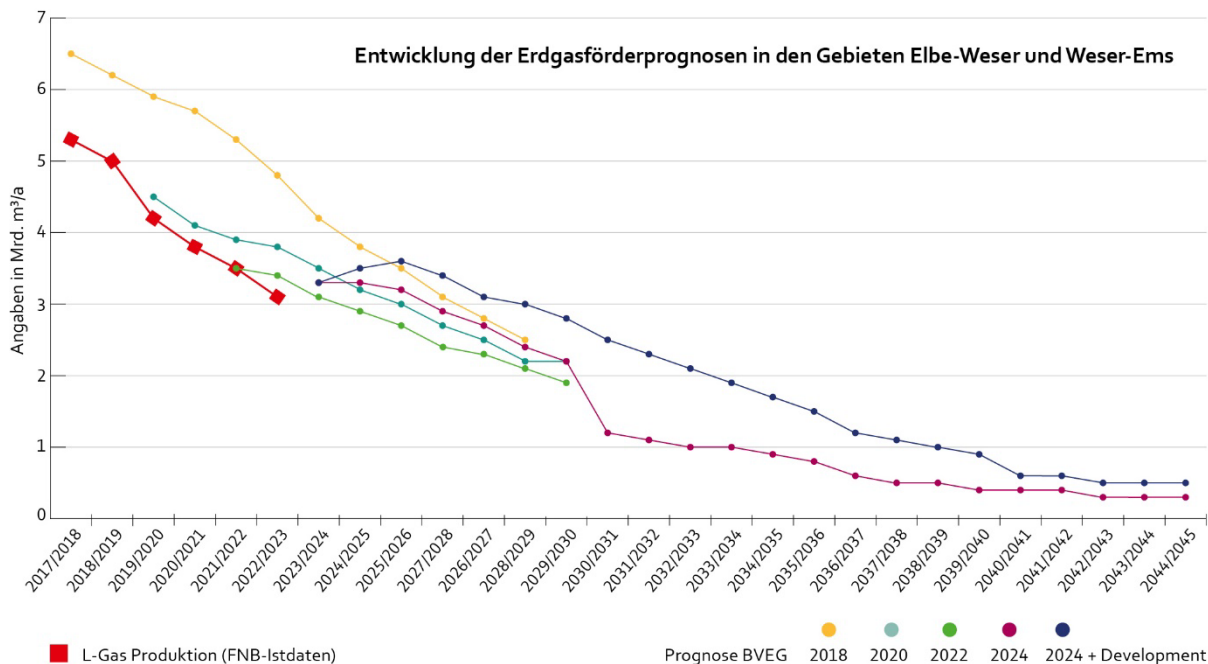
\* Einschließlich Großenkneten im L-Gas, volle Blending-Kapazität Großenkneten

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis [BVEG 2024]

Die Angaben zu den Produktionsmengen und Kapazitäten beruhen auf den Angaben des BVEG. 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 Zwischen Oder/Neiße und Elbe, Nördlich der Elbe, 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. Zu der hier dargestellten Vorausschau der Fördermengen bis einschließlich 2045 haben die deutschen Erdgasproduzenten darüber hinaus einen weiteren Entwicklungspfad für die Bereitstellung zusätzlicher Produktionsmengen angezeigt. Aufgrund der signifikanten Abweichungen zu den Verläufen der bisherigen Prognosen werden für die weiteren Planungen jedoch vorrangig die Entwicklungen des normalen Pfades (Basisprognose) berücksichtigt.

Abbildung 13 zeigt die historische und prognostizierte Entwicklung der deutschen L-Gas-Förderung im Zeitraum 2018 bis 2045 für die Gebiete Elbe-Weser und Weser-Ems.

Abbildung 13: Entwicklung der Erdgasförderprognosen in den Gebieten Elbe-Weser und Weser-Ems



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis [BVEG 2018-2024]

Für den Zeitraum 2018 bis 2030 basieren die Zahlen der beiden Hauptförderregionen Elbe-Weser und Weser-Ems auf den vergangenen Prognosen des BVEG. Für die Zeit von 2031 bis einschließlich 2045 haben die Produzenten auf Basis aktueller Entwicklungen zwei Prognosepfade dargestellt, die unter anderem die potenzielle Neuerschließung weiterer Produktionsquellen berücksichtigen sollen. Der Pfad "BVEG 2024 + Development" beinhaltet potenzielle Produktionsmengen aus Entwicklungsprojekten und dem Weiterbetrieb von Großenkneten bis einschließlich 2040. Dieser zeigt einen deutlich geringeren Rückgang der Produktionsmengen im Vergleich zu den vorherigen Prognosen an. Die Standardprognose orientiert sich hingegen bis 2029 an der letzten Vorausschau des BVEG aus dem Jahr 2023 und weist danach einen moderaten Abwärtstrend auf.

Die Auswirkungen der neuen Produktionsprognose des BVEG auf die deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz werden von den Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 analysiert. Es erscheint jedoch 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.

Weiterhin weisen die Fernleitungsnetzbetreiber erneut darauf hin, dass bis einschließlich 2029 ein möglichst hoher Anteil der deutschen Produktion als L-Gas bereitgestellt werden muss. Die Sicherstellung dieses Ziels liegt nicht im direkten Einflussbereich der Fernleitungsnetzbetreiber. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber besteht dringender Handlungsbedarf zur Schaffung entsprechender Instrumente bzw. Marktanreize. Darüber hinaus ergeben sich mit fortschreitender L-H-Gas-Umstellung zunehmende saisonale Herausforderungen, da im Sommer bei geringer Systemlast die Ableitung der Produktionsmengen gewährleistet werden muss, jedoch im Winter im Spitzenlastfall die Produktionsmengen allein nicht zur Bedarfsdeckung bestimmter L-Gas-Netzgebiete ausreichen.

Mit Beendigung der L-H-Gas-Umstellung im Jahr 2029 erfolgt die Ableitung der deutschen Produktionsmengen ausschließlich durch Beimischung in H-Gas-Versorgungsgebiete. Die potenzielle Berücksichtigung von möglichen Zusatzmengen gemäß der „Prognose 2024 + Development“ vom BVEG wird Gegenstand der Modellierung im kommenden Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 sein.

### 3.2.8 Biomethaneinspeisung

Die Ist-Analyse und Einschätzung der Entwicklung der Biomethaneinspeisung erfolgte unter Verwendung des aktuellen Monitoringberichts 2023 der BNetzA und des Bundeskartellamts [BNetzA/BKartA 2023] und dem von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) veröffentlichten Einspeiseatlas zur Biomethaneinspeisung [dena 2023]. Im Jahr 2022 speisten 238 Anlagen Biogas in das Gasnetz ein. Die jährliche Einspeisung von Biogas lag im Jahr 2022 bei rund 10,2 TWh (Heizwert).

Die in Betrieb befindlichen Anlagen zur Biomethaneinspeisung wurden auf Basis des Einspeiseatlas [dena 2023] regionalisiert. Im Einspeiseatlas der dena finden sich zudem Informationen zu im Bau befindlichen und geplanten Biomethanaufbereitungsanlagen. Für die künftige Entwicklung der Biomethaneinspeisung wird angenommen, dass diese Anlagen in Betrieb genommen werden und langfristig eine verbesserte Auslastung der Biomethaneinspeiseanlagen erreicht wird.

#### Exkurs Biomethan: Einordnung der aktuellen Entwicklung

Bei den zugrundeliegenden Annahmen für die zukünftige Biomethaneinspeisung ist zu berücksichtigen, dass diese im Hinblick auf die vorläufigen Ankerpunkte der Systementwicklungsstrategie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz gewählt wurden. Gemäß Systementwicklungsstrategie ist zu erwarten, dass Einspeisung und Transport von Biomethan nicht über die Verbindung von Inselösungen hinausgehen werden und nicht Teil der langfristigen überregionalen Transportplanung sein sollten. Dies wird in der Systementwicklungsstrategie mit der aktuellen nationalen Erzeugungskapazität von zehn TWh pro Jahr begründet, welche auf dem Monitoringbericht 2023 [BNetzA/BKartA 2023] sowie Informationen aus dem Einspeiseatlas [dena] aus dem Jahr 2022 beruhen. Der starke Anstieg von Einspeisebegehren auf Fernleitungs- und Verteilernetzebene aus dem Jahr 2023 und Q1/2024 wird nicht berücksichtigt. Gemäß dem Ergebnisbericht 2023 für den Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP, S.17/18) des Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) [DVGW 2023] liegen für das Jahr 2023 bei den Verteilernetzbetreibern 233 Einspeisebegehren vor, die bei einer Realisierung zu einer annähernden Verdopplung der aktuell in Deutschland in Betrieb befindlichen Biomethaneinspeiseanlagen führen würden. Die Einspeisebegehren auf Fernleitungsebene sind in den Zahlen des GTP nicht berücksichtigt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass die Annahmen für die Biomethaneinspeisung der Systementwicklungsstrategie im starken Kontrast zu den Vorgaben aus dem REPowerEU Plan und der novellierten Gas-Binnenmarkt-Richtlinie und -Verordnung der Europäischen Union stehen. Gemäß Punkt 5 des Commission Staff Working Document vom 18. Mai 2022 sieht die Europäische Kommission zur Umsetzung des REPowerEU-Plans vor, die nachhaltige Erzeugung von Biomethan auf 35 Mrd. m<sup>3</sup> bis zum Jahr 2030 zu steigern sowie die Anpassung und Angleichung bestehender und der Aufbau neuer Infrastrukturen für den Transport von mehr Biomethan über das Gasnetz der EU zu fördern. Weiterhin sind nationale Strategien für die nachhaltige Biogas- und Biomethanerzeugung zu entwickeln und als Komponente in den Nationalen Energie und Klimaplänen (NECP) zu nutzen oder zu integrieren. Diesbezüglich weisen die Fernleitungsnetzbetreiber darauf hin, dass der aktualisierte NECP Deutschlands vom 03. November 2023 (Kapitel 3.1.3, S.16) [EC 2023a] keine Schritte zur Steigerung der Biomethanerzeugung ausweist und die Europäische Kommission am 18. Dezember 2023 gegenüber Deutschland angesichts des Methanverbrauchs und der bestehenden Infrastruktur Empfehlungen ausspricht, detailliertere Maßnahmen zur Förderung der nachhaltigen Erzeugung von Biomethan in den NECP aufzunehmen (vgl. Commission Recommendation vom 18.12.2023, Punkt 8, S.7) [EC 2023b]. Darüber hinaus ist gemäß Artikel 4 der novellierten Gas-Binnenmarkt-Verordnung eine Ausweitung des Einsatzes von erneuerbarem Gas und kohlenstoffarmen Gas, insbesondere Wasserstoff und Biomethan, im Energiesystem der EU zu unterstützen und zu fördern.

Basierend auf den angeführten Entwicklungen auf deutscher und europäischer Ebene gegenüber den vorgegebenen Annahmen der Systementwicklungsstrategie weisen die Fernleitungsnetzbetreiber darauf hin, dass für die resultierenden Transformationspfade Abweichungen möglich sein können. Mit Blick auf die Versorgungs- und Planungssicherheit sind die Fernleitungsnetzbetreiber angehalten, dies angemessen zu berücksichtigen.

### 3.2.9 Basisdaten und Entwicklungen für Methan an Grenzübergangspunkten

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“ (siehe Kapitel 3.2.11) an Grenzübergangspunkten werden als „Basisdaten“ im Zyklus „2025 - SR“ in der NEP-Gas-Datenbank dargestellt. In Abhängigkeit der unterstellten Entwicklung des Energiesystems in den verschiedenen aufgestellten Szenarien, der jeweiligen resultierenden Bilanzen und der erwarteten Entwicklung an den Grenzübergangspunkten werden diese im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 in den jeweiligen Szenarien bzw. Modellierungsvarianten jeweils (nur) anteilig berücksichtigt. Die erwarteten Entwicklungen insbesondere in Zusammenhang mit der Entwicklung der Wasserstoffkapazitäten werden in Gesprächen mit den angrenzenden europäischen Fernleitungsnetzbetreibern fortlaufend evaluiert.

### 3.2.10 Incremental Capacity

Seit 2017 ist die Verordnung (EU) 2017/459 (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 Transportkunden in einem marktbasieren Verfahren in eine nachhaltige Weiterentwicklung der Gasfernleitungsinfrastruktur eingehen. Aktuell besteht keine im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 zu berücksichtigende Kapazitätsanfrage aus dem Incremental Capacity Prozess.

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 (vgl. 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 (vgl. 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 (vgl. 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 (vgl. Art. 22 NC CAM). Im Rahmen des Incremental Capacity-Zyklus 2021-2023 wurden in der Jahresauktion am 03. Juli 2023 für folgende Marktraumgrenzen neu zu schaffende Ein- und Ausspeisekapazitäten angeboten.

**Tabelle 13: Übersicht der in der Jahresauktion am 03. Juli 2023 angebotenen neu zu schaffenden Ein- und Ausspeisekapazitäten**

Nr.	Ein-/Ausspeisung von ... nach...	Kapazitätsprodukt	Neu zu schaffende Kapazität [MWh/h]*	Umsetzung des Projekts [ja/nein]
1	Einspeisung Belgien - Deutschland	FZK	16.800	nein

\* In der Jahresauktion müssen 10 % bzw. 20 % der technischen Kapazität nach BNetzA-Beschluss BK7-15-001 (KARLA 1.1) für die kurzfristige Vermarktung zurückgehalten werden. Somit war es nicht möglich, die gesamte neu zu schaffende Kapazität in der Jahresauktion 2023 anzubieten.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Der Wirtschaftlichkeitstest war nicht erfolgreich und dementsprechend wird kein Projekt umgesetzt. Aus diesem Grund werden im Szenariorahmen 2025 die unverbindlich angefragten Kapazitäten nicht



berücksichtigt. Die Dokumente zum Incremental Capacity-Zyklus 2021-2023 sind auf der Webseite [www.fnb-gas-capacity.de](http://www.fnb-gas-capacity.de) veröffentlicht.

Mit der Jahresauktion am 03. Juli 2023 startete der Incremental Capacity-Zyklus 2023-2025. Für diesen Incremental Capacity-Zyklus wurden keine relevanten unverbindlichen Marktnachfragen gestellt. Daher wurde der Zyklus für die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber bereits beendet.

### 3.2.11 Das ausreichende Maß an frei zuordenbarer Ein- und Ausspeisekapazität

Gemäß § 9 Absatz 1 und 2 GasNZV ermitteln die Fernleitungsnetzbetreiber die frei zuordenbaren technischen Ein- und Ausspeisekapazitäten („FZK“) für das Marktgebiet Trading Hub Europe. Der Absatz 3 des § 9 GasNZV in Verbindung mit dem Beschluss der BNetzA „BK7-23-043 – Festlegung zur Anerkennung von Instrumenten zur Kapazitätserhöhung ANIKA“ trifft Vorkehrungen für den Fall, dass die Ermittlung der FZK nicht zu einem ausreichenden Ergebnis führt.

Tenziffer 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 § 17 GasNZV ermitteln. Vor der Jahresauktion 2024 haben die Fernleitungsnetzbetreiber das ausreichende Maß an FZK für H-Gas auf der Grundlage der Erkenntnisse des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032, Modellierungsvariante LNGplus C sowie Änderungen, die sich insbesondere im Zeitraum seit der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 ergeben haben, bestimmt.

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

Im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 werden für die Bestimmung des zukünftigen ausreichenden Maßes an FZK für H-Gas folgende Kriterien angewendet:

1. Die Erwartung der Entwicklung des Verhältnisses von Methanangebot und -nachfrage (vgl. § 17 Absatz 1 GasNZV) ergibt sich aus den Szenarien in Kapitel 4 und wird aus der zu erstellenden langfristigen H-Gas-Leistungsbilanz ablesbar sein. Dabei werden kapazitive Unterdeckungen, die nur für einige Jahre auftreten, nicht zu einem langfristigen Kapazitätsbedarf führen.
2. Mit der Jahresauktionen am 03. Juli 2023 startete der Incremental Capacity-Zyklus 2023-2025, der den langfristig verbindlich benötigten Kapazitätsbedarf der Netznutzer im Anwendungsbereich der VO (EU) 2017/459 NC-CAM abfragte (vgl. § 17 Absatz 2 GasNZV). Für diesen Incremental Capacity-Zyklus wurden keine relevanten unverbindlichen Marktnachfrage gestellt. Daher wurde der Zyklus für die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber bereits beendet. Die Abfrage hat keinen Einfluss auf das ausreichende Maß an FZK.
3. Die Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen nach § 9 Absatz 2 Satz 1 GasNZV (vgl. § 17 Absatz 3 GasNZV) und über bestehende oder prognostizierte Engpässe (vgl. § 17 Absatz 4 GasNZV) im Netz werden durch die Modellierung des Fernleitungsnetzes im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 generiert und fließen in die H-Gas-Leistungsbilanz ein. Falls die Engpässe dauerhaft sind und nicht durch Netzausbaumaßnahmen oder durch Kapazitätsprodukte nach KASPAR, LFZ oder MBI gelöst werden, können sie das langfristige FZK-Angebot negativ beeinflussen.

4. Das Ergebnis der Jahresauktion für Kapazitäten gemäß NC CAM (vgl. § 17 Absatz 5 GasNZV) wird im Juli 2024 vorliegen. Während in den Vorjahren in den Jahresauktionen im Wesentlichen nur feste Zusatzkapazitäten nach dem KAP+ Verfahren für ein Jahr angeboten wurden, werden nach der ANIKA Festlegung in 2024 feste technische Kapazitäten für mindestens fünf Jahre angeboten. Die vergangenen Auktionen sind für die Überprüfung des langfristigen Kapazitätsbedarfs daher nicht aussagefähig. Falls in 2024 an Ein- oder Ausspeisepunkten Auktionsaufschläge bei langfristigen Kapazitäten erzielt werden, ist im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 zu prüfen, ob die Bedarfe einen langfristigen Kapazitätsbedarf auslösen oder ob sie durch marktbasierende Instrumente, Verlagerungen o.ä. zu befriedigen sind.
5. Erkenntnisse aus Verweigerung des Netzzugangs nach § 25 Satz 1 und 2 EnWG (vgl. § 17 Absatz 6 GasNZV) prüfen die Fernleitungsnetzbetreiber turnusgemäß im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025.
6. Die Möglichkeiten zur Kapazitätserhöhung durch Zusammenarbeit mit angrenzenden Fernleitungs- oder Verteilernetzbetreibern (vgl. § 17 Absatz 7 GasNZV) werden im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 turnusgemäß geprüft.
7. Die Zusammenlegung der Marktgebiete hat im Jahr 2021 stattgefunden (vgl. § 17 Absatz 8 GasNZV). Weitere Zusammenlegungen sind nicht geplant.
8. Die Erkenntnisse aus dem TYNDP 2025 für die notwendigen Kapazitäten an Grenzübergangspunkten (vgl. § 17 Absatz 9 GasNZV) werden nach Absprache mit den betroffenen ausländischen TSO im langfristigen Kapazitätsbedarf berücksichtigt und in die H-Gas Leistungsbilanz einfließen.
9. Vorliegende sowie abgelehnte Kapazitätsreservierungen nach § 38 GasNZV und entsprechende Anschlussbegehren nach § 39 GasNZV (vgl. § 17 Absatz 10 GasNZV) sind im Kapitel 3.2.1 dargestellt.

Die BNetzA weist unter Randziffer 58 ihrer Begründung der Festlegung ANIKA ausdrücklich darauf hin, dass „aufgrund des gesetzlich festgelegten Dekarbonisierungsziels und den damit einhergehenden niedrigeren Restnutzungsdauern von Sachanlagevermögenswerten im Gastransport jeglicher Neubau im Menthannetz daraufhin zu prüfen ist, ob dieser mit den Zielen des EnWG vereinbar ist“. Daher werden die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 prüfen, ob Teile des ausreichenden Maßes an FZK bzw. des langfristigen Kapazitätsbedarfs nach § 17 GasNZV durch nutzungsbeschränkte Kapazitäten bereitgestellt werden können. Eine Anpassung der Engpasszonen für die MBI kann auch eine Option darstellen.

### 3.3 Eingangsgrößen Wasserstoff

In Kapitel 3.3.1 werden die Ergebnisse der ersten gemeinsamen Marktabfrage Strom und Wasserstoff der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber von Anfang 2024 für Projektmeldungen mit Bezug zum Wasserstoffnetz dargestellt. Dies beinhaltet insbesondere die Projektmeldungen zu Ein- und Ausspeiseprojekten, Wasserstoffspeichern sowie Power-to-Gas-Anlagen (hier nur Wasserelektrolyse). Die Marktabfrage für Wasserstoffprojekte (WEB-Abfrage) dient dazu, projektbezogene Bedarfe an Wasserstoff zu erfassen, für die bereits eine Anschlussanfrage vorliegt, Bedarfe angemeldet wurden oder zumindest Gespräche mit dem Projektvorhabensträger geführt wurden. In Kapitel 3.3.2 werden Angaben zu Mengen- und Leistungsbedarfen Wasserstoff dargestellt, die im Rahmen der Langfristprognosen von Verteilernetzbetreibern bereitgestellt wurden, die über die WEB-Abfrage der Fernleitungsnetzbetreiber hinausgehen. Die Langfristprognose soll daher die Meldung der darüberhinausgehenden, perspektivischen Bedarfe ermöglichen, für die gegebenenfalls noch keine konkreten Projektvereinbarungen, z.B. aufgrund ausstehender oder zunächst erst gestarteter Wärmeplanungen, vorliegen. In Kapitel 3.3.3 werden die Basisdaten und möglichen Entwicklungen für Wasserstoff an Grenzübergangspunkten, u.a. anhand von „Basiskapazitäten“ für die Wasserstoffkapazitäten an Grenzübergangspunkten zu europäischen Nachbarländern, dargestellt.

### 3.3.1 Ergebnisse der Marktabfrage für Wasserstoffprojekte 2024 (inklusive PtG-Anlagen)

Dieses Kapitel stellt die Ergebnisse der ersten gemeinsamen Marktabfrage Strom und Wasserstoff der Übertragungsnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber für Wasserstoff (WEB - Wasserstoff Erzeugung und Bedarfe) inklusive Power-to-Gas-Anlagen (PtG) dar. Diese Abfrage wurde vom 07. Februar 2024 bis zum 22. März 2024 von den Netzbetreibern gemeinsam durchgeführt. Die Abfrage zielte darauf ab, aktuelle Informationen zu Projekten in Umsetzung sowie zukünftigen Vorhaben der Wasserstofferzeugung (einschließlich PtG-Anlagen), -speicherung und -verwendung sowie zum Stromverbrauch von Großverbrauchern (einschließlich Großbatteriespeichern) von Marktteilnehmern und Verteilernetzbetreibern (VNB) zu erfassen.

In der Marktabfrage für Wasserstoffprojekte (WEB) sind im Zyklus „2024“ insgesamt 1.731 Projektmeldungen (zzgl. PtG-Anlagen) eingegangen. Im Nachgang der Meldefrist 22. März 2024 wurden die Meldungen für Wasserstoff einer Plausibilitätsprüfung zur Qualitätssicherung durch die Fernleitungsnetzbetreiber unterzogen. Ein Wasserstoffprojektvorhaben kann im weiteren NEP-Prozess berücksichtigt werden, wenn die angefragten Informationen zur Berücksichtigung eines Anschlusses an das Wasserstofftransportnetz vollständig vorliegen und die Angaben der Projektmeldenden von den Fernleitungsnetzbetreibern plausibilisiert werden konnten. Auf dieser Basis wurden seitens der Fernleitungsnetzbetreiber 131 Wasserstoffprojekte identifiziert, die nicht im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 berücksichtigt werden können, da sie weder vollständig plausibel erfasst noch auf Nachfrage der Fernleitungsnetzbetreiber durch die Projektmelder korrigiert worden sind. Zudem wurden Doppelmeldungen nicht berücksichtigt. Somit liegen derzeit 1.600 plausibilisierte Wasserstoffprojektmeldungen für den Szenariorahmen 2025 vor (36 Projekte (ohne PtG-Anlagen) mit Einspeise-, 1.534 mit Ausspeisebedarfen sowie 30 Projektmeldungen zu Wasserstoffspeichern). Diese Ergebnisse werden in der Anlage 2 dargestellt.

Im Rahmen der Abfrage von PtG-Projekten wurden den Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreibern über 300 Projekte gemeldet. Zwei PtG-Projektmeldungen wurden von den Fernleitungsnetzbetreibern als fehlerhaft identifiziert, da eine elektrische Leistung im dreistelligen GW-Bereich gemeldet worden ist. Hinsichtlich einer weitergehenden Plausibilisierung sowie der Verwendung der Abfrageergebnisse stehen die Fernleitungsnetzbetreiber im fortlaufenden Austausch mit den Übertragungsnetzbetreibern, um eine gemeinsame Liste von PtG-Anlagen zu erhalten.

Die beiden folgenden Tabellen zeigen jeweils die gesamten Einspeise- (inkl. Power-to-Gas-Anlagen), Ausspeise- und Speicher-Wasserstoffprojektmeldungen - zunächst aggregiert nach Bundesländern, wobei unter Sonstige beispielsweise Terminals und blauer Wasserstoff gelistet werden.

**Tabelle 14: Projektmeldungen nach Kategorie und Bundesländern**

Bundesland [Anzahl]	Ausspeisung	Einspeisung		Speicher	Summe
		Power-to-Gas- Anlagen	Sonstige		
Baden-Württemberg	145	14	1	---	160
Bayern	282	27	4	4	317
Berlin	8	1	---	---	9
Brandenburg	41	28	1	2	72
Bremen	1	3	1	1	6
Hamburg	14	4	2	---	20
Hessen	151	5	---	1	157
Mecklenburg-Vorpommern	9	32	4	---	45
Niedersachsen	106	54	10	11	181

Bundesland [Anzahl]	Ausspeisung	Einspeisung		Speicher	Summe
		Power-to-Gas- Anlagen	Sonstige		
Nordrhein-Westfalen	473	50	7	5	535
Rheinland-Pfalz	66	7	---	---	73
Saarland	17	4	---	---	21
Sachsen	105	12	2	1	120
Sachsen-Anhalt	29	29	2	3	63
Schleswig-Holstein	14	18	2	1	35
Thüringen	73	10	---	1	84
<b>Summe</b>	<b>1.534</b>	<b>298</b>	<b>36</b>	<b>30</b>	<b>1.898</b>

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis der Marktabfrage Wasserstoff und Strom

Zudem werden im Folgenden alle Projektmeldungen anhand der unterschiedlichen Projektstatus aufgeteilt nach Kategorien aufgeführt.

**Tabelle 15: Projektmeldungen nach Kategorie und Projektstatus**

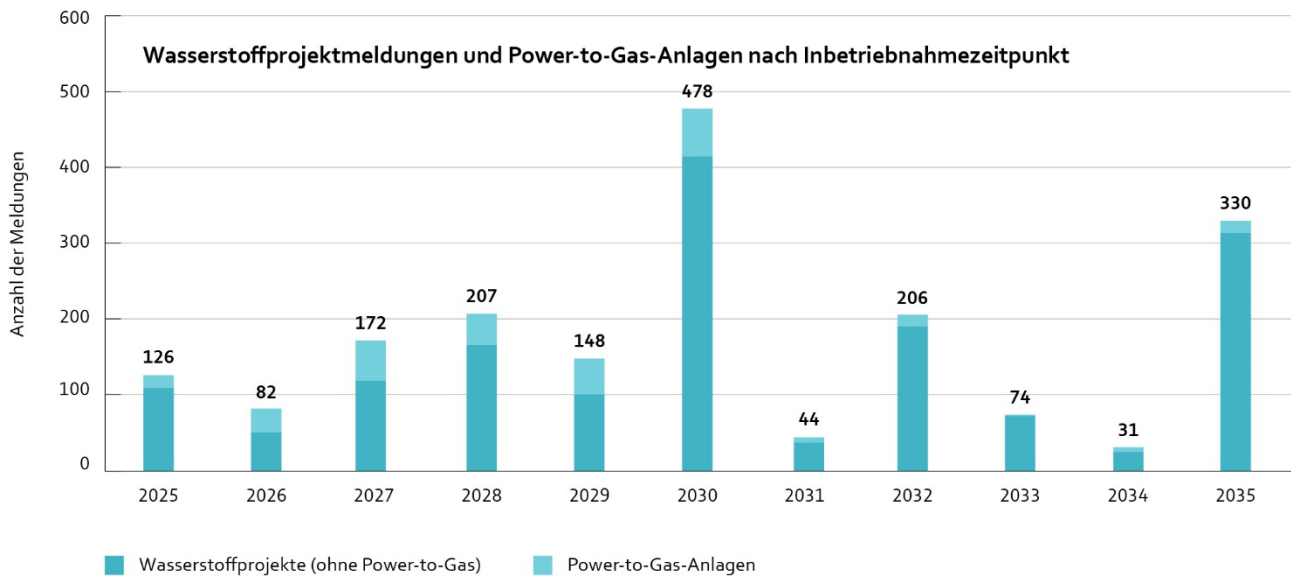
Projektstatus [Anzahl]	Ausspeisung	Einspeisung		Speicher	Summe
		Power-to-Gas- Anlagen	Sonstige		
Projektidee	834	99	8	7	948
Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	563	104	15	9	691
Entwurfsplanung/ Raumordnungsverfahren	58	49	6	7	120
Detailplanung/ Genehmigungsverfahren	37	32	6	5	80
Beschaffung/Bauvorbereitung/ Montage/Bau	23	9	---	2	34
Inbetriebnahme/Projektabschluss/ Fertigstellung	19	5	1	---	25
<b>Summe</b>	<b>1.534</b>	<b>298</b>	<b>36</b>	<b>30</b>	<b>1.898</b>
davon FID	64	10	2	---	76

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis der Marktabfrage Wasserstoff und Strom

Die Ergebnisse für Wasserstoff werden in den folgenden Karten, Diagrammen und Tabellen für die Jahre 2025 bis 2035 aggregiert, kategorisiert und anonymisiert dargestellt, damit keine Rückschlüsse auf einzelne Projekte bzw. Projektstandorte der insgesamt 1.898 ausgewerteten Projektmeldungen möglich sind. In Anlage 2 zum Szenariorahmendokument finden sich darüber hinaus detaillierte Tabellen, inklusive Angabe des Bundeslandes für das jeweilige Projekt als Standortzuordnung. Detaillierte Angaben zu einzelnen Projektmeldungen sind in der Anlage 2 anonymisiert dargestellt.

Die folgende Abbildung zeigt die geplanten Inbetriebnahmen pro Jahr der Wasserstoffprojekte und Power-to-Gas-Anlagen. In den Jahren 2030 mit 478 Inbetriebnahmen sowie 2035 mit 330 Inbetriebnahmen sollen jeweils die meisten Projekte fertiggestellt werden.

Abbildung 14: Wasserstoffprojektmeldungen und PtG-Anlagen nach Inbetriebnahmezeitpunkt



Inbetriebnahme [Anzahl]	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Summe
Wasserstoffprojekte (ohne PtG)	109	51	119	166	101	415	37	191	72	25	314	1.600
Power-to-Gas-Anlagen	17	31	53	41	47	63	7	15	2	6	16	298
<b>Summe</b>	<b>126</b>	<b>82</b>	<b>172</b>	<b>207</b>	<b>148</b>	<b>478</b>	<b>44</b>	<b>206</b>	<b>74</b>	<b>31</b>	<b>330</b>	<b>1.898</b>

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis der Marktabfrage Wasserstoff und Strom

Die Ergebnisse der Marktabfrage werden zum einen gesamthaft nach den Kategorien Einspeisung, Ausspeisung oder Wasserstoffspeicher dargestellt. Darüber hinaus werden auch einzelne Sektoren bezogen auf die Ausspeisung und die regionale Verteilung auf Landkreise bzw. Bundesländer und der Projektstatus ausgewertet. Alle Angaben wurden bezogen auf den Brennwert von Wasserstoff (3,54 kWh/m<sup>3</sup>) erfasst.

Die folgende Tabelle zeigt eine Gesamtübersicht der Projektmeldungen für Ein- und Ausspeisung (inklusive Power-to-Gas-Anlagen).

Tabelle 16: Projektmeldungen Wasserstoff und Power-to-Gas-Anlagen nach Ein- und Ausspeisung

Gesamt (Angaben als Brennwert)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Einspeiseleistung H <sub>2</sub> (inkl. PtG) [GWh/h]	0,2	1,0	4,7	10,3	21,3	38,1	45,5	71,2	73,9	77,6	94,0
Ausspeiseleistung H <sub>2</sub> [GWh/h]	0,9	2,5	4,2	9,2	17,9	42,6	50,5	71,2	89,8	97,7	162,3
Einspeisemenge H <sub>2</sub> pro Jahr (inkl. PtG) [TWh]	0,7	5,7	23,0	59,5	126,9	233,1	283,3	314,7	330,1	350,5	449,2
Ausspeisemenge H <sub>2</sub> pro Jahr [TWh]	4,4	8,1	16,0	43,7	72,0	146,1	176,2	245,4	293,0	321,6	535,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis der Marktabfrage Wasserstoff und Strom

Die folgende Tabelle zeigt die Wasserstoffeinspeiseleistungen und -mengen durch Import-Terminals sowie Produktionsanlagen mittels verschiedener Verfahren, wie z.B. Ammoniak-Spaltung, Dampfreformierung, Plasmalyse oder Pyrolyse (ohne Power-to-Gas-Anlagen).

**Tabelle 17: Wasserstoffeinspeiseleistungen und -mengen von Import-Terminals sowie Produktionsanlagen (ohne Power-to-Gas-Anlagen)**

Einspeisung (Angaben als Brennwert)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Einspeiseleistung H2 [GWh/h]	---	0,1	0,3	2,6	5,8	10,6	12,6	13,2	13,8	14,8	21,4
Einspeisemenge H2 pro Jahr [TWh]	---	1,3	2,3	20,5	45,9	82,6	101,1	105,6	110,5	117,2	171,3

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis der Marktabfrage Wasserstoff und Strom

Die folgende Tabelle zeigt die Wasserstoffeinspeiseleistungen und -mengen der PtG-Anlagen sowie die Summe der elektrischen Leistungen und die elektrischen Energiebedarfe der Power-to-Gas-Anlagen.

**Tabelle 18: Auswertung für die gemeldeten Power-to-Gas-Anlagen**

Power-to-Gas-Anlagen (Angaben als Brennwert)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Elektrische Leistung [GWe]	0,5	2,3	8,8	17,7	32,6	52,2	61,6	70,3	73,4	77,8	92,2
Elektrischer Energie- bedarf pro Jahr [TWh]	1,5	6,6	37,0	79,7	152,3	256,1	309,7	344,6	345,8	390,0	454,7
Einspeiseleistung H2 [GWh/h]	0,2	0,9	4,4	7,7	15,5	27,4	32,9	57,9	60,1	62,8	72,6
Einspeisemenge H2 pro Jahr [TWh]	0,7	4,4	20,7	39,0	80,9	150,5	182,1	209,1	219,6	233,3	277,9

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis der Marktabfrage Wasserstoff und Strom

Die folgende Tabelle zeigt die Wasserstoffausspeiseleistungen und -mengen für die Jahre 2025 bis 2035. Zusätzlich wird eine hiermit gegebenenfalls verbundene Reduzierung der Methanausspeiseleistung sowie -menge dargestellt. In etwa 66 % der Wasserstoffprojektmeldungen wurden Leistungs- und Mengenangaben zur Methanreduzierung mitgeteilt.

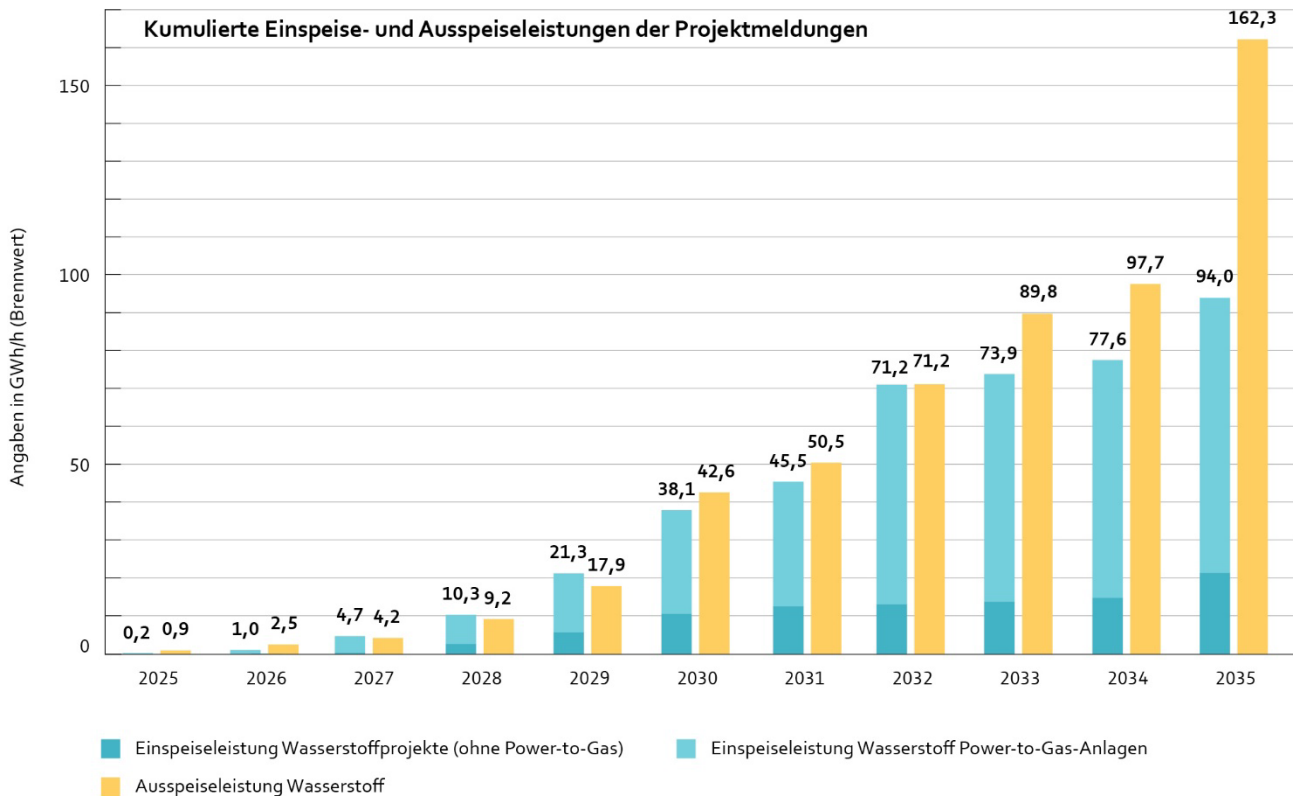
**Tabelle 19: Wasserstoffausspeiseleistungen und -mengen für die Jahre 2025 bis 2035**

Ausspeisung gesamt (Angaben als Brennwert)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ausspeiseleistung H2 [GWh/h]	0,9	2,5	4,2	9,2	17,9	42,6	50,5	71,2	89,8	97,7	162,3
Reduzierte Ausspeise- leistung CH4 [GWh/h]	0,5	0,7	1,9	3,6	4,5	19,7	21,0	29,7	34,6	37,9	70,1
Ausspeisemenge H2 pro Jahr [TWh]	4,4	8,1	16,0	43,7	72,0	146,1	176,2	245,4	293,0	321,6	535,0
Reduzierte Ausspeisemenge CH4 pro Jahr [TWh]	2,1	3,0	8,5	14,7	19,3	49,2	55,6	86,4	102,7	112,7	180,6

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis der Marktabfrage Wasserstoff und Strom

Die folgende Abbildung fasst die gemeldeten Ein- und Ausspeiseleistungen zusammen.

**Abbildung 15: Kumulierte Einspeise- und Ausspeiseleistungen der Projektmeldungen**



Ein- und Ausspeiseleistung kumuliert	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Einspeiseleistung H2 [GWh/h]	0,2	1,0	4,7	10,3	21,3	38,1	45,5	71,2	73,9	77,6	94,0
davon Wasserstoffprojekte (ohne PtG)	---	0,1	0,3	2,6	5,8	10,6	12,6	13,2	13,8	14,8	21,4
davon Power-to-Gas-Anlagen	0,2	0,9	4,4	7,7	15,5	27,4	32,9	57,9	60,1	62,8	72,6
Ausspeiseleistung H2 [GWh/h]	0,9	2,5	4,2	9,2	17,9	42,6	50,5	71,2	89,8	97,7	162,3

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis der Marktabfrage Wasserstoff und Strom

Anhand der zusätzlichen Angaben in den Projektmeldungen lassen sich die Wasserstoffausspeiseleistungen und -mengen und zusätzlich die gemeldete Reduzierung der Methanausspeiseleistung sowie -menge aufgeteilt nach den vier Sektoren Industrie, Verkehr, Kraftwerke sowie GHD darstellen, wobei ein Projekt durch die Projektmelder mehreren Sektoren zugeordnet werden konnte. Insbesondere die Sektoren Kraftwerke und Industrie machen den Großteil der Ausspeiseleistungen und -mengen von über 90 % aus.

Die vier folgenden Tabellen zeigen die Aufteilungen anhand der Sektoren Industrie, Verkehr, Kraftwerke sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD).

Die folgende Tabelle zeigt die Wasserstoffausspeiseleistungen und -mengen für den Sektor Industrie.

**Tabelle 20: Wasserstoffausspeiseleistungen und -mengen für den Sektor Industrie**

Ausspeisung Industrie (Angaben als Brennwert)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ausspeiseleistung Wasserstoff [GWh/h]	0,8	2,3	3,5	7,6	11,5	20,9	23,6	28,6	34,1	36,3	48,8
Ausspeisemenge Wasserstoff pro Jahr [TWh]	4,0	7,5	14,5	38,5	56,3	94,8	113,4	139,6	160,9	178,5	242,2
Reduzierte Ausspeiseleistung Methan [GWh/h]	0,3	0,5	1,4	2,7	3,6	8,8	9,6	11,4	12,8	13,7	19,2
Reduzierte Ausspeisemenge Methan pro Jahr [TWh]	1,3	2,2	7,1	12,1	16,5	32,3	36,5	44,8	50,8	55,1	76,3

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis der Marktabfrage Wasserstoff und Strom

Der Anteil des Sektors Industrie an der Gesamtleistung für Wasserstoffausspeisung liegt bei rund 25 %. Auf die Ausspeisemengen gesamt bezogen liegt der gemeldete Wasserstoffbedarf bei rund 35 % des Gesamtverbrauches.

Die folgende Tabelle zeigt die Wasserstoffausspeiseleistungen und -mengen für den Sektor Verkehr.

**Tabelle 21: Wasserstoffausspeiseleistungen und -mengen für den Sektor Verkehr**

Ausspeisung Verkehr (Angaben als Brennwert)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ausspeiseleistung Wasserstoff [GWh/h]	0,0	0,0	0,1	0,3	4,0	4,1	4,1	4,2	4,2	4,3	4,9
Ausspeisemenge Wasserstoff pro Jahr [TWh]	0,1	0,2	0,5	0,7	12,5	12,7	12,8	12,9	13,0	13,1	15,5
Reduzierte Ausspeiseleistung Methan [GWh/h]	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7
Reduzierte Ausspeisemenge Methan pro Jahr [TWh]	0,0	0,0	0,0	0,2	2,6	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7	3,4

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis der Marktabfrage Wasserstoff und Strom

Der Anteil des Sektors Verkehr an der Gesamtleistung für Wasserstoffausspeisung liegt bei rund 2 % bis 3 %. Auf die Ausspeisemengen gesamt bezogen liegt der gemeldete Wasserstoffbedarf bei rund 2 % bis 3 % des Gesamtverbrauches.



Die folgende Tabelle zeigt die Wasserstoffausspeiseleistungen und -mengen für den GHD-Sektor.

**Tabelle 22: Wasserstoffausspeiseleistungen und -mengen für den Sektor GHD**

Ausspeisung GHD (Angaben als Brennwert)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ausspeiseleistung Wasserstoff [GWh/h]	0,0	0,1	0,2	0,6	1,7	2,9	3,2	3,5	3,8	3,8	4,9
Ausspeisemenge Wasserstoff pro Jahr [TWh]	0,2	0,3	1,0	2,4	7,5	10,7	12,5	13,7	14,6	14,6	17,7
Reduzierte Ausspeiseleistung Methan [GWh/h]	0,0	0,1	0,1	0,4	0,8	1,6	1,6	1,7	2,0	2,0	2,8
Reduzierte Ausspeisemenge Methan pro Jahr [TWh]	0,1	0,3	0,5	1,0	3,3	4,8	4,8	5,3	6,2	6,2	8,1

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis der Marktabfrage Wasserstoff und Strom

Der Anteil des Sektors GHD an der Gesamtleistung für Wasserstoffausspeisung im Jahr 2035 liegt bei rund 2 % bis 3 %. Auf die Ausspeisemengen gesamt bezogen liegt der gemeldete Wasserstoffbedarf bei rund 2 % bis 3 % des Gesamtverbrauches.

Die folgende Tabelle zeigt die Wasserstoffausspeiseleistungen und -mengen für die Kraftwerke.

**Tabelle 23: Wasserstoffausspeiseleistungen und -mengen für den Sektor Kraftwerke**

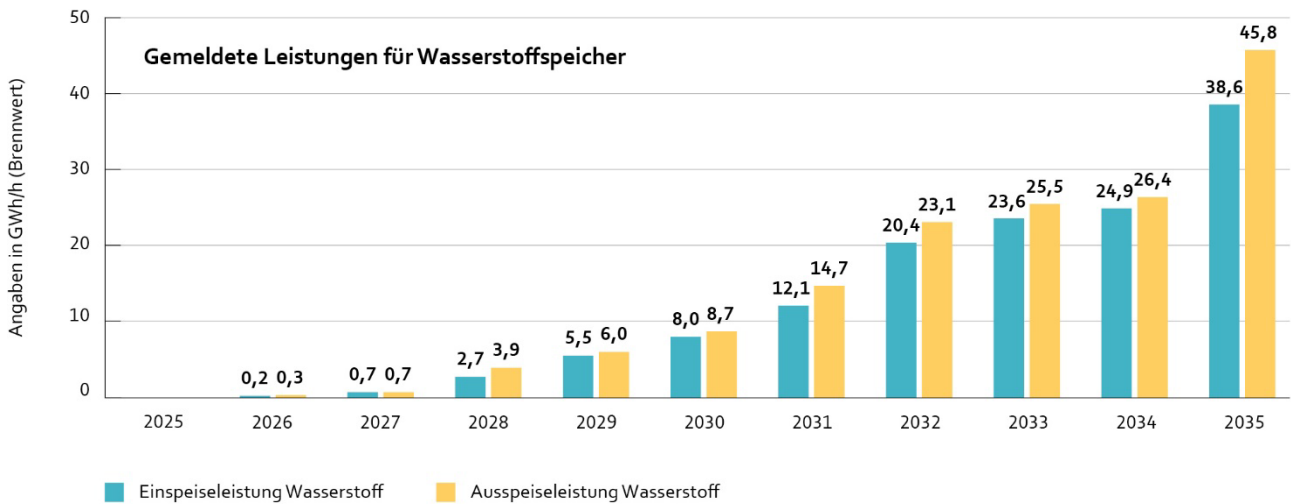
Ausspeisung Kraftwerke (Angaben als Brennwert)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ausspeiseleistung Wasserstoff [GWh/h]	0,2	0,5	0,9	2,0	4,3	20,5	25,9	42,0	57,0	63,1	118,0
Ausspeisemenge Wasserstoff pro Jahr [TWh]	0,6	2,0	2,8	8,0	12,9	54,0	67,3	111,2	143,8	156,6	320,2
Reduzierte Ausspeiseleistung Methan [GWh/h]	0,2	0,3	0,8	1,3	1,6	12,4	13,3	20,5	24,4	27,1	55,7
Reduzierte Ausspeisemenge Methan pro Jahr [TWh]	1,0	1,7	2,4	4,8	6,3	25,0	29,0	52,4	64,7	71,3	123,5

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis der Marktabfrage Wasserstoff und Strom

Der Anteil des Sektors Kraftwerke an der Gesamtleistung für Wasserstoffausspeiseleistungen im Jahr 2035 liegt bei rund 70 %. Auf die Ausspeisemengen gesamt bezogen liegt der gemeldete Wasserstoffbedarf bei rund 60 % des Gesamtverbrauches. Hierbei handelt es sich um Kraftwerke zur Strom- oder Wärmeerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen). Insbesondere auch die für die Energiewende besonders relevanten KWK-Anlagen sind somit erfasst worden. Ihr Anteil bei den Meldungen sind 242 von 413 Kraftwerksmeldungen mit einer Wasserstoffausspeiseleistung von 40 % bis zu rund 50 % der Gesamtleistung der Kraftwerke in den einzelnen Jahren bis zum Jahr 2035.

Die folgenden Tabellen und Abbildungen zeigen die gesamten Einspeise- sowie Ausspeiseleistungen und das Arbeitsgasvolumen (AGV) der Projektmeldungen für zukünftige Wasserstoffspeicher als jährliche Entwicklung für die Jahre 2025 bis 2035.

Abbildung 16: Gemeldete Leistungen für Wasserstoffspeicher

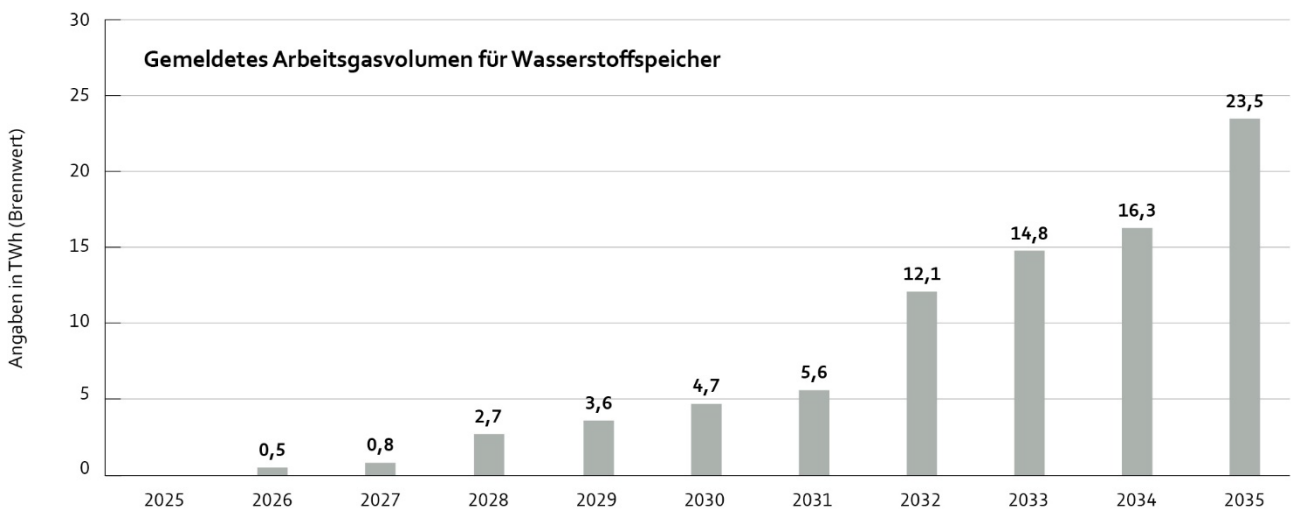


Leistungen H2-Speicher (Angaben als Brennwert)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Einspeiseleistung Wasserstoff [GWh/h]*	---	0,2	0,7	2,7	5,5	8,0	12,1	20,4	23,6	24,9	38,6
Ausspeiseleistung Wasserstoff [GWh/h]*	---	0,3	0,7	3,9	6,0	8,7	14,7	23,1	25,5	26,4	45,8

\* „Einspeiseleistung Wasserstoff“ entspricht der Ausspeicherung in das Wasserstoffnetz und „Ausspeiseleistung Wasserstoff“ entspricht der Einspeicherung aus dem Wasserstoffnetz

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis der Marktabfrage Wasserstoff und Strom

Abbildung 17: Gemeldetes Arbeitsgasvolumen für Wasserstoffspeicher

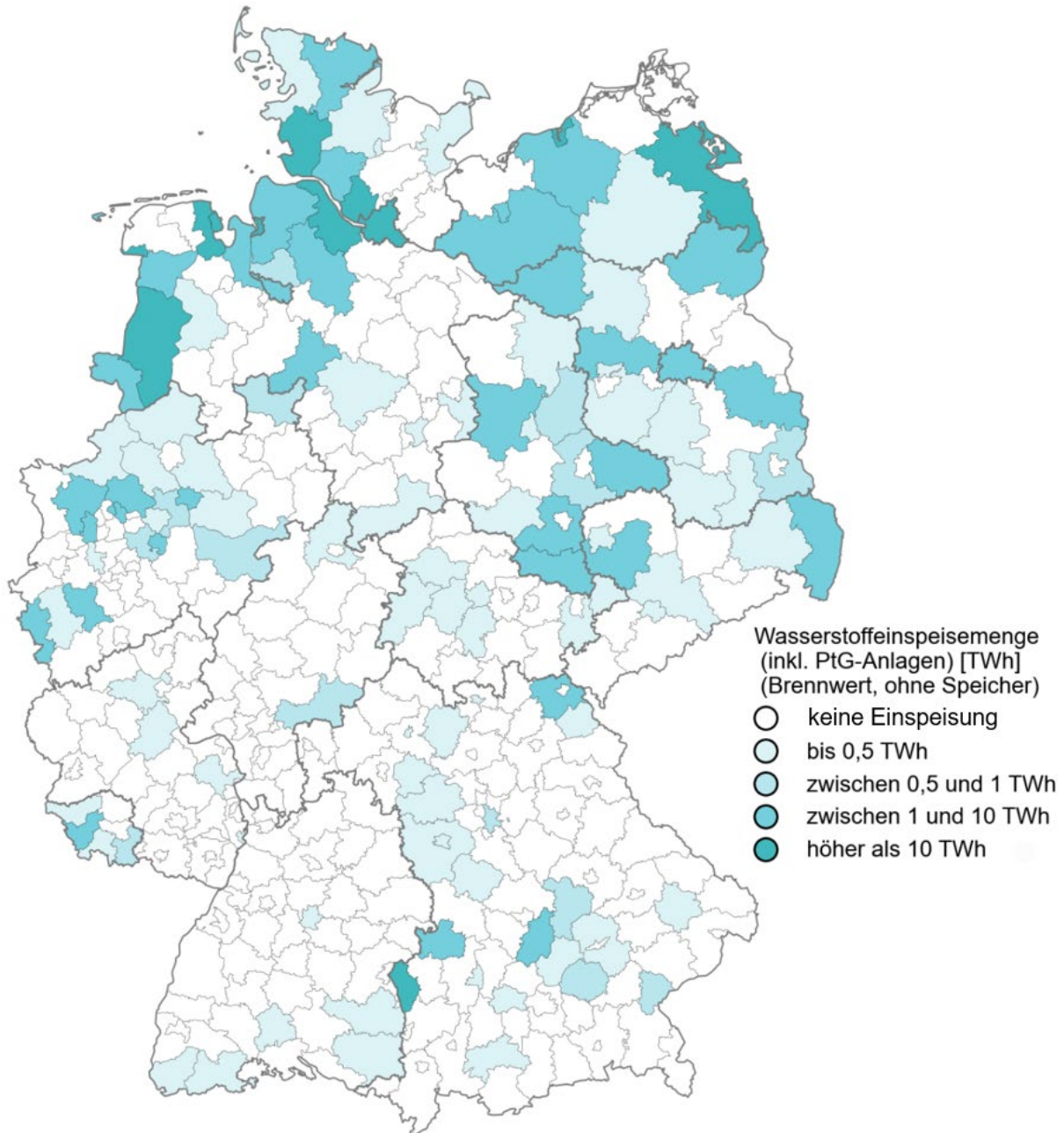


Arbeitsgasvolumen Wasserstoffspeicher (Angaben als Brennwert)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Arbeitsgasvolumen H2 [TWh]	---	0,5	0,8	2,7	3,6	4,7	5,6	12,1	14,8	16,3	23,5

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis der Marktabfrage Wasserstoff und Strom

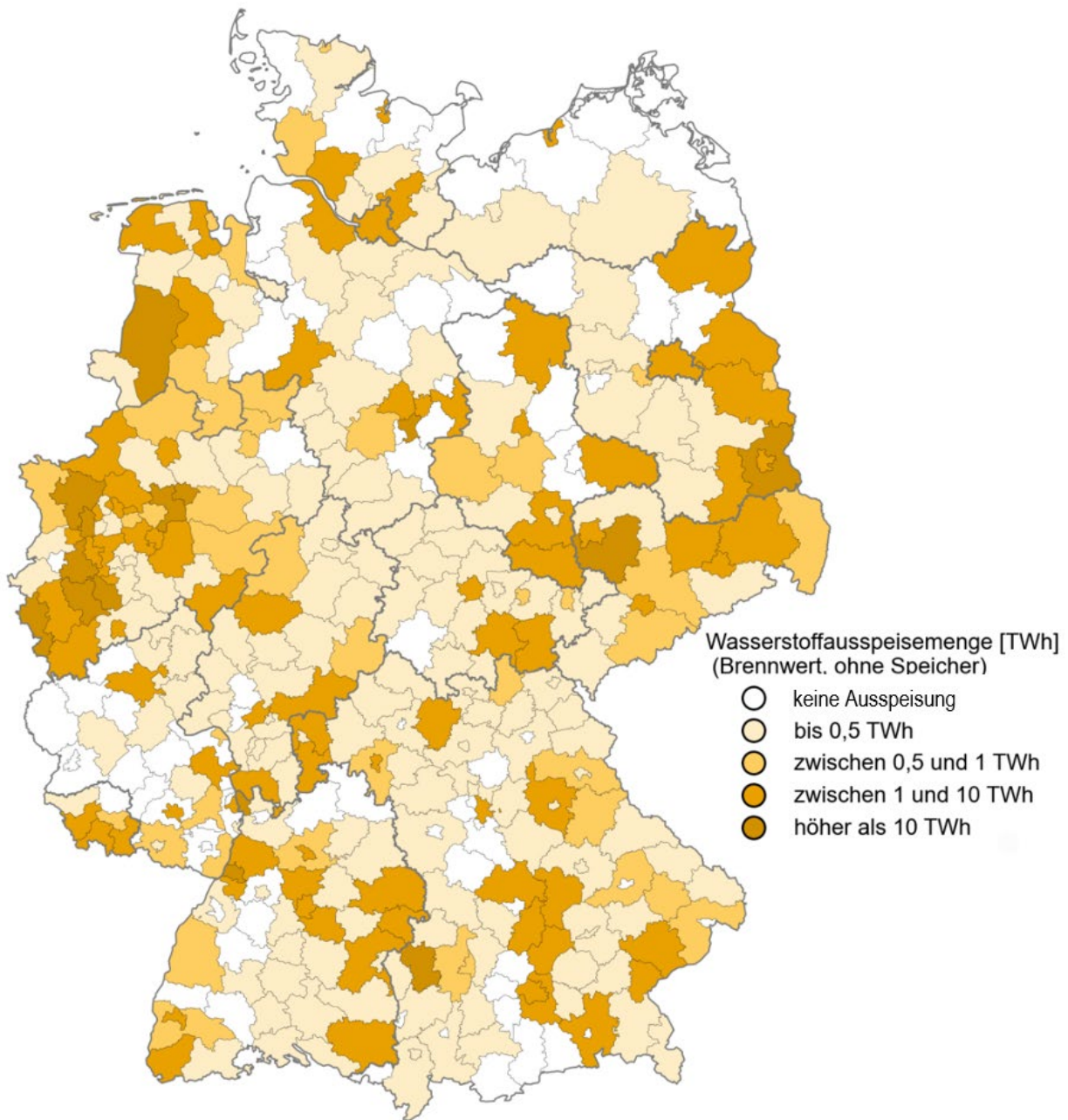
Nachfolgend werden alle Meldungen aus der Marktabfrage für Wasserstoff und Power-to-Gas-Anlagen auf Kreisebene dargestellt. Die folgenden Abbildungen zeigen somit die regionale Verteilung der gemeldeten Wasserstoffprojekte für das Jahr 2035 (Mengenangaben für Ein- und Ausspeisung sowie Arbeitsgasvolumen der Speicher).

**Abbildung 18: Regionale Verteilung der Einspeisemengen im Jahr 2035**



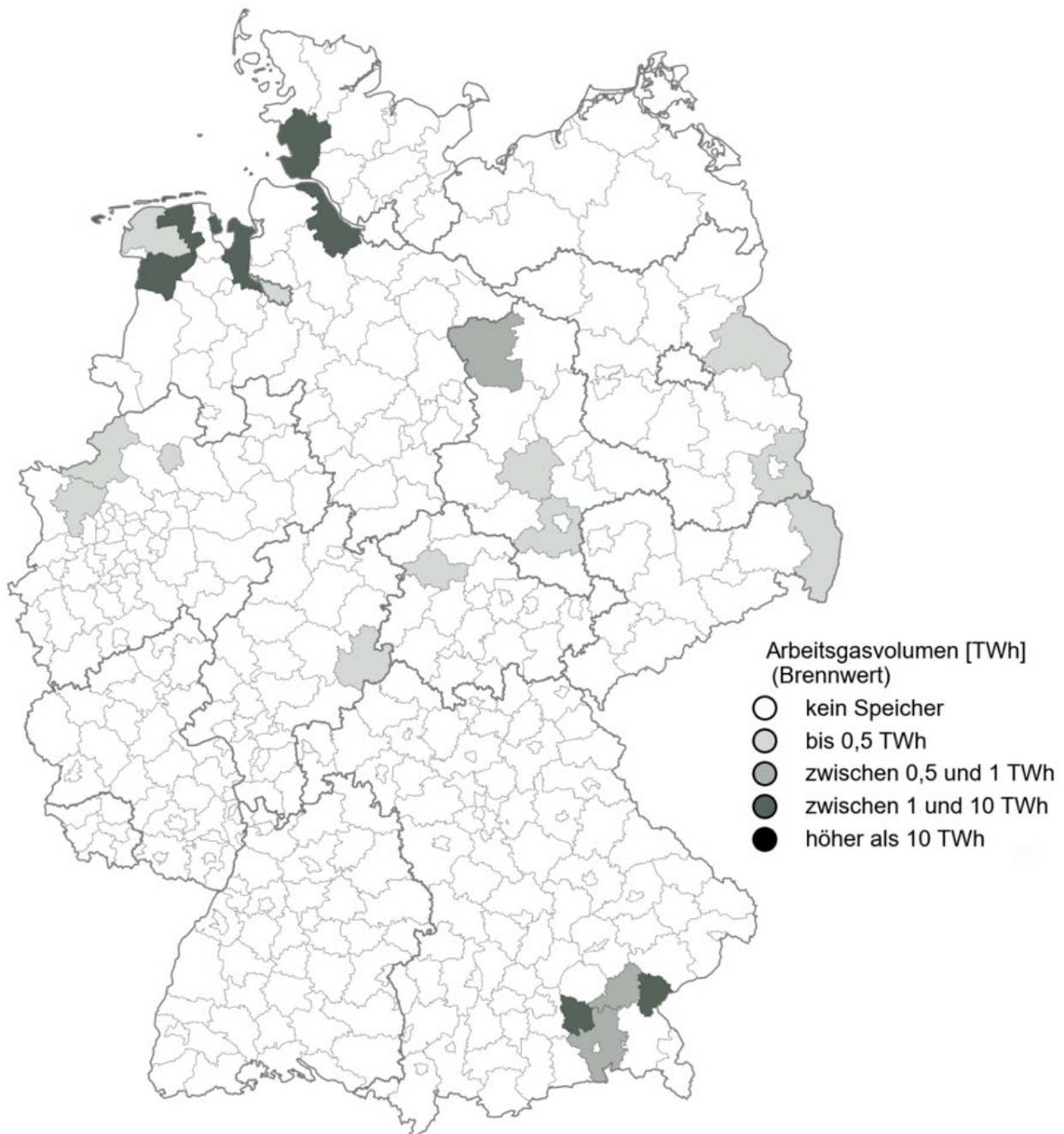
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis der Marktabfrage Wasserstoff und Strom

Abbildung 19: Regionale Verteilung der Ausspeisemengen im Jahr 2035



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis der Marktabfrage Wasserstoff und Strom

Abbildung 20: Regionale Verteilung des gemeldeten Speicherarbeitsgasvolumens im Jahr 2035



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis der Marktabfrage Wasserstoff und Strom

Abschließend ist festzuhalten, dass der Dank der Fernleitungsnetzbetreiber insbesondere den Projektmeldenden für die Teilnahme an der deutschlandweiten Abfrage von Infrastrukturbedarfen für das Strom- und Wasserstoffnetz und weiterhin der (erneuten) Bereitstellung von Informationen zu Wasserstoffprojekten gilt. Die Ergebnisse der gemeinsamen Marktabfrage der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber zeigen ein weiterhin hohes Marktinteresse für den Aufbau einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft und einer damit einhergehenden notwendigen und aufzubauenden leitungsgebundenen Transportinfrastruktur.

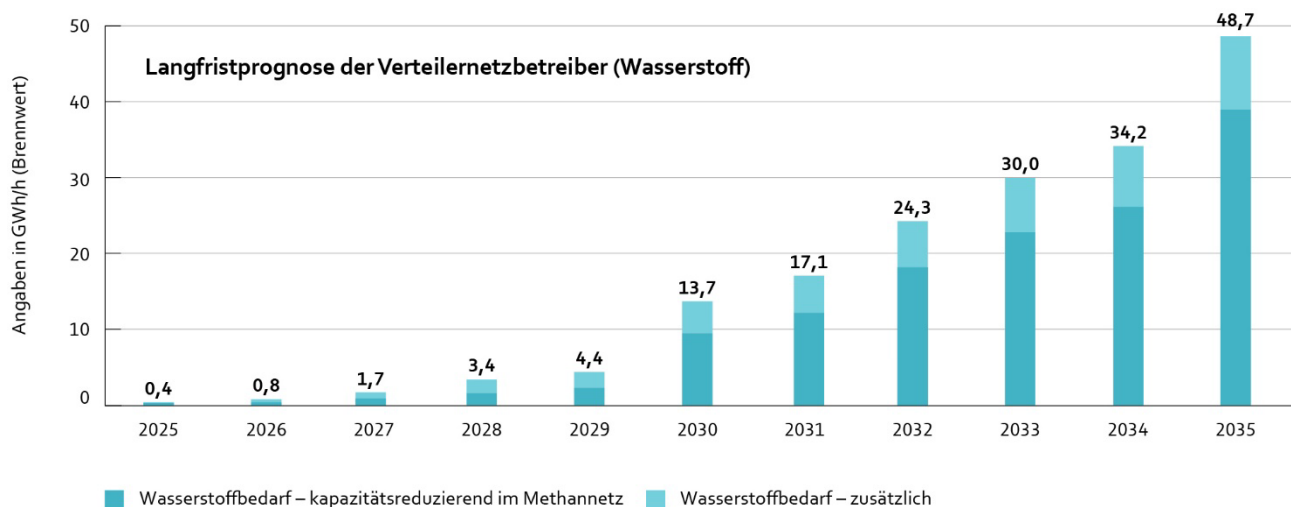
### 3.3.2 Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber für Wasserstoff

Um für den Prozess der Netzentwicklungsplanung bereits vor Inkrafttreten der überarbeiteten KoV aktuelle Informationen zum Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber für Wasserstoff berücksichtigen zu können, haben die Fernleitungsnetzbetreiber im ersten Quartal 2024 erstmalig den Wasserstoffkapazitäts- und Mengenbedarf 2025-2035, inklusive Auswirkung auf Methan-Kapazitätsbedarf abgefragt.

Bei der Angabe der Mengen- und Leistungsbedarfe für Wasserstoff sollten im Rahmen der Langfristprognosen nur Angaben erfolgen, die über die Marktabfrage für Wasserstoffprojekte (WEB) der Fernleitungsnetzbetreiber hinausgehen. Diese Marktabfrage von Anfang 2024 diente dazu, projektbezogene Bedarfe an Wasserstoff zu erfassen, für die bereits eine Anschlussanfrage vorliegt, Bedarfe angemeldet wurden oder zumindest Gespräche mit dem Projektvorhabensträger geführt wurden. Die Langfristprognose soll die Meldung der darüberhinausgehenden, perspektivischen Bedarfe ermöglichen, für die gegebenenfalls noch keine konkreten Projektvereinbarungen vorliegen. Insbesondere über die Langfristprognose wurde es Verteilernetzbetreibern ermöglicht, ihre strategischen Planungen zur Transformation, darunter auch die Bedarfe aus den jeweiligen Gasnetzgebietsgebietstransformationsplänen (GTP), in den aktuellen Szenariorahmen 2025 einfließen zu lassen.

Die folgende Abbildung zeigt das Ergebnis der im ersten Quartal 2024 von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgenommenen Abfrage zur Entwicklung des Wasserstoffkapazitätsbedarfs.

**Abbildung 21: Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber (Wasserstoff)**



Langfristprognosen Wasserstoff	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Summe Langfristprognose [GWh/h]*	0,4	0,8	1,7	3,4	4,4	13,7	17,1	24,3	30,0	34,2	48,7
davon H2-Bedarf kapazitätsreduzierend im Methan [GWh/h]	0,3	0,4	0,9	1,6	2,3	9,5	12,2	18,2	22,8	26,2	39,0
davon H2-Bedarf zusätzlich [GWh/h]*	0,1	0,4	0,8	1,8	2,1	4,2	4,9	6,1	7,2	8,0	9,7

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Der gemeldete Wasserstoffkapazitätsbedarf steigt im Betrachtungszeitraum von 2025 (0,4 GWh/h) bis 2035 (rund 49 GWh/h) steil an. Die deutliche Kapazitätssteigerung betrifft alle Fernleitungsnetzbetreiber gleichermaßen. Die Wasserstofflangfristprognosen (Leistung) sind in der Anlage 4 dargestellt.

Die Abbildung 21 zeigt außerdem, dass ein Großteil der gemeldeten Wasserstofflangfristprognosen den Methanbedarf bei den Verteilernetzbetreibern reduziert. Diese Reduktion wurde bei den Langfristprognosen für Methan (vgl. Kapitel 3.2.5) bereits berücksichtigt.

Die von den Verteilernetzbetreibern gemeldeten Wasserstoffmengen entwickeln sich analog zu den Wasserstoffkapazitäten exponentiell von rund 1,4 TWh im Jahr 2025 auf rund 133,3 TWh im Jahr 2035. Die Wasserstofflangfristprognosen (Menge) sind in der Anlage 4 dargestellt.

### 3.3.3 Basisdaten und Entwicklungen für Wasserstoff an Grenzübergangspunkten

Die konkrete Entwicklung der Wasserstoffkapazitäten an den Grenzübergangspunkten wird durch die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Modellierung bestimmt. Hierfür zeigen die Fernleitungsnetzbetreiber in der folgenden Tabelle 24 „Basiskapazitäten“ für die mögliche Entwicklung an den Grenzübergangspunkten für die Jahre 2037 und 2045 auf. Diese Zahlen resultieren aus Gesprächen mit den angrenzenden TSO. Zum Vergleich sind in der Tabelle die GÜP-Annahmen für das Wasserstoff-Kernnetz für das Jahr 2032 dargestellt. Der konkrete Ansatz in den verschiedenen Szenarien/Modellierungsvarianten wird durch die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 festgelegt.

**Tabelle 24: „Basiskapazitäten“ für die Wasserstoffkapazitäten an Grenzübergangspunkten**

Land	GÜP	Kapazität Kernnetz 2032	Basis-GÜP-Kapazität 2037	Basis-GÜP-Kapazität 2045	Basis-GÜP-Kapazität 2037	Basis-GÜP-Kapazität 2045
		Entry [GWh/h]			Exit [GWh/h]	
Dänemark	Bornholm-Lubmin	10,0	10,0	10,0	---	---
	Ellund	4,3	12,0	24,0	1,5	2,0
Norwegen/ UK	AquaDuctus (Offshore)	5,0	10,0	20,0	---	---
	Dornum/ Emden	---	---	10	---	---
Niederlande	Oude Statenzijl/ Bunde	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
	Vlieghuis	1,3	1,3	1,3	---	---
	Elten	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
	Vreden	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Belgien	Eynatten	3,8	6,5	6,5	---	---
Frankreich	Medelsheim	8,0	8,0	8,0	---	---
	Freiburg	0,5	0,5	0,5	---	---
	Leidingen	0,2	0,2	0,2	---	---
Schweiz	Wallbach	---	3,9	9,5	---	---
Österreich	Überackern	6,25	6,25	6,25	6,25	6,25

Land	GÜP	Kapazität Kernnetz 2032	Basis-GÜP-Kapazität 2037	Basis-GÜP-Kapazität 2045	Basis-GÜP-Kapazität 2037	Basis-GÜP-Kapazität 2045
		Entry [GWh/h]			Exit [GWh/h]	
Tschechische Republik	Waidhaus-Deutschneudorf (Transit)	6,0	6,4	6,4	6,6	6,6
	Waidhaus (Import/Export)	6,0	6,4	12,0	6,6	6,6
	Deutschneudorf (Import/Export)	6,0	6,4	6,4	6,6	6,6
Polen	Oder-Spree	2,0	8,3	8,3	4,2	4,2
	Uckermark	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Entwicklung der Wasserstoffkapazitäten an Grenzübergangspunkten bis zum Jahr 2032 wurden im Antrag zum Wasserstoff-Kernnetz (Anhang 1: "Erläuterungen zu Grenzübergangspunkten im Wasserstoff-Kernnetz" Seite 55ff) [FNB Gas 2024] beschrieben. Die Tabelle 24 zeigt neben den angenommenen GÜP-Kapazitäten (die Kapazitätsart wird im Rahmen der Modellierung festgelegt) für das Wasserstoff-Kernnetz weitere Entwicklungen für die Jahre 2037 und 2045. Zudem sind neben den Einspeisekapazitäten in der Tabelle auch Ausspeisekapazitäten dargestellt. Gegenüber dem Wasserstoff-Kernnetz ergeben sich folgende Erweiterungen bzw. Änderungen.

## Dänemark

### Ein- und Ausspeisekapazitäten Ellund 2037/2045

Die mit Energinet abgestimmte Abschätzung des langfristigen dänischen Exportpotenzials für Wasserstoff basiert auf der aktuellen Prognose der Dänischen Energieagentur (DEA) [DEA 2023], die für einen späteren Zeitraum eine gesteigerte Prognose im Vergleich zu den 2022 [DEA 2022] Werten zeigt. In der DEA-Prognose wird ein Zeitraum bis zum Jahr 2050 betrachtet. Um das volle Ausbaupotenzial in Dänemark in der Planung bis zum Jahr 2045 berücksichtigen zu können, ist ein etwas beschleunigter Aufbau der Wasserstoffherzeugung in Dänemark in den Basiskapazitäten des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 angesetzt. Dabei entspricht die angesetzte Leistung für das Jahr 2037 in etwa der Leistungsfähigkeit der geplanten ersten Ausbaustufe des dänischen Wasserstoffnetzes.

In Dänemark wird der Aufbau einer eigenen wasserstoffbasierten Wirtschaft angestrebt, insbesondere zur Produktion von Wasserstoffderivaten. Zur Absicherung der Versorgung dieser Industrie in Dänemark ist die Berücksichtigung einer Ausspeisekapazität in Richtung Dänemark in Ellund vorgesehen.

### Einspeisekapazitäten Bornholm-Lubmin 2037/2045

Die angesetzte Einspeisekapazität für Wasserstoff von Dänemark nach Deutschland am Grenzübergangspunkt Offshore-Anbindung Ostsee wurde im Rahmen der Abstimmungsprozesse zwischen den technischen Experten von Energinet und GASCADE abgestimmt. Die betrachteten PCI-Projekte „Interconnector Bornholm-Lubmin“ (HYD-N-854/HYD-N-800) und „Flow“ (HYD-N-796) dienen der Realisierung eines europäischen Wasserstoffnetzes für den Transport von Wasserstoff aus Dänemark nach Deutschland.



Für das vorgelagerte dänische Wasserstofftransportprojekt „Interconnector Bornholm-Lubmin“, hat Energinet eine Exportkapazität von 240 GWh pro Tag errechnet. Für den Grenzübergangspunkt wurde mit den deutschen Partnern eine Kapazität von 240 GWh pro Tag abgestimmt. Daher wurde in Lubmin eine Einspeisekapazität von in Summe 10 GWh/h ab 2032 angesetzt.

Neben dem PCI-Projekt „Interconnector Bornholm-Lubmin“ ist das PCI-Projekt „Baltic Sea Hydrogen Collector“ (PRJ-G-277) durch Gasgrid Finland Oy (Finnland) und Nordion Energi AB (Schweden) beantragt. Über dieses PCI-Projekt soll Wasserstoff von Finnland und Schweden nach Deutschland transportiert werden. Die Projektbeteiligten haben eine Kooperation vereinbart, um Doppelinfrastruktur zu vermeiden. Ein Ergebnis könnte sein, den „Interconnector Bornholm-Lubmin“ in den „Baltic Sea Hydrogen Collector“ zwischen Bornholm und Lubmin zu integrieren, insbesondere, wenn die Wasserstoffpotenziale auf Bornholm nicht vollständig bis 2032 entwickelt werden. Die für Dänemark angenommene Einspeisekapazität von 10 GWh/h ist somit als Einspeisekapazität aus der Ostseeregion (Dänemark, Schweden und Finnland) zu verstehen.

### Norwegen/UK

#### Einspeisekapazitäten AquaDuctus (Offshore) 2037/2045

Für die Transportroute Norwegen Deutschland wurden sowohl IPCEI wie auch PCI-Anträge gestellt. Die verschiedenen beantragten Projekte „CHE-pipeline“, „H2T Projekt“ und „AquaDuctus“ dienen der Realisierung eines europäischen Wasserstoffnetzes für den Transport von Wasserstoff aus Norwegen nach Deutschland.

Für die vorgelagerten norwegischen Wasserstofftransportprojekte „CHE-pipeline“ (HYD-N-1249) und „H2T Projekt“ (HYD-N-884, HYD-N-1339), haben Equinor und Gassco für ihre PCI-Anträge eine Kapazität von insgesamt 820 GWh pro Tag angegeben. Für das Projekt „AquaDuctus“, das an die norwegischen PCI anschließen soll, wurde eine Kapazität von 480 GWh pro Tag ermittelt.

Für die Anbindung der Offshore-Wasserstoffproduktion in der deutschen AWZ und dem Import von Wasserstoff aus den Anrainerstaaten der Nordsee (Norwegen, Vereinigtes Königreich, Niederlande oder Dänemark) ist wegen seines IPCEI-Status „AquaDuctus“ als Offshore-Leitung berücksichtigt. Über die berücksichtigte Ausbaustufe von „AquaDuctus“ kann neben den für das Jahr 2032 im Kernnetz angenommenen 5 GWh/h Importkapazität, perspektivisch eine Kapazität von 10 GWh/h im Jahr 2037 und von 20 GWh/h im Jahr 2045 für die Aufnahme von Wasserstoff aus der Nordsee bereitgestellt werden. Durch eine zusätzliche Verdichtung kann die Importkapazität effizient weiter auf bis zu 30 GWh/h gesteigert werden.

#### Einspeisekapazitäten Dornum/Emden 2045

Die angesetzte Einspeisekapazität für Wasserstoff aus Norwegen nach Deutschland für 2045 an den Grenzübergangspunkten Dornum/ Emden ist alternativ bzw. ergänzend zum Anstieg der Importkapazität über das Offshore-System nach Wilhelmshaven („AquaDuctus“) zu sehen. Im Rahmen der gemeinsam erstellten Machbarkeitsstudie mit dem norwegischen Exportkonsortium (unter Leitung von Gassco und Dena) wurde ein langfristiges Ausbaziel für den Wasserstoffexport aus Norwegen nach Deutschland in Höhe von 20 GWh/h abgestimmt. Das vorhandene Offshore-Exportsystem über die Importstationen Dornum/ Emden kann langfristig für den Transport von Wasserstoff genutzt werden und stellt damit eine Option dar, zukünftige Ausbauten in Norwegen (u. a. Erhöhung der Verdichterleistung) und Deutschland einzusparen. Das Offshore-System nach Wilhelmshaven ist grundsätzlich auf eine Kapazität von 20 GWh/h dimensioniert – die Aufteilung über zwei Leitungsstränge würde aber die benötigte Verdichterleistung erheblich reduzieren. Über die Bestandsinfrastruktur im Methan ist daher eine Kapazität von 10 GWh/h für 2045 eingeplant.

### Niederlande

#### Ausspeisekapazitäten Oude Statenzijl/Bunde 2037/2045

Die angesetzte Ausspeisekapazität für Wasserstoff von Deutschland in die Niederlande am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl/ Bunde wurde im Rahmen weiterer Gespräche zwischen Hynetwork Services und GUD abgestimmt. Um den weiteren Ausbau eines europäischen Wasserstoffnetzes zu fördern, wurden die Leistungen an den Grenzübergangspunkten zu den Niederlanden als bidirektionale Lastflüsse vorgesehen. Für den Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl/ Bunde ist daher die Prüfung einer Ausspeisekapazität in Höhe von bis zu 4 GWh/h für 2037 und 2045 geplant.

#### Ausspeisekapazitäten Elten 2037/2045

Der Grenzübergangspunkt Elten soll reversierbar ausgeführt werden. Die unter Ausspeisekapazität in der Tabelle 24 angegebenen Werte stellen die voraussichtliche technische Ausspeiseleistung des Netzkopplungspunktes dar.

#### Ausspeisekapazitäten Vreden 2037/2045

Der Grenzübergangspunkt Vreden soll reversierbar ausgeführt werden. Die unter Ausspeisekapazität in der Tabelle 24 angegebenen Werte stellen die voraussichtliche technische Ausspeiseleistung des Netzkopplungspunktes dar.

### Belgien

#### Einspeisekapazitäten Eynatten 2037/2045

Die angesetzte Einspeisekapazität für Wasserstoff von Belgien nach Deutschland wurde im Rahmen der Anträge zur 6. Liste der Projekte von gemeinsamen Europäischem Interesse (PCI) zwischen den technischen Experten von Fluxys Belgium und Open Grid Europe abgestimmt. Die bestätigten Projekte „Belgian Hydrogen Backbone“ und „H2ercules“ 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), hat Fluxys Belgium für den PCI-Antrag eine Kapazität von 91,2 GWh pro Tag errechnet. Für den Grenzübergangspunkt Eynatten wurde mit den deutschen Partnern eine Kapazität von 91,2 GWh pro Tag für das Projekt „H2ercules Network West“ (HYD-N-1038) abgestimmt, das unmittelbar an den Grenzübergangspunkt anschließt. Das bestätigte PCI „H2ercules“ ist Teil des deutschen Wasserstoff-Kernetzes. Daher wurde in Eynatten eine Einspeisekapazität von 3,8 GWh/h für das Jahr 2032 angesetzt. Gemäß Fluxys Belgium kann langfristig auf der Grundlage der Umstellung bestehender Pipelines und der Entwicklung des Methanmarktes bis zu 9 GWh/h in Belgien erreicht werden. Für die Jahre 2037 und 2045 wird daher ein Mittelwert von 6,5 GWh/h als Einspeisekapazität angesetzt.

### Schweiz

#### Einspeisekapazitäten Wallbach 2037/2045

Eine Verbindung von Italien über die Schweiz bis nach Deutschland wird nach 2032 verfügbar sein und ist daher im Antrag für das Wasserstoff-Kernetz mit Bezugsjahr 2032 noch nicht enthalten. In 2045 wird auf deutscher Seite eine vorerst finale Ausbaustufe für den Importkorridor umgesetzt sein, 2037 wird die erste

vollständige Leitungsanbindung geschaffen, sodass die Kapazitäten wie dargestellt verfügbar sind. Die an die Ausbaustufen geknüpften Kapazitäten wurden für die Erstellung des TYNDP 2024, für den Anfang 2024 Daten gemeldet wurden, durch die beteiligten Netzbetreiber entlang der Transportroute entsprechend abgestimmt und angegeben (Projektnummern H2T-N-740 und H2T-N-1286). Durch Erkenntnisgewinn in den letzten Monaten wurde dabei im Szenariorahmen eine zeitliche Anpassung vorgenommen, da die Projekte bereits früher als im TYNDP 2024 angenommen umgesetzt werden können.

### Österreich

#### Ausspeise- und Einspeisekapazitäten Überackern 2037/2045

Die angesetzte bidirektionale Wasserstoff-Kapazität in Höhe von 6,25 GWh/h zwischen Österreich und Deutschland wurde im Rahmen der Anträge zur 6. Liste 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 Entwurfs des Antrags für das Wasserstoff-Kernnetz 2032 haben sowohl die Gas Connect Austria als auch die österreichische Regulierungsbehörde Energie-Control Austria jeweils eine Stellungnahme abgegeben. Hierin wird die Wichtigkeit Deutschlands, das als Drehscheibe für den in-nereuropäischen Wasserstofftransport fungiert, hervorgehoben. Wasserstoff, der im Norden Deutschlands an Terminals, durch Grenzübergangspunkte aber auch PtG-Projekte in das Wasserstoffnetz eingespeist wird, soll auch an südlich gelegenen Grenzübergangspunkten wie Überackern nach Österreich überspeist werden können. Hiermit ergibt sich die Möglichkeit eines Weitertransports in Richtung Italien, wie es im Projekt „SouthH2Corridor“ potenziell möglich wäre.

Die EU-Kommission stärkte durch die im April 2024 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 Deutschnudorf 2037/2045

Die angesetzte Einspeisekapazität für Wasserstoff in Waidhaus aus der Tschechischen Republik nach Deutschland wurde im Rahmen der Anträge zur 6. Liste der Projekte von gemeinsamen Europäischem Interesse (PCI) zwischen den technischen Experten von GRTgaz Deutschland, Net4gas und Open Grid Europe abgestimmt. Die bestätigten Projekte „Central European Hydrogen Corridor“ und „H2ercules“ 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. Der Wasserstoffkorridor wurde am 28.11.2023 unter Ziffer 9.1.6 (dt. Teil) und Ziffer 10.2.1 (tsch. Teil) in der Unionsliste von der EU-Kommission als PCI bestätigt.

Für das vorgelagerte tschechische Wasserstofftransportprojekt „Central European Hydrogen Corridor (CZ part)“ (HYD-N-990), hat Net4gas eine Kapazität von 144 GWh pro Tag am Grenzübergangspunkt Waidhaus errechnet. Diese Kapazität wurde mit den deutschen Partnern für das Projekt „H2ercules Network South“ (HYD-N-1052), abgestimmt, das unmittelbar an den Grenzübergangspunkt anschließt. Das bestätigte PCI „H2ercules“ ist Teil des deutschen Wasserstoff-Kernnetzes. Daher wurde in Waidhaus eine Einspeisekapazität von 6 GWh/h im Kernnetz für das Jahr 2032 angesetzt. Durch

Kapazitätssteigerungsoptionen in der Tschechischen Republik ist eine Steigerung der Wasserstofftransportkapazität auf 6,4 GWh/h im Jahr 2037 und auf 12 GWh/h im Jahr 2045 geplant.

Die angesetzte Kapazität für Wasserstoff in Deutschneudorf von Deutschland in die Tschechischen Republik und die Rückspeisung von der Tschechischen Republik nach Deutschland in Waidhaus wurde im Rahmen der Anträge zur 6. Liste der Projekte von gemeinsamen Europäischem Interesse (PCI) zwischen Net4Gas, GASCADE und Open Grid Europe abgestimmt. Die beantragten Projekte „Flow East“, „Czech German Hydrogen Interconnector (CGHI)“ und „H2ercules South“ dienen der Realisierung eines europäischen Wasserstoffnetzes für den Transport von Wasserstoff zunächst aus Dänemark, in späteren Jahren aus Schweden und Finnland nach Deutschland. 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 für den PCI-Antrag eine Kapazität von 144 GWh pro Tag errechnet. Für Deutschneudorf wurde somit eine Kapazität von 144 GWh pro Tag angenommen, da die Kapazität durch das beantragte PCI „CGHI“ begrenzt wird. Daher wurde in Deutschneudorf eine Ausspeisekapazität von 6 GWh/h angesetzt. Durch Kapazitätssteigerungsoptionen in der Tschechischen Republik ist eine Steigerung der Wasserstofftransportkapazität auf 6,4 GWh/h in den Jahren 2037 und 2045 geplant.

### Polen

#### Ein- und Ausspeisekapazitäten Oder-Spree 2037/2045

Die europäischen Gasfernleitungsnetzbetreiber Gasgrid Finland (Finnland), Elering (Estland), Conexus Baltic Grid (Lettland), Amber Grid (Litauen), GAZ-SYSTEM (Polen) und ONTRAS 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 und den wichtigsten Verbrauchszentren in Mitteleuropa herzustellen. Der „NBHC“ soll bis 2030 in die Tat umgesetzt werden.

Mit der Veröffentlichung der PCI-Liste Anfang April 2024 hat dieses Projekt den PCI-Status erhalten. In der von der EU-Kommission definierten Region BEMIP HYDROGEN wird das Projekt mit der Nummer 11.2. geführt. Für das Projekt haben GAZ-SYSTEM und ONTRAS in Eisenhüttenstadt einen bidirektionalen Grenzübergangspunkt festgelegt und sowohl eine Ein- als auch eine Ausspeisekapazität ermittelt. Mit dem finalen Endausbau sollen ca. 8,3 GWh/h Einspeisekapazität nach Deutschland und ca. 4,2 GWh/h Ausspeisekapazität nach Polen zur Verfügung stehen.

#### Ein- und Ausspeisekapazitäten Uckermark 2037/2045

Gemeinsam mit dem polnischen Gasfernleitungsnetzbetreiber GAZ-SYSTEM und einem deutschen Projektentwickler für Erneuerbare Energien arbeitet GASCADE an einem Grenzübergangspunkt im Landkreis Uckermark. Das gemeinsame Projekt wird durch die Europäische Union im Rahmen der CEF-Förderung unterstützt.

Der Grenzübergangspunkt soll das polnische Wasserstoffnetz in der Region Westpommern mit dem deutschen Wasserstoff-Kernnetz verbinden. Da sowohl in Polen als auch in Deutschland potenzielle industrielle Abnehmer für Wasserstoff angesiedelt sind, wird der Grenzübergangspunkt als bidirektionaler Punkt angenommen. Anhand der Dimension des Gesamtprojektes wurde eine Ein- und Ausspeisekapazität in Höhe von 0,8 GWh/h abgestimmt.

# Szenarien und Modellierungsvarianten

---



## 4 Szenarien und Modellierungsvarianten

Das folgende Kapitel enthält einen Überblick der Gasbedarfsentwicklung in Deutschland anhand verschiedener Energieszenarien (vgl. Kapitel 4.1 ) sowie eine Erläuterung der durch die Fernleitungsnetzbetreiber ausgewählten Szenarien (vgl. Kapitel 4.2 ). Abschließend werden die davon abgeleiteten Modellierungsvarianten für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 erläutert (vgl. Kapitel 4.3 ).

### Abstimmung zwischen den Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreibern für die Szenariorahmen

Das EnWG sieht grundsätzlich zwei getrennte Prozesse für die Erstellung der Netzentwicklungspläne Strom sowie Gas und Wasserstoff vor (vgl. § 12a, § 12b bzw. §§ 15a ff. EnWG). Im Zuge der Novellierung des EnWG wurden die Prozesse für die Szenariorahmen Strom sowie Gas und Wasserstoff 2025 synchronisiert. Die Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreiber haben ihren jeweiligen Entwurf des Szenariorahmens bei der BNetzA vorzulegen.

Bereits im Rahmen der vergangenen Netzentwicklungspläne fanden Abstimmungen zwischen den Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreibern statt. Dies betraf insbesondere die Gaskraftwerke (Bestands-, Neubau- und systemrelevante Kraftwerke). Diese Abstimmungen wurden seit dem Jahr 2023 weiter intensiviert. So haben die Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreiber einen regelmäßigen Austausch etabliert. Insgesamt wurde damit die Abstimmung zwischen den Netzentwicklungsplanungsprozessen Gas und Wasserstoff sowie Strom deutlich intensiviert.

Im Zuge dieser Abstimmungen erfolgte eine gemeinsame deutschlandweite Abfrage von Infrastrukturbedarfen für das Strom- und Wasserstoffnetz im ersten Quartal des Jahres 2024. Hierbei wurden durch die Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreiber Projekte zu Wasserstoffbedarfen (Ein- und Ausspeisung), Power-to-Gas-Anlagen und Großverbrauchern Strom erfasst. Diese Marktabfrage bildet eine gemeinsame Basis für die Planungen der Netzbetreiber. Im Rahmen dieser Marktabfrage haben die Fernleitungsnetzbetreiber den Übertragungsnetzbetreibern die Standorte der aktuell geplanten Verdichter mit ihrem Stromleistungsbedarf bereitgestellt.

In den Szenarien der Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreiber finden sich viele Gemeinsamkeiten. So wird in den Szenarien grundsätzlich eine Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 unterstellt. Zudem gibt es sowohl bei den Übertragungs- als auch bei den Fernleitungsnetzbetreibern Szenarien mit einem Fokus auf Strom und Szenarien mit einem Fokus auf Wasserstoff. Die für die Netzplanung relevanten Szenario-Parameter unterscheiden sich hinsichtlich der Erfordernisse in der Strom- sowie Methan- und Wasserstoffnetzplanung, weshalb nicht alle Mantelzahlen in den Szenarien übereinstimmen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber würden es begrüßen, eine gemeinsame Kraftwerksliste abzustimmen. Diese könnte sich aus den Bestandskraftwerken der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, den Anfragen nach §§ 38/39 GasNZV bei den Fernleitungsnetzbetreibern, den Anfragen nach KraftNAV bei den Übertragungsnetzbetreibern sowie den Projektmeldungen von Wasserstoffkraftwerken aus der Marktabfrage Wasserstoff zusammensetzen. Darüber hinaus könnten konkrete Informationen, z.B. zur Kraftwerksleistung, die bei den Übertragungsnetzbetreibern vorliegen, genutzt werden.

Nach der Erstellung der Liste würde eine Zuordnung der Kraftwerke zu den einzelnen Methan- und Wasserstoff-Modellierungsvarianten durch die Fernleitungsnetzbetreiber in Abstimmung mit der BNetzA und den Übertragungsnetzbetreibern erfolgen.

Ein ähnliches Vorgehen schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber für die Abstimmung einer gemeinsamen PtG-Liste vor. Diese Listen wären möglichst bis Ende Oktober 2024 zu erstellen und anschließend von der BNetzA zu bestätigen.

Die Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreiber werden die Zusammenarbeit und Abstimmung kontinuierlich fortsetzen und weiter intensivieren. Die Systementwicklungsstrategie der Bundesregierung wird hier eine wichtige Grundlage für den nächsten Netzentwicklungsplanzyklus sein.

#### 4.1 Übersicht vorhandener Gasbedarfsstudien

Bereits am 12. Mai 2021 beschloss die Bundesregierung eine Verschärfung der deutschen Klimaziele. Bis zum Jahr 2030 sollen die nationalen Treibhausgasemissionen um 65 % (bisher 55 %) gegenüber 1990 gesenkt werden. Das Ziel der Treibhausgasneutralität soll bereits bis zum Jahr 2045 erreicht werden. Die Reduktion der Treibhausgasemissionen, der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Steigerung der Energieeffizienz sind zentrale Ziele sowohl der deutschen als auch der europäischen Energie- und Klimapolitik. Die energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen bilden eine wichtige Grundlage für die Vielzahl existierender Energie- und Gasbedarfsszenarien.

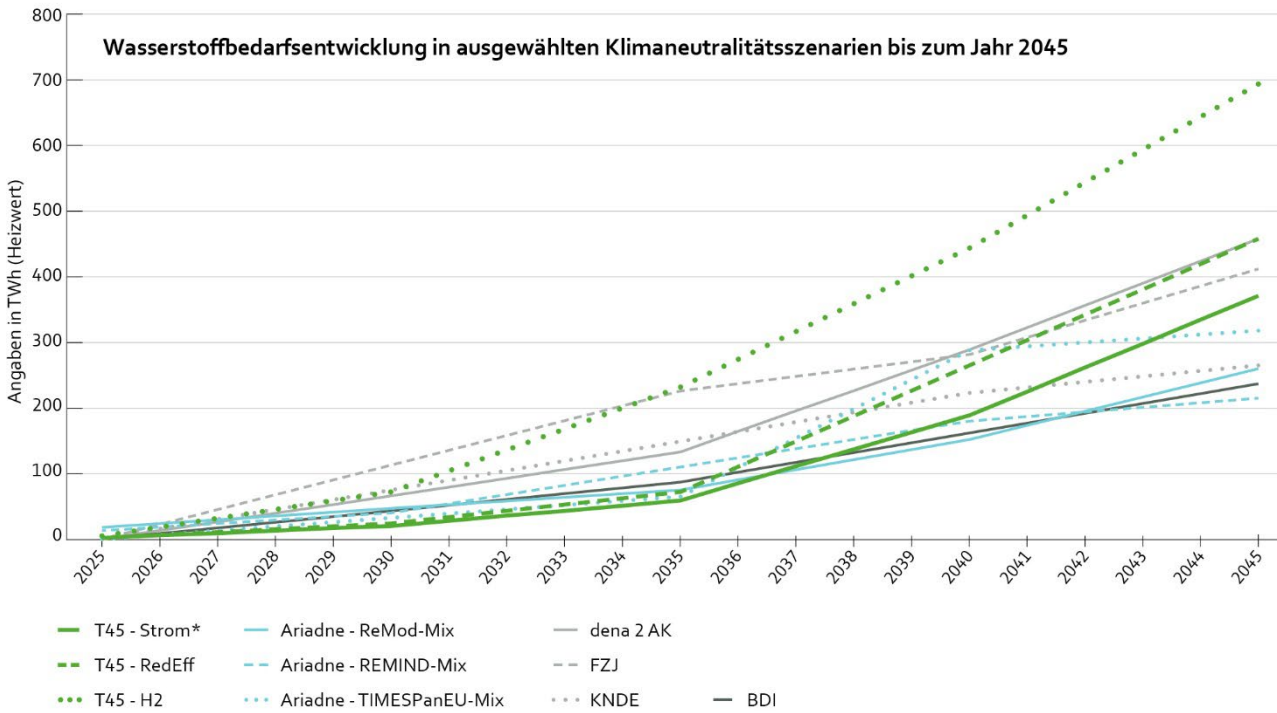
Die Prognos AG hat im Auftrag der Fernleitungsnetzbetreiber anerkannte Studien und Veröffentlichungen zur zukünftigen Entwicklung des Methan- und Wasserstoffbedarfs sowie des Methan- und Wasserstoffaufkommens in Deutschland analysiert, die für den Szenariorahmen 2025 herangezogen werden können. Die Auswahl der Szenarien erfolgte anhand der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung, bis zum Jahr 2045 Treibhausgasneutralität zu erreichen und somit den Anforderungen des nationalen Klimaschutzgesetzes gerecht zu werden.

Folgende Energiestudien und Bedarfsszenarien wurden in den Vergleich einbezogen:

- BMWK-Langfristszenarien vom November 2022 bzw. Februar 2024, mit den Szenarien „T45-Strom\*“, „T45-H2“ und „T45-RedEff“ (Reduzierte Effizienz) [BMWK 2024],
- dena-Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“, mit dem Szenario „dena 2-AK“ [dena 2021],
- Agora Energiewende et. al. „Klimaneutrales Deutschland“, mit dem Szenario „KNDE“ [Agora 2021],
- Forschungszentrum Jülich „Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis 2045“, mit dem Szenario „FZJ“ [FZJ 2022],
- Ariadne-Projekte „Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität“, mit den Szenarien „Ariadne-REMIND-Mix“, „Ariadne-ReMod-Mix“ und „Ariadne-TimesPanEU-Mix“ [Ariadne 2021],
- BDI – Klimapfade 2.0, mit dem Szenario „BDI“ [BDI 2021].

Die folgende Abbildung zeigt eine Übersicht der Entwicklung des Wasserstoffbedarfs in den ausgewählten Klimaneutralitätsszenarien bis zum Jahr 2045.

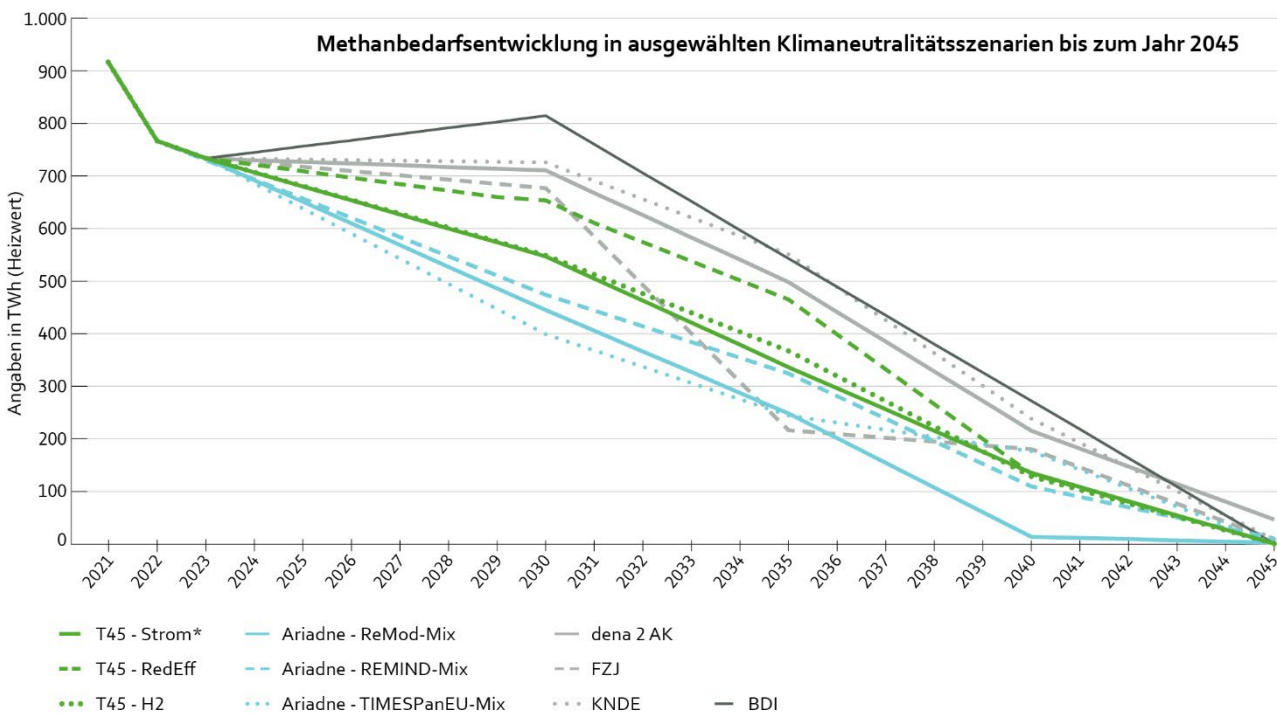
Abbildung 22: Wasserstoffbedarfsentwicklung in ausgewählten Klimaneutralitätsszenarien bis 2045



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis [BMWK 2024], [dena 2021], [Agora 2021], [FZJ 2022], [Ariadne 2022]

Die folgende Abbildung zeigt eine Übersicht der Entwicklung des Methanbedarfs in den ausgewählten Klimaneutralitätsszenarien bis zum Jahr 2045.

Abbildung 23: Methanbedarfsentwicklung in ausgewählten Klimaneutralitätsszenarien bis 2045



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis [BMWK 2024], [dena 2021], [Agora 2021], [FZJ 2022], [Ariadne 2022]



## 4.2 Beschreibung der Szenarien

In Folge der Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes sind die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 15b EnWG verpflichtet, einen Szenariorahmen mit mindestens drei Szenarien zu erstellen, welche die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung für die nächsten zehn und höchstens 15 Jahre abdecken. Drei weitere Szenarien müssen das Jahr 2045 mit derselben Maßgabe betrachten. Es steht den Fernleitungsnetzbetreibern frei, über die Mindestszenarien hinaus zusätzliche Szenarien zu modellieren, sofern dies im Rahmen der gesetzlich vorgegebenen Fristen möglich ist. Des Weiteren hat der Szenariorahmen die Festlegungen der Systementwicklungsstrategie<sup>2</sup> (SES) angemessen zu berücksichtigen. Angesichts dessen bilden insbesondere drei Langfristszenarien des BMWK die Grundlage für den vorliegenden Szenariorahmen 2025. Auf diese Weise wird die Einhaltung der Vorgaben gemäß EnWG sichergestellt. Die SES ist zunächst in einem Zwischenbericht 2023 durch das BMWK veröffentlicht worden und soll ab 2027 alle vier Jahre dem Deutschen Bundestag durch die Bundesregierung vorgelegt werden.

Von Seiten des Langfristszenarien-Konsortiums wurde mitgeteilt, dass nach momentaner Planung ab Juli 2024 weitere Szenarien veröffentlicht werden sollen (insbesondere auch mit einem Schwerpunkt verzögerter Netzausbau). Für die Aufnahme im Szenariorahmendokument 2025 kommen diese Veröffentlichungen hingegen zu spät. Es wird zu prüfen sein, inwieweit diese Szenarien im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens durch die BNetzA in den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 einfließen können.

Die Fernleitungsnetzbetreiber verfolgen bei der Auswahl der Langfristszenarien u.a. das Ziel eine möglichst große Bandbreite der Entwicklung des Wasserstoffhochlaufs aufzuzeigen, insbesondere mit Blick auf das Jahr 2045. Dadurch wird im Rahmen der Modellierung eine umfangreiche Prüfung ermöglicht, welche Auswirkungen einerseits ein verstärkter Einsatz von Strom einhergehend mit einem niedrigen Wasserstoffbedarf gegenüber einer moderaten bis intensiven Nutzung von Wasserstoff auf die Fernleitungsinfrastruktur hat. Zu diesem Zweck dient die Betrachtung der Langfristszenarien T45-Strom\*, T45-RedEff sowie T45-H2.

Für das Modellierungsjahr 2037 unterscheiden sich die Szenarien hingegen nur unwesentlich in der Methanbedarfsentwicklung. Deshalb haben die Fernleitungsnetzbetreiber für diesen Zeitraum ein bedarfsorientiertes Szenario ergänzt. Mit diesem Vorgehen erfolgt auch für Methan eine diversifizierte Betrachtung des Bedarfsrückgangs und die Fernleitungsnetzbetreiber werden ihrem vorrangigen Auftrag gerecht, der Gewährleistung der Versorgungssicherheit in besonderer Weise Rechnung zu tragen.

Die ausgewählten Szenarien werden in den folgenden Kapiteln näher erläutert.

### 4.2.1 Szenario 1: Fokus Strom

Als Grundlage für dieses Szenario dient das Langfristszenario T45-Strom\*, welches sich durch den höchsten Elektrifizierungsgrad in allen Sektoren auszeichnet. Dieser wird erreicht, indem beispielsweise im Wärmesektor eine weitreichende Umrüstung auf Wärmepumpen erfolgt, der Verkehrssektor überwiegend elektrifiziert wird und Industrieprozesse ebenfalls vorwiegend mit Strom umgesetzt werden.

Wasserstoff wird in diesem Szenario insbesondere für industrielle Hochtemperaturprozesse, bei schwer zu elektrifizierenden Industriezweigen und für die stoffliche Nutzung eingesetzt. Im Gebäude- und Verkehrssektor spielt Wasserstoff hingegen keine Rolle, da diese Sektoren vorwiegend elektrifiziert werden. Durch diesen hohen Elektrifizierungsgrad kommt Wasserstoffkraftwerken eine besondere Rolle zuteil: Sie dienen

---

<sup>2</sup> Der Systementwicklungsstrategie-Prozess des BMWK dient der Entwicklung eines sektorübergreifenden Leitbilds und einer robusten Strategie zur Transformation des Energiesystems hin zur Klimaneutralität. Weiterführende Informationen unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/ses.html>.

insbesondere in Phasen des Mangels an erneuerbaren Energien als Back-up zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität im Stromsystem.

Die folgende Tabelle stellt die Entwicklung des Wasserstoffbedarfs in dem Szenario T45-Strom\* für die einzelnen Sektoren dar.

**Tabelle 25: Entwicklung des Wasserstoffbedarfs im Szenario T45-Strom\* nach Sektoren**

Wasserstoffbedarf nach Sektoren	2030	2037	2045
	[TWh, Heizwert]		
Private Haushalte und GHD	0	0	0
Industrie, inkl. nichtenergetischer Verbrauch	15	75	289
Verkehr	0	0	0
Umwandlungssektor	1	36	83
<b>Summe</b>	<b>16</b>	<b>111</b>	<b>371</b>

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis [BMWK 2024], Werte teilweise interpoliert

Durch die intensive Elektrifizierung und den zunehmenden Einsatz von Wasserstoff, geht der Methanbedarf in allen Sektoren sukzessiv zurück. Im Jahr 2045 ist kein relevanter Einsatz von Methan mehr vorgesehen. Die folgende Tabelle stellt die Entwicklung des Methanbedarfs in dem Szenario T45-Strom\* für die einzelnen Sektoren dar.

**Tabelle 26: Entwicklung des Methanbedarfs im Szenario T45-Strom\* nach Sektoren**

Methanbedarf nach Sektoren	2025	2030	2037	2045
	[TWh, Heizwert]			
Private Haushalte und GHD	321	221	95	0
Industrie, inkl. nichtenergetischer Verbrauch	204	185	116	0
Verkehr	11	15	7	0
Umwandlungssektor	208	143	63	0
<b>Summe</b>	<b>744</b>	<b>564</b>	<b>280</b>	<b>0</b>

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis [BMWK 2024], Werte teilweise interpoliert

#### 4.2.2 Szenario 2: Fokus Wasserstoff

Als Grundlage für dieses Szenario dient das Langfristszenario T45-H2, welches sich durch einen hohen Einsatz von Wasserstoff auszeichnet. Dieser wird insb. durch eine intensive Nutzung von Wasserstoff in verschiedenen Industriesektoren sowie industrieller Hochtemperaturprozesse erreicht. In den Sektoren Wärme und Verkehr spielt Wasserstoff hingegen eine im Vergleich zum Stromeinsatz untergeordnete Rolle, da in Gebäuden eine weitreichende Umrüstung auf Wärmepumpen erfolgt und der Verkehrssektor überwiegend elektrifiziert wird.

Trotz der intensiven Nutzung von Wasserstoff, ist der Strombedarf in diesem Szenario ebenfalls hoch, da parallel in den Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie gleichermaßen eine zunehmende Elektrifizierung stattfindet.

Wasserstoffkraftwerke dienen in diesem Szenario ebenfalls als Back-up zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität im Stromsystem. Die folgende Tabelle stellt die Entwicklung des Wasserstoffbedarfs in dem Szenario T45-H2 für die einzelnen Sektoren dar.

**Tabelle 27: Entwicklung des Wasserstoffbedarfs im Szenario T45-H2 nach Sektoren**

Wasserstoffbedarf nach Sektoren	2030	2037	2045
	[TWh, Heizwert]		
Private Haushalte und GHD	32	67	107
Industrie, inkl. nichtenergetischer Verbrauch	26	191	437
Verkehr	8	39	111
Umwandlungssektor	6	21	39
<b>Summe</b>	<b>72</b>	<b>317</b>	<b>694</b>

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis [BMWK 2024], Werte teilweise interpoliert

Durch die weitreichende Elektrifizierung und den intensiven Einsatz von Wasserstoff, geht der Methanbedarf in allen Sektoren sukzessiv zurück. Im Jahr 2045 ist kein relevanter Einsatz von Methan mehr vorgesehen. Die folgende Tabelle stellt die Entwicklung des Methanbedarfs in dem Szenario T45-H2 für die einzelnen Sektoren dar.

**Tabelle 28: Entwicklung des Methanbedarfs im Szenario T45-H2 nach Sektoren**

Methanbedarf nach Sektoren	2025	2030	2037	2045
	[TWh, Heizwert]			
Private Haushalte und GHD	301	202	79	1
Industrie, inkl. nichtenergetischer Verbrauch	212	178	92	1
Verkehr	13	59	69	9
Umwandlungssektor	117	109	31	0
<b>Summe</b>	<b>644</b>	<b>549</b>	<b>271</b>	<b>11</b>

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis [BMWK 2024], Werte teilweise interpoliert

#### 4.2.3 Szenario 3: Fokus Reduzierte Effizienz

Als Grundlage für dieses Szenario dient das Langfristszenario T45-RedEff. Dieses Szenario beruht auf dem Langfristszenario T45-Strom, geht jedoch von einem geringeren Grad der Effizienzsteigerung aus. Dies hat u.a. zur Folge, dass durch die geringeren Effizienzgewinne der Gesamtenergiebedarf im Vergleich zu den anderen beiden Szenarien insgesamt am höchsten ist.

Die Entwicklung des Gasbedarfs ähnelt somit stark dem Szenario 1: Fokus Strom (vgl. Kapitel 4.2.1). Unterschiede ergeben sich hinsichtlich der Entwicklung des Wasserstoffbedarfs für den Umwandlungssektor: Durch den höheren Strombedarf sind Back-up Wasserstoffkraftwerke in einem noch größeren Umfang erforderlich, um die Netzstabilität im Stromsystem aufrecht zu erhalten. Die folgende Tabelle stellt die Entwicklung des Wasserstoffbedarfs in dem Szenario T45-RedEff für die einzelnen Sektoren dar.

**Tabelle 29: Entwicklung des Wasserstoffbedarfs im Szenario T45-RedEff nach Sektoren**

Wasserstoffbedarf nach Sektoren	2030	2037	2045
	[TWh, Heizwert]		
Private Haushalte und GHD	0	0	0
Industrie, inkl. nichtenergetischer Verbrauch	15	81	315
Verkehr	0	0	0
Umwandlungssektor	9	69	143
<b>Summe</b>	<b>24</b>	<b>150</b>	<b>458</b>

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis [BMWK 2024], Werte teilweise interpoliert

Durch die intensive Elektrifizierung und dem zunehmenden Einsatz von Wasserstoff, geht der Methanbedarf in allen Sektoren sukzessiv zurück. Im Jahr 2045 ist kein relevanter Einsatz von Methan mehr vorgesehen. Die folgende Tabelle stellt die Entwicklung des Methanbedarfs in dem Szenario T45-RedEff für die einzelnen Sektoren dar.

**Tabelle 30: Entwicklung des Methanbedarfs im Szenario T45-RedEff nach Sektoren**

Methanbedarf nach Sektoren	2025	2030	2037	2045
	[TWh, Heizwert]			
Private Haushalte und GHD	295	211	82	1
Industrie, inkl. nichtenergetischer Verbrauch	213	184	115	2
Verkehr	15	50	28	5
Umwandlungssektor	211	203	106	0
<b>Summe</b>	<b>734</b>	<b>648</b>	<b>332</b>	<b>8</b>

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis [BMWK 2024], Werte teilweise interpoliert

#### 4.2.4 Szenario 4: Fokus Versorgungssicherheit

Der Vergleich zwischen der Entwicklung der betrachteten Langfristszenarien und den gemeldeten Bedarfen zeigt insbesondere für Methan eine große Unsicherheit hinsichtlich der Bedarfsentwicklung. Zudem sieht die geplante Kraftwerksstrategie der Bundesregierung den Zubau von weiterer Kraftwerksleistung mittels „H2-ready“-Gaskraftwerken vor.

Deshalb haben die Fernleitungsnetzbetreiber ein bedarfsorientiertes Szenario ergänzt, um insbesondere mit Blick auf die Methanversorgung ihrem vorrangigen Auftrag gerecht zu werden, der Gewährleistung der Versorgungssicherheit in besonderer Weise Rechnung zu tragen.

Als Grundlage für dieses Szenario dienen die Langfristprognosen für Methan der Verteilernetzbetreiber aus dem ersten Quartal 2024. In diesem Zusammenhang wurde auch erstmalig eine Langfristprognose für Wasserstoff abgefragt (vgl. Kapitel 3.3.2). Diese bildet zusammen mit der Marktabfrage für Wasserstoffprojekte (WEB) (vgl. Kapitel 3.3.1) die Grundlage für die bedarfsorientierte Betrachtung der Wasserstoffnachfrage in diesem Szenario.

Wie in Kapitel 3.2.1 dargestellt, haben die Fernleitungsnetzbetreiber eine Vielzahl von Kapazitätsreservierungen und -ausbauansprüchen gemäß §§ 38/39 GasNZV erhalten. Dies unterstreicht aus Sicht der

Fernleitungsnetzbetreiber die Notwendigkeit einer zusätzlichen bedarfsorientierten Methanmodellierung, um die Auswirkungen dieser Anfragen auf die Methaninfrastruktur zu ermitteln.

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen für das Szenario 4 Fokus Versorgungssicherheit die Modellierung im Methan für die Jahre 2030 und 2037 vor. Für das Modellierungsjahr 2030 beinhaltet das Szenario die Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber, die Bedarfe der Industriekunden und Kapazitätsreservierungen und -ausbauansprüche gemäß §§ 38/39 GasNZV. Damit widmen sich die Fernleitungsnetzbetreiber sowohl dem Thema Versorgungssicherheit als auch den Ansprüchen gemäß §§ 38/39 GasNZV. Im Hinblick auf die Einhaltung der Klimaschutzziele werden die Fernleitungsnetzbetreiber dieses Szenario für das Jahr 2037 mit einem reduzierten Kapazitätsansatz modellieren. Das detaillierte Vorgehen wird in Kapitel 4.3.2.4 erläutert.

### 4.2.5 Grenzen der Szenarien

Mit der Systementwicklungsstrategie, den Langfristszenarien und dem darauf basierenden Leitbild, inklusive der abgeleiteten Ankerpunkte, existiert ein Korridor für die Entwicklung des Energiesystems. Die Szenarien stellen keine Prognose dar, sondern zeigen vereinfacht mögliche Entwicklungspfade zur Erreichung der klimapolitischen Ziele und spannen somit einen Lösungsraum auf. Die Netzplanung sollte offen bleiben für Detailentwicklungen, die am Rande oder außerhalb des gezeichneten Trichters liegen.

## 4.3 Modellierungsvarianten

Der vorliegende Szenariorahmen 2025 bildet die Grundlage für die Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025. Im folgenden Kapitel werden die Modellierungsvarianten dargestellt, welche die Fernleitungsnetzbetreiber in Ableitung der im Vorfeld beschriebenen Szenarien vorschlagen (vgl. Kapitel 4.3.1), ebenfalls werden die Vorgehensweise und die Eingangsgrößen beschrieben (vgl. Kapitel 4.3.2).

### 4.3.1 Übersicht der Modellierungsvarianten

Mit der Änderung des EnWG wurde für die Fernleitungsnetzbetreiber eine neue Systematik der Entwicklung der Modellierungsvarianten erforderlich. Diese bauen nun nicht mehr primär auf bedarfsbasierten Parametern auf, sondern rücken die Modellierung auf Basis von Energieszenarien stärker in den Fokus. Eine Erläuterung der Szenarien, die den Modellierungsvarianten für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 zugrunde liegen, erfolgte bereits in Kapitel 4.2.

Im Folgenden wird der Zusammenhang von Szenarien und den vorgeschlagenen Modellierungsvarianten für Wasserstoff und Methan dargestellt. Die konkreten Leistungswerte werden in der Beschreibung der Modellierungsvarianten dargestellt.

#### Wasserstoff

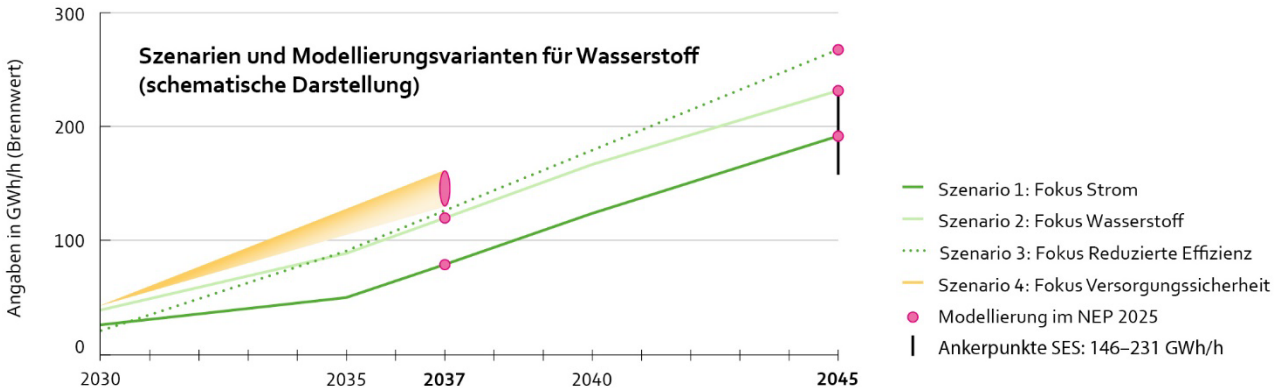
Die Abbildung 24 zeigt die Leistungsentwicklung in den Szenarien 1 Fokus Strom, 2 Fokus Wasserstoff, 3 Reduzierte Effizienz sowie die mögliche Entwicklung des Wasserstoffhochlaufs auf Basis der Bedarfsmeldungen aus der Marktabfrage in Szenario 4. Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen für die bedarfsorientierte Modellierungsvariante (Szenario 4: Fokus Versorgungssicherheit) vor, im Rahmen der Modellierung festzulegen, wie viel Leistung berücksichtigt wird (vgl. Kapitel 4.3.2.2).

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen vor, für das Jahr 2037 jeweils eine Variante für Wasserstoff auf Basis der Szenarien 1 Fokus Strom und 2 Fokus Wasserstoff zu modellieren. Da sich Szenario 3 Fokus Reduzierte Effizienz nur geringfügig von dem Szenario 2 Fokus Wasserstoff unterscheidet, schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber im Sinne der Untersuchung einer breiteren Entwicklung vor, das bedarfsorientierte Szenario 4 anstelle von Szenario 3 zu modellieren.

Für das Betrachtungsjahr 2045 schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, die Szenarien 1 bis 3 zu modellieren, da für diesen Zeitpunkt keine Bedarfsmeldungen für Wasserstoff vorliegen. Zudem werden die Fernleitungsnetzbetreiber mit diesem Vorgehen der Anforderung gemäß § 15b (3) EnWG gerecht, die

Festlegungen der Systementwicklungsstrategie angemessen zu berücksichtigen, da die skizzierte Leistungsentwicklung bis zum Jahr 2045 der Spannweite der sogenannten Ankerpunkte für den Wasserstoffhochlauf aus der Systementwicklungsstrategie entspricht.

**Abbildung 24: Szenarien und Modellierungsvarianten für Wasserstoff (schematische Darstellung)**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### Methan

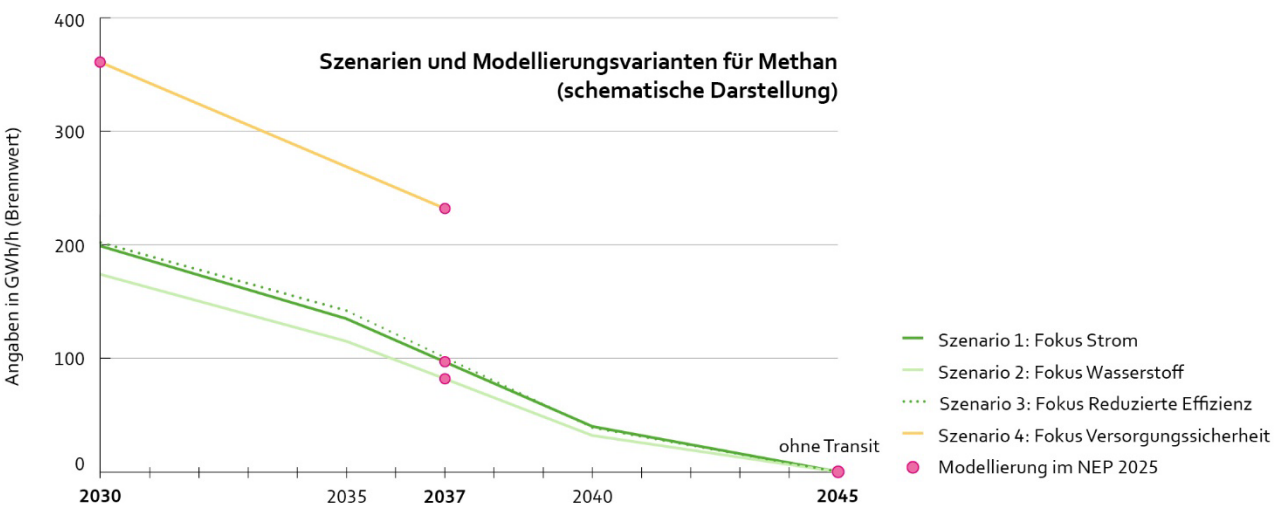
Die Abbildung 25 zeigt die Leistungsentwicklung in den Szenarien 1 Fokus Strom, 2 Fokus Wasserstoff, 3 Fokus Reduzierte Effizienz sowie im bedarfsorientierten Versorgungssicherheitsszenario 4.

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen vor, im Methan die Modellierungsvarianten im Jahr 2037 ebenfalls auf Basis der Szenarien 1 Fokus Strom und 2 Fokus Wasserstoff zu berechnen. Somit ist eine Konsistenz zu den dazugehörigen Modellierungsvarianten für Wasserstoff sichergestellt. Als dritte Variante wird auch hier das Szenario 4 Fokus Versorgungssicherheit vorgeschlagen.

Für das Betrachtungsjahr 2045 schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, konsistent zum Vorgehen für die Wasserstoffmodellierung, die Szenarien 1 bis 3 zu modellieren.

Für das Jahr 2030 schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber eine zusätzliche Methanmodellierung vor.

**Abbildung 25: Szenarien und Modellierungsvarianten für Methan (schematische Darstellung)**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## Übersicht der Modellierungsvarianten für Wasserstoff und Methan

Die folgende Tabelle 31 zeigt die Modellierungsvarianten, die sich aus den oben dargestellten Überlegungen zu den Szenarien und den nachfragebasierten Parametern ergeben und von den Fernleitungsnetzbetreibern als sinnvoll erachtet werden.

**Tabelle 31: Modellierungsvarianten für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025**

Nr.	Szenario	Energieträger	Modellierung		
			2030	2037	2045
1	Fokus Strom	Methan	---	x	x
		Wasserstoff	---	x	x
2	Fokus Wasserstoff	Methan	---	x	x
		Wasserstoff	---	x	x
3	Fokus Reduzierte Effizienz	Methan	---	---	x
		Wasserstoff	---	---	x
4	Fokus Versorgungssicherheit (bedarfsorientiert)	Methan	x	x	---
		Wasserstoff	---	x	---

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Neben den „reinen“ Modellierungen für Methan und Wasserstoff sind iterative Modellierungen zur Ermittlung von erdgasverstärkenden Maßnahmen notwendig. Im Rahmen dieser Modellierungen wird geprüft, welche Leitungen gemäß § 113 b EnWG von Methan auf Wasserstoff umgestellt werden können und welche erdgasverstärkenden Maßnahmen im Methanetz dafür notwendig sind. Auf welcher Basis die Modellierungen durchgeführt werden, wird im Rahmen der Modellierung und in Abstimmung mit der BNetzA festgelegt. Die Durchführung der iterativen Modellierungen zur Ermittlung von erdgasverstärkenden Maßnahmen im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 stellt eine große zeitliche Herausforderung dar.

### 4.3.2 Vorgehensweise zur Festlegung der Modellierungsvarianten

Die einzelnen Szenarien- und Bedarfsparameter müssen für die vorgeschlagenen Modellierungsvarianten aufbereitet werden. Die Vorgehensweise wird in diesem Kapitel beschrieben.

Grundsätzlich sind die Vorgehensweisen für Modellierungsvarianten auf Basis der Szenarien und Modellierungsvarianten auf Basis der Bedarfsmeldungen zu unterscheiden. Darüber hinaus schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber ein unterschiedliches Vorgehen für Methan und Wasserstoff vor. Im Folgenden wird zunächst die Vorgehensweise für die szenarienbasierten und bedarfsorientierten Modellierungsvarianten für Wasserstoff beschrieben. In einem zweiten Schritt wird die Vorgehensweise für die szenarienbasierten und bedarfsorientierten Modellierungsvarianten für Methan dargestellt.

#### 4.3.2.1 Szenarienbasierte Modellierungsvarianten für Wasserstoff

In Kapitel 4.2 wurde bereits erläutert, dass die Fernleitungsnetzbetreiber die Langfristszenarien T45-Strom\*, T45-H2 und T45-RedEff als wesentliche Grundlage für die szenarienbasierte Modellierung für die Betrachtungsjahre 2037 und 2045 ansehen.

Die Parameter für den Wasserstoffbedarf in den zugrunde gelegten Szenarien wurden den Fernleitungsnetzbetreibern von dem LFS-Konsortium teilweise übermittelt und sind in den folgenden Tabellen dargestellt.

**Tabelle 32: Leistungsbedarf Wasserstoff im Szenario T45-Strom\***

Wasserstoffbedarf nach Sektoren	2030	2037	2045
	[GWh/h, Brennwert]		
Private Haushalte und GHD	0	0	0
Industrie, inkl. nichtenergetischer Verbrauch	3	16	60
Verkehr	0	0	0
Umwandlungssektor/Kraftwerke	23	64	132
<b>Summe</b>	<b>26</b>	<b>79</b>	<b>192</b>

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis [BMWK 2024], Werte teilweise interpoliert und selbst berechnet

**Tabelle 33: Leistungsbedarf Wasserstoff im Szenario T45-H2**

Wasserstoffbedarf nach Sektoren	2030	2037	2045
	[GWh/h, Brennwert]		
Private Haushalte und GHD	15	32	50
Industrie, inkl. nichtenergetischer Verbrauch	5	40	91
Verkehr	1	5	15
Umwandlungssektor/Kraftwerke	18	44	76
<b>Summe</b>	<b>39</b>	<b>120</b>	<b>232</b>

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis [BMWK 2024], Werte teilweise interpoliert und selbst berechnet

**Tabelle 34: Leistungsbedarf Wasserstoff im Szenario T45-RedEff**

Wasserstoffbedarf nach Sektoren	2030	2037	2045
	[GWh/h, Brennwert]		
Private Haushalte und GHD	0	0	0
Industrie, inkl. nichtenergetischer Verbrauch	3	17	66
Verkehr	0	0	0
Umwandlungssektor/Kraftwerke	18	108	202
<b>Summe</b>	<b>21</b>	<b>125</b>	<b>268</b>

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis [BMWK 2024], Werte teilweise interpoliert und selbst berechnet

Anschließend werden folgende Schritte durchgeführt, um die Daten für die szenarienbasierten Modellierungsvarianten für Wasserstoff aufzubereiten:

1. Regionalisierung der Gesamtleistung aus den Szenarien mithilfe der in der Marktabfrage WEB gemeldeten Projekte (Auswahl anhand von Kriterien),
2. Ermittlung von Ausspeiseleistungen an Grenzübergangspunkten,
3. Ermittlung der angesetzten Speicher (AGV, Einspeise- und Ausspeiseleistung),
4. Regionalisierung der Einspeiseleistung (GÜP, Terminals und weitere Einspeisepunkte, PtG).



## 1. Regionalisierung der Gesamtleistung aus den Szenarien mithilfe der in der Marktabfrage WEB gemeldeten Projekte (Auswahl anhand von Kriterien)

Die Fernleitungsnetzbetreiber nehmen die Regionalisierung auf Basis der Daten aus der Marktabfrage für Wasserstoff vor (siehe Beschreibung der Marktabfrage Wasserstoff in Kapitel 3.3.1). Zusätzlich werden die Wasserstofflangfristprognosen der Verteilernetzbetreiber genutzt (vgl. Kapitel 3.3.2). Durch diese Vorgehensweise ist es möglich, die Wasserstoffbedarfe der Szenarien standortscharf im Rahmen der Modellierung zuzuordnen.

Ziel ist es, die Gesamtleistung pro Sektor aus den Langfristszenarien mit konkreten Projekten aus der Marktabfrage sowie den Langfristprognosen für Wasserstoff der Verteilernetzbetreiber zu hinterlegen. Da die Bedarfsmeldungen im Rahmen der Marktabfrage jene aus den Langfristszenarien übersteigen, ist für das Modellierungsjahr 2037 für die Szenarien 1 Fokus Strom und 2 Fokus Wasserstoff das Ansetzen gewisser Kriterien erforderlich. Diese werden im weiteren Textverlauf beschrieben.

Durch die unterschiedlichen Bedarfs- und sektoralen Entwicklungen in den Szenarien werden zum Teil andere Kriterien für die Projektauswahl angewandt. Für das Jahr 2037 wird im Szenario 1 Fokus Strom Wasserstoff beispielsweise nur in der Industrie und zur Stromerzeugung eingesetzt, während das Szenario 2 Fokus Wasserstoff diesen auch in privaten Haushalten, Gewerbe/Handel/Dienstleistung und im Verkehrssektor vorsieht.

Das Vorgehen wird für die Betrachtungsjahre 2037 und 2045 grundsätzlich gleichermaßen angewandt mit dem Unterschied, dass für das Jahr 2045 keine Kürzung mehr erforderlich ist, da die Wasserstoffnachfrage die gemeldeten Bedarfe aus der Marktabfrage für Wasserstoff übersteigt. Aus diesem Grund wird grundsätzlich das gleiche Vorgehen für die Regionalisierung wie für 2037 vorgeschlagen, allerdings ohne eine Kürzung der Ausspeiseleistung wie in 2037. Diese wird hingegen für das Jahr 2045 in den Szenarien 1 bis 3 ratierlich erhöht, um den Leistungswerten aus den Langfristszenarien zu entsprechen.

### Industrie

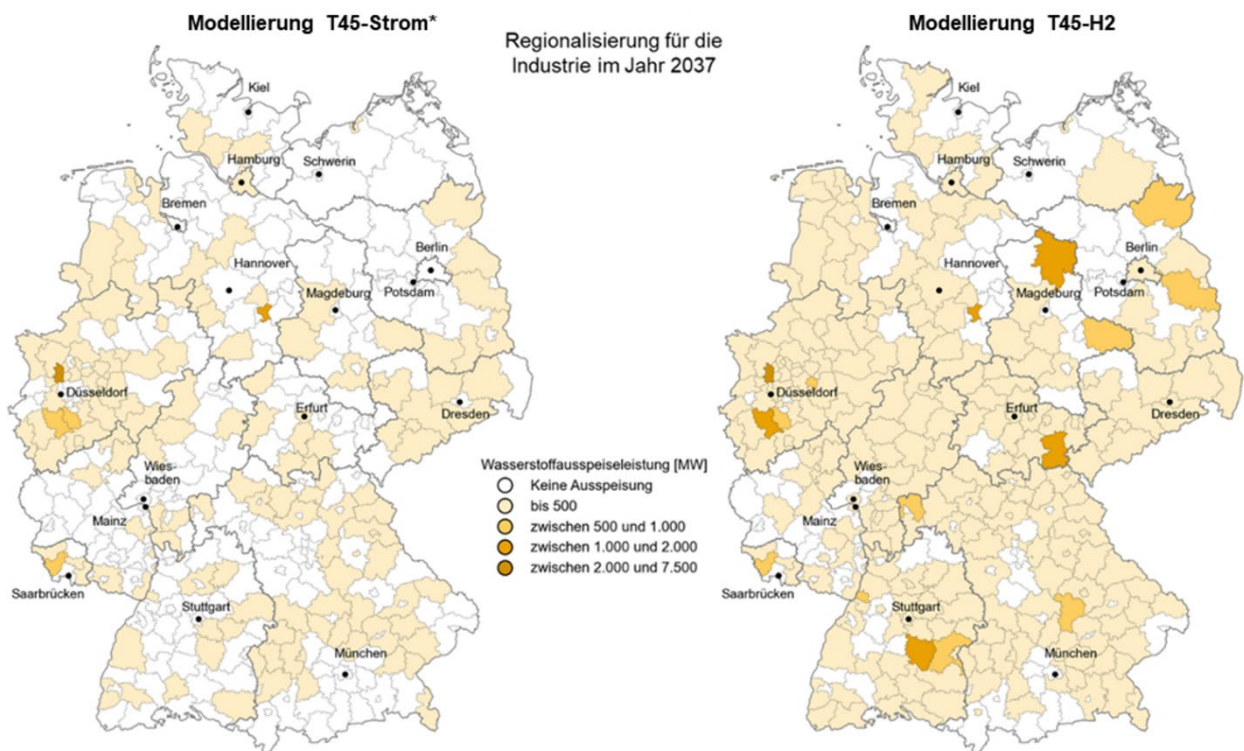
Für den Industriesektor werden im Szenario 1 diejenigen Projekte aus der Marktabfrage berücksichtigt, die über eine finale Investitionsentscheidung verfügen. Zudem werden nur solche Projekte berücksichtigt, die den Industriebranchen des Wasserstoff-Kernetzes<sup>3</sup> entsprechen und für dessen Erstellung maßgeblich waren. Im T45-Strom\* wird Wasserstoff nur in Branchen eingesetzt, wo der Einsatz nicht durch Elektrifizierung ersetzt werden kann – vergleichbar der Annahmen des Wasserstoff-Kernetzes. Schließlich werden alle weiteren Projektmeldungen ratierlich verteilt, bis die aus den Szenarien vorgegebene Gesamtnachfrage gedeckt ist.

Da die Nachfrage für Wasserstoff im Szenario 2 deutlich über der aus Szenario 1 liegt, ist eine Anpassung der Kriterien erforderlich. Zunächst werden ebenfalls diejenigen Projekte aus der Marktabfrage berücksichtigt, die über eine finale Investitionsentscheidung verfügen. Da jedoch im Szenario T45-H2 ein sehr viel breiterer Einsatz von Wasserstoff vorgesehen ist, ist eine Filterung nach den Industriebranchen in Anlehnung an das Wasserstoff-Kernetz nicht erforderlich. Alle übrigen Industrieprojekte werden ratierlich verteilt, bis die vorgegebene Gesamtnachfrage gedeckt ist.

Die folgende Abbildung zeigt exemplarisch das Ergebnis der Regionalisierung für den industriellen Sektor für das Szenario T45-Strom\* für das Jahr 2037.

<sup>3</sup> Berücksichtigte Industriebranchen im Wasserstoff-Kernetz sind: Eisen und Stahl (Erzeugung von Rohstahl aus Primärroute, Wärme- und Glühöfen, Stahl-Walzwerke: Kontinuierliches Erwärmen von Flach-/ Langstahl, dis-/ kontinuierliche Wärmebehandlung von Flachstahl, Umformtechnik: Dis-/ kontinuierliches Erwärmen von Schmiedebauteilen), Chemie (Ammoniaksynthese, Grundstoffchemie: Ethylen/ Olefine, Methanol), Raffinerien (Entschwefelung, Hydrocracking, E-Kerosin, Methanol), Glasindustrie inkl. Glasfaser (Kontinuierliches Schmelzen von Behälterglas in großen Anlagen, Kontinuierliches Schmelzen von Flachglas), mittlere bis große Produktionsstätten für Keramik und Ziegelprodukte.

**Abbildung 26: Szenarienbasierte Modellierung Wasserstoff - Regionalisierung für die Industrie im Szenario T45-Strom\* und im Szenario T45-H2 für das Jahr 2037**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### Verkehr/Gebäude/GHD

Für den Verkehrs- und Gebäudesektor sowie GHD werden die gemeldeten Projekte aus der Marktabfrage berücksichtigt. Da diese unter den Leistungsangaben der Langfristszenarien liegen, werden zusätzlich die Wasserstofflangfristprognosen der Verteilernetzbetreiber ratierlich aufgeteilt.

### Kraftwerke

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen vor aufbauend auf Anlage 3 und der NEP-Gas-Datenbank gemeinsam mit der BNetzA und den Übertragungsnetzbetreibern eine konsolidierte Kraftwerksliste für die Berücksichtigung von Kraftwerken in den Modellierungsvarianten abzustimmen. Diese könnte sich aus den Bestandskraftwerken der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, den Anfragen nach §§ 38/39 GasNZV bei den Fernleitungsnetzbetreibern, den Anfragen nach KraftNAV bei den Übertragungsnetzbetreibern sowie den Projektmeldungen von Wasserstoffkraftwerken aus der Marktabfrage Wasserstoff zusammensetzen. Darüber hinaus könnten konkrete Informationen, z.B. zur Kraftwerksleistung, die bei den Übertragungsnetzbetreibern vorliegen, genutzt werden.

Anschließend würde eine Zuordnung der Kraftwerke zu den einzelnen Methan- und Wasserstoff-Modellierungsvarianten durch die Fernleitungsnetzbetreiber in Abstimmung mit der BNetzA und den Übertragungsnetzbetreibern erfolgen. Hierzu nutzen die Fernleitungsnetzbetreiber die Informationen aus der Marktabfrage Wasserstoff zu den Kraftwerken, die perspektivisch auf Wasserstoff umstellen wollen. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden dafür bei Bedarf auf die Kraftwerksbetreiber mit einem Anschluss am FNB-Netz zugehen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen vor, diese Kraftwerksliste möglichst bis Ende Oktober 2024 zu erstellen und anschließend von der BNetzA genehmigen zu lassen.

## 2. Ermittlung von Ausspeiseleistungen an Grenzübergangspunkten

Die BMWK-Langfristszenarien enthalten Informationen zu den Exporten, hier wird kein wesentlicher Wasserstoffexport gesehen. Auf dieser Basis werden die Fernleitungsnetzbetreiber Ausspeisekapazitäten für Wasserstoff in den Modellierungsvarianten zu den Langfristszenarien ermitteln.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben Daten für das Szenario T45-Strom\* geliefert bekommen, diese Werte werden für alle Langfristszenarien übernommen. Es wird eine Wasserstoffausspeiseleistung von bis zu 6 GWh/h angenommen.

## 3. Ermittlung der angesetzten Speicher (AGV, Ein- und Ausspeiseleistung)

Wasserstoff Speicher sind nach der Einschätzung der Systementwicklungsstrategie auf der Basis der Analyse der Langfristszenarien eine entscheidende Infrastruktur im zukünftigen Energiesystem. Wasserstoff insgesamt ist der Energieträger, der dem Energiesystem Flexibilität und Versorgungssicherheit liefert. Flexibilität und Sicherheit basieren dabei letztendlich auf den nutzbaren Speichern. Die Kernfunktionen (neben weiteren) von Speichern sind:

- Unterstützung Elektrolyse: Elektrolyse dient dazu – möglichst erzeugungsnah – das vorhandene Angebot an erneuerbarer Stromerzeugung zu nutzen. Speicher nehmen auf einer kurzfristigen, untertägigen Zeitskala das Angebot von grünem Wasserstoff aus Elektrolyse auf.
- Das Angebot von grünem Wasserstoff ist saisonal deutlich unterschiedlich. Insbesondere auf Grund der höheren Verfügbarkeit von PV-Strom ist das Angebot an grünem Wasserstoff im Sommer deutlich höher. Umgekehrt ist die Nachfrage von Wasserstoff saisonal deutlich – abhängig von den Szenarien – gesteigert im Winter. Speicher transferieren das Angebot von Wasserstoff in die (erhöhten) Nachfragezeiträume von Wasserstoff.
- In Zeiten eines reduzierten Angebotes an EE-Strom („Dunkelflaute“) decken Wasserstoffkraftwerke die Stromversorgung ab. Hierzu müssen insbesondere aus den Speichern erhebliche Leistungen bereitgestellt werden.

In allen Langfristszenarien sind die Wasserstoffspeicher eine notwendige Voraussetzung für das Funktionieren des Energiesystems. Die Langfristszenarien bestimmen belastbar einen H2-Speicherbedarf je Szenario und Modellierungsjahr.

Der Speicherbedarf wird durch den Bedarf nach Arbeitsgasvolumen (AGV) bemessen, um den saisonalen Transfer von Wasserstoffangebot und Wasserstoffnachfrage abdecken zu können. Da die Langfristszenarien nur ein Klimajahr in der Simulation heranziehen und die Modelle im Optimierungsalgorithmus eine „Perfekte Vorhersage“ unterstellen (also das AGV optimal genutzt wird) ist der ermittelte Speicherbedarf als untere Grenze zu verstehen.

Die folgende Tabelle zeigt das Arbeitsgasvolumen in den drei betrachteten Langfristszenarien und den relevanten Stützjahren.

**Tabelle 35: Speicherarbeitsgasvolumen in den verschiedenen Szenarien**

Speicherarbeitsgasvolumen	2037	2045
	[TWh, Heizwert]	
Szenario T45-Strom*	23	71
Szenario T45-H2	12	72
Szenario T45-RedEff	keine Modellierung	105

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis [BMWK 2024]

In den Ankerpunkten der Systementwicklungsstrategie wird eine Bandbreite von 70 TWh bis 100 TWh an Arbeitsgasvolumen in Wasserstoffspeichern im Jahr 2045 angegeben – die Bandbreite wird durch die Szenarien gut abgedeckt.

Für die Szenarien wird angenommen, dass das minimale Arbeitsgasvolumen der Langfristszenarien je Stützjahr in Deutschland aufgebaut werden kann.

### Bestimmung der Ein- und Ausspeiseleistungen

In den Szenarien ist das benötigte Arbeitsgasvolumen die führende Größe. Eine Speicherleistung kann aus den Daten der Langfristszenarien nicht genutzt werden.

Speicher müssen in einer realistischen Zeit befüllt und entleert werden können. Typische Zeiten für eine Entleerung von Kavernen bewegen sich in einem Bereich von 600 Stunden bis 1.000 Stunden.

Für die Modellierung der Szenarien wird eine Zeit von 600 Stunden für die Befüllung bzw. die Entleerung angenommen, woraus sich die folgenden Leistungen ergeben.

**Tabelle 36: Ein- bzw. Ausspeicherleistung der Speicher in den verschiedenen Szenarien**

Speicherleistung [Basis 600 h]	2037	2045
	[GWh/h, Brennwert]	
Szenario T45-Strom*	45	140
Szenario T45-H2	24	142
Szenario T45-RedEff	keine Modellierung	207

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis [BMWK 2024]

In der Modellierung werden die Annahmen überprüft und geeignete Annahmen in den Lastsituationen getroffen.

### Regionalisierung der Speicher

Für die Modellierung im Jahr 2037 werden die in der WEB gemeldeten Speicherprojekte auf das benötigte Arbeitsgasvolumen skaliert.

Für das Jahr 2045 können die freiwerdenden Erdgasspeicher im Rahmen ihrer geologischen Eignung genutzt werden. Zudem soll das Potenzial der geologischen Salzlagerstätten für die Regionalisierung der zusätzlichen Speicherkavernen herangezogen werden.

DBI hat im Jahr 2022 Transformationspfade für Gasspeicher untersucht [BVEG/DVGW/INES 2022]. Die Studie hat umfangreich die technischen Anforderungen zur Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen aber auch Porenspeichern untersucht. Untersucht wurde die Umstellung von Speichern aber auch die neue Lösung von Kavernen für Wasserstoff. Konkret wurde auch betrachtet, wie sich der Bedarf von rund 70 TWh an Arbeitsgasvolumen der Langfristszenarien (Stand 2022) realisieren lassen.

## 4. Regionalisierung der Einspeiseleistung (GÜP, Terminals und weitere Einspeisepunkte, PtG)

### Grenzübergangspunkte

Die BMWK-Langfristszenarien enthalten Informationen zu den Wasserstoffimporten. Für jedes Langfristszenario ist angegeben, wie sich der Wasserstoffbedarf auf Importe und inländische Elektrolyseproduktion aufteilt. Auf dieser Basis haben die Fernleitungsnetzbetreiber Einspeisekapazitäten für Wasserstoff in den Modellierungsvarianten zu den Langfristszenarien ermittelt. Dafür wurde eine Volllaststundenzahl von 3 000 h für den Import angenommen, um die notwendige Importleistung in den verschiedenen Modellierungsvarianten abzuschätzen. Die Ergebnisse sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

**Tabelle 37: GÜP-Importleistung in den verschiedenen Modellierungsvarianten**

Wasserstoffimport nach Modellierungsvarianten	2037	2045
	[GWh/h, Brennwert]	
Szenario T45-Strom*	9	85
Szenario T45-H2	56	166
Szenario T45-RedEff	keine Modellierung	129

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis der [BMWK 2024]

Die konkrete Entwicklung der Wasserstoffkapazitäten an den Grenzübergangspunkten wird durch die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Modellierung bestimmt. Die Fernleitungsnetzbetreiber behalten sich vor, die Leistung an Grenzübergangspunkten entsprechend den Lastfällen auch im Hinblick auf das Wasserstoff-Kernnetz zu überprüfen. Hierfür haben die Fernleitungsnetzbetreiber in der Tabelle 24 (vgl. Kapitel 3.3.3) „Basiskapazitäten“ für die mögliche Entwicklung an den Grenzübergangspunkten dargestellt.

### Terminals und weitere Einspeisepunkte für Wasserstoff

Die auf einer Optimierung der Gesamtkosten basierenden Langfristszenarien nutzen in ihren zukünftigen Energiesystemen allein grünen Wasserstoff aus Elektrolyse, der entweder direkt in Deutschland erzeugt wird oder über Leitungen aus dem (erweiterten) Europa importiert wird. Der Import von Wasserstoff über Terminals wird in den Modellen nicht gesehen, da der Preis im Rahmen der Modelle oberhalb des Preises von Wasserstoff über Pipeline-Import liegt. Das Angebot von Wasserstoff wird sich nach Ansicht der Fernleitungsnetzbetreiber voraussichtlich sehr viel differenzierter entwickeln. Insbesondere wird sich ein Markt für Wasserstoff entwickeln, der im Vergleich zu einem auf Herstellungskosten basierenden Modell deutlich abweichende Preissignale liefern wird.

Die Bundesregierung verfolgt im Rahmen der Importstrategie einen diversifizierten Ansatz, z.B. werden über die Initiative H2Global weltweit Quellen für Wasserstoff gesucht, in der Regel in Form von Importen von Ammoniak. Die Systementwicklungsstrategie spricht sich klar für eine diversifizierte Einplanung von Wasserstoffquellen – auch Terminals oder Quellen von blauem Wasserstoff – aus. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden dem Ansatz einer diversifizierten Planung der Import- und Erzeugungsinfrastruktur folgen.

Auch in den szenarienbasierten Modellierungsvarianten werden die Fernleitungsnetzbetreiber etablierte Standorte für den Import und die Erzeugung von Wasserstoff berücksichtigen.

Im Rahmen der Modellierung wird betrachtet inwieweit die Standorte zur Erhöhung der Resilienz der Versorgung zusätzlich effizient eingeplant werden können in den Netzen – ggf. in einer planerischen Konkurrenz zur Erzeugung über Power-to-Gas-Anlagen bzw. leitungsgelassenen Importen.

### Power-to-Gas-Anlagen

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden gemeinsam mit den Übertragungsnetzbetreibern eine konsolidierte PtG-Liste für die Berücksichtigung von Elektrolyseuren in den Modellierungsvarianten abstimmen. Diese wird u.a. aus den Meldungen während der gemeinsamen Marktabfrage (vgl. Anlage 2 und Abschnitt 3.4.1) bestehen und auch Bestandsanlagen berücksichtigen. Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen vor, diese PtG-Liste möglichst bis Ende Oktober 2024 zu erstellen und anschließend von der BNetzA bestätigen zu lassen.

Die im jeweiligen Szenario ausgewiesene elektrische Elektrolyseleistung dient als Zielgröße (vgl. Tabelle 38). Um diese zu erreichen, sortieren die Fernleitungsnetzbetreiber die Projektmeldungen in die folgenden drei Gruppen und füllen diese Gruppen nacheinander anteilig auf, bis der Zielwert erreicht ist.

1. Gruppe: Finale Investitionsentscheidung (FID) getroffen und Projektfortschritt:
  - FID und Projektstatus „Material- und Leistungsbeschaffung/Bauvorbereitung und Baubeginn/Montage/Bau“ oder „Inbetriebnahme/Projektabschluss/Fertigstellung“,
2. Gruppe: Projektfortschritt (Großteil berücksichtigt, teils anteilig zur Wasserstofferzeugungsleistung):
  - Projektstatus „Material- und Leistungsbeschaffung/Bauvorbereitung und Baubeginn/Montage/Bau“ oder „Inbetriebnahme/Projektabschluss/Fertigstellung“,
3. Gruppe: Alle weiteren Meldungen.

**Tabelle 38: Elektrolyseleistung der Szenarien**

Elektrolyseleistung [GW <sub>el</sub> ]	2037	2045
	[GW <sub>el</sub> ]	
Szenario T45-Strom*	38	68
Szenario T45-H2	68	110
Szenario T45-RedEff	keine Modellierung	61

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis [BMWK 2024]

In den Ankerpunkten der Systementwicklungsstrategie wird eine Bandbreite von 70 GW<sub>el</sub> bis 90 GW<sub>el</sub> für die installierte Elektrolyseleistung ausgewiesen. Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen über den Bereich der Ankerpunkte hinaus, da sie eine resiliente Auslegung des zukünftigen Wasserstoffnetzes auch auf der Basis eines Szenarios mit hoher inländischer Wasserstofferzeugung als sinnvoll erachten.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind sich den Herausforderungen der Projektentwicklung in der gerade anlaufenden Entstehungsphase des Wasserstoffmarktes bewusst. In Anbetracht des verbleibenden Zeitraums bis zu den betrachteten Modellierungsjahren verbleibt jedoch genug Zeit, um auch Projekte umzusetzen, die sich derzeit noch in einem frühen Projektstadium befinden. Neben der prioritären Berücksichtigung von Projekten mit einem besonders weiten Projektfortschritt werden bei der Auswertung daher alle Projekte herangezogen. Es ist zu erwarten, dass sich, neben weiteren Maßnahmen, wie z.B. Fördermitteln und vereinfachten Genehmigungsverfahren, insbesondere das Wasserstoff-Kernnetz, die Maßnahmen der Netzentwicklungspläne und die Transformationspläne der Verteilernetzbetreiber positiv auf die Verbindlichkeit und den Projektfortschritt von Power-to-Gas-Anlagen auswirken.

Hierbei werden alle Projektmeldungen der PtG-Liste mit einbezogen unabhängig von der geplanten Netz-anbindung. Im Szenario abgebildet sind somit auch Projekte, die z.B. aufgrund eines Direktanschlusses an eine EE-Erzeugungsanlage keine Stromnetzanbindung benötigen als auch solche, die keine Wasserstoffeinspeisung in ein zukünftiges Wasserstoffnetz planen.

Der verbleibende Restzubau im Szenario Fokus Wasserstoff 2045 wird über ein Hochskalieren der Projekt-meldungen erreicht, da so die Kenntnisse über die räumliche Verteilung der Power-to-Gas-Anlagen ge-nutzt werden kann.

In der Modellierungsvariante wird die gemeldete Wasserstoffeinspeiseleistung entsprechend der im jewei-ligen Szenario enthaltenen Elektrolyseleistung angesetzt. Bei Power-to-Gas-Projekten ohne geplante Wasserstoffeinspeisung wird entsprechend auch keine Wasserstoffeinspeisung angesetzt.

### Steckbriefe für die szenarienbasierten Modellierungsvarianten Wasserstoff

Auf Basis der zuvor dargestellten Vorgehensweise ergeben sich für die verschiedenen vorgeschlagenen Modellierungsvarianten folgende deutschlandweite Bilanzierungswerte für Wasserstoff.

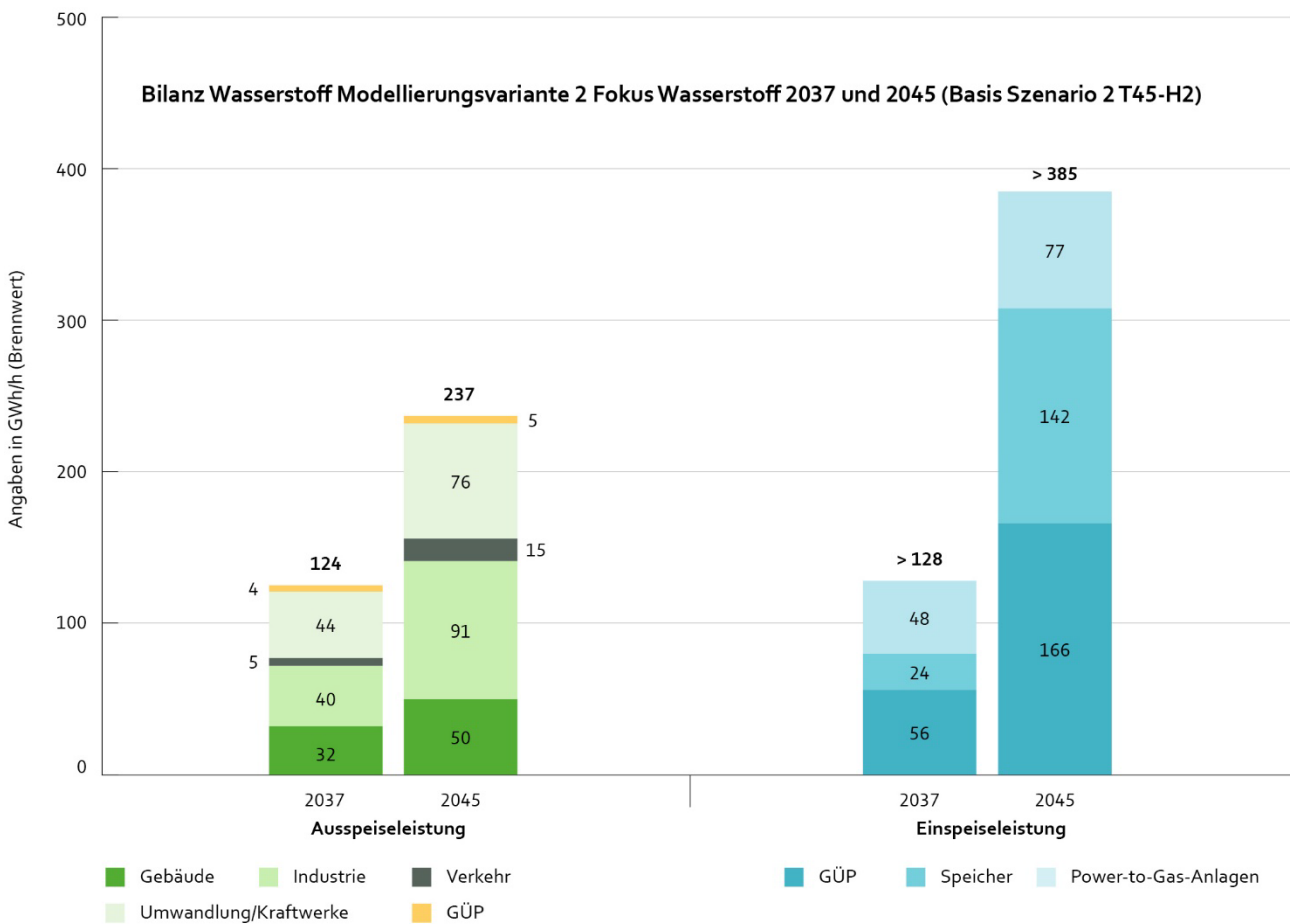
**Abbildung 27: Bilanz Wasserstoff Modellierungsvariante 1 Fokus Strom 2037 und 2045  
(Basis Szenario 1 T45-Strom\*)**



Wasserstoff: Modellierungsvariante 1 Fokus Strom	2037	2045
	[GWh/h, Brennwert]	
Gebäude	0	0
Industrie	16	60
Verkehr	0	0
Umwandlung/Kraftwerke	64	132
GÜP	4	5
<b>Summe Auspeisung</b>	<b>83</b>	<b>197</b>
Grenzübergangspunkte (GÜP)	9	85
Speicher	45	140
Power-to-Gas-Anlagen	27	48
Sonstiges (z.B. Terminals)	optional	optional
<b>Summe Einspeisung</b>	<b>&gt; 81</b>	<b>&gt; 273</b>

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

**Abbildung 28: Bilanz Wasserstoff Modellierungsvariante 2 Fokus Wasserstoff 2037 und 2045  
(Basis Szenario 2T45-H2)**

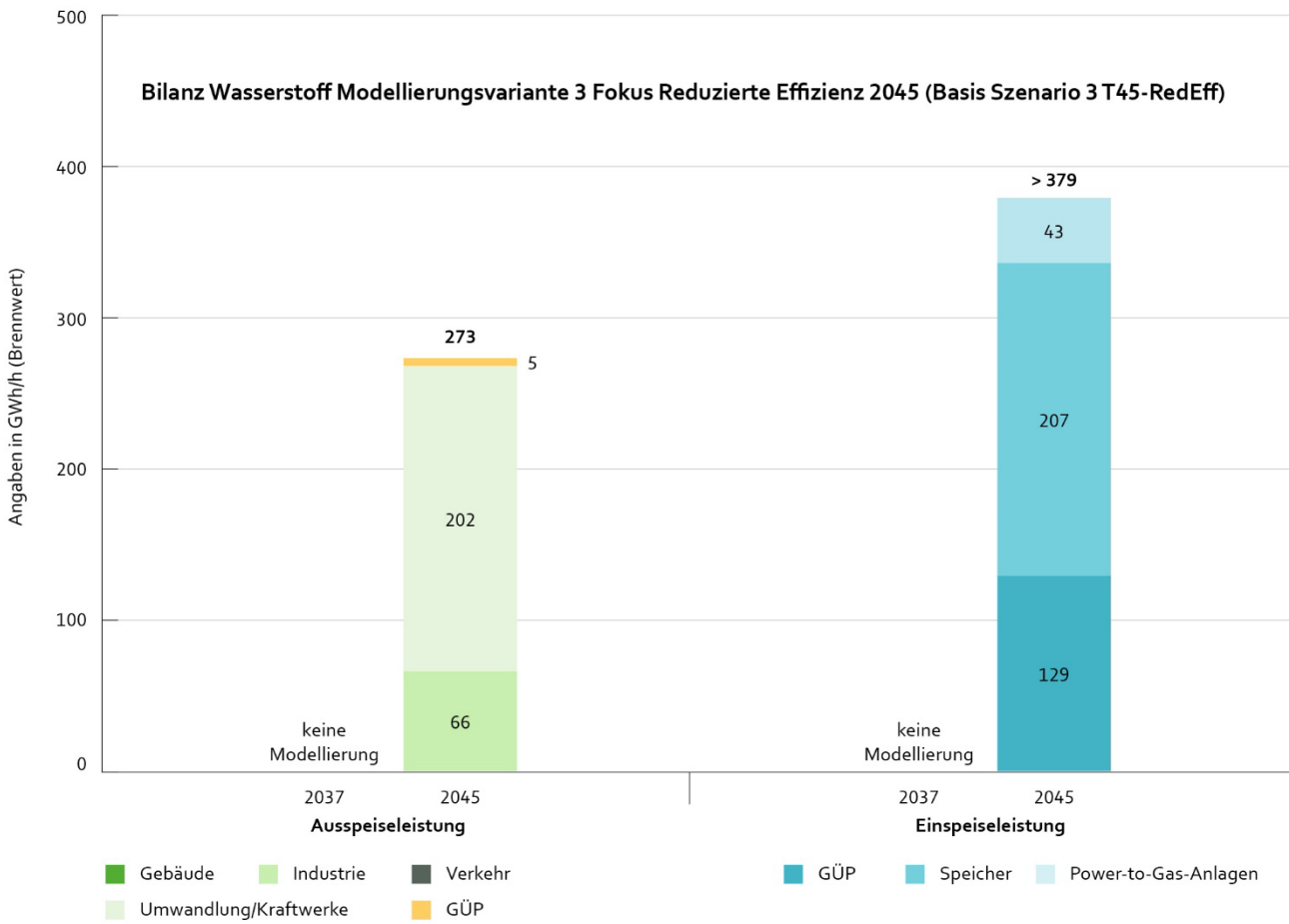


Wasserstoff: Modellierungsvariante 2 Fokus Wasserstoff	2037	2045
	[GWh/h, Brennwert]	
Gebäude	32	50
Industrie	40	91
Verkehr	5	15
Umwandlung/Kraftwerke	44	76
GÜP	4	5
<b>Summe Ausspeisung</b>	<b>124</b>	<b>237</b>
Grenzübergangspunkte (GÜP)	56	166
Speicher	24	142
Power-to-Gas-Anlagen	48	77
Sonstiges (z.B. Terminals)	optional	optional
<b>Summe Einspeisung</b>	<b>&gt; 128</b>	<b>&gt; 385</b>

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber



**Abbildung 29: Bilanz Wasserstoff Modellierungsvariante 3 Fokus Reduzierte Effizienz 2045  
(Basis Szenario 3 T45-RedEff)**



Wasserstoff: Modellierungsvariante 3 Fokus Reduzierte Effizienz	2037	2045
	[GWh/h, Brennwert]	
Gebäude	---	0
Industrie	---	66
Verkehr	---	0
Umwandlung/Kraftwerke	---	202
GÜP	---	5
<b>Summe Ausspeisung</b>	---	<b>273</b>
Grenzübergangspunkte (GÜP)	---	129
Speicher	---	207
Power-to-Gas-Anlagen	---	43
Sonstiges (z.B. Terminals)	---	optional
<b>Summe Einspeisung</b>	---	<b>&gt; 379</b>

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

#### 4.3.2.2 Bedarfsorientierte Modellierungsvariante für Wasserstoff 2037

Die Modellierung der bedarfsorientierten Modellierungsvariante erfolgt auf Basis der Marktabfrage für Wasserstoff sowie der Wasserstofflangfristprognosen der Verteilernetzbetreiber. Diese wurden originär bis zum Jahr 2035 abgefragt und werden als Basis bis zum Jahr 2037 konstant fortgeschrieben.

Basis für die Modellierungsvariante im Jahr 2037 sind die in der folgenden Tabelle aufgeführten Leistungsbedarfe.

**Tabelle 39: Leistungsbedarf Wasserstoff im bedarfsorientierten Szenario 4 für das Jahr 2037**

Spannbreite Wasserstoffbedarf gesamt	2032	2037
	[GWh/h, Brennwert]	
Marktabfrage WEB	---	bis 162
Wasserstoff-Kernnetz	87	---
H2-Langfristprognosen	---	bis 49

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen für diese Modellierungsvariante vor, im Rahmen der Modellierung festzulegen, wie viel Leistung berücksichtigt werden soll. Dabei verfolgen die Fernleitungsnetzbetreiber vor dem Hintergrund, der nur begrenzt verfügbaren Möglichkeiten zur Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen bis zum Jahr 2037 das Ziel, das Potenzial des Wasserstoff-Kernnetzes auszuschöpfen, um möglichst viele Bedarfsmeldungen berücksichtigen zu können. Zudem wird im Rahmen der Modellierung analysiert, mit welchen ergänzenden Maßnahmen das Wasserstoff-Kernnetz weitere Bedarfe aufnehmen kann (Überprüfung der Ausbaufähigkeit gem. EnWG 28q (1)). Ergänzende Maßnahmen können zusätzliche Verdichter, regionale Erschließungen durch Leitungsbau oder weitere Umstellungen von Methannetzleitungen sein.

Insgesamt wird die Leistung, die im bedarfsorientierten Szenario für das Jahr 2037 berücksichtigt werden kann, zwischen der im Wasserstoff-Kernnetz ausgewiesenen Leistung und der Summe der gesamten Leistungsnachfrage in der Marktabfrage Wasserstoff sowie der Langfristprognosen für Wasserstoff liegen.

Für die Einspeisekapazitäten in der bedarfsorientierten Modellierungsvariante sehen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, zusätzlich zu den Ergebnissen der Marktabfrage Wasserstoff auch die Annahmen des Wasserstoff-Kernnetzes zu den Grenzübergangspunkten zu berücksichtigen.

Für die Ermittlung der zu berücksichtigenden Leistung werden die Fernleitungsbetreiber die folgenden Anhaltspunkte berücksichtigen:

- Finale Investitionsentscheidung (FID) vorhanden,
- Förderantrag gestellt/ genehmigt (PCI, IPCEI, Reallabor, Sonstiges),
- Auswirkungen auf den Netzausbau und Realisierbarkeit von Netzausbaumaßnahmen der Wasserstofftransportnetzbetreiber
- Geografische Lage,
- Projektstatus,
- Kraftwerke (KWK, Kraftwerkstyp und Wärmeleistung),
- Realisierungsfahrplan, Kapazitätsreservierung, Kapazitätsbuchung,
- Netzanschlussbegehren gestellt,

- Projektmeldung mit dem Projektträger abgestimmt.

Bei den genannten Anhaltspunkten werden Projekte mit einer FID (vgl. Tabelle 15) und politisch geförderte Projekte als gesetzt angenommen. Darüber hinaus spielen die Realisierbarkeit der Netzausbaumaßnahmen und die geografische Lage eine entscheidende Rolle. Anschließend werden die weiteren Anhaltspunkte herangezogen.

Die Modellierung zur Maximierung der Transportkapazitäten erfolgt im Rahmen eines iterativen Prozesses. Anhand der gemeldeten Bedarfe der Marktabfrage Wasserstoff und der Wasserstofflangfristprognosen wird eine initiale Modellierung durchgeführt. Mit Hilfe der obengenannten Anhaltspunkte wird die Leistung über weitere Modellierungsrechnungen sukzessive so weit reduziert, dass ein effizienter, bis 2037 realisierbarer Netzausbau zur Bereitstellung möglichst vieler Transportkapazitäten entsteht.

Ein aktueller Steckbrief für die Modellierungsvariante kann daher aufgrund des vorgeschlagenen Vorgehens noch nicht gezeigt werden.

#### 4.3.2.3 Szenarienbasierte Modellierungsvarianten für Methan

Analog zu den szenarienbasierten Modellierungsvarianten für Wasserstoff werden auch für Methan die Leistungsdaten aus den Langfristszenarien für die Jahre 2037 und 2045 als wesentliche Grundlage für die szenarienbasierte Modellierung herangezogen. Die im Folgenden beschriebene Vorgehensweise bezieht sich in erster Linie auf die Modellierung des Jahres 2037. Da die Methannachfrage für Deutschland bis zum Jahr 2045 in den Langfristszenarien nahezu vollständig zurückgeht (u.a. sind Transporte hier nicht inbegriffen, ebenso wenig der Transport von Biomethan oder Methanbedarfe zur Herstellung von blauem Wasserstoff), konzentrieren sich die Fernleitungsnetzbetreiber für das Jahr 2045 auf die Bestimmung eines potenziellen verbleibenden Methanetzes. Die Leistungswerte für den Methanbedarf in den zugrunde gelegten Szenarien wurden den Fernleitungsnetzbetreibern von dem LFS-Konsortium übermittelt und sind in den folgenden Tabellen dargestellt.

**Tabelle 40: Leistungsbedarf Methan im Szenario T45-Strom\***

Methanbedarf nach Sektoren	2025	2030	2037	2045
	[GWh/h, Brennwert]			
Private Haushalte und GHD	140	96	38	0
Industrie, inkl. nichtenergetischer Verbrauch	40	36	23	0
Verkehr	1	2	1	0
Umwandlungssektor/Kraftwerke	72	65	36	0
<b>Summe</b>	<b>254</b>	<b>199</b>	<b>97</b>	<b>0</b>

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis [BMWK 2024], Werte teilweise interpoliert und selbst berechnet

**Tabelle 41: Leistungsbedarf Methan im Szenario T45-H2**

Methanbedarf nach Sektoren	2025	2030	2037	2045
	[GWh/h, Brennwert]			
Private Haushalte und GHD	133	90	35	0
Industrie, inkl. nichtenergetischer Verbrauch	41	35	18	0
Verkehr	2	7	9	0
Umwandlungssektor/Kraftwerke	48	42	20	0
<b>Summe</b>	<b>225</b>	<b>174</b>	<b>82</b>	<b>0</b>

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis [BMWK 2024], Werte teilweise interpoliert und selbst berechnet

**Tabelle 42: Leistungsbedarf Methan im Szenario T45-RedEff**

Methanbedarf nach Sektoren	2025	2030	2037	2045
	[GWh/h, Brennwert]			
Private Haushalte und GHD	131	93	36	0
Industrie, inkl. nichtenergetischer Verbrauch	42	36	23	0
Verkehr	2	6	4	0
Umwandlungssektor/Kraftwerke	74	66	38	0
<b>Summe</b>	<b>248</b>	<b>202</b>	<b>101</b>	<b>0</b>

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis [BMWK 2024], Werte teilweise interpoliert und selbst berechnet

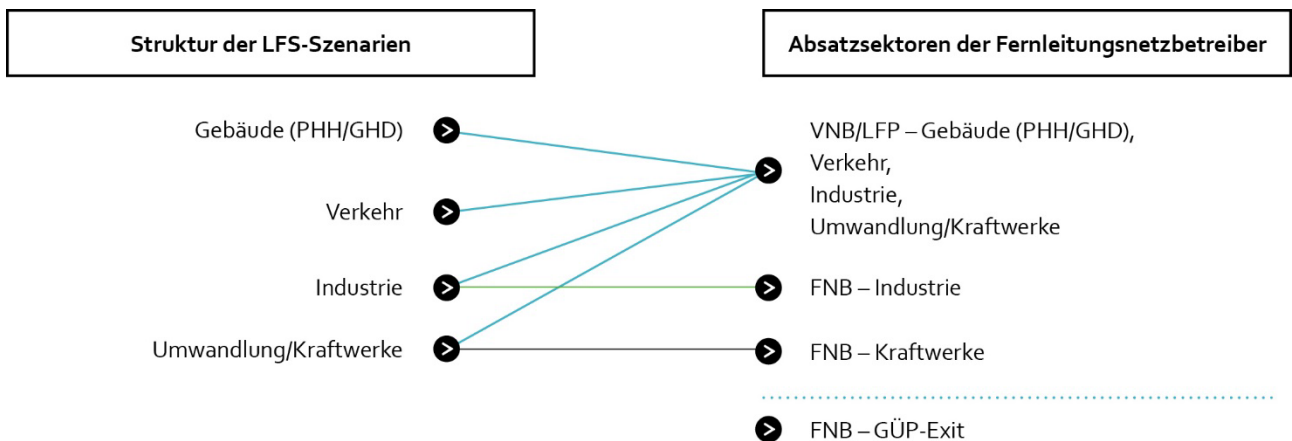
Es werden folgende Schritte durchgeführt, um die Daten für die szenarienbasierte Modellierungsvarianten aufzubereiten.

1. Zuordnung der sektoralen Leistungsbedarfe zu der Absatzstruktur der Fernleitungsnetzbetreiber,
2. Regionalisierung der Gesamtmethanleistung gemäß der Absatzstruktur der Fernleitungsnetzbetreiber,
3. Ermittlung von Ausspeiseleistungen an Grenzübergangspunkten,
4. Ermittlung der Einspeiseleistungen (GÜP, LNG, Speicher, Produktion).

**1. Zuordnung der sektoralen Leistungsbedarfe zu der Absatzstruktur der Fernleitungsnetzbetreiber**

Die Daten aus den Langfristszenarien über den Leistungsbedarf liegen nicht in der Struktur vor, wie er bisher von den Fernleitungsnetzbetreibern in Vorbereitung der Modellierung verwendet wurde. Daher müssen die Daten entsprechend aufbereitet werden. Die folgende Abbildung zeigt diese Aufteilung schematisch.

**Abbildung 30: Aufteilung der deutschlandweiten Gesamtmethanleistung aus den Szenarien auf die bisherige Struktur des Leistungsbedarfs**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In den Langfristszenarien wird der Leistungsbedarf in den Sektoren private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Verkehr sowie Industrie und Umwandlungssektor unterschieden. Letzterer umfasst im Wesentlichen die Kraftwerke. Die Fernleitungsnetzbetreiber hingegen unterscheiden in ihren Leistungsbilanzen zwischen den Bedarfsanforderungen der Verteilernetzbetreiber und den direkten Anforderungen der Industrie- und Kraftwerke am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber. Weitere Gasbezüge der

Industrie- und Kraftwerke sind über die Netze der Verteilernetzbetreiber abgebildet. Diese sind Bestandteil der Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber und werden daher diesen zugeordnet. Darüber hinaus ist in der Struktur des Netzentwicklungsplans der Ausspeisebedarf über die Grenzübergangspunkte im Gesamtbedarf enthalten.

### **2. Regionalisierung der Gesamtmethanleistung gemäß der Absatzstruktur der Fernleitungsnetzbetreiber**

Die Fernleitungsnetzbetreiber nehmen die Regionalisierung auf Basis der Daten aus den Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber sowie dem Bedarf der Industrie und der Kraftwerke vor. Die Gesamtleistung aus den jeweiligen Szenarien wird ratierlich auf die Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber sowie den Bedarf der Industrie und Kraftwerke aufgeteilt bzw. die Werte der Langfristprognosen werden so reduziert, dass die Summe aus Langfristprognosen, Industrie- und Kraftwerksbedarfen die Leistung des jeweiligen Energieszenarios ergibt. Der wesentliche Grund hierfür ist, dass die Netzanschlusspunkte der VNB, der Industrie und der Kraftwerke bereits in den Netzmodellen der Fernleitungsnetzbetreiber hinterlegt sind und eine spezifischere Allokation der Bedarfe auf konkrete Ausspeisepunkte am Netz erlauben als über die Landkreisdaten der Energieszenarien.

Die Bedarfe der Verteilernetzbetreiber und der Industrie werden dabei je nach Szenario pauschal reduziert. Für die Kraftwerke werden standortspezifische Annahmen getroffen. Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen vor, diese Kraftwerksliste möglichst bis Ende Oktober 2024 zu erstellen und anschließend von der BNetzA genehmigen zu lassen.

### **3. Ermittlung von Ausspeiseleistungen an Grenzübergangspunkten**

Die BMWK-Langfristszenarien enthalten Informationen zu den Exporten. Auf dieser Basis werden die Fernleitungsnetzbetreiber Ausspeisekapazitäten für Methan in den Modellierungsvarianten zu den Langfristszenarien ermitteln.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben Daten für das Szenario T45-Strom\* geliefert bekommen, diese Werte werden für alle Langfristszenarien übernommen. Es wird eine Methanausspeiseleistung von rund 20 GWh/h im Jahr 2037 angenommen.

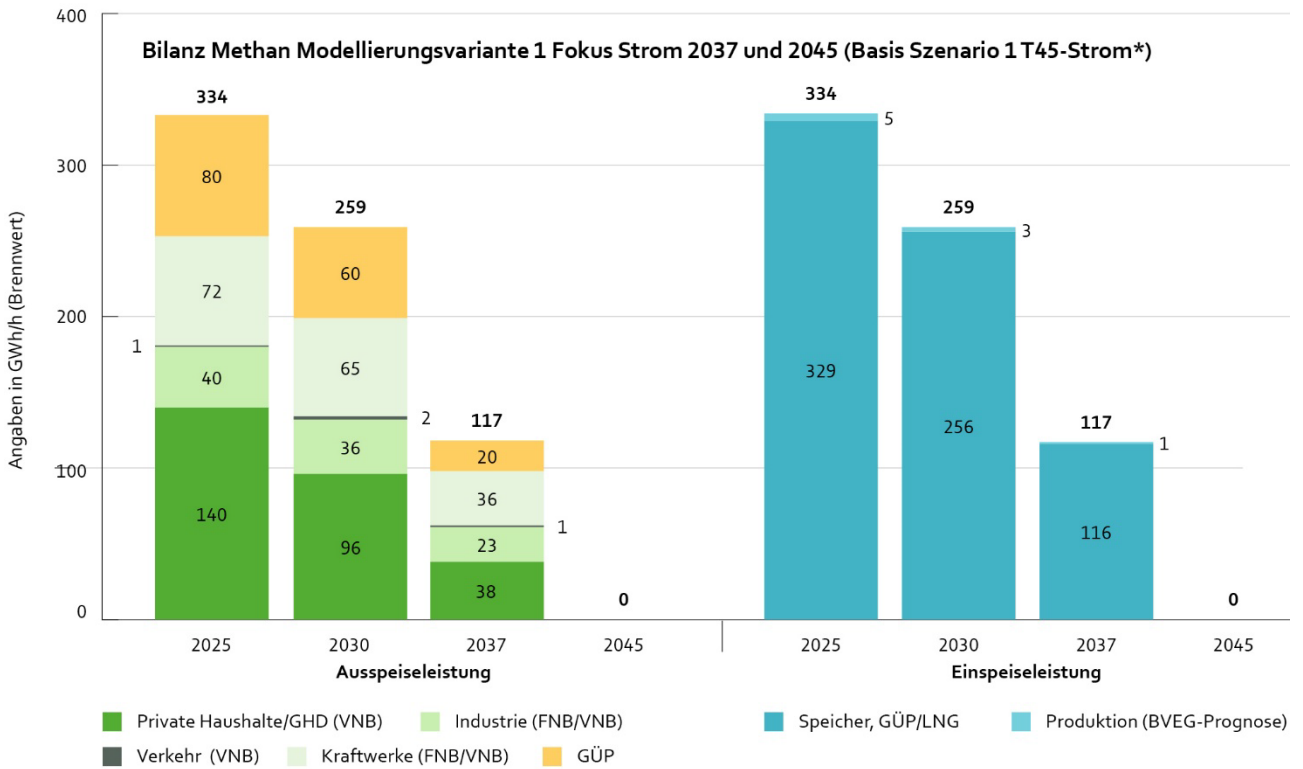
### **4. Ermittlung der Einspeiseleistungen (GÜP, LNG, Speicher, Produktion)**

Die im Szenario ermittelte Ausspeiseleistung wird im Rahmen der Modellierung auf die verschiedenen Einspeisequellen GÜP, Speicher, LNG und Produktion aufgeteilt. Für die Gasproduktion wird auf die BVEG-Prognose zurückgegriffen.

### **Steckbriefe für die szenarienbasierten Modellierungsvarianten Methan**

Auf Basis der zuvor dargestellten Vorgehensweise ergeben sich für die verschiedenen vorgeschlagenen Modellierungsvarianten folgende deutschlandweite Bilanzierungswerte für Methan.

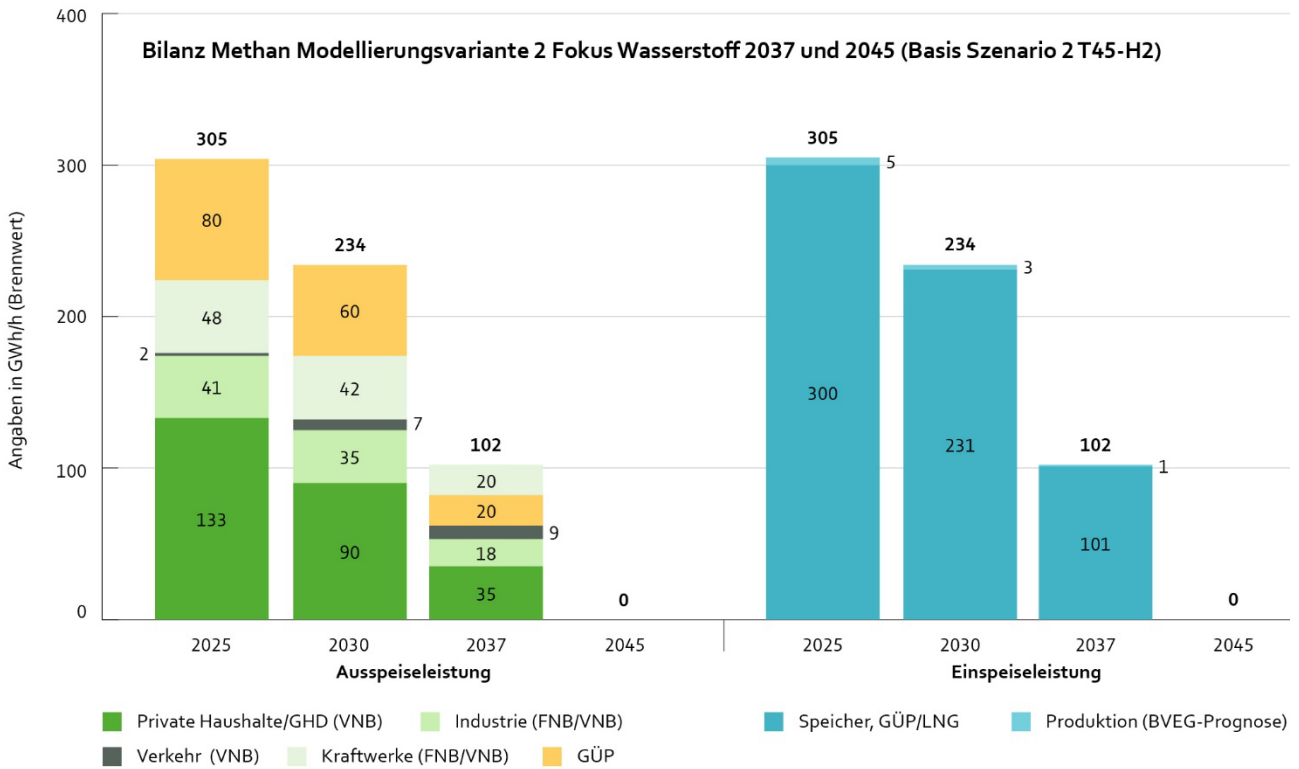
**Abbildung 31: Bilanz Methan Modellierungsvariante 1 Fokus Strom 2037 und 2045  
(Basis Szenario 1 T45-Strom\*)**



Methan: Modellierungsvariante 1 Fokus Strom	2025	2030	2037	2045
	[GWh/h, Brennwert]			
<b>Ausspeiseleistung</b>				
Private Haushalte und GHD (VNB)	140	96	38	0
Industrie (FNB und VNB)	40	36	23	0
Verkehr (VNB)	1	2	1	0
Kraftwerke (FNB und VNB)	72	65	36	0
Grenzübergangspunkte (GÜP)	80	60	20	0
<b>Summe Ausspeisung</b>	<b>334</b>	<b>259</b>	<b>117</b>	<b>0</b>
<b>Einspeiseleistung</b>				
Speicher, GÜP und LNG	329	256	116	0
Produktion (BVEG-Prognose)	5	3	1	0
<b>Summe Einspeisung</b>	<b>334</b>	<b>259</b>	<b>117</b>	<b>0</b>

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

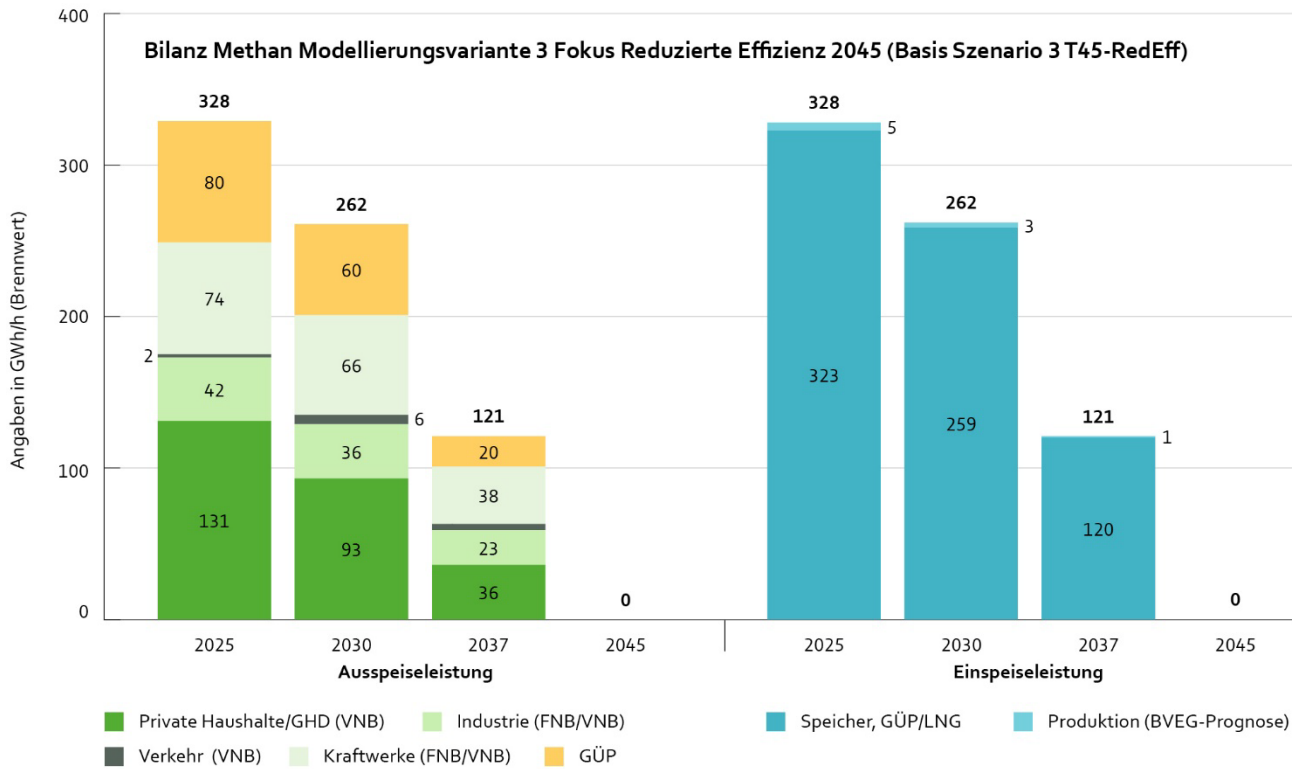
**Abbildung 32: Bilanz Methan Modellierungsvariante 2 Fokus Wasserstoff 2037 und 2045  
(Basis Szenario 2 T45-H2)**



Methan: Modellierungsvariante 2 Fokus Wasserstoff	2025	2030	2037	2045
	[GWh/h, Brennwert]			
<b>Ausspeiseleistung</b>				
Private Haushalte und GHD (VNB)	133	90	35	0
Industrie (FNB und VNB)	41	35	18	0
Verkehr (VNB)	2	7	9	0
Kraftwerke (FNB und VNB)	48	42	20	0
Grenzübergangspunkte (GÜP)	80	60	20	0
<b>Summe Ausspeisung</b>	<b>305</b>	<b>234</b>	<b>102</b>	<b>0</b>
<b>Einspeiseleistung</b>				
Speicher, GÜP und LNG	300	231	101	0
Produktion (BVEG-Prognose)	5	3	1	0
<b>Summe Einspeisung</b>	<b>305</b>	<b>234</b>	<b>102</b>	<b>0</b>

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

**Abbildung 33: Bilanz Methan Modellierungsvariante 3 Fokus Reduzierte Effizienz 2045  
(Basis Szenario 3 T45-RedEff)**



Methan: Modellierungsvariante 3 Fokus Reduzierte Effizienz	2025	2030	2037	2045
	[GWh/h, Brennwert]			
<b>Ausspeiseleistung</b>				
Private Haushalte und GHD (VNB)	131	93	36	0
Industrie (FNB und VNB)	42	36	23	0
Verkehr (VNB)	2	6	4	0
Kraftwerke (FNB und VNB)	74	66	38	0
Grenzübergangspunkte (GÜP)	80	60	20	0
<b>Summe Ausspeisung</b>	<b>328</b>	<b>262</b>	<b>121</b>	<b>0</b>
<b>Einspeiseleistung</b>				
Speicher, GÜP und LNG	323	259	120	0
Produktion (BVEG-Prognose)	5	3	1	0
<b>Summe Einspeisung</b>	<b>328</b>	<b>262</b>	<b>121</b>	<b>0</b>

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Es wird deutlich, dass sich die drei szenarienbasierten Szenarien für das Jahr 2045 für Methan nicht unterscheiden. Eine Berechnung aller drei Szenarien für das Jahr 2045 erachten die Fernleitungsnetzbetreiber als nicht erforderlich. Nach der Umstellung auf Wasserstoff gibt es ein Methanetz für mögliche Transite oder Biomethan, welches die Fernleitungsnetzbetreiber beschreiben werden.



#### 4.3.2.4 Bedarfsorientierte Modellierungsvarianten für Methan 2030 und 2037

Die bedarfsorientierten Modellierungsvarianten basieren auf den Bedarfsmeldungen der Gaskunden an die Fernleitungsnetzbetreiber. In Kapitel 3 wurden die einzelnen Bedarfe der Verteilernetzbetreiber, der Industrie und der Kraftwerke bereits dargestellt.

##### Methan 2030

Wie in Kapitel 3 beschrieben, liegen den Fernleitungsnetzbetreibern Bedarfsmeldungen, insbesondere von Kraftwerksprojekten und der Industrie, mit einem steigenden Methanbedarf für das Jahr 2030 vor. Diese Bedarfsentwicklung stellt die Fernleitungsnetzbetreiber vor große Herausforderungen, da der zusätzliche Ausspeisebedarf durch die im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 in der Modellierungsvariante LNGplus C zu Grunde gelegte Einspeiseinfrastruktur nicht gedeckt werden kann.

Auch vor dem Hintergrund der Kraftwerksstrategie benötigen insbesondere die anfragenden Kraftwerke eine belastbare Planung der Gasinfrastruktur, weshalb die Fernleitungsnetzbetreiber die Modellierung für das Jahr 2030 vorschlagen.

Die Modellierungsvariante soll eine Basis dafür bilden, um eine zeitgerechte Darstellung der angefragten Kapazitäten ermöglichen zu können.

Den zusätzlichen Kapazitäten auf der Ausspeiseseite stehen nach aktuellem Kenntnisstand auf der Einspeiseseite keine weiteren Quellen in entsprechender Höhe entgegen. Im Rahmen der Modellierung wird es daher eine zentrale Aufgabe der Fernleitungsnetzbetreiber sein, Vorschläge für den Umgang mit der unterspeisten Bilanz zu entwickeln. Denkbar wäre die Untersuchung von Ansätzen auf der Einspeiseseite, wie zusätzlichen Einspeisekapazitäten (GÜP, LNG-Anlagen und Speicher), sowie auf der Ausspeiseseite (u.a. Clusteransätzen für Kraftwerke, Unterstellung von Gleichzeitigkeitseffekten, ggf. Kapazitätsprodukte).

Die Bilanzierungsregeln im Marktgebiet stellen sicher, dass es operativ nicht zu einer Über- bzw. Unterspeisung in einem Marktgebiet kommt (Ausgeglichenheit der Bilanzkreise), unabhängig von den verfügbaren Kapazitäten.

Resultierende Ausbaumaßnahmen aus dieser Modellierungsvariante stehen unter einem Vorbehalt der Nachhaltigkeit. Die Ergebnisse der Modellierungsvariante werden zusammen mit den Ergebnissen der Modellierung für das Jahr 2037 bewertet. Maßnahmen, die im Methan bereits im Jahr 2037 auf Grund des wieder reduzierten Bedarfes nicht mehr benötigt werden, zeigen nur einen begrenzten Nutzen, wenn die Maßnahmen keine Folgenutzung im Wasserstoffsystem haben.

Im Folgenden werden die notwendigen Schritte zur Aufbereitung der Bedarfsmeldungen für die Modellierungsvariante Fokus Versorgungssicherheit für Methan 2030 aufgeführt:

1. Methanbedarfsmeldungen,
2. Ermittlung von Ausspeiseleistungen an Grenzübergangspunkten,
3. Ermittlung der Einspeiseleistungen (GÜP, LNG, Speicher, Produktion).

##### 1. Methanbedarfsmeldungen

Eine detaillierte Beschreibung der Bedarfsmeldungen der Verteilernetzbetreiber, Industrie sowie Kraftwerksbetreiber erfolgte bereits in Kapitel 3.2. In diesem Szenario für das Jahr 2030 werden die Langfristprognosen für Methan der Verteilernetzbetreiber aus dem ersten Quartal 2024 verwendet. Zudem werden die Bedarfe der Kraftwerke und Industrie sowie Kapazitätsreservierungen und -ausbauansprüche gemäß §§ 38/39 GasNZV in dieser Variante ebenfalls angesetzt. Der vollständige Leistungsbedarf der Modellierungsvariante 2030 findet sich in Tabelle 43.

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden die unverbindlich gemeldeten Industriebedarfe bis zum Beginn der Modellierung prüfen. Falls ein Industriekunde die Bedarfsanfrage zurückgezogen hat, wird diese nicht in der Modellierung zum Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 berücksichtigt.

### **2. Ermittlung von Ausspeiseleistungen an Grenzübergangspunkten**

Basis für den Ansatz der GÜP-Ausspeiseleistungen sind die Kapazitätsmeldungen der Fernleitungsnetzbetreiber, die gemäß der Festlegung ANIKA an die BNetzA übermittelt wurden (vgl. Anlage 1).

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden die Ausspeiseleistungen an Grenzübergangspunkten in Abstimmung mit der BNetzA und auf Grundlage der Konsultationsergebnisse zum Szenariorahmen 2025 überprüfen.

### **3. Ermittlung der Einspeiseleistungen (GÜP, LNG, Speicher, Produktion)**

Die im Szenario ermittelte Ausspeiseleistung wird im Rahmen der Modellierung auf die verschiedenen Einspeisequellen GÜP, Speicher, LNG und Produktion aufgeteilt. Für die Gasproduktion wird auf die BVEG-Prognose zurückgegriffen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden zusätzliche Einspeiseleistungen an Grenzübergangspunkten prüfen. Da die Einspeiseinfrastrukturen in der Modellierungsvariante LNGplus C im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 bereits kapazitiv ausgeschöpft waren, ist dieses Potenzial im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 begrenzt. Hier kommen insbesondere umgestellte L-Gas-Grenzübergangspunkte in Frage.

Es wird weiterhin durch die Fernleitungsnetzbetreiber geprüft, ob eine höhere Einspeiseleistung aus Speichern im Rahmen der Modellierung angesetzt werden kann.

Darüber hinaus begrüßen die Fernleitungsnetzbetreiber Stellungnahmen von Marktteilnehmern mit Bezug zur bedarfsorientierten Modellierungsvariante Methan 2030.

## **Methan 2037**

Im Folgenden werden die notwendigen Schritte zur Aufbereitung der Bedarfsmeldungen für die Modellierungsvariante Fokus Versorgungssicherheit für Methan aufgeführt:

1. Anpassung der Methanbedarfsmeldungen,
2. Ermittlung von Ausspeiseleistungen an Grenzübergangspunkten,
3. Ermittlung der Einspeiseleistungen (GÜP, LNG, Speicher, Produktion).

### **1. Anpassung der Methanbedarfsmeldungen**

Die Fernleitungsnetzbetreiber halten den Ansatz gewisser Bedarfsmeldungen (beispielsweise Fortschreibung der internen Bestellung für die nächsten zehn Jahre) nicht als vereinbar mit den Klimaschutzziele. Außerdem lassen die aktuellen Bedarfsmeldungen bis zum Jahr 2035 nicht erkennen, dass die notwendigen Methaneinsparungen erfolgen, um das Ziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 zu erreichen. Es ist davon auszugehen, dass die Verteilernetzbetreiber in ihrer Meldung der Langfristprognose einen konservativen und abwartenden Pfad für die Langfristprognose angegeben haben. Alle Kommunen sind verpflichtet, eine gesetzlich vorgeschriebene Wärmeplanung durchzuführen. Im Rahmen dieser Wärmeplanung wird erwartet, dass durch die Deckung des Wärmebedarfs durch zusätzliche Wärmepumpen und Fernwärme sowie durch Effizienzsteigerungen der Methanbedarf sinkt.

Die Bedarfswerte wurden bis zum Jahr 2035 abgefragt, diese bilden die Grundlage für das Modellierungsjahr 2037. Auch durch den Zeitversatz von zwei Jahren ergibt sich bereits die Notwendigkeit, die Bedarfe der Verteilernetzbetreiber wie nachfolgend beschrieben anzupassen.

In einigen Teilen der Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber sind bereits sehr deutliche Bedarfsrückgänge enthalten. Im Durchschnitt sinkt der Bedarf in den Langfristprognosen im Jahr 2035 um rund 30 % gegenüber dem Jahr 2024. Allerdings ist das Ausmaß der Bedarfsreduktion bei den einzelnen Verteilernetzbetreibern sehr unterschiedlich. Während viele Verteilernetzbetreiber den Bedarf um 30 % oder mehr reduzieren, reduziert die Mehrheit der Verteilernetzbetreiber den Bedarf um weniger als 30 %, wobei eine signifikante Anzahl der Langfristprognosen sogar eine konstante Fortschreibung der internen Bestellung beinhalten. Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen deshalb in dieser Modellierungsvariante vor, die Leistung nur für diejenigen Verteilernetzbetreiber zu reduzieren, die weniger als die durchschnittlichen 30 % Rückgang verzeichnet haben. Für all diese Bedarfsmeldungen wird die Reduktion im Jahr 2035 gegenüber dem Jahr 2024 einheitlich auf 30 % gesetzt. Langfristprognosen, die bereits einen Rückgang von 30 % oder mehr aufweisen, werden nicht angepasst. Die Fernleitungsnetzbetreiber prüfen in diesem Zusammenhang, inwieweit die abgegebenen Wasserstofflangfristprognosen, welche als Substitution für Methan gemeldet wurden, im bedarfsorientierten Szenario 2037 im Wasserstoff berücksichtigt werden können.

Darüber hinaus wird insbesondere für Kraftwerke und Industrie am Fernleitungsnetz eine teilweise Substitution des Methanbedarfs durch Wasserstoff oder andere Energieträger erwartet. Auch diese Substitution ist in den bisherigen Bedarfsmeldungen noch nicht ausreichend erkennbar. Aus diesen Gründen haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber entschlossen, die Bedarfsmeldungen für die bedarfsorientierte Modellierungsvariante für Methan begründet zu reduzieren.

Der Methanbedarf für Kraftwerke ergibt sich aus den Bestandskapazitäten der bestehenden Gaskraftwerke sowie den zusätzlichen Anschlussanfragen nach §§ 38/39 GasNZV (vgl. Kapitel 3.2.2 und 3.2.1.2). Mit Blick auf die Kraftwerksstrategie der Bundesregierung sollen konventionelle Gaskraftwerke in der Zeit zwischen den Jahren 2035 und 2040 sukzessiv auf Wasserstoff umgestellt werden. Für das Modellierungsjahr 2037 schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber deshalb vor, einen gewissen Teil der Kraftwerksleistungen als Wasserstoffkraftwerke anzusetzen. Eine Indikation dafür geben die im Rahmen der Marktabfrage gemeldeten Wasserstoffkraftwerke, die Methangaskraftwerke ersetzen können und somit kapazitätsreduzierend im Methanetz wirken.

Bis zum Jahr 2037 haben die Fernleitungsnetzbetreiber bereits Kraftwerksleistungen aus der Marktabfrage identifiziert, die auf Wasserstoff umgestellt werden sollen (vgl. Anlage 2). Dadurch verbleibt der Methanbedarf für Kraftwerke am FNB-Netz bei rund 37 GW. Des Weiteren schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, eine Kraftwerksliste für die Modellierungsvarianten möglichst bis Ende Oktober 2024 mit der BNetzA und den Übertragungsnetzbetreibern abzustimmen und anschließend von der BNetzA genehmigen zu lassen. Hierdurch kann es zu weiteren Anpassungen kommen.

Für die Industrie wurden ebenfalls im Rahmen der Marktabfrage Wasserstoffbedarfe abgefragt, die Methanbedarfe substituieren und somit kapazitätsmindernd im Methanetz wirken. Diese werden entsprechend durch die Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigt. Im Rahmen der Marktabfrage WEB haben nur wenige Industriekunden diese Methansubstitution auch kapazitätsmindernd angegeben (Kürzungspotenzial von maximal 27 GWh/h), bisher wurden davon nur rund 2 GWh/h kapazitätsmindernd gemeldet. Deshalb werden die Fernleitungsnetzbetreiber diesen Ansatz im Rahmen der Modellierung prüfen, ob von dem verbleibenden Kürzungspotenzial weitere Leistungen kapazitätsmindernd angesetzt werden können.

## 2. Ermittlung von Ausspeiseleistungen an Grenzübergangspunkten

Basis für den Ansatz der GÜP-Ausspeisekapazitäten ist die Fortschreibung der Kapazitätsmeldungen der Fernleitungsnetzbetreiber, die gemäß der Festlegung ANIKA an die BNetzA übermittelt wurden. Da derzeit noch keine genauen Angaben zur Entwicklung des Gasbedarfs und der Nachfrage in den Nachbarländern vorliegen, wird angenommen, dass der Export in die Nachbarländer in etwa der gleichen Größenordnung zurückgeht wie die Nachfrage in Deutschland in dieser Modellierungsvariante (Rückgang von rund 30 %). Die Ausspeisekapazitäten an Grenzübergangspunkten werden daher anteilig in der Größenordnung der Gasbedarfsentwicklung in Deutschland reduziert.

### 3. Ermittlung der Einspeiseleistungen (GÜP, LNG, Speicher, Produktion)

Die im Szenario ermittelte Ausspeiseleistung wird im Rahmen der Modellierung auf die verschiedenen Einspeisequellen GÜP, Speicher, LNG und Produktion aufgeteilt. Für die Gasproduktion wird auf die BVEG-Prognose zurückgegriffen.

#### Leistungsbedarf Methan 2030 und 2037

In der folgenden Tabelle werden die Leistungsbedarfe in den Modellierungsvarianten Methan 2030 und 2037 dargestellt.

**Tabelle 43: Leistungsbedarf der Modellierungsvarianten Methan 2030 und 2037**

Methanbedarf nach Sektoren	2030	2037
	[GWh/h, Brennwert]	
LFP Verteilernetzbetreiber	241	158
Kraftwerke am FNB-Netz	81	37
Industrie am FNB-Netz	39	37
<b>Summe</b>	<b>361</b>	<b>232</b>

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den Methanmengenbedarf dieses Szenarios auf Basis des dargestellten Leistungsbedarfs und einer Spannbreite von sektoralen Vollbenutzungstunden abgeschätzt. Im Jahr 2030 liegt dieser bei mehr als 700 TWh, im Jahr 2037 zwischen 450 TWh und 600 TWh (Heizwert).

# Anlagen

---

# Anlagen

## Anlage 1: NEP-Gas-Datenbank

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die NEP-Gas-Datenbank für den Szenariorahmen 2025 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 2025 (Name des Zyklus in der NEP-Gas-Datenbank: „2025 – SR“):

- Methankapazitäten: Grenzübergangspunkte (GÜP), Speicher (NAP-UGS), Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber (NKP-IB), Kraftwerke (NAP-KW), LNG-Anlagen (LNG), Industrie (NAP-IN), Produktion, Biomethan

In der NEP-Gas-Datenbank werden die Kapazitäten zum 01. Januar des jeweiligen Jahres dargestellt. So sind beispielsweise für das Jahr 2035 die Kapazitäten zum 01. Januar 2035 ausgewiesen. Die in der NEP-Gas-Datenbank dargestellten Kapazitäten werden für den Zeitraum 2025 bis 2035 dargestellt, analog zum Abfragezeitraum der jeweiligen Bedarfsabfragen der Fernleitungsnetzbetreiber. Die GÜP-Kapazitäten wurden auf Basis der ANIKA-Festlegung in der NEP-Gas-Datenbank hinterlegt.

Die in der NEP-Gas-Datenbank gezeigten Kapazitäten bilden den aktuellen Kenntnisstand der Fernleitungsnetzbetreiber ab und beinhalten keine Aussage zu zukünftig vermarktbar 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 2: Ergebnisse der Marktabfrage für Wasserstoffprojekte, inkl. Power-to-Gas-Anlagen

Eine Übersicht der Projektmeldungen im Rahmen der Marktabfrage Wasserstoff sowie für PtG-Anlagen im Rahmen der ÜNB-Großverbraucherabfrage ist in Form einer Excel-Datei mit zwei Datenblättern aufbereitet worden.

## Anlage 3: Gaskraftwerksliste

Diese Anlage beinhaltet eine Übersicht der Bestandsgaskraftwerke entsprechend der BNetzA-Kraftwerksliste. Zusätzlich sind die Kraftwerksanfragen gemäß §§ 38/39 GasNZV aufgeführt, welche entsprechend den definierten Kriterien im Szenariorahmen 2025 und somit auch im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 berücksichtigt werden. In dieser Anlage sind auch die systemrelevanten Gaskraftwerke gekennzeichnet. Zudem ist gekennzeichnet, für welche aktuellen §§ 38/39-Kraftwerksanfragen es bereits eine Umstellungsmeldung auf Wasserstoff im Rahmen der „deutschlandweiten Abfrage von Infrastrukturbedarfen für das Strom- und Wasserstoffnetz“ gegeben hat.

## Anlage 4: Langfristprognosen für Wasserstoff sowie methanreduzierende Meldungen der Verteilernetzbetreiber

Eine Übersicht der von den Verteilernetzbetreibern gemeldeten Langfristprognosen für Wasserstoff sowie Methanreduzierungen ist in Form einer Excel-Datei mit zwei Datenblättern aufbereitet worden.

# Glossar

---

## Glossar

### Fernleitungsnetzbetreiber und regulierte Betreiber von Wasserstofftransportnetzen

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

### Sonstige Abkürzungen

ACER	European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AGV	Arbeitsgasvolumen
ANIKA	Festlegungsverfahren zur Anerkennung von Instrumenten zur Kapazitätserhöhung
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BEG	Baltic Energy Gate
BK	Beschlusskammer
BKartA	Bundeskartellamt
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BVEG	Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V.
CEGH	Central European Gas Hub
CGHI	Czech German Hydrogen Interconnector
CH <sub>4</sub>	Methan
DBI	Unabhängige Unternehmensgruppe des DVGW e.V.



DEA	Dänische Energieagentur
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
ENDK	Energinet.dk
Entry	Einspeisung
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators Gas
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
EUGAL	Europäische Gas-Anbindungsleitung
Exit	Ausspeisung
fDZK	Feste dynamisch zuordenbare Kapazität
FID	Final Investment Decision
FNB	(Gas-)Fernleitungsnetzbetreiber
FNB Gas	Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.
FSRU	Floating Storage and Regasification Units
FZK	Frei zuordenbare Kapazitäten
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen/Gasnetzzugangsverordnung
GCA	Gas Connect Austria
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GTP	Gasnetzgebietstransformationsplan
GTS	Gasunie Transport Services B. V.
GuD	Gas-und-Dampf
GÜP	Grenzübergangspunkt
GW/GWh	Gigawatt/Gigawattstunde
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
H-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert (high calorific value)
HKW	Heizkraftwerk
IB	Interne Bestellung
INES	Initiative Energien Speichern e.V.
IPCEI	Important Projects of Common European Interest
KAP+	Genehmigung eines Überbuchungs- und Rückkaufsystems der Fernleitungsnetzbetreiber für das Angebot zusätzlicher Kapazitäten im deutschlandweiten Marktgebiet
KARLA	Festlegung in Sachen Kapazitätsregelungen und Auktionsverfahren im Gassektor
KASPAR	Festlegung in Sachen Standardisierung von Kapazitätsprodukten im Gassektor (Kapazitätsproduktstandardisierung)

KO.NEP	Koordinierungsstelle für die integrierte Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff beim FNB Gas
KoV	Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen
KraftNAV	Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie
kWh	Kilowattstunde
LFP	Langfristprognose
LFZ	Lastflusszusagen
L-Gas	Erdgas mit niedrigem Brennwert (low calorific value)
LNG	Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)
m <sup>3</sup>	Kubikmeter. Sofern nicht anders spezifiziert, ist hierunter ein Volumen im Normzustand zu verstehen.
MBI	Marktbasierte Instrumente
Mio.	Million
MW/MWh	Megawatt/Megawattstunde
NBHC	Nordic-Baltic Hydrogen Corridor
NEL	Nordeuropäische Erdgas-Leitung
NEP	Netzentwicklungsplan/Netzentwicklungsplanung
NewCap	Modell zur Ermittlung der Marktbasierten Instrumente
NC CAM	Network Codes Capacity Allocation Mechanisms
NKP	Netzkopplungspunkt
Nm <sup>3</sup>	Normkubikmeter
PCI	Project of Common Interest/Projekt von gemeinsamem Interesse
PtG	Power-to-Gas
RedEff	Reduzierte Effizienz
SES	Systementwicklungsstrategie
SLP	Standardlastprofil
SR	Szenariorahmen
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Leitung
THE	Trading Hub Europe
TSO	Transmission system Operator
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan (von ENTSOG)
UGS	Untergrundspeicher
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

VTP	Virtual Trading Point
VIP	Virtual Interconnection Point/Virtueller Kopplungspunkt
VNB	Verteilernetzbetreiber
WEB	Wasserstoffabfrage für Erzeugung und Bedarf
WP	Wärmepumpe
WPG	„Wärmeplanungsgesetz“, Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze

# Literatur

---

## Literatur

- [ACER 2023] Market Correction Mechanism Effects Assessment Report, download unter (Download am 20.06.2024):  
<https://acer.europa.eu/news-and-events/news/acer-publishes-its-assessment-report-market-effects-resulting-gas-market-correction-mechanism>
- [Agora 2021] Klimaneutrales Deutschland 2045, download unter (Download am 20.06.2024):  
<https://www.agora-energiewende.de/publikationen/klimaneutrales-deutschland-2045-1>
- [Ariadne 2021] Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 – Szenarien und Pfade im Modellvergleich, download unter (Download am 20.06.2024):  
<https://ariadneprojekt.de/publikation/deutschland-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitaet-2045-szenarienreport/>
- [BDEW 2024] BDEW Gaszahlen 2024: Daten und Grafiken, download unter (Download am 20.06.2024):  
<https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/>
- [BDI 2021] Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft, download unter (Download am 20.06.2024):  
[https://issuu.com/bdi-berlin/docs/211021\\_bdi\\_klimapfade\\_2.0\\_-\\_gesamtstudie\\_-\\_vorabve](https://issuu.com/bdi-berlin/docs/211021_bdi_klimapfade_2.0_-_gesamtstudie_-_vorabve)
- [BMWK 2024] Langfristszenarien - Wissenschaftliche Analysen zur Dekarbonisierung Deutschlands (inkl. detaillierte Datenlieferung), download unter (Download am 20.06.2024):  
<https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/>
- [BNetzA 2024] Kraftwerksliste der BNetzA und Bescheide zu systemrelevanten Gaskraftwerken (inkl. detaillierte Datenlieferung), download unter (Download am 20.06.2024):  
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>  
  
[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/systemrelevante\\_KW/Liste\\_systemr\\_KW.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/systemrelevante_KW/Liste_systemr_KW.pdf?__blob=publicationFile&v=5)
- [BNetzA/BKartA 2023] Marktbeobachtung - Monitoringbericht 2023, download unter (Download am 20.06.2024):  
<https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf>
- [BVEG 2024] Vorausschau der Erdgasförderung für die Jahre 2024-2045 (BVEG-Prognose), keine Veröffentlichung
- [BVEG 2018-2024] Vorausschau der Erdgasförderung für die Jahre 2018-2045 (BVEG-Prognosen), keine Veröffentlichung
- [DEA 2022] Analyseforudsætninger til Energinet 2022 (AF22), download unter (Download am 07.06.2024):

- <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>
- [DEA 2023] Analyseforudsætninger til Energinet 2023 (AF23), download unter (Download am 07.06.2024):  
<https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>
- [BVEG/DVGW/INES 2022] Wasserstoff speichern - soviel ist sicher, Transformationspfade für Gasspeicher, download unter (Download am 20.06.2024):  
[https://www.bveg.de/wp-content/uploads/2022/06/20220610\\_DBI-Studie\\_Wasserstoff-speichern-soviel-ist-sicher\\_Transformationspfade-fuer-Gasspeicher.pdf](https://www.bveg.de/wp-content/uploads/2022/06/20220610_DBI-Studie_Wasserstoff-speichern-soviel-ist-sicher_Transformationspfade-fuer-Gasspeicher.pdf)
- [dena 2023a] Biogaspartner - Einspeiseatlas, download unter (Download am 20.06.2024):  
<https://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas/>
- [dena 2021] dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität liefert energie- und klimapolitisches Fundament für zukünftige Bundesregierung, download unter (Download am 20.06.2024):  
<https://www.dena.de/newsroom/meldungen/dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet/>
- [DVGW 2023] Der Gasnetzgebietstransformationsplan - Ergebnisbericht 2023, download unter (Download am 20.06.2024):  
<https://www.h2vorort.de/fileadmin/Redaktion/Bilder/Publikationen/Ergebnisbericht-2023-des-GTP.pdf>
- [EC 2023a] European Commission - COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT 18.12.2023, download unter (Download am 20.06.2024):  
[8bc322cc-f9b3-466d-99f7-ef201a8a3d1c\\_en \(europa.eu\)](https://ec.europa.eu/euro-iss/working_documents/2023/18122023_en)
- [EC 2023b] European Commission - COMMISSION RECOMMENDATION 18.12.2023, download unter (Download am 20.06.2024):  
[f4607ccb-1a19-4428-8b2b-3eb02a35e747\\_en \(europa.eu\)](https://ec.europa.eu/euro-iss/working_documents/2023/18122023_en)
- [FNB Gas 2024] Antrag Wasserstoff-Kernnetz, download unter (Download am 05.08.2024):  
[https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2024/07/2024\\_07\\_22\\_Antrag\\_Wasserstoff-Kernnetz\\_final.pdf](https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2024/07/2024_07_22_Antrag_Wasserstoff-Kernnetz_final.pdf)
- [FZJ 2022] Neue Ziele auf alten Wegen? Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045, download unter (Download am 20.06.2024):  
<https://juser.fz-juelich.de/record/908382>