

Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Szenariorahmen

Kurzfassung

A large, light green abstract graphic in the bottom half of the page, consisting of several overlapping, rounded rectangular shapes that form a stylized, modern 'G' or 'E' shape.

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-Bruchausen-Straße 4, 48147 Münster
www.nowega.de
- ONTRAS Gastransport GmbH**
Maximilianallee 4, 04129 Leipzig
www.ontras.com
- OPAL Gastransport GmbH & Co. KG**
Emmerichstraße 11, 34119 Kassel
www.opal-gastransport.de
- Open Grid Europe GmbH**
Kallenbergstraße 5, 45141 Essen
www.oge.net
- terranets bw GmbH**
Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart
www.terranets-bw.de
- Thyssengas GmbH**
Emil-Moog-Platz 13, 44137 Dortmund
www.thyssengas.com



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

Bei dem vorliegenden Dokument handelt es sich um die Kurzfassung, die verbindliche Fassung ist ausschließlich der Szenariorahmen.

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 eigene 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
Executive Summary.....	4
1 Einleitung.....	4
2 Prozessablauf Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan Gas	6
3 Kapazitätsbedarfe gemäß §§ 38/39 GasNZV – Marktabfrage WEB und Grüne Gase.....	6
4 Gasbedarf.....	8
5 Gasaufkommen	11
6 Wasserstoff und Grüne Gase	13
7 Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern	14
8 Versorgungssicherheit	15
9 Modellierung und Modellierungsvarianten.....	16

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 für einen bedarfsgerechten und zukunftsorientierten Netzausbau beruht.

Das vorliegende Dokument gibt einen Ausblick zur Entwicklung des Methan- und Wasserstoffbedarfs 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.

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 in 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 Fernleistungsnetzbetreiber 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 Fernleistungsnetzbetreiber 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 Fernleistungsnetzbetreibern.
- Die Standortwahl für PtG-Anlagen ist von den Marktteilnehmern in Abstimmung mit den Fernleistungsnetzbetreibern 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 Fernleistungsnetzbetreiber 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 Szenariorahmen 2022 kommen die Fernleistungsnetzbetreiber ihrer gesetzlichen Pflicht zur Erstellung des Szenariorahmens gemäß § 15a EnWG nach. Die Fernleistungsnetzbetreiber stellen Szenarien mit unterschiedlichen Entwicklungspfaden bis zum Jahr 2050 vor, welche das politische Ziel einer klimaneutralen Energiewende berücksichtigen.

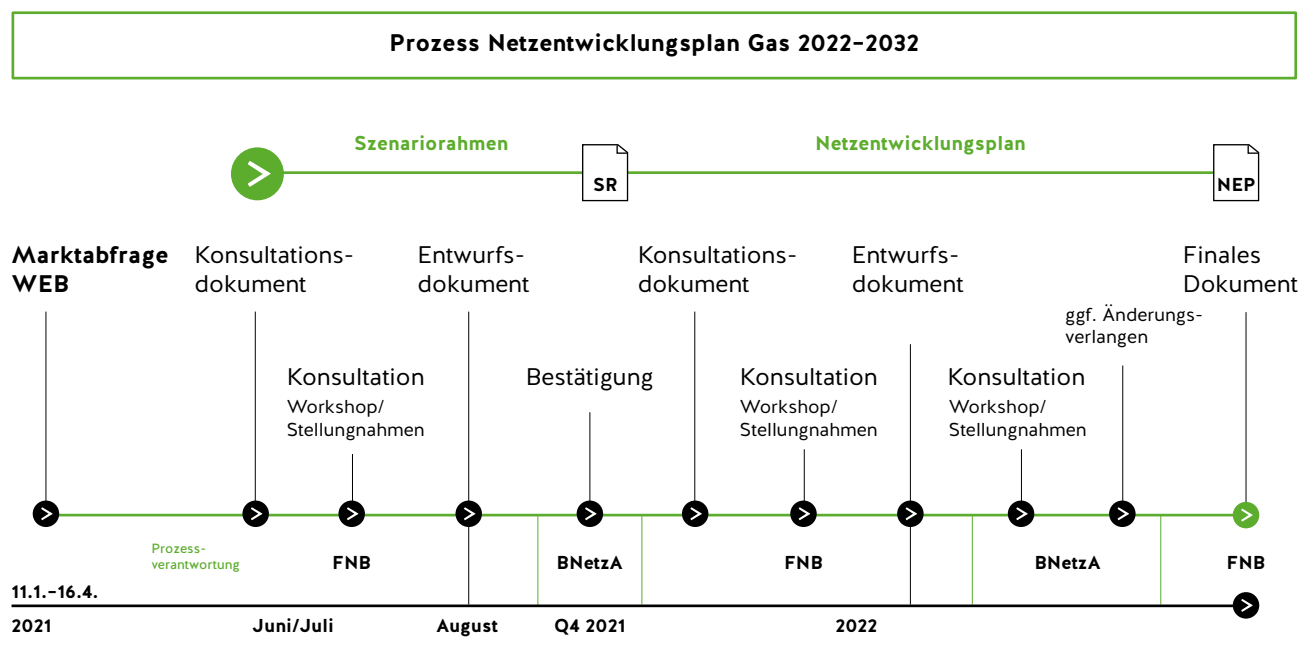
Mit diesem Szenariorahmen schaffen die Fernleistungsnetzbetreiber die Grundlagen für ihre Modellierungen von Lastflüssen und die daraus abzuleitenden Netzausbaumaßnahmen. Grundsätzlich bauen die vorgeschlagenen Modellierungsvarianten auf dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 auf. Neben der Basisvariante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

Der Szenariorahmen 2022 wurde vom 21. Juni 2021 bis zum 16. Juli 2021 konsultiert. Im Rahmen der anschließenden Überarbeitung haben die Fernleistungsnetzbetreiber das Dokument um das Kapitel „Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung“ ergänzt. Inhaltliche Schwerpunkte in der Konsultation waren u. a. die Marktabfrage WEB und die Umsetzung der Wasserstoffvariante, die Auswahl der Gasbedarfsszenarien sowie deren Berücksichtigung in der Modellierung und die integrierte Netzentwicklungsplanung.

2 Prozessablauf Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan Gas

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 (SR 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. Den weiteren Prozess bis zur Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 zeigt die folgende Abbildung.

Abbildung 1: Übersicht Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

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

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

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben Kriterien für die Berücksichtigung von Kapazitätsreservierungen/ Kapazitätsausbauansprüchen nach §§ 38/39 GasNZV und von Projekten aus der Marktabfrage WEB und Grüne Gase am 11. Januar 2021 auf der Website des Fernnetzbetreibers Gas (FNB Gas) veröffentlicht.

Im Szenariorahmen 2022 werden bestehende und neue Kraftwerke, Speicher, LNG-Anlagen, Produktionsanlagen und Grüngasprojekte aus der Marktabfrage WEB und Grüne Gase berücksichtigt. Einige der im Szenariorahmen berücksichtigten neuen Gaskraftwerke in Süddeutschland werden als besondere netztechnische Betriebsmittel (bnBm) eingesetzt. Gemäß den Kriterien werden die aktuellen Planungen der Vorhabensträger berücksichtigt. So hat beispielsweise der Projektträger der LNG-Anlage Wilhelmshaven die Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV zurückgezogen. Die Vorhabensträger der LNG-Anlagen in Stade und Brunsbüttel führen die Planungen weiterhin fort.

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 des Szenariorahmens 2022 dargestellt. Darüber hinaus gab es 121 sonstige Rückmeldungen und 42 Doppelmeldungen, die im Weiteren nicht betrachtet werden. Die folgende Tabelle 1 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 Verteilernetzbetreiber 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 VNB-Netz ohne Relevanz für das Fernleitungsnetz,
- Kategorie 6: Sonstige Projektmeldungen (nicht vollständige Projektmeldungen, Nullmeldungen und Meldungen, die der Veröffentlichung nicht zugestimmt haben).

In Tabelle 1 werden die Projektmeldungen (PM) entsprechend der Klassifizierung sortiert nach Bundesland, Ein-/Ausspeisung und Gasart quantitativ dargestellt.

Tabelle 1: 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	Bio-methan	Elektro-lyseur
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 2: 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 Szenariorahmen 2022 werden die Ergebnisse entsprechend der 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 des Szenariorahmens 2022.

4 Gasbedarf

Der Erdgasverbrauch ist vom Jahr 2010 bis zum Jahr 2014 zunächst gesunken, stieg dann bis 2019 recht deutlich an. Der Anstieg war vor allem durch die Zunahme der Gasverstromung aber auch durch den Verbrauch privater Haushalte verursacht. Rund die Hälfte aller deutschen Wohnungen wird aktuell mit Erdgas beheizt.

Das Bundesverfassungsgericht hat am 29. April 2021 entschieden, dass Verfassungsbeschwerden gegen das deutsche Klimaschutzgesetz teilweise erfolgreich sind. 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.

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, da die Herstellung von Wasserstoff im Vergleich zu synthetischem Methan eine energieeffizientere Lösung darstellt. Der Import von Wasserstoff wird einen erheblichen Beitrag zur Bedarfsdeckung leisten.

Viele der zahlreichen existierenden Energie- und Gasbedarfsszenarien berücksichtigen diese neuen energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen noch nicht. Für den Szenariorahmen 2022 wurden renommierte Studien und Veröffentlichungen zur zukünftigen Entwicklung von Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland ausgewertet. Dabei lag 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) sowie Wasserstoff verstanden.

Für den Szenariorahmen 2022 haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber entschieden, die folgenden Szenarien 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 Technologiemixszenario 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 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 Klimaplans (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 müssen alle EU-Mitgliedstaaten für den Zeitraum 2021 bis 2030 einen NECP erstellen. Vor diesem Hintergrund besitzen die NECP-Szenarien eine große Bedeutung auf europäischer Ebene. In diesem Szenario wird im Jahr 2050 eine Treibhausgas-minderung 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 zeigen den Gaseinsatz in den betrachteten Szenarien, dargestellt jeweils als Heizwert (H_i). Es erfolgt jeweils eine Unterteilung für Methan (Erdgas, Biomethan sowie synthetisches Methan) und Wasserstoff.

Tabelle 3: 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 4: 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 2020

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.

Im 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 Wasserstoffstrategie zurück.

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. Vor diesem Hintergrund entscheiden sich die Fernleitungsnetzbetreiber, Szenario I für die langfristige Planung einer robusten Gasinfrastruktur zu verwenden.

Grundsätzlich ist zwischen den Begriffen Szenarien und Modellierungsvarianten zu unterscheiden. Im Szenariorahmen 2022 werden zwei Szenarien zur Gasbedarfsentwicklung in Deutschland dargestellt. Die in Kapitel 9 beschriebenen Modellierungsvarianten bilden die Grundlage für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032. Momentan besteht keine Verbindung zwischen den hier dargestellten Gasbedarfsszenarien und den in Kapitel 9 beschriebenen Modellierungsvarianten für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032, da sich die Fernleitungsnetzbetreiber auf Grund der Vorgaben der BNetzA bei ihren Modellierungsvarianten an konkreten Bedarfsentwicklungen orientieren. Hierzu werden u. a. die internen Bestellungen und Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber (VNB) herangezogen.

5 Gasaufkommen

Für die Einschätzung der Entwicklung des Gasaufkommens in Deutschland bis zum Jahr 2032 werden die Inlandsförderung von Erdgas und Erdöl sowie die Erzeugung und Einspeisung von Biomethan und Wasserstoff berücksichtigt.

Erdgasförderung

Die Prognose der regionalen Erdgasförderung in Deutschland bis zum Jahr 2032 beruht auf der aktuellen Vorausschau des Bundesverbands Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (BVEG) für die beiden wichtigsten Förderregionen (Elbe-Weser ohne „Altmark“ und Weser-Ems ohne „Ostfriesland“) sowie Deutschland gesamt.

Tabelle 5: 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

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.

Biomethaneinspeisung

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

Tabelle 6: 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) eingegangen.

Wasserstoff

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.

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 im dena-TM95-Szenario bis zum Jahr 2030 kein Einsatz von synthetischem Methan erfolgt.

Die Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase 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.

Gesamtgasaufkommen

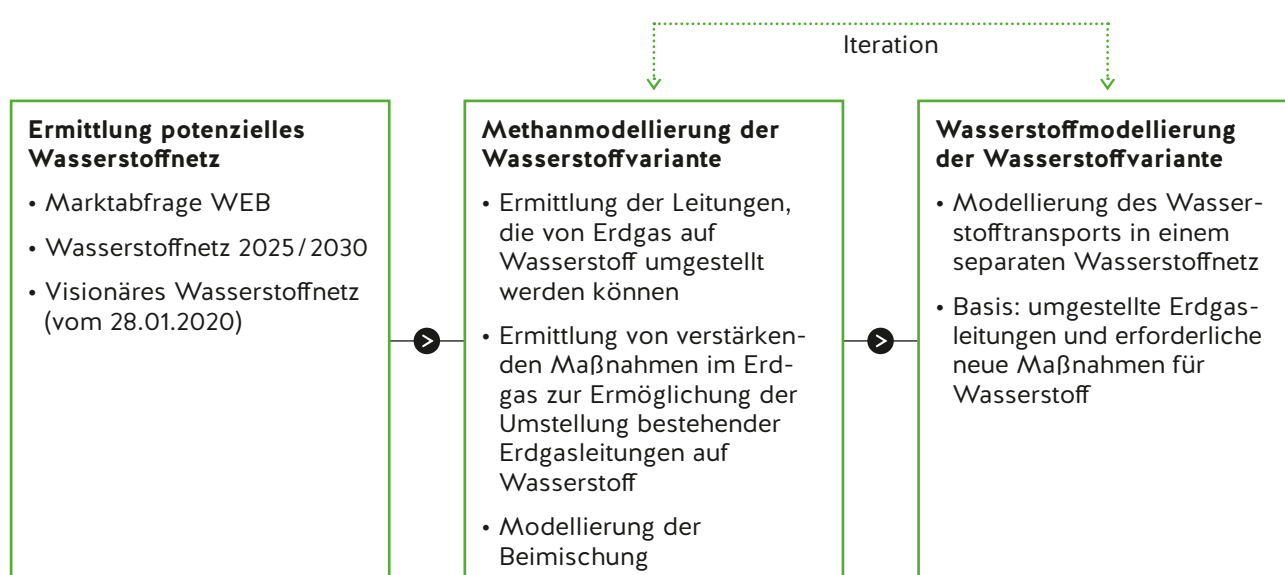
Das gesamte regionale Gasaufkommen aus Inlandsförderung, Biomethan- und Grüngasproduktion im Jahr 2032 und deren Veränderung gegenüber dem Jahr 2022 ist geprägt durch einen starken Rückgang der konventionellen Erdgasförderung. Dagegen ist mit einer leichten Steigerung der Biomethaneinspeisung und einem deutlichen Zuwachs des Gasaufkommens durch Wasserstoff zu rechnen.

6 Wasserstoff und Grüne Gase

Grundsätzliche Vorgehensweise zu Wasserstoff und Grünen Gasen

Die Wasserstoffvariante besteht aus der Methanmodellierung und der Wasserstoffmodellierung. In der Methanmodellierung wird z. B. überprüft, welche Leitungen des bestehenden Fernleitungsnetzes auf Basis eines reduzierten Erdgasbedarfs von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden können. In der Wasserstoffmodellierung wird der Wasserstofftransport in einem separaten Wasserstoffnetz betrachtet. Ausgangsbasis für die Ermittlung des potenziellen Wasserstoffnetzes sind die Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase, das im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 ermittelte Wasserstoffnetz sowie das vom FNB Gas am 28. Januar 2020 veröffentlichte visionäre Wasserstoffnetz. Das Vorgehen für die Modellierung der Wasserstoffvariante verdeutlicht die folgende Abbildung.

Abbildung 2: Vorgehensweise der Modellierung



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Wasserstoffquellenverteilung

Da der Wasserstoffbedarf nicht ausschließlich durch die in der Marktabfrage WEB und Grüne Gase und im Netzentwicklungsplan Strom gemeldete und angesetzte Einspeiseleistung gedeckt werden kann, ist es erforderlich, weitere Aufkommensquellen für eine ausgeglichene Wasserstoffbilanz zu erschließen. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden daher zusätzliche Wasserstoffbezugsquellen zur Schließung der Bedarfslücke heranziehen. Diese sind:

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

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. 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 Szenario I.

7 Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern

Incremental Capacity

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

Im Incremental Capacity-Zyklus 2019–2021 wurden in der Jahresauktion am 05. Juli 2021 neu zu schaffende Ein- und Ausspeisekapazität angeboten (siehe www.fnb-gas-capacity.de). Die Auktionen fanden während der Konsultationsphase des Szenariorahmens 2022 statt. Es war kein Wirtschaftlichkeitstest erfolgreich und dementsprechend werden keine Projekte umgesetzt. Aus diesem Grund werden im Szenariorahmen 2022 die unverbindlich angefragten Kapazitäten nicht berücksichtigt.

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

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) abgeschätzt, aus welchen Regionen zusätzliches Erdgas nach Europa bzw. Deutschland transportiert werden könnte. Gemäß aller drei Szenarien des TYNDP 2020 wird der Gasbedarf in Europa sowohl bis 2030 als auch bis 2040 rückläufig sein.

Für die Bedarfsseite wird der mittlere Pfad des TYNDP – das Szenario „Distributed Energy“ – die Grundlage für die Bilanzerstellung. 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.

Für das Jahr 2030 ergibt sich 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 des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 für das Jahr 2030 bei rund 57 Mrd. m³/a.

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.

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

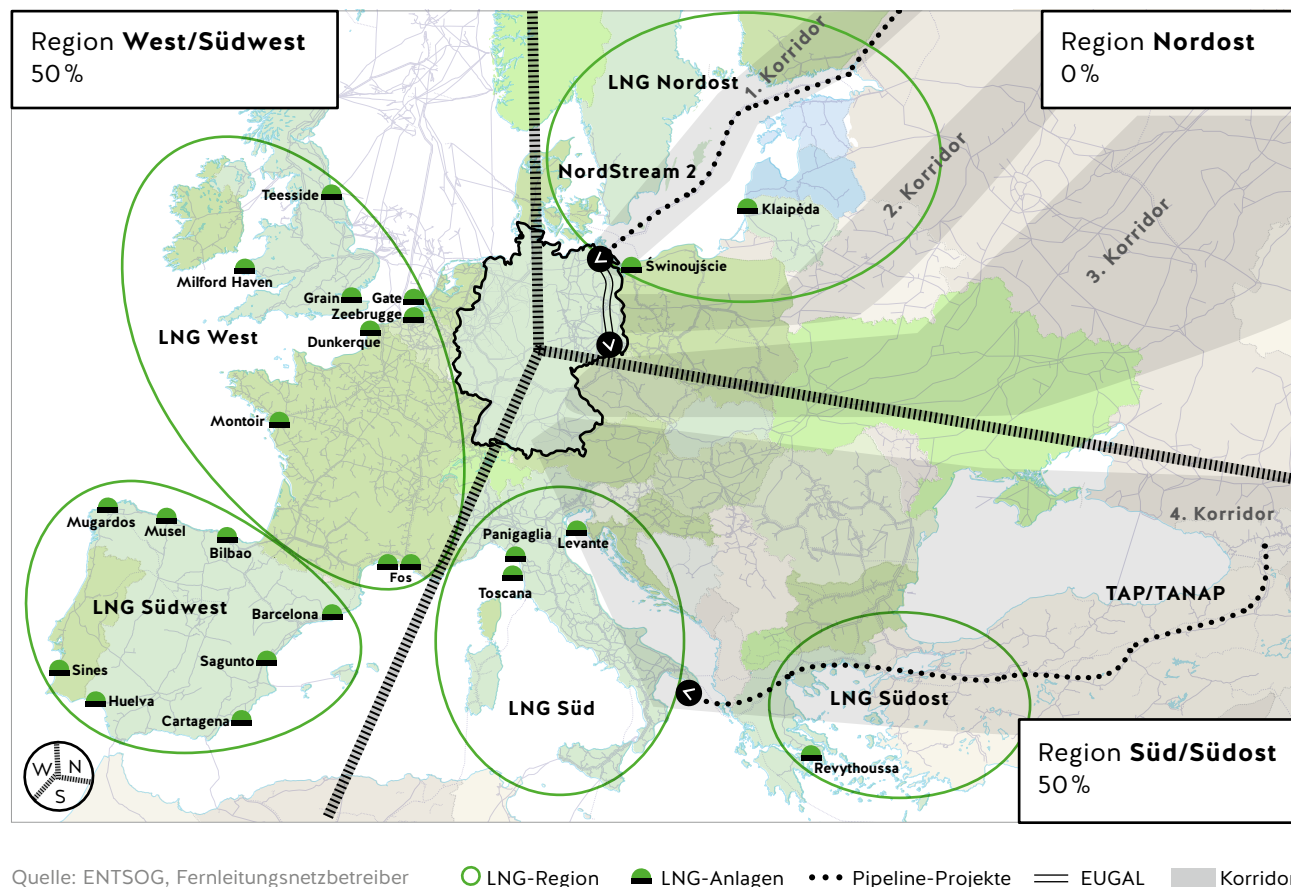
Daher schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, die im Rahmen der H-Gas-Quellenverteilung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 getroffenen Annahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 als Basis zu übernehmen, wodurch die Stabilität und Kontinuität der bisherigen Planungsannahmen gewährleistet 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 3):

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

Abbildung 3: H-Gas-Quellenverteilung



Grenzübergangspunkte

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber haben auch im Szenariorahmen 2022 die Entwicklungen an den Grenzübergangspunkten betrachtet und beschrieben, wie die einzelnen deutschen Grenzübergangspunkte im Rahmen der H-Gas-Quellenverteilung in der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 berücksichtigt werden.

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. Im Szenariorahmen 2022 geben die Fernleitungsnetzbetreiber einen Überblick über den aktuellen Stand der VIP und deren zukünftige Entwicklung.

8 Versorgungssicherheit

Entsprechend § 15a Abs. 1 EnWG werden im Szenariorahmen Annahmen über die Auswirkungen denkbarer Störungen der Versorgung getroffen. Seit dem Netzentwicklungsplan Gas 2012 haben die Fernleitungsnetzbetreiber kontinuierlich verschiedene Störungsszenarien bzw. Versorgungssicherheitsszenarien detailliert untersucht. Hierzu zählt unter anderem die Marktraumumstellung von L-Gas auf H-Gas.

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. Ergebnis war u. a. „(...)“, dass sich das Versorgungssicherheitskonzept in Deutschland bewährt hat.“

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen 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 H-Gas-Verfügbarkeit untersucht und in einer aktuellen H-Gas-Leistungsbilanz bis 2032 dargestellt werden.

Entwicklung der L-Gas-Versorgung

Die L-Gas-Produktion in Deutschland geht kontinuierlich zurück. Die verbleibenden deutschen L-Gas-Aufkommen sollen soweit möglich weiter gefördert und in die Erdgastransportnetze eingespeist werden können. Die rückläufige L-Gas-Produktion hat sowohl in Bezug auf die in Deutschland verfügbaren Jahresmengen als auch auf die zur Verfügung stehenden Leistungen erhebliche Auswirkungen. Seit Oktober 2020 erfolgt zusätzlich ein kontinuierlicher Rückgang der aus den Niederlanden anstehenden L-Gas-Leistung.

Gasimportsituation aus den Niederlanden

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.

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.

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“.

Inländische Produktion

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.

Entwicklung der H-Gas-Versorgung

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen die Notwendigkeit im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032, neben der reduzierten L-Gas-Verfügbarkeit auch die H-Gas-Verfügbarkeit weiterhin zu untersuchen.

9 Modellierung und Modellierungsvarianten

Der vorliegende Szenariorahmen bildet die Grundlage für die Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032. Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen folgende Auswahl und Spezifizierung für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 vor (vgl. Tabelle 7). Neben der Basisvariante wird eine NewCap-Rechnung, eine Wasserstoffvariante und eine Auslegungsvariante für Baden-Württemberg zur Modellierung vorgeschlagen. Darüber hinaus erfolgt eine Aktualisierung der Versorgungssicherheitsszenarien im L-Gas und H-Gas.

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.

Tabelle 7: 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 Berücksichtigung der aktuellen BVEG-Prognose ge- mäß 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 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