

Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Szenariorahmen



Fernleitungsnetzbetreiber

- bayernets GmbH**
Poccistraße 7, 80336 München
www.bayernets.de
- Ferngas Netzgesellschaft mbH**
Reichswaldstraße 52, 90571 Schwaig
www.ferngas.de
- Fluxys Deutschland GmbH**
Elisabethstraße 11, 40217 Düsseldorf
www.fluxys.com
- Fluxys TENP GmbH**
Elisabethstraße 11, 40217 Düsseldorf
www.fluxys.com
- GASCADE Gastransport GmbH**
Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel
www.gascade.de
- Gastransport Nord GmbH**
Cloppenburgstraße 363, 26133 Oldenburg (Oldb)
www.gtg-nord.de
- Gasunie Deutschland Transport Services GmbH**
Pasteurallee 1, 30655 Hannover
www.gasunie.de
- GRTgaz Deutschland GmbH**
Rosenthaler Straße 40/41, 10178 Berlin
www.grtgaz-deutschland.de
- Lubmin-Brandov Gastransport GmbH**
Hutropstraße 60, 45138 Essen
www.lbtg.de
- NEL Gastransport GmbH**
Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel
www.nel-gastransport.de
- Nowega GmbH**
Anton-Bruchhausen-Straße 4, 48147 Münster
www.nowega.de
- ONTRAS Gastransport GmbH**
Maximilianallee 4, 04129 Leipzig
www.ontras.com
- OPAL Gastransport GmbH & Co. KG**
Emmerichstraße 11, 34119 Kassel
www.opal-gastransport.de
- Open Grid Europe GmbH**
Kallenbergstraße 5, 45141 Essen
www.oge.net
- terranets bw GmbH**
Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart
www.terranets-bw.de
- Thyssengas GmbH**
Emil-Moog-Platz 13, 44137 Dortmund
www.thyssengas.com



prognos

Szenariorahmen

Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

im Auftrag der deutschen
Fernleitungsnetzbetreiber (FNB)

Ansprechpartner:

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

Stefan Mellahn, Prognos AG
Goethestraße 85, 10623 Berlin
www.prognos.com

Umsetzung:
CBE DIGIDEN AG

Legal Disclaimer

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

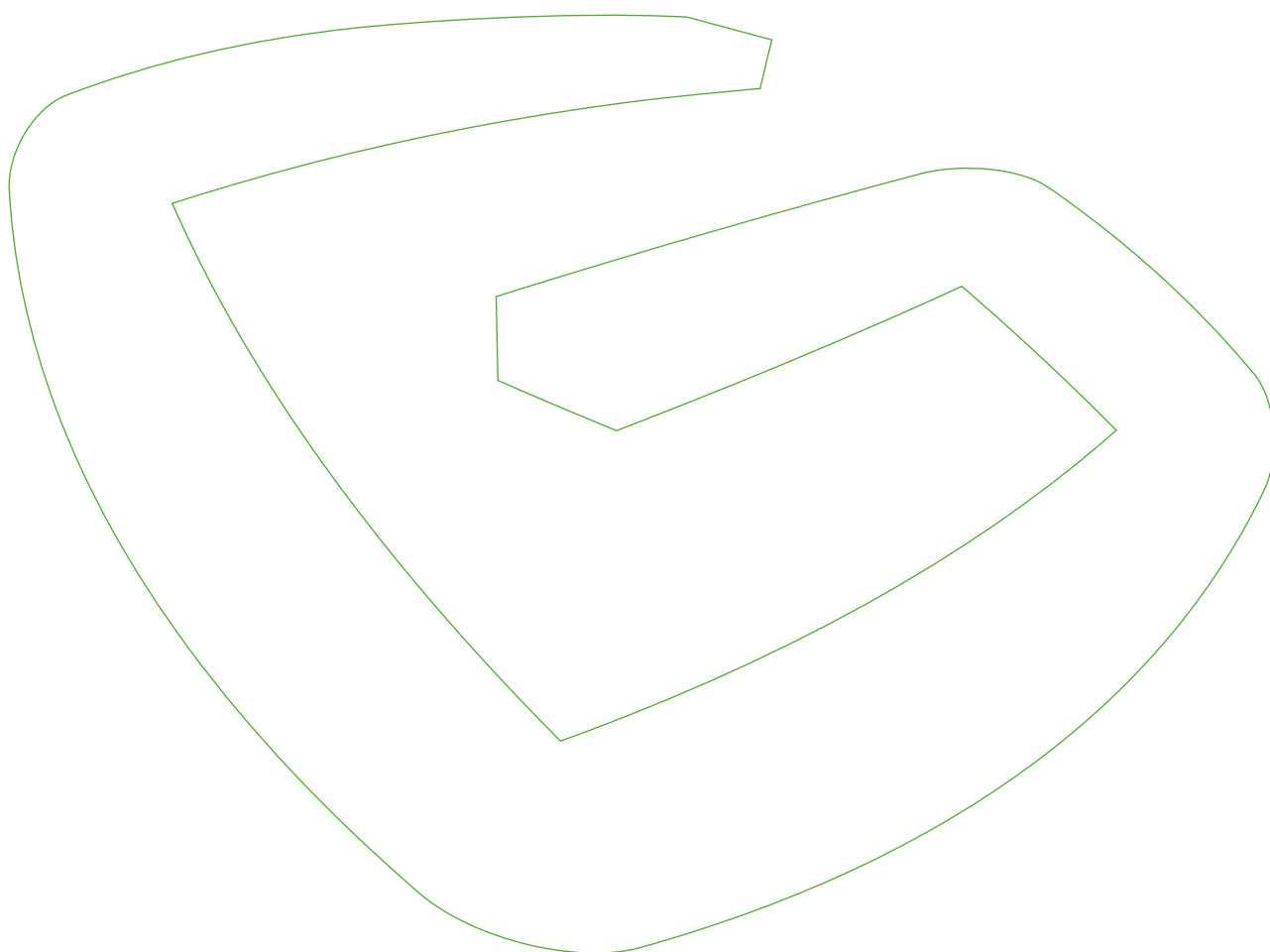
Impressum	2
Inhaltsverzeichnis	3
Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	6
Executive Summary	8
1 Einleitung	10
2 Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung und Prozessablauf Netzentwicklungsplan Gas	13
2.1 Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung	13
2.2 Zeitlicher Ablauf Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	18
3 Kapazitätsbedarfe gemäß §§ 38/39 GasNZV – Marktabfrage WEB und Grüne Gase	21
3.1 Kriterien für die Berücksichtigung von Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüchen nach §§ 38/39 GasNZV	21
3.2 Kraftwerke	23
3.2.1 Systemrelevante Kraftwerke	23
3.2.2 Berücksichtigung von neuen Gaskraftwerken im Szenariorahmen	24
3.2.3 Besondere netztechnische Betriebsmittel in Süddeutschland	27
3.3 Speicher	27
3.3.1 Rolle der Speicher	27
3.3.2 Berücksichtigung von Speicherprojekten im Szenariorahmen	28
3.4 LNG-Anlagen	28
3.4.1 Aktuelle Situation der LNG-Anlagen in Deutschland	28
3.4.2 Berücksichtigung von LNG-Anlagen im Szenariorahmen	29
3.5 Produktionsanlagen	30
3.6 Marktabfrage WEB und Grüne Gase	30
3.6.1 Kriterien für die Berücksichtigung von Projekten der Marktabfrage WEB und Grüne Gase	30
3.6.2 Überblick zur Marktabfrage WEB und Grüne Gase	32
3.6.3 Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase und Berücksichtigung im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	34
4 Gasbedarfsentwicklung	44
4.1 Ist-Analyse	44
4.2 Gasbedarfsentwicklung	47
5 Gasaufkommen	57
5.1 Vorgehensweise	57
5.2 Erdgasförderung	57
5.3 Aufkommensentwicklung Wasserstoff und Grüne Gase	60
5.3.1 Biomethaneinspeisung	60
5.3.2 Wasserstoff	60
5.4 Gesamtgasaufkommen	61
6 Vergleich Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland	63

7 Wasserstoff und Grüne Gase	65
7.1 Beschreibung der grundsätzlichen Vorgehensweise zu Wasserstoff und Grünen Gasen	65
7.1.1 Ermittlung des potenziellen Wasserstoffnetzes	66
7.1.2 Methanmodellierung der Wasserstoffvariante	67
7.1.3 Wasserstoffmodellierung der Wasserstoffvariante	68
7.2 Berücksichtigung Elektrolyseleistungen NEP Strom	68
7.3 Wasserstoffquellenverteilung für 2027 und 2032	70
7.4 Wasserstoffausblick 2040 und 2050	71
8 Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern	74
8.1 Incremental Capacity	74
8.2 H-Gas-Quellenverteilung	75
8.3 Entwicklungen an Grenzübergangspunkten	78
8.4 Virtuelle Kopplungspunkte	80
9 Versorgungssicherheit	83
9.1 Entwicklung der L-Gas-Versorgung	84
9.1.1 Beschreibung der Situation	84
9.1.2 Gasimportsituation aus den Niederlanden	84
9.1.3 Inländische Produktion	85
9.1.4 Ausblick auf den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	86
9.2 Entwicklung der H-Gas-Versorgung	86
9.3 Unterbrechungen	87
10 Modellierung und Modellierungsvarianten	89
10.1 Übersicht der Modellierungsvarianten	89
10.2 Erläuterung der Basisvariante für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	92
10.3 Erläuterung der Wasserstoffvariante für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	93
10.4 Erläuterung der NewCap-Rechnung für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	94
10.4.1 Kapazitätsgerüst für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	94
10.4.2 NewCap im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	95
10.4.3 Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs	95
10.5 Erläuterungen zur Auslegungsvariante für Baden-Württemberg	95
10.6 Erläuterungen zum Kohleausstieg	96
10.7 Kriterien für die Aufnahme von Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 in das Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032	96
10.8 Kriterien für die Einschätzung der Liquidität und die Auswahl von Zuordnungspunkten für neue Kraftwerke	97
10.9 Kriterien zur Aufnahme von Industriebedarfen in den Netzentwicklungsplan Gas	98
Anlagen	100
Anlage 1: NEP-Gas-Datenbank	101
Anlage 2: Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase	102
Anlage 3: Auswertung der Stellungnahmen	103
Glossar	104
Literatur	108

Abbildung 1: Übersicht Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032.....	19
Abbildung 2: WEB-Ein- und Ausspeiseleistung von Wasserstoff der Projektvorhabensträger und Verteilernetzbetreiber mit Relevanz für das Fernleitungsnetz	35
Abbildung 3: Gemeldete WEB-Wasserstoffeinspeisungen im Jahr 2032 für die Projekte der Kategorie 1	35
Abbildung 4: Gemeldete WEB-Wasserstoffausspeisungen im Jahr 2032 für die Projekte der Kategorie 1	36
Abbildung 5: WEB-Ein- und Ausspeiseleistung von Speicherprojekten	37
Abbildung 6: WEB-Wasserstoffausspeiseleistung von weiteren Projekten im Verteilernetz	38
Abbildung 7: Gemeldete WEB-Wasserstoffausspeisungen im Jahr 2032 für die Projekte der Kategorie 3	39
Abbildung 8: WEB-Einspeiseleistungen aus dem Ausland	41
Abbildung 9: Erdgasverbrauch (Primärenergieverbrauch) in Deutschland in TWh (H_s , Brennwert)	44
Abbildung 10: Temperaturbereinigter Erdgasverbrauch in Deutschland nach Sektoren in TWh (H_s , Brennwert).....	45
Abbildung 11: Gasbedarfsentwicklung in den betrachteten Szenarien bis zum Jahr 2050 in TWh (H_i , Heizwert).....	49
Abbildung 12: Grafische Darstellung der Gasbedarfsentwicklung (Methan, Wasserstoff) in den näher betrachteten Szenarien bis zum Jahr 2050 in TWh (H_i , Heizwert)	52
Abbildung 13: Szenario I: Regionaler Gasbedarf des Jahres 2032 insgesamt.....	55
Abbildung 14: Erdgasförderung in den Fördergebieten Elbe-Weser und Weser-Ems.....	59
Abbildung 15: Regionales Gasaufkommen des Jahres 2032 und Veränderung gegenüber 2022 (absolut in GWh).....	61
Abbildung 16: Entwicklung der Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland gemäß Szenario I (H_i , Heizwert).....	63
Abbildung 17: Vorgehensweise der Modellierung.....	66
Abbildung 18: Grundsätzliches Vorgehen der Methanmodellierung der Wasserstoffvariante	67
Abbildung 19: Grundsätzliches Vorgehen der Wasserstoffmodellierung der Wasserstoffvariante.....	68
Abbildung 20: Interpolation der Elektrolyseleistungen für die Modellierungsjahre 2027 und 2032.....	69
Abbildung 21: Gegenüberstellung des Wasserstoffbedarfs für 2040 und 2050, Darstellung in TWh (H_i , Heizwert).....	72
Abbildung 22: Entwicklung des Gasbedarfs in Europa gemäß TYNDP 2020	75
Abbildung 23: Entwicklung von Angebot und Nachfrage in Europa auf Basis des Szenarios „Distributed Energy“ des TYNDP 2020	76
Abbildung 24: H-Gas-Quellenverteilung	77
Abbildung 25: Liquidität von Gasmärkten gemäß ACER Market Monitoring Report 2019.....	97

Tabelle 1:	Systemrelevante Kraftwerke direkt am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber	23
Tabelle 2:	Im Szenariorahmen 2022 berücksichtigte Gaskraftwerksneubauplanungen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stichtag 01. August 2021)	24
Tabelle 3:	Im Szenariorahmens 2022 nicht berücksichtigte Gaskraftwerksneubauplanungen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stichtag 01. August 2021)	26
Tabelle 4:	Übersicht Zuschlagserteilung Ausschreibung bnBm	27
Tabelle 5:	Im Szenariorahmen 2022 berücksichtigte Speicherprojekte am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stichtag 01. August 2021)	28
Tabelle 6:	Im Szenariorahmen 2022 berücksichtigte LNG-Anlagen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stichtag 01. August 2021)	29
Tabelle 7:	Im Szenariorahmen 2022 nicht berücksichtigte Produktionsanlagen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stichtag 01. August 2021)	30
Tabelle 8:	Übersicht der Meldungen zur Marktabfrage WEB und Grüne Gase	33
Tabelle 9:	Ergebnisse der WEB-Meldungen aller Projekte	33
Tabelle 10:	Ergebnisse der WEB-Meldungen von Projekten für die Jahre 2022–2050 der Projektvorhabenträger und Verteilernetzbetreiber mit Relevanz für das Fernleitungsnetz	34
Tabelle 11:	Ergebnisse der WEB-Meldungen von Speicherprojekten	37
Tabelle 12:	Ergebnisse der weiteren WEB-Meldungen von Projekten im Verteilernetz	38
Tabelle 13:	Ergebnisse der WEB-Meldungen von Projekten aus dem Ausland	41
Tabelle 14:	Ergebnisse der WEB-Meldungen von Projekten am Verteilernetz ohne Relevanz für das Fernleitungsnetz	42
Tabelle 15:	Marktanteile der Energieträger im Neubau	46
Tabelle 16:	Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes	46
Tabelle 17:	Betrachtete Studien und Szenarien	48
Tabelle 18:	Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in Szenario I, temperaturbereinigt, Darstellung als Heizwert (H_i).....	50
Tabelle 19:	Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in Szenario II, temperaturbereinigt, Darstellung als Heizwert (H_i).....	51
Tabelle 20:	In Gaskraftwerken installierte elektrische Kraftwerksleistung (netto) in Deutschland	53
Tabelle 21:	Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung.....	58
Tabelle 22:	Deutsche Erdgasförderung in verschiedenen Einheiten.....	58
Tabelle 23:	Biomethaneinspeisung in Deutschland.....	60
Tabelle 24:	Entwicklung der Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland gemäß Szenario I, (H_i , Heizwert).....	63
Tabelle 25:	Übersicht der in der Jahresauktion am 05. Juli 2021 angebotenen neu zu schaffenden Ein- und Ausspeisekapazitäten.....	74
Tabelle 26:	Berücksichtigung der Grenzübergangspunkte in der H-Gas-Quellenverteilung	78
Tabelle 27:	Übersicht der VIP für Deutschland (Stand 01. April 2021)	80
Tabelle 28:	Kapazitätsprognose gemäß BVEG.....	85
Tabelle 29:	Modellierungsvarianten im Szenariorahmen 2022	90

Executive Summary



Executive Summary

Wasserstoff und Grüne Gase spielen eine wichtige Rolle in der Transformation des Energiesystems. Bereits im letzten Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 haben die Fernleitungsnetzbetreiber mit der Planung zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur begonnen und gezeigt, dass diese bereits mittelfristig zur Verfügung gestellt werden kann.

Für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 haben die Fernleitungsnetzbetreiber die zweite Marktabfrage WEB und Grüne Gase durchgeführt, bei der 500 Projektmeldungen eingegangen sind. Neben der bedarfsgerechten Planung für das bestehende Erdgasnetz wird der wachsenden Bedeutung von Wasserstoff und Grünen Gasen mit einer eigenen Modellierungsvariante Rechnung getragen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen für die Modellierung der Erdgasinfrastruktur eine Basisvariante vor, welche aus ihrer Sicht auf geeigneten Annahmen eines bedarfsgerechten und zukunftsorientierten Netzausbaus beruht.

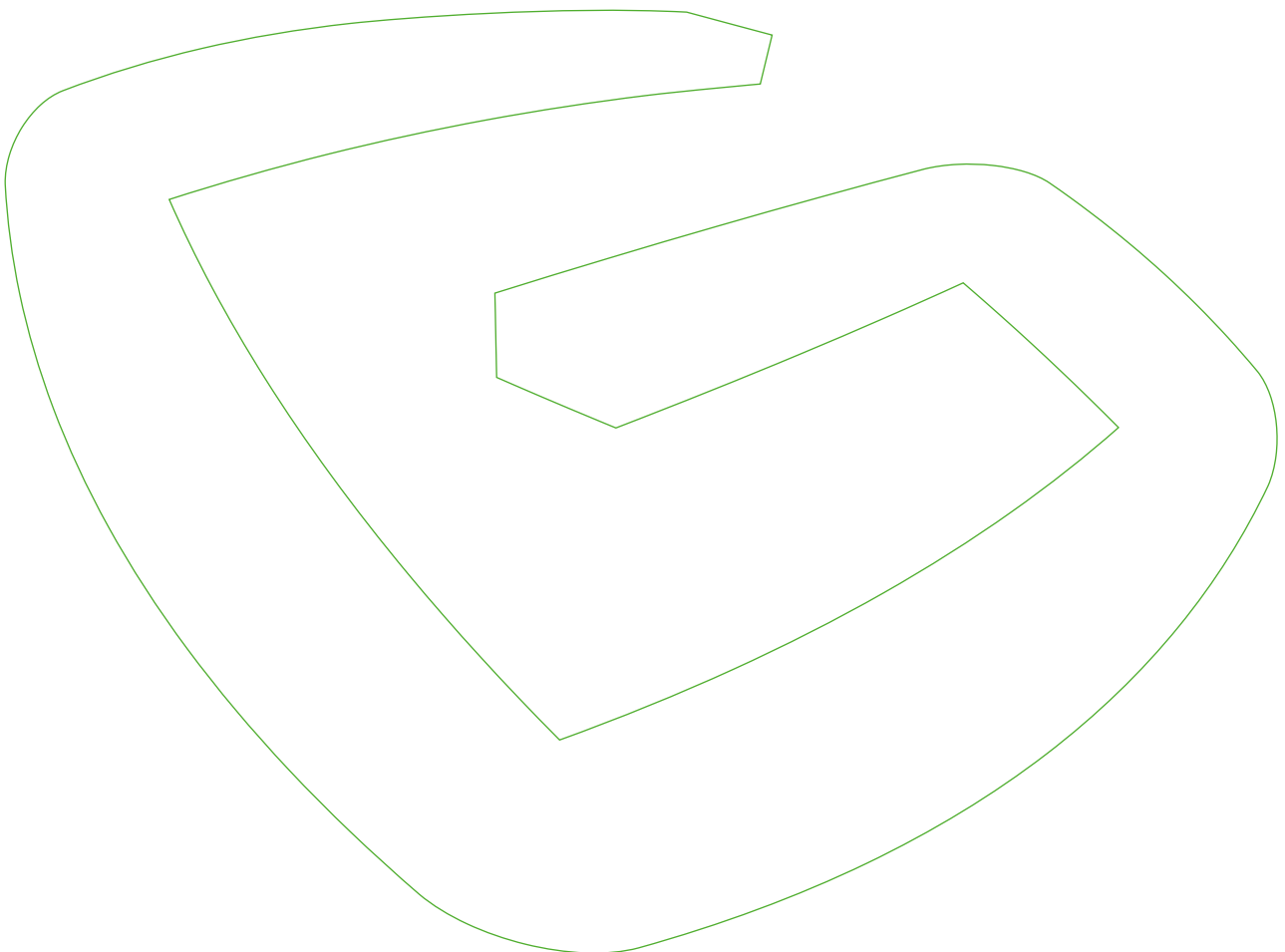
Das vorliegende Dokument gibt einen Ausblick zur Entwicklung des Methan- und Wasserstoffsbedarfs bis zum Jahr 2032 und darüber hinaus bis zum Jahr 2050. Die Basis hierfür bildet das dena-TM95-Szenario, welches durch die Fernleitungsnetzbetreiber an die aktuelle Entwicklung des Energiesektors angepasst wurde und das Potenzial gasförmiger Energieträger zur Dekarbonisierung aufzeigt.

Im Rahmen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase wurden neben den inländischen Wasserstoffbedarfen für den Zeitraum bis 2032 von 191 TWh (Heizwert) ebenfalls die Bedarfe für die Jahre 2040 und 2050 gemeldet. Die gemeldeten Wasserstoffbedarfe betragen im Jahr 2040 rund 342 TWh (Heizwert) und im Jahr 2050 rund 476 TWh (Heizwert).

Der zukünftige Methanbedarf weist bis zum Zielplanungsjahr 2032 eine stabile Entwicklung auf. Daher kommt auch der Infrastruktur für den Transport von Methan weiterhin eine hohe Bedeutung zu. Dabei legen die Fernleitungsnetzbetreiber weiterhin großen Wert auf die sichere Versorgung ihrer Kunden und berücksichtigen geplante Zusatzbedarfe und Anschlussbegehren.

Zur Erreichung einer zukünftig stärker integrierten Netzplanung zwischen den Energieträgern Strom und Gas sind neben der Diskussion über einen vorgelagerten Prozess zur Berücksichtigung von energie- und klimapolitischen Zielen auch Anpassungen der Bestandsprozesse der Netzentwicklungsplanung notwendig. Die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber beabsichtigen, den Dialog mit der Bundesnetzagentur fortzuführen, um die nächsten Schritte zur Synchronisierung der Netzentwicklungsplanung in die Wege zu leiten.

Einleitung 1



1 Einleitung

Die deutschen Fernleitungsnetze bilden mit einer Länge von ca. 40.000 km das Rückgrat der Gasinfrastruktur in Deutschland und stellen mit über 30 Grenzübergangspunkten (GÜP) die Drehscheibe im Zentrum Europas dar. Die über das Fernleitungsnetz aufgespeisten Verteilernetze haben eine Länge von mehr als 470.000 km. Mit der bedarfsgerecht ausgebauten Gasinfrastruktur leisten die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) einen wesentlichen Beitrag zur sicheren Energieversorgung.

Insbesondere kurz- und mittelfristig ist die sichere Versorgung mit Erdgas für das deutsche Energiesystem und den Wirtschaftsstandort entscheidend. Die Fernleitungsnetzbetreiber nehmen sich dieser Aufgabe auch weiterhin verantwortungsvoll an.

Im zukünftigen Energiesystem leistet die bestehende Gasinfrastruktur einen entscheidenden Beitrag, indem sehr große regenerative Energiemengen sowohl durch Deutschland transportiert als auch gespeichert und zur sicheren Deckung von saisonalen oder kurzfristigen Produktions- und Bedarfsspitzen genutzt werden können. Durch die Integration von Wasserstoff und Grünen Gasen in die bestehende Infrastruktur kann zügig und kosteneffizient ein signifikanter Beitrag zur Reduktion der Treibhausgasemissionen geleistet werden.

Wasserstoff und Grüne Gase stellen einen flexiblen, speicherbaren und kosteneffizienten Energieträger dar. Insbesondere Power-to-Gas (PtG) bietet ein großes, bislang noch nicht genutztes Potenzial für die Sektorkopplung. Als intelligente Verbindung von Gas-, Strom-, Wärme- und Mobilitätsinfrastruktur ist diese eine der entscheidenden Stellschrauben für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende.

Bereits im letzten Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 haben die Fernleistungsnetzbetreiber mit der Planung zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur begonnen und gezeigt, dass diese bereits mittelfristig zur Verfügung gestellt werden kann.

Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber ist der Aufbau einer ökonomischen und bedarfsgerechten Gasinfrastruktur nur bei einer integrierten Methan- und Wasserstoffnetzplanung möglich. So kann sichergestellt werden, dass die zukünftigen Produktionspotenziale von Wasserstoff und Grünen Gasen mit den heutigen und zukünftigen Verwendungsmöglichkeiten optimal kombiniert werden.

Deshalb haben die Fernleitungsnetzbetreiber eine erneute Marktabfrage WEB und Grüne Gase (Wasserstoffabfrage Erzeugung und Bedarf) für Grüngasprojekte vom 11. Januar 2021 bis zum 16. April 2021 zur Ermittlung von Wasserstofftransportbedarfen durchgeführt. Auf dieser und der Basis weiterer Eingangsparameter werden der Methan- und Wasserstofftransportbedarf ermittelt und geplant. Dieses Vorgehen schafft eine gesicherte Planungsgrundlage für Marktteilnehmer und eröffnet zukünftige Verwendungsperspektiven für Wasserstoff.

Die Planung, Vorbereitung und Durchführung einer Umstellung von Erdgastransportsystemen ist die originäre Aufgabe von Gasnetzbetreibern. Hierfür sind verschiedene Gründe anzuführen:

- Die Verbindung von Quellen und Senken durch leitungsgebundene Infrastruktur über Landesgrenzen hinweg ist die klassische Aufgabe von Fernleitungsnetzbetreibern.
- Die Standortwahl für PtG-Anlagen ist von den Marktteilnehmern in Abstimmung mit den Fernleitungsnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern zu treffen. So können Anlagen mit einer netzdienlichen Funktion sowohl innerhalb des Strom- als auch des Gasnetzes positioniert und Kosten für den Ausbau der Netzinfrastrukturen verringert werden.
- In den letzten Jahren haben die Fernleitungsnetzbetreiber gezeigt, dass die integrierte Umstellungsplanung von L-Gas auf H-Gas der beste Weg ist, optimal, effektiv und schnell die Umstellung durchzuführen.

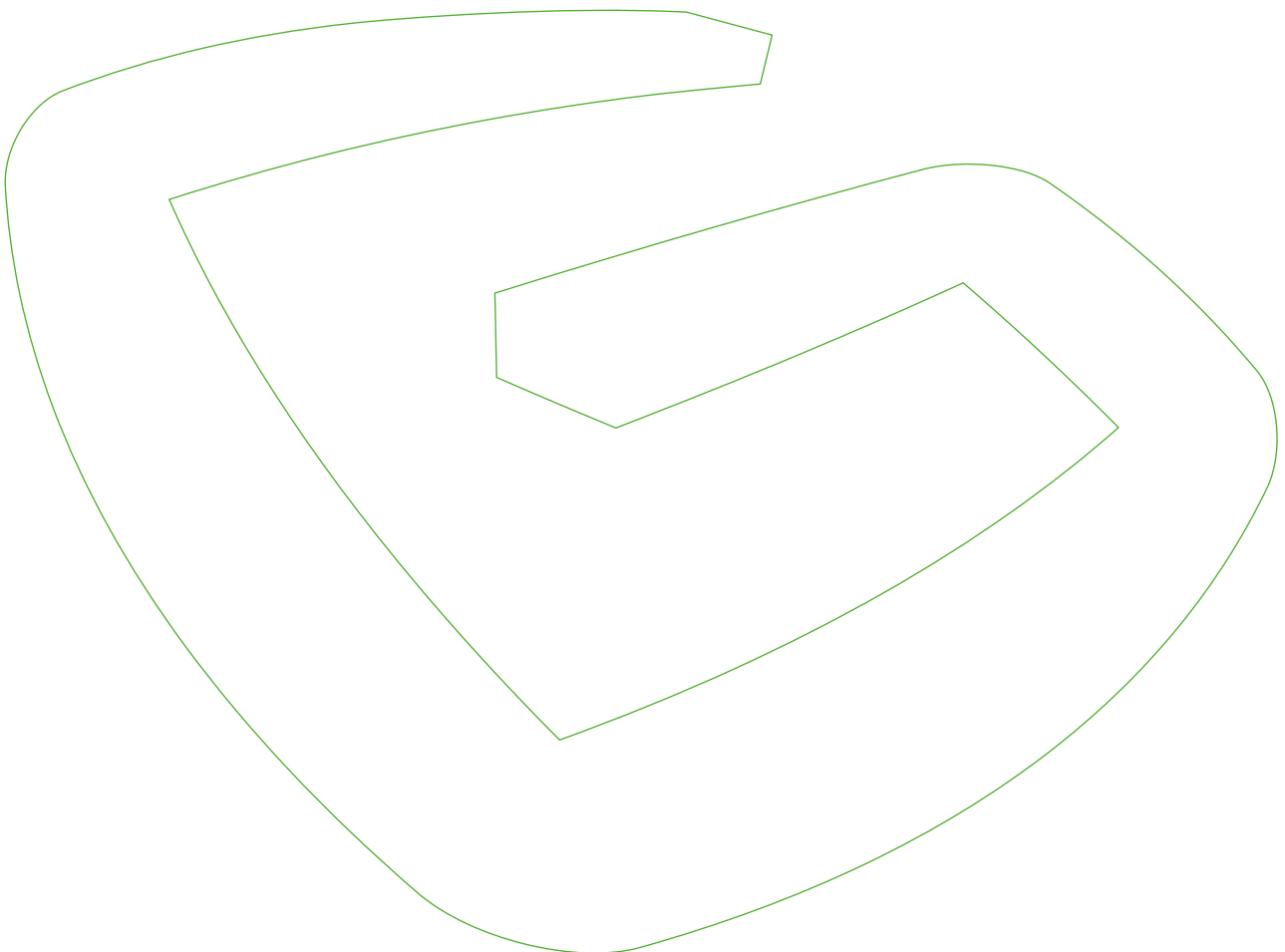
Für die L-H-Gas-Umstellung hat sich der Netzentwicklungsplan Gas als zentrales Steuerungsinstrument, insbesondere für die langfristige Planung der Umstellung, bewährt. Durch verschiedene öffentliche Konsultationsverfahren wird die Einbeziehung der relevanten Marktteilnehmer sichergestellt. Ferner wird durch die Abbildung der L-H-Gas-Umstellung im Netzentwicklungsplan Gas dem engen Zusammenhang zwischen L-H-Gas-Umstellung und Netzausbau Rechnung getragen. Die für die L-H-Gas-Umstellung zutreffenden Aspekte lassen sich analog auch für eine Umstellung auf Wasserstoff anwenden.

Mit dem vorliegenden Dokument kommen die Fernleitungsnetzbetreiber ihrer gesetzlichen Pflicht zur Erstellung des Szenariorahmens gemäß § 15a EnWG nach. Die Fernleitungsnetzbetreiber stellen Szenarien mit unterschiedlichen Entwicklungspfaden bis zum Jahr 2050 vor, welche das politische Ziel einer klimaneutralen Energiewende berücksichtigen.

Mit diesem Szenariorahmen (SR) schaffen die Fernleitungsnetzbetreiber die Grundlagen für ihre Modellierungen von Lastflüssen und die daraus abzuleitenden Netzausbaumaßnahmen. Grundsätzlich bauen die vorgeschlagenen Modellierungsvarianten auf dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 auf. Neben der Basisvariante wird erneut eine Wasserstoffvariante betrachtet.

Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung und Prozessablauf Netzentwicklungsplan Gas

2



2 Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung und Prozessablauf Netzentwicklungsplan Gas

2.1 Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben gemäß § 15a Abs. 1 EnWG im Zeitraum vom 21. Juni 2021 bis 16. Juli 2021 der Öffentlichkeit Gelegenheit zur Äußerung zum Konsultationsdokument des Szenariorahmens gegeben. Die Fernleitungsnetzbetreiber bedanken sich für die 27 eingegangenen Stellungnahmen.

Sämtliche Stellungnahmen wurden auf der Internetseite www.fnb-gas.de veröffentlicht und nach Ende der Konsultation an die Bundesnetzagentur (BNetzA) übermittelt.

Die in der Anlage 3 dargestellte Tabelle der Auswertung der Stellungnahmen zeigt die maßgeblichen Themen und die Häufigkeit ihrer Nennung in den von den Konsultationsteilnehmern eingereichten Beiträgen, auf die im Folgenden eingegangen wird:

Integrierte Netzentwicklungsplanung

Zahlreiche Stellungnahmen begrüßen den intensivierten Austausch zwischen den Fernleitungs- und den Übertragungsnetzbetreibern. Diese positive Resonanz bestätigt die Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber, über die Notwendigkeit in den bereits bestehenden Dialogformen und darüber hinaus mit den Übertragungsnetzbetreibern weiterzuarbeiten, um die Strom- und Gasnetzplanung weiter zu verzahnen. Darüber hinaus fordern zahlreiche Marktteilnehmer insbesondere auch die zeitliche Harmonisierung der Netzentwicklungspläne Strom und Gas. Die Fernleitungsnetzbetreiber begrüßen diese Forderung und teilen die Einschätzung, dass dies vor dem Hintergrund einer zunehmend integrierten Planung ein nächster, folgerichtiger Schritt wäre.

Ferner wird eine integrierte Netzentwicklungsplanung der Gas-, Strom- und Wasserstoffnetze befürwortet. Damit einhergehend wird auch die integrierte Planung auf Grundlage eines Systementwicklungsplans mit langfristigen Energieszenarien und klimapolitischen Zielen unterstützt. Ebenfalls adressiert wurde das Thema der einheitlichen Betrachtungsjahre (siehe dazu Kapitel 2.2 Zeitlicher Ablauf Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032, insbesondere der Abschnitt Synchronisierung der Netzentwicklungsplanprozesse für Strom und Gas).

Kapazitätsreservierungen/Ausbauansprüche nach §§ 38/39 GasNZV

In den Kapiteln 3.2 bis 3.5 wurden Aktualisierungen zu den Kapazitätsreservierungen/Ausbauansprüchen nach §§ 38/39 GasNZV gemäß den Kriterien vorgenommen.

Rolle der Gaskraftwerke im Zuge des Kohleausstiegs

Die Fernleitungsnetzbetreiber teilen die Bewertung von Konsultationsteilnehmern, dass der Strukturwandel im Rahmen des Kohleausstiegs frühzeitig in die Planung der Gastransportnetze einfließen muss. Entsprechend den Anforderungen des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes werden die Fernleitungsnetzbetreiber hierzu die Potenziale des bestehenden Gastransportnetzes ermitteln. Als Grundlage für eine effiziente Entwicklung des Gastransportnetzes halten die Fernleitungsnetzbetreiber eine Berücksichtigung der individuellen Anforderungen der Kraftwerksstandorte für unerlässlich und bitten die potenziellen Kraftwerksbetreiber um eine rechtzeitige Kommunikation der tatsächlichen Kapazitätsbedarfe. Der Prozess gemäß § 38 und § 39 GasNZV hat sich nach Auffassung der Fernleitungsnetzbetreiber hierzu bewährt und ist geeignet, Investitionssicherheit für Kraftwerksbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber zu schaffen.

Speicher Nussdorf

In einer Stellungnahme wurde nach einer nachvollziehbaren und transparenten Erläuterung gefragt, warum dieser Speicher, welcher sich auf dem Gebiet eines anderen Landes befindet, Eingang in die nationale Netzentwicklungsplanung findet.

Der in Österreich gelegene Speicher Nussdorf / Zagling (7F) ist über den Anschluss 7 Fields direkt mit dem deutschen Fernleitungsnetz verbunden und hat damit Einfluss auf die nationale Kapazitätsplanung in Deutschland. Der Kapazitätsausbauanspruch wurde gemäß § 39 GasNZV gestellt und entspricht den im Szenariorahmen 2022 unter Kapitel 3.1 veröffentlichten Kriterien für die Berücksichtigung von Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüchen. Aus den vorgenannten Gründen findet der Speicher Nussdorf / Zagling (7F) Eingang in die nationale Netzentwicklungsplanung.

Szenarien- und bedarfsorientierte Modellierung

Die Rückmeldung des Marktes hinsichtlich der Vorgehensweise zur Modellierung auf Basis von Szenarien und Bedarfen ist kontrovers, daher möchten die Fernleitungsnetzbetreiber die Hintergründe zur Vorgehensweise näher erläutern. Sowohl die definierten Szenarien als auch die erhobenen Kapazitätsbedarfe finden grundsätzlich in der Netzplanung ihre Berücksichtigung. Es ist jedoch festzuhalten, dass die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas gemäß ihres gesetzlichen Auftrags nach § 15a EnWG dazu verpflichtet sind, den Netzausbau für den Zeitraum von 10 Jahren bedarfsgerecht zu ermitteln, um die Versorgungssicherheit in Deutschland und ihren Beitrag diesbezüglich auch für die angrenzenden Staaten zu gewährleisten. Dabei beachten die Fernleitungsnetzbetreiber die Vorgaben der BNetzA aus den Bestätigungen der Szenariorahmen und den Änderungsverlangen der vorhergehenden Netzentwicklungspläne Gas.

Über den 10-Jahreszeitraum hinausgehende netzplanerische Überlegungen der Fernleitungsnetzbetreiber orientieren sich mangels konkreter Bedarfsangaben an den im Szenariorahmen referenzierten Szenarien, sind aber nach den Anforderungen von § 15a EnWG kein Bestandteil des verbindlichen Netzentwicklungsplans Gas. Die Fernleitungsnetzbetreiber prüfen, in welchem Format sie diese Überlegungen in die öffentliche Diskussion einbringen können.

Berücksichtigung der BMWi-Langfristszenarien

In der Konsultation haben Marktteilnehmer auf eine fehlende Berücksichtigung der BMWi-Langfristszenarien hingewiesen. Diese bereits in das Konsultationsdokument aufzunehmen, war aufgrund des Veröffentlichungszeitpunktes der Szenarien nicht möglich. Um dem Anspruch gerecht zu werden, aktuelle Erkenntnisse im Szenariorahmen Gas zu berücksichtigen, möchten die Fernleitungsnetzbetreiber nun im Rahmen der Überarbeitung des Szenariorahmens Gas 2022 diesen Aspekt aufgreifen und haben die Kapitel 4.2 Gasbedarfsentwicklung und 7.4 Wasserstoffausblick 2040 und 2050 dahingehend ergänzt.

Bezüglich der Langfristszenarien, die aus Sicht des BMWi idealtypische Extremszenarien darstellen, sind aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber insbesondere einige Annahmen zur Modellierung der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur kritisch zu hinterfragen und anzupassen. Durch die geringe Berücksichtigung der Verteilernetzebene für eine Umstellung auf Wasserstoff würden die in der Marktabfrage WEB und Grüne Gase gemeldeten Wasserstoffbedarfe in den Verteilernetzbetreiber-Netzen (VNB-Netzen) nicht gedeckt werden. Damit wäre einem Großteil der Industriekunden, Gewerbe und Fernwärmeanlagen der Zugang zu Wasserstoff verwehrt sowie der Wärmemarkt von der Dekarbonisierung über Wasserstoff ausgeschlossen. Bislang bewertet das BMWi die Szenarien zudem offenbar weitestgehend anhand systemischer Kosten. Die Aspekte Versorgungssicherheit, Resilienz / Robustheit des Energiesystems oder Akzeptanz der Maßnahmen müssen aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber jedoch ebenfalls berücksichtigt werden. Bei der Weiterentwicklung der Langfristszenarien wollen sich die Fernleitungsnetzbetreiber mit ihrer gasfachlichen Expertise verstärkt einbringen.

Gasbedarfsszenarien

In verschiedenen Stellungnahmen wurde kritisiert, dass die dargestellten Szenarien nicht die aktuellen Klimaschutzziele der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 abbilden und die vorgenommene Szenarienauswahl nicht ausreichend begründet wurde.

Die Klimaschutzziele Deutschlands wurden nach der Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts im zweiten Quartal des Jahres 2021 sehr kurzfristig angepasst. Die Erstellung des Szenariorahmens und des Netzentwicklungsplans Gas folgen einem sehr eng getakteten Zeitplan. Aufgrund des Umfangs und der Komplexität der Themen ist für die Erstellung des Dokuments ein entsprechender Vorlauf notwendig, so dass sehr kurzfristige Änderungen nicht berücksichtigt werden können. Aufgrund der Kurzfristigkeit der Ereignisse standen für den Szenariorahmen Gas noch keine Studien zur Verfügung, die diese Verschärfung der Klimaziele berücksichtigen.

Szenarien bilden grundsätzlich mögliche zukünftige Entwicklungen ab. Entsprechend den jeweils getroffenen Annahmen zeigen sich in unterschiedlichen Szenarien andere Zukunftsbilder. Für die Gasbedarfsentwicklung bedeutet dies beispielsweise, dass es eher strombasierte Szenarien oder Szenarien, welche auf gasbasierte Energieträger setzen, gibt. Wasserstoff und Grüne Gase werden nach Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber eine wesentliche Rolle bei der Dekarbonisierung der Energieversorgung zur Erreichung der Klimaschutzziele spielen. Die zunehmende Bedeutung zeigt sich auch in den Ergebnissen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase (vgl. Kapitel 3.6). Vor diesem Hintergrund haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber dazu entschieden, das im Szenariorahmen 2022 dargestellte Szenario I für die langfristige Planung einer robusten Gasinfrastruktur zu verwenden. Auch das BMWi-Langfristszenario TN-H2-G zeigt die Größenordnung des Wasserstoffbedarfs des Szenarios I sowie der Marktabfrage WEB und Grüne Gase und übersteigt diesen sogar.

Technologieoffene Berücksichtigung von Projektmeldungen zur Einspeisung von Wasserstoff

Im Zuge der Konsultation wurde von verschiedenen Marktteilnehmern in ihren Stellungnahmen geäußert, dass unklar bleibe, welche Erzeugung dem eingespeisten Wasserstoff zugrunde liegt. Mit der Erhebung von Projekten zur Einspeisung von Wasserstoff in der Marktabfrage WEB und Grüne Gase haben die Fernleitungsnetzbetreiber bewusst keine Differenzierung hinsichtlich der Erzeugung von Wasserstoff vorgenommen. Vielmehr verfolgen die Fernleitungsnetzbetreiber einen technologieoffenen und diskriminierungsfreien Ansatz hinsichtlich der Berücksichtigung von Wasserstoffquellen im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032.

Ziel ist es, im Hinblick auf einen schnellen Markthochlauf eine größtmögliche Bandbreite an Wasserstoffquellen zur Bedarfsdeckung zu erfassen und für die weitere Prüfung zu berücksichtigen.

Weitergehende Informationen zu Projektmeldungen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind dem Wunsch einiger Marktteilnehmer zur Veröffentlichung weiterer Informationen zu den Projektmeldungen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase nachgekommen. In Kapitel 3.6 sind die Projektmeldungen nach Landkreisen regionalisiert und kartographisch dargestellt. Im Weiteren erfolgt eine Ergänzung der Zuordnung der Projektmeldungen in die definierten Kategorien und der Landkreise in der Anlage 2. Des Weiteren ist in der Anlage 2 ersichtlich, welche Projekte bereits im Rahmen des Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 gemeldet wurden.

Dabei lässt sich festhalten, dass ein Großteil der bereits für den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 gemeldeten Grüngas- und Wasserstoffprojekte wieder im Rahmen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase für den Szenariorahmen 2022 gemeldet wurden. Dies lässt auf eine Kontinuität der Projekte schließen und die Fernleitungsnetzbetreiber sehen hierin eine Bestätigung ihrer Marktabfrage und ihrer Planungen.

Wasserstoffbeimischung im Fernleitungs- und Verteilernetz

Die Haltung der Fernleitungsnetzbetreiber, keine signifikante Beimischung von Wasserstoff im Fernleitungsnetz durchzuführen, wird in einigen Stellungnahmen begrüßt. Einige Marktteilnehmer argumentieren, dass eine Wasserstoffbeimischung in Verteilernetze zu einem schnellen CO₂-Minderungseffekt führen könne.

Die Fernleitungsnetzbetreiber halten weiterhin daran fest, eine Wasserstoffbeimischung in signifikantem Maßstab auf Fernleitungsebene zu vermeiden. Die BNetzA teilt in einer ersten Bewertung aus dem Konsultationsworkshop vom 01. Juli 2021 diese Einschätzung, sodass sich die Fernleitungsnetzbetreiber in ihrem Vorgehen bestätigt sehen.

Im Rahmen der Netzmodellierung wird die Möglichkeit der Bereitstellung von Wasserstoff zur Einspeisung in die nachgelagerten Verteilernetze geprüft. Hierfür soll die sogenannte „Wasserstoffprüfung“ dienen.

Aufgrund der vielen Rückmeldungen zu diesem Thema wurde das Kapitel 3.6 überarbeitet, um gemeinsam mit den Verteilernetzbetreibern ein für alle Parteien tragfähiges Konzept zu finden.

Wasserstoffverfügbarkeit und Wasserstoffquellenverteilung

Im Rahmen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase sind unerwartet hohe Einspeiseleistungen für Wasserstoff gemeldet worden. Vor dem Hintergrund der dafür benötigten Elektrolyseleistung, betrachten einige Marktteilnehmer eine derartig hohe Einspeiseleistung als kritisch und weisen auf die deutlichen Unterschiede zum Netzentwicklungsplan Strom für das Jahr 2035 und zur Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung hin. Die Fernleitungsnetzbetreiber möchten diesbezüglich nochmals klarstellen, dass es sich bei der im Szenariorahmen dargestellten Einspeiseleistung um eine Auswertung der Datenmeldungen der Projektvorhabensträger handelt. Diese sind aktuell weder abschließend geprüft noch für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 als Eingangsgröße bestätigt. Hierfür bedarf es zunächst des Abschlusses der MoU (Memorandums of Understanding) mit den Projektvorhabensträgern, um im weiteren Prozess berücksichtigt werden zu können. Erst dann ist klar, welche Elektrolyseleistung für die Modellierung der Wasserstoffvariante im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 vorgesehen ist.

Gleichmaßen kann auch erst zu diesem Zeitpunkt die Wasserstoffbilanz für die Netzmodellierung erstellt und der mögliche Bedarf an zusätzlicher Wasserstofferzeugung ermittelt werden. Die Fernleitungsnetzbetreiber beabsichtigen den Ansatz einer Wasserstoffquellenverteilung auch im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 weiterzuverfolgen. Bereits im vorangegangenen Netzentwicklungsplan wurden für die Bedarfsdeckung der Wasserstoffimport aus den angrenzenden Ländern, die Bereitstellung von Wasserstoff aus umgestellten Gasspeichern sowie zusätzliche Elektrolyseinspeisungen aus Erneuerbaren Energien, deren EE-Förderung ausgelaufen ist, als mögliche weitere Wasserstoffquellen angenommen. Insoweit haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Betreiber von Gasspeicheranlagen sowie angrenzende, ausländische Fernleitungsnetzbetreiber aufgefordert, potenzielle Wasserstoffmengen für eine Wasserstoffquellenverteilung im Rahmen der Konsultation zu melden. Diesem Aufruf sind einige Marktteilnehmer gefolgt. Insbesondere sind Meldungen ausländischer Fernleitungsnetzbetreiber aus den Niederlanden, Belgien, Frankreich sowie Tschechien aber auch von Speicherbetreibern, unter teilweiser Angabe konkreter Wasserstoffmengen, zugegangen. Die Fernleitungsnetzbetreiber bedanken sich für die Rückmeldungen und werden diese gemeinsam mit den bereits in der Marktabfrage WEB und Grüne Gase eingegangenen Informationen im Rahmen der Wasserstoffquellenverteilung berücksichtigen.

Umgang mit der Elektrolyseleistung im Netzentwicklungsplan Gas

Im Rahmen der Konsultation wurde vielfach angemerkt, dass die Verschneidung der im Rahmen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase gemeldeten Elektrolyseleistung, mit denen in den Netzentwicklungsplänen Strom, intransparent und nicht ausreichend nachvollziehbar dargestellt werde.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben diesen Aspekt im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2022 bewusst offen adressiert, da die zu berücksichtigende Höhe der Elektrolyseleistung erst nach Vorliegen der MoU zum 01. Oktober 2021 abschließend feststeht. Die Wahl des konkreten Verfahrens bzw. die Notwendigkeit der Verschneidung der Elektrolyseleistung hängt jedoch maßgeblich davon ab, ob die im Rahmen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase gemeldete Elektrolyseleistung die in den Netzentwicklungsplänen Strom angenommenen Leistungen unterschreitet oder übersteigt.

Da sich aktuell eine deutliche Überschreitung der Elektrolyseleistung abzeichnet, können die Fernleitungsnetzbetreiber voraussichtlich von einer Verschneidung der Elektrolyseleistungen aus den Netzentwicklungsplänen Strom mit jenen aus der Marktabfrage WEB und Grüne Gase absehen.

Wasserstoffbedarf im NEP Gas / eigenständiger Wasserstoff-NEP

In verschiedenen Stellungnahmen wurde diskutiert, ob die Planung der Wasserstoffinfrastruktur im Rahmen der bestehenden Netzentwicklungsplanung erfolgen soll oder ob es hier eines eigenständigen Planungsinstruments bedarf.

Der Netzentwicklungsplan Gas ist ein anerkanntes, transparentes und seit Jahren bewährtes Instrument für die bedarfsgerechte Weiterentwicklung der deutschen Erdgasinfrastruktur. Darüber hinaus sehen die Fernleitungsnetzbetreiber viele Parallelen zum etablierten Prozess der L-H-Gas-Umstellung im Netzentwicklungsplan Gas. Es ist volkswirtschaftlich effizient und technisch möglich, die Wasserstoffinfrastruktur aus dem Erdgasnetz heraus zu entwickeln und bestehende Erdgasleitungen für den ausschließlichen Transport von Wasserstoff umzustellen. Das setzt voraus, dass beide Netze auch netzplanerisch als Einheit betrachtet werden und die Netzplanung gemeinsam und integriert erfolgt. Nicht zuletzt, weil für weitere Jahrzehnte neben dem Wasserstoffhochlauf auch weiterhin die Versorgung mit Erdgas, Transite und zukünftig vermehrt die Versorgung mit Biomethan und synthetischem Methan sichergestellt werden muss. Ein getrennter Netzentwicklungsplan für Wasserstoff ist daher nicht zielführend und erschafft nur einen parallelen Planungsprozess, welcher die gegenseitigen Interdependenzen verkennen würde, anstatt diese ressourcenoptimal in einem Prozess Rechnung zu tragen. Die Einbeziehung von neuen Netzbetreibern von reinen Wasserstoffnetzen wäre auch bei einer gemeinsamen Netzentwicklungsplanung problemlos möglich. Die Fernleitungsnetzbetreiber erarbeiten derzeit entsprechende Konzepte für die gemeinsame Netzplanung, um die bestehenden Synergien mit den bewährten Prozessen im Netzentwicklungsplan Gas auch in Zukunft zu nutzen.

Incremental Capacity

In Kapitel 8.1 wurden auf Basis der im Rahmen des Incremental Capacity-Zyklus 2019–2021 zwischenzeitlich stattgefundenen Jahresauktion Aktualisierungen vorgenommen.

Umstellung der L-Gas-Speicher auf H-Gas

In mehreren Stellungnahmen wurden die Fernleitungsnetzbetreiber aufgefordert, auf H-Gas umgestellte, ehemalige L-Gas-Speicher mit einer um 10 % erhöhten Kapazität zu berücksichtigen, um dem höheren Energiegehalt des H-Gases Rechnung zu tragen. Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass bei der Ausweisung von Kapazitäten die Möglichkeiten des vorgelagerten Netzes zu betrachten sind, und eben nicht die Gegebenheiten des Netzanschlusses und der kundenseitigen Anlagen. Ein pauschaler Ansatz von einer um 10 % höheren Kapazität nach Umstellung auf H-Gas könnte aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber zu einem nicht bedarfsgerechten Ausbau führen bzw. andere Anschlussnehmer oder Verteilernetzbetreiber diskriminieren, sofern diese ebenfalls einen erhöhten Kapazitätsbedarf aufweisen. Allerdings besteht für alle genannten Parteien die Möglichkeit, für konkret bestehende Mehrbedarfe die etablierten Prozesse zu nutzen.

Berücksichtigung der Speicher in der Modellierung

Bestandteil der Stellungnahmen war auch das Thema einer stärkeren Berücksichtigung der Speicher in der Modellierung über eine Anhebung der bestehenden 35%-Speicherfüllstandsannahme.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind weiterhin der Auffassung, dass die Speicher bei der Modellierung vor allem vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit angemessen berücksichtigt werden. Die aus der Annahme eines Speicherfüllstandes von 35 % resultierende Einspeisekapazität der Speicher in das Erdgasnetz führt nicht zu einem unnötig gesteigerten Netzausbau. In diesem Zusammenhang wird auf die Netzentwicklungspläne Gas 2016 und 2018 verwiesen, in denen die Fernleitungsnetzbetreiber eine umfangreiche Analyse der Speicherfüllstände veröffentlicht haben. Darin wurde bei der Betrachtung der historischen Füllstände ersichtlich, wie die Speicherfüllkurve deutlich unterhalb eines 35%-Füllstandes fiel. Aktuelle Daten der Speicherbeschäftigung und des Füllstandes der deutschen Gasspeicher [\[AGSI+\]](#) bestätigen dies.

Darüber hinaus wurde gezeigt, dass es unter Berücksichtigung der Flexibilität der Leistungsbereitstellung zwischen Grenzübergangspunkten und Speichern zu einer deutlich höheren Inanspruchnahme als der angenommenen Ausspeicherleistung bei 35 % Füllstand kommen kann, vgl. Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030, Kapitel 6.

Kraftwerke und Industriebedarfe

In Kapitel 10 wurden Kriterien für die Auswahl von Zuordnungspunkten für neue Kraftwerke und zur Aufnahme von Industriebedarfen in den Netzentwicklungsplan Gas ergänzt (vgl. Kapitel 10.8 und 10.9).

Planerischer Ansatz für die Modellierung von neuen Kraftwerken

Die BNetzA hat im Rahmen des Konsultationsworkshops zum Szenariorahmen eine transparentere Darstellung der Vorgehensweise zur Wahl der Zuordnungspunkte des DZK-Produkts für Kraftwerke gefordert und die Fernleitungsnetzbetreiber gebeten, genauer darzustellen, nach welchen Kriterien entschieden wird, ob ein Zuordnungspunkt ausreichend liquide ist und nach welchem Verfahren in der späteren Modellierung die Auswahl der jeweiligen Zuordnungspunkte bei den DZK-Kraftwerksprodukten erfolgen wird.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Kriterien für die Einschätzung der Liquidität und die Auswahl von Zuordnungspunkten für Kraftwerke in einem zusätzlichen Kapitel 10.8 dargestellt.

Auslegungsvariante Baden-Württemberg

In Stellungnahmen wird die Ausgestaltung der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg thematisiert. Zudem wurde angemerkt, dass angefragte Kapazitäten aus vergangenen Netzentwicklungsplänen noch nicht vollständig zur Verfügung stehen.

In Baden-Württemberg ist entgegen dem deutschlandweiten Trend ein weiterhin stark wachsender Bedarf nach Gaskapazitäten zu verzeichnen. Die Sondersituation begründet sich darin, dass diese kontinuierlich steigende Nachfrage aktuell die Grenzen der Transportkapazität im baden-württembergischen Netzgebiet der terranets bw erreicht. Aus diesem Grund wurde bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 umfangreicher Netzausbau bestätigt und befindet sich in Umsetzung.

Der Kapazitätsbedarf der Verteilernetze stellt für terranets bw den größten Anteil an bereitzustellenden Transportkapazitäten dar. Die internen Bestellungen überstiegen die zuvor abgegebenen Langfristprognosen. Erhebliche Abweichungen zwischen den abgegebenen Langfristprognosen und den tatsächlichen Kapazitätsbedarfen führten dazu, dass die hierfür erforderlichen Netzausbaumaßnahmen aufgrund der Realisierungszeiten nicht mehr rechtzeitig umgesetzt werden konnten. Daher appellieren die Fernleitungsnetzbetreiber an die Verteilernetzbetreiber Langfristprognosen, unter Berücksichtigung der gaswirtschaftlichen Sorgfaltspflicht, abzugeben.

Langfristiger Kapazitätsbedarf

In Kapitel 10.4.3 wurden die Marktteilnehmer gebeten, sich an der Ausgestaltung möglicher Kriterien zur Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfes in einem deutschen Marktgebiet zu beteiligen.

In mehreren Stellungnahmen ist eine Beantwortung der dazu konkret gestellten Fragen erfolgt. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden die Antworten in ihre weitergehenden Überlegungen einbeziehen und über die entsprechenden Gremien und Verbände in die weitere Diskussion einbringen.

2.2 Zeitlicher Ablauf Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

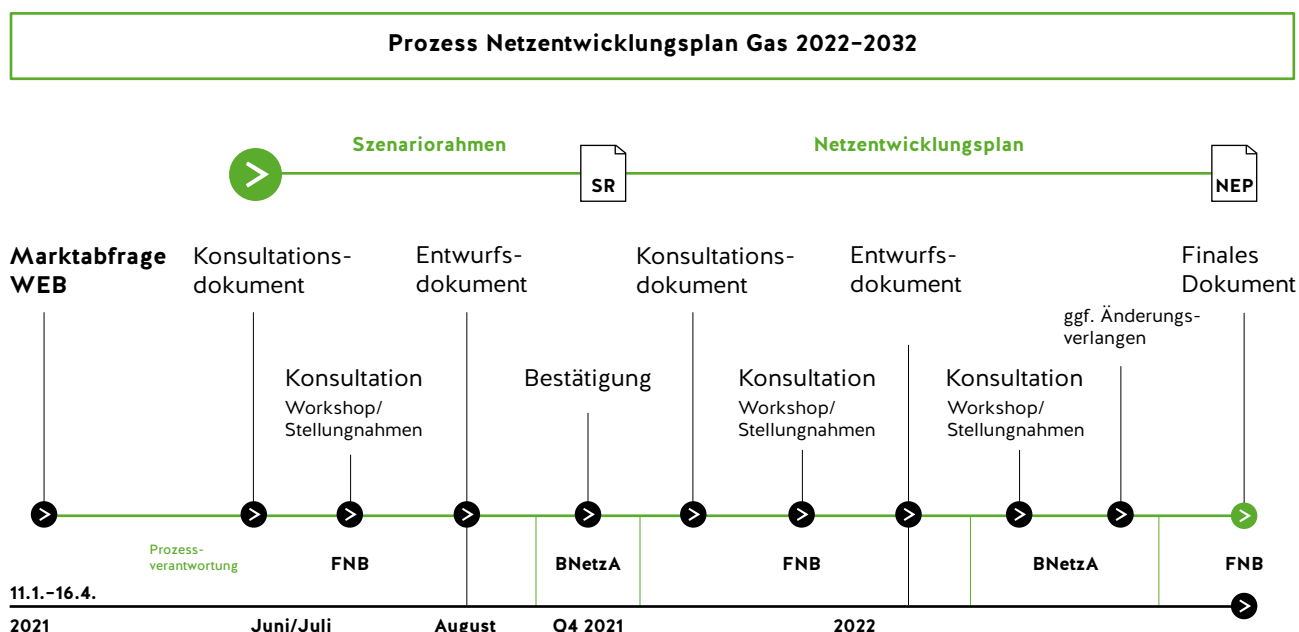
Mit der Veröffentlichung des Konsultationsdokuments des Szenariorahmens 2022 am 21. Juni 2021 haben die Fernleitungsnetzbetreiber einen wichtigen Meilenstein auf dem Weg zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 erreicht. Der Szenariorahmen 2022 wurde vom 21. Juni 2021 bis zum 16. Juli 2021 zur Konsultation gestellt und der Öffentlichkeit und dem Markt Gelegenheit zur Äußerung gegeben. Zusätzlich fand am 01. Juli 2021 der Konsultationsworkshop statt.

Nach Abschluss des Konsultationszeitraums wurden die eingegangenen Stellungnahmen ausgewertet und die Konsultationsergebnisse in den Entwurf des Szenariorahmens 2022 eingearbeitet. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben der BNetzA im August 2021 den überarbeiteten Szenariorahmen 2022 vorgelegt. Die Regulierungsbehörde bestätigt anschließend den Szenariorahmen 2022 unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung.

Auf Basis des bestätigten Szenariorahmens 2022 werden die Fernleitungsnetzbetreiber die Modellierungen zum Netzentwicklungsplan durchführen. Der Netzentwicklungsplan Gas wird durch die Fernleitungsnetzbetreiber konsultiert. Nach Abschluss des Konsultationszeitraums werden die eingegangenen Stellungnahmen ausgewertet und das Konsultationsergebnis in den Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 eingefügt.

Anschließend hört die BNetzA zu dem von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 nochmals alle tatsächlichen und potenziellen Netznutzer an und veröffentlicht die Ergebnisse. Die Regulierungsbehörde kann anschließend Änderungen des Netzentwicklungsplans Gas verlangen, welche von den Fernleitungsnetzbetreibern innerhalb von drei Monaten einzuarbeiten sind.

Abbildung 1: Übersicht Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Synchronisierung der Netzentwicklungsplanprozesse für Strom und Gas

Zur Erreichung einer zukünftig stärker integrierten Netzplanung zwischen den Energieträgern Strom und Gas sind neben der Diskussion über einen vorgelagerten Prozess zur Berücksichtigung von energie- und klimapolitischen Zielen (vgl. dena Netzstudie III) auch Anpassungen der Bestandsprozesse der Netzentwicklungsplanung notwendig.

Dabei zeichnet sich ein Konsens über die Berücksichtigung von gemeinsamen Rahmenparametern in den jeweiligen Prozessen der Netzentwicklungsplanung Strom und Gas ab. Zudem besteht Einigkeit, dass eine Bewertung möglicher Entwicklungspfade wesentlich von der Identifikation sektorübergreifender Optimierungspotenziale abhängt.

Zwischen der Strom- und Gasnetzplanung der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber wird aktuell über die gegenseitige Berücksichtigung von einzelnen Planungsannahmen, wie z. B. Bestands- und Neubaukraftwerke, Größenordnung der Elektrolyseleistung und potenzielle Standorte, ein Abgleich gewährleistet. So wird in den zeitlich nacheinander stattfindenden Erstellungsprozessen für die Planungsannahmen auf das jeweils vorher durch die BNetzA genehmigte oder bestätigte Dokument referenziert.

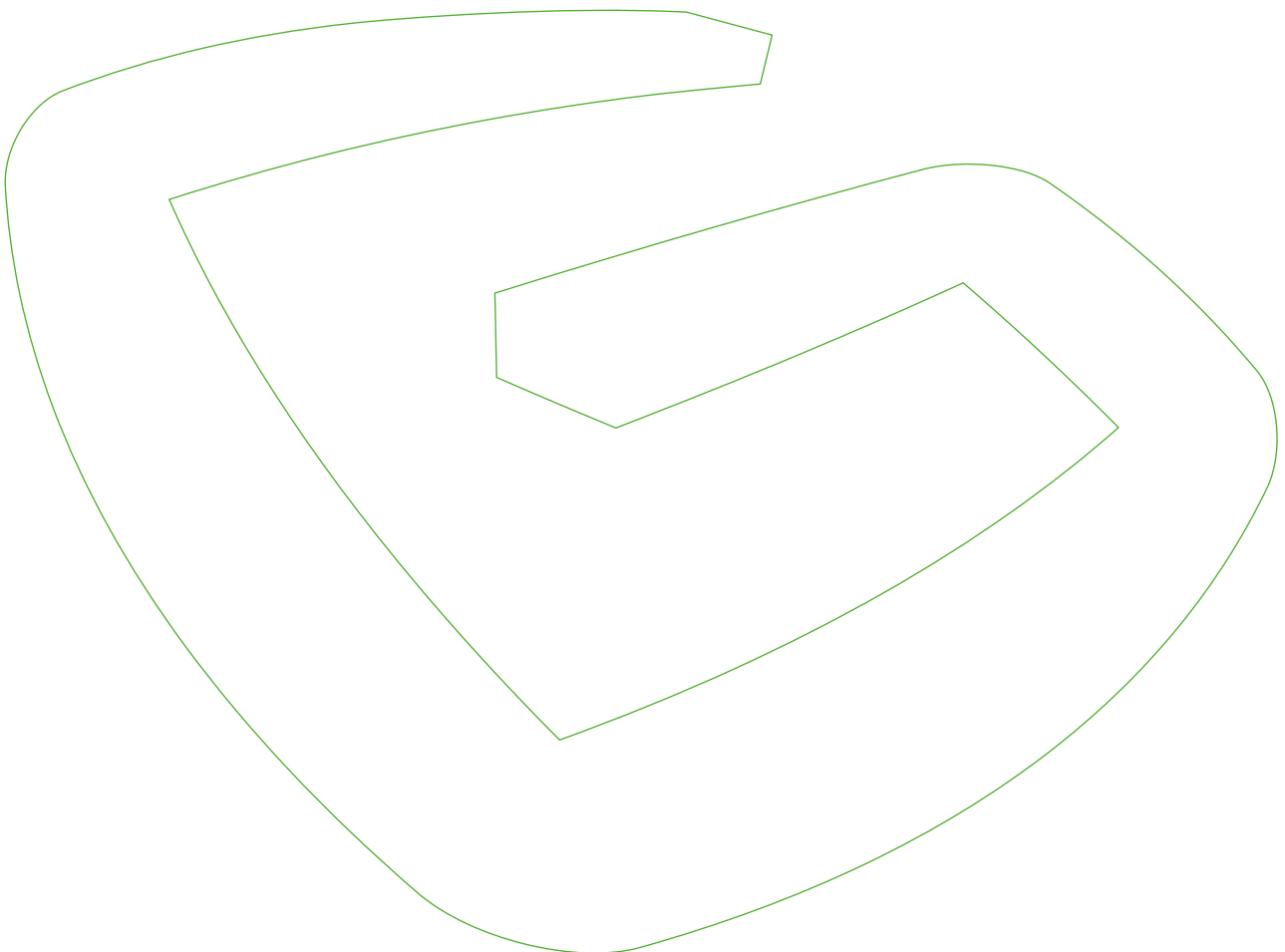
Dieses bislang praktizierte Vorgehen sollte vor dem Hintergrund einer von den Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreibern angestrebten und gebotenen sektorübergreifend-optimierten Planung noch weiter verbessert werden.

So setzt die Festlegung von Parametern für ein integriertes Energiesystem Strom und Gas sowohl eine Vereinheitlichung der Planungshorizonte als auch eine synchrone Bearbeitung der eigentlichen Planungsprozesse voraus. Nur so kann sichergestellt werden, dass in den jeweiligen Prozessen von den gleichen Prämissen ausgegangen wird.

Die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber beabsichtigen den Dialog mit der BNetzA fortzuführen, um die nächsten Schritte zur Synchronisierung der Netzentwicklungsplanung in die Wege zu leiten.

Kapazitätsbedarfe gemäß §§ 38/39 GasNZV – Marktabfrage WEB und Grüne Gase

3



3 Kapazitätsbedarfe gemäß §§ 38/39 GasNZV – Marktabfrage WEB und Grüne Gase

In diesem Kapitel werden die von den Fernleitungsnetzbetreibern überarbeiteten Kriterien für die Berücksichtigung von Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüchen nach §§ 38/39 GasNZV dargestellt (vgl. Kapitel 3.1). Anschließend wird die Berücksichtigung der Kraftwerke (vgl. Kapitel 3.2), Speicher (vgl. Kapitel 3.3), LNG-Anlagen (vgl. Kapitel 3.4) und Produktionsanlagen (vgl. Kapitel 3.5) erläutert. Dabei wird insbesondere auf neue Projekte entsprechend den, bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüchen, nach §§ 38/39 GasNZV eingegangen. Kapitel 3.6 zeigt die Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase, welche die Fernleitungsnetzbetreiber vom 11. Januar 2021 bis zum 16. April 2021 durchgeführt haben.

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

Die Berücksichtigung von Speichern, Produktions- und LNG-Anlagen sowie Kraftwerken erfolgt anhand der bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüchen nach §§ 38/39 GasNZV. Für die Berücksichtigung neuer Projekte mit Anspruch nach §§ 38/39 GasNZV im Szenariorahmen 2022 haben die Fernleitungsnetzbetreiber am 11. Januar 2021 eine Abfrage auf der Website des FNB Gas veröffentlicht. Folgende Kriterien, die am 11. Januar 2021 auf der Website des FNB Gas veröffentlicht wurden, werden für die Aufnahme von Projekten mit Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüchen nach §§ 38/39 GasNZV in dem Szenariorahmen 2022 angewandt:

- Der Kapazitätsbedarf eines Projekts, für das der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV bis zum 01. Juli 2020 positiv beschieden wurde, wird im Szenariorahmen 2022 berücksichtigt, wenn bis zum 31. März 2021 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 positiv beschieden wurde, wird im Szenariorahmen 2022 nicht berücksichtigt, wenn der Antragsteller von der Möglichkeit zur Reservierung keinen Gebrauch gemacht hat.
- Der Kapazitätsbedarf eines Projekts, für das der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV bis zum 01. Juli 2020 negativ beschieden wurde, wird im Szenariorahmen 2022 nicht berücksichtigt, wenn bis zum 31. März 2021 kein Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV geltend gemacht wurde.
- Der Kapazitätsbedarf eines Projekts, für das der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV zwischen dem 01. Juli 2020 und dem 31. März 2021 positiv beschieden wurde, wird im Szenariorahmen 2022 berücksichtigt, sofern bis zum Ende des Konsultationszeitraums am 16. Juli 2021 eine Kapazitätsreservierung erfolgt ist und der Anschlusspetent in der Zwischenzeit nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten 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 zwischen dem 31. März 2021 und dem 16. Juli 2021 positiv beschieden wurde, wird im Szenariorahmen 2022 berücksichtigt, sofern zum 01. August 2021 eine Kapazitätsreservierung erfolgt ist und der Anschlusspetent in der Zwischenzeit nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten 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 Ende des Konsultationszeitraums am 16. Juli 2021 aufgrund der Bearbeitungsfristen gemäß § 38 nicht beschieden wurde, wird im Szenariorahmen 2022 berücksichtigt, sofern der Anschlusspetent in der Zwischenzeit nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist.

- Ein Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV, der bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 enthalten war, wird im Szenariorahmen 2022 berücksichtigt, wenn bis zum 31. März 2021 der verbindliche Realisierungsfahrplan nach § 39 (2) GasNZV abgeschlossen wurde oder die Zahlung der Planungspauschale nach § 39 (3) GasNZV durch den Anschlusspetenten erfolgt ist und der Anschlusspetent in der Zwischenzeit nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist. Dieses Kriterium kommt nicht zur Anwendung, da das Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 nach dem in den Kriterien vom 11. Januar 2021 veröffentlichten Stichtag 01. Februar 2021 veröffentlicht wurde. Somit werden die entsprechenden Kapazitätsausbauansprüche nach § 39 GasNZV im Szenariorahmen 2022 berücksichtigt, sofern der Anschlusspetent in der Zwischenzeit nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist.
- Ein Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV, der im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 noch nicht enthalten war und bis zum 31. März 2021 gestellt wurde, wird im Szenariorahmen 2022 berücksichtigt, wenn bis zum Ende des Konsultationszeitraums am 16. Juli 2021 der Realisierungsfahrplan nach § 39 (2) GasNZV abgeschlossen wurde oder die Zahlung der Planungspauschale nach § 39 (3) GasNZV durch den Anschlusspetenten erfolgt ist und der Anschlusspetent in der Zwischenzeit nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist. Eine Berücksichtigung im Szenariorahmen 2022 erfolgt auch, wenn zumindest zum gegenwärtigen Zeitpunkt Anschlusspetent und Fernleitungsnetzbetreiber konkrete Verhandlungen über den Realisierungsfahrplan und den Netzanschluss führen und der Anschlusspetent einen konkreten Planungsfortschritt seines Projektes nachgewiesen hat.
- Ein Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV, der zwischen dem 31. März 2021 und dem 16. Juli 2021 gestellt wurde, wird berücksichtigt, sofern der Anschlusspetent in der Zwischenzeit nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist.

Für die Definition der Kriterien zur Berücksichtigung von Projekten mit Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüchen nach §§ 38/39 GasNZV mussten die Fernleitungsnetzbetreiber verschiedene Stichtage festlegen. Die Beweggründe hierfür sind im Folgenden beschrieben:

- Für die Erarbeitung des Konsultationsdokuments des Szenariorahmens 2022 wurde der Stichtag 31. März 2021 gewählt, um die notwendigen Informationen für die Veröffentlichung aufbereiten zu können. Dieser Stichtag wurde im Januar auf der Website des FNB Gas veröffentlicht.
- Der Stichtag 01. Juli 2020 wurde gewählt, um „alte“ Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/39 GasNZV zu ermitteln. Denn dieser Stichtag liegt etwa ein Jahr vor dem Konsultationsbeginn für den Szenariorahmen 2022 und ist aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber notwendig, um Anfragen, bei denen es keinen Projektfortschritt gegeben hat, entsprechend zu bewerten.
- Der Stichtag 16. Juli 2021 legt fest, bis zu welcher Frist einerseits noch Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/39 GasNZV gestellt werden können. Andererseits müssen spätestens bis zu diesem Stichtag je nach Kriterium bestimmte Aktivitäten erfolgt sein, damit ein Projekt Berücksichtigung im Szenariorahmen 2022 findet. An diesem Stichtag endet der Konsultationszeitraum für den Szenariorahmen 2022. Der Stichtag 01. August 2021 gilt für aktuelle Anträge auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV, die zwischen dem 31. März 2021 und dem 16. Juli 2021 positiv beschieden wurden. Hierbei handelt es sich um den letztmöglichen Zeitpunkt, bis zu dem die Fernleitungsnetzbetreiber noch aktuelle Entwicklungen in den Szenariorahmen 2022 einarbeiten können.

In den folgenden Kapiteln 3.2 bis 3.5 sind die derzeit berücksichtigten und nicht berücksichtigten Projekte zum Stichtag 31. März 2021 aufgeführt. Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass die Berücksichtigung einiger aktuell vorliegender Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/39 GasNZV im Entwurfsdokument des Szenariorahmens 2022 auf Basis der formulierten Kriterien noch offen ist. Dies wird in den Tabellen der folgenden Kapitel entsprechend gekennzeichnet. Zudem besteht die Möglichkeit, dass bis zum Ende des Konsultationszeitraums des Szenariorahmens 2022 weitere Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/39 GasNZV bei den Fernleitungsnetzbetreibern eingehen können.

3.2 Kraftwerke

In Kapitel 3.2.1 werden zunächst die systemrelevanten Gaskraftwerke am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber dargestellt. Anschließend wird dargelegt, welche neuen Gaskraftwerke nach §§ 38/39 GasNZV anhand der zuvor beschriebenen Kriterien im Szenariorahmen 2022 berücksichtigt werden und welche keine Berücksichtigung finden (vgl. Kapitel 3.2.2). Danach werden die besonderen netztechnischen Betriebsmittel in Süddeutschland (vgl. Kapitel 3.2.3) beschrieben.

3.2.1 Systemrelevante Kraftwerke

Tabelle 1 zeigt die systemrelevanten Gaskraftwerke, die direkt an das Netz der Fernleitungsnetzbetreiber angeschlossen sind. Die detaillierte Kraftwerksliste mit sämtlichen systemrelevanten Kraftwerken ist in der [NEP-Gas-Datenbank](#) veröffentlicht.

Tabelle 1: Systemrelevante Kraftwerke direkt am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber

Lfd. Nr.	Kraftwerksnummer	Kraftwerksname	Eingeplante Aus- speisekapazität [MWh/h]	FNB	Zuordnungspunkt	2027	2032
1	BNA0172	Dampfkraftwerk BGH – O1	710	bayernets	–	BZK	BZK
2	BNA0374	Staudinger 4	1.914	OGE	–	FZK	FZK
3	BNA0514	Rheinhafen-Dampfkraftwerk, Karlsruhe	740	OGE	Wallbach	fDZK	fDZK
4	BNA0614b	Kraftwerk Mitte, Ludwigshafen	–*	GASCADE	–	FZK	FZK
5	BNA0615	Kraftwerk Süd, Ludwigshafen	–*	GASCADE	–	FZK	FZK
6	BNA0626	Kraftwerk Mainz	1.500	OGE	–	FZK	FZK
7	BNA0744	Franken 11, Nürnberg	0**	OGE	–	–	–
8	BNA0745	Franken 12, Nürnberg	0**	OGE	–	–	–
9	BNA0857	GuD-Anlage Rüsselsheim	445	OGE	–	FZK	FZK
10	BNA0994	Gemeinschaftskraftwerk Irsching 5	1.700	OGE	–	FZK	FZK
11	BNA0995	Ulrich Hartmann (Irsching)	1.100	OGE	Haiming 2 7F, Speicher Bierwang, Speicher Breitbrunn	fDZK	fDZK
12	BNA1078	HKW Wörth	–*	GASCADE	–	FZK	FZK
13	BNA1248a	UPM Schongau	75	bayernets	–	FZK	FZK
			180	bayernets	Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn, Wolfersberg, Inzenham- West USP	fDZK	fDZK
14	BNA1248b	HKW 3 UPM Schongau	150	bayernets	–	FZK	FZK
			70	bayernets	Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn, Wolfersberg, Inzenham- West USP	fDZK	fDZK

* Keine Veröffentlichung aufgrund Geschäftsgeheimnisse Dritter

** Bivalente Feuerung

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

Die am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber angeschlossenen systemrelevanten Kraftwerke werden für die Zieljahre 2027 und 2032 durch die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 modelliert. In der aktuell veröffentlichten Kraftwerksrückbauliste der BNetzA findet sich keines der in Tabelle 1 dargestellten Kraftwerke.

3.2.2 Berücksichtigung von neuen Gaskraftwerken im Szenariorahmen

Im Vergleich zum Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2022 haben sich Veränderungen und Ergänzungen bezüglich der Kraftwerksanfragen nach §§ 38/39 GasNZV ergeben (vgl. Tabellen 2 und 3).

- Im Zeitraum vom 31. März 2021 bis zum 16. Juli 2021 sind vier neue Kraftwerksanfragen bei den Fernleitungsnetzbetreibern eingegangen, die im Szenariorahmen 2022 berücksichtigt werden (Kraftwerk Zolling, Werk Salzgitter, Werk Uelzen, GuD-Anlage Mannheim).
- Fünf Kraftwerksanfragen, deren Berücksichtigung im Szenariorahmen 2022 noch „offen“ war, werden nun berücksichtigt (Kraftwerk Mehrum, Innovatives Hybrid-Kraftwerk Boxberg, Innovatives Hybrid-Kraftwerk Jänschwalde, GUD Schwarze Pumpe und Innovatives Hybrid-Kraftwerk Lippendorf).
- Eine Kraftwerksanfrage wird im Szenariorahmen 2022 weiterhin nicht berücksichtigt (GuD-KW Walsum).

Alle weiteren Kraftwerksanfragen bleiben weiterhin Bestandteil des Szenariorahmens 2022.

Entsprechend den in Kapitel 3.1 beschriebenen Kriterien finden folgende Kraftwerksanfragen nach §§ 38/39 GasNZV Berücksichtigung im Szenariorahmen 2022.

Tabelle 2: Im Szenariorahmen 2022 berücksichtigte Gaskraftwerksneubauplanungen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stichtag 01. August 2021)

FNB	BNetzA-Nummer	Projekt-name	Gasart (H-Gas / L-Gas)	Gasanschlusskapazität [MWh/h]	Status	Berücksichtigung im Konsultationsdokument des SR 2022 (ja/nein)	Zuordnungspunkt	Geltendes Kriterium (Stand 01. August 2021)
bayernets	BNAP 114	GK Leipheim (Block 1)	H-Gas	950	§ 39 GasNZV	ja	Überackern 2, Überackern, Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn	<ul style="list-style-type: none"> • Realisierungsfahrplan abgeschlossen, • Planungspauschale gezahlt, • Anschlusspetent nicht zurückgetreten, • Besonderes netztechnisches Betriebsmittel
bayernets	BNAP 219	GK Leipheim (Block 2)	H-Gas	950	§ 39 GasNZV	ja	Überackern 2, Überackern, Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn	<ul style="list-style-type: none"> • Realisierungsfahrplan abgeschlossen, • Planungspauschale gezahlt, • Anschlusspetent nicht zurückgetreten
bayernets	BNAP 124	KW Gundremmingen	H-Gas	1.500	§ 39 GasNZV	ja	Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn	<ul style="list-style-type: none"> • Realisierungsfahrplan abgeschlossen, • Planungspauschale nicht gezahlt, • Anschlusspetent nicht zurückgetreten
bayernets	n.v.	Kraftwerk Zolling	H-Gas	1.300	§ 38 GasNZV	nein	wird im Rahmen der Modellierung festgelegt	<ul style="list-style-type: none"> • § 38-Anfrage noch nicht beschieden
GASCADE	n.v.	Staudinger	H-Gas	–*	§ 38 GasNZV	ja	Eynatten, Mallnow, Sp. Rehden, Jemgum I, Jemgum III, Nüttermoor, Bobbau	<ul style="list-style-type: none"> • Kapazitätsreservierung erfolgt, • Anschlusspetent nicht zurückgetreten
GUD	n.v.	Kraftwerk Mehrum	H-Gas	1.450	§ 39 GasNZV	ja	wird im Rahmen der Modellierung festgelegt	<ul style="list-style-type: none"> • Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV zwischen dem 31. März 2021 und dem 16. Juli 2021 gestellt, • Anschlusspetent nachweislich nicht zurückgetreten

* Keine Veröffentlichung aufgrund Geschäftsgeheimnisse Dritter

FNB	BNetzA-Nummer	Projekt-name	Gasart (H-Gas / L-Gas)	Gasanschlussskapazität [MWh/h]	Status	Berücksichtigung im Konsultationsdokument des SR 2022 (ja/nein)	Zuordnungspunkt	Geltendes Kriterium (Stand 01. August 2021)
GUD	BNAP 116	GHKW VW2	H-Gas	920	§ 39 GasNZV	ja	Ellund, Greifswald, UGS Harsefeld, UGS Uelsen, UGS Etzel, UGS Jemgum EWE	<ul style="list-style-type: none"> Realisierungsfahrplan abgeschlossen, Planungspauschale gezahlt, Anschlusspetent nicht zurückgetreten
GUD	n.v.	Werk Salzgitter	H-Gas	1.125	§ 38 GasNZV	nein	wird im Rahmen der Modellierung festgelegt	<ul style="list-style-type: none"> § 38-Anfrage noch nicht beschieden
GUD	n.v.	Werk Uelzen	H-Gas	190	§ 38 GasNZV	nein	wird im Rahmen der Modellierung festgelegt	<ul style="list-style-type: none"> § 38-Anfrage noch nicht beschieden
OGE	BNAP 180	Kraftwerk Scholven	H-Gas	40	§ 38 GasNZV	ja	Speicher Epe H	<ul style="list-style-type: none"> Kapazitätsreservierung erfolgt, Anschlusspetent nicht zurückgetreten
OGE	BNAP 215	Kraftwerk Irsching	H-Gas	1.000	§ 38 GasNZV	ja	Speicher Bierwang, Speicher Breitbrunn, Haiming 2 7F	<ul style="list-style-type: none"> Kapazitätsreservierung erfolgt, Anschlusspetent nicht zurückgetreten, Besonderes netztechnisches Betriebsmittel
OGE	n.v.	Kraftwerk Biblis	H-Gas	973	§ 38 GasNZV	ja	Dornum	<ul style="list-style-type: none"> Kapazitätsreservierung erfolgt, Anschlusspetent nicht zurückgetreten, Besonderes netztechnisches Betriebsmittel
ONTRAS	n.v.	Innovatives Hybrid-Kraftwerk Boxberg	H-Gas	1.665	§ 39 GasNZV	nein	wird im Rahmen der Modellierung festgelegt	<ul style="list-style-type: none"> Konkrete Verhandlungen über Realisierungsfahrplan, Projektfortschritt seitens Anschlusspetent nachgewiesen
ONTRAS	n.v.	Innovatives Hybrid-Kraftwerk Jänschwalde	H-Gas	1.665	§ 39 GasNZV	nein	wird im Rahmen der Modellierung festgelegt	<ul style="list-style-type: none"> Konkrete Verhandlungen über Realisierungsfahrplan, Projektfortschritt seitens Anschlusspetent nachgewiesen
ONTRAS	n.v.	GUD Schwarze Pumpe	H-Gas	1.665	§ 39 GasNZV	nein	wird im Rahmen der Modellierung festgelegt	<ul style="list-style-type: none"> Konkrete Verhandlungen über Realisierungsfahrplan, Projektfortschritt seitens Anschlusspetent nachgewiesen
ONTRAS	n.v.	Innovatives Hybrid-Kraftwerk Lippendorf	H-Gas	1.665	§ 38 GasNZV	nein	wird im Rahmen der Modellierung festgelegt	<ul style="list-style-type: none"> Kapazitätsreservierung erfolgt, Anschlusspetent nicht zurückgetreten
terraneTS	BNAP 137	Gasturbine Heilbronn	H-Gas	1.200	§ 39 GasNZV	ja	Eynatten, Mallnow, Sp. Rehden, Jemgum I, Jemgum III, Nüttermoor, Bobbau	<ul style="list-style-type: none"> Realisierungsfahrplan abgeschlossen, Planungspauschale gezahlt, Anschlusspetent nicht zurückgetreten
terraneTS	BNAP 135	GuD-Anlage Altbach	H-Gas	1.200	§ 39 GasNZV	ja	Eynatten, Mallnow, Sp. Rehden, Jemgum I, Jemgum III, Nüttermoor, Bobbau	<ul style="list-style-type: none"> Projekt im NEP Gas 2020–2030 enthalten, Anschlusspetent nicht zurückgetreten

FNB	BNetzA-Nummer	Projekt-name	Gasart (H-Gas / L-Gas)	Gasanschlusskapazität [MWh/h]	Status	Berücksichtigung im Konsultationsdokument des SR 2022 (ja/nein)	Zuordnungspunkt	Geltendes Kriterium (Stand 01. August 2021)
terraneis	BNAP 231	GuD-Anlage Marbach	H-Gas	800	§ 39 GasNZV	ja	Eynatten, Mallnow, Sp. Rehden, Jemgum I, Jemgum III, Nüttermoor, Bobbau	<ul style="list-style-type: none"> Projekt im NEP Gas 2020–2030 enthalten, Anschlusspetent nicht zurückgetreten
terraneis	n. v.	GuD-Anlage Aalen	H-Gas	316	§ 39 GasNZV	ja	Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn	<ul style="list-style-type: none"> Projekt im NEP Gas 2020–2030 enthalten, Anschlusspetent nicht zurückgetreten
terraneis	n. v.	KWK-Anlage AUDI AG Werk Neckarsulm	H-Gas	120	§ 39 GasNZV	ja	Eynatten, Mallnow, Sp. Rehden, Jemgum I, Jemgum III, Nüttermoor, Bobbau	<ul style="list-style-type: none"> Projekt im NEP Gas 2020–2030 enthalten, Anschlusspetent nicht zurückgetreten
terraneis	n. v.	GuD-Anlage Mannheim	H-Gas	1.025	§ 39 GasNZV	nein	wird im Rahmen der Modellierung festgelegt	<ul style="list-style-type: none"> Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV zwischen dem 31. März 2021 und dem 16. Juli 2021 gestellt, Anschlusspetent nachweislich nicht zurückgetreten
Thyssen-gas	BNAP 125	GuD-KW Herne	H-Gas	1.191	§ 39 GasNZV	ja	Epe/Xanten I (UGS-E; Innogy)	<ul style="list-style-type: none"> Realisierungsfahrplan abgeschlossen, Planungspauschale gezahlt, Anschlusspetent nicht zurückgetreten

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Entsprechend den in Kapitel 3.1 beschriebenen Kriterien findet eine Kraftwerksanfrage nach § 38 GasNZV keine Berücksichtigung im Szenariorahmen 2022.

Tabelle 3: Im Szenariorahmen 2022 nicht berücksichtigte Gaskraftwerksneubauplanungen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stichtag 01. August 2021)

FNB	BNetzA-Nummer	Projekt-name	Gasart (H-Gas / L-Gas)	Gasanschlusskapazität [MWh/h]	Status	Berücksichtigung im Konsultationsdokument des SR 2022 (ja/nein)	Zuordnungspunkt	Geltendes Kriterium (Stand 01. August 2021)
Thyssen-gas	BNAP XX15	GuD-KW Walsum	H-Gas	950	§ 38 GasNZV	nein	–	<ul style="list-style-type: none"> Antrag positiv beschieden, keine Kapazitätsreservierung erfolgt, keine Zahlung der jährlichen Reservierungsgebühr

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

3.2.3 Besondere netztechnische Betriebsmittel in Süddeutschland

Die Berücksichtigung neuer Gaskraftwerke wurde in Kapitel 3.2.2 beschrieben. Einige der im Szenariorahmen 2022 berücksichtigten neuen Gaskraftwerke in Süddeutschland werden als besondere netztechnische Betriebsmittel (bnBm) eingesetzt.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben gemäß § 11 Abs. 3 EnWG (alte Fassung) Dritte beauftragt bnBm zu errichten und zu betreiben, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten. Die bnBm dienen ausschließlich der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes und stehen dem Markt nicht zur Verfügung. Die Übertragungsnetzbetreiber haben dazu der BNetzA im Februar 2017 Analysen vorgelegt, aus denen sich die Erforderlichkeit der bnBm ergibt. Die Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber hatten die Zielsetzung für den Zeitraum zwischen der planmäßigen Abschaltung der Kernkraftwerke in Süddeutschland und der Fertigstellung des erforderlichen Stromnetzausbaus den Bedarf an bnBm zu ermitteln. Die BNetzA hat den von den Übertragungsnetzbetreibern für Süddeutschland ermittelten Bedarf an bnBm geprüft und einen Bedarf in Höhe von 1.200 MW_{el} bestätigt [BNetzA 2017].

Die Übertragungsnetzbetreiber Amprion, TenneT und TransnetBW führten über vier Regionen im Süden Deutschlands Ausschreibungen mit jeweils einer Kapazität von 300 MW_{el} durch. Die Ergebnisse der Zuschlagserteilungen sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 4: Übersicht Zuschlagserteilung Ausschreibung bnBm

Losgruppe	ÜNB	Region	Zuschlagserteilung	Standort	Betreiber	Einsatz spätestens ab
A	Amprion	Süd-Hessen/Nord-Bayern	November 2020	Biblis	RWE	01.10.2022
B	TransnetBW	Baden-Württemberg	August 2019	Marbach	EnBW AG	01.10.2022
C	Amprion	Bayerisch-Schwaben	Februar 2021	Leipheim	GKL	05.08.2023
D	TenneT	südl. Bayern	Januar 2019	Irsching	Uniper	01.10.2022

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis Amprion 2021, Amprion 2020, Tennet 2019, TransnetBW 2019

Im Szenariorahmen 2022 werden als bnBm die Kraftwerke Irsching, Biblis und Leipheim mit einer Kapazität in Höhe von jeweils 300 MW_{el} berücksichtigt. Da das Kraftwerk Marbach mit leichtem Heizöl befeuert werden soll, erfolgt keine Berücksichtigung im Szenariorahmen 2022.

3.3 Speicher

In Kapitel 3.3.1 wird auf die Rolle der Gasspeicher für die Energieversorgung eingegangen. Anschließend wird in Kapitel 3.3.2 gezeigt, welche Speicherprojekte anhand der zuvor beschriebenen Kriterien im Szenariorahmen 2022 berücksichtigt werden und welche keine Berücksichtigung finden.

3.3.1 Rolle der Speicher

Erdgasspeicher dienen primär dem Ausgleich zwischen einem gleichmäßigen Erdgasbezug an Grenzimportpunkten sowie Produktionsstätten und einem temperaturabhängig stark schwankenden Erdgasverbrauch der Letztverbraucher.

Durch den netzdienlichen Einsatz der Speicher ist eine volkswirtschaftlich sinnvolle Dimensionierung der Transportsysteme möglich und das Gesamtsystem kann hinsichtlich einer effizienten Auslastung optimiert werden. Darüber hinaus sind die Speicher technisch in der Lage, bei Höchstlast oder im Fall eines physischen Engpasses im Netz, schnell und lokal größere Gasmengen zur Verfügung zu stellen (z. B. durch die Bereitstellung von Regelenergie). Damit können die Speicher einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit und Systemstabilität leisten. Der zunehmende Einsatz der Speicher unter kommerziellen Gesichtspunkten im Handelsbereich führt jedoch dazu, dass eine netzdienliche Funktion der Speicher nicht ohne weitere Rahmenbedingungen gewährleistet ist.

Analog zu vorangegangenen Netzentwicklungsplänen beabsichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber auf der Basis einer unveränderten Ausgangssituation auch für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 einen durchschnittlichen Speicherfüllstand von mindestens 35 % als Planungsprämisse in der Spitzenlastsituation anzusetzen.

3.3.2 Berücksichtigung von Speicherprojekten im Szenariorahmen

Im Vergleich zum Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2022 ist eine neue Speichieranfrage nach § 38 GasNZV hinzugekommen (UGS Lesum). Das Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV für den Speicher Nussdorf/Zagling (7F) bleibt weiterhin Bestandteil des Szenariorahmens 2022 (Tabelle 5).

Tabelle 5: Im Szenariorahmen 2022 berücksichtigte Speicherprojekte am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stichtag 01. August 2021)

FNB	Projektname	Gasart (H-Gas/ L-Gas)	Gasanschluss- kapazität [MWh/h]	Status	Berücksichtigung im Konsultations- dokument des SR 2022 (ja/nein)	Begründung/ geltendes Kriterium (Stand 31. März 2021)
bayernets	Speicher Nussdorf / Zagling (7F)	H-Gas	346 Entry / 230 Exit	§ 39 GasNZV	ja	<ul style="list-style-type: none"> Realisierungsfahrplan abgeschlossen, Planungspauschale gezahlt, Anschlusspetent nicht zurückgetreten
GUD	UGS Lesum	H-Gas	342 Entry / 74 Exit	§ 38 GasNZV	nein	<ul style="list-style-type: none"> § 38-Anfrage noch nicht beschieden

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

3.4 LNG-Anlagen

In Kapitel 3.4.1 wird die aktuelle Situation der geplanten LNG-Anlagen mit Anbindung an das Fernleitungsnetz in Deutschland beschrieben. Anschließend wird in Kapitel 3.4.2 gezeigt, welche neuen LNG-Anlagen anhand der zuvor beschriebenen Kriterien im Szenariorahmen 2022 berücksichtigt werden.

3.4.1 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 beiden zuletzt veröffentlichten Netzentwicklungspläne Gas.

Während der Projektträger der LNG-Anlage Wilhelmshaven die Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV zurückgezogen hat, führen die Vorhabenträger der LNG-Anlagen in Stade und Brunsbüttel die Planungen fort.

Für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 liegen den Fernleitungsnetzbetreibern zusätzliche Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/39 GasNZV für die Erweiterung der Kapazitäten der geplanten LNG-Anlagen in Brunsbüttel und Stade vor.

Brunsbüttel

Das Projekt LNG-Anlage Brunsbüttel fand über einen Antrag auf Kapazitätsausbau nach § 39 GasNZV Eingang in den Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028. Die erforderlichen Ausbaumaßnahmen zur Bereitstellung der Einspeisekapazität in Höhe von 8,7 GW wurden seitens der BNetzA bestätigt.

Der Terminalbetreiber hat im August 2019 und im Mai 2021 zwei weitere Kapazitätsausbauansprüche nach § 39 GasNZV geltend gemacht. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden entsprechend den genannten Kriterien das LNG-Projekt in Brunsbüttel im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 berücksichtigen.

Stade

Für die geplante LNG-Anlage in Stade wurde erstmals im Juni 2019 ein Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV gestellt. Da die angefragte Kapazität nicht zur Verfügung gestellt werden konnte, machte der Projektträger seinen Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV geltend. Die daraus resultierenden Ausbaumaßnahmen wurden im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 von der BNetzA bestätigt.

Die aktualisierte Planung des Projektträgers sieht eine deutliche Steigerung zur ursprünglich vorgesehenen Kapazität vor. Infolgedessen wurden im November 2020 und im März 2021 weitere Kapazitätsausbauansprüche nach § 39 GasNZV geltend gemacht.

3.4.2 Berücksichtigung von LNG-Anlagen im Szenariorahmen

Im Vergleich zum Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2022 ist nach Absage der § 38-Anfrage ein neues LNG-Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV hinzugekommen (Erweiterung für die LNG-Anlage Brunsbüttel). Die anderen Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV für die LNG-Anlagen Brunsbüttel und Stade bleiben weiterhin Bestandteil des Szenariorahmens 2022 (Tabelle 6).

Nach Anwendung der in Kapitel 3.1 beschriebenen Kriterien und Berücksichtigung der in Kapitel 3.4.1 dargestellten aktuellen Situation finden folgende Anfragen für LNG-Anlagen nach §§ 38/39 GasNZV Eingang in den Szenariorahmen 2022.

Tabelle 6: Im Szenariorahmen 2022 berücksichtigte LNG-Anlagen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stichtag 01. August 2021)

FNB	Projektname	Gasart (H-Gas/ L-Gas)	Gasanschluss- kapazität [MWh/h]	Status	Berücksichtigung im Konsultations- dokument des SR 2022 (ja/nein)	Geltendes Kriterium (Stand 01. August 2021)
GUD	LNG-Terminal Stade	H-Gas	9.300	§ 39 GasNZV	ja	<ul style="list-style-type: none"> Projekt im NEP Gas 2020–2030 enthalten, Anschlusspetent nicht zurückgetreten
GUD	LNG-Terminal Stade	H-Gas	6.950	§ 39 GasNZV	ja	<ul style="list-style-type: none"> Projekt im NEP Gas 2020–2030 enthalten, Anschlusspetent nicht zurückgetreten
GUD	LNG-Terminal Stade	H-Gas	5.450	§ 39 GasNZV	ja	<ul style="list-style-type: none"> Projekt im NEP Gas 2020–2030 enthalten, Anschlusspetent nicht zurückgetreten
GUD	LNG-Terminal Brunsbüttel	H-Gas	8.700	§ 39 GasNZV	ja	<ul style="list-style-type: none"> Projekt im NEP Gas 2020–2030 enthalten, Anschlusspetent nicht zurückgetreten
GUD	LNG-Terminal Brunsbüttel	H-Gas	1.975	§ 39 GasNZV	ja	<ul style="list-style-type: none"> Projekt im NEP Gas 2020–2030 enthalten, Anschlusspetent nicht zurückgetreten
GUD	LNG-Terminal Brunsbüttel	H-Gas	3.125	§ 39 GasNZV	ja	<ul style="list-style-type: none"> Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV zwischen dem 31. März 2021 und dem 16. Juli 2021 gestellt, Anschlusspetent nachweislich nicht zurückgetreten

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Aufgrund des Umfangs der vorliegenden Anfragen werden die Fernleitungsnetzbetreiber den konkreten Modellierungsansatz der LNG-Anlagen im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 darstellen.

3.5 Produktionsanlagen

Im Vergleich zum Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2022 ist nach Absage der § 38-Anfrage kein Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV gestellt worden (Produktion Raum Dalum).

Nach Anwendung der in Kapitel 3.1 beschriebenen Kriterien wird keine neue Produktionsanlage im Szenariorahmen 2022 berücksichtigt.

Tabelle 7: Im Szenariorahmen 2022 nicht berücksichtigte Produktionsanlagen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stichtag 01. August 2021)

FNB	Projektname	Gasart (H-Gas/L-Gas)	Gasanschlusskapazität [MWh/h]	Status	Berücksichtigung im Konsultationsdokument des SR 2022 (ja/nein)	Geltendes Kriterium (Stand 01. August 2021)
GUD	Produktion Raum Dalum	H-Gas	624	§ 38 GasNZV	ja	<ul style="list-style-type: none"> • § 38-Anfrage abgelehnt • Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV nicht gestellt

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

3.6 Marktabfrage WEB und Grüne Gase

Nach Darstellung der Kriterien für die Berücksichtigung von Projekten der Marktabfrage WEB und Grüne Gase in Kapitel 3.6.1 wird in Kapitel 3.6.2 ein Überblick der Projektmeldungen gegeben. Das Kapitel 3.6.3 stellt anschließend detaillierte Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase dar und beschreibt die Berücksichtigung der Projektmeldungen im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032.

3.6.1 Kriterien für die Berücksichtigung von Projekten der Marktabfrage WEB und Grüne Gase

Kriterien für Projekte für die Erzeugung und den Bedarf von Wasserstoff und Grünen Gasen zur Berücksichtigung im Szenariorahmen 2022

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben am 11. Januar 2021 die Abfrage von Projekten für die Erzeugung und den Bedarf von Wasserstoff und Grünen Gasen für den Szenariorahmen 2022 gestartet. Gleichzeitig haben die Fernleitungsnetzbetreiber die folgenden Kriterien für Wasserstoff- und Grüngasprojekte, die im Rahmen des Szenariorahmens 2022 Anwendung finden, veröffentlicht:

- Ein Projektvorhaben kann im Szenariorahmen 2022 berücksichtigt werden, wenn im Rahmen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase vom 11. Januar 2021 bis zum 16. April 2021 eine Meldung erfolgt ist.
- Die Meldung hat über das veröffentlichte Formular an einen Fernleitungsnetzbetreiber zu erfolgen. Bereits im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 gemeldete Vorhaben sind in aktualisierter Fassung erneut zu melden.
- Ein Projektvorhaben wird im Szenariorahmen 2022 berücksichtigt, wenn die angefragten Informationen zur Berücksichtigung eines Anschlusses an das Fernleitungsnetz in dem veröffentlichten Formular vollständig vorliegen und von den Fernleitungsnetzbetreibern plausibilisiert worden sind.
- Ein Projektvorhaben wird im Szenariorahmen 2022 berücksichtigt, wenn die im Formular zur Marktabfrage WEB und Grüne Gase entsprechend gekennzeichneten Felder veröffentlicht werden können.

Kriterien für Projekte für die Erzeugung und den Bedarf von Wasserstoff und Grünen Gasen zur Berücksichtigung in der Modellierung zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Des Weiteren sind die Projektträger angehalten, die tatsächliche Umsetzungsabsicht als Voraussetzung für die Berücksichtigung in der Modellierung zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 nachzuweisen. Insoweit wird vom Projektträger verlangt, eine Absichtserklärung – im Sinne eines Memorandum of Understanding (MoU) – abzuschließen. Gegenstand des MoU sollten Vereinbarungen zu folgenden Aspekten sein:

- a. Festlegung des Realisierungszeitpunkts, der Kapazität und der Gasbeschaffheitsanforderungen,
- b. Einführung eines Steuerungskonzepts zur Anpassung der zugehörigen Ein- und Ausspeiseleistungen,
- c. Pflicht des Abschlusses eines verbindlichen Realisierungsfahrplans (inkl. Zahlung einer Planungspauschale) nach Klärung der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen (u. a. Einspeisedruckbereitstellung, Netzentgelte, Netzzugangsbedingungen), soweit diese für sämtliche Beteiligten wirtschaftlich zumutbar geregelt sind.

Ein Projektvorhaben wird im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 berücksichtigt, wenn das MoU bis spätestens zum 01. Oktober 2021 mit dem Fernleitungsnetzbetreiber vereinbart wurde.

Weitere Voraussetzungen für die Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen zu Wasserstoffprojekten

Nach der Entscheidung zum Änderungsverlangen des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 durch die BNetzA (voraussichtlich im 4. Quartal 2022) verpflichtet sich der einzelne Vorhabensträger weiter, einen Realisierungsfahrplan mit folgendem Regelungsinhalt abzuschließen:

- a. Zahlung einer noch zu bestimmenden Planungspauschale,
- b. Pflicht zum Abschluss eines Netzanschlussvertrags,
- c. Pflicht der verbindlichen Kapazitätsbuchung zu den mit der BNetzA festgelegten regulatorischen Rahmenbedingungen.

Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die Schaffung der notwendigen rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen für den Bau, den Betrieb und die Finanzierung von Wasserstoffnetzen durch den Gesetzgeber, die Bundesregierung und die Regulierungsbehörde für die Fernleitungsnetzbetreiber eine zwingende Voraussetzung für den Abschluss eines verbindlichen Realisierungsfahrplans sowie für die Umsetzung entsprechender Neubau- bzw. Umstellungsvorhaben ist.

Ergänzende Hinweise zu Verteilernetzbetreibern

Im Rahmen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase waren Meldungen der Verteilernetzbetreiber explizit erwünscht, um das Ziel einer umfassenden Zusammenstellung der Wasserstoff- und Grüngasprojekte zu erreichen. Dementsprechend sind Wasserstoff- und Grüngasprojekte der Verteilernetzbetreiber bzw. in den Versorgungsgebieten der Verteilernetzbetreiber über das Formular zur Marktabfrage WEB und Grüne Gase durch den jeweiligen Verteilernetzbetreiber zu melden.

Gleichzeitig wurde durch die Fernleitungsnetzbetreiber ein Prozess zur Anpassung des Formulars für die Abgabe der Langfristprognose gemäß Kooperationsvereinbarung Gas (KoV) angestoßen. Hier soll die Möglichkeit ergänzt werden, einen möglicherweise entsprechenden verminderten Erdgasbedarf (z. B. bei einer Substitution von Erdgas zu Wasserstoff durch ein gemeldetes Projekt) zu melden.

Ist demnach ein Anschluss eines Wasserstoff- oder Grüngasprojektes an das Verteilernetz geplant oder ergibt sich ein Wasserstoffbedarf zur Herstellung eines Wasserstoff-Erdgas-Gemisches und kommt es hierbei zu einer Substitution von Erdgas, kann das Projektvorhaben im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 berücksichtigt werden, indem der Verteilernetzbetreiber, an dessen Netz das Projektvorhaben angeschlossen werden soll, dieses bei der Meldung seiner Langfristprognose einbezieht.

3.6.2 Überblick zur Marktabfrage WEB und Grüne Gase

Für den Szenariorahmen 2022 haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Marktabfrage WEB und Grüne Gase für Wasserstoff und Grüne Gase durchgeführt. 500 Projektmeldungen wurden im Zeitraum zwischen dem 11. Januar 2021 und dem 16. April 2021 eingereicht. Diese sind in der Anlage 2 dargestellt. Darüber hinaus gab es 121 sonstige Rückmeldungen und 42 Doppelmeldungen, die im Weiteren nicht betrachtet werden. Die folgende Tabelle 8 zeigt eine Gesamtübersicht der gemeldeten Projekte je Bundesland.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Rückmeldungen wie folgt klassifiziert:

- Kategorie 1: Meldungen von Projekten für die Jahre 2022–2050 der Projektvorhabenträger und Verteilernetzbetreibern mit Relevanz für das Fernleitungsnetz,
- Kategorie 2: Meldungen von Speicherprojekten,
- Kategorie 3: Meldungen von weiteren Projekten im Verteilernetz,
- Kategorie 4: Meldungen von Projekten aus dem Ausland,
- Kategorie 5: Meldungen von Projekten am Verteilernetz ohne Relevanz für das Fernleitungsnetz,
- Kategorie 6: Sonstige Projektmeldungen (nicht vollständige Projektmeldungen, Nullmeldungen und Meldungen, die der Veröffentlichung nicht zugestimmt haben).

Die Projektmeldungen (PM) werden in Tabelle 8 nach den Parametern Klassifizierung der Projekte, Einspeisung/Ausspeisung und Gasart quantitativ dargestellt. Im Zuge der Auswertung der Marktabfrage WEB und Grüne Gase wurden bereits zahlreiche Doppelmeldungen identifiziert und in Anlage 2 kenntlich gemacht. Es ist jedoch nicht auszuschließen, dass weitere Doppelmeldungen (z. B. zwei Projektmeldungen für eigentlich ein konkretes Projekt, für welches es aktuell noch alternative Standorte gibt) in der Projektübersicht enthalten sind. Es ist das Ziel der Fernleitungsnetzbetreiber, diese im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 zu ermitteln.

Tabelle 8: Übersicht der Meldungen zur Marktabfrage WEB und Grüne Gase

Bundesland	PM 2022–2050	PM Speicher	Weitere PM im VNB-Netz	PM Ausland	PM VNB-Netz	Einspeisung (Quelle)	Ausspeisung (Senke)	Wasserstoff	Synthetisches Methan	Biomethan	Elektrolyseur
BW	20	–	43	–	3	11	55	62	–	4	7
BY	24	1	9	2	6	14	32	39	–	3	6
BE	2	–	1	–	1	1	3	3	–	1	–
BB	9	–	1	–	–	5	5	9	–	1	4
HB	1	–	–	–	–	1	1	1	–	–	1
HH	8	–	3	–	1	4	8	11	–	1	2
HE	9	–	10	–	–	3	17	19	–	–	3
MV	12	–	5	–	1	13	5	17	–	1	9
NI	68	3	14	3	2	44	51	88	1	2	26
NW	101	3	71	–	8	42	154	175	–	8	26
RP	8	–	8	–	2	2	16	16	–	2	–
SH	13	–	1	1	–	12	3	15	–	–	11
SL	–	–	1	–	2	1	2	3	–	–	1
SN	2	–	6	–	1	2	7	9	–	1	2
ST	9	–	5	–	4	8	10	15	–	3	4
TH	1	–	5	–	–	–	6	6	–	–	–
Summe	287	7	183	6	31	163	375	488	1	27	102

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Tabelle zeigt die gesamten Ein- und Ausspeiseleistungen und -mengen für die verschiedenen Gasarten sowie die Summe der gemeldeten Elektrolyseleistung.

Tabelle 9: Ergebnisse der WEB-Meldungen aller Projekte

	Einheit	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2040	2050
Wasserstoff Einspeiseleistung	GW _{th}	0,1	0,3	0,8	2,2	4,9	14,3	20,2	24,9	38,3	42,8	47,1	97,8	153,1
Wasserstoff Einspeisemenge pro Jahr	TWh	1	1	3	11	23	82	106	131	196	216	233	467	783
Wasserstoff Ausspeiseleistung	GW _{th}	0,9	1,4	2,7	5,2	6,7	10,1	12,2	15,7	29,4	36,8	56,9	116,4	181,8
Wasserstoff Ausspeisemenge pro Jahr	TWh	5	7	12	26	34	54	63	85	145	180	231	427	598
Synthetisches Methan Einspeiseleistung	GW _{th}	–	–	–	–	–	7,8	7,8	8,4	8,4	9,0	9,0	9,7	11,6
Synthetisches Methan Einspeisemenge pro Jahr	TWh	–	–	–	–	–	68	68	74	74	79	79	85	102
Biomethan Einspeiseleistung	GW _{th}	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5
Biomethan Einspeisemenge pro Jahr	TWh	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3
Elektrolyseleistung	GW _{el}	0,2	0,4	0,8	3,0	4,6	7,8	10,8	13,4	24,5	26,7	28,9	47,9	56,3

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Folgenden werden die Ergebnisse entsprechend den Kategorien aggregiert dargestellt und das weitere geplante Vorgehen im Rahmen der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 skizziert. Eine vollständige Auflistung der Projektmeldungen befindet sich in der Anlage 2.

3.6.3 Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase und Berücksichtigung im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Kategorie 1: Meldungen von Projekten für die Jahre 2022–2050 der Projektvorhabenträger und Verteilernetzbetreibern mit Relevanz für das Fernleitungsnetz

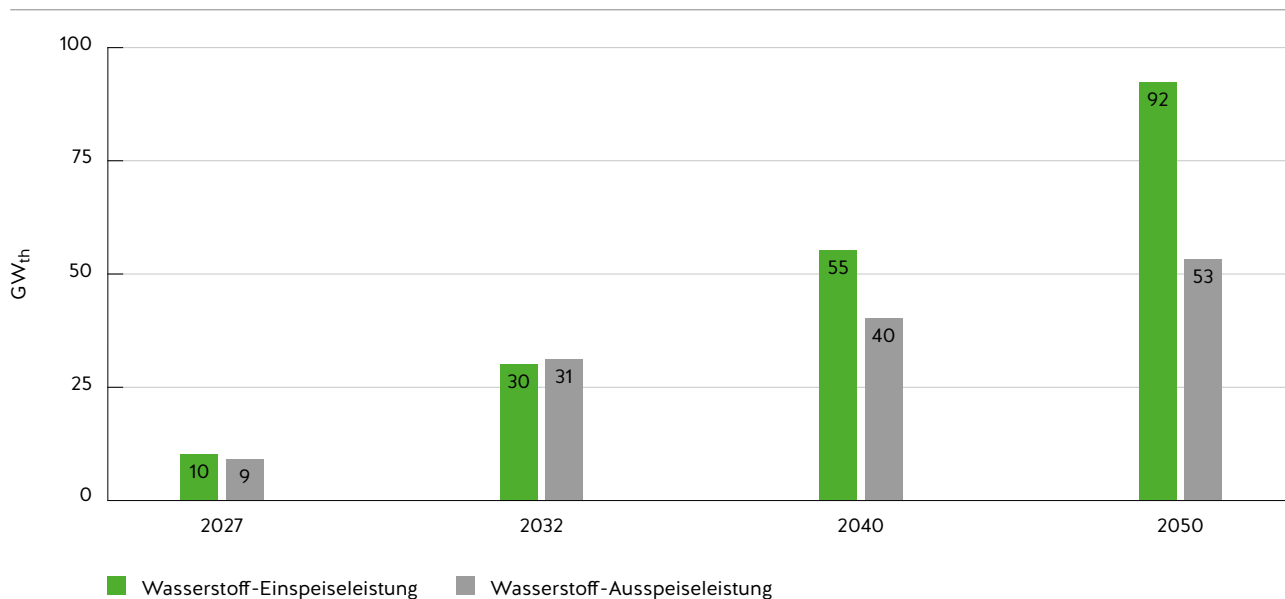
Die Summe der Ein- und Ausspeiseleistungen und -mengen für Wasserstoff, synthetisches Methan und Biomethan sowie die gesamte Elektrolyseleistung für diese Projektkategorie ist in folgender Tabelle sowie für die Ein- und Ausspeiseleistung von Wasserstoff zusätzlich in einer Grafik dargestellt.

Tabelle 10: Ergebnisse der WEB-Meldungen von Projekten für die Jahre 2022–2050 der Projektvorhabenträger und Verteilernetzbetreiber mit Relevanz für das Fernleitungsnetz

	Einheit	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2040	2050
Wasserstoff Einspeiseleistung	GW _{th}	0,1	0,3	0,7	2,1	3,1	10,0	13,7	16,3	25,4	27,8	30,2	54,7	91,7
Wasserstoff Einspeisemenge pro Jahr	TWh	1	1	3	11	17	67	83	100	153	167	179	340	607
Wasserstoff Ausspeiseleistung	GW _{th}	0,9	1,4	2,5	4,9	6,0	8,9	9,9	12,9	22,6	28,2	31,3	39,8	52,7
Wasserstoff Ausspeisemenge pro Jahr	TWh	5	7	11	25	32	50	56	76	125	154	169	222	269
Synthetisches Methan Einspeiseleistung	GW _{th}	–	–	–	–	–	7,8	7,8	8,4	8,4	9,0	9,0	9,7	11,6
Synthetisches Methan Einspeisemenge pro Jahr	TWh	–	–	–	–	–	68	68	74	74	79	79	85	102
Biomethan Einspeiseleistung	GW _{th}	–	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Biomethan Einspeisemenge pro Jahr	TWh	–	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Elektrolyseleistung	GW _{el}	0,2	0,4	0,8	3,0	4,2	6,9	9,4	11,5	21,5	23,6	25,8	40,8	49,1

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

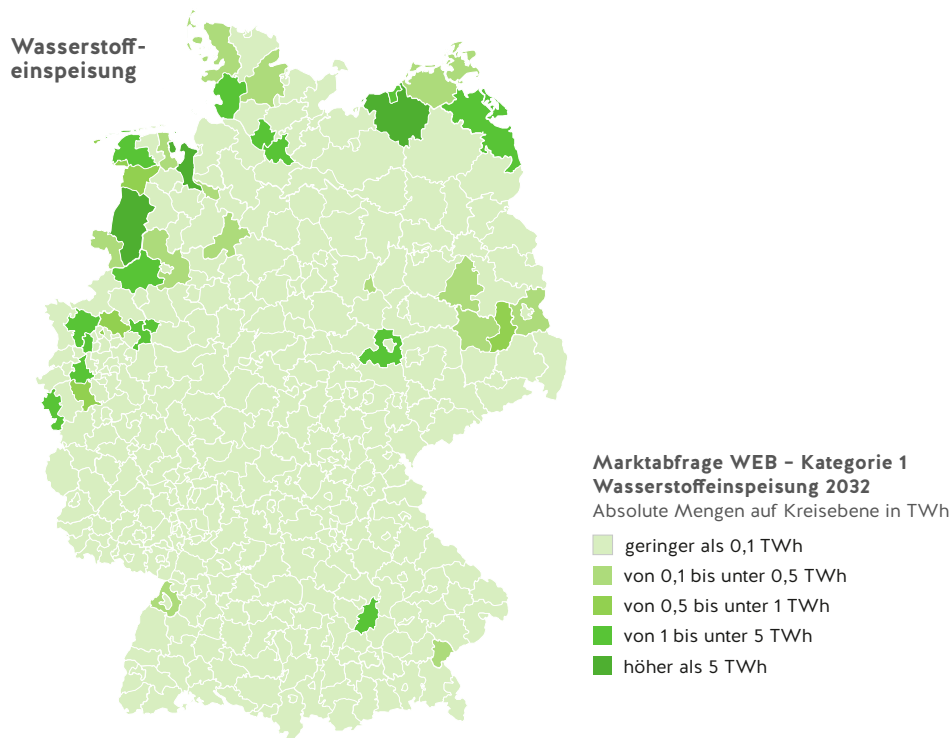
Abbildung 2: WEB-Ein- und Ausspeiseleistung von Wasserstoff der Projektvorhabensträger und Verteilernetzbetreiber mit Relevanz für das Fernleitungsnetz



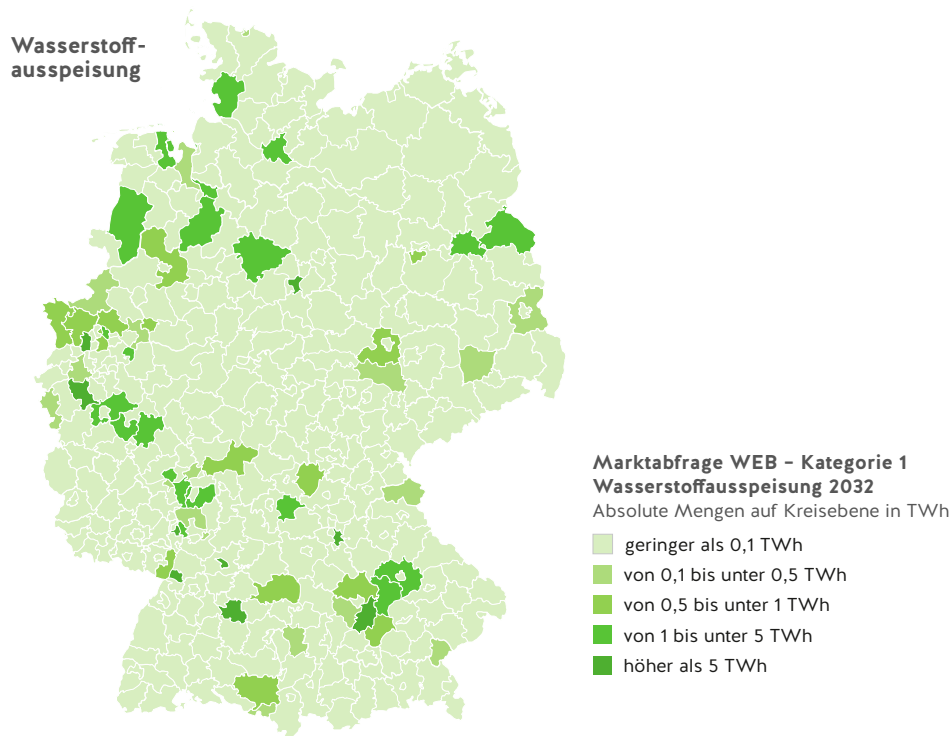
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgenden Abbildungen zeigen zudem die regionale Verteilung der gemeldeten Wasserstoffprojekte für das Jahr 2032 (Mengenangaben für Ein- und Ausspeisung) der Kategorie 1

Abbildung 3: Gemeldete WEB-Wasserstoffeinspeisungen im Jahr 2032 für die Projekte der Kategorie 1



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 4: Gemeldete WEB-Wasserstoffausspeisungen im Jahr 2032 für die Projekte der Kategorie 1

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die gemeldeten Ein- und Ausspeiseleistungen sowie -mengen bilden die wesentliche Grundlage für die Modellierung der Wasserstoffvariante (vgl. Kapitel 10.3). Es werden die Meldungen in der Modellierung berücksichtigt, die die Kriterien nach 3.6.1 erfüllen, insbesondere bei denen die jeweiligen Projektvorhabenträger bis zum 01. Oktober 2021 ein MoU mit den Fernleitungsnetzbetreibern abgeschlossen haben. Hierzu kommen die Fernleitungsnetzbetreiber auf die Projektvorhabenträger zu. Die Modellierung findet für die Jahre 2027 und 2032 statt.

Die gemeldeten Elektrolyseleistungen werden ebenso berücksichtigt. Diese werden jedoch, wenn notwendig, nicht unmittelbar in die Modellierung übernommen, sondern zunächst mit den Elektrolyseleistungen gemäß der Netzentwicklungsplanung Strom verschnitten (vgl. hierzu auch Kapitel 7.2).

Neben Projektmeldungen für Wasserstoff sind im Rahmen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase ebenfalls Projektmeldungen für Biomethan und synthetisches Methangas (SNG) eingegangen. Der Anschluss einer Biogasanlage an das Gasfernleitungsnetz ist durch den Teil 6 „Biogas“ der Gasnetzzugangsverordnung gesetzlich geregelt. Biogas umfasst gemäß § 3 EnWG sowohl Biomethan als auch SNG, welches weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen gewonnen wurde. Die Fernleitungsnetzbetreiber prüfen dementsprechend die Projektmeldungen zur Berücksichtigung in der Methanmodellierung der Wasserstoffvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032, wenn bis zum 01. Oktober 2021 der Prozess zum Netzanschlussbegehren bei dem verantwortlichen Fernleitungsnetzbetreiber abgeschlossen ist. Darüber hinaus werden diese Projekte auch in der Basisvariante berücksichtigt (vgl. Kapitel 10.2).

Kategorie 2: Meldungen von Speicherprojekten

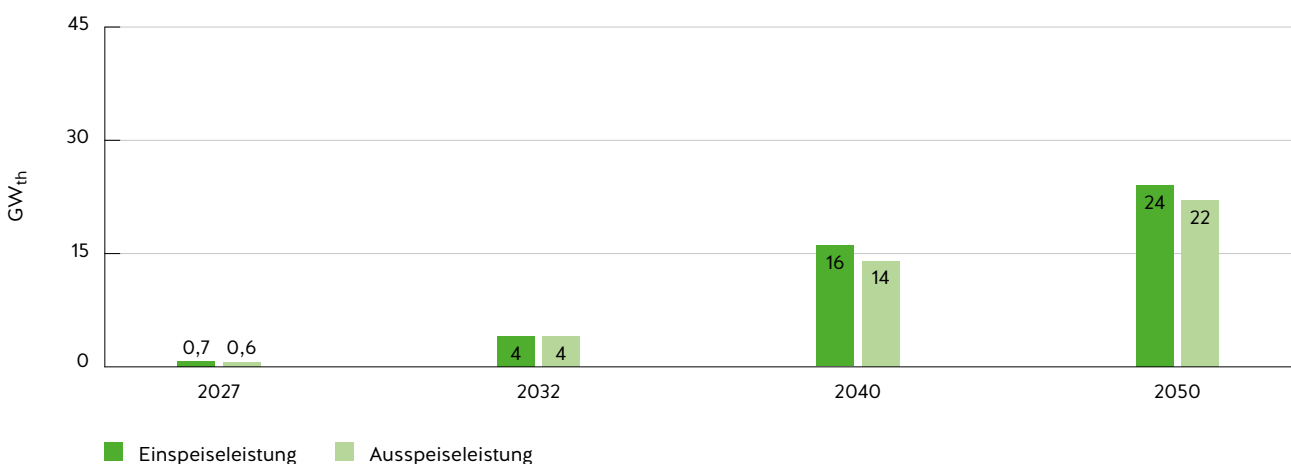
Die Summe der Ein- und Ausspeiseleistungen und -mengen von gemeldeten Speicherprojekten für Wasserstoff für diese Projektkategorie ist in folgender Tabelle sowie zusätzlich in einer Grafik dargestellt.

Tabelle 11: Ergebnisse der WEB-Meldungen von Speicherprojekten

	Einheit	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2040	2050
Wasserstoff Einspeiseleistung	GW _{th}	–	–	0,1	0,1	0,2	0,7	1,0	1,1	3,1	3,7	4,2	15,8	24,1
Wasserstoff Einspeisemenge pro Jahr	TWh	–	–	0	0	0	1	2	2	5	6	6	24	36
Wasserstoff Ausspeiseleistung	GW _{th}	–	–	0,1	0,1	0,4	0,6	1,0	1,0	2,9	3,6	4,1	14,2	21,8
Wasserstoff Ausspeisemenge pro Jahr	TWh	–	–	0	0	1	1	2	2	5	6	6	24	36
Synthetisches Methan Einspeiseleistung	GW _{th}	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Synthetisches Methan Einspeisemenge pro Jahr	TWh	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Biomethan Einspeiseleistung	GW _{th}	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Biomethan Einspeisemenge pro Jahr	TWh	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Elektrolyseleistung	GW _{el}	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 5: WEB-Ein- und Ausspeiseleistung von Speicherprojekten



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die gemeldeten Speicherkapazitäten werden ebenfalls bei der Erstellung der Wasserstoffvariante berücksichtigt. Es werden die Meldungen in der Modellierung berücksichtigt, die die Kriterien nach 3.6.1 erfüllen und bei denen die jeweiligen Projektvorhabenträger bis zum 01. Oktober 2021 ein MoU mit den Fernleitungsnetzbetreibern abgeschlossen haben. Hierzu kommen die Fernleitungsnetzbetreiber auf die Projektvorhabenträger zu. Die Modellierung findet für die Jahre 2027 und 2032 statt.

Kategorie 3: Meldungen von weiteren Projekten im Verteilernetz

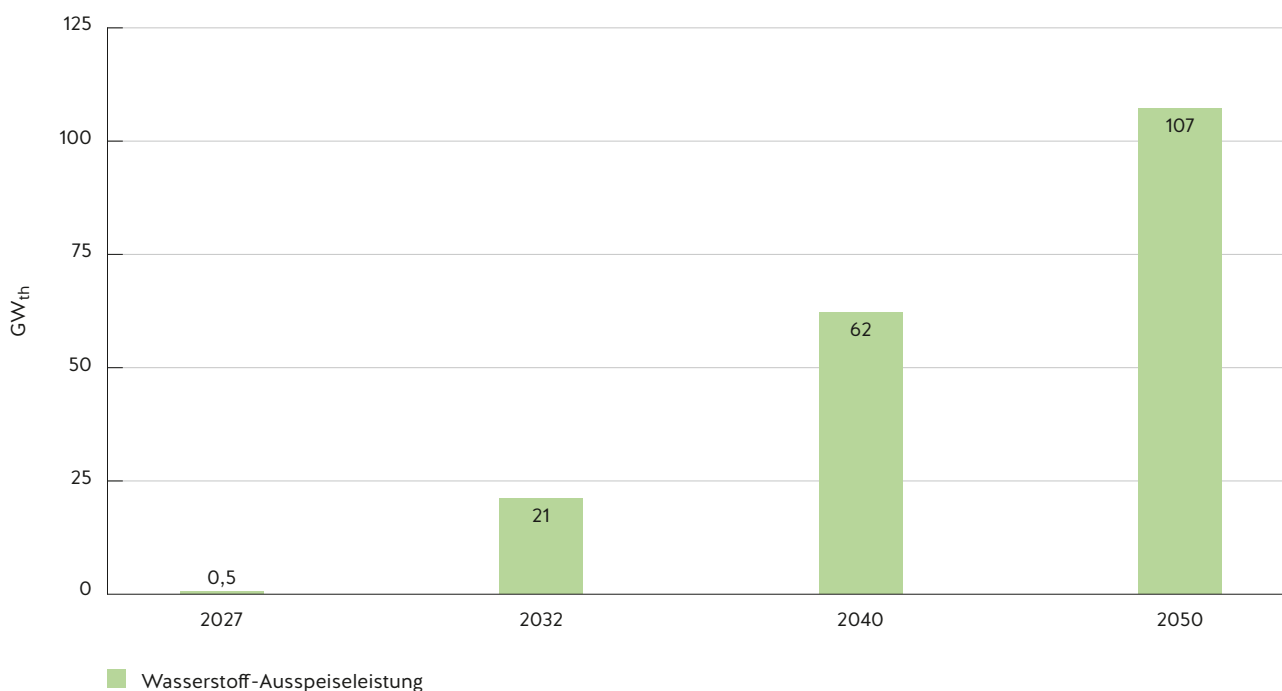
Die Summe der Ausspeiseleistungen und -mengen für Wasserstoff für diese Projektkategorie ist in folgender Tabelle sowie für die Ausspeiseleistung zusätzlich in einer Grafik dargestellt.

Tabelle 12: Ergebnisse der weiteren WEB-Meldungen von Projekten im Verteilernetz

	Einheit	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2040	2050
Wasserstoff Einspeiseleistung	GW _{th}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wasserstoff Einspeisemenge pro Jahr	TWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wasserstoff Ausspeiseleistung	GW _{th}	-	0,0	0,1	0,2	0,3	0,5	1,2	1,6	3,7	4,8	21,2	62,2	107,0
Wasserstoff Ausspeisemenge pro Jahr	TWh	-	0	0	1	1	2	4	6	14	19	54	180	291
Synthetisches Methan Einspeiseleistung	GW _{th}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Synthetisches Methan Einspeisemenge pro Jahr	TWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomethan Einspeiseleistung	GW _{th}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomethan Einspeisemenge pro Jahr	TWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Elektrolyseleistung	GW _{el}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

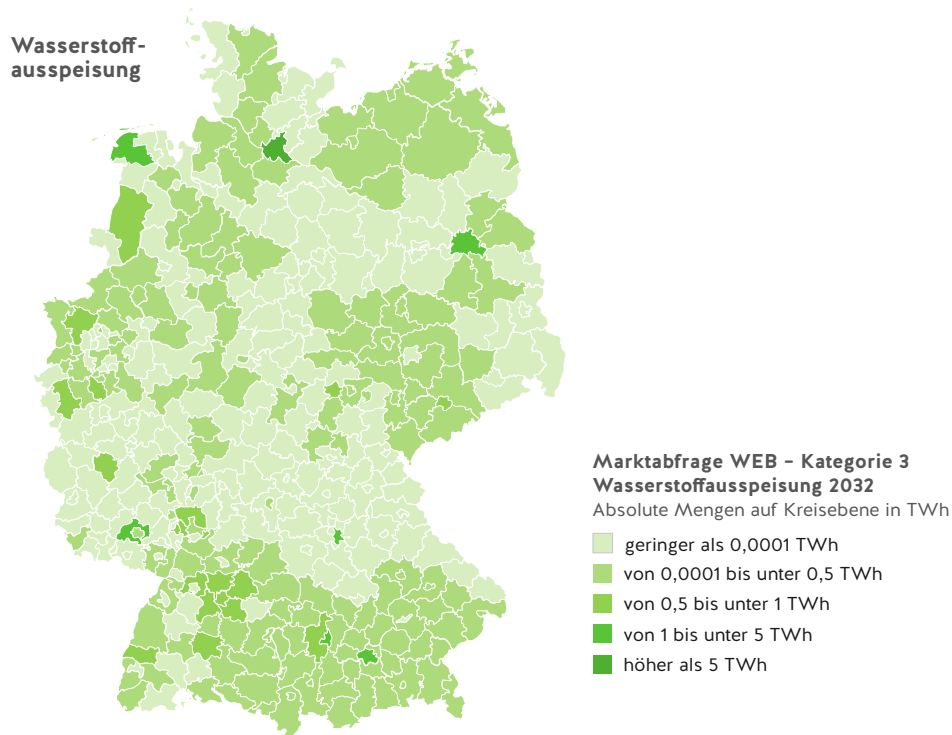
Abbildung 6: WEB-Wasserstoffausspeiseleistung von weiteren Projekten im Verteilernetz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Abbildung zeigt zudem die regionale Verteilung der gemeldeten Wasserstoffprojekte (Ausspeisemengen) der Kategorie 3.

Abbildung 7: Gemeldete WEB-Wasserstoffausspeisungen im Jahr 2032 für die Projekte der Kategorie 3



Hinweis: Eine Zuordnung der Verteilernetzbetreiber auf Kreisebene ist nicht immer eindeutig möglich, weshalb es sich hier um eine vereinfachte Darstellung handelt. Einige Verteilernetzbetreiber wurden mehreren Kreisen zugeordnet (vgl. auch Anlage 2).

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber handelt es sich bei den gemeldeten Ausspeiseleistungen und -mengen für die Beimischung in das Methannetz der Verteilernetzbetreiber nicht um potenziell ausbaurelevante Projektvorhaben. Daher ist der Abschluss eines MoU nicht vorgesehen.

Bei den gemeldeten Ausspeiseleistungen und -mengen der Verteilernetzbetreiber handelt es sich für das Jahr 2032 überwiegend um Bedarfe für die Beimischung von bis zu 20 Vol.-% Wasserstoff in das bestehende Methannetz der Verteilernetzbetreiber, die dann perspektivisch bis 2050 nach vollständiger Ertüchtigung der Infrastruktur auf Ferngas- und Verteilernetzebene sukzessive in reine Wasserstoffbedarfe übergehen.

Für die in der Phase des Markthochlaufs erforderliche Beimischung von Wasserstoff in das Methannetz ergeben sich folgende Möglichkeiten:

Beimischung von Wasserstoff auf Fernleitungsebene

Eine Beimischung von Wasserstoff in das Fernleitungsnetz kann abhängig von der regionalen Netz- und Abnehmerstruktur sinnvoll sein. Die Voraussetzungen hierfür sind aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aber nur in wenigen Fällen gegeben. Eine flächendeckende und ggf. stufenweise Anhebung der Beimischung von Wasserstoff in die Methantransportnetze in Deutschland auf Fernleitungsebene sehen die Fernleitungsnetzbetreiber grundsätzlich als nicht zielführend an.

Bei einer solchen Beimischung wäre die Sicherstellung eines konstanten Wasserstoffanteils beispielsweise durch wechselnde Flussrichtungen nicht gegeben, welche für diverse Abnehmer, wie einige Industriekunden oder CNG-Tankstellen, nach heutigem Stand essenziell ist. Entsprechend wären zusätzliche Maßnahmen notwendig, um bei Bedarf den beigemischten Wasserstoff wieder vom Methan zu separieren. Dies wäre außerdem an Grenzübergangspunkten notwendig, insofern Nachbarstaaten keine oder nur eine geringe Beimischung in das Fernleitungsnetz zulassen.

Eine Beimischung auf Fernleitungsnetzebene führt zudem zu Einschränkungen von möglichen Wasserstoffkonzentrationen über Importe und engt die Möglichkeiten von direkten Wasserstoffeinspeisungen in Verteilernetze ein. Um die Wasserstoff-Einspeisekapazitäten auf internationalen und regionalen Netzebenen langfristig zu sichern ist eine Verständigung zwischen allen Partnern notwendig.

Beimischung von Wasserstoff auf Verteilernetzebene

Die Beimischung von Wasserstoff auf Verteilernetzebene setzt voraus, dass die Verteilernetzbetreiber von den Fernleitungsnetzbetreibern neben der Methanbelieferung gleichzeitig mit Wasserstoff versorgt werden. Für eine flächendeckende Versorgung müssten bis auf einzelne Regionen große Teile des Fernleitungsnetzes gedoppelt werden.

Daher schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber das folgende Vorgehen zum Umgang mit den Bedarfsmeldungen der Verteilernetzbetreiber vor:

Wasserstoffprüfung

Die Fernleitungsnetzbetreiber führen für das Jahr 2032 eine sogenannte „Wasserstoffprüfung“ durch, basierend auf den Modellierungsergebnissen der Wasserstoffvariante 2032. Dies stellt keine eigenständige Modellierung dar.

In der Wasserstoffprüfung wird zunächst untersucht, welche Netzkopplungspunkte bzw. Ausspeisezonen ohne weitere Netzausbaumaßnahmen auf Basis der Ergebnisse der Wasserstoffvariante für das Jahr 2032 mit Wasserstoff versorgt werden könnten.

In diesem Zuge wird im ersten Schritt untersucht, ob eine gleichzeitige Versorgung mit Wasserstoff und Methan erfolgen kann, um eine lokale Beimischung durch die Verteilernetzbetreiber zu ermöglichen. Zudem wird geprüft, ob die Möglichkeit bestünde, erste Bereiche bzw. einzelne Netzkopplungspunkte in diesen Netzen auf 100 % Wasserstoff umzustellen. Analog zu dem Planungsprozess der L-H-Gas-Umstellung könnten so erste potenzielle „Wasserstoffumstellungsbereiche“ ermittelt werden.

Nach eben dieser Vorgehensweise wurde die L-H-Gas-Umstellung geplant, die seit 2015 in Deutschland sukzessive erfolgreich durchgeführt wird. Dementsprechend werden die Fernleitungsnetzbetreiber anhand der eingegangenen Meldungen der Verteilernetzbetreiber und der Modellierungsergebnisse der Wasserstoffvariante 2032 erste Ideen für eine mögliche regionale Nutzung von Wasserstoff im Wärmemarkt ermitteln. Dies ist aber nur in enger und intensiver Zusammenarbeit mit den Verteilernetzbetreibern zu erreichen.

Einige Meldungen im Rahmen der Marktabfrage WEB weisen bereits Ausspeisebedarfe vor dem Jahr 2032 aus. Dies verdeutlicht die Bestrebungen der Verteilernetzbetreiber, die Dekarbonisierung insbesondere des Wärmemarkts zügig voranzutreiben. Diese Meldungen finden ebenfalls Eingang in die Wasserstoffprüfung für 2032.

Sofern durch die oben beschriebenen Versorgungsvarianten die Wasserstoffbedarfe der Verteilernetzbetreiber nicht in ausreichendem Maße gedeckt werden können, werden die Fernleitungsnetzbetreiber gemeinsam mit den Verteilernetzbetreibern mögliche Alternativkonzepte erarbeiten.

Im Kapitel 7.4 befinden sich weitere Informationen für die Jahre 2040 und 2050. Die Fernleitungsnetzbetreiber behalten sich vor, bis zur Veröffentlichung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 weitere Auswertungen vorzunehmen.

Kategorie 4: Meldungen von Projekten aus dem Ausland

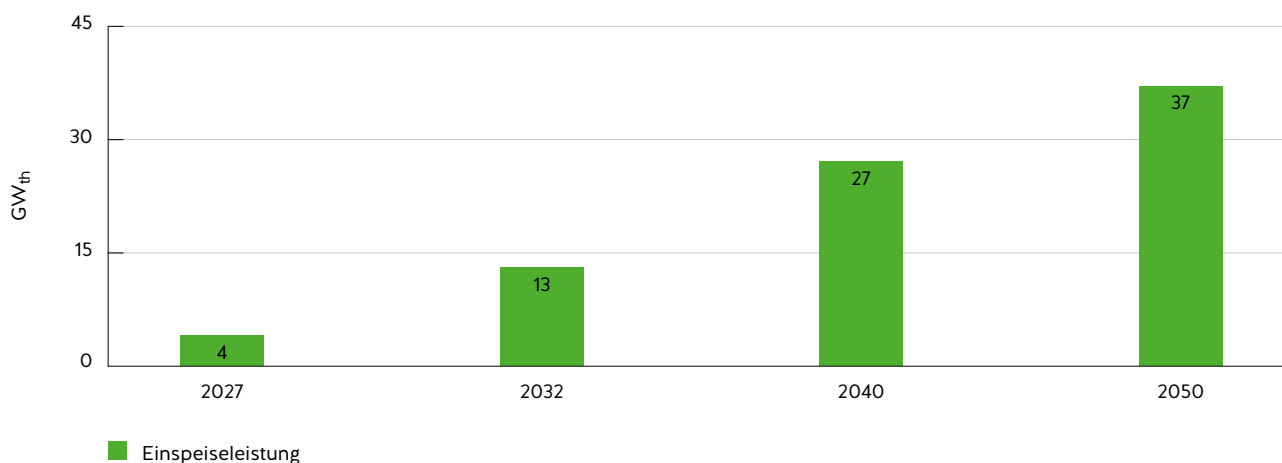
Die Summe der Einspeiseleistungen und -mengen für Wasserstoff sowie die gesamte Elektrolyseleistung für Projektmeldungen aus dem Ausland ist in folgender Tabelle sowie für die Ausspeiseleistung zusätzlich in einer Grafik dargestellt.

Tabelle 13: Ergebnisse der WEB-Meldungen von Projekten aus dem Ausland

	Einheit	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2040	2050
Wasserstoff Einspeiseleistung	GW _{th}	–	–	–	–	1,6	3,6	5,5	7,4	9,8	11,2	12,6	27,2	37,2
Wasserstoff Einspeisemenge pro Jahr	TWh	–	–	–	–	5	14	21	29	38	43	48	104	139
Wasserstoff Ausspeiseleistung	GW _{th}	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Wasserstoff Ausspeisemenge pro Jahr	TWh	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Synthetisches Methan Einspeiseleistung	GW _{th}	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Synthetisches Methan Einspeisemenge pro Jahr	TWh	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Biomethan Einspeiseleistung	GW _{th}	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Biomethan Einspeisemenge pro Jahr	TWh	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Elektrolyseleistung	GW _{el}	–	–	–	–	0,4	0,9	1,4	1,9	3,0	3,0	3,0	7,0	7,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 8: WEB-Einspeiseleistungen aus dem Ausland



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die gemeldeten Einspeiseleistungen sowie -mengen aus dem Ausland werden bei der Modellierung der Wasserstoffvariante als Importpotenziale berücksichtigt. Im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmens 2022 sind weitere Importpotenziale gemeldet worden. Nähere Informationen zur Berücksichtigung der Meldungen aus dem Ausland befinden sich ebenfalls in Kapitel 7.3. Im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 werden die gemeldeten Projekte im Zuge der Wasserstoffquellenverteilung berücksichtigt. Der Abschluss eines MoU ist daher nicht vorgesehen.

Kategorie 5: Meldungen von Projekten am Verteilernetz ohne Relevanz für das Fernleitungsnetz

Die folgende Tabelle zeigt die Summe der Ein- und Ausspeiseleistungen und -mengen für Wasserstoff und Biomethan sowie die Elektrolyseleistung für diese Projektkategorie.

Tabelle 14: Ergebnisse der WEB-Meldungen von Projekten am Verteilernetz ohne Relevanz für das Fernleitungsnetz

	Einheit	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2040	2050
Wasserstoff Einspeiseleistung	GW _{th}	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Wasserstoff Einspeisemenge pro Jahr	TWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Wasserstoff Ausspeiseleistung	GW _{th}	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Wasserstoff Ausspeisemenge pro Jahr	TWh	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2	2	2	2
Synthetisches Methan Einspeiseleistung	GW _{th}	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Synthetisches Methan Einspeisemenge pro Jahr	TWh	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Biomethan Einspeiseleistung	GW _{th}	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4
Biomethan Einspeisemenge pro Jahr	TWh	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2
Elektrolyseleistung	GW _{el}	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

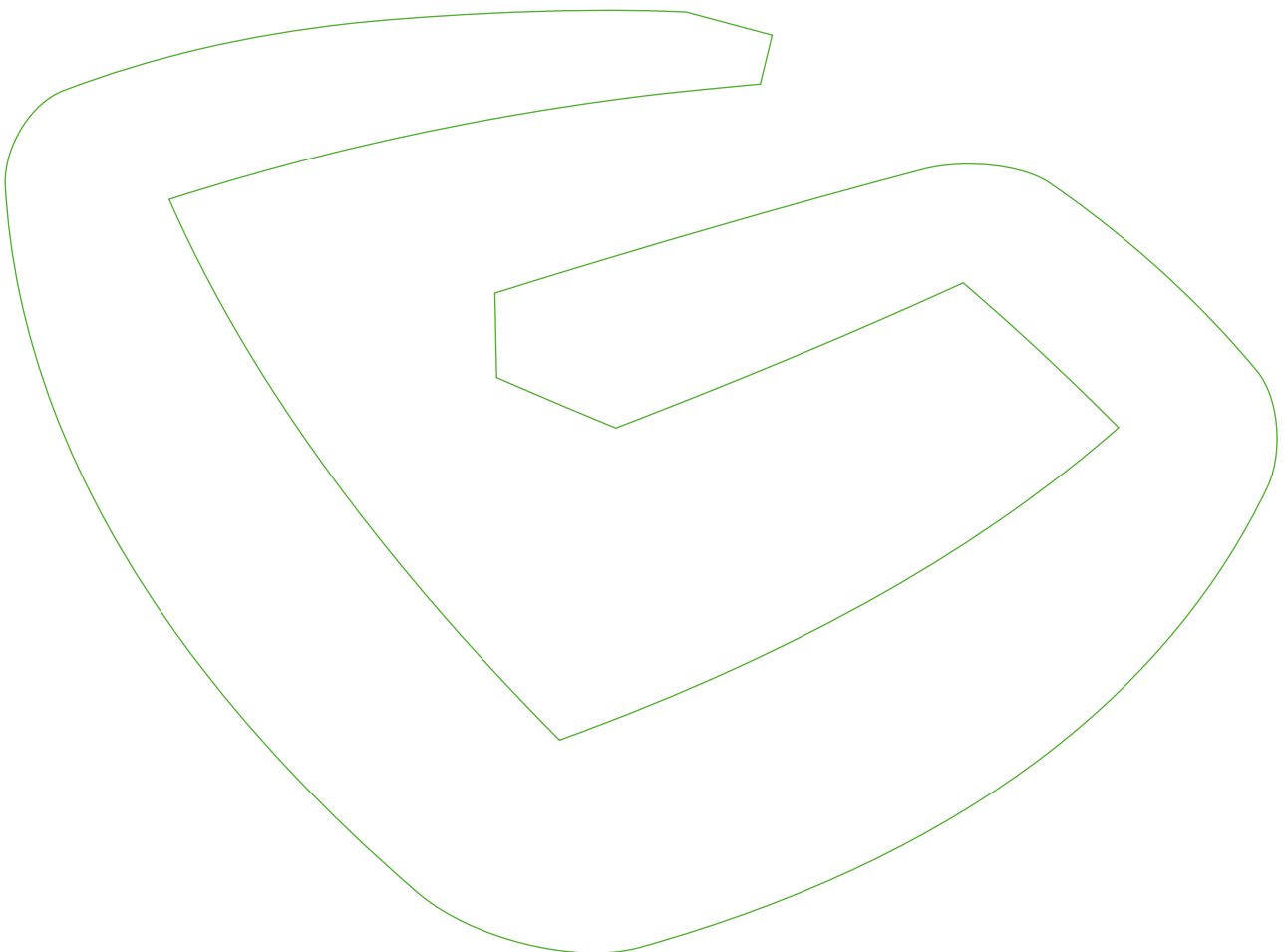
Projektmeldungen, bei denen kein Anschluss an das Fernleitungsnetz vorgesehen ist und somit keine Ausbaurelevanz gegeben ist, werden bei der Modellierung der Wasserstoffvariante nicht unmittelbar berücksichtigt und hier nur informativ aufgeführt.

Allerdings werden die gemeldeten Elektrolyseleistungen bei der möglicherweise notwendigen Verschneidung mit dem Netzentwicklungsplan Strom berücksichtigt. Eine Darstellung dieses Vorgehens wird in Kapitel 7.2. beschrieben.

Kategorie 6: Sonstige Projektmeldungen

Neben den oben dargestellten Meldungen der Kategorien 1–5 erhielten die Fernleitungsnetzbetreiber ebenfalls Formulare, die unvollständige oder gänzlich fehlende Angaben enthielten, bei denen die Projektvorhabenträger einer Veröffentlichung im Netzentwicklungsplan Gas nicht zustimmten oder die nach Ablauf der Frist vom 16. April 2021 eingegangen sind. Gemäß den aufgestellten Kriterien zur Berücksichtigung im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 (vgl. Kapitel 3.6.1), werden diese als sonstige Projektmeldungen klassifiziert und können bei der Modellierung der Wasserstoffvariante nicht berücksichtigt werden.

Gasbedarfsentwicklung 4



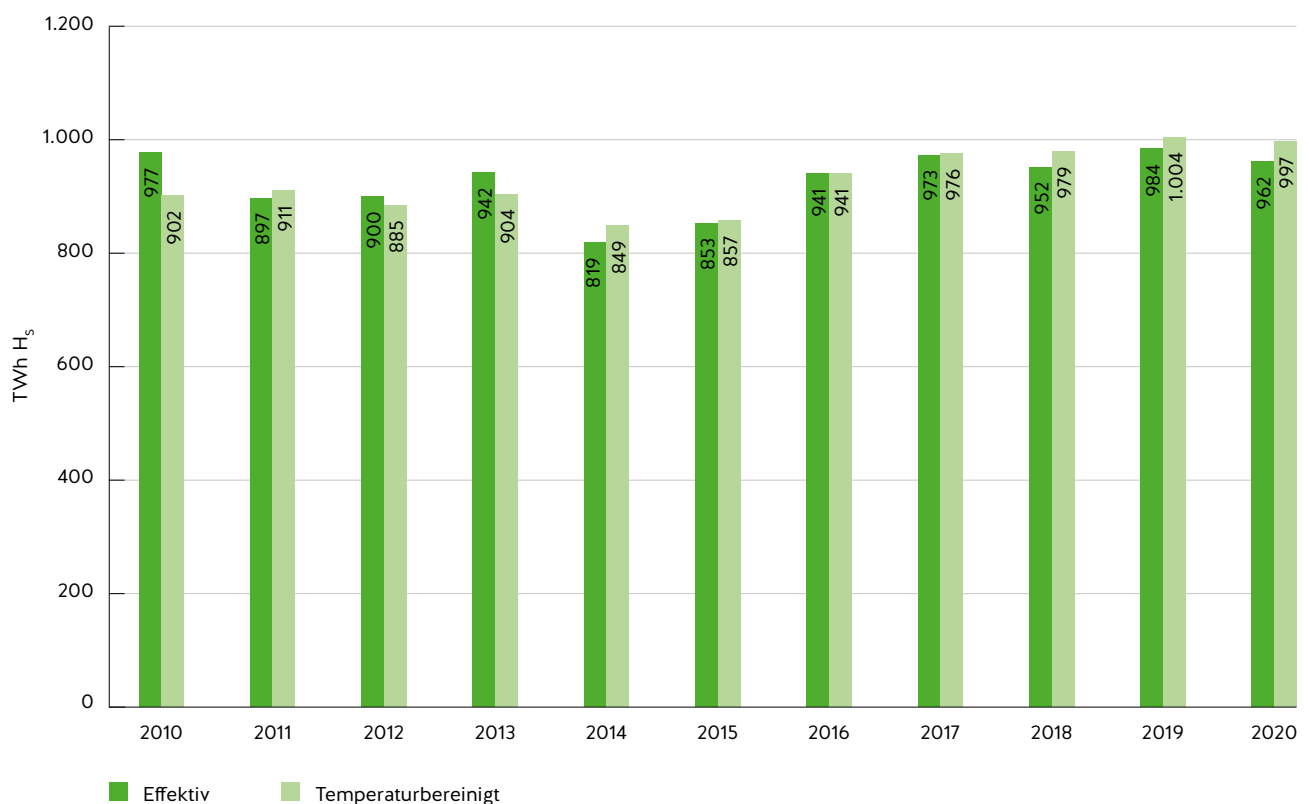
4 Gasbedarfsentwicklung

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit der Gasbedarfsentwicklung in Deutschland. Nach der Ist-Analyse des Gasverbrauchs seit dem Jahr 2010 (vgl. Kapitel 4.1) werden anschließend verschiedene zukünftige Gasbedarfsentwicklungen für Deutschland untersucht und konkrete Gasbedarfsszenarien für diesen Szenariorahmen definiert (vgl. Kapitel 4.2).

4.1 Ist-Analyse

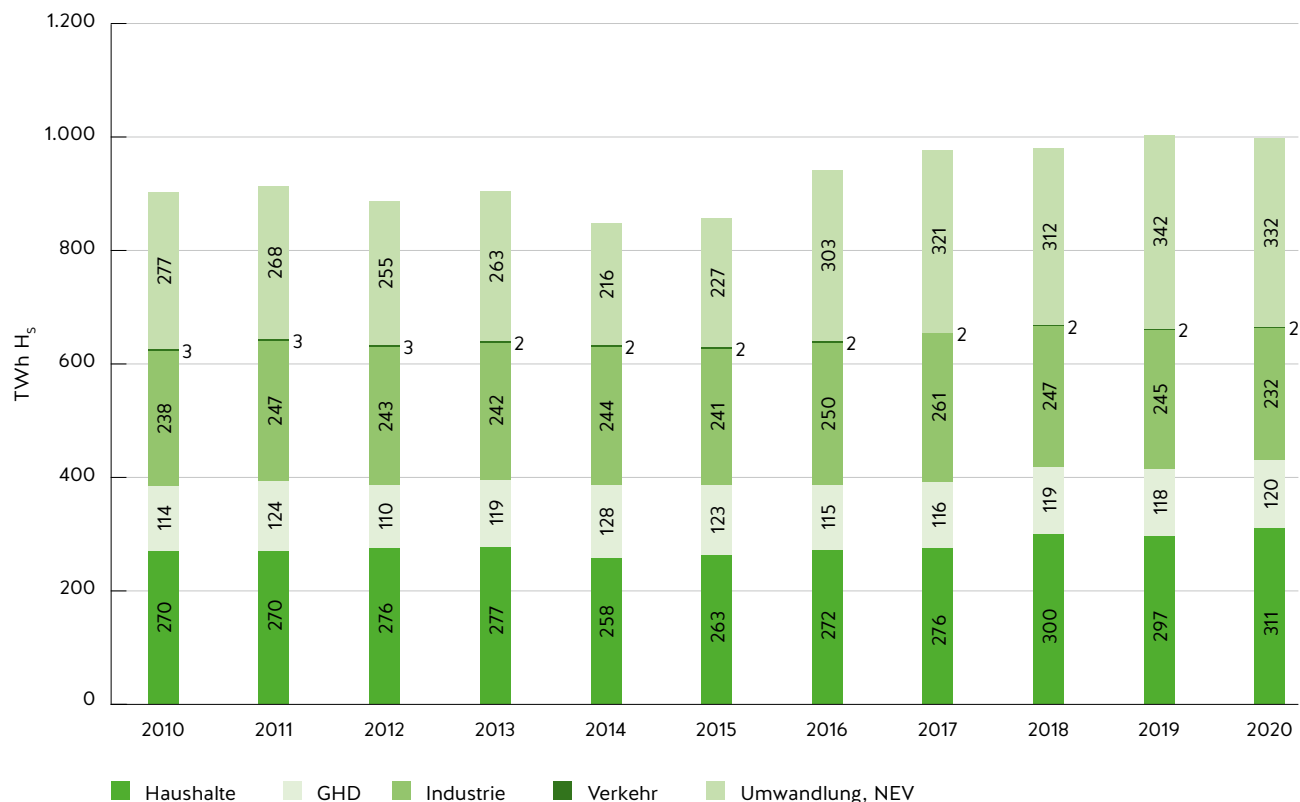
Der Gasbedarf setzt sich aus dem Gasendenergiebedarf, dem Gaseinsatz im Umwandlungssektor (Strom- und Wärmeerzeugung) und dem nichtenergetischen Gasverbrauch zusammen.

Abbildung 9: Erdgasverbrauch (Primärenergieverbrauch) in Deutschland in TWh (Hs, Brennwert)



Quelle: BDEW 2021/AG Energiebilanzen 2021 (Primärenergieverbrauch Erdgas), Berechnung der Fernleitungsnetzbetreiber (temperaturbereinigte Werte)

Der in Abbildung 9 dargestellte temperaturbereinigte Erdgasverbrauch in Deutschland lag in den letzten zehn Jahren zwischen 850 TWh und 1.000 TWh und ist zwischen den Jahren 2014 und 2019 angestiegen.

Abbildung 10: Temperaturbereinigter Erdgasverbrauch in Deutschland nach Sektoren in TWh (H_s, Brennwert)

Hinweis: NEV – Nichtenergetischer Verbrauch, nicht energetisch genutzter Teil der Energieträger (z. B. als Rohstoff für chemische Prozesse)

Quelle: BDEW 2021/AG Energiebilanzen 2021 (Endenergieverbrauch Erdgas), Berechnung der Fernleitungsnetzbetreiber (temperaturbereinigte Werte)

Die in Abbildung 10 dargestellte Entwicklung des temperaturbereinigten Erdgasverbrauchs in Deutschland nach Sektoren zeigt, dass der Umwandlungssektor, d. h. insbesondere die gasbasierte Strom- und Wärmeerzeugung, einen wesentlichen Anteil an der fluktuierenden Verbrauchsentwicklung hat und seit 2015 deutlich gestiegen ist.

Dagegen ist der durch Konjunkturschwankungen beeinflusste Erdgasverbrauch der Industrie und des GHD-Sektors seit dem Jahr 2010 auf relativ konstantem Niveau, während der Erdgasverbrauch der Haushalte in den letzten Jahren zugenommen hat.

Im Jahr 2020 setzte sich die vergleichsweise hohe Neubautätigkeit der letzten Jahre mit rund 320.000 genehmigten Wohnungen fort. Der Erdgasmarktanteil im Neubau ist von ehemals rund 50 % im Jahr 2000 auf aktuell rund 34 % gesunken. Elektrowärmepumpen und Fernwärme konnten in den letzten Jahren kontinuierlich Marktanteile im Neubau gewinnen (vgl. Tabelle 15). Im Wohnungsbestand liegt der Marktanteil von Erdgasheizungen seit dem Jahr 2010 bei rund 50 % (vgl. Tabelle 16).

Tabelle 15: Marktanteile der Energieträger im Neubau

Jahr	Anzahl der Wohnungen ¹	Erdgas ²	Elektro-Wärmepumpen	Fernwärme	Strom	Heizöl	Holz, Holzpellets	Sonstige
		Anteile in %						
2010	164.540	50,2	23,5	14,6	1,0	1,8	5,0	4,1
2011	200.061	50,1	22,6	16,3	0,9	1,5	5,6	2,5
2012	211.155	48,5	23,8	18,6	0,6	0,9	6,3	1,4
2013	254.250	48,3	22,5	19,8	0,7	0,8	6,4	1,5
2014	264.332	49,9	19,9	21,5	0,6	0,7	6,1	1,3
2015	285.282	50,3	20,7	20,8	0,7	0,7	5,3	1,5
2016	329.000	44,4	23,4	23,8	0,9	0,7	5,3	1,5
2017	300.349	39,3	27,2	25,2	0,7	0,6	5,5	1,6
2018	302.209	38,6	28,8	25,2	1,1	0,5	4,4	1,4
2019	311.156	36,8	29,8	26,5	1,1	0,5	4,1	1,2
2020*	320.255	33,8	35,7	23,5	1,3	0,3	4,2	1,3

* vorläufig bis 11/2020

1) Zum Bau genehmigte neue Wohneinheiten; bis 2012 in neu zu errichtenden Gebäuden, ab 2013 zudem in Bestandsgebäuden

2) Einschließlich Bioerdgas

Quelle: BDEW 2021 auf Basis Statistisches Bundesamt, Statistische Landesämter, Stand 02/2021

Tabelle 16: Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes

Jahr	Anzahl der Wohnungen in Mio. ¹	Gas ²	Fernwärme	Strom	Elektro-Wärmepumpen	Heizöl	Sonstige ³
		Anteile in %					
2010	40,3	49,0	12,8	3,4	1,0	28,9	4,9
2011	40,4	49,1	12,9	3,2	1,1	28,3	5,4
2012	40,6	49,2	13,1	3,1	1,2	27,8	5,6
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

* 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: BDEW 2021, Stand 02/2021

4.2 Gasbedarfsentwicklung

Grundsätzlich ist zwischen den Begriffen Szenarien und Modellierungsvarianten zu unterscheiden. Im Szenariorahmen 2022 werden im Folgenden zwei Szenarien zur Gasbedarfsentwicklung in Deutschland dargestellt. Die detailliert in Kapitel 10 beschriebenen Modellierungsvarianten bilden die Grundlage für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032. Es besteht keine Verbindung zwischen den hier dargestellten Gasbedarfsszenarien und den in Kapitel 10 beschriebenen Modellierungsvarianten für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032, da sich die Fernleitungsnetzbetreiber auf Grund der Vorgaben der BNetzA bei ihren Modellierungsvarianten an konkreten Bedarfsmeldungen orientieren.

Angesichts der Herausforderungen der Energiewende erfolgt zudem ein Ausblick bis zum Jahr 2050.

Das EU-Klimagesetz verfolgt das Ziel, die Treibhausgasemissionen in der EU verbindlich zu senken und bis zum Jahr 2050 Klimaneutralität zu erreichen. Für das Jahr 2030 wird eine Emissionsminderung von 55 % gegenüber 1990 angestrebt.

Das Bundesverfassungsgericht hat am 29. April 2021 entschieden, dass Verfassungsbeschwerden gegen das deutsche Klimaschutzgesetz teilweise erfolgreich sind [BVG 2021]. Vor diesem Hintergrund hat die Bundesregierung am 12. Mai 2021 eine Verschärfung der deutschen Klimaziele beschlossen. Bis zum Jahr 2030 sollen die nationalen Treibhausgasemissionen nun um 65 % (bisher 55 %) gegenüber dem Jahr 1990 reduziert werden. Das Ziel der Treibhausgasneutralität soll demnach bereits bis zum Jahr 2045 erreicht werden.

Die Reduktion von Treibhausgasemissionen, der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Erhöhung der Energieeffizienz sind wesentliche Zielsetzungen der europäischen und deutschen Energie- und Klimapolitik. Die energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen bilden eine wichtige Grundlage für die Vielzahl der existierenden Energie- und Gasbedarfsszenarien.

Im Szenariorahmen 2020 wurde das dena-TM95-Szenario als ein mögliches Zukunftsbild detaillierter betrachtet. Es handelt sich hierbei um ein anerkanntes Technologiemixszenario. In diesem Szenario wird ein hoher Methaneinsatz angenommen, Wasserstoff spielt noch eine begrenzte Rolle. Aus aktueller Sicht wird Wasserstoff jedoch eine bedeutendere Rolle im Zuge der Energiewende spielen. Daher haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber dazu entschieden, das dena-TM95-Szenario für den Szenariorahmen 2022 mit Unterstützung des Beratungsunternehmens FourManagement anzupassen.

Dabei haben die Fernleitungsnetzbetreiber sowohl die Aufkommens- als auch die Verbrauchsseite hinsichtlich eines stärkeren Einsatzes von Wasserstoff analysiert. Für die Beantwortung von Detailfragen wurden verschiedene Studien herangezogen und zahlreiche Expertengespräche geführt.

Im Ergebnis wird verstärkt Wasserstoff anstelle von Methan genutzt. Der Import von Wasserstoff wird einen erheblichen Beitrag zur Bedarfsdeckung leisten.

Die während des Konsultationszeitraums des Szenariorahmens 2022 veröffentlichten Langfristszenarien (LFS) des BMWi unterstreichen in ihrem TN-H2-G-Szenario die Bedeutung von Wasserstoff im Energiesystem der Zukunft. In Kapitel 7.4 wird dieses Szenario mit einem Ausblick auf die Wasserstoffbedarfe für die Jahre 2040 und 2050 betrachtet.

Für den Szenariorahmen 2022 hat die Prognos AG im Auftrag der Fernleitungsnetzbetreiber renommierte Studien und Veröffentlichungen zur zukünftigen Entwicklung von Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland analysiert. Aufgrund der oben skizzierten Rahmenbedingungen liegt der Fokus grundsätzlich auf solchen Szenarien, die mindestens einen Emissionsminderungsgrad von 95 % bis zum Jahr 2050 gegenüber 1990 erreichen. Unter Gasbedarf wird im Folgenden der Bedarf an Methan (Erdgas, Biomethan sowie synthetische Gase) und Wasserstoff verstanden.

Die folgende Tabelle 17 zeigt eine Auflistung der analysierten Gasbedarfsszenarien für Deutschland.

Tabelle 17: Betrachtete Studien und Szenarien

Studie	Szenarien	
dena-Leitstudie [dena 2018] „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende“	Elektrifizierungsszenario	–95 % (dena-EL95)
	Technologiemixszenario	–95 % (dena-TM95)
BDI-Studie [BDI 2018] „Klimapfade für Deutschland“	Zielszenario Globaler Klimaschutz	–95 % (BDI-G95)
NECP-Szenarien [BMW 2020a] „Integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan“	Klimaschutzszenario	–87,5 % (NECP-KSP 87,5)
Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Stiftung Klimaneutralität [Agora Energiewende 2020] „Klimaneutrales Deutschland“	KNDE	–100 % (KNDE 100)
Forschungszentrum Jülich [FZJ 2019] „Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategie für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050“	Szenario 95	–95 % (FZJ 95)
Fraunhofer ISE [ISE 2020] „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem“	Szenario Referenz	–95 % (ISE 95)
FNB/ FourManagement auf Basis von dena [FourMan 2020] „Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft – Netz der Zukunft“	Szenario 1	–95 % (dena-TM95/FNB)

Quelle: Agora Energiewende 2020, BDI 2018, BMW 2020a, dena 2018, FNB/ FourMan 2020, FZJ 2019, ISE 2020

Kurzbeschreibung der Studien/ Szenarien

Dena-EL95: Das Szenario „dena-EL95“ innerhalb der dena-Leitstudie geht im Vergleich zu dem „dena-TM95“-Szenario von einer höheren Elektrifizierung in allen Sektoren aus. Dies führt jedoch zu einer weiteren Zunahme der Stromnachfrage. In diesem Szenario werden Wasserstoff und synthetisch erzeugte Energieträger berücksichtigt, wenn sie zwingend erforderlich werden. Fossiles Erdgas und Biomethan sind weitere gasförmige Energieträger.

Agora Energiewende: Die Studie „Klimaneutrales Deutschland (KNDE)“ der Agora Energiewende et al. zeigt einen aus Kostensicht optimierten Weg zur Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2050. In dem Szenario spielt Wasserstoff neben Strom eine wichtige Rolle. Die Wasserstoffnachfrage im Jahr 2050 beträgt etwa 270 TWh. Zusätzlich zum Wasserstoff werden auch weitere synthetische Energieträger in dem Szenario eingesetzt. Insgesamt ergibt sich für 2050 ein Bedarf an Wasserstoff und sonstigen synthetischen Brennstoffen und Feedstocks in Höhe von 432 TWh. Fossiles Erdgas kommt in 2050 nicht mehr zur Anwendung. Die Biomethannachfrage beträgt 46 TWh.

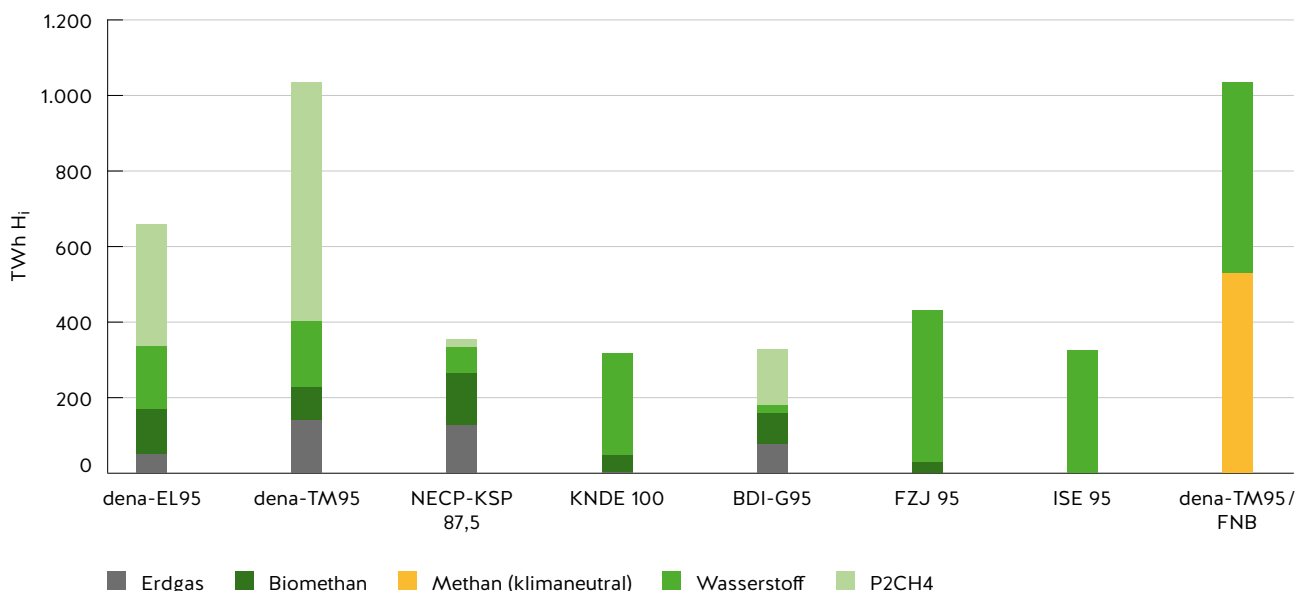
BDI: Die Studie „Klimapfade für Deutschland“ des BDI beschreibt in dem Szenario „BDI-G95“ technische Maßnahmen, mit denen eine volkswirtschaftlich kosteneffiziente und gesellschaftlich akzeptable Erreichung des Reduktionsziels möglich ist. Wasserstoff wird als „Game-Changer“ betrachtet, der die Erreichung der Klimaziele in den nächsten Jahrzehnten potenziell erleichtern könnte. Innerhalb der Studie wird die Einsatzreife von Wasserstoff als nicht absehbar angesehen und wird daher zur Erreichung der Ziele mit nur 23 TWh unterstellt. Da in dem Szenario noch keine vollständige Dekarbonisierung vorgesehen ist, kommt fossiles Erdgas noch zum Einsatz. Biomethan und synthetisches Methan sind weitere gasförmige Energieträger.

ISE: Die Studie „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem“ des Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, zeigt die Reduktion energiebedingter Treibhausgasemissionen in mehreren konsistenten Szenarien. In dem Szenario „ISE 95“ wird eine Reduktion der Treibhausgasemission um mindestens 95% bis zum Jahr 2050 angestrebt. Wasserstoff spielt eine wichtige Rolle für die Dekarbonisierung und ist im Jahr 2050 in diesem Szenario mit 325 TWh der einzig verbleibende gasförmige Energieträger.

FZJ: Die Studie „Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050“ des Forschungszentrum Jülich (FZJ) zeigt in zwei Szenarien CO₂-Minderungsstrategien zur Erreichung der Klimaschutzziele in Deutschland. In dem Szenario „FZJ 95“ kommt Wasserstoff in allen Sektoren außer für die Herstellung von chemischen Rohstoffen zum Einsatz. Dementsprechend hoch ist der Bedarf mit rund 400 TWh in 2050. Zudem kommt in diesem Szenario auch noch ein geringer Anteil fossiles Erdgas zum Einsatz.

Die Vielzahl der betrachteten Szenarien zeigt ein breites Spektrum möglicher Gasbedarfsentwicklungen. Für die Erreichung der Klimaschutzziele muss sich auch die Zusammensetzung des Gasbedarfs in Richtung klimaneutraler Gase verändern (vgl. Abbildung 11).

Abbildung 11: Gasbedarfsentwicklung in den betrachteten Szenarien bis zum Jahr 2050 in TWh (H_i, Heizwert)



Quelle: Agora Energiewende 2020, BDI 2018, BMWi 2020a, dena 2018, FNB/FourMan 2020, FZJ 2019, ISE 2020

Für den Szenariorahmen 2022 haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber entschieden, die folgenden Szenarien, die das Spektrum möglicher Entwicklungen des Gasbedarfs abbilden, detaillierter zu betrachten:

• **Szenario I: dena-TM95-Szenario mit Anpassungen durch die FNB/FourManagement (dena-TM95/FNB)**

Dieses Szenario basiert auf dem Szenario dena-TM95. Das Technologiemiixszenario geht von einer breiten Variation eingesetzter Technologien und Energieträger aus. In diesem Szenario wird eine Treibhausgas-minderung von 95 % bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 1990 erreicht. Das Szenario dena-TM95 war bereits Bestandteil des Szenariorahmens 2020. Es wurde nun durch die Fernleitungsnetzbetreiber in Zusammenarbeit mit dem Beratungsunternehmen FourManagement angepasst, um der zunehmenden Bedeutung von Wasserstoff gerecht zu werden, die sich auch in der Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung widerspiegelt. Das gesamte Gasmengengerüst des Szenarios dena-TM95 wurde hierbei grundsätzlich konstant gehalten und eine Verschiebung von Methanbedarf in Richtung von Wasserstoffbedarf vorgenommen. Außerdem wurden Anteile der Nutzung von Öl durch Methan und Wasserstoff substituiert sowie der anteilige Einsatz von Wasserstoff bei der Primärenergie- und Fernwärmeproduktion unterstellt. Das Szenario I berücksichtigt einen hohen Gasanteil, insbesondere auch einen hohen Wasserstoffanteil, und ist daher relevant für die Auslegung der Gasinfrastruktur. Das Szenario wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern aufgenommen, da es das Potenzial von Gas für die Dekarbonisierung widerspiegelt.

• **Szenario II: NECP-Szenario mit Klimaschutzprogramm (NECP KSP)**

Ziel des integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan (National Energy and Climate Plan – NECP) ist eine verbesserte Koordinierung der europäischen Energie- und Klimapolitik, um die Klimaziele im Jahr 2030 zu erreichen. Entsprechend den Verordnungen [EC 2018] müssen alle EU-Mitgliedstaaten für den Zeitraum 2021 bis 2030 einen NECP erstellen. Die ersten NECP-Entwürfe waren bereits bis zum 31. Dezember 2018 an die EU-Kommission zu übermitteln. Die finale Fassung des deutschen NECP wurde am 10. Juni 2020 durch das Bundeskabinett beschlossen und anschließend an die EU-Kommission übermittelt [BMWi 2020a]. Vor diesem Hintergrund besitzen die NECP-Szenarien eine große Bedeutung auf europäischer Ebene. Der deutsche NECP beinhaltet ein Referenzszenario und ein Szenario mit Klimaschutzprogramm. Im Szenariorahmen 2022 wird auf das Szenario mit Klimaschutzprogramm bis zum Jahr 2050 Bezug genommen.

In diesem Szenario wird im Jahr 2050 eine Treibhausgasminderung von rund 87,5 % bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 1990 erreicht. Die Bedeutung von Wasserstoff steigt auch in diesem Szenario, allerdings bleibt die Entwicklung hinter den Zielen der Nationalen Wasserstoffstrategie zurück. Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass sich im künftigen NECP-Prozess die zunehmende Bedeutung von Wasserstoff ebenfalls niederschlagen wird.

Die folgenden Tabellen 18 und 19 zeigen den gesamtdeutschen Gaseinsatz in den betrachteten Szenarien, dargestellt jeweils als Heizwert (H_i) abweichend von den sonstigen Darstellungen im Szenariorahmen 2022. Diese Darstellung dient der besseren Vergleichbarkeit mit anderen Energieszenarien. Es erfolgt jeweils eine Unterteilung für Methan (Erdgas, Biomethan sowie synthetisches Methan) und Wasserstoff. Abbildung 12 stellt die Gasbedarfsentwicklung in den Szenarien grafisch dar.

Tabelle 18: Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in Szenario I, temperaturbereinigt, Darstellung als Heizwert (H_i)

Gasverbrauch nach Sektor	2019	2022	2027	2032	2040	2050
	TWh H_i					
Methan	913	925	940	903	697	529
Endenergieverbrauch	602	578	550	523	434	342
private Haushalte/GHD	377	349	314	278	212	138
Industrie	223	223	221	182	131	114
Verkehr	2	6	16	63	92	91
Nichtenergetischer Verbrauch	40	53	69	83	42	5
Umwandlungssektor	271	294	320	297	221	182
Wasserstoff	0	3	27	92	315	504
Nachfragesektoren	0	3	25	86	217	321
private Haushalte/GHD	0	0	1	3	15	22
Industrie	0	2	21	75	142	204
Verkehr	0	1	2	8	60	95
Nichtenergetischer Verbrauch	0	0	0	1	68	136
Umwandlung	0	0	2	4	30	47
Gas gesamt	913	928	966	995	1.012	1.033
Nachfragesektoren	602	581	576	609	652	663
private Haushalte/GHD	377	349	315	281	227	159
Industrie	223	225	242	257	273	318
Verkehr	2	7	18	71	152	186
Nichtenergetischer Verbrauch	40	53	69	84	110	141
Umwandlung	271	294	322	301	251	229

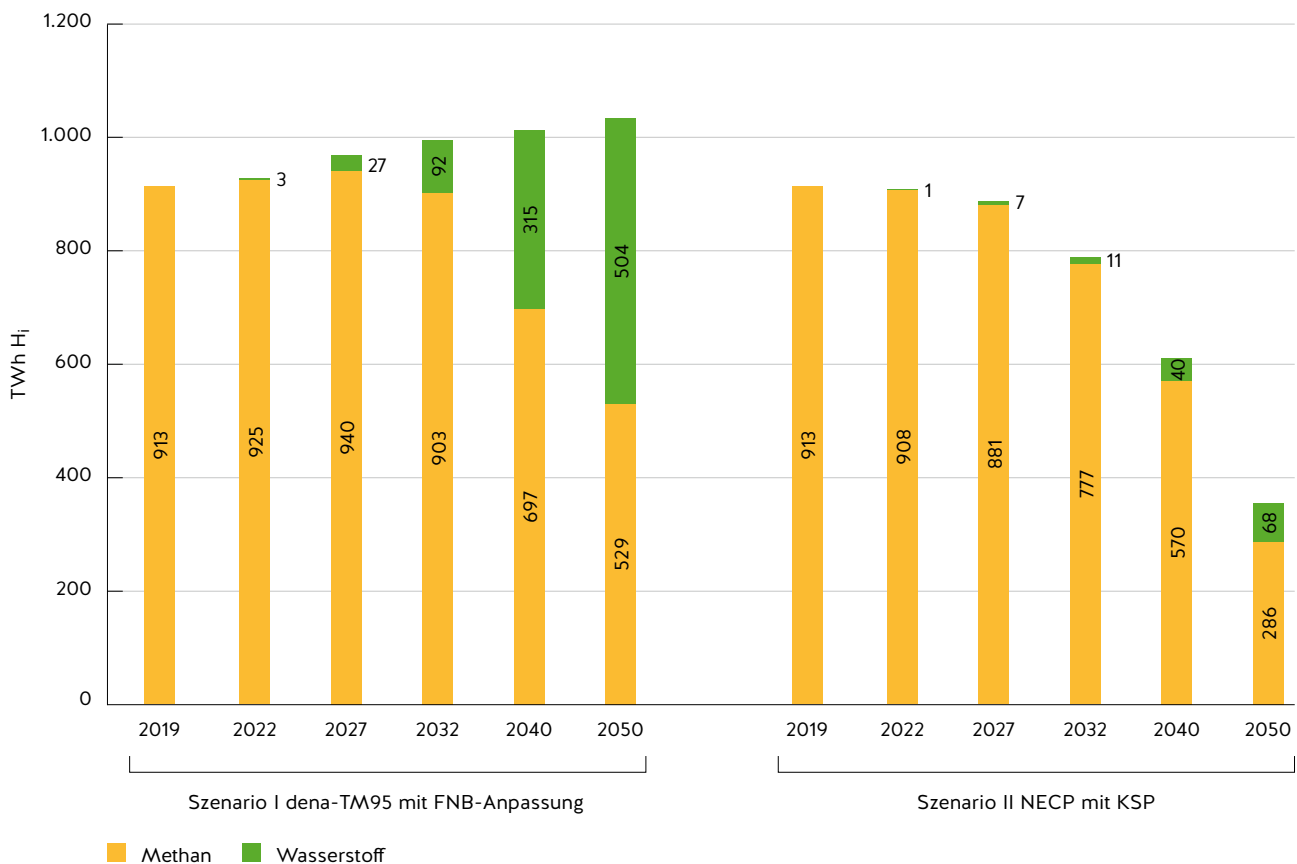
Quelle: BDEW/AG Energiebilanzen, Berechnung der Fernleitungsnetzbetreiber (temperaturbereinigte Werte), dena 2018, Fernleitungsnetzbetreiber/FourManagement 2020

**Tabelle 19: Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in Szenario II, temperaturbereinigt,
Darstellung als Heizwert (H_i)**

Gasverbrauch nach Sektor	2019	2022	2027	2032	2040	2050
	TWh H _i					
Methan	913	908	881	777	570	286
Endenergieverbrauch	602	547	483	429	301	171
private Haushalte/GHD	377	343	302	257	176	101
Industrie	223	198	167	149	100	53
Verkehr	2	5	14	23	26	17
Nichtenergetischer Verbrauch	40	32	33	32	24	18
Umwandlungssektor	271	329	366	316	245	97
Wasserstoff	0	1	7	11	40	68
Nachfragesektoren	0	1	2	7	38	67
private Haushalte/GHD	0	0	0	0	0	0
Industrie	0	0	0	2	26	43
Verkehr	0	1	2	5	11	24
Nichtenergetischer Verbrauch	0	0	0	0	0	0
Umwandlung	0	0	5	4	2	1
Gas gesamt	913	909	889	788	610	354
Nachfragesektoren	602	547	486	436	339	238
private Haushalte/GHD	377	343	302	257	176	101
Industrie	223	198	167	151	126	96
Verkehr	2	6	16	28	38	41
Nichtenergetischer Verbrauch	40	32	33	32	24	18
Umwandlung	271	329	370	320	248	98

Quelle: BDEW / AG Energiebilanzen, Berechnung der Fernleitungsnetzbetreiber (temperaturbereinigte Werte), BMWi 2020a

Abbildung 12: Grafische Darstellung der Gasbedarfsentwicklung (Methan, Wasserstoff) in den näher betrachteten Szenarien bis zum Jahr 2050 in TWh (H_i, Heizwert)



Quelle: dena 2018, Fernleitungsnetzbetreiber / FourManagement 2020, BMWi 2020a

Gesamtgasbedarfsentwicklung

Das Szenario I zeigt einen insgesamt leicht steigenden Gasbedarf, wobei angenommen wird, dass im Jahr 2050 ausschließlich erneuerbare Gase zum Einsatz kommen. Der Wasserstoffbedarf wird deutlich steigen. In diesem Szenario entwickelt sich der Wasserstoffbedarf bis 2030 in der von der Nationalen Wasserstoffstrategie gezeigten Größenordnung. Diese sieht bis zum Jahr 2030 einen Wasserstoffeinsatz von rund 90 TWh bis 110 TWh [BMWi 2020b].

In Szenario II hingegen geht der Gasbedarf langfristig zurück. Die Bedeutung von Wasserstoff steigt auch in diesem Szenario, allerdings bleibt die Entwicklung hinter den Zielen der Nationalen Wasserstoffstrategie zurück.

Endenergieverbrauch

In Szenario I kommt es zwischen den Jahren 2019 und 2032 zu einem leichten Rückgang des Methanendenergieverbrauchs. Hingegen steigt der Wasserstoffendenergieverbrauch in diesem Zeitraum stetig an. Dies ist insbesondere auf einen verstärkten Wasserstoffeinsatz in der Industrie und im Verkehrsbereich zurückzuführen. Insgesamt steigt der Gasendenergieverbrauch (Methan und Wasserstoff) bis zum Jahr 2032 leicht an. Von 2032 bis 2050 verstärkt sich der Substitutionseffekt und Wasserstoff kommt immer stärker zur Anwendung, während der Methanbedarf kontinuierlich sinkt. Trotz Effizienzsteigerung in vielen Verbrauchsbereichen steigt der Wasserstoffbedarf an, da auch neue Anwendungen (z. B. Wasserstoff in der Stahlerzeugung oder stoffliche Nutzung in der Chemie) hinzukommen.

In Szenario II kommt es im Betrachtungszeitraum 2019 bis 2032 zu einem etwas stärkeren Rückgang des Methanendenergieverbrauchs im Vergleich zu Szenario I. Auch hier steigt der Wasserstoffverbrauch im gleichen Zeitraum an, allerdings auf einem wesentlich niedrigeren Niveau. Insgesamt sinkt der Gasendenergieverbrauch (Methan und Wasserstoff) bis 2032 deutlich. Danach sinkt der Methanendenergieverbrauch im Szenario II weiter bis 2050, während der Wasserstoffendenergieverbrauch steigt. Der Anstieg des Wasserstoffverbrauchs findet jedoch im Szenario II in einem deutlich geringeren Umfang als im Szenario I statt.

Umwandlungssektor

Die Umstrukturierung des Energiesystems steht vor einer Vielzahl von Herausforderungen. Für den Kraftwerkspark haben hierbei u. a. die Themen Netzreserve, Netzstabilitätsanlagen und systemrelevante Kraftwerke eine besondere Relevanz, um die Stabilität des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten. Diese Sachverhalte haben einen wesentlichen Einfluss auf die Gaskraftwerke und die Anschlussleistung. Mittel- und langfristig erfolgt auch hier eine teilweise Umstellung auf Wasserstoff. Die folgenden Abschnitte beziehen sich somit auf Erdgas- bzw. Methan- und Wasserstoffkraftwerke.

Für den Gasbedarf der Kraftwerke wurde der Entwicklungspfad der Gasverstromung mit dem Kraftwerksmodell der Prognos AG analysiert. Ausgangspunkte der Modellierung sind die Kraftwerksliste, d. h. die Liste der BNetzA zum aktuellen Kraftwerksbestand sowie zum Zu- und Rückbau in Deutschland [BNetzA 2021a] und die bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden aktuellen Kapazitätsreservierungen nach § 38 sowie Kapazitätsausbaupflichten nach § 39 GasNZV. Zudem werden Informationen aus der BDEW-Kraftwerksliste herangezogen [BDEW 2019]. Wie in den vergangenen Szenariorahmen erfolgt zudem ein regional unbestimmter Zubau dezentraler KWK-Anlagen entsprechend dem Netzentwicklungsplan Strom.

Von der BNetzA als systemrelevant geführte Kraftwerke werden bis zum Jahr 2032 weitergeführt, es sei denn, es erfolgt ein Rückbau entsprechend der BNetzA-Kraftwerksrückbauliste. Anlagen, die bis zum Jahr 2032 das Ende ihrer Laufzeit von 45 Jahren erreichen, werden grundsätzlich nur baugleich ersetzt, wenn an dem Standort eine Fernwärmeversorgung besteht. Entsprechend der dargestellten Vorgehensweise zur Berücksichtigung von (neuen) Gaskraftwerken ergibt sich folgende installierte Leistung von Gaskraftwerken in Deutschland bis zum Jahr 2032. Für die Jahre 2040 und 2050 wurden die Ergebnisse der ausgewählten Szenarien angesetzt.

Tabelle 20: In Gaskraftwerken installierte elektrische Kraftwerksleistung (netto) in Deutschland

Gaskraftwerke in Deutschland Nettokraftwerksleistung	2020	2022	2027	2032	2040	2050	Veränderung 2032 zu 2020	Veränderung 2032 zu 2022	Veränderung 2050 zu 2022
	GW _{el}						Prozent		
Szenario I	29	32	39	42	63	57	32	19	79
Szenario II	29	32	39	42	44	45	32	19	41

Quelle: Prognos AG

Die Studien, welche den Szenarien I und II zugrunde liegen, weisen für das Jahr 2032 eine höhere installierte Gaskraftwerksleistung als in Tabelle 20 dargestellt aus. Beispielsweise liegt die installierte Gaskraftwerksleistung im Jahr 2030 in den dena-Szenarien [dena 2018] zwischen 48 GW_{el} und 75 GW_{el}. Im NECP-Szenario mit Klimaschutzprogramm liegt die installierte Gaskraftwerksleistung im Jahr 2032 bei rund 41 GW_{el}. Im Zubau entsprechend der Tabelle 20 finden sich bereits einige Projekte für neue Gaskraftwerke, die im Rahmen des Kohleausstiegs geplant sind.

In den betrachteten Szenarien steigt der Gaseinsatz im Umwandlungssektor (vgl. Tabellen 18 und 19) mittelfristig an. Im Szenario I bleibt der Gaseinsatz bis zum Jahr 2050 auf einem höheren Niveau. Der Wasserstoffeinsatz im Umwandlungseinsatz bleibt in den Szenarien I und II auf einem vergleichsweise geringen Niveau.

Die Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigen in der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 direkt am Fernleitungsnetz angeschlossene neue Gaskraftwerke gemäß der in Kapitel 3.1 dargestellten Kriterien. Die betrachteten Studien gehen langfristig von einer höheren Gaskraftwerkskapazität aus. Zusätzliche Kraftwerkskapazitäten werden die Fernleitungsnetzbetreiber über die etablierten Prozesse (z. B. §§ 38/39 GasNZV, interne Bestellung / Langfristprognosen, BNetzA-Kraftwerksliste) berücksichtigen.

Auswahl des Szenarios für die langfristige Infrastrukturdimensionierung

Wasserstoff und Grüne Gase werden nach Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber eine wesentliche Rolle bei der Dekarbonisierung der Energieversorgung zur Erreichung der Klimaschutzziele spielen. Die zunehmende Bedeutung zeigt sich auch in den Ergebnissen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase (vgl. Kapitel 3.6). Vor diesem Hintergrund entscheiden sich die Fernleitungsnetzbetreiber, Szenario I für die langfristige Planung einer robusten Gasinfrastruktur zu verwenden.

Regionalisierung des Gasbedarfs

Die Ergebnisse der Gasbedarfsermittlung für Deutschland werden regionalisiert, d. h. es erfolgt eine kreis-scharfe Zuordnung des Gasbedarfs. Dabei werden folgende Verteilungsfaktoren verwendet:

- Für die Regionalisierung des Endenergiebedarfs, des nichtenergetischen Verbrauchs, des Gasbedarfs der Fernheizwerke und des Eigenverbrauchs im Umwandlungssektor wird auf Datenbestände der Prognos AG zurückgegriffen, in denen mit einem regionalen Modell der Bedarf auf Kreisebene analysiert wurde. Für den Energieträger Wasserstoff wird zusätzlich auf die Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase (vgl. Kapitel 3.6) und auf FNB-interne Analysen zurückgegriffen.
- Für die Regionalisierung der Ergebnisse zur Strom- und Wärmeerzeugung aus Gas werden die Ergebnisse des europäischen Strommarktmodells der Prognos AG verwendet. Grundlage der Regionalisierung sind die Standorte der Kraftwerke aus der Kraftwerksliste der BNetzA.

Hinweis zur folgenden Kartendarstellung

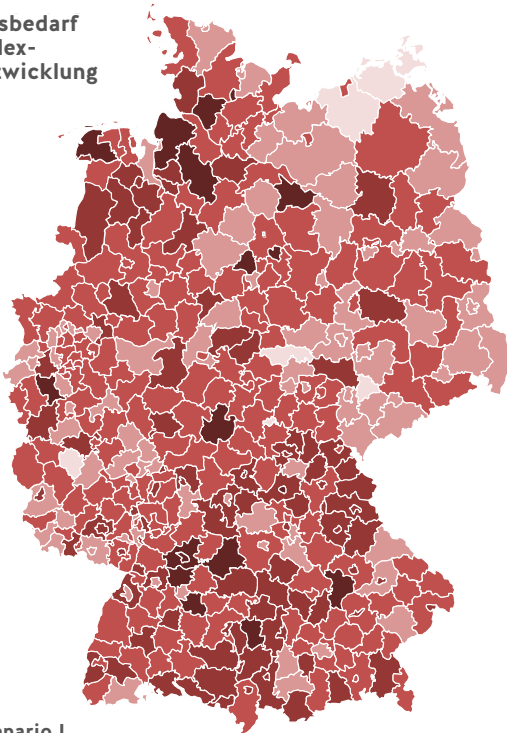
Die Regionalisierung erfolgt für das Szenario I. Die Gasbedarfsentwicklung auf Kreisebene wird in einer folgenden Karte als Indexentwicklung (vgl. Abbildung 13 links) für den Zeitraum 2022 bis 2032 dargestellt. Ein Index von 1,00 im Jahr 2032 ist somit gleichbedeutend mit einem konstanten Gasbedarf. Die jeweils gewählte Farbskala verdeutlicht zudem, wie die Entwicklung in den einzelnen Kreisen relativ zueinander erfolgt.

Die folgenden Abbildungen zeigen die Entwicklung des gesamten Gasbedarfs in den Verbrauchssektoren Private Haushalte, GHD, Verkehr und Industrie/Kraftwerke. Abbildung 13 zeigt auf der rechten Karte den absoluten Gasbedarf im Szenario I. Die linke Karte verdeutlicht die relative Entwicklung im Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2032.

Der Gasbedarf auf Kreisebene ist stark abhängig von regionalen Besonderheiten, wie beispielsweise der Ansiedlung von Industrie- und Kraftwerksstandorten oder dem Anschlussgrad der Wohnungen an das Gasnetz. In der Entwicklung bis zum Jahr 2032 zeigen sich übergreifende Trends, wie beispielsweise eine positivere demografische und wirtschaftliche Entwicklung in Süddeutschland.

Abbildung 13: Szenario I: Regionaler Gasbedarf des Jahres 2032 insgesamt

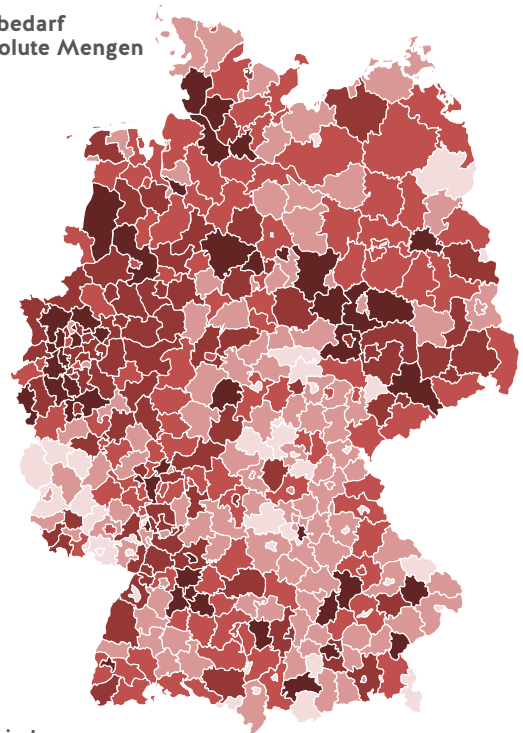
**Gasbedarf
Index-
entwicklung**



Szenario I
Veränderung des regionalen Gasbedarfs 2022 bis 2032
Indexentwicklung auf Kreisebene (2022 = 1,00)

- kleiner als 0,88
- von 0,88 bis unter 1
- von 1 bis unter 1,12
- von 1,12 bis unter 1,24
- mindestens 1,24

**Gasbedarf
Absolute Mengen**

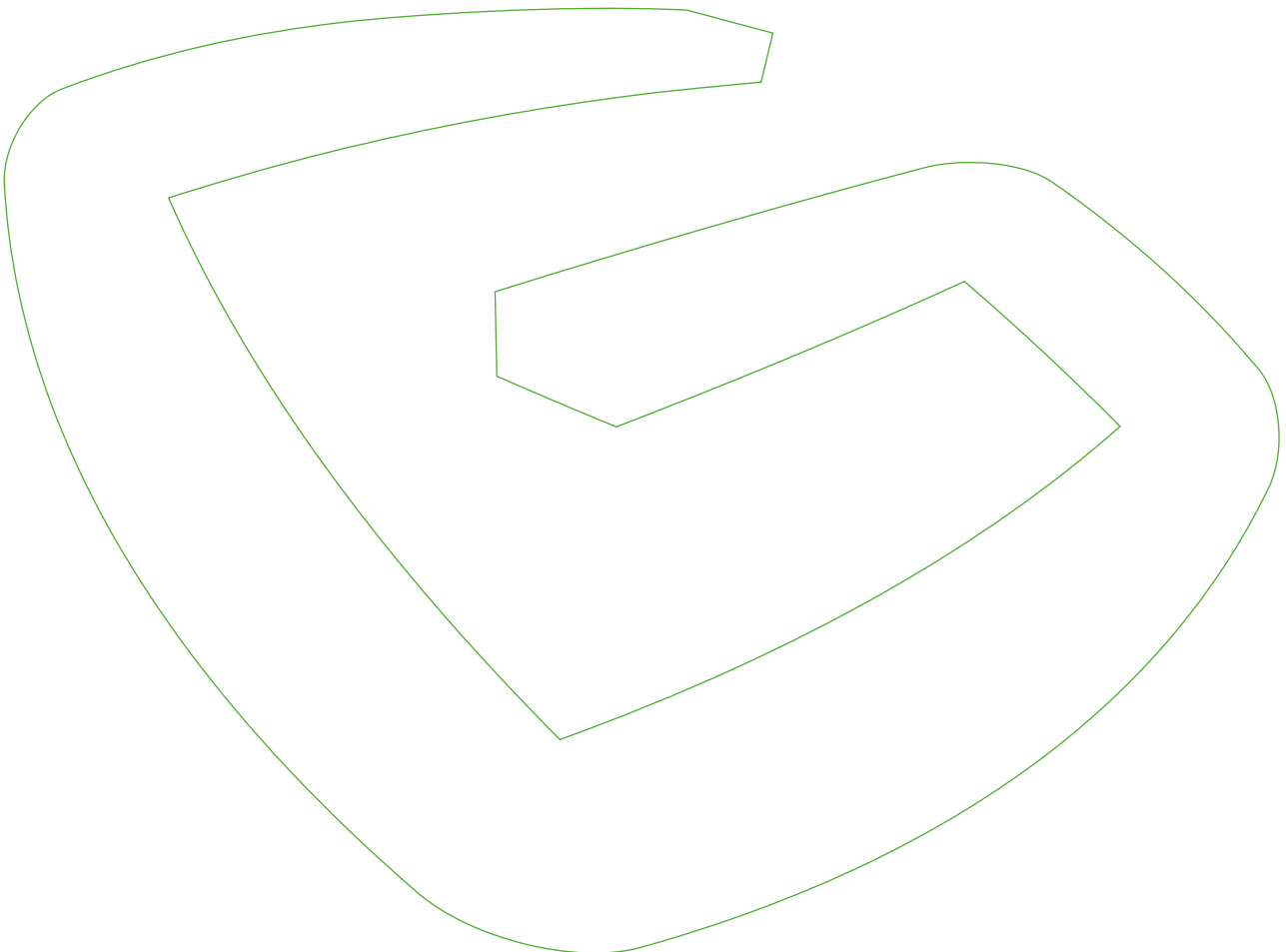


Szenario I
Regionaler Gasbedarf 2032
Absolute Mengen auf Kreisebene in GWh

- geringer als 500 GWh
- von 500 bis unter 1.000 GWh
- von 1.000 bis unter 2.000 GWh
- von 2.000 bis unter 4.000 GWh
- höher als 4.000 GWh

Quelle: Prognos AG

Gasaufkommen 5



5 Gasaufkommen

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit der vergangenen und einer Einschätzung der zukünftigen Gasaufkommensentwicklung in Deutschland. In Kapitel 5.1 wird die Vorgehensweise zur Analyse des Gasaufkommens beschrieben. In den danach folgenden Kapiteln erfolgt eine Einschätzung zur Entwicklung der konventionellen Erdgasförderung (vgl. Kapitel 5.2) sowie zur Biomethaneinspeisung und zum Aufkommen von Wasserstoff (vgl. Kapitel 5.3). Anschließend erfolgt in Kapitel 5.4 die zusammenfassende Darstellung des deutschlandweiten Gasaufkommens, inkl. einer Regionalisierung.

5.1 Vorgehensweise

Für die Einschätzung der Entwicklung des Gasaufkommens in Deutschland bis zum Jahr 2032 werden die Inlandsförderung von Erdgas und Erdölgas sowie die Erzeugung und Einspeisung von Biomethan und Wasserstoff berücksichtigt. Hierfür stehen folgende Quellen zur Verfügung:

- Inlandsförderung Erdgas: Der Entwicklungspfad wird aus einer aktuellen Untersuchung des Bundesverbands Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (BVEG) übernommen [BVEG 2021].
- Einspeisung Biomethan: Die deutschlandweite Regionalisierung der Biomethaneinspeisung zur Strom- und Wärmebereitstellung basiert auf der Auswertung des aktuellen Monitoringberichts 2020 der BNetzA [BNetzA / BKartA Monitoringbericht 2020] und der von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) veröffentlichten Projektliste zur Biomethaneinspeisung [dena 2021]. Zudem werden die zusätzlich in der Marktabfrage WEB und Grüne Gase (vgl. Kapitel 3.6) gemeldeten Projekte für Biomethananlagen in der Entwicklung berücksichtigt.
- Wasserstoff: Auf Basis der Nationalen Wasserstoffstrategie und der durchgeführten Marktabfrage WEB und Grüne Gase (vgl. Kapitel 3.6) wird eine Abschätzung vorgenommen, wie sich das Wasserstoffaufkommen in Deutschland entwickelt.

5.2 Erdgasförderung

Die Prognose der regionalen Erdgasförderung in Deutschland bis zum Jahr 2032 beruht auf der aktuellen Vorausschau des BVEG für die beiden wichtigsten Förderregionen (Elbe-Weser ohne Altmark und Weser-Ems ohne Ostfriesland) sowie Deutschland gesamt.

Tabelle 21: Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung

Jahr	Gebiet Elbe-Weser (ohne Altmark)			Gebiet Weser-Ems (ohne Ostfriesland)			Deutschland gesamt*		
	Produktion	Kapazität (8.000 h)		Produktion	Kapazität (8.000 h)		Produktion	Produktion	Kapazität
	L-Gas			L-Gas (volle Blendingkapazität Großenkneten)			L-Gas + H-Gas		
		gemäß Planung	mit Sicherheitsabschlag		gemäß Planung	mit Sicherheitsabschlag			
	Mio. m³	1.000 m³/h	1.000 m³/h	Mio. m³	1.000 m³/h	1.000 m³/h	Mio. m³	Mio. m³	1.000 m³/h
2021	2.189	274	251	1.757	319	292	2.522	5.226	661
2022	1.963	245	223	1.615	295	267	2.329	4.851	615
2023	1.997	250	225	1.420	264	238	2.085	4.688	594
2024	1.882	235	211	1.252	240	215	1.897	4.381	554
2025	1.697	212	187	1.103	217	192	1.713	3.919	496
2026	1.598	200	175	986	195	171	1.539	3.592	454
2027	1.469	184	158	878	178	153	1.398	3.275	414
2028	1.324	166	140	771	160	135	1.259	2.953	373
2029	1.203	150	125	687	146	122	1.150	2.681	339
2030	1.099	137	112	609	134	109	1.052	2.441	308
2031	1.003	125	99	196	116	92	910	2.131	269
2032	941	118	91	183	107	83	841	1.977	249

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

Quelle: BVEG 2021

Die Angaben zur Produktion und zur „Kapazität gemäß Planung“ beruhen auf den Angaben des BVEG. Da die geplante Kapazität in den letzten Jahren nicht erreicht wurde, weist die vom BVEG erstellte Tabelle für die Gebiete Elbe-Weser (ohne Altmark) und Weser-Ems (ohne Ostfriesland) zusätzlich die „Kapazität mit Sicherheitsabschlag“ aus.

Außerhalb dieser beiden wichtigsten Förderregionen 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“. Die Verteilung dieser Restsumme bis zum Jahr 2032 auf die kleineren Förderregionen erfolgte anhand ihres heutigen Produktionsanteils (Stand 2020).

Die Darstellung der Erdgasförderung erfolgt in der Gaswirtschaft üblicherweise in Kubikmetern. Zur besseren Vergleichbarkeit erfolgt im Szenariorahmen 2022 eine Umrechnung in TWh.

Tabelle 22: Deutsche Erdgasförderung in verschiedenen Einheiten

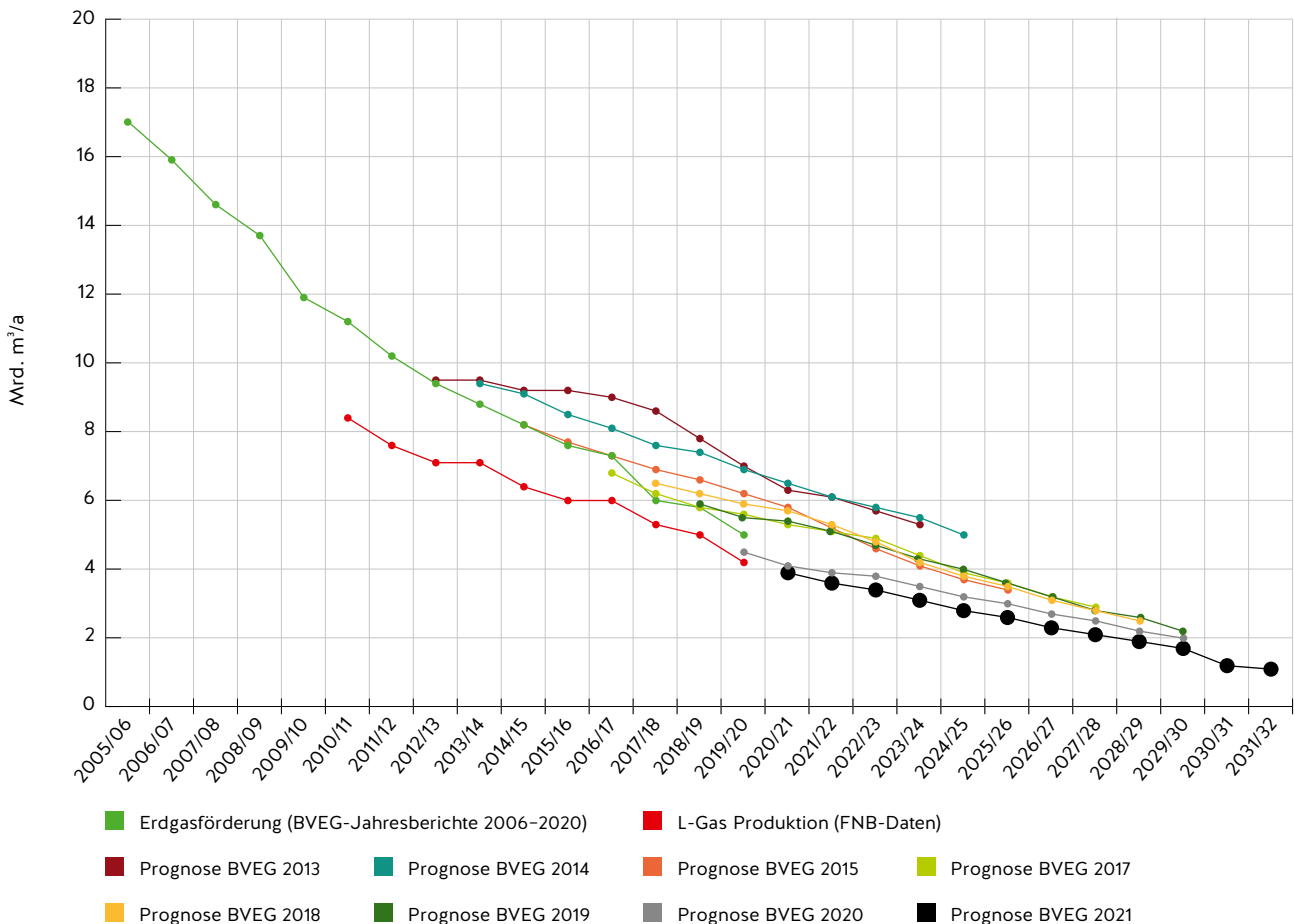
Erdgasförderung in Deutschland Szenario I und II	Einheit	2019	2022	2027	2032	Veränderung 2027 zu 2019	Veränderung 2032 zu 2019
Konventionelles Erdgas	Mrd. m³*	6,1	4,9	3,3	2,0	-46 %	-67 %
Konventionelles Erdgas	TWh H _s	59	47	32	19		
Konventionelles Erdgas	TWh H _i	54	43	29	18		

* Mengenangaben beziehen sich auf Erdgas mit einem einheitlichen Brennwert (H_s) von 9,7692 kWh/m³.

Quelle: Prognos AG, BVEG 2021

Abbildung 14 zeigt die historische und prognostizierte Entwicklung der deutschen L-Gas-Förderung im Zeitraum 2006 bis 2032 für die Gebiete Elbe-Weser und Weser-Ems.

Abbildung 14: Erdgasförderung in den Fördergebieten Elbe-Weser und Weser-Ems



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

Die Produktionsdaten der Jahre 2006 bis 2020 basieren auf den veröffentlichten Zahlen des BVEG für die beiden wichtigsten Förderregionen Elbe-Weser und Weser-Ems [BVEG 2007–2021]. Für die Zeit ab 2021 basieren die Werte auf der Prognose der regionalen Erdgasförderung des BVEG bis zum Jahr 2032.

In den L-Gas-Mengenbilanzen der bisher veröffentlichten Netzentwicklungspläne Gas wurde die deutsche Produktion mit den Prognosen des BVEG für die Erdgasförderung der Aufkommensgebiete Elbe-Weser und Weser-Ems unter Berücksichtigung eines mengenseitigen Sicherheitsabschlages zu Grunde gelegt.

Die aktuelle Prognose des BVEG zeigt einen signifikanten Rückgang der deutschen L-Gas-Produktion ab dem Jahr 2021, welche die Prognosewerte der letzten Jahre wiederum merklich unterschreitet. Die Auswirkungen der neuen Produktionsprognose des BVEG auf die deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz werden von den Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 analysiert. Es erscheint jedoch zum gegenwärtigen Zeitpunkt denkbar, dass dieser aktuell vom BVEG prognostizierte Rückgang Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit im L-Gas haben könnte.

Im Angesicht dieser Entwicklungen weisen die Fernleitungsnetzbetreiber erneut darauf hin, dass ein möglichst hoher Anteil der deutschen Produktion als L-Gas bereitgestellt werden sollte. Die Sicherstellung dieses Ziels liegt nicht im direkten Einflussbereich der Fernleitungsnetzbetreiber. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber besteht dringender Handlungsbedarf zur Schaffung entsprechender zusätzlicher Instrumente bzw. Marktanreize. Die Fernleitungsnetzbetreiber halten zeitnahe Diskussionen auf politischer und regulatorischer Ebene für erforderlich und stehen hierfür gerne zur Verfügung.

5.3 Aufkommensentwicklung Wasserstoff und Grüne Gase

5.3.1 Biomethaneinspeisung

Die Ist-Analyse und Einschätzung der Entwicklung der Biomethaneinspeisung erfolgte unter Verwendung des aktuellen Monitoringberichts 2020 der BNetzA und des Bundeskartellamts [BNetzA/BKartA Monitoringbericht 2020] und dem von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) veröffentlichten Einspeiseatlas zur Biomethaneinspeisung [dena 2021].

Die in Betrieb befindlichen Anlagen zur Biomethaneinspeisung wurden auf Basis des Einspeiseatlas [dena 2021] 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.

Tabelle 23: Biomethaneinspeisung in Deutschland

	Einheit	2019	2022	2027	2032	Veränderung 2027 zu 2019	Veränderung 2032 zu 2019
Biomethaneinspeisung	TWh H _s	9	10	11	11	15 %	18 %
Biomethaneinspeisung	TWh H _i	8	9	10	10		

Quelle: Prognos AG, dena 2021, BNetzA/BKartA Monitoringbericht 2020

Zusätzlich sind im Rahmen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase Anfragen für Biomethananlagen in Höhe von 2,4 TWh für das Jahr 2027 und 2,9 TWh für das Jahr 2032 (jeweils Brennwert, H_s) eingegangen.

5.3.2 Wasserstoff

Die Nationale Wasserstoffstrategie schreibt zum Thema Erzeugung von Wasserstoff: „Für den Markthochlauf der Wasserstofftechnologien und deren Export ist eine starke, nachhaltige und zur Energiewende beitragende inländische Wasserstoffproduktion und Wasserstoffverwendung – ein „Heimatmarkt“ – unverzichtbar. Für eine langfristig wirtschaftliche und nachhaltige Nutzung von Wasserstoff müssen Erzeugungskapazitäten für Strom aus erneuerbaren Energien (insb. Wind und Photovoltaik) konsequent weiter erhöht werden.“ Es wird davon ausgegangen, dass „mittel- und langfristig [...] Deutschland Wasserstoff auch in erheblichem Umfang importieren“ wird. Deshalb sieht die Nationale Wasserstoffstrategie eine „Integration von Wasserstoff in bestehende Energiepartnerschaften und [den] Aufbau neuer Partnerschaften mit strategischen Export- und Importländern“ vor.

In Kapitel 4.2 wurde die Entwicklung des Wasserstoffbedarfs in Deutschland abgeschätzt. Die Deckung dieses Wasserstoffbedarfs ist eine zentrale Frage für die künftige Wasserstoffwirtschaft. In der Nationalen Wasserstoffstrategie heißt es: „Die Bundesregierung sieht bis 2030 einen Wasserstoffbedarf von ca. 90 bis 110 TWh. Um einen Teil dieses Bedarfs zu decken, sollen bis zum Jahr 2030 in Deutschland Erzeugungsanlagen von bis zu 5 GW_{el} Gesamtleistung einschließlich der dafür erforderlichen Offshore- und Onshore-Energiegewinnung entstehen. Dies entspricht einer grünen Wasserstoffproduktion von bis zu 14 TWh [Annahme: 4.000 Volllaststunden und ein durchschnittlicher Wirkungsgrad der Elektrolyseanlagen von 70 Prozent] und einer benötigten erneuerbaren Strommenge von bis zu 20 TWh.“

Im Szenariorahmen 2022 wird davon ausgegangen, dass zumindest die in der Nationalen Wasserstoffstrategie genannten rund 14 TWh Wasserstoff im Jahr 2030 in Deutschland erzeugt werden. Bis zum Jahr 2032 steigt diese Menge auf rund 20 TWh.

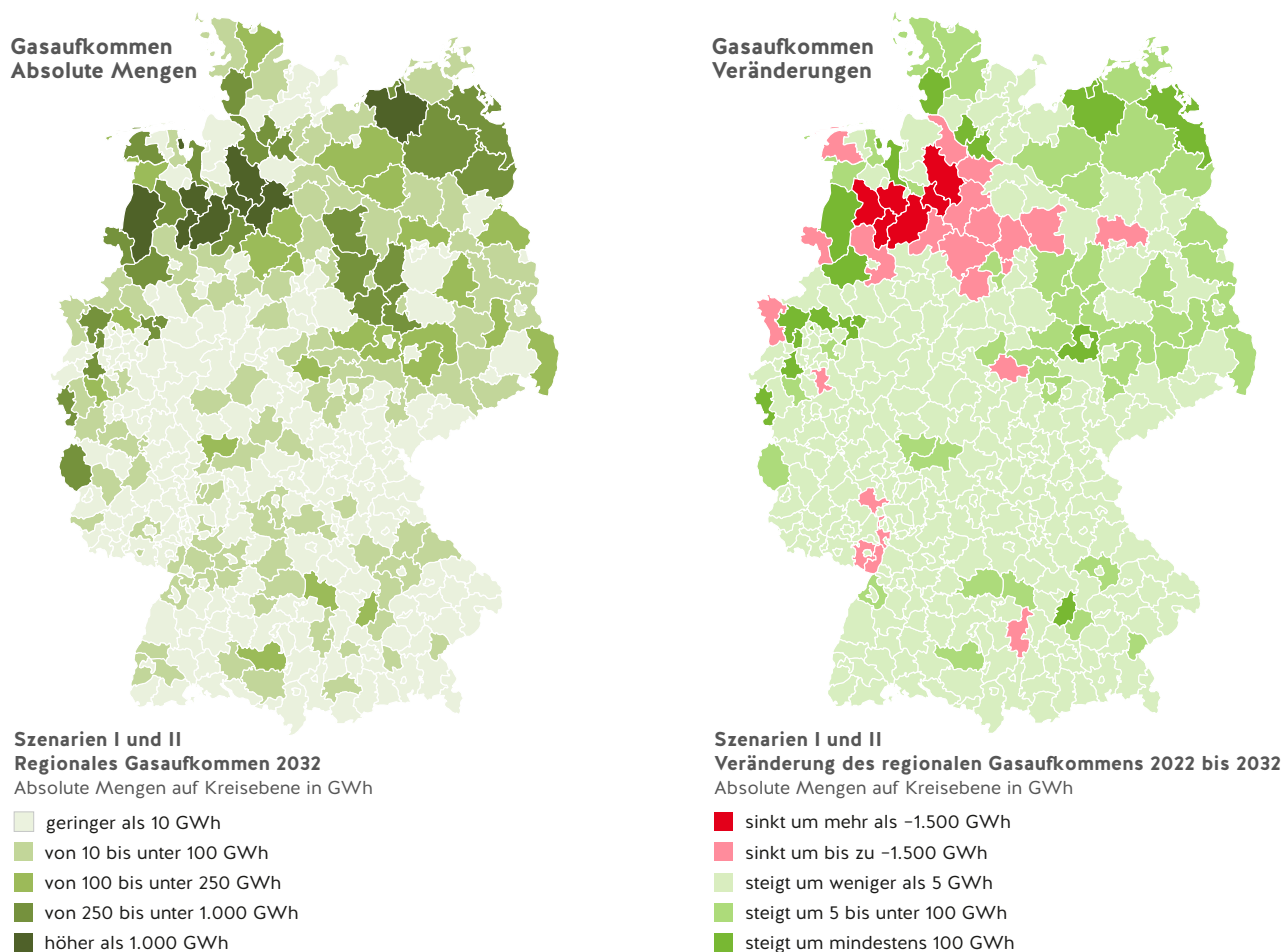
Die Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase (vgl. Kapitel 3.6) zeigen, dass aktuell Projektmeldungen für Elektrolyseure in Höhe von rund 21 GW_{el} für Deutschland bis zum Jahr 2030 vorliegen. Dieser Wert übersteigt die in der Nationalen Wasserstoffstrategie genannten 5 GW_{el} deutlich. Für das Jahr 2050 liegt der Wert aus den gemeldeten inländischen Projekten bei rund 49 GW_{el}. Die Wasserstoffeinspeisemenge der in der Marktabfrage WEB und Grüne Gase gemeldeten Projekte beträgt rund 607 TWh (Brennwert) im Jahr 2050. Im Vergleich dazu weist das Szenario dena-TM95 eine inländische Power-to-X-Produktion (PtX-Produktion) im Jahr 2050 von rund 164 TWh (Heizwert, H_i) aus. Hinzu kommt ein Import von PtX in Höhe von 744 TWh (Heizwert, H_i).

In der Marktabfrage WEB und Grüne Gase wurden ab dem Jahr 2027 Einspeisemengen für synthetisches Methan gemeldet. Auf den Ansatz von synthetischem Methan wird an dieser Stelle aktuell verzichtet, da in dem dena-TM95-Szenario bis zum Jahr 2030 kein Einsatz von synthetischem Methan erfolgt.

5.4 Gesamtgasaufkommen

Das gesamte regionale Gasaufkommen aus Inlandsförderung, Biomethan- und Wasserstoffproduktion im Jahr 2032 und deren Veränderung gegenüber dem Jahr 2022 zeigt die folgende Abbildung. Der Rückgang der deutschen Erdgasförderung wird in der rechten Karte der Abbildung 15, in der die absolute Veränderung des Gasaufkommens dargestellt ist, deutlich.

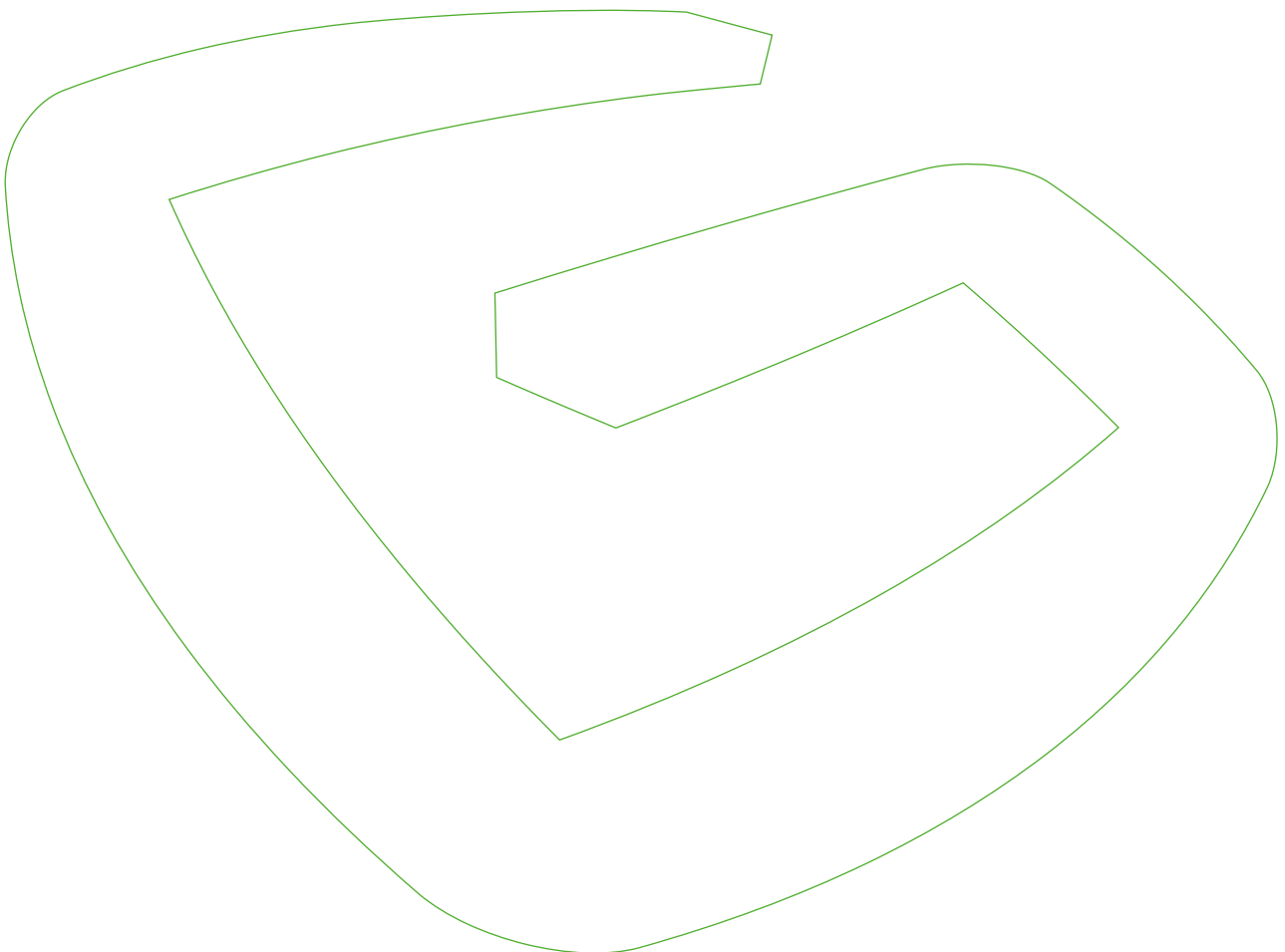
Abbildung 15: Regionales Gasaufkommen des Jahres 2032 und Veränderung gegenüber 2022 (absolut in GWh)



Quelle: Prognos AG

Vergleich Gasbedarf und Gasaufkommen

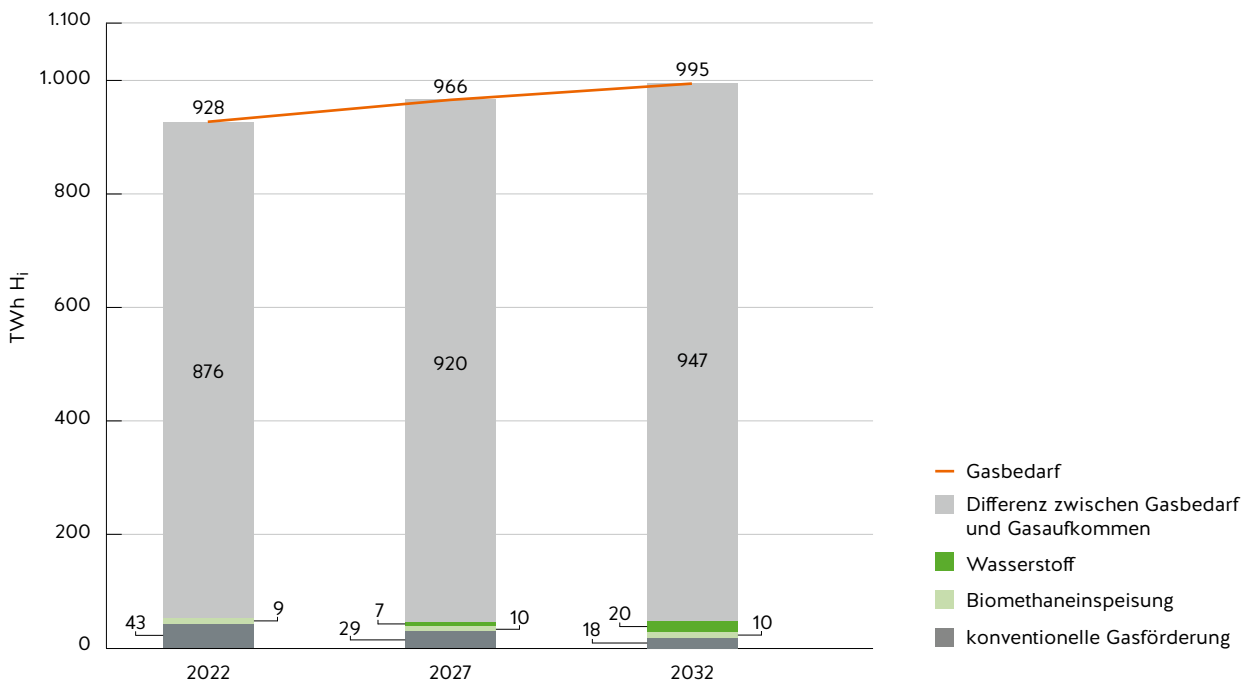
6



6 Vergleich Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland

Gemäß den dargestellten Gasbedarfsszenarien ergibt sich (ohne Transitmengen) eine Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen. Diese Differenz ist in der folgenden Abbildung 16 und der Tabelle 24 dargestellt. Bei dieser Betrachtung handelt es sich um eine einfache Mengenbilanz auf Basis der detaillierter betrachteten Gasbedarfsszenarien, beispielsweise ohne eine Unterscheidung zwischen L-Gas- und H-Gas-Mengen. Die Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase sind nicht in den dargestellten Werten enthalten, da hier auf die Nationale Wasserstoffstrategie Bezug genommen wird. Die für die Netzmodellierung relevanten Bilanzen werden erst im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 dargestellt.

Abbildung 16: Entwicklung der Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland gemäß Szenario I (H_i , Heizwert)



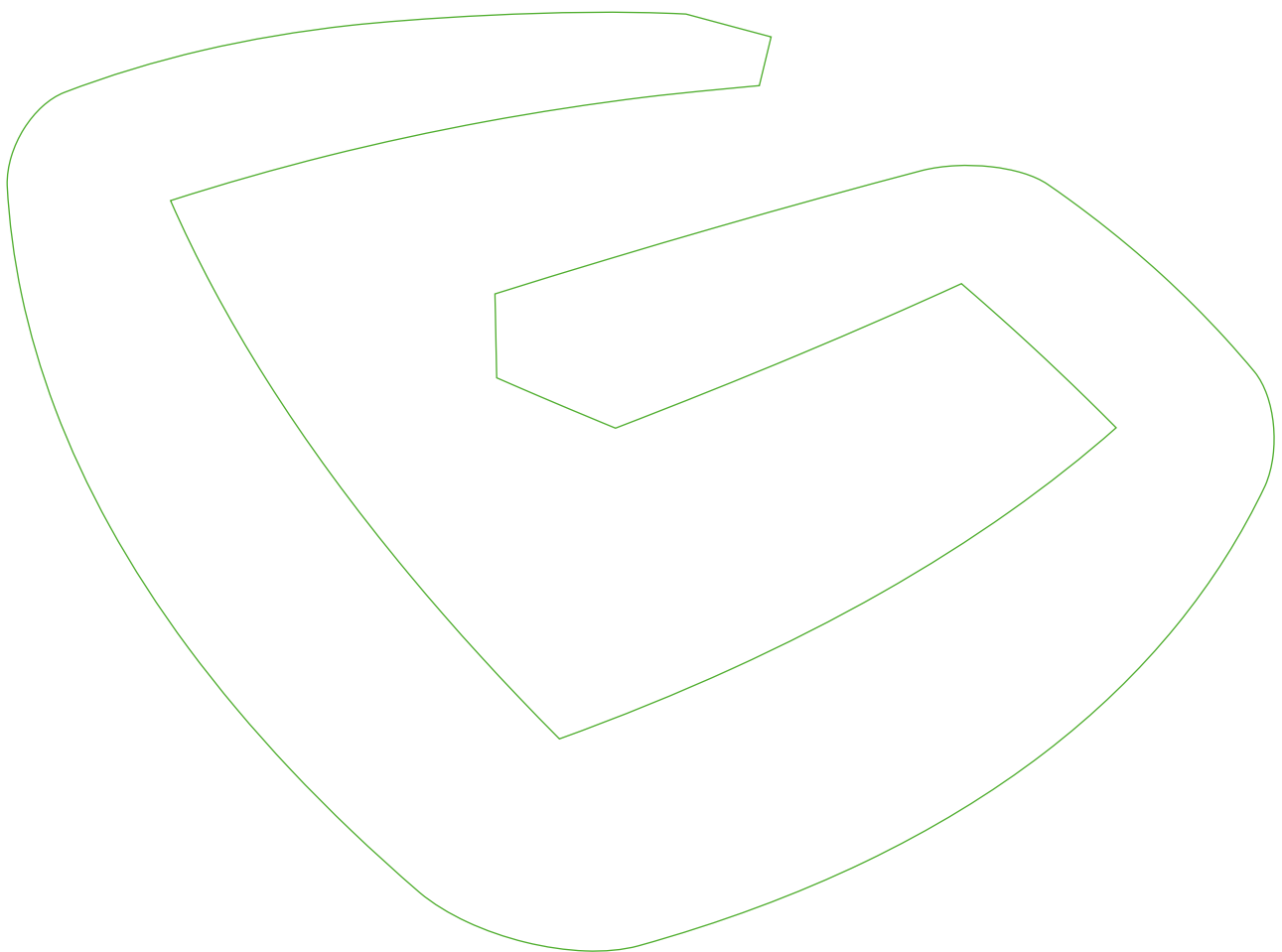
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 24: Entwicklung der Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland gemäß Szenario I, (H_i , Heizwert)

Ergebnisse Szenario I Darstellung Heizwert (H_i)	2022	2027	2032
	TWh H_i		
Gasbedarf	928	966	995
Gasaufkommen	52	46	48
- Konventionelle Gasförderung	43	29	18
- Biomethaneinspeisung	9	10	10
- Wasserstoff	0	7	20

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Wasserstoff und Grüne Gase 7



7 Wasserstoff und Grüne Gase

Kapitel 7 beschäftigt sich mit dem Thema Wasserstoff und Grüne Gase. In Kapitel 7.1 wird die geplante grundsätzliche Vorgehensweise zur Berücksichtigung von Wasserstoff und Grünen Gasen im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 beschrieben. Anschließend wird in Kapitel 7.2 die Berücksichtigung des Netzentwicklungsplans Strom skizziert. Die Wasserstoffquellenverteilung wird in Kapitel 7.3 thematisiert. Abschließend gibt Kapitel 7.4 einen Ausblick auf die Jahre 2040 und 2050.

7.1 Beschreibung der grundsätzlichen Vorgehensweise zu Wasserstoff und Grünen Gasen

Die Modellierung der Wasserstoffvariante (ehemals Grüngasvariante im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030) orientiert sich grundsätzlich an der erstmalig im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 vorgestellten Methodik.

Die Wasserstoffvariante besteht aus zwei Modellierungsbestandteilen:

- **Methanmodellierung:**

Überprüfung, welche Leitungen des bestehenden Fernleitungsnetzes von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden können. Dies beinhaltet ggf. auch die Ermittlung von verstärkenden Maßnahmen im Erdgasnetz, um die Umstellung von Erdgasinfrastruktur zu ermöglichen. Zusätzlich wird die Beimischung von Wasserstoff, Biomethan oder synthetischem Methan in das bestehende Erdgasnetz modelliert.

- **Wasserstoffmodellierung:**

Wasserstofftransport in einem separaten Wasserstoffnetz (umgestellte Erdgasleitungen oder neue Wasserstoffnetzausbaumaßnahmen).

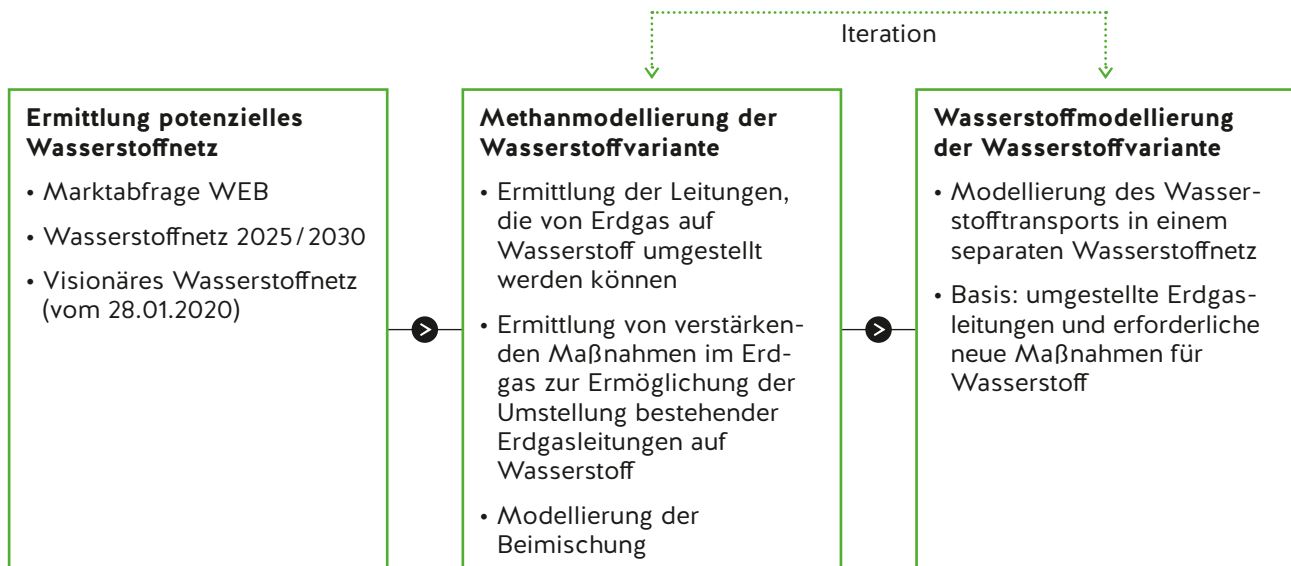
Die Wahl der Modellierung ist projektspezifisch davon abhängig, ob für den Transport umgestellte Wasserstoffleitungen zur Verfügung stehen bzw. ein Neubau von Wasserstoffleitungen sinnvoll erscheint. Falls dies nicht möglich ist, erfolgt die Prüfung einer Beimischung von reinem Wasserstoff in das Erdgasnetz. Für Projektmeldungen, die Biomethan und synthetisches Methan betreffen, ist grundsätzlich eine Einspeisung in das Erdgasnetz vorgesehen.

Die Vorgehensweise stellt sich dabei wie folgt dar:

1. Ermittlung eines potenziellen Wasserstoffnetzes (Basis: Marktabfrage WEB und Grüne Gase (vgl. Kapitel 3.6), Wasserstoffnetz 2025/2030 des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 und das vom FNB Gas am 28. Januar 2020 veröffentlichte visionäre Wasserstoffnetz).
2. Auf Basis der Informationsgrundlage von Schritt 1 werden die Leitungen ermittelt, die von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden können, sowie notwendige verstärkende Maßnahmen im Erdgasnetz zur Ermöglichung der Umstellung bestehender Erdgasleitungen auf Wasserstoff identifiziert (Methanmodellierung der Wasserstoffvariante).
3. Modellierung des Wasserstofftransports in einem separaten Wasserstoffnetz aus den identifizierten umstellbaren Erdgasleitungen und von erforderlichen neuen Maßnahmen für Wasserstoff (Wasserstoffmodellierung).

Die folgende Abbildung zeigt die grundsätzliche Vorgehensweise. Im Anschluss daran, werden die einzelnen Schritte ausführlich beschrieben.

Abbildung 17: Vorgehensweise der Modellierung



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

7.1.1 Ermittlung des potenziellen Wasserstoffnetzes

Ausgangsbasis für die Ermittlung des potenziellen Wasserstoffnetzes sind die Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase, die vom 11. Januar 2021 bis zum 16. April 2021 durchgeführt wurde, das im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 ermittelte Wasserstoffnetz 2025/2030 sowie das vom FNB Gas am 28. Januar 2020 veröffentlichte visionäre Wasserstoffnetz.

Das Wasserstoffnetz 2030 aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 mit einer Länge von über 1.200 km verbindet im Wesentlichen Bedarfsschwerpunkte in Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen mit Grüngasprojekten zur Wasserstofferzeugung in Norddeutschland. Ausgangspunkt für das Wasserstoffnetz 2030 war die Marktabfrage des FNB Gas zu Grüngasprojekten (heute Marktabfrage WEB und Grüne Gase) vom 12. Juli 2019.

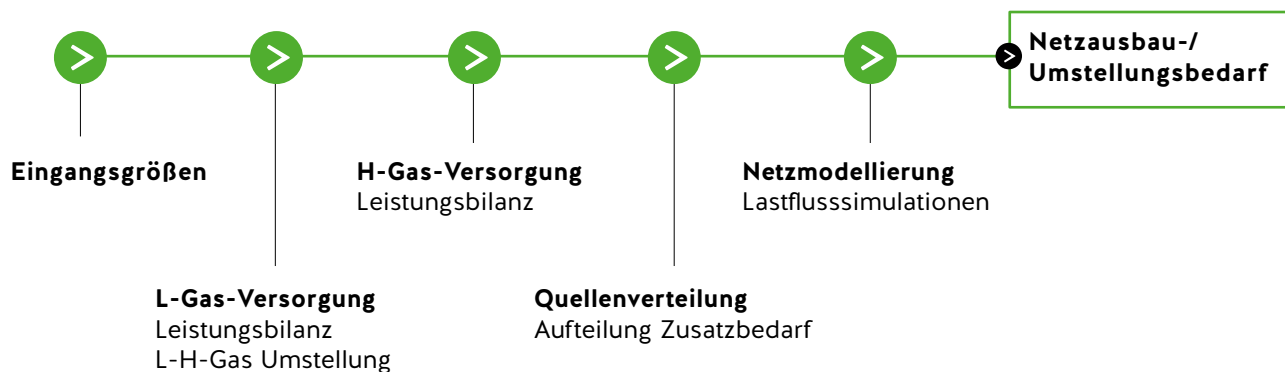
Das im Januar 2020 vorgestellte visionäre Wasserstoffnetz der Fernleitungsnetzbetreiber beinhaltet ein erstes, mögliches Zukunftsbild für ein überregionales Wasserstoffnetz. Die in dem Netz dargestellten Leitungen verbinden Regionen der Wasserstofferzeugung und des Wasserstoffverbrauchs unter Nutzung überwiegend existierender Erdgasinfrastrukturen (zu über 90 %). Es umfasst eine Gesamtlänge von rund 5.900 km und wird auf Basis neuer Erkenntnisse im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 weiterentwickelt.

In einem ersten Analyseschritt werden Leitungen aus den oben genannten Wasserstoffnetzen ausgewählt, über welche die Projekte der Marktabfrage WEB und Grüne Gase für die Jahre 2027 bzw. 2032 erreicht werden könnten. Dies ergibt ein „potenzielles Wasserstoffnetz“ für den nächsten Prüfungsschritt.

7.1.2 Methanmodellierung der Wasserstoffvariante

Die grundsätzliche Vorgehensweise der Methanmodellierung der Wasserstoffvariante ist in Abbildung 18 dargestellt.

Abbildung 18: Grundsätzliches Vorgehen der Methanmodellierung der Wasserstoffvariante



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Grundlage der Methanmodellierung ist die Basisvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032. Im Rahmen der Methanmodellierung wird geprüft, welche Leitungen des potenziellen Wasserstoffnetzes aus dem Erdgasnetz herausgelöst werden können, so dass der zukünftige Methanbedarf über die verbleibenden Leitungen noch gedeckt werden kann und das Gesamtoptimum zur sicheren Methan- und Wasserstoffversorgung aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber erreicht wird. Ist dies der Fall, stehen die identifizierten Leitungsabschnitte grundsätzlich für den Wasserstofftransport zur Verfügung.

Die Analyse beinhaltet zudem die Prüfung, ob ggf. längere Abschnitte einer Leitung des potenziellen Wasserstoffnetzes, z. B. durch den Neubau einer kürzeren Erdgasleitung, für den Wasserstofftransport genutzt werden können.

In der Methanmodellierung der Wasserstoffvariante werden plausibilisierte Rückgänge in den Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber sowie bestätigte Substitutionen von Methan durch Wasserstoff, die auf Basis der Marktabfrage WEB und Grüne Gase identifiziert werden konnten, berücksichtigt, was den zu berücksichtigenden Methantransportbedarf reduziert.

Die Fernleitungsnetzbetreiber möchten an dieser Stelle darauf hinweisen, dass es sich bei den identifizierten potenziellen Wasserstoffleitungen um Erdgasleitungen handelt, die grundsätzlich für den Erdgastransport benötigt werden. Der in dieser Modellierungsvariante reduzierte Erdgastransportbedarf kann jedoch in Verbindung mit den Verstärkungen des Erdgasnetzes auch ohne diese Leitungen gedeckt werden.

Hieraus ergeben sich die folgenden Grundsätze für die Herausnahme von Erdgasleitungen in der Modellierung:

1. Eine Leitung für den Wasserstofftransport ist notwendig,
2. Eine Kapazitätsdarbietung im Methannetz kann grundsätzlich ohne die Leitung gewährleistet werden,
3. Investitionen in geringem Umfang in die Methaninfrastruktur zur Ermöglichung der Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff bei Beibehaltung des Kapazitätsangebots.

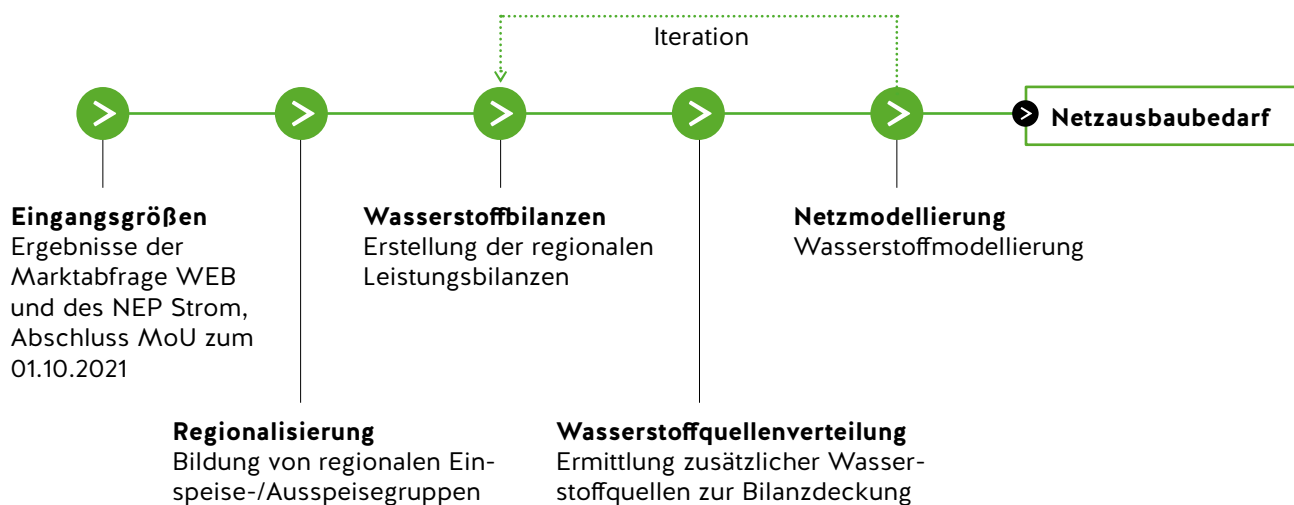
Hinsichtlich der Beimischung beabsichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber analog zum Vorgehen im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 eine maximale Beimischungskonzentration in Höhe von 2 Volumenprozent planerisch zugrunde zu legen. Die Festlegung erfolgt auf Basis der Einschätzung, dass sich bis zu dieser Grenzkonzentration eine weitestgehende Verträglichkeit des Methan-Wasserstoff-Gemisches bei den Verbrauchern ergibt, ohne einen wesentlichen Investitionsbedarf sowohl in die Netzinfrastuktur als auch auf Verbraucherseite hervorzurufen. Die Fernleitungsnetzbetreiber schließen nicht aus, dass zukünftig auch höhere Beimischungskonzentrationen möglich werden.

Wasserstoffeinspeisebegehren zur Beimischung unterliegen grundsätzlich der Prüfung der Kompatibilität des Mischgases mit den Gasbeschaffheitsanforderungen gemäß den aktuell gültigen Regelwerken und der Interoperabilität mit im Netz direkt und indirekt betroffener Gasinfrastruktur.

7.1.3 Wasserstoffmodellierung der Wasserstoffvariante

Die grundsätzliche Vorgehensweise der Wasserstoffmodellierung der Wasserstoffvariante ist in Abbildung 19 dargestellt.

Abbildung 19: Grundsätzliches Vorgehen der Wasserstoffmodellierung der Wasserstoffvariante



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

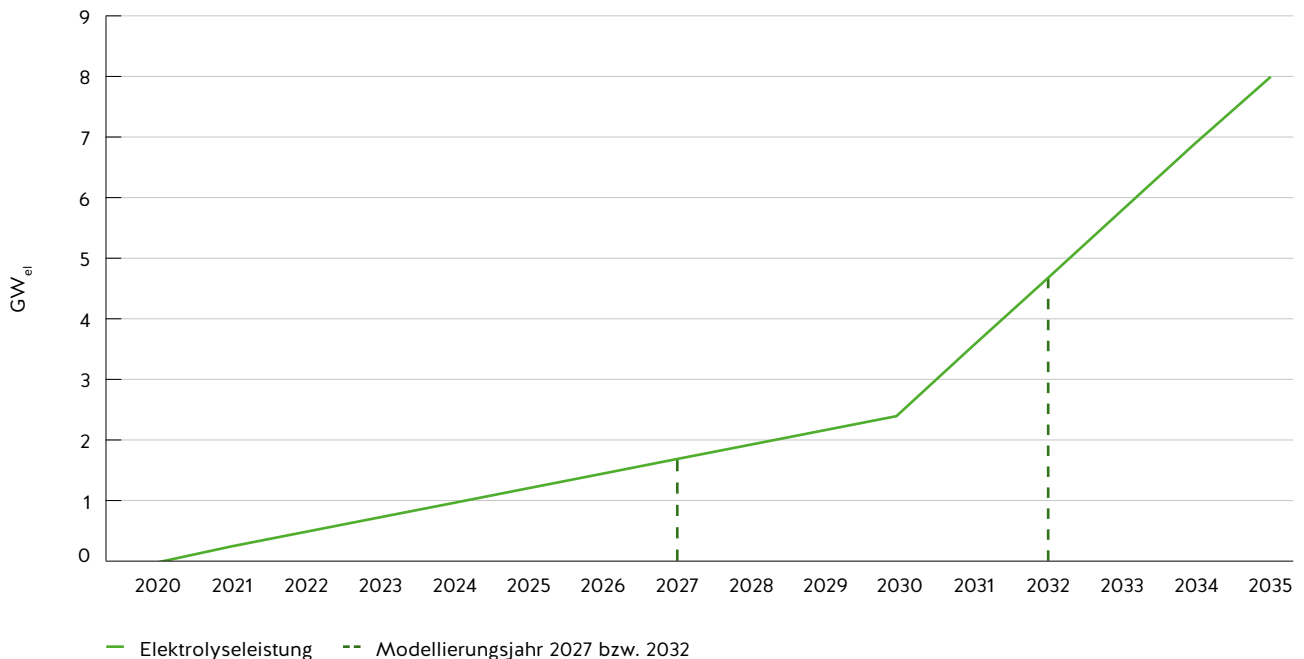
Ausgangspunkt sind die Eingangsgrößen der Netzmodellierung der Wasserstoffvariante, d. h. die Projektmeldungen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase zum 16. April 2021 (sofern bis zum 01. Oktober 2021 mit den jeweiligen Projektverantwortlichen ein MoU abgeschlossen wurde) sowie die Ergebnisse des Netzentwicklungsplans Strom 2021–2032 (NEP Strom). Unter Berücksichtigung dieser Eingangsgrößen erfolgt im nächsten Schritt die Bildung von regionalen Einspeise-/Auspeisegruppen. Nach Bildung der entsprechenden Gruppen werden für die identifizierten Regionen Wasserstoffleistungsbilanzen erstellt und der über die Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase und des NEP Strom zusätzlich zur Bilanzdeckung erforderliche Wasserstoffleistungsbedarf ermittelt. Anschließend wird auf Basis dieser Ergebnisse der benötigte Wasserstoffzusatzbedarf auf die im Rahmen der Wasserstoffquellenverteilung ermittelten Einspeisepunkte aufgeteilt. Danach erfolgt die Netzmodellierung der Fernleitungsnetzbetreiber, wobei der erforderliche Netzausbaubedarf ermittelt wird. Für die Ermittlung des Wasserstoffnetzausbaus sind ggf. im Rahmen der Modellierung Iterationen erforderlich.

7.2 Berücksichtigung Elektrolyseleistungen NEP Strom

Analog zur Vorgehensweise im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 streben die Fernleitungsnetzbetreiber an, die von den Übertragungsnetzbetreibern getroffenen und von der BNetzA bestätigten Annahmen zu den Elektrolyseleistungen im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 neben den Ergebnissen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase zu berücksichtigen.

Da die Netzentwicklungspläne Strom nicht die konkreten, durch den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 zu betrachtenden Modellierungsjahre 2027 und 2032 abbilden, müssen diese mithilfe einer Interpolation ermittelt werden.

Abbildung 20: Interpolation der Elektrolyseleistungen für die Modellierungsjahre 2027 und 2032



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Der Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021), mit dem Zieljahr 2035, liegt außerhalb des betrachteten Modellierungszeitraums des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032. Daher schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, sich sowohl am Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019) als auch am Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021) zu orientieren, um daraus die Elektrolyseleistungen für die Jahre 2027 und 2032 zu ermitteln. Hierfür wird jeweils das Szenario C als Grundlage gewählt, da aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber dieses Szenario am ehesten die Pläne der Bundesregierung in der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) abbildet. Demnach sieht die NWS für 2030 eine installierte Gesamtelektrolyseleistung von 5 GW_{el} vor, bis zum Jahr 2035 bzw. spätestens bis 2040 sollen weitere 5 GW_{el} ausgebaut werden.

Das Jahr 2030 wird durch den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019) und das Jahr 2035 durch den Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021), jeweils anhand des Szenarios C, vorgegeben. Die ausgewiesenen Elektrolyseleistungen mit einer anschließenden Methanisierung werden dabei nicht betrachtet, da die reine Wasserstoffherstellungsleistung berücksichtigt werden soll. Somit ergibt sich für das Jahr 2030 eine Elektrolyseleistung von 2,4 GW_{el} und für 2035 eine Leistung von 8 GW_{el}. Für das Jahr 2020 nehmen die Fernleitungsnetzbetreiber eine installierte Elektrolyseleistung von 0 GW_{el} an. Durch die lineare Interpolation ergibt sich somit für das Jahr 2027 eine Elektrolyseleistung von 1,7 GW_{el} und für 2032 eine Leistung von insgesamt 4,6 GW_{el}.

Um eine doppelte Berücksichtigung von Projekten zu vermeiden, werden im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 die Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase mit den ermittelten Elektrolyseleistungen des Netzentwicklungsplans Strom verschnitten. Dies betrifft die zu berücksichtigenden Elektrolyseleistungen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase nach Vorliegen der MoU bis zum 01. Oktober 2021 (vgl. Kapitel 3.6).

7.3 Wasserstoffquellenverteilung für 2027 und 2032

Bereits mit Veröffentlichung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 haben die Fernleitungsnetzbetreiber unter Verweis auf diverse Studien und die seinerzeit durchgeführte Marktabfrage für Wasserstoff und Grüne Gase darauf hingewiesen, dass der Wasserstoffbedarf in Deutschland nicht allein durch die zur Verfügung stehende inländische Elektrolysekapazität gedeckt werden kann. Demnach ist es erforderlich, weitere Aufkommensquellen für eine ausgeglichene Wasserstoffbilanz zu erschließen. In der Nationalen Wasserstoffstrategie beschreibt die Bundesregierung, dass für die zukünftige Bedarfsdeckung der überwiegende Teil des Wasserstoffs importiert werden müsste und nicht nur mit der lokalen Produktion von grünem Wasserstoff bedient werden könnte.

Aus der in Kapitel 3.6 von den Fernleitungsnetzbetreibern dargestellten Übersicht zur Marktabfrage WEB und Grüne Gase lässt sich ableiten, dass auch im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 ein zusätzliches Wasserstoffaufkommen erforderlich sein könnte. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden daher zusätzliche Wasserstoffbezugsquellen zur Schließung der Bedarfslücke heranziehen. Diese sind:

- Import von Wasserstoff,
- Inländische Produktion von Wasserstoff durch den Einsatz aus der EEG-Förderung fallender Onshore-Windparks,
- Speicher, insbesondere zur Strukturierung für volatile Quellen und zur Spitzenlastabdeckung.

Nachfolgend werden die aufgeführten zusätzlichen Wasserstoffbezugsquellen detailliert beschrieben.

Import von Wasserstoff

Bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 haben die Fernleitungsnetzbetreiber ein wesentliches Potenzial zum Ausgleich der Wasserstoffbilanz in dem länderübergreifenden Import aus den angrenzenden Nachbarstaaten gesehen. Dabei haben sich insbesondere die Niederlande durch konkrete Großprojekte als geeignete Quelle dargestellt. Zahlreiche Projektentwicklungen für Wasserstofferzeugungskapazitäten in weiteren Ländern zeigen, dass Wasserstoff aus weiteren Bezugsquellen nach Deutschland importiert werden kann. Die Bundesregierung setzt sich gemäß Nationaler Wasserstoffstrategie dafür ein, diese Potenziale für den Wasserstoffimport zu erschließen.

Im Zuge der Marktabfrage WEB und Grüne Gase sind gemäß Kapitel 3.6.3 sechs Projektmeldungen von ausländischen Projektvorhabensträgern oder Netzbetreibern mit einer Einspeiseleistung in Höhe von rund 12,6 GW_{th} für das Jahr 2032 eingegangen.

Zur Determination zusätzlicher Wasserstoffimportleistungen hatten die Fernleitungsnetzbetreiber ausländische Netzbetreiber gebeten, vor allem aus angrenzenden Nachbarstaaten, im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmens 2022 mit konkreten oder prognostizierten Leistungsangaben, insbesondere für die Modellierungsjahre 2027 und 2032, Stellung zu nehmen.

Inländische Wasserstoffproduktion durch Windenergieanlagen

Eine Vielzahl von Onshore-Windenergieanlagen erreicht in den kommenden Jahren das Ende der 20-jährigen Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz. Die ausbleibende Subventionierung könnte zukünftig zu einem unwirtschaftlichen Betrieb der Anlagen führen, mit der Konsequenz der Abschaltung und des Rückbaus einiger dieser Windenergieanlagen. Damit dieses Potenzial erneuerbarer Energie nicht verloren geht, sehen die Fernleitungsnetzbetreiber die Möglichkeit, diese Anlagen in die Wasserstoffproduktion mittels Power-to-Gas-Technologie einzubinden und einer Folgenutzung zuzuführen. Zur Ermittlung des Potenzials der Wasserstofferzeugung aus Windenergie, werden die Jahresrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber für das Marktstammdatenregister herangezogen. Die Auswertung ergibt ein Windenergiepotenzial bis zum Jahr 2032 in Höhe von rund 29 GW_{el}. Ausgehend von diesem Potenzial beabsichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase eine angemessene Leistung im Rahmen der Wasserstoffquellenverteilung zu berücksichtigen.

Wasserstoffspeicher

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen Gasspeicher als wesentlichen Baustein für ein funktionierendes Wasserstoffnetz an. Bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 haben die Fernleitungsnetzbetreiber ein wesentliches Potenzial zum Ausgleich der Wasserstoffbilanz in der Berücksichtigung von zusätzlichen Speicherleistungen gesehen. Speichieranlagen stellen zwar im technischen Sinne keine Wasserstofferzeugungsanlagen dar, dennoch können sie zur Strukturierung beitragen und besitzen die Eigenschaft, die Spitzenlast im Bedarfsfall durch Ausspeisung des eingespeicherten Wasserstoffs teilweise decken zu können. Im Zuge der Marktabfrage WEB und Grüne Gase sind gemäß Kapitel 3.6.3 sieben Projektmeldungen von Speicherbetreibern eingegangen, die zusammen eine Einspeiseleistung von rund 4,2 GW_{th} im Jahr 2032 in das Fernleitungsnetz bereitstellen können.

Bei der Berücksichtigung von Gasspeichern im Wasserstoffnetz ist zusätzlich zur Spitzenlastabdeckung auch ein großes Arbeitsgasvolumen erforderlich, da die Elektrolyseleistung nicht zu jeder Zeit und nicht ganzjährig zur Verfügung stehen wird. Insoweit stellt sich für die Fernleitungsnetzbetreiber die Frage, ob über die bereits gemeldeten Speicherleistungen hinaus, weitere berücksichtigt werden sollten. Daher hatten die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmens 2022, insbesondere für die Jahre 2027 und 2032, um Stellungnahmen hinsichtlich der Berücksichtigung weiterer, über die Marktabfrage WEB und Grüne Gase hinausgehende Speicherleistungen und -mengen gebeten.

Weiteres Vorgehen

Für die im Rahmen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase gemeldeten Wasserstoffprojekte sollen, zur schrittweisen Anhebung der Verbindlichkeit, bis zum 01. Oktober 2021 MoU abgeschlossen werden. Nach Abschluss der MoU wird im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 eine Wasserstoffbilanz aus den dann konkreten Meldungen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase und unter Berücksichtigung der Elektrolyseleistung des NEP Strom erstellt. Des Weiteren werden die Stellungnahmen zu zusätzlichen Wasserstoffimportkapazitäten und Speicherpotenzialen ausgewertet sowie eine Wasserstoffquellenverteilung zur Deckung der Wasserstoffbilanz erstellt.

7.4 Wasserstoffausblick 2040 und 2050

Im Rahmen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase wurden, neben den Wasserstoffbedarfen für den Zeitraum bis 2032, ebenfalls die Bedarfe für die Jahre 2040 und 2050 gemeldet. Wenngleich auch diese beiden Jahre nicht Bestandteil der Modellierung sind, ermöglichen die gemeldeten Bedarfe eine Gegenüberstellung mit dem im Dokument dargestellten Szenario I (vgl. Abbildung 21).

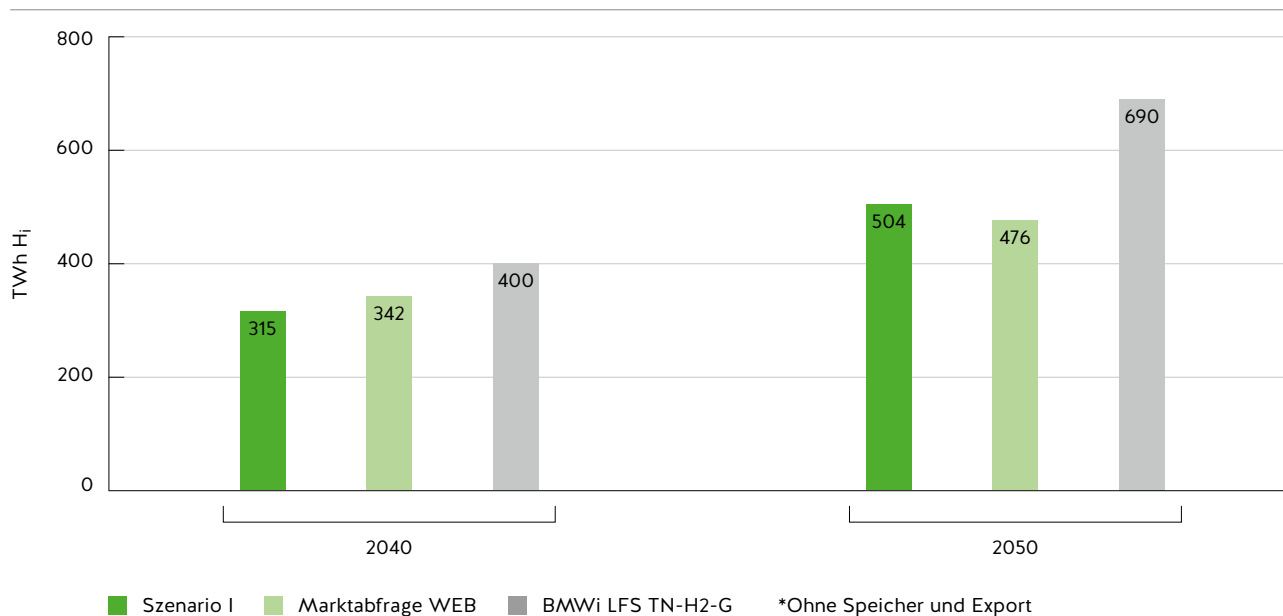
Die gemeldeten Wasserstoffbedarfe aus der Marktabfrage WEB und Grüne Gase betragen im Jahr 2040 rund 342 TWh (Heizwert) und im Jahr 2050 rund 476 TWh (Heizwert). Diese Werte liegen damit in der Größenordnung des Szenarios I.

Während des Konsultationszeitraums zum Szenariorahmen 2022 fand die umfangreiche Vorstellung der Ergebnisse der BMWi-Langfristszenarien im Rahmen zahlreicher Webinare statt. In den BMWi-Langfristszenarien werden integrierte Szenarien für die zukünftige Entwicklung des Energiesystems modelliert, mit der Vorgabe bis 2050 das Ziel der Treibhausgasneutralität zu erreichen.

Um dem aktuellen klimapolitischen Entwicklungsstand Rechnung zu tragen, greifen die Fernleitungsnetzbetreiber das Szenario TN-H2-G in dem Wasserstoffausblick auf.

Das BMWi LFS TN-H2-G-Szenario plausibilisiert den bereits skizzierten Wasserstoffbedarf durch das Szenario I sowie der Marktabfrage WEB und übersteigt diesen sogar. Dies zeigt erneut deutlich, dass der Aufbau einer großflächigen Wasserstoffinfrastruktur zwingend erforderlich ist, um die langfristige Nachfrage nach Wasserstoff zu decken und gleichzeitig wesentlich zu der Erreichung der Klimaziele beizutragen.

Abbildung 21: Gegenüberstellung des Wasserstoffbedarfs* für 2040 und 2050, Darstellung in TWh (H_i, Heizwert)

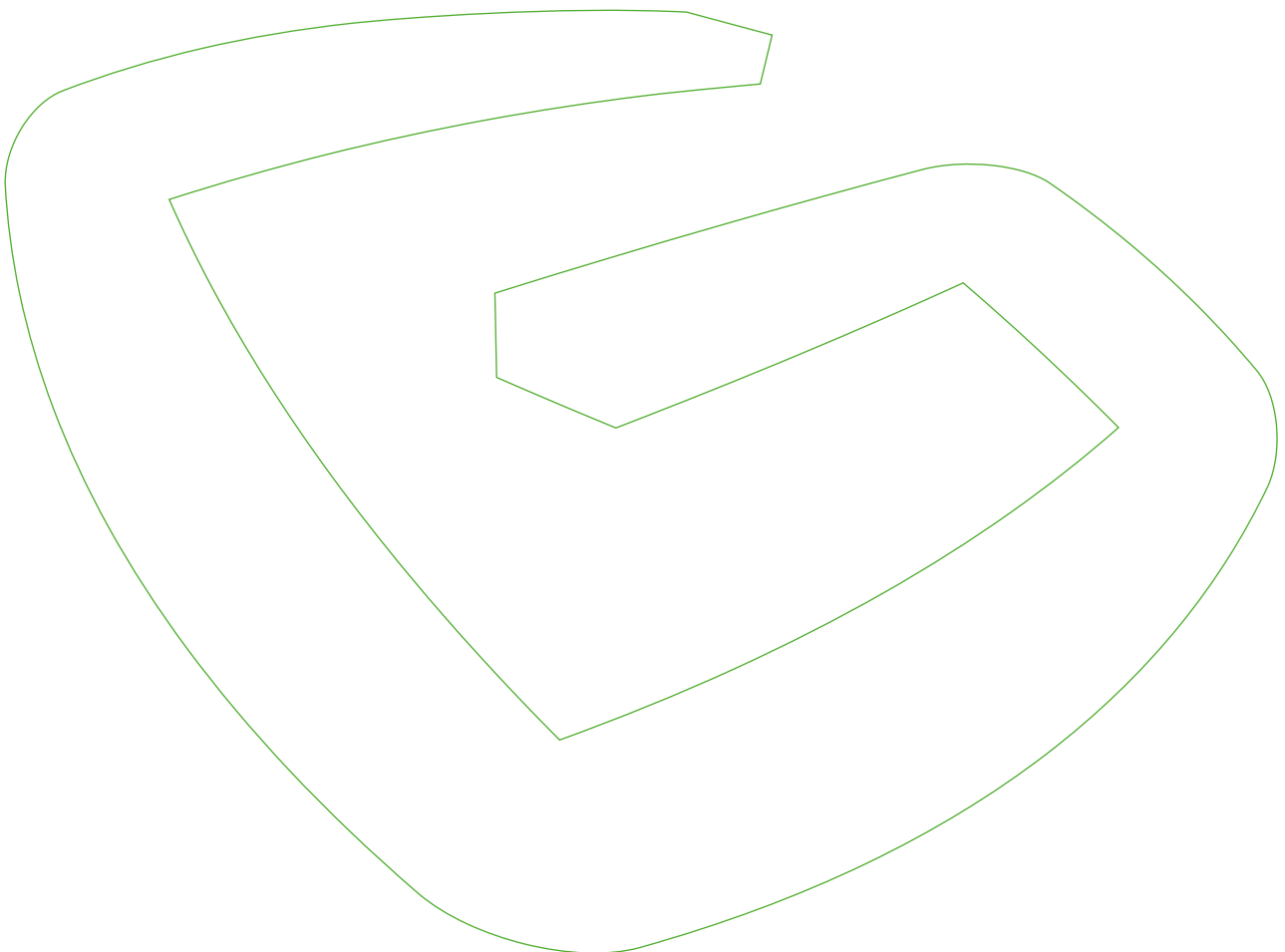


Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Gasaustausch

Deutschland | Nachbarländer

8



8 Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern

In diesem Kapitel werden aktuelle Entwicklungen zum Prozess Incremental Capacity dargestellt (vgl. Kapitel 8.1). Anschließend werden die Annahmen und Ergebnisse zur H-Gas-Quellenverteilung beschrieben (vgl. Kapitel 8.2), bevor in Kapitel 8.3 auf die Entwicklungen an den Grenzübergangspunkten eingegangen wird. Im Kapitel 8.4 erfolgt eine Darstellung der virtuellen Kopplungspunkte (VIP).

8.1 Incremental Capacity

Seit 2017 ist die Verordnung (EU) 2017/459 (NC CAM) in Kraft. Diese sieht einen europäischen Prozess für neu zu schaffende Kapazitäten (Incremental Capacity) vor. Über dieses Instrument sollen Kapazitätsnachfragen der Transportkunden in einem marktbasierten Verfahren in eine nachhaltige Weiterentwicklung der Gasfernleitungsinfrastruktur eingehen.

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. 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. 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. 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.

Im Rahmen des Incremental Capacity-Zyklus 2019–2021 wurden in der Jahresauktion am 05. Juli 2021 für folgende Marktraumgrenzen neu zu schaffende Ein- und Ausspeisekapazitäten angeboten.

Tabelle 25: Übersicht der in der Jahresauktion am 05. Juli 2021 angebotenen neu zu schaffenden Ein- und Ausspeisekapazitäten

Ein- / Ausspeisung	von	nach	Kapazitätsprodukt	Neu zu schaffende Kapazität (in MWh/h) ¹	Umsetzung des Projekts (ja/nein)
Ausspeisung	THE	Schweiz	DZK	2.000	Nein
Einspeisung	Russland	THE	Upgrade DZK -> FZK	13.900	Nein
Einspeisung	Russland	THE	FZK	7.800	Nein
Einspeisung	Polen (E-Gas Transmission System)	THE	FZK	613	Nein
Einspeisung	Polen TGPS	THE	FZK	16.900	Nein
Einspeisung	Dänemark	THE	FZK	2.500	Nein

1 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 2021 anzubieten.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Auktionen fanden während der Konsultationsphase des Szenariorahmens 2022 statt. Es war kein Wirtschaftlichkeitstest erfolgreich und dementsprechend werden keine Projekte umgesetzt (vgl. Tabelle 25). Aus diesem Grund werden im Szenariorahmen 2022 die unverbindlich angefragten Kapazitäten nicht berücksichtigt.

Die Dokumente zum Incremental Capacity-Zyklus 2019–2021 sind auf der Homepage www.fnb-gas-capacity.de veröffentlicht.

Mit den Jahresauktionen am 05. Juli 2021 startete der Incremental Capacity-Zyklus 2021–2023. Dessen Ergebnisse finden frühestens Eingang in den Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2024–2034.

8.2 H-Gas-Quellenverteilung

Aufgrund der rückläufigen Eigenproduktion und der L-H-Gas-Umstellung wird der H-Gas-Importbedarf in Deutschland in den nächsten Jahren zunehmen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben erstmals im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2013 ein in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiterentwickeltes Modell verwendet, um die Auswirkungen zukünftiger Ausbauten der H-Gas-Importinfrastruktur nach Europa auf die deutschen Fernleitungsnetze abschätzen zu können.

Hierbei wird unter Berücksichtigung des jeweils aktuellen Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) und der darin enthaltenen Angaben zur Entwicklung des Erdgasverbrauchs, des Erdgasaufkommens und der Infrastrukturprojekte abgeschätzt, aus welchen Regionen zusätzliches Erdgas nach Europa bzw. Deutschland transportiert werden könnte.

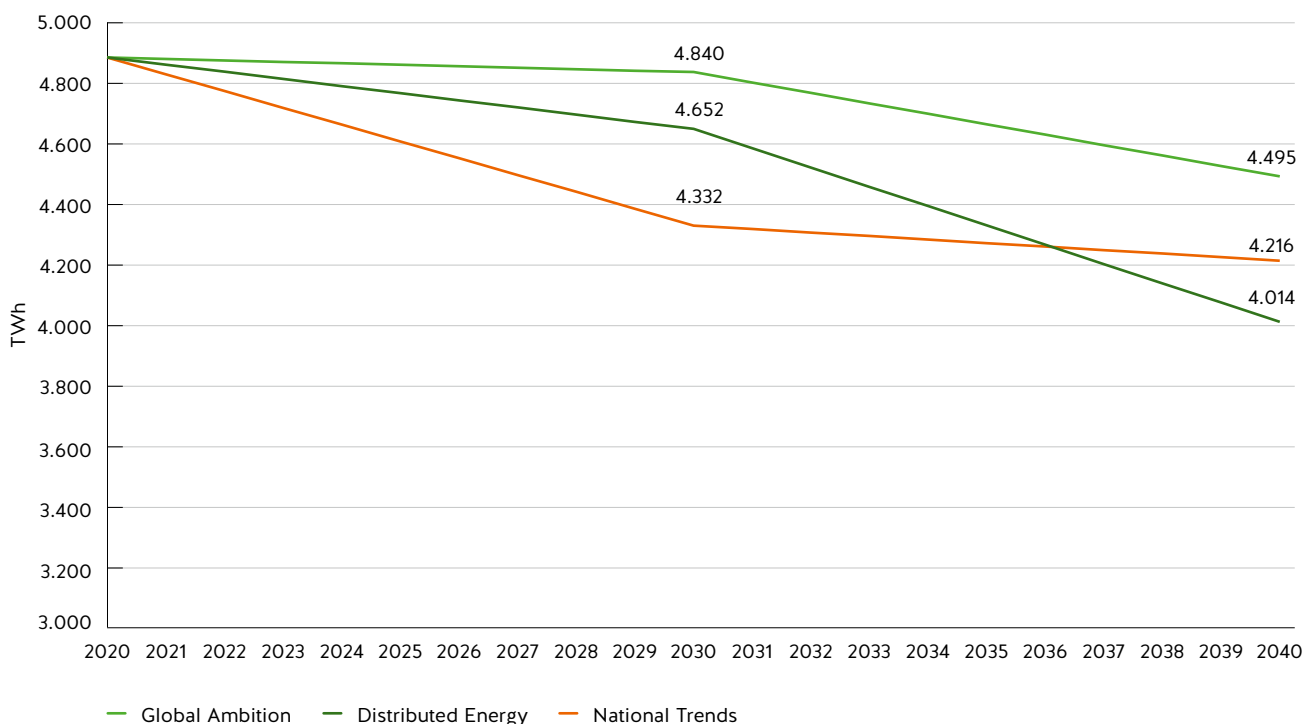
Wesentlicher Bestandteil der verwendeten Methodik ist, die in den bisherigen TYNDP hinterlegte Annahme eines steigenden Erdgasverbrauchs in Europa, der gemäß dem von den Fernleitungsnetzbetreibern unterstellten Modellansatz primär durch neue Infrastrukturprojekte und zusätzlich durch ungenutzte LNG-Kapazitäten gedeckt wird.

Aus der regionalen Zuordnung der Infrastrukturprojekte ergeben sich dann zusammen mit den Annahmen zur Nutzung der LNG-Terminals die Ergebnisse der H-Gas-Quellenverteilung, d.h. die Importregionen und deren anteiliger Beitrag an der Deckung des zusätzlichen Bedarfs.

Auf Basis der Daten des aktuellen TYNDP 2020 ergibt sich die in Abbildung 22 dargestellte Entwicklung des europäischen Gasverbrauchs bis zum Jahr 2040 in den drei Szenarien „National Trends“, „Distributed Energy“ und „Global Ambition“. Dargestellt sind neben den EU28-Staaten die Schweiz, Bosnien-Herzegowina, Serbien und Nordmazedonien.

Im Ergebnis ist der Gasbedarf in Europa sowohl bis 2030 als auch bis 2040 in allen drei Szenarien rückläufig.

Abbildung 22: Entwicklung des Gasbedarfs in Europa gemäß TYNDP 2020



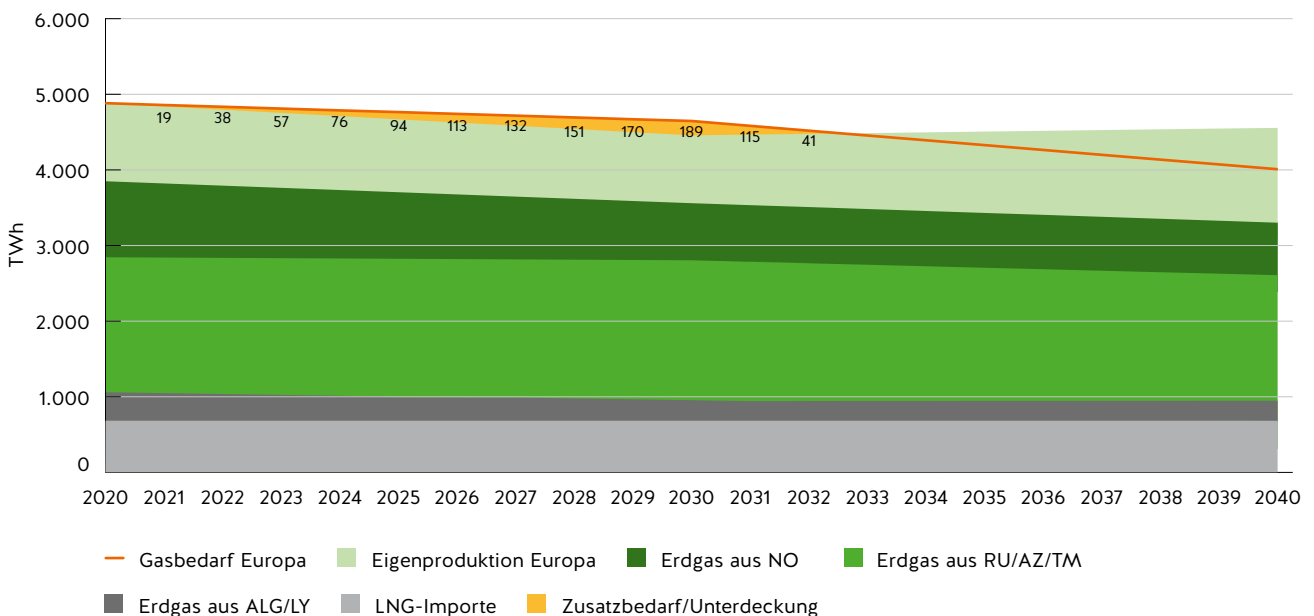
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis des TYNDP 2020

Analog zur Vorgehensweise in den bisherigen Netzentwicklungsplänen Gas für die Bedarfsseite wird der mittlere Pfad des TYNDP berücksichtigt. Somit bildet das Szenario „Distributed Energy“ die Grundlage für die Bilanz-erstellung. Dieses Szenario bildet zudem entsprechend der Genehmigung des Szenariorahmens 2021–2035 des Netzentwicklungsplans Strom vom 26. Juni 2020 die Grundlage der Szenarien des Netzentwicklungsplans Strom.

Für die Angebotsseite wird aus dem Szenario „Distributed Energy“ für Pipeline-Lieferungen jeweils der Mittelwert aus Minimum- und Maximum-Szenario zu Grunde gelegt, sowie das LNG-Aufkommen auf dem planerisch unterstellten Niveau des Basisjahres 2020 konstant über alle Jahre angenommen.

Da die innereuropäischen und norwegischen Produktionsmengen rückläufig sind, ergibt sich für das Jahr 2030 zusammen mit der unterstellten Entwicklung des Gasbedarfs noch ein planerischer, zusätzlicher Importbedarf von rund 189 TWh (rund 18 Mrd. m³/a) bezogen auf das Basisjahr. Für das Modellierungsjahr 2032 reduziert sich der bilanzielle Importbedarf auf rund 41 TWh (rund 4 Mrd. m³/a), bevor sich in den Folgejahren eine bilanzielle Überdeckung ergibt. Im Vergleich hierzu lag der zusätzliche Importbedarf basierend auf dem TYNDP 2018 für das Jahr 2030 bei rund 57 Mrd. m³/a.

Abbildung 23: Entwicklung von Angebot und Nachfrage in Europa auf Basis des Szenarios „Distributed Energy“ des TYNDP 2020



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis des TYNDP 2020

Da sich die planerisch unterstellten Aufkommensentwicklungen jeweils auf den mittleren Pfad beziehen und das Maximum aller Aufkommensquellen für das Jahr 2030 im Szenario „Distributed Energy“ bei mehr als 6.000 TWh liegt, sind neben den bisher bereits berücksichtigten Aufkommensquellen bilanziell keine zusätzlichen Infrastrukturprojekte zur Deckung des europäischen Gasbedarfs erforderlich.

Diese Einschätzung findet sich neben weiteren Detailinformationen zur Aufkommenseite auch im „Scenario Report zum TYNDP 2020“ des European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG):

„The supply potential assessment run by ENTSOG and discussed with stakeholders in July 2019 concludes that for all scenarios, the import potentials are high enough to ensure the supply and demand adequacy of the EU until 2050. This is despite the decline of the conventional indigenous production.“

Im Rahmen der H-Gas-Quellenverteilung werden die Auswirkungen des Ausbaus der Import-Infrastrukturprojekte auf Deutschland ermittelt.

Wie die Auswertung des TYNDP 2020 zeigt, kann der prognostizierte europäische Gasbedarf über die bereits bestehende Importinfrastruktur, einschließlich der bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 berücksichtigten Projekte Nord Stream 2 und TAP, gedeckt werden.

Dies spiegelt sich auch darin wider, dass der TYNDP 2020 keine darüberhinausgehenden, zusätzlichen Infrastrukturprojekte zur Erschließung neuer Aufkommensquellen zur Versorgung Europas mit entsprechend getroffener finaler Investitionsentscheidung enthält (abgesehen von einigen Erweiterungen bestehender LNG-Terminals).

Die im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 getroffenen Annahmen der H-Gas-Quellenverteilung erweisen sich somit als robust gegenüber den Infrastrukturannahmen des TYNDP 2020.

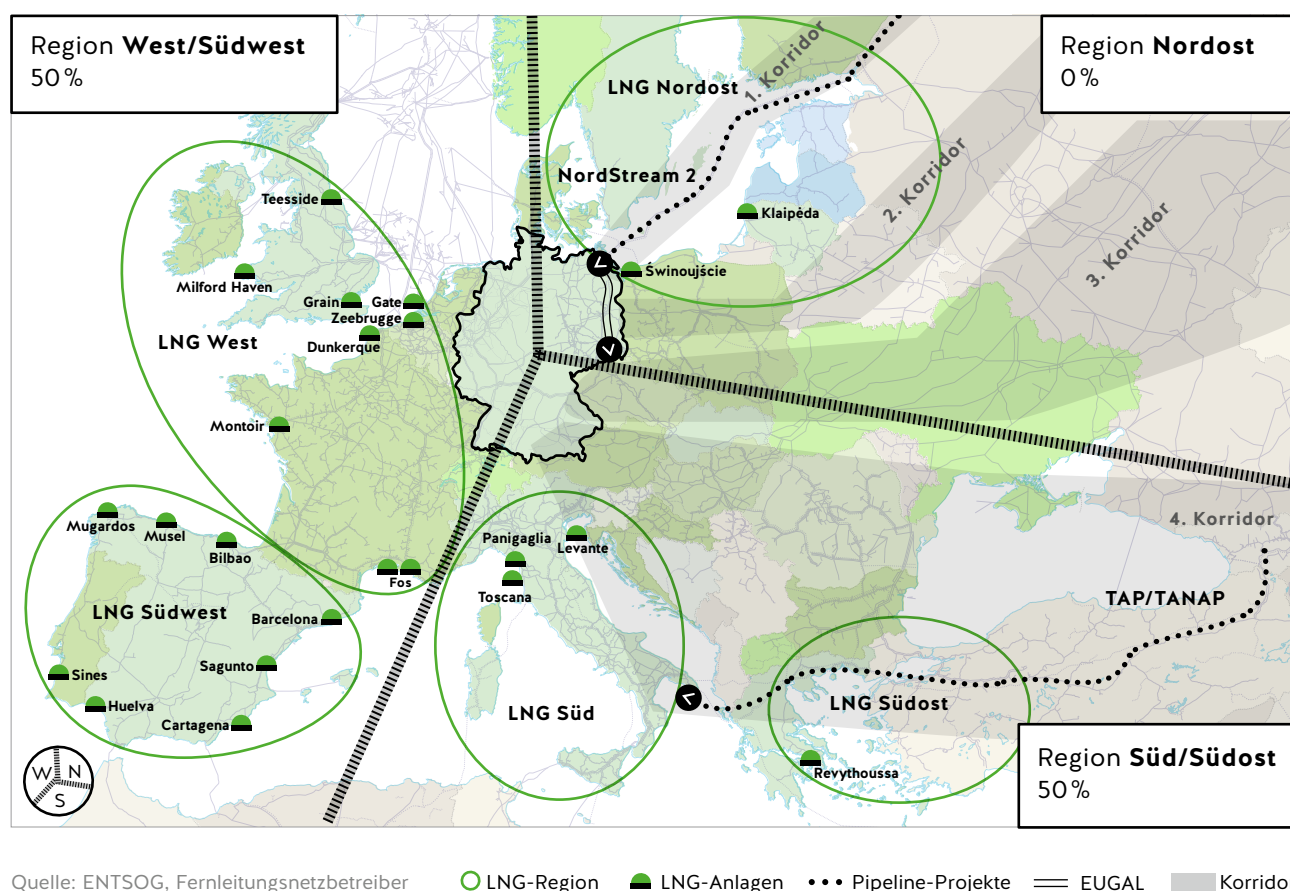
Daher schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, die im Rahmen der H-Gas-Quellenverteilung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 getroffenen Annahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 als Basis zu übernehmen, wodurch die Stabilität und Kontinuität der bisherigen Planungsannahmen gewährleistet werden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass über die Leitungsprojekte Nord Stream 2 und TAP/TANAP sowie die gut ausgebaute europäische LNG-Infrastruktur der deutsche Zusatzbedarf analog zu den Annahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 über die Region „West/Südwest“ und über die Region „Süd/Südost“ zu je rund 50 % gedeckt werden kann.

Insgesamt ergibt sich folgende prozentuale Verteilung nach Regionen (vgl. Abbildung 24):

- Anteil Region Nordost: 0 %,
- Anteil Region West/ Südwest: 50 %,
- Anteil Region Süd/ Südost: 50 %.

Abbildung 24: H-Gas-Quellenverteilung



8.3 Entwicklungen an Grenzübergangspunkten

In diesem Kapitel werden die Entwicklungen an den Grenzübergangspunkten betrachtet. Die folgende Tabelle zeigt, wie die einzelnen deutschen Grenzübergangspunkte im Rahmen der H-Gas-Quellenverteilung in der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 berücksichtigt werden. Anschließend werden zusätzliche Ausführungen zu den Grenzübergangspunkten Überackern 2 und Ellund dargestellt.

Tabelle 26: Berücksichtigung der Grenzübergangspunkte in der H-Gas-Quellenverteilung

Grenzübergangspunkt	Land	Region	Bemerkung / Kriterium
Folgende Grenzübergangspunkte werden in der H-Gas-Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 geprüft:			
Bocholtz-Vetschau	Niederlande	West- / Südwesteuropa	Mögliche Erhöhung der Einspeiseleistungen durch regional zusätzliche Absatzpotenziale mit fortschreitender Marktraumumstellung.
Eynatten / Raeren / Lichtenbusch	Belgien	West- / Südwesteuropa	Mögliche Erhöhung der Einspeiseleistungen durch Potenzial aus LNG-Anlagen.
Medelsheim	Frankreich	West- / Südwesteuropa	Möglicher Ansatz von Einspeiseleistungen im Gegenstrom durch Potenzial aus LNG-Anlagen. Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen die Transportkunden darauf hin, dass Ausspeise-FZK, die in der Jahresauktion an diesem Punkt angeboten, aber nicht gebucht wird, unter Umständen zur Befriedigung von internen Bestellungen vom Punkt Medelsheim bzw. VIP France – Germany wegverlagert werden kann.
Wallbach	Schweiz	Süd- / Südosteuropa	Möglicher Ansatz von Einspeiseleistungen nach Reversierung der Trans-Europa-Naturgas-Leitung (TENP).
Überackern	Österreich	Süd- / Südosteuropa	Mögliche Erhöhung der Einspeiseleistung auf Basis der im Netzentwicklungsplan Gas (KNEP 2020) ausgewiesenen Kapazitäten.
Überackern 2	Österreich	Süd- / Südosteuropa	
Oberkappel	Österreich	Süd- / Südosteuropa	Mögliche Erhöhung der Einspeiseleistungen durch zusätzliche Leitungsbauprojekte des TYNDP.
Der Ansatz der folgenden Grenzübergangspunkte wird in der H-Gas-Quellenverteilung im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 geprüft:			
Bunde / Oude Statenzijl	Niederlande	West- / Südwesteuropa	Potenzielle Einspeiseleistungen nach Umstellung der L-Gas Infrastruktur auf H-Gas.
Vreden	Niederlande	West- / Südwesteuropa	
Elten / Zevenaar	Niederlande	West- / Südwesteuropa	
Folgende Grenzübergangspunkte werden in der H-Gas-Quellenverteilung nicht angesetzt:			
Dornum, Emden EPT	Norwegen	West- / Südwesteuropa	Keine Erhöhung der Einspeiseleistungen gemäß des TYNDP 2020 vorgesehen.
Tegelen	Niederlande	West- / Südwesteuropa	Erst mit einer auch auf niederländischer Seite vollzogenen L-H-Gas-Umstellung könnte eine weitere Einspeisung aus den Niederlanden in diesen Netzbereich erfolgen. Aktuell ist dies nicht geplant.
Haanrade	Niederlande	West- / Südwesteuropa	Regional beschränktes Inselnetz.
Bocholtz	Niederlande	West- / Südwesteuropa	Die H-Gas-Importkapazitäten sind vollständig verplant. Eine Erhöhung der Import-Kapazitäten würde einen sofortigen Netzausbaubedarf des nördlichen TENP-Transportsystems nach sich ziehen.
Remich	Luxemburg	West- / Südwesteuropa	Reine Ausspeisepunkte, keine Reversierung vorgesehen.
RC Basel	Schweiz	Süd- / Südosteuropa	
RC Thayngen-Fallentor	Schweiz	Süd- / Südosteuropa	
RC Lindau	Österreich	Süd- / Südosteuropa	Reine Ausspeisepunkte, keine Reversierung vorgesehen. Im Zeitraum vom 01. April bis 01. Oktober stellt bayernets jährlich zusätzliche frei zuordenbare Kapazitäten in Höhe von 300.000 kWh/h bereit.
Zone Kiefersfelden-Pfronten	Österreich	Süd- / Südosteuropa	Reine Ausspeisepunkte, keine Reversierung vorgesehen.

Grenzübergangspunkt	Land	Region	Bemerkung / Kriterium
Folgende Grenzübergangspunkte werden in der H-Gas-Quellenverteilung nicht angesetzt:			
Waidhaus	Tschechische Republik	Süd- / Südosteuropa	Eine Erhöhung der Import-Kapazitäten würde einen sofortigen Netzausbaubedarf des MEGAL-Transportsystems nach sich ziehen.
Brandov-STEGAL	Tschechische Republik	Süd- / Südosteuropa	Keine Erhöhung der Einspeiseleistungen gemäß des TYNDP 2020 vorgesehen.
Olbernhau II	Tschechische Republik	Süd- / Südosteuropa	Reiner Ausspeisepunkt, keine Reversierung vorgesehen.
Deutschneudorf	Tschechische Republik	Süd- / Südosteuropa	Keine Erhöhung der Einspeiseleistungen gemäß des TYNDP 2020 vorgesehen.
Deutschneudorf-EUGAL	Tschechische Republik	Süd- / Südosteuropa	Reiner Ausspeisepunkt, keine Reversierung vorgesehen.
GCP GAZ-SYSTEM/ ONTRAS	Polen	Nordost	Keine Erhöhung der Einspeiseleistungen, da keine zusätzlichen Aufkommensquellen gemäß Quellenverteilung identifiziert wurden.
Mallnow	Polen	Nordost	
Greifswald	Russische Föderation	Nordost	
Lubmin II	Russische Föderation	Nordost	
Ellund	Dänemark	Nordost	

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Österreich: Grenzübergangspunkt Überackern 2

Im aktuellen koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP 2020) ist eine technische Ausspeisekapazität (Exit A/Entry DE) von rund 7,3 GWh/h und eine technische Einspeisekapazität (Exit DE/Entry A) von rund 4,8 GWh/h ausgewiesen. bayernets weist eine technische Ausspeisekapazität (Exit DE/Entry A) von 9,0 GWh/h und eine technische Einspeisekapazität (Exit DE/Entry A) von ca. 9,6 GWh/h aus (vgl. [NEP-Gas-Datenbank](#)). Darüber hinaus wird im KNEP 2020, wie in den KNEP der letzten Jahre zuvor, ein Zusatzbedarf an frei zuordenbarer Kapazität (FZK) (Exit DE/Entry A) am Grenzübergangspunkt Überackern 2 in Höhe von 2.500 MWh/h dargestellt. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden diesen Bedarf in der Modellierung zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 unter Verweis auf den Incremental Capacity-Prozess nicht berücksichtigen.

Ein von der Gas Connect Austria (GCA) in den KNEP 2018 eingebrachtes Projekt (GCA-2018/01), welches den oben genannten Zusatzbedarf unter anderem mittels Verdichterneubau in Überackern decken sollte, wird nach Aufforderung der österreichischen Regulierungsbehörde nicht weiterverfolgt.

Um den aktuellen Diskussionen und Bestrebungen in Richtung Klimaneutralität und den Interessen der Europäischen Union, Märkte einfach und kosteneffizient miteinander zu verbinden, gerecht zu werden, haben GCA und bayernets eine intelligente und zeitgemäße Lösung entwickelt. Der „Trading Region Upgrade Do It Yourself“ (TRUD!Y) – Service wird es Transportkunden in Deutschland ermöglichen, sich direkt über den Central European Gas Hub (CEGH), dem virtuellen Handelspunkt im Marktgebiet Ost, zu versorgen. Die regulatorische Umsetzbarkeit in Richtung Schweiz und dem Marktgebiet Tirol wird derzeit geprüft.

Weitere Informationen zu TRUD!Y sind auf der Internetseite von bayernets zugänglich.

Dänemark: Grenzübergangspunkt Ellund

Der dänische Netzbetreiber Energinet.dk (ENDK) hat auf Basis eigener Analysen kurz- und mittelfristiger Lastflussszenarien einen Bedarf an Einspeisekapazität (DK nach DE) in der Größenordnung zwischen 1,0 GW und 1,5 GW am Grenzübergangspunkt Ellund abgeleitet und diesen Bedarf im Rahmen der Erstellung des Szenario Rahmens 2022 beim FNB Gas adressiert. Der Bedarf begründet sich insbesondere auf die geplante Wiederinbetriebnahme des Tyra-Feldes sowie auf die geplante Inbetriebnahme der Baltic Pipe. Mit der Verfügbarkeit dieser beiden Aufkommensquellen ergäbe sich ein Bedarf, auf Basis entsprechender Marktsignale Gasmengen mit Hilfe fester Transportkapazitäten nach Deutschland exportieren zu können.

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber sehen über den bestehenden Incremental Capacity-Prozess hinaus keine Möglichkeit, feste Einspeisekapazitäten am Grenzübergangspunkt Ellund in den Szenariorahmen 2022 aufzunehmen.

Da es sich hierbei um eine Anfrage nach Einspeisekapazitäten in Richtung Deutschland handelt, kann es sich nicht um eine Anfrage im Rahmen der Versorgungssicherheit in Dänemark handeln.

Ferner erscheint es den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern als wahrscheinlich, dass das in der Nordsee geförderte Erdgas alternativ auch über bestehende Grenzübergangspunkte transportiert und importiert werden kann. Nachdem der Betreiber der LNG-Anlage Wilhelmshaven seine Kapazitätsreservierung zurückgezogen hat, wurde die im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 diesbezüglich reduzierte Kapazität an den norwegischen Grenzübergangspunkten wieder zurückallokiert. Somit wird in Summe wieder eine höhere Entry-Kapazität norwegischer Grenzübergangspunkte erreicht.

Aufgrund der Ausführungen seitens ENDK war nicht klar erkennbar, dass die zu erwartenden Gasflüsse den erforderlichen Grad an Verbindlichkeit aufweisen werden, um auch im Spitzenlastfall als sicher verfügbar zu gelten.

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber verweisen daher in diesem Zusammenhang auf den Incremental Capacity-Prozess, der als marktbasiertes Verfahren zur Deckung kommerziell begründeter Kapazitätsbedarfe vorgesehen ist.

8.4 Virtuelle Kopplungspunkte

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

Eine Übersicht der bereits bestehenden sowie noch geplanten VIP ist in Tabelle 27 dargestellt. In der **NEP-Gas-Datenbank** sind die zum Stichtag 01. April 2021 bestehenden VIP dargestellt.

Tabelle 27: Übersicht der VIP für Deutschland (Stand 01. April 2021)

VIP	verbundene IP	verantwortlicher FNB	internationale FNB	Start	Ende
VIP-TTF-NCG-H	Bocholtz (Fluxys) Oude Statenzijl (OGE), Bocholtz (OGE), Bocholtz-Vetschau (Thyssengas)	OGE	GTS	01.04.2020	01.10.2021
VIP-TTF-NCG-L	Elten (OGE), Vreden (OGE), Tegelen (OGE), Zevenaar (Thyssengas)	Thyssengas	GTS	01.04.2020	01.10.2021
VIP-TTF-GASPOOL-H	Bunde (GASCADE), Oude Statenzijl H (GUD)	GUD	GTS	01.04.2020	01.10.2021
VIP-TTF-GASPOOL-L	Oude Statenzijl L-Gas (GTG NORD), Oude Statenzijl (GUD)	GUD	GTS	01.04.2020	01.10.2021
VIP Belgium-NCG	Eynatten/Raeren (Fluxys), Eynatten (Thyssengas), Eynatten/Raeren (OGE)	OGE	Fluxys B	01.07.2019	01.10.2021
VIP France-Germany	Medelsheim (GRTD), Medelsheim (OGE)	GRTD	GRTgaz France	01.03.2019	
VIP Germany-CH	Wallbach (Fluxys), Wallbach (OGE)	Fluxys	Fluxswiss, SwissGas	01.07.2019	
VIP Oberkappel	Oberkappel (OGE), Oberkappel (GRTD)	OGE	GCA	01.03.2019	
VIP Waidhaus NCG	Waidhaus (GRTD), Waidhaus (OGE)	OGE	Net4Gas	01.03.2019	

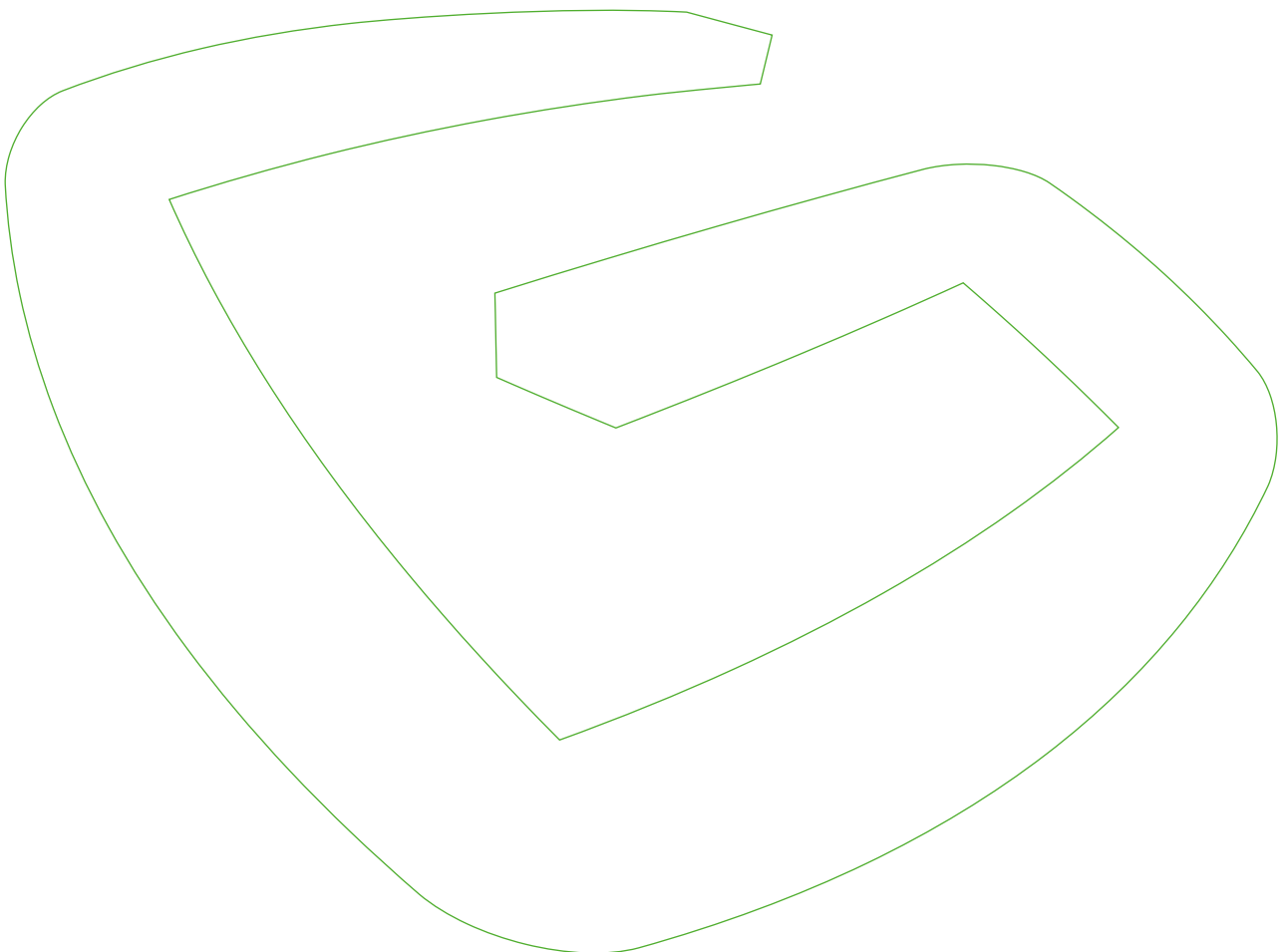
VIP	verbundene IP	verantwortlicher FNB	internationale FNB	Start	Ende
VIP Brandov-GASPOOL	Olbernhau II (GASCADE), Brandov-STEGAL (GASCADE), IP Deutschneudorf EUGAL Brandov (Fluxys D, GASCADE, GUD, ONTRAS), Brandov-OPAL (OGT), Deutschneudorf (ONTRAS)	GASCADE	Net4Gas	01.11.2018	
VIP L GASPOOL-NCG	Zone OGE L, Ahlten, Steinbrink	Nowega	OGE	01.11.2018	01.10.2021
VIP L GASPOOL-NCG	Zone GUD L, Ahlten, Steinbrink	OGE	Nowega, GUD	01.11.2018	01.10.2021
VIP GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS	Lasow (ONTRAS), Gubin (ONTRAS), Kamminke (ONTRAS)	ONTRAS	GAZ-System	01.04.2016	
VIP	verbundene IP	verantwortlicher FNB	internationale FNB	geplanter Start	Ende
VIP TTF-THE H-Gas	Bocholtz (Fluxys), Bunde (GASCADE), Oude Statenzijl H (GUD), Oude Statenzijl (OGE), Bocholtz (OGE), Bocholtz-Vetschau (Thyssengas)	GUD	GTS	01.10.2021	
VIP TTF-THE L-Gas	Oude Statenzijl L-Gas (GTG NORD), Oude Statenzijl (GUD), Elten (OGE), Vreden (OGE), Tegelen (OGE), Zevenaer (Thyssengas)	Thyssengas	GTS	01.10.2021	
VIP THE-ZTP	Eynatten/Raeren (Fluxys), Eynatten (GASCADE), Eynatten/Raeren (OGE), Eynatten (Thyssengas)	OGE	Fluxys B	01.10.2021	
VIP DK-THE	Ellund (GUD), Ellund (OGE)	GUD	ENERGINET	01.10.2021	

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Zum 01. Oktober 2021 werden die beiden Marktgebiete GASPOOL und NCG zum Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) zusammengelegt. In Folge dessen fallen bereits eingerichtete VIP an den Marktgebietsübergängen von GASPOOL und NCG weg.

Ferner werden Grenzübergangspunkte und VIP von GASPOOL und NCG zusammengefasst. Buchungen an bereits existierenden VIP gehen in den neuen gemeinsamen VIP über. Der VIP Brandov-GASPOOL und der VIP Waidhaus NCG zum Marktgebiet der Net4Gas werden separat weitergeführt.

Versorgungssicherheit 9



9 Versorgungssicherheit

Entsprechend § 15a Abs. 1 EnWG werden im Szenariorahmen 2022 Annahmen über die Auswirkungen denkbarer Störungen der Versorgung getroffen.

- In den Netzentwicklungsplänen Gas 2018–2028 und 2020–2030 haben die Fernleitungsnetzbetreiber mehrere Versorgungssicherheitsszenarien detailliert behandelt. Zum einen wurde das Versorgungssicherheitsszenario – Entwicklung der L-Gas-Versorgung – mit einer weiteren Konkretisierung und Detaillierung der Umstellungsplanung vorgelegt. Zum anderen wurde das Versorgungssicherheitsszenario – Entwicklung der H-Gas-Versorgung – anhand einer aktuellen detaillierten H-Gas-Leistungsbilanz bis 2030 untersucht und der bilanziell ermittelte Zusatzbedarf gemäß der H-Gas-Quellenverteilung auf die identifizierten Grenzübergangspunkte aufgeteilt.
- Darüber hinaus haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2018–2028 die Versorgungssicherheitsvariante TENP vorgelegt, die Auswirkungen einer eventuell dauerhaft eingeschränkten Verfügbarkeit der Transportkapazitäten des TENP-Systems untersucht.

Das BMWi wird in seinen Präventions- und Notfallplänen Gas die Risikobewertung gemäß Art. 7 VO (EU) 2017/1938 (SoS-VO) für Deutschland in Zusammenarbeit mit der BNetzA und mit Unterstützung der Gaswirtschaft durchführen. Diese Risikobewertung umfasst neben der nationalen auch eine regionale Analyse, die innerhalb der entsprechenden Risikogruppen gemäß Anhang 1 SoS-VO¹ vorzunehmen ist. Der darauf aufbauende Risikobericht über die Folgen potenzieller Störungen der Gasinfrastruktur sowohl für die Versorgungssituation in Deutschland als auch innerhalb der Risikogruppen wird bei der EU-KOM notifiziert. Im Folgenden werden die Präventions- und Notfallpläne veröffentlicht und der EU-KOM übergeben. Diese übermittelt innerhalb von vier Monaten eine Stellungnahme inklusive möglicher Änderungsempfehlungen an das BMWi, wobei die entsprechenden Änderungsempfehlungen nicht verpflichtend sind. Eine mögliche Nichtberücksichtigung ist jedoch vom BMWi umfassend zu begründen.

Das BMWi hat den „Bericht zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Erdgas“ (Monitoring-Bericht nach § 63 EnWG) mit Stand Juni 2020 veröffentlicht [BMW 2020c]. Zusammenfassend wird u. a. festgestellt:

„Die Berichtsergebnisse lassen den Schluss zu, dass sich das Versorgungssicherheitskonzept in Deutschland bewährt hat. Die Gasversorgungsunternehmen haben in der Vergangenheit und im Berichtszeitraum – auch unter geänderten Rahmenbedingungen – bislang einen hohen Versorgungssicherheitsstandard gewährleistet, sodass die Versorgung mit Gas in Deutschland bisher stets gewährleistet war. Angesichts der Importabhängigkeit, der Ausdifferenzierung der Markttrollen der Unternehmen, der langen Vorlaufzeiten bis zur Projektfertigstellung und der hohen Kapitalintensität der Investitionen im Gasbereich muss die weitere Entwicklung sorgfältig beobachtet und analysiert werden.“

Vor diesem Hintergrund besteht nach Ansicht der Fernleitungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 keine Notwendigkeit, eine fiktive Versorgungsstörung zu modellieren. Vielmehr sehen die Fernleitungsnetzbetreiber die Notwendigkeit, aufgrund der zukünftig reduzierten L-Gas-Verfügbarkeit für den deutschen Markt, die detaillierte Umstellungsplanung bis zum Jahr 2030 weiter zu konkretisieren. Darüber hinaus soll die deutschlandweite H-Gas-Verfügbarkeit untersucht und in einer aktuellen H-Gas-Leistungsbilanz bis 2032 dargestellt werden. Hierbei werden u. a. die verfügbaren Einspeiseleistungen aus Speichern und an Grenzübergangspunkten näher betrachtet.

¹ Deutschland ist Mitglied der Risikogruppen „Gasversorgung Ost“ und „Gasversorgung Nordsee“.

9.1 Entwicklung der L-Gas-Versorgung

In diesem Kapitel wird im Hinblick auf das Thema Versorgungssicherheit die Entwicklung der L-Gas-Versorgung und der L-H-Gas-Umstellung beschrieben. Nach einer kurzen Beschreibung der aktuellen Situation (vgl. Kapitel 9.1.1) wird auf die Gasimportsituation aus den Niederlanden (vgl. Kapitel 9.1.2) und die inländische Produktion (vgl. Kapitel 9.1.3) eingegangen. Abschließend erfolgt ein Ausblick auf das geplante Vorgehen im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 (vgl. Kapitel 9.1.4).

9.1.1 Beschreibung der Situation

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

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

9.1.2 Gasimportsituation aus den Niederlanden

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

Um den Risiken aus der Erdgasförderung Rechnung zu tragen, hat das niederländische Wirtschaftsministerium angekündigt, die reguläre Erdgasförderung im Raum Groningen ab 2022 einzustellen. Um gleichzeitig die Versorgungssicherheit auch in besonderen Situationen sicherstellen zu können, bleibt das Groningen-Feld mit einer minimalen Produktion aktiv. Derzeit wird geprüft, ob alternativ der niederländische Erdgasspeicher „Grijskerk“ ab dem Jahr 2022 als Kapazitätsreserve, beispielsweise für Ausfälle der Gasinfrastruktur während einer Kälteperiode, genutzt werden kann [Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2020a].

Für das Gaswirtschaftsjahr 2019/2020 war eine Fördermenge in Groningen von zunächst 11,8 Mrd. m³ vorgesehen [Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2019], die im März 2020 auf 10,7 Mrd. m³ reduziert wurde [Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2020b]. Tatsächlich gefördert wurde eine Gasmenge von 8,7 Mrd. m³ [GTS 2020], begünstigt im Wesentlichen durch die milden Temperaturen des Gaswirtschaftsjahres 2019/2020.

Für das laufende Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 hat das niederländische Wirtschaftsministerium eine Produktionsmenge von 8,1 Mrd. m³ festgelegt, im darauffolgenden Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 wird eine Größenordnung von rund 4 Mrd. m³ in Aussicht gestellt. Diese Mengen gelten jeweils für durchschnittliche Jahrestemperaturen, wobei die erlaubte Produktionsmenge anhand der tatsächlichen Temperaturentwicklung auf Basis einer festgelegten Formel nach oben bzw. unten angepasst wird.

Um die Einstellung der regulären Groningen-Produktion ab dem Jahr 2022 gewährleisten zu können, müssen nach Angaben des niederländischen Wirtschaftsministeriums die folgenden vier Bedingungen erfüllt werden [Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2020a]:

1. Inbetriebnahme einer zusätzlichen Konvertierungsanlage in Zuidbroek,
2. Planmäßige Reduktion der L-Gas-Nachfrage in den L-Gas-Abnehmerländern Belgien, Deutschland und Frankreich,
3. Ausreichende H-Gas-Importmöglichkeiten,
4. Weitere Verfügbarkeit des Gasspeichers Norg über 2022 hinaus.

Die Fernleitungsnetzbetreiber stehen in diesem Zusammenhang sowie auch zur Abstimmung der jeweiligen Planungen in den Niederlanden und Deutschland in einem engen Austausch mit der GTS. Der Austausch auf internationaler Ebene erfolgt seit 2019 insbesondere auch über die „Task Force Monitoring L-Gas Market Conversion“, die auf Initiative des niederländischen Wirtschaftsministeriums etabliert wurde. Im Rahmen der oben genannten Task Force wird unter Federführung der jeweiligen Wirtschaftsministerien aus den Niederlanden, Belgien, Frankreich und Deutschland halbjährlich ein Bericht erstellt, um gegenüber dem niederländischen Parlament unter anderem zu den Maßnahmen zur Reduktion des L-Gas-Absatzes bzw. der L-Gas-Förderung zu berichten. Der dritte Bericht der Task Force wurde im Februar 2021 veröffentlicht. Die Task Force bietet eine ideale Plattform, um harmonisierte Planungsannahmen mit hoher Transparenz zu gewährleisten.

9.1.3 Inländische Produktion

Die in der folgenden Tabelle dargestellte Entwicklung der Produktionskapazitäten basiert auf den Angaben des BVEG aus dem Mai 2021. Die Produktionskapazitäten sind durch den BVEG mit einem Sicherheitsabschlag versehen worden. Die Prognose enthält zusätzlich eine Aufteilung der Produktionskapazitäten nach L-Gas und H-Gas.

Tabelle 28: Kapazitätsprognose gemäß BVEG

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

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis von BVEG 2021, BVEG 2020

Die aktuelle Prognose des BVEG zeigt einen deutlichen Rückgang der deutschen L-Gas-Produktion ab dem Jahr 2021 von bis zu 17 %. Diese Prognose weicht wesentlich von den bisherigen ab und führt zu einer Unterdeckung regionaler Leistungsbilanzen. Es erscheint zum gegenwärtigen Zeitpunkt denkbar, dass dieser aktuell vom BVEG prognostizierte Rückgang Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit im L-Gas haben könnte.

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass eine verlässliche Produktionsprognose die Basis für die langfristige Umstellungsplanung ist. Eine netzplanerische Reaktion auf den massiven Rückgang bereits im Jahr 2021 ist daher nicht möglich.

9.1.4 Ausblick auf den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Die Fernleitungsnetzbetreiber beabsichtigen im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 die folgenden Punkte darzustellen:

- Ermittlung und Darstellung der Leistungs- und Mengenbilanz der nächsten Jahre für L-Gas unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten bis zum Ende der Marktraumumstellung im Jahr 2030,
- Entwicklung einer Vorschau für den Zeitraum bis zum Jahr 2030 zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit über die dann noch vorhandenen Quellen (inländische Produktion, UGS Empelde, Konvertierungsanlage Rehden),
- Weiterentwicklung der im Umsetzungsbericht 2021 vorgestellten Umstellungsplanung sowie der Übersicht aller L-Gas-Umstellungsbereiche.
- Anpassung der Umstellungsbereiche, um eine optimierte Auslastung der Ressourcen zu erreichen,
- Berücksichtigung der vorliegenden aktuellen Detailplanungen der Verteilernetzbetreiber,
- Berücksichtigung der Anzahl der pro Jahr anzupassenden Gasgeräte,
- Identifikation konkreter Ausbaumaßnahmen zur Sicherstellung der Versorgung,
- Fortsetzung der Abstimmungen zur Umstellung von Speichern,
- Berücksichtigung des verbleibenden L-Gas-Marktes, der benötigten Strukturierungsinstrumente sowie der Untersuchung zur Beimischung des verbleibenden L-Gas-Produktionsaufkommens.

Im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 wird der aktuelle L-H-Gas-Umstellungsprozess dargestellt. Stichtag für die Abstimmungen der Umstellungskonzepte zwischen den Verteiler- und Fernleitungsnetzbetreibern ist hierfür der 01. Oktober 2021. Nach dem 01. Oktober 2021 eingehende Umstellungsänderungen können erst im Umsetzungsbericht 2023 berücksichtigt werden.

9.2 Entwicklung der H-Gas-Versorgung

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen die Notwendigkeit, neben der reduzierten L-Gas-Verfügbarkeit auch die H-Gas-Verfügbarkeit weiterhin zu untersuchen.

Die sich aus der Umsetzung der Energiewende für die Gasinfrastruktur ergebenden Anforderungen werden durch die Fernleitungsnetzbetreiber hinsichtlich der Entwicklung der H-Gas-Versorgung untersucht.

Zusätzlich werden durch die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 die folgenden Punkte dargestellt, die die H-Gas-Versorgung wesentlich beeinflussen:

- Erläuterung der Berücksichtigung der Einspeisekapazitäten (Grenzübergangspunkte, Speicher, Konvertierung, Produktion sowie LNG-Anlagen),
 - Wesentliche Annahmen sind dabei, dass Grenzübergangspunkte grundsätzlich im Rahmen der technisch verfügbaren Kapazitäten berücksichtigt werden und dass für Speicher eine saisonale Beschäftigung angenommen wird, wobei im Spitzenlastfall eine Auslagerung unterstellt wird,

- Aufschlüsselung der Ausspeisekapazitäten auf Bedarfsgruppen (Kraftwerke, Industrie, Verteilernetzbetreiber, Grenzübergangspunkte),
- Ermittlung und Darstellung der H-Gas-Leistungsbilanz bis zum Jahr 2032,
- Ermittlung des Zusatzbedarfs auf Basis der H-Gas-Leistungsbilanz,
- Aufteilung eines etwaigen zusätzlichen Importbedarfs auf einzelne Grenzübergangspunkte sowie Erläuterungen zur Vorgehensweise bei der Aufteilung gemäß H-Gas-Quellenverteilung (vgl. Kapitel 8.2).

9.3 Unterbrechungen

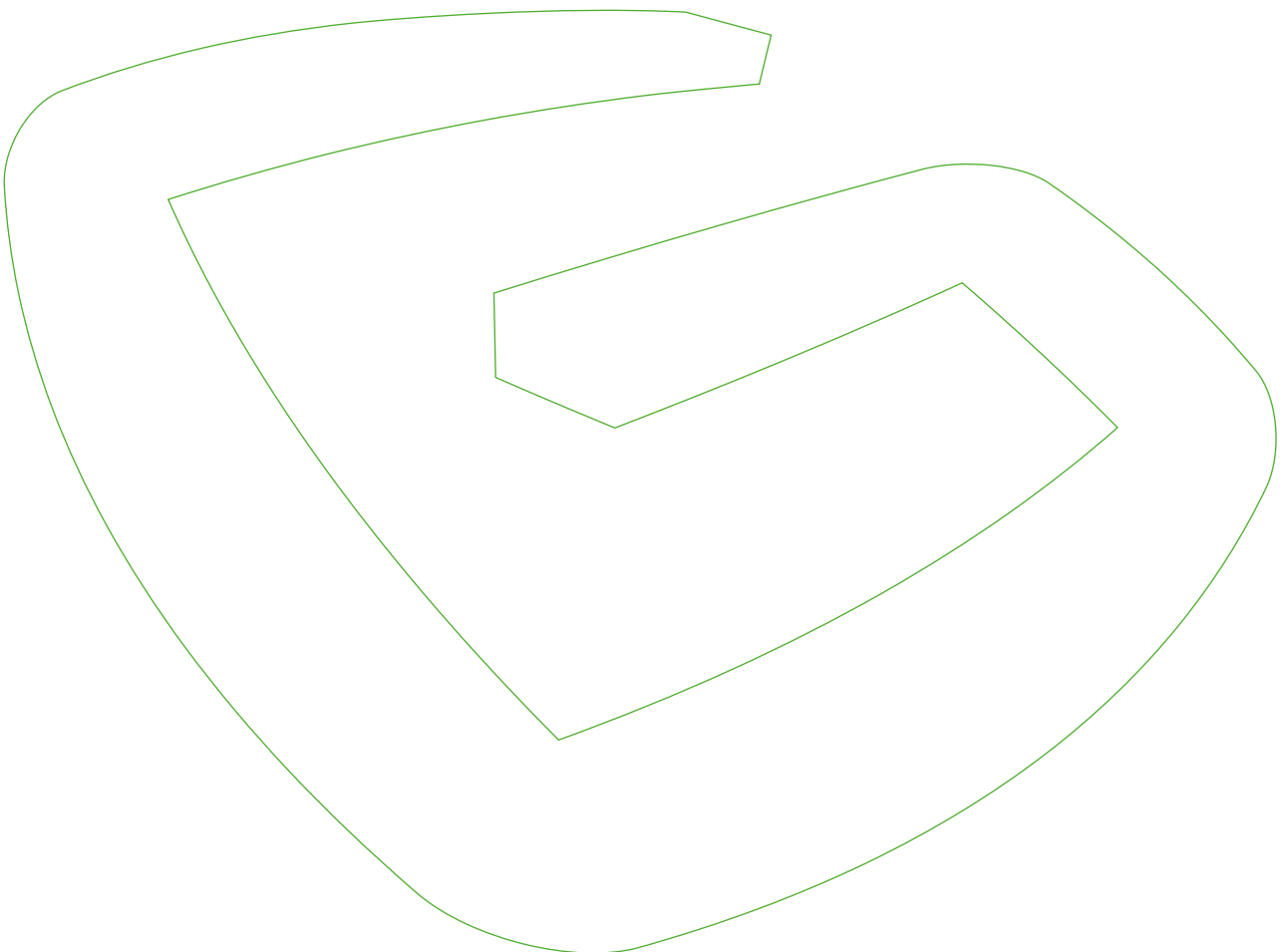
Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in den Netzentwicklungsplänen Gas 2013 bis 2018–2028 detaillierte Untersuchungen historischer Unterbrechungen durchgeführt. Hierzu wurde regelmäßig ausgeführt, dass historische Unterbrechungen allenfalls als Indikation zu weitergehenden Untersuchungen der zukünftigen Entwicklung an den betreffenden Grenzübergangspunkten dienen können. Isoliert betrachtet, stellen historische Unterbrechungen keine Basis für eine Ausbauentcheidung dar. Die Entwicklung zukünftiger Unterbrechungen lässt sich aufgrund der Vielzahl bereits im Bau befindlicher Maßnahmen und regulatorischer Änderungen, wie der Einführung von VIP und insbesondere der Marktgebietszusammenlegung, nicht abschätzen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen explizit darauf hin, dass die geplanten und ungeplanten Unterbrechungen fester und unterbrechbarer Kapazitäten auf den Internetplattformen der Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlicht werden. Darüber hinaus werden Daten zu Unterbrechungen auch auf der ENTSOG-Transparenzplattform veröffentlicht.

Vor diesem Hintergrund verzichten die Fernleitungsnetzbetreiber auf eine gesonderte Auswertung der historischen Unterbrechungen im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032.

Modellierung und Modellierungsvarianten

10



10 Modellierung und Modellierungsvarianten

In diesem Kapitel schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber Modellierungsvarianten für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 vor. Kapitel 10.1 gibt eine Übersicht der vorgesehenen Modellierungsvarianten. Anschließend wird die Modellierung der Basisvariante in Kapitel 10.2 beschrieben. Kapitel 10.3 beschreibt die Modellierung der Wasserstoffvariante. Kapitel 10.4 erläutert die Berechnung des Bedarfs an marktbasierten Instrumenten (im Folgenden NewCap-Rechnung) für die Modellierung der Basisvariante. Die geplante Ausleungsvariante für Baden-Württemberg ist in Kapitel 10.5 beschrieben, gefolgt von Erläuterungen zum Thema Kohleausstieg in Kapitel 10.6. Die Startnetz Kriterien, welche die Fernleitungsnetzbetreiber für die Aufnahme von Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 in das Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 vorsehen, sind in Kapitel 10.7 beschrieben. In Kapitel 10.8 werden die Kriterien für die Einschätzung der Liquidität und die Auswahl von Zuordnungspunkten für neue Kraftwerke dargestellt. Abschließend sind die Kriterien zur Aufnahme von Industriebedarfen in den Netzentwicklungsplan Gas in Kapitel 10.9 beschrieben.

10.1 Übersicht der Modellierungsvarianten

Der vorliegende Szenariorahmen 2022 bildet die Grundlage für die Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032. Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen eine Netzmodellierungsvariante (Basisvariante) vor. Darüber hinaus erfolgt eine Aktualisierung der Versorgungssicherheitsszenarien im L-Gas und H-Gas bis zum Jahr 2032.

Weiterhin verpflichtet die BNetzA die Fernleitungsnetzbetreiber zur Netzmodellierung einer Kohleausstiegsvariante auf Grundlage des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG).

Aufbauend auf dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 setzen die Fernleitungsnetzbetreiber die Integration von Wasserstoff und Grünen Gasen in die bestehende Gasinfrastruktur fort und ermitteln die dazu notwendigen Maßnahmen anhand der Modellierung einer Wasserstoffvariante.

Die Fernleitungsnetzbetreiber stehen durch die gesetzlichen Vorgaben bei der Auswahl der zu berechnenden Modellierungsvarianten für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 vor der Herausforderung einerseits wesentliche zukünftige Entwicklungen abzubilden und sich andererseits bei den Berechnungen auf einen im gegebenen Zeitrahmen darstellbaren Arbeitsumfang zu beschränken. Die Modellierung von Lastflussszenarien und die Bestimmung des hierdurch ausgelösten Ausbaubedarfs ist ein hochkomplexes, aufwendiges und zeitintensives Verfahren. Die Modellierung im gemeinsamen Marktgebiet erhöht die Komplexität und den Abstimmungsaufwand zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern.

Vor diesem Hintergrund sehen die Fernleitungsnetzbetreiber folgende Auswahl und Spezifizierung für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 vor (vgl. Tabelle 29).

Tabelle 29: Modellierungsvarianten im Szenariorahmen 2022

Modellierungs- variante	Basisvariante 2027	Basisvariante 2032	L-Gas- Bilanz 2032	H-Gas- Bilanz 2032	NewCap Basisvariante	
Bezeichnung	B.2027	B.2032	L.2032	H.2032	N.2027, N.2032	
Berechnung	vollständig 2027	vollständig 2032	Bilanzanalyse	Bilanzanalyse	NewCap-Rechnung	
Stichtag	31.12.2027	31.12.2032	01.10.2032	01.10.2032	01.10.2027, 01.10.2032	
Verteilernetz- betreiber (interne Bestellungen)	Startwert: Interne Bestellungen 2022, Entwicklung 2023–2027: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB.	Entwicklung 2028–2032: Konstante Fortschreibung.	Versorgungs- sicherheits- szenario L-Gas 2032, Analyse der langfristigen L-Gas- Bilanzen bis zum Jahr 2032	Versorgungs- sicherheits- szenario H-Gas 2032, Analyse der langfristigen H-Gas- Leistungsbilanz bis zum Jahr 2032	Berechnung der Kosten der Marktbasierten Instrumente (MBI) für die Basisvariante bis zum Jahr 2032	
	H-Gas-Quellen					Zusatzbedarf gemäß Kapitel 8.2 des Szenariorahmens 2022
	GÜP / VIP					Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – SR“, Ausbaubedarf gemäß Kapitel 8 des Szenariorahmens 2022 unter Berücksichtigung des TYNDP
	MBI-Einsatz					Planerischer Einsatz Marktbasierter Instrumente
	L-H-Gas- Umstellung					Modellierung der Umstellungsbereiche einschließlich Umstellungen bis 2033 zur Ermittlung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen bis zum 31. Dezember 2032
Untergrund- speicher	Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – SR“, Neubau gemäß Kapitel 3.3.2: 100 % TaK					
Kraftwerke	Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – SR“, heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Kraftwerke gemäß Kapitel 3.2.1, Neubau gemäß Kapitel 3.2.2 100 % fDZK					
LNG	Neubau gemäß Kapitel 3.4					
Produktion	Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – SR“, unter Be- rücksichtigung der aktuellen BVEG-Prognose gemäß den Kapitel 5 und 9, Neubau gemäß Kapitel 3.5					
Industrie	Bestandskapazitäten werden konstant bis 2032 fortgeschrieben, Berücksichtigung des Zusatzbedarfs gemäß Kapitel 10.9, Ansatz von FZK					
Biomethan und synthetisches Methan	Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – SR“, Neubau gemäß Kapitel 10.2					
Wasserstoff	Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – SR“					

Modellierungs- variante	Wasserstoffvariante 2027	Wasserstoffvariante 2032	Auslegungsvariante Baden-Württemberg 2032 (nur terranets)	Kohleausstiegsvariante
Bezeichnung	W.2027	W.2032	A.2032	K.2030
Berechnung	vollständig 2027	vollständig 2032	vollständig 2032	vgl. Kapitel 10.6
Stichtag	31.12.2027	31.12.2032	31.12.2032	
Verteilernetz- betreiber (interne Bestellungen)	Startwert: Interne Bestellungen 2022, Entwicklung 2023–2027: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der Verteilernetzbetreiber (VNB)	Entwicklung 2028–2032: Konstante Fortschreibung bei Wachstum. Plausible Rückgänge werden berücksichtigt.	Startwert: Interne Bestellungen 2022, Entwicklung 2023–2032: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB der terranets in Baden-Württemberg	
H-Gas-Quellen	wie Basisvariante		Aktualisierung auf Basis des Zusatzbedarfs von terranets ggü. der Basisvariante	
GÜP / VIP	wie Basisvariante			
MBI-Einsatz	keine Berechnung			
L-H-Gas- Umstellung	wie Basisvariante		wie Basisvariante	
Untergrund- speicher				
Kraftwerke				
LNG				
Produktion				
Industrie	Bestandskapazitäten werden konstant bis 2032 fort- geschrieben, Berücksichtigung des Zusatzbedarfs gemäß Kapitel 10.9, Ansatz von FZK; Die im Rahmen der MoU-Gespräche identifizierten Substitutionen von Methan auf Wasserstoff werden in der Methanmodel- lierung der Wasserstoffvariante reduzierend angesetzt.			
Biomethan und synthetisches Methan	wie Basisvariante			
Wasserstoff	Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – SR“, Berücksichtigung von konkreten Projekten der Marktabfrage WEB, sofern bis zum 01. Oktober 2021 ein MoU (gemäß Kapitel 3.6) abgeschlossen wird, Modellierung gemäß Kapitel 10.3			

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

10.2 Erläuterung der Basisvariante für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Im Folgenden werden die Vorgehensweise und Eingangsgrößen der Basisvariante beschrieben:

- Vollständige Berechnung für die Jahre 2027 und 2032.
- Stichtag für die Berechnung der Netzausbaumaßnahmen ist der 31. Dezember des jeweiligen Jahres. Dementsprechend werden die Inbetriebnahmetermine der Netzausbaumaßnahmen in der Regel auf den 31. Dezember des Berechnungsjahres festgelegt.
- **Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber:**
Die BNetzA hat mit ihrer Entscheidung vom 11. Dezember 2015 zur Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016–2026 (Tenor 6a.) die Berücksichtigung des Kapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber verpflichtend vorgegeben. Daher sehen die Fernleitungsnetzbetreiber für den Szenariorahmen 2022 eine entsprechende Berücksichtigung vor. Mit der Entscheidung der BNetzA entfällt der direkte Bezug zu einem Gasbedarfsszenario des Szenariorahmens 2022. Die dort angesetzten politischen Vorgaben und hier insbesondere die Klimaschutzziele werden somit nicht in vollem Umfang berücksichtigt.
 - Startwert: Interne Bestellungen des Jahres 2022.
 - Entwicklung 2023 bis 2027: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der Verteilernetzbetreiber gemäß § 16 der Kooperationsvereinbarung bis einschließlich 2027.
 - Entwicklung 2028–2032: Konstante Fortschreibung.
- **Hinsichtlich der Plausibilisierung wenden die Fernleitungsnetzbetreiber folgende Vorgehensweise an:**
 - Liegt der Prognosewert für 2027 über bzw. unter dem Bestellwert für das Jahr 2022, so ist eine nachvollziehbare Begründung seitens des Verteilernetzbetreibers hierzu erforderlich. Zur Plausibilisierung werden die von den Verteilernetzbetreibern in Teil B des Formulars zur internen Bestellung angegebenen Prämissen der Langfristprognose (unterstellte sektorale Entwicklungen einschließlich nachvollziehbarer Begründungen) von den Fernleitungsnetzbetreibern herangezogen. Bei fehlenden oder nicht nachvollziehbaren Begründungen wird der Fernleitungsnetzbetreiber gemäß KoV X § 16 Abs. 3 den Verteilernetzbetreiber kontaktieren, um eine abgestimmte Prognose zu entwickeln. Sollte es nicht zu einer gemeinsamen Einschätzung des Kapazitätsbedarfs kommen, ist ggf. die Einbeziehung der BNetzA erforderlich.
- **Gasaustausch mit Nachbarländern an den Grenzübergangspunkten und H-Gas-Quellen:**
 - Bestandskapazitäten gemäß NEP-Gas-Datenbank-Zyklus „2022 – SR“.
 - Verteilung des etwaigen Zusatzbedarfs nach H-Gas-Quellenverteilung (vgl. Kapitel 8.2) auf Grenzübergangspunkte.
- **Untergrundspeicher:**
 - Berücksichtigung der Bestandsspeicher gemäß NEP-Gas-Datenbank-Zyklus „2022 – SR“.
 - Berücksichtigung von neuen Speichern bzw. Speichererweiterungen entsprechend Kapitel 3.3.2 in Höhe der angefragten Leistung als 100 % feste temperaturabhängige Kapazität (TaK).
- **Kraftwerke:**
 - Berücksichtigung der Bestandskraftwerke gemäß NEP-Gas-Datenbank-Zyklus „2022 – SR“.
 - Berücksichtigung von systemrelevanten Kraftwerken am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber entsprechend Kapitel 3.2.1.
 - Berücksichtigung von neuen Kraftwerken entsprechend Kapitel 3.2.2 unter Berücksichtigung der Kriterien in Höhe der angefragten Leistung mit 100 % fDZK.
- **LNG-Anlagen:**
 - Berücksichtigung gemäß Kapitel 3.4.2.

- **Produktion:**

- Berücksichtigung der Bestandskapazitäten gemäß NEP-Gas-Datenbank-Zyklus „2022 – SR“ unter Berücksichtigung der aktuellen BVEG-Prognose gemäß den Kapiteln 5 und 9
- Berücksichtigung von neuen Produktionseinspeisungen in das Netz der Fernleitungsnetzbetreiber entsprechend Kapitel 3.5 in Höhe der angefragten Leistung.

- **Industrie:**

- Fortschreibung der Bestandskapazitäten bis 2032 (konstanter Kapazitätsbedarf), sofern durch die Industriekunden keine abweichenden Kapazitätsmeldungen vorliegen.
- Berücksichtigung des von Industriekunden angefragten verbindlichen Zusatzbedarfs, soweit die Anfrage bis zum 15. Juli 2021 bei den Fernleitungsnetzbetreibern eingegangen ist. Eine Plausibilisierung des angefragten Zusatzbedarfs ist bis zum 31. August 2021 vorgesehen.
- Berücksichtigung des Zusatzbedarfs gemäß Kapitel 10.9

- **Biomethan und synthetisches Methan im Sinne des § 3 Nummer 10f EnWG:**

- Bestand: Einspeisungen in das Fernleitungsnetz werden gemäß Datenbankzyklus „2022 – SR“ angesetzt.
- Marktabfrage WEB und Grüne Gase: Die Fernleitungsnetzbetreiber prüfen die Projektmeldungen zur Berücksichtigung in der Basisvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 nur, wenn bis zum 01. Oktober 2021 der Prozess zum Netzanschlussbegehren bei dem verantwortlichen Fernleitungsnetzbetreiber abgeschlossen ist.

- **Wasserstoff:**

- Bestandskapazitäten werden gemäß Datenbankzyklus „2022 – SR“ angesetzt.

- **L-H-Gas-Umstellung:**

- Modellierung der Umstellungsbereiche einschließlich Umstellungen bis 2033 zur Ermittlung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen bis zum 31. Dezember 2032.

- **L-Gas-Bilanz 2032:**

- Analyse der langfristigen L-Gas-Bilanzen bis zum Jahr 2032, vgl. Kapitel 9.1.

- **H-Gas-Bilanz 2032:**

- Analyse der langfristigen H-Gas-Leistungsbilanz bis zum Jahr 2032, vgl. Kapitel 9.2.

10.3 Erläuterung der Wasserstoffvariante für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Die Integration von Wasserstoff und Grünen Gasen in die bestehende Gasinfrastruktur gewinnt zur Erreichung der Klimaschutzziele zunehmend an Bedeutung. Für die effiziente und zeitnahe Integration von Wasserstoff und Grünen Gasen ist neben der Ertüchtigung der bestehenden Gasinfrastruktur auf steigende Wasserstoffanteile die Umstellung bestehender Gas- und Speicherinfrastrukturen von Erdgas auf Wasserstoff von wesentlicher Bedeutung.

Die Integration Grüner Gase und der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur als Teil der Energieversorgungsinfrastruktur sind im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 zu berücksichtigen, um rechtzeitig die Weichen für die Anforderungen der Energieversorgung von morgen zu stellen.

Die Wasserstoffvariante besteht aus zwei aufeinander aufbauenden Modellierungsbestandteilen, der Methanmodellierung und der Wasserstoffmodellierung. Bei der Modellierung haben die Fernleitungsnetzbetreiber ausschließlich die Projekte einbezogen, welche an das Fernleitungsnetz angeschlossen werden sollen.

Eine Erläuterung der Vorgehensweise bei der Modellierung findet sich in Kapitel 7.1.

Die Wasserstoffvariante wird durch die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 unter folgenden Prämissen modelliert:

- Vollständige Berechnung für die Jahre 2027 und 2032
- Stichtag für die Berechnung der Netzausbaumaßnahmen ist der 31. Dezember des jeweiligen Jahres.

• **Hierbei werden folgende wesentliche Eingangsgrößen identisch zu den Vorgaben der Basisvariante angesetzt:**

- › Gasaustausch mit Nachbarländern an den Grenzübergangspunkten und H-Gas-Quellen
- › Unterspeicherung
- › Kraftwerke
- › LNG-Anlagen
- › Biomethan und synthetisches Methan
Marktabfrage WEB und Grüne Gase: Die Fernleitungsnetzbetreiber prüfen die Projektmeldungen zur Berücksichtigung in der Methanmodellierung der Wasserstoffvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 nur, wenn bis zum 01. Oktober 2021 der Prozess zum Netzanschlussbegehren bei dem verantwortlichen Fernleitungsnetzbetreiber abgeschlossen ist.
- › L-H-Gas-Umstellung

• **Bei den folgenden wesentlichen Eingangsgrößen gibt es Abweichungen zu den Vorgaben der Basisvariante:**

- › Verteilernetzbetreiber: Entwicklung 2028–2032: Bei steigender Langfristprognose nach 2027 wird der Wert für 2027 konstant fortgeschrieben. Plausible Rückgänge, z. B. durch die Substituierung von Erdgas durch Wasserstoff, werden berücksichtigt.
- › Industrie: Die im Rahmen der MoU-Gespräche identifizierten Substitutionen von Methan auf Wasserstoff werden in der Methanmodellierung der Wasserstoffvariante reduzierend angesetzt.
- › Wasserstoff Entwicklung bis 2032: Projekte mit konkreten Umsetzungsabsichten aus der Marktabfrage WEB und Grüne Gase, welche die Kriterien gemäß Kapitel 3.6.1 erfüllen, werden berücksichtigt, sofern bis zum 01. Oktober 2021 ein MoU vorliegt.

• **Wasserstoffbilanz 2032:**

- › Analyse der langfristigen Wasserstoffleistungsbilanz bis zum Jahr 2032, vgl. Kapitel 7.3.

10.4 Erläuterung der NewCap-Rechnung für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Gemäß GasNZV sind die beiden deutschen Marktgebiete NCG und GASPOOL bis spätestens 01. April 2022 zu einem Marktgebiet zusammenzulegen. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden die Zusammenlegung zum 01. Oktober 2021 umsetzen.

Mit dem neuen gemeinsamen Marktgebiet entsteht einer der attraktivsten und liquidesten Gashandelsplätze Europas. In Zusammenarbeit mit den Marktgebietsverantwortlichen sowie den Marktteilnehmern und der BNetzA haben die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber an der Ausgestaltung dieses neuen Marktgebietes gearbeitet und stehen kurz vor der Finalisierung.

10.4.1 Kapazitätsgerüst für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Entsprechend der Formulierung von § 21 GasNZV ist es das erklärte Ziel, durch die Zusammenlegung der bisherigen Marktgebiete „die Liquidität des Gasmarktes zu erhöhen“. In Erfüllung dieser gesetzlichen Vorgabe ist es somit geboten, die in den beiden getrennten Marktgebieten GASPOOL und NCG vorhandenen Kapazitäten, sofern in Höhe und Qualität möglich, weitgehend in Kapazitäten in einem deutschlandweiten Marktgebiet zu überführen.

Wie bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 beschrieben, ist diese Aufwertung der Kapazitäten aufgrund der deutlichen Vergrößerung des Marktgebietes jedoch nicht ohne Investitionsmaßnahmen oder die Nutzung anderer Instrumente zu gewährleisten. Da nennenswerte Investitionsmaßnahmen bis zur Umsetzung der Marktgebietszusammenlegung nicht realisierbar sind und darüber hinaus wenig effizient erscheinen, wurden durch die Fernleitungsnetzbetreiber Methoden zum Erhalt der Kapazitäten auch ohne weitere bauliche Maßnahmen unter dem Gesichtspunkt einer sicheren und zugleich kosteneffizienten Energieversorgung entwickelt. Kernpunkt dieser Methodenentwicklung ist der Einsatz sogenannter Marktbasierter Instrumente (MBI).

10.4.2 NewCap im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 wird die Ermittlung der Ausbaumaßnahmen aufgrund der neuen Systematik in einem Marktgebiet analog zum Vorgehen im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 durchgeführt. Es wird dazu im Rahmen der Modellierung eine Bewertung stattfinden, ob der Einsatz von MBI oder ein Ausbau des Netzes vorteilhaft ist.

Die Berechnungen im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 erfolgen für die Basisvariante.

10.4.3 Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs

Im Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 macht die BNetzA den Fernleitungsnetzbetreibern folgende Vorgaben:

„Wie von der Bundesnetzagentur bereits im Verfahren KAP+ geäußert, soll bereits der kommende Szenariorahmen für den NEP Gas 2022–2032 Erkenntnisse über den Bedarf an festen frei zuordenbaren Kapazitäten in einem deutschlandweiten Marktgebiet abbilden. Die Bundesnetzagentur fordert die Fernleitungsnetzbetreiber daher auf, die Diskussion über den langfristigen Kapazitätsbedarf weiterzuführen. Langfristiges Ziel des Prozesses ist es, einen mit dem Markt abgestimmten und hinreichend nachvollziehbaren Kapazitätsbedarf in einem deutschlandweiten Marktgebiet spätestens im Szenariorahmen für den NEP Gas 2024–2034 festzulegen.“

Dazu haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 bereits folgendes ausgeführt: „Vielmehr schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, erst Erfahrungen mit den Jahresauktionen 2020 und 2021 und den unterjährigen Buchungen des Gaswirtschaftsjahres 2021/2022 zu sammeln, um eine valide Basis für die Entwicklung von Kriterien zu schaffen. Darüber hinaus sollte die Testphase des Überbuchungs- und Rückkaufsystems (zumindest ein aussagefähiger Teil davon) genutzt werden, um auf Basis der Erkenntnisse eine fundierte, sachgerechte Abwägung zwischen dem Überbuchungs- und Rückkaufsystem auf der einen Seite und dem § 9 Abs. 3 GasNZV auf der anderen Seite zu ermöglichen.“

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind weiterhin der Ansicht, dass ein Bewerten und damit auch Aufstellen von Kriterien erst nach dem Gaswirtschaftsjahr 2021/22 sinnvoll möglich ist. Darüber hinaus sollte die grundsätzliche Frage nach der zukünftigen Anwendung entsprechend § 9 (4) oder § 9 (3) GasNZV geklärt sein. Damit eng verbunden ist die Frage der Kostenanerkennung – die Kosten für MBI müssen nach Ansicht der Fernleitungsnetzbetreiber ergebnisneutral für die Fernleitungsnetzbetreiber wirken und dürfen den Effizienzvergleich nicht beeinflussen.

Ungeachtet dessen haben die Fernleitungsnetzbetreiber den Konsultationsprozess zum Szenariorahmen 2022 genutzt, um die Marktteilnehmer hinsichtlich ihrer Vorstellungen zu möglichen Kriterien für einen langfristigen Kapazitätsbedarf bereits jetzt mit einzubeziehen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber stellten folgende Fragen zur Konsultation:

- Inwiefern sehen die Marktteilnehmer die Auktionsergebnisse für die langfristigen Produkte als einen Indikator für ein Maß des Kapazitätsbedarfs in einem deutschlandweiten Marktgebiet an?
- Wie sehen die Marktteilnehmer die Rolle der Kurzfristbuchungen in der Bestimmung von Kriterien für den langfristigen Kapazitätsbedarf?
- Welche Kriterien spielen neben den Auktionsergebnissen und möglicherweise den Kurzfristbuchungen eine weitere Rolle?

10.5 Erläuterungen zur Auslegungsvariante für Baden-Württemberg

Hintergrund der Betrachtung einer Auslegungsvariante für Baden-Württemberg ist das Zusammenspiel aus kontinuierlich steigendem Kapazitätsbedarf sowie die bereits hohe Auslastung des Hochdrucknetzes in Baden-Württemberg.

Die erstmalige Berücksichtigung im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 ermöglichte es terranets bw in ihrer Netzplanung sicherzustellen, dass das anhaltende Kapazitätswachstum der Verteilernetze in vollem Maße Eingang fand.

Dabei sind die Entwicklungen innerhalb der Verteilernetze signifikant. In Baden-Württemberg bilden diese den größten Anteil der bereitzustellenden Gaskapazitäten für terranets bw. Zuwächse von 10 % innerhalb von zehn Jahren machen diese Entwicklungen zu einem wesentlichen Bestandteil der Netzausbauplanung. Aktuelle Analysen bestätigen die Prognosen der Verteilernetzbetreiber und lassen darüber hinaus die weitere Verdichtung von Neuanschlüssen im Wärmemarkt erwarten.

Abweichend von der Basisvariante betrachtet die Auslegungsvariante daher nur das Modellierungsjahr 2032 unter Verwendung der 10-Jahres-Prognose der Verteilernetzbetreiber im baden-württembergischen Netzgebiet der terranets bw, statt eine konstante Fortschreibung ab 2027.

terranets bw führt eine vollständige Modellierung und Ermittlung der erforderlichen Maßnahmen und deren Dimensionierung in ihrem Netzgebiet durch. Dabei stimmt terranets bw die Übergabeleistungen an den vorhandenen Netzkopplungspunkten mit den strömungsmechanisch vorgelagerten Fernleitungsnetzbetreibern bayernets, Fluxys TENP, GASCADE, GRTgaz Deutschland und Open Grid Europe ab. Die Indikation der zusätzlichen Übergabeleistungen wird im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 transparent dargestellt.

10.6 Erläuterungen zum Kohleausstieg

Im Jahr 2020 wurde das Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz, KVBG) beschlossen. Mit dem „Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung“ wurden die energiepolitischen Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (Kohlekommission) umgesetzt, die Kohleverstromung in Deutschland schrittweise zu verringern und bis spätestens Ende 2038 vollständig zu beenden.

Die BNetzA hat durch dieses Gesetz verschiedene Aufgaben zur Umsetzung des Kohleausstiegs erhalten. Dementsprechend hat die BNetzA gemäß § 54 Abs. 4 KVBG zu ermitteln, ob die vorhandenen Gasversorgungsnetze ausreichen, um Stein- und Braunkohleanlagen eine Umrüstung auf den Energieträger Gas zu ermöglichen. Für diese Überprüfung verpflichtet die BNetzA die Fernleitungsnetzbetreiber, im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032, eine entsprechende Netzmodellierung anhand festgelegter Kriterien durchzuführen.

Die Gespräche zwischen der BNetzA und den Fernleitungsnetzbetreibern für die Kriterienentwicklung und die Ausgestaltung der Kohleausstiegsvariante wurden bis zum Ende der Konsultation des Szenariorahmens finalisiert. Die Kohleausstiegsvariante wird nach Abstimmung mit der BNetzA außerhalb des Netzentwicklungsplans Gas behandelt.

10.7 Kriterien für die Aufnahme von Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 in das Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032

Das Startnetz bildet die Basis für die Modellierungen der Fernleitungsnetze zur Ermittlung des zusätzlich erforderlichen Netzausbaubedarfs.

Das für die Modellierung der Fernleitungsnetze definierte Startnetz umfasst den aktuellen Bestand des Fernleitungsnetzes, in Betrieb genommene Maßnahmen gegenüber den vorhergehenden Netzentwicklungsplänen Gas und gegenüber den vorhergehenden Umsetzungsberichten sowie im Bau befindliche Maßnahmen.

Darüber hinaus beabsichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber, analog der bisherigen Vorgehensweise, weitere ausgewählte Maßnahmen aus den vorhergehenden Netzentwicklungsplänen Gas in das Startnetz aufzunehmen. Für die Auswahl von zusätzlichen Maßnahmen für das Startnetz des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 sollen die folgenden Kriterien des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 zum Stichtag 01. Januar 2022 verwendet werden:

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

Die in das Startnetz aufgenommenen Maßnahmen werden in der Netzsimulation so behandelt, wie bereits bestehende Leitungen und Anlagen des Bestandsnetzes. In das Startnetz aufgenommene Maßnahmen können somit nicht mehr Ergebnis der Modellierung werden. Faktisch erhalten sie damit den Status des Bestandsnetzes.

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

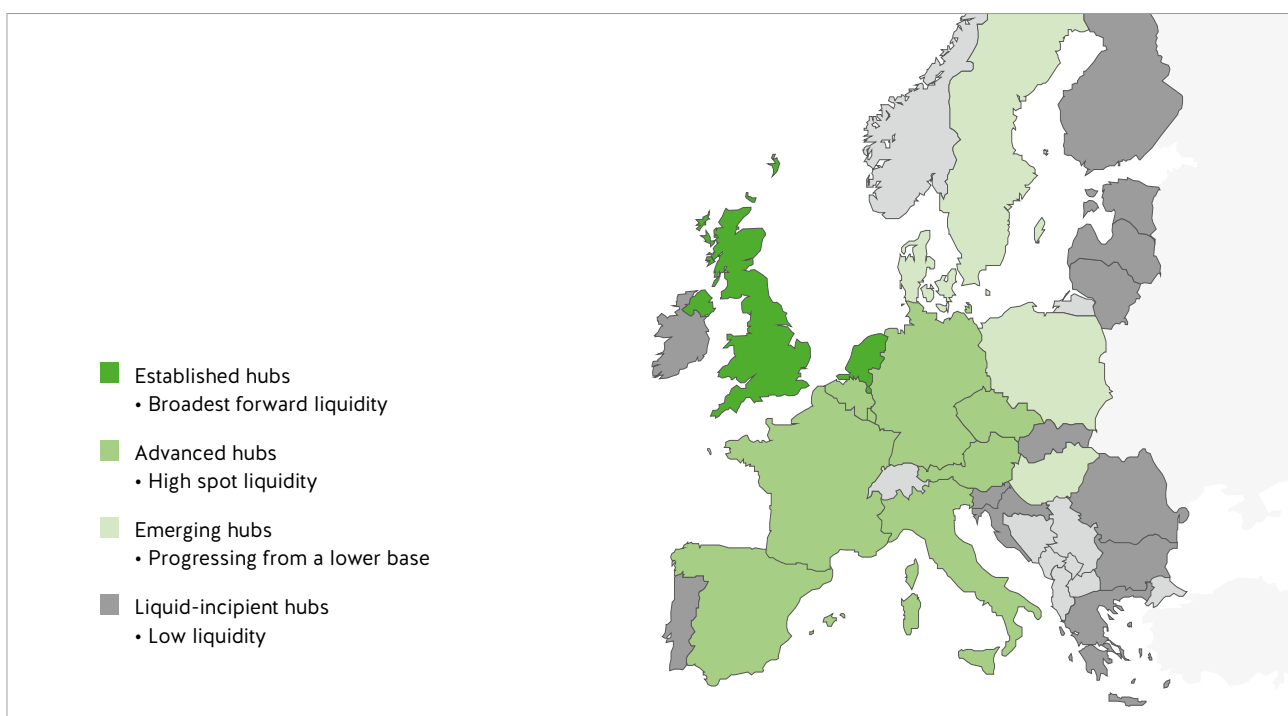
Die Fernleitungsnetzbetreiber setzen seit dem Netzentwicklungsplan Gas 2013 in Abstimmung mit der BNetzA für die Versorgung von neuen Kraftwerken das effiziente Kraftwerksprodukt fDZK (feste dynamisch zuordenbare Kapazität) an.

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

Liquidität von virtuellen Handelspunkten

Zur Einschätzung der Liquidität von virtuellen Handelspunkten möchten die Fernleitungsnetzbetreiber auf den aktuellen „2020 Market Monitoring Report“ der europäischen Regulierungsbehörde ACER verweisen (vgl. Abbildung 25).

Abbildung 25: Liquidität von Gasmärkten gemäß ACER Market Monitoring Report 2019



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber in Anlehnung an ACER

Gemäß ACER lässt 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.

ACER schreibt hierzu u. a.: „Trading activity at hubs continued to advance in 2019 and has become central to most gas markets [...] TTF (Title Transfer Facility) in the Netherlands and NBP in the UK continue to be the two most liquid and competitive trading hubs [...] A level below are other NWE and some Mediterranean and CEE hubs where spot markets are liquid and competitive [...]”.

Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber ist damit die Liquidität der aktuell verwendeten Zuordnungspunkte Eynatten (Belgien), Wallbach (Italien über Schweiz) und Überackern (Österreich) gegeben.

Für die Zuordnungspunkte Dornum (Norwegen, von ACER nicht betrachtet), Greifswald (Russland) und Malinow (Polen, Status „Improving Liquidity“) sehen die Fernleitungsnetzbetreiber die Liquidität als wesentliche Importpunkte für norwegisches und russisches Erdgas als gesichert an.

Für den Zuordnungspunkt Ellund (Dänemark, Status „Improving Liquidity“) sehen die Fernleitungsnetzbetreiber ebenfalls eine ausreichende Liquidität. Die mindestens gleichbleibende Verfügbarkeit von Erdgas und den Trend hin zu möglicherweise erhöhten verfügbaren Kapazitäten wurde anhand der Analysen des dänischen Netzbetreibers Energinet.dk (ENDK) ersichtlich. Diese wurden im Kapitel 8.3 dargestellt.

Verfügbarkeit von Speichern

Speicher leisten einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit und Systemstabilität, da sie technisch in der Lage sind, bei Höchstlast oder im Fall eines physischen Engpasses im Netz schnell und lokal größere Gasmengen zur Verfügung zu stellen.

Sie stellen damit für das Kraftwerksprodukt grundsätzlich geeignete Zuordnungspunkte dar, da im Anforderungsfall (kein Gasbezug über den virtuellen Handelspunkt möglich) die Verfügbarkeit von Gas hinreichend gesichert werden kann. Zudem ist das Gas physisch vor Ort und muss nicht aus dem Ausland beschafft und antransportiert werden.

Auswahl von Zuordnungspunkten für neue Kraftwerke

Neben einer ausreichenden Liquidität und Verfügbarkeit 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.
- H-Gas-Quellenverteilung: Verfügbarkeit von zusätzlichem Gas im Bedarfsfall gemäß den Prämissen der H-Gas-Quellenverteilung.
- Diversifizierung: Von den Fernleitungsnetzbetreibern wird insgesamt eine Diversifizierung der Zuordnungspunkte angestrebt. Eine Verteilung auf unterschiedliche Punktarten (GÜP, Speicher) und verschiedene netzdienliche Bezugsrichtungen (vgl. vorherige Abschnitte) stellt den operativen Betrieb sicher.

Anhand dieser Kriterien werden die Fernleitungsnetzbetreiber für die neuen Kraftwerksbedarfe im Rahmen der Modellierung Zuordnungspunkte festlegen sowie für die Kraftwerke, die bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 einen Zuordnungspunkt hatten, diesen auf Aktualität überprüfen.

10.9 Kriterien zur Aufnahme von Industriebedarfen in den Netzentwicklungsplan Gas

Eine Privilegierung von Industriebedarfen analog der Zusatzbedarfe von Kraftwerken, Speichern und LNG-Anlagen sowie der Produktion ist in der GasNZV nicht vorgesehen. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden für die Realisierung von zuordenbaren Netzausbaumaßnahmen für Industriebedarfe eine Vorgehensweise in Anlehnung an § 39 GasNZV anwenden. Um die Bedarfe nach zusätzlichen Kapazitäten für Industriekunden im Netzentwicklungsplan Gas zu berücksichtigen, haben die Fernleitungsnetzbetreiber die nachfolgenden Kriterien aufgestellt.

Der Zusatzbedarf von Industriekunden wird von dem jeweils angefragten Fernleitungsnetzbetreiber einer netzplanerischen Prüfung unterzogen, sofern die Bedarfsmeldung dem Fernleitungsnetzbetreiber bis zum 15. Juli 2021 vorgelegen hat.

- Ist der Zusatzbedarf ausbaufrei darstellbar, kann der Transportkunde die Kapazitäten entsprechend seines Zusatzbedarfs buchen. Für neue Netzknoten, die noch nicht auf einer Kapazitätsplattform veröffentlicht sind, erfolgt eine vertragliche Regelung der Kapazitätsbuchung. Die somit gebuchte Kapazität wird im Weiteren als Bestandskapazität berücksichtigt.
- Kann der Zusatzbedarf nicht ausbaufrei dargestellt werden, wird dieser Bedarf in den Prozess der Netzentwicklungsplanung eingebracht.

Berücksichtigung im Netzentwicklungsplan Gas

Grundsätzlich schreiben die Fernleitungsnetzbetreiber die Bestandskapazitäten für Industriekunden im Rahmen der Netzentwicklungsplanung konstant fort, sofern keine abweichende Kapazitätsmeldungen vorliegen. Damit ist sichergestellt, dass der bestehende Kapazitätsbedarf der Industriekunden in der Zukunft bei der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt wird.

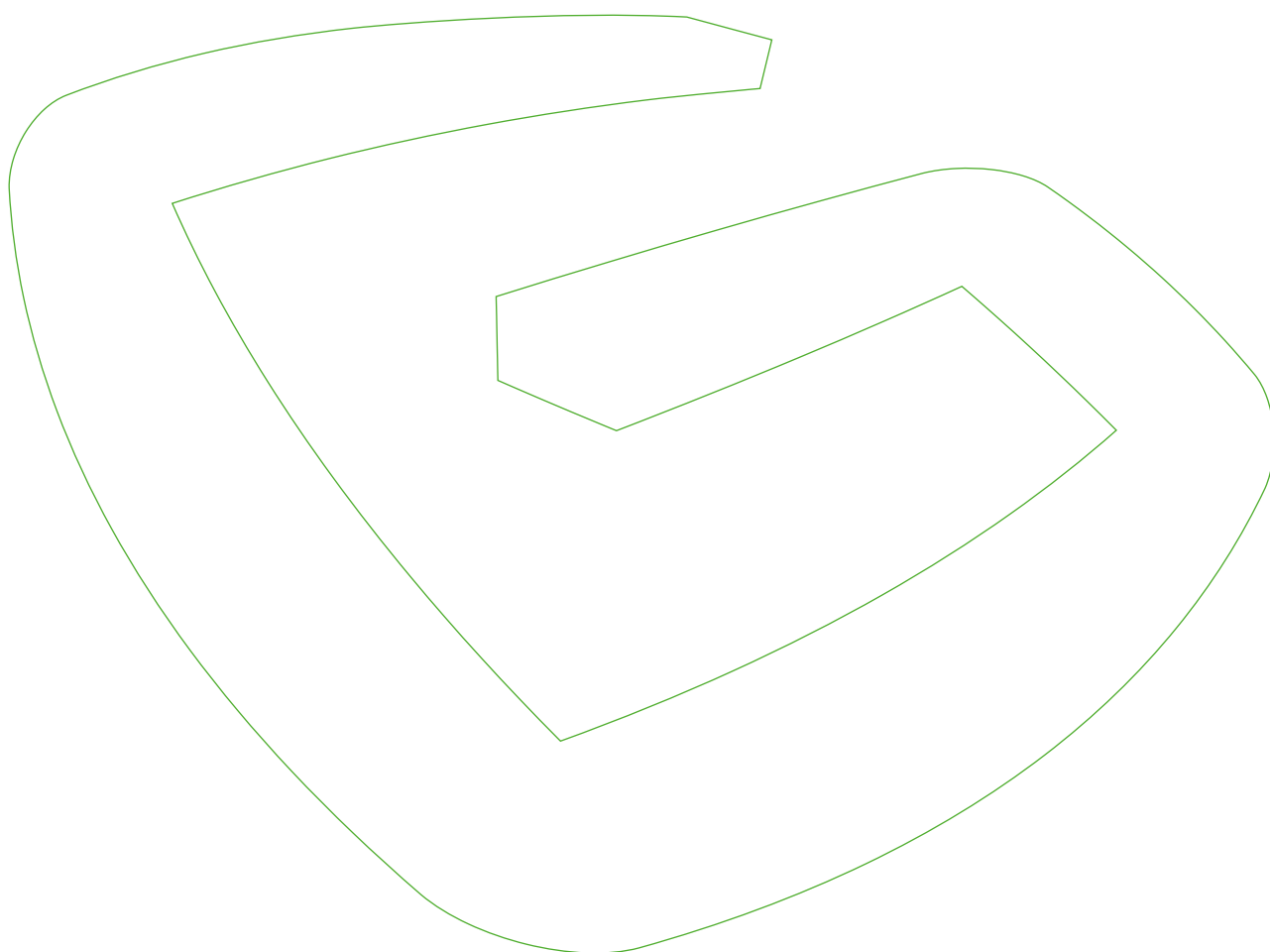
Der Zusatzbedarf, der nicht ausbaufrei dargestellt werden kann, wird von den Fernleitungsnetzbetreibern in der Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 berücksichtigt, sofern die Bedarfsmeldung den Fernleitungsnetzbetreibern bis zum 15. Juli 2021 vorgelegen hat.

Bis zum 31. August 2021 ist eine Plausibilisierung des angefragten Zusatzbedarfs durch die Fernleitungsnetzbetreiber vorgesehen. Die Plausibilisierung erfolgt beispielsweise im Hinblick auf Vollständigkeit und Nachvollziehbarkeit der Anfrage, wie der Kapazitätshöhe, dem Zeitpunkt der ersten Gasabnahme, der Lage des Anschlusspunktes, der Kurzdarstellung des geplanten Projektes, dem aktuellen Stand im Genehmigungsverfahren.

Der gemeldete und plausibilisierte Zusatzbedarf wird im Weiteren in der Modellierung berücksichtigt. Die zur Bereitstellung der Kapazitäten erforderlichen Maßnahmen werden von den Fernleitungsnetzbetreibern ausgewiesen und möglichst jedem Zusatzbedarf zugeordnet.

Die Umsetzung der jeweiligen Maßnahmen durch die Fernleitungsnetzbetreiber stehen unter der Bedingung, dass ein Realisierungsfahrplan mit dem anfragenden Industriekunden abgeschlossen wird und eine vertragliche Regelung über eine langfristige Buchung erfolgt.

Anlagen



Anlage 1: NEP-Gas-Datenbank

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die NEP-Gas-Datenbank für den Szenariorahmen 2022 aktualisiert und stellen diese der Öffentlichkeit unter <http://www.nep-gas-datenbank.de> zur Verfügung.

Die NEP-Gas-Datenbank beinhaltet für den Zyklus des Szenariorahmens 2022 (Name des Zyklus in der NEP-Gas-Datenbank: „2022 – SR“) folgende Informationen für die Basisvariante:

- Kapazitäten (Grenzübergangspunkte/VIP, Speicher, Kraftwerke, LNG-Anlagen, Industrie, Produktion, Biomethan, synthetisches Methan, Wasserstoff)

Die Basisvariante bildet die Grundlage für die Wasserstoffvariante und die Auslegungsvariante Baden-Württemberg. Zusätzliche Kapazitätsangaben für die Wasserstoffvariante, insbesondere für Wasserstoff und die Projektmeldungen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase, erfolgen erst nach Abschluss der MoU zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032. Gleiches gilt für die Auslegungsvariante Baden-Württemberg. Auch hier werden die zusätzlichen Informationen (Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber am Netz der terranets bw in Baden-Württemberg) zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 ergänzt.

In der NEP-Gas-Datenbank werden die Kapazitäten jeweils zum 01. Januar des jeweiligen Jahres dargestellt. So sind beispielsweise für das Jahr 2032 die Kapazitäten zum 01. Januar 2032 ausgewiesen. In der Modellierung zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 werden für das Jahr 2027 Ausbaumaßnahmen ermittelt, die zum Teil erst zum Jahresende 2027 abgeschlossen sein können (Realisierungszeiträume von bis zu sechs Jahren). Deshalb ist es geplant, die Kapazitäten für den 01. Januar 2028 in der Modellierung anzusetzen. Aus Konsistenzgründen wird daher für das Modellierungsjahr 2032 ebenfalls der 31. Dezember 2032 zugrunde gelegt. Deshalb ist es geplant, die Kapazitäten für den 01. Januar 2033 in der Modellierung anzusetzen.

In der NEP-Gas-Datenbank findet sich zudem unter folgendem Link die vollständige Gaskraftwerksliste: <https://www.nep-gas-datenbank.de:8080/app/#!/stammdaten/netzanschlusspunkte/kraftwerke>

Gemäß dem Beschluss der Bundesnetzagentur „Genehmigung eines Überbuchungs- und Rückkaufsystems der Fernleitungsnetzbetreiber für das Angebot zusätzlicher Kapazitäten im deutschlandweiten Marktgebiet („KAP+“) (Az.: BK7-19-037) wenden die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Zusammenlegung der Marktgebiete ein Überbuchungssystem an. Das Überbuchungs- und Rückkaufsystems ist erforderlich, da die technische Kapazität nach der Marktgebietszusammenlegung nicht mehr in dem Umfang wie bisher zur Verfügung steht. Die vermarktbare Kapazität setzt sich gemäß dem oben genannten Beschluss aus technischer Kapazität und Zusatzkapazität zusammen.

Die im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 und der zugehörigen NEP-Gas-Datenbank angegebenen Kapazitäten (TVK) beinhalten dementsprechend sowohl technische Kapazität als auch Zusatzkapazität.

Anlage 2: Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase

Detaillierte Informationen zu den Projektmeldungen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase sind auf der Website des FNB Gas in Form einer Excel-Datei veröffentlicht:

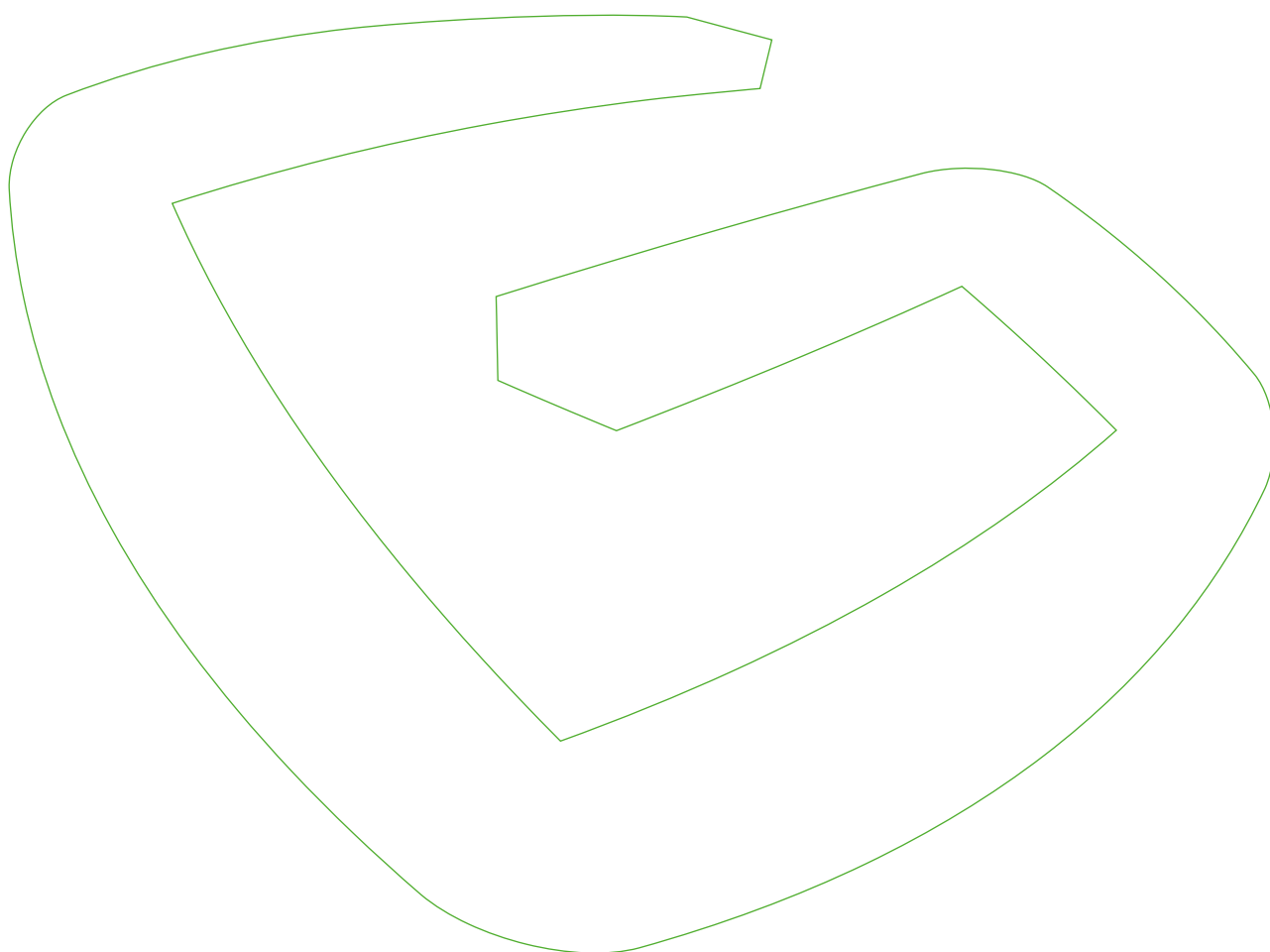
<https://www.fnb-gas.de/netzentwicklungsplan/szenariorahmen/szenariorahmen-2022/>

Anlage 3: Auswertung der Stellungnahmen

Kapitel	Inhalt: Konsultationsdokument Szenariorahmen	Stellungnahmen-Häufigkeit		
		selten (bis 5)	häufig (6–10)	sehr häufig (>10)
	Übergeordnete Themen			
	• (Integrierte) Netzentwicklungsplanung			x
1	Einleitung			
2	Zeitlicher Ablauf Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032			
3	Kapazitätsbedarfe gemäß 38/39 GasNZV – Marktabfrage WEB und Grüne Gase			
	• Marktabfrage WEB			x
	• Entwicklung von Kapazitäten			x
	• Weitere Themen (Einzelmeldungen)		x	
4	Gasbedarfsentwicklung			
	• Auswahl der Szenarien, Berücksichtigung der aktuellen Klimaziele			x
5	Gasaufkommen			
6	Vergleich Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland			
7	Wasserstoff und Grüne Gase			
	• Beimischung von Wasserstoff		x	
	• Umstellung von Methan- auf Wasserstoffleitungen	x		
	• Input zur Wasserstoffquellenverteilung		x	
8	Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern			
9	Versorgungssicherheit			
	• Wiederaufnahme der Unterbrechungsanalyse (Transparenz)	x		
10	Modellierung und Modellierungsvariante			
	• Verknüpfung der Modellierung mit der tatsächlichen Bedarfsentwicklung			x
	• Langfristiger Kapazitätsbedarf	x		
	Anlagen			
	• NEP-Gas-Datenbank, Anlagen	x		

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Glossar



Fernleitungsnetzbetreiber

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

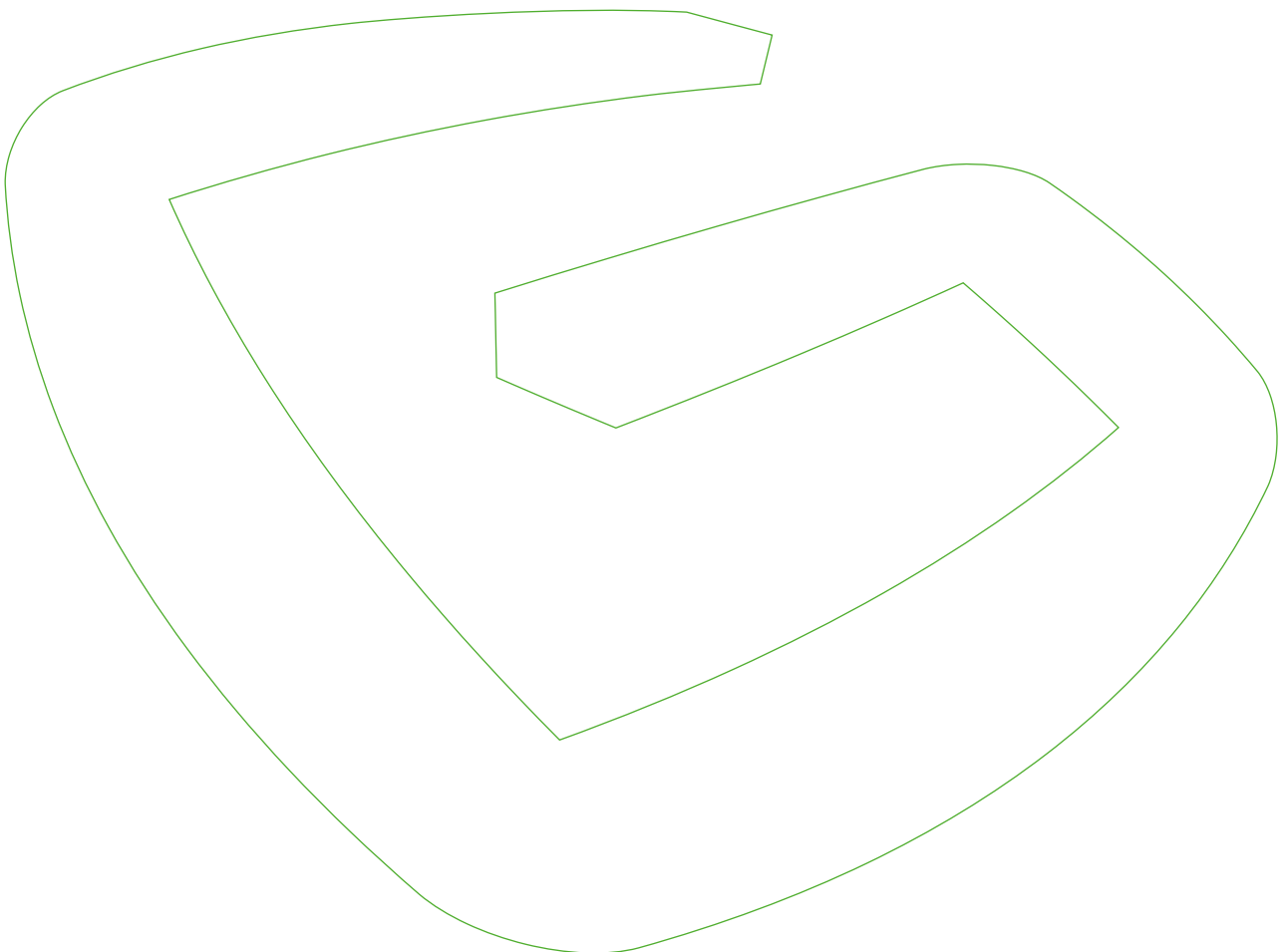
Sonstige Abkürzungen

BKartA	Bundeskartellamt
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
bnBm	Besondere netztechnische Betriebsmittel
BVEG	Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V., ehemals Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG)
BZK	Beschränkt zuordenbare Kapazität: Kapazität kann nur mit Zuordnungsaufgabe genutzt werden. Kein Zugang des virtuellen Handelspunktes.
CNG	Compressed Natural Gas
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazität. Kapazität ist fest, wenn sie ohne Nutzung des virtuellen Handelspunktes zum bilanziell ausgeglichenen Transport zwischen Ein- und Auspeisekapazitäten mit Nominierungspflicht genutzt werden.
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EUGAL	Europäische Gas-Anbindungsleitung

fDZK	Feste dynamisch zuordenbare Kapazität
FID	Final Investment Decision
Fluxys B	Fluxys Belgium SA
FNB	(Gas-)Fernleitungsnetzbetreiber
FZK	Frei zuordenbare Kapazitäten, ermöglichen es, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfades zu nutzen.
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen/Gasnetzzugangsverordnung
GCA	Gas Connect Austria GmbH
GHD	Gewerbe/Handel/Dienstleistungen
GRTgaz F	GRTgaz France
GTS	Gasunie Transport Services B.V.
GÜP	Grenzübergangspunkt
IP	Interconnection Point
KNEP	Koordinierter Netzentwicklungsplan
KoV	Kooperationsvereinbarung Gas
KSP	Klimaschutzprogramm
KVBG	Kohleverstromungsbeendigungsgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNG	Flüssigerdgas – Liquefied Natural Gas
Marktabfrage WEB	Marktabfrage WEB und Grüne Gase
MBI	Marktbasierte Instrumente
MoU	Memorandum of Understanding
NC CAM	Network Code on Capacity Allocation Mechanisms in Gas Transmission Systems
NCG	NetConnect Germany
NECP	Nationaler Energie- und Klimaplan/National Energy and Climate Plan
NEP	Netzentwicklungsplan
NEV	Nichtenergetischer Verbrauch
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie
OPAL	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung
PM	Projektmeldung
PtG	Power-to-Gas
PtX	Power-to-X
SNG	Synthetic Natural Gas
SR	Szenariorahmen
STEGAL	Sachsen-Thüringen-Erdgas-Leitung

TaK	Temperaturabhängige Kapazität: Kapazität ist innerhalb eines definierten Temperaturbereichs fest und außerhalb unterbrechbar.
TAP	Trans Adriatic Pipeline
TANAP	Trans-Anatolian Natural Gas Pipeline
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Leitung
THE	Trading Hub Europe
TTF	Title Transfer Facility
TVK	Technisch verfügbare Kapazitäten
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan (von ENTSOG)
UGS	Untergroundspeicher
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VIP	Virtual Interconnection Point
VNB	Verteilernetzbetreiber
WEB	Wasserstoffabfrage Erzeugung und Bedarf

Literatur



[ACER] Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2019, download unter (Download am 28.07.2021): <https://extranet.acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Documents/MMR%202019%20-%20SNAPSHOT.pdf>

[AG Energiebilanzen 2020] Energiebilanz bis 2019 für die Bundesrepublik Deutschland, Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990–2019, download unter (Download am 27.05.2021): <https://ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html>

[Agora Energiewende 2020] Klimaneutrales Deutschland, download unter (Download am 27.05.2021): <https://www.agora-energiewende.de/presse/pressemitteilungen/langversion-der-studie-klimaneutrales-deutschland-erschienen/>

[AGSI+] Gas Infrastructure Europe (GIE) – Aggregated Gas Storage Inventory, download unter (Download am 28.07.2021): <https://agsi.gie.eu>

[Amprion 2020] Amprion erteilt Zuschlag für besonderes netztechnisches Betriebsmittel, Pressemitteilung vom 13. November 2020, download unter (Download am 27.05.2021): https://www.amprion.net/Presse/Presse-Detailseite_28608.html

[Amprion 2021] Amprion erteilt Zuschlag für besonderes netztechnisches Betriebsmittel, Pressemitteilung vom 10. Februar 2021, download unter (Download am 27.05.2021): https://www.amprion.net/Presse/Presse-Detailseite_30080.html

[BDEW 2019] BDEW-Kraftwerksliste: In Bau oder Planung befindliche Anlagen ab 20 Megawatt (MW) Leistung, download unter (Download am 03. Juni 2021): https://www.bdew.de/media/documents/PI_20190401_BDEW-Kraftwerksliste.pdf

[BDEW 2021] BDEW Gaszahlen 2021: Der deutsche Energiemarkt auf einen Blick, download unter (Download am 27.05.2021): <https://www.bdew.de/energie/bdew-energiemarkt-deutschland-2021/>

[BDI 2018] Klimapfade für Deutschland, download unter (Download am 27.05.2021): <https://bdi.eu/artikel2/news/studie-zum-klimaschutz-kernergebnisse-der-klimapfade-fuer-deutschland/>

[BMW i 2020a] Nationaler Energie- und Klimaplan (NECP), Stand 10.06.2020, download unter (Download am 27.05.2021): <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/necp.html>

[BMW i 2020b] Die Nationale Wasserstoffstrategie, Stand Juni 2020, download unter (Download am 27.05.2021): https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20

[BMW i 2020c] Bericht zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Erdgas, Monitoring-Bericht nach § 63 EnWG, Stand 15. Juni 2020, download unter (Download am 27.05.2021): <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-zum-stand-und-zur-entwicklung-der-versorgungssicherheit-im-bereich-der-versorgung-mit-erdgas.html>

[BNetzA / BKartA Monitoringbericht 2020] Monitoringbericht 2020, download unter (Download am 27.05.2021): https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoring_Berichte_node.html

[BNetzA 2017] Bericht zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen gemäß § 13k EnWG, download unter (Download am 31.05.2017): https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/BNetzA_Netzstabilitaetsanlagen13k.pdf?__blob=publicationFile&v=3

[BNetzA 2021a] Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Liste zum Zu- und Rückbau von Kraftwerken, Stand 19.01.2021, download unter (Download am 27.05.2021): https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html

- [BNetzA 2021b]** Systemrelevante Kraftwerke, download unter (Download am 27.05.2021): https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante_KW/start.html
- [BVEG 2007–2021]** Zahlen und Fakten – Jahresberichte BVEG 2006–2020, download unter (Download am 27.05.2021): <https://www.bveg.de/Der-BVEG/Publikationen/Jahresberichte>
- [BVG 2021]** Verfassungsbeschwerden gegen das Klimaschutzgesetz teilweise erfolgreich, Pressemitteilung Nr. 31/2021 vom 29. April 2021, download unter (Download am 27.05.2021): <https://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/bvg21-031.html>
- [BVEG 2020]** Vorausschau – Produktion und Kapazitäten in den Gebieten Elbe-Weser, Weser-Ems und Deutschland bis 2031
- [BVEG 2021]** Erhebung für den Netzentwicklungsplan Gas – Produktionsvorausschätzung der Erdgasförderung für die Jahre 2019–2030
- [dena 2018]** dena-Leitstudie Integrierte Energiewende, download unter (Download am 27.05.2021): <https://www.dena.de/integrierte-energiewende>
- [dena 2021]** Einspeiseatlas, Stand Januar 2021, download unter (Download am 27.05.2021): <https://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas/>
- [EC 2018]** National energy and climate plans, Stand 21.12.2018, download unter (Download am 27.05.2021): <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/energy-union#content-heading-2>
- [FourMan 2020]** Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft – Netz der Zukunft (nicht veröffentlicht)
- [FZJ 2019]** Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategie für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050, download unter (Download am 27.05.2021): https://www.fz-juelich.de/iek/iek-3/DE/News/TransformationStrategies2050/_node.html
- [GTS 2020]** Market consultation Groningen, Download unter (Download am 19. Februar 2021): <https://www.gasunietransportservices.nl/en/news/information-for-the-virtual-market-session-of-25-november-2020>
- [ISE 2020]** Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem, download unter (Download am 27.05.2021): <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html>
- [Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2019]** Gaswinningsniveau Groningen in 2019–2020, 10. September 2019, Download unter (Download am 26.03.2020): <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/gaswinning-in-groningen/documenten/kamerstukken/2019/09/10/kamerbrief---gaswinningsniveau-groningen-in-2019-2020>
- [Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2020a]** Brief von Minister Wiebes vom 21. September 2020, Download unter (Download am 19.02.2021): <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/gaswinning-in-groningen/documenten/kamerstukken/2020/09/21/kamerbrief-gaswinningsniveau-groningen-gasjaar-2020-2021>
- [Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2020b]** Verlaging gaswinning Groningenveld gasjaar 2019–2020, 16. März 2020, Download unter (Download am 02.04.2020): <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/gaswinning-in-groningen/documenten/kamerstukken/2020/03/16/kamerbrief-over-verlaging-gaswinning-groningenveld-gasjaar-2019-2020>
- [TenneT 2019]** Besondere netztechnische Betriebsmittel: TenneT erteilt Zuschlag an Uniper, Pressemitteilung vom 8. Januar 2019, download unter (Download am 27.05.2021): <https://www.tennet.eu/de/news/news/besondere-netztechnische-betriebsmittel-tennet-erteilt-zuschlag-an-uniper/>
- [TransnetBW 2019]** TransnetBW vergibt Auftrag für besondere netztechnische Betriebsmittel, Presseinformation vom 20. August 2019, download unter (Download am 27.05.2021): <https://www.transnetbw.de/de/presse/presseinformationen/presseinformation/transnetbw-vergibt-auftrag-fuer-besondere-netztechnische-betriebsmittel>
- [TYNDP 2020]** Ten-Year Network Development Plan 2020, download unter (Download am 27.05.2021): https://www.entsog.eu/sites/default/files/2020-11/TYNDP2020_Executive_Summary.pdf