

Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030

Umsetzungsbericht

2023



Fernleitungsnetzbetreiber

- bayernets GmbH**
 Poccistraße 7, 80336 München
www.bayernets.de
- Ferngas Netzgesellschaft mbH**
 Reichswaldstraße 52, 90571 Schwaig
www.ferngas.de
- Fluxys Deutschland GmbH**
 Elisabethstraße 5, 40217 Düsseldorf
www.fluxys.com
- Fluxys TENP GmbH**
 Elisabethstraße 5, 40217 Düsseldorf
www.fluxys.com
- GASCADE Gastransport GmbH**
 Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel
www.gascade.de
- Gastransport Nord GmbH**
 Cloppenburger Straße 363, 26133 Oldenburg (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**
 Huttropstraße 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



Umsetzungsbericht 2023

Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030

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

Umsetzung:
 CBE DIGIDEN AG

Legal Disclaimer

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber haben dieses Dokument ausschließlich in Erfüllung ihrer Pflichten nach § 15b 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/Tabellenverzeichnis	4
1 Einführung	6
1.1 Rechtliche Grundlage und Aufgabenstellung	6
1.2 Vorgehensweise und Zeitplan	6
2 Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030	8
2.1 Fertiggestellte, in Betrieb genommene und im Bau befindliche Maßnahmen im Vergleich zum 01. Januar 2022	15
2.2 Maßnahmen mit einer geplanten Änderung von Inbetriebnahmedaten	16
2.3 Maßnahmen mit einer eingetretenen Verzögerung	18
2.4 Maßnahmen mit einer absehbaren Verzögerung	19
3 Aktuelle L-H-Gas-Umstellungsplanung 2023	22
3.1 Einleitung	22
3.2 L-Gas-Leistungsbilanz 2030	23
3.2.1 Bedarf an Einspeiseleistung	23
3.2.2 Bedarf an Ausspeiseleistung	27
3.2.3 Deutschlandweite kapazitative L-Gas-Bilanz	27
3.3 L-Gas-Mengenbilanz	28
3.3.1 Grundsätzliche Vorgehensweise	28
3.3.2 Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2021/2022 und Auswirkungen auf die L-Gas-Mengenbilanz	28
3.3.3 L-Gas-Mengenbilanz für Deutschland	29
3.4 Anzahl der jährlichen Geräteanpassungen	33
3.5 Umstellungsbereiche	34
3.5.1 Festlegung der Umstellungsbereiche	34
3.5.2 Übersicht der Umstellungsbereiche	34
3.5.3 Veränderte Umstellungsbereiche im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	36
3.5.4 Mögliche Veränderung bei der L-H-Gas-Umstellungsplanung	37
3.6 Ableitung der deutschen Produktion	37
Anlage	40
Glossar	44
Literatur	47

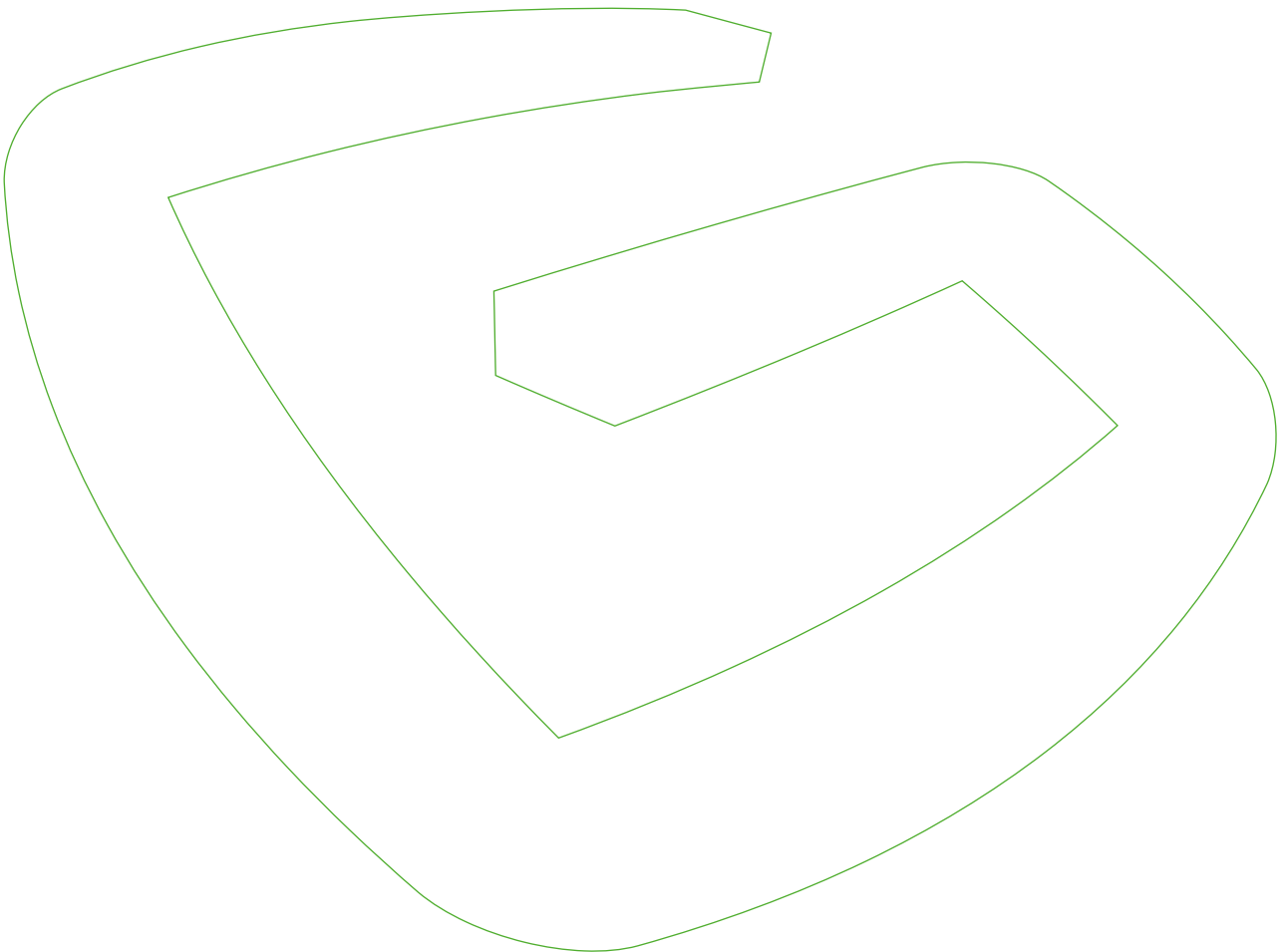
Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Umsetzungsstand der Maßnahmen zum 01. Januar 2023	14
Abbildung 2: Kumulierte Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte von 2015 bis nach 2030.....	22
Abbildung 3: Importpunkte aus den Niederlanden.....	24
Abbildung 4: Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz.....	27
Abbildung 5: Importmengen aus den Niederlanden im Gaswirtschaftsjahr 2021/2022.....	29
Abbildung 6: Förderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems.....	30
Abbildung 7: Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz.....	32
Abbildung 8: Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte pro Jahr in den bis 2030 benannten Umstellungsbereichen.....	33
Abbildung 9: Kumulierte Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte von 2015 bis nach 2030.....	33
Abbildung 10: L-H-Gas-Umstellungsbereiche bis 2029.....	34
Abbildung 11: Lokale L-Gas-Leistungsbilanz Nowega.....	38
Anlage 1: L-H-Gas-Umsetzungsbereiche der NEP-Maßnahmen zum 01. Januar 2023	42

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Umsetzungsstand der NEP-Maßnahmen zum 01. Januar 2023.....	9
Tabelle 2: Gegenüber dem 01. Januar 2022 fertiggestellte Maßnahmen (Stichtag 01. Januar 2023)	15
Tabelle 3: Gegenüber dem 01. Januar 2022 in Betrieb genommene Maßnahmen (Stichtag 01. Januar 2023)	15
Tabelle 4: Gegenüber dem 01. Januar 2022 im Bau befindliche Maßnahmen (Stichtag 01. Januar 2023)	16
Tabelle 5: Entwicklung der Produktionskapazitäten für inländische Produktion.....	23
Tabelle 6: Aufteilung der L-Gas-Importleistung auf die Grenzübergangspunkte	25
Tabelle 7: Speicherleistungen der L-Gas-Speicher am Fernleitungsnetz.....	25
Tabelle 8: Entwicklung der angesetzten Ausspeicherleistungen der L-Gas-Speicher.....	26
Tabelle 9: Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz	27
Tabelle 10: Importbedarf aus den Niederlanden für ein kaltes und durchschnittliches Jahr.....	31
Tabelle 11: Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz für ein kaltes und durchschnittliches Jahr	32
Tabelle 12: Übersicht der L-H-Gas-Umstellungsbereiche.....	35
Tabelle 13: Veränderte Umstellungsbereiche im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032.....	36
Anlage 1: Übersicht bereits umgestellter Bereiche 2015–2022	40

Einführung 1



1 Einführung

1.1 Rechtliche Grundlage und Aufgabenstellung

Mit der Erstellung des Umsetzungsberichts (USB) 2023 und der Vorlage bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) kommen die Fernleitungsnetzbetreiber ihren Verpflichtungen gemäß den Vorgaben des § 15b Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) nach.

Die BNetzA prüft und veröffentlicht den Umsetzungsbericht und gibt allen tatsächlichen und potenziellen Netznutzern Gelegenheit zur Äußerung.

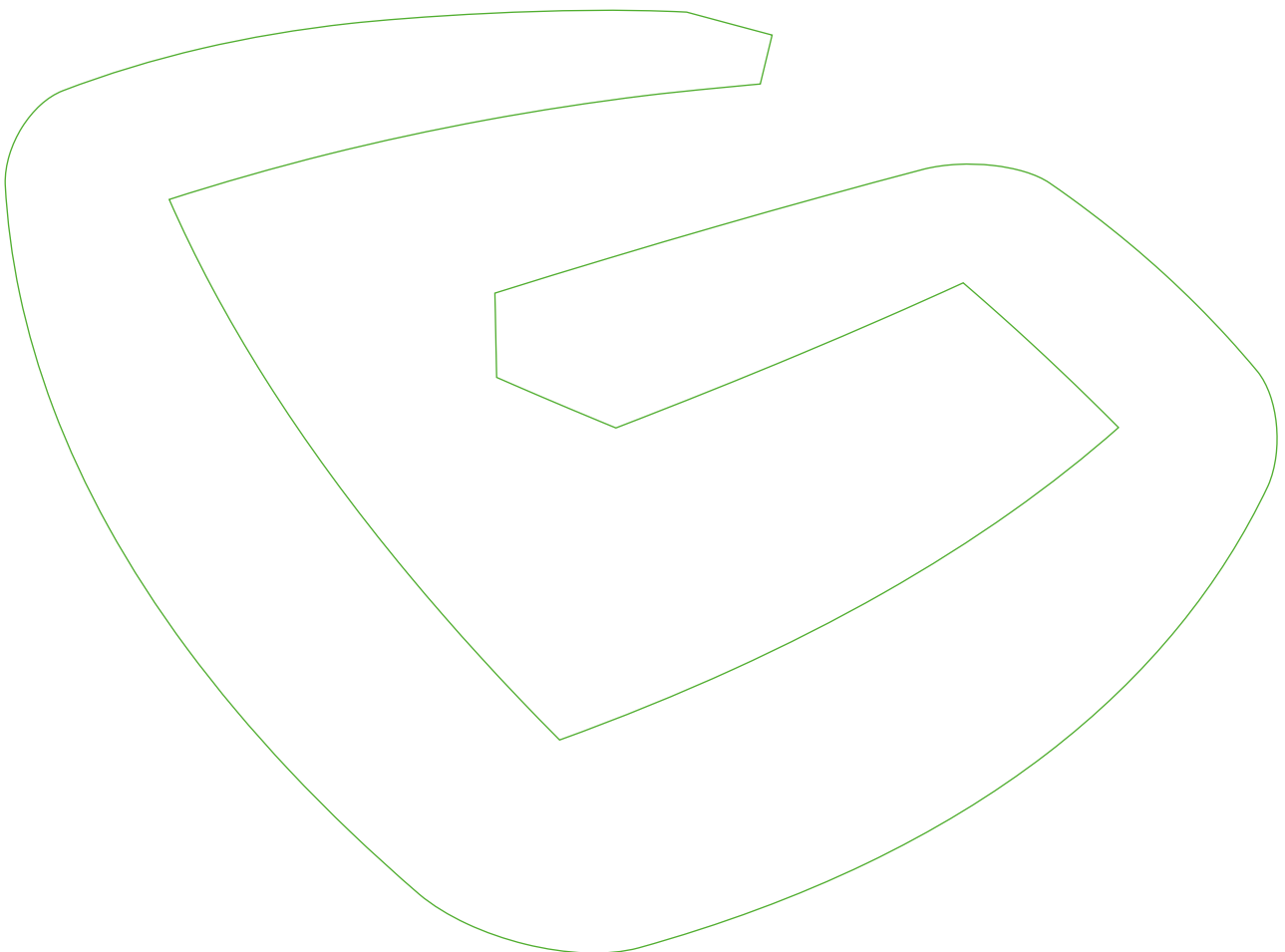
1.2 Vorgehensweise und Zeitplan

Der vorliegende Umsetzungsbericht wurde von den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern gemeinsam erarbeitet. Grundlage für diesen Umsetzungsbericht ist der aktuell gültige Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2020–2030 [FNB Gas 2020].

Das Dokument ist wie folgt strukturiert:

- In Kapitel 2 berichten die Fernleitungsnetzbetreiber über den Stand der Umsetzung der Maßnahmen des aktuell gültigen Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 mit Stichtag 01. Januar 2023.
- Kapitel 3 stellt die gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 aktualisierte L-H-Gas-Umstellungsplanung (Marktraumumstellung) dar. Es enthält außerdem L-Gas-Bilanzen bis 2030 und eine Darstellung der Umstellungsbereiche.

Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030



2 Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den Umsetzungsstand der Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 [FNB Gas 2020] in Tabelle 1 mit Stichtag 01. Januar 2023 dargestellt. Maßnahmen, die im Umsetzungsbericht 2021 [FNB Gas, USB 2021] mit dem Status Inbetriebnahme dargestellt wurden, werden nicht mehr aufgeführt. Zudem sind die Maßnahmen Leitung MIDAL Mitte Nord (ID 627-01), Leitung MIDAL Mitte Süd (ID 628-01), Leitung NEL West (ID 634-01) und GDRM-Anlage Herringhausen (ID 650-01) im Zuge der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 [FNB Gas 2023] entfallen.

Dieses Kapitel entspricht, bis auf einige redaktionelle Anpassungen, dem Kapitel 4.3 des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032, welcher am 31. März 2023 durch die Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlicht wurde. Der NEP-Gas-Datenbank Zyklus „2022 – NEP Entwurf“ ist weiterhin für den Umsetzungsbericht 2023 gültig.

In Tabelle 1 werden für die Maßnahmen in einer Spalte „realisierte km“ ausgewiesen. Unter „realisierte km“ sind die im Rahmen einer Maßnahme im Rohrgraben verlegten Leitungsabschnitte zu verstehen. Dabei handelt es sich nicht zwangsläufig um vollständig miteinander verbundene betriebsbereite Teilabschnitte. Gerade bei Leitungsbaumaßnahmen mit einer größeren Länge kann, z. B. wegen Genehmigungsaufgaben wie Bauzeitenbeschränkungen oder aus technischen Gründen, nicht chronologisch von einem Startpunkt zu einem Endpunkt gebaut werden. Deshalb würde die Angabe der betriebsbereiten Länge dem jeweiligen Projektfortschritt nicht gerecht werden.

Tabelle 1: Umsetzungsstand der NEP-Maßnahmen zum 01. Januar 2023

Nr.	ID-Nr. USB 2021	ID-Nr. NEP Gas 2022-2032/ USB 2023	Netzausbaumaßnahme	Jahre												geplante km	realisierte km	Inbetriebnahme										
				2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024			2025	2026	2027	2028	2029	2030	USB 2021	NEP Gas 2022-2032/ USB 2023			
1	067-02a	067-02a	Leitung Voigtslach-Paffrath																					23,2	23,2	12/2022	03/2023	
2	067-03b	067-03b	GDRM-Anlage Paffrath und Verbindungsleitung																						0,2	0,2	12/2022	03/2023
3	112-03	112-03	Anbindung Heilbronn																						28,0	28,0	12/2021	12/2021
4	116-02	116-02	GDRM-Anlage Wiernsheim (Raum Heilbronn)																						0,1	0,1	12/2021	12/2021
5	119-03	119-03	GDRM-Anlage Achim																						0,1	0,1	10/2021	10/2021
6	204-02a	204-02a	ZEELINK 1																						112,0	112,0	03/2021	03/2021
7	204-02b	204-02b	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Glehn und Verbindungsleitung																						0,1	0,1	03/2021	03/2021
8	204-02c	204-02c	ZEELINK 1 GDRM-Anlage St. Hubert und Verbindungsleitung																						0,1	0,1	12/2021	03/2022
9	204-02d	204-03d	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Stolberg und Verbindungsleitung																						0,1	0,1	12/2021	03/2022
10	205-02a	205-02a	ZEELINK 2																						115,0	115,0	03/2021	03/2021
11	205-02b	205-03b	ZEELINK 2 GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung																						0,1	0,1	03/2021	03/2021
12	206-02	206-02	GDRM-Anlage Mittelbrunn																						0,1	0,1	12/2019	12/2019
13	300-02	300-02	Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas																						0,0	0,0	07/2026	07/2026
14	301-01	301-01	Überspeisung Embsen																						0,0	0,0	07/2024	11/2025
15	302-01	302-01	Leitung Datteln-Herne																						23,0	23,0	12/2021	12/2021
16	305-02	305-02	Reversierung TENP																						0,0	0,0	12/2020	12/2020
17	307-01	307-01	GDRM-Anlage Mittelbrunn																						0,1	0,1	12/2020	12/2020
18	312-02	312-02	VDS MEGAL Rimpar																						0,0	0,0	12/2023	12/2023
19	320-01	320-01	Umstellung des Netzgebietes Bergheim 1 auf H-Gas																						1,0	0,8	09/2021	09/2021
20	331-01	331-01	GDRM-Anlage Scheidt																						0,2	0,2	12/2020	12/2020
21	333-02	333-02	GDRM-Anlage Asbeck und Verbindungsleitung																						0,2	0,2	12/2021	08/2022
22	335-02a	335-02a	GDRM-Anlage Kempershöhe und Verbindungsleitung																						0,2	0,2	12/2021	12/2021
23	335-02b	335-02b	Leitungen Wipperfürth-Niederschelden																						7,0	7,0	12/2021	12/2021
24	337-02	337-02	GDRM-Anlage Porz																						0,1	0,0	12/2024	12/2024
25	338-02	338-02	GDRM-Anlage Paffrath																						0,2	0,2	12/2022	12/2022
26	402-02a	402-02a	AUGUSTA (Leitung Wertingen-Kötz)																						41,0	0,0	12/2024	12/2024
27	402-02b	402-02b	GDRM-Anlage Wertingen 2																						0,3	0,0	12/2024	12/2024
28	402-02c	402-02c	GDRM-Anlage Kötz																						0,4	0,0	12/2024	12/2024

■ 1 Projektidee
 ■ 2 Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung
 ■ 3 Entwurfsplanung/ Raumordnungsverfahren
 ■ 4 Detail-/Genehmigungsplanung/Plangenehmigungs-/ Planfeststellungs-/Genehmigungsverfahren BImSchG/ Wegerechterwerb
 ■ 5 Material- und Leistungsbeschaffung/Bauvorbereitung u. Baubeginn/Montage/Bau
 ■ 6 Inbetriebnahme Projektabschluss/ Fertigstellung
 ■ Zukünftige Projektschritte
 ■ (Absehbare) Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf
 ■ Geplante Änderung

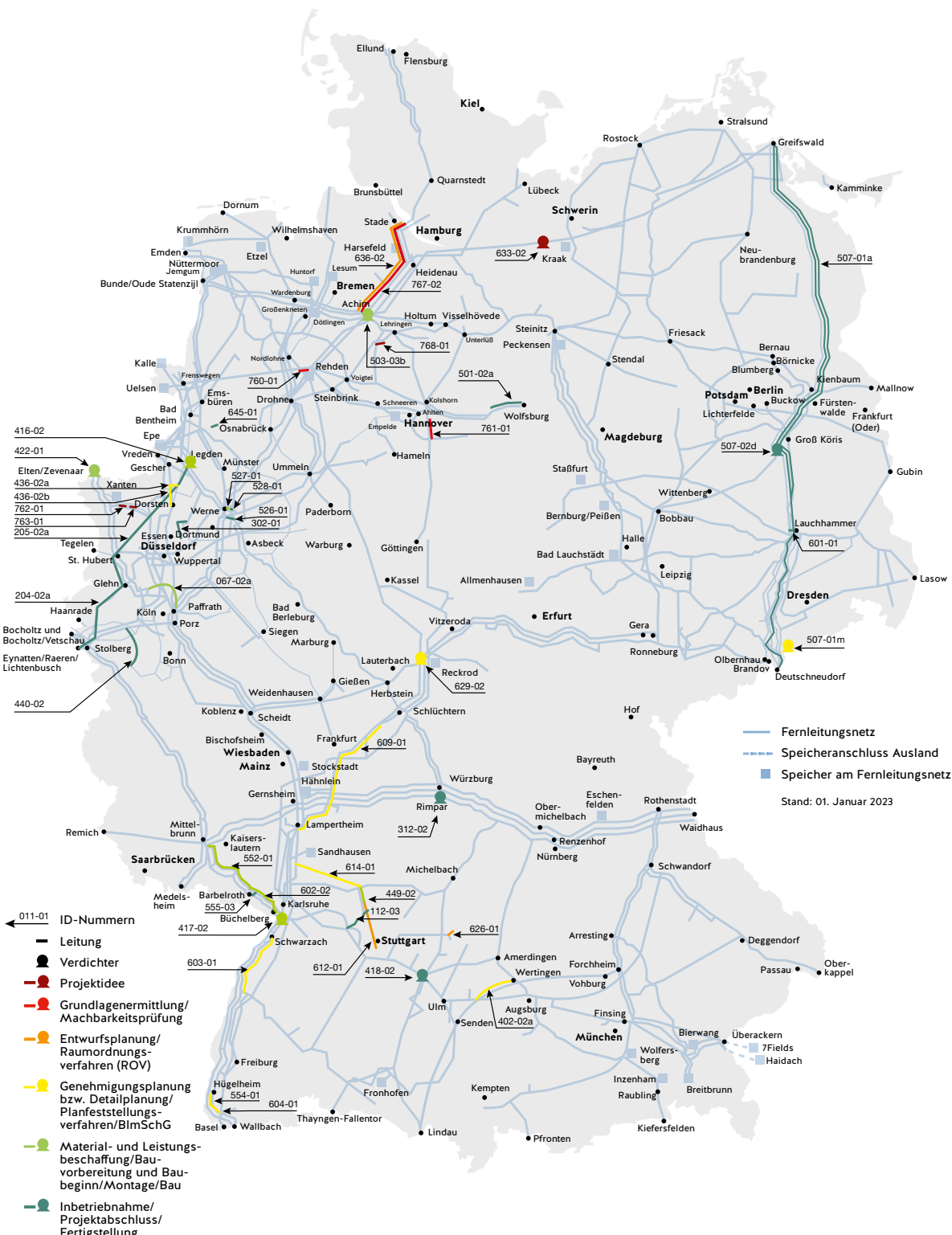
Nr.	ID-Nr. USB 2021	ID-Nr. NEP Gas 2022-2032/ USB 2023	Netzausbaumaßnahme	2013-2023												geplante km	realisierte km	Inbetriebnahme								
				2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024			2025	2026	2027	2028	2029	2030	USB 2021	NEP Gas 2022-2032/ USB 2023	
29	416-02	416-02	VDS Legden																				0,0	0,0	12/2023	12/2023
30	417-02	417-02	VDS Mörsch (Nordschwarzwaldleitung)																				0,0	0,0	12/2023	12/2023
31	418-02	418-02	Erweiterung VDS Scharenstetten																				0,0	0,0	12/2022	12/2022
32	422-01	422-01	VDS Elten																				0,0	0,0	12/2022	12/2022
33	431-02	431-02	GDRM-Anlage Emstek																				0,3	0,0	10/2022	10/2022
34	435-03	435-03	GDRM-Anlage Altena und Verbindungsleitung																				0,1	0,1	12/2021	03/2022
35	436-02a	436-02a	Leitung Marbeck-Heiden																				1,5	0,0	12/2026	12/2026
36	436-02b	436-02b	Leitung Heiden-Dorsten																				17,0	0,0	12/2026	12/2026
37	437-01	437-01	GDRM-Anlage Heiden-Borken und Verbindungsleitung																				0,1	0,0	12/2026	12/2026
38	438-01	438-01	Umbindung Speicheranbindungsleitungen Epe																				0,1	0,0	12/2025	12/2025
39	439-01	439-01	GDRM-Anlage Pattscheid und Verbindungsleitung																				0,5	0,5	12/2022	02/2023
40	440-02	440-02	Leitung Erftstadt-Euskirchen																				18,4	18,4	12/2021	12/2021
41	441-02	441-02	Armaturenstation Vinnhorst und Verbindungsleitung																				0,1	0,1	12/2023	12/2023
42	442-02	442-02	GDRM-Anlage Ahlten und Verbindungsleitung																				0,1	0,0	12/2023	02/2024
43	443-02	443-02	GDRM-Anlage Drohne und Verbindungsleitung																				0,3	0,0	12/2024	12/2024
44	444-01a	444-01a	GDRM-Anlage Werne/Stockum und Verbindungsleitung																				0,2	0,2	05/2021	05/2021
45	444-01b	444-02b	GDRM-Anlage Werne und Verbindungsleitung																				0,1	0,0	12/2025	12/2025
46	446-01	446-01	Umstellung Wipperfürth-Niederscheiden																				0,1	0,0	05/2022	05/2022
47	448-01	448-01	GDRM-Anlage Euskirchen und Verbindungsleitung																				0,1	0,1	12/2021	12/2021
48	449-02	449-02	Verlängerung Anbindung Heilbronn (SEL 1)																				25,0	0,0	10/2024	10/2024
49	450-01	450-01	GDRM-Anlage Pfuhl (Steinhäule)																				0,1	0,0	12/2022	12/2022
50	451-02	451-02	Erweiterung GDRM-Anlage Au am Rhein																				0,1	0,0	12/2022	12/2022
51	501-02a	501-02a	Leitung Waile - Wolfsburg																				33,0	33,0	10/2021	10/2021
52	501-03e	501-03e	Erweiterung GDRM-Anlage Unterlüß																				0,1	0,1	10/2021	10/2021
53	503-02b	503-03b	Erweiterung VDS Embsen																				0,0	0,0	10/2025	10/2025
54	504-01a	504-01a	Leistungsverbindung EPT-Rysum - Rysum-Folmhusen																				0,4	0,0	10/2023	10/2022
55	504-02b	504-02b	Erweiterung GDRM-Anlage Folmhusen																				0,1	0,1	10/2022	10/2022
56	504-02c	504-02c	GDRM-Anlage Emden																				0,1	0,0	10/2022	10/2022
57	507-01a	507-01a	Ferngasleitung EUGAL																				480,0	480,0	12/2019	12/2019

■ 1 Projektidee ■ 2 Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung ■ 3 Entwurfsplanung/ Raumordnungsverfahren ■ 4 Detail-/Genehmigungsplanung/Plangenehmigungs-/ Planfeststellungs-/Genehmigungsverfahren BImSchG/ Wegerechtswerb ■ 5 Material- und Leistungsbeschaffung/Bauvorbereitung u. Baubeginn/Montage/Bau ■ 6 Inbetriebnahme Projektabschluss/ Fertigstellung ■ Geplante Änderung ■ (Absehbare) Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf

Nr.	ID-Nr. USB 2021	ID-Nr. NEP Gas 2022-2032/ USB 2023	Netzausbaumaßnahme	2013-2030												geplante km	realisierte km	Inbetriebnahme											
				2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024			2025	2026	2027	2028	2029	2030	USB 2021	NEP Gas 2022-2032/ USB 2023				
112	657-01	657-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich Rehden-Bassum)																						0,0	0,0	01/2024	05/2024	
113	658-01	658-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich Emsland II)																							0,0	0,0	01/2028	01/2028
114	659-01	659-01	Umstellung auf H-Gas (Kolshorn-Ahlten-Speicher Empelde)																							0,0	0,0	01/2024	02/2024
115	760-01	760-01	Leitung Rehden-Diepholz																							9,0	0,0	12/2030	12/2029
116	761-01	761-01	Leitung Egenstedt-Clauen																							17,0	0,0	12/2030	12/2029
117	762-01	762-01	Leitung Wallach-Alpen																							3,5	0,0	12/2030	12/2030
118	763-01	763-01	Leitung Budberg-Eversael																							1,5	0,0	12/2030	12/2030
119	764-01	764-01	Umbindungen Anschlussleitungen Sonsbeck-Oberhausen																							1,0	0,0	12/2030	12/2030
120	765-01	765-01	GDRM-Anlage Giehn II																							0,1	0,0	12/2030	12/2030
121	766-01	766-01	GDRM-Anlage Hamborn I																							0,1	0,0	12/2030	12/2030
122	767-01	767-02	Leitung Elbe Süd-Achim																							100,0	0,0	12/2025	12/2026
123	768-01	768-01	Leitung Hassel-Westen																							8,0	0,0	12/2030	12/2030

- 1 Projektidee
- 2 Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung
- 3 Entwurfsplanung/ Raumordnungsverfahren
- 4 Detail-/Genehmigungsplanung/Plangenehmigungs-/ Planfeststellungs-/Genehmigungsverfahren BImSchG/ Wegerechtswerb
- 5 Material- und Leistungsbeschaffung/Bauvorbereitung u. Baubeginn/Montage/Bau
- 6 Inbetriebnahme Projektabschluss/ Fertigstellung
- Zukünftige Projektschritte
- (Absehbare) Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf
- Geplante Änderung

Abbildung 1: Umsetzungsstand der Maßnahmen zum 01. Januar 2023



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden in der Karte die unter dem Attribut „Maßnahmenart“ in der [NEP-Gas-Datenbank](#) ausgewiesenen Leitungen und Verdichteranlagen dargestellt.

2.1 Fertiggestellte, in Betrieb genommene und im Bau befindliche Maßnahmen im Vergleich zum 01. Januar 2022

In diesem Kapitel werden die zum Stichtag 01. Januar 2023 im Vergleich zum 01. Januar 2022 mittlerweile fertiggestellten, in Betrieb genommenen und im Bau befindlichen Maßnahmen dargestellt.

Fertiggestellte Maßnahmen gegenüber dem 01. Januar 2022

Die folgenden Maßnahmen wurden im Zeitraum 01. Januar 2022 bis zum 01. Januar 2023 fertiggestellt:

Tabelle 2: Gegenüber dem 01. Januar 2022 fertiggestellte Maßnahmen (Stichtag 01. Januar 2023)

Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
1	112-03	Anbindung Heilbronn	terranets
2	204-02c	ZEELINK 1 GDRM-Anlage St. Hubert u. Verbindungsleitung	OGE (75 %)/Thyssengas (25 %)
3	204-03d	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Stolberg u. Verbindungsleitung	OGE (75 %)/Thyssengas (25 %)
4	300-02	Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas	GUD
5	333-02	GDRM-Anlage Asbeck und Verbindungsleitung	OGE
6	335-02b	Leitungen Wipperfürth-Niederschelden	OGE
7	338-02	GDRM-Anlage Paffrath	OGE
8	435-03	GDRM-Anlage Altena und Verbindungsleitung	OGE
9	440-02	Leitung Erftstadt-Euskirchen	OGE
10	441-02	Armaturenstation Vinnhorst und Verbindungsleitung	OGE
11	446-01	Umstellung Wipperfürth-Niederschelden	Thyssengas
12	448-01	GDRM-Anlage Euskirchen und Verbindungsleitung	OGE
13	501-02a	Leitung Walle - Wolfsburg	GUD
14	504-02b	Erweiterung GDRM-Anlage Folmhusen	GUD
15	625-01	GDRM-Anlage Scharenstetten	terranets
16	654-02	Armaturenstation Iserlohn Hennen	OGE

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In Betrieb genommene Maßnahmen gegenüber dem 01. Januar 2022

Die folgende Maßnahme, die zum 01. Januar 2022 noch in der Planungs- oder Bauphase war, ist zwischenzeitlich in Betrieb genommen worden:

Tabelle 3: Gegenüber dem 01. Januar 2022 in Betrieb genommene Maßnahmen (Stichtag 01. Januar 2023)

Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
1	312-02	VDS MEGAL Rimpar	GRTD (55,04 %)/OGE (44,96 %)

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Bau befindliche Maßnahmen gegenüber dem 01. Januar 2022

Die folgenden Maßnahmen befinden sich gegenüber dem 01. Januar 2022 im Bau:

Tabelle 4: Gegenüber dem 01. Januar 2022 im Bau befindliche Maßnahmen (Stichtag 01. Januar 2023)

Nr.	ID-Nummer	Netzausbaumaßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
1	335-02a	GDRM-Anlage Kempershöhe und Verbindungsleitung	OGE
2	422-01	VDS Elten	OGE (50 %)/Thyssengas (50 %)
3	439-01	GDRM-Anlage Pattscheid und Verbindungsleitung	OGE
4	451-02	Erweiterung GDRM-Anlage Au am Rhein	terranets
5	503-03b	Erweiterung VDS Embsen	GUD
6	504-01a	Leistungsverbindung EPT-Rysum – Rysum-Folmhusen	GUD (73 %)/Thyssengas (27 %)
7	504-02c	GDRM-Anlage Emden	GUD
8	529-01	Armaturenstationen Elten - St. Hubert	OGE (50 %)/Thyssengas (50 %)
9	552-01	Leitung Mittelbrunn-Schwanheim	Fluxys TENP (59 %)/OGE (41 %)
10	602-02	Leitung Schwanheim-Au am Rhein	Fluxys TENP (59 %)/OGE (41 %)

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

2.2 Maßnahmen mit einer geplanten Änderung von Inbetriebnahmedaten

Die im Folgenden aufgeführten Maßnahmen mit einer geplanten Änderung des Inbetriebnahmedatums (z. B. wegen Konkretisierung der L-H-Gas-Umstellungsplanung) beziehen sich auf Veränderungen gegenüber den im Konsultationsdokument ausgewiesenen planmäßigen Inbetriebnahmetermine. Für die Darstellung liegt der Stichtag 01. Januar 2023 zugrunde.

Leitung Voigtslach-Paffrath (ID 067-02a)

Die Leitung Voigtslach-Paffrath wird für die Umstellung von Erdgas mit niedrigem Brennwert (L-Gas) auf Erdgas mit hohem Brennwert (H-Gas) benötigt. Die Leitung wurde im Februar 2023 in Betrieb genommen.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

GDRM-Anlage Paffrath und Verbindungsleitung (ID 067-03b)

Die Gas-Druckregel- und Messanlage (GDRM-Anlage) Paffrath wird für die Umstellung von L-Gas auf H-Gas benötigt. Die GDRM-Anlage wurde im Februar 2023 in Betrieb genommen.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

GDRM-Anlage Pattscheid und Verbindungsleitung (ID 439-01)

Die GDRM-Anlage Pattscheid wird für die Umstellung von L-Gas auf H-Gas benötigt. Die GDRM-Anlage wurde im Februar 2023 in Betrieb genommen.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

GDRM-Anlage Ahlten und Verbindungsleitung (ID 442-02)

Die GDRM-Anlage Ahlten wird für die Umstellung von L-Gas auf H-Gas benötigt. Die GDRM-Anlage wird im Februar 2024 in Betrieb genommen.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt für die Umstellung von L-Gas auf H-Gas.

Leitung Stockum-Bockum Hövel (ID 527-01)

Die Maßnahme ist für die Umstellung der Bereiche Oberaden und Werne-Ummeln-Drohne von L-Gas auf H-Gas erforderlich. Die Leitung Stockum-Bockum Hövel ist weitestgehend fertiggestellt und die Umstellung des Bereichs Oberaden ist planmäßig und erfolgreich durchgeführt worden. Die Umstellung des Bereichs Werne-Ummeln-Drohne ist im Jahr 2027 geplant.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat daher keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt für die Umstellung von L-Gas auf H-Gas.

GDRM-Anlage Engelbostel und Verbindungsleitung (ID 652-01)

Die GDRM-Anlage Engelbostel wird für die Umstellung von L-Gas auf H-Gas benötigt. Die GDRM-Anlage wird im August 2023 in Betrieb genommen.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt für die Umstellung von L-Gas auf H-Gas.

Umstellung auf H-Gas (Bereich Rehden-Bassum) (ID 657-01)

Die Fertigstellung der Ausbaumaßnahme zur Umstellung des Bereiches Rehden-Bassum auf H-Gas wird voraussichtlich im Mai 2024 erfolgen.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkungen auf den geplanten Umstellungszeitpunkt oder die notwendige Kapazitätsbereitstellung.

Umstellung auf H-Gas (Kolshorn-Ahlten-Speicher Empelde) (ID 659-01)

Die Fertigstellung der Ausbaumaßnahme zur Umstellung des Bereiches Kolshorn-Ahlten auf H-Gas wird voraussichtlich im Februar 2024 erfolgen.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat keine Auswirkungen auf den geplanten Umstellungszeitpunkt oder die notwendige Kapazitätsbereitstellung.

Leitung Rehden-Diepholz (ID 760-01)

Die Ausbaumaßnahme der Neubauleitung Rehden-Diepholz ist als erdgasverstärkende Maßnahme im H-Gas vorgesehen.

Im Zuge des Projektfortschritts hat sich ergeben, dass die Inbetriebnahme der Maßnahme bereits im Jahr 2029 statt im Dezember 2030 erfolgen kann.

Leitung Egenstedt-Clauen (ID 761-01)

Die Ausbaumaßnahme der Neubauleitung Egenstedt-Clauen ist als erdgasverstärkende Maßnahme im H-Gas vorgesehen.

Im Zuge des Projektfortschritts hat sich ergeben, dass die Inbetriebnahme der Maßnahme bereits im Jahr 2029 statt im Dezember 2030 erfolgen kann.

2.3 Maßnahmen mit einer eingetretenen Verzögerung

Bei den folgenden Maßnahmen sind Verzögerungen eingetreten:

GDRM-Anlage Kempershöhe und Verbindungsleitung (ID 335-02a)

Die Inbetriebnahme der GDRM-Anlage Kempershöhe und deren Verbindungsleitung konnte wegen Verzögerungen im Genehmigungsverfahren nicht termingerecht erfolgen. Die GDRM-Anlage wurde im April 2023 in Betrieb genommen.

Auswirkungen auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung und die L-H-Gas-Umstellung wurden durch temporäre Maßnahmen vermieden.

VDS Elten (ID 422-01)

Aufgrund von Problemen mit der Kampfmitteluntersuchung und Verzögerungen im Genehmigungsverfahren konnte erst verspätet am 17. Januar 2022 mit den Baumaßnahmen begonnen werden.

Mit der erwarteten Inbetriebnahme bis April 2024 ergeben sich keine Einschränkungen der vorgesehenen Kapazitäten und Umstellungsschritte.

GDRM-Anlage Pfuhl (Steinhäule) (ID 450-01)

Bei der Maßnahme GDRM-Anlage Pfuhl (Steinhäule) kommt es aufgrund zeitintensiverer Material- und Leistungsbeschaffung zu einer Verschiebung der Inbetriebnahme.

Die Material- und Beschaffungskosten sind deutlich angestiegen. Die höheren Gesamtkosten überschreiten eine Wertgrenze, aufgrund derer eine EU-weite Ausschreibung der Beschaffungen verpflichtend vorgeschrieben ist. Der mehrstufige Prozess einer EU-weiten Ausschreibung ist erheblich umfangreicher als das ursprünglich geplante Vergabeverfahren und führt daher zu einer deutlichen Verlängerung des gesamten Beschaffungsprozesses.

Durch die Verzögerung erfolgt die Inbetriebnahme voraussichtlich im Juli 2024. Auswirkungen auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung sind aktuell nicht bekannt.

Erweiterung GDRM-Anlage Au am Rhein (ID 451-02)

Bei der Maßnahme Erweiterung GDRM-Anlage Au am Rhein kommt es aufgrund von Lieferschwierigkeiten in der Material- und Leistungsbeschaffung zu einer Verschiebung der Inbetriebnahme.

Durch die Verzögerung erfolgt die Inbetriebnahme voraussichtlich im September 2023. Auswirkungen auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung sind aktuell nicht bekannt.

Leistungsverbindung EPT-Rysum – Rysum-Folmhusen (ID 504-01a)

Die Inbetriebnahme der Leistungsverbindung EPT-Rysum – Rysum-Folmhusen war bis zum Oktober 2022 vorgesehen. Aufgrund der Priorisierung anderer Maßnahmen im GUD-Leitungsnetz erfolgt die Inbetriebnahme sowie die Kapazitätsbereitstellung nun voraussichtlich im Juli 2023.

GDRM-Anlage Emden (504-02c)

Die Inbetriebnahme der GDRM-Anlage Emden war bis zum Oktober 2022 vorgesehen. Aufgrund der Priorisierung anderer Maßnahmen im GUD-Leitungsnetz erfolgt die Inbetriebnahme sowie die Kapazitätsbereitstellung nun voraussichtlich im Juli 2023.

Reversierung VDS Holtum (507-01l)

Der Abschluss der Reversierung Verdichterstation (VDS) Holtum war bis zum Oktober 2022 vorgesehen. Aufgrund der Priorisierung anderer Maßnahmen sowie der derzeitigen Flusssituation im GUD-Leitungsnetz erfolgt die Inbetriebnahme nun voraussichtlich im zweiten Quartal 2023.

2.4 Maßnahmen mit einer absehbaren Verzögerung

Die im Folgenden aufgeführten Maßnahmen mit einer absehbaren Verzögerung beziehen sich ausschließlich auf Verzögerungen gegenüber den in der **NEP-Gas-Datenbank** ausgewiesenen planmäßigen Inbetriebnahmeterminen.

AUGUSTA (Leitung Wertingen-Kötz) (ID 402-02a)

Die AUGUSTA (Leitung Wertingen-Kötz) wird unter Berücksichtigung der seit dem Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplans Gas 2016–2026 mehrmals veränderten Kapazitätsbedarfe der terranets bw sowie der Kraftwerks-Projekte Leipheim (2. Stufe) und Gundremmingen unverändert benötigt. Die Änderung der technischen, wirtschaftlichen und terminlichen Rahmenbedingungen führte zu Verzögerungen bei Konzeption, Planung und im Genehmigungsverfahren. Dadurch verschiebt sich die Inbetriebnahme der AUGUSTA (Leitung Wertingen-Kötz) auf Ende 2025.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat Auswirkungen auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

GDRM-Anlage Wertingen 2 (ID 402-02b)

Die GDRM-Anlage Wertingen 2 dient der Anbindung der geplanten Leitung AUGUSTA (ID 402-02a) an die VDS Wertingen. Aufgrund der verzögerten Inbetriebnahme der Leitung AUGUSTA ist die Anbindung der AUGUSTA an die VDS Wertingen erst entsprechend später möglich. Dadurch verschiebt sich die Inbetriebnahme der GDRM-Anlage Wertingen 2 inklusive der Anbindung an die VDS Wertingen ebenfalls auf Ende 2025.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat Auswirkungen auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

GDRM-Anlage Kötz (ID 402-02c)

Die GDRM-Anlage Kötz dient der Verteilung von Gasmengen aus der geplanten Leitung AUGUSTA (ID 402-02a) zu den Bestandsleitungen Senden-Vohburg und Ulm-Augsburg. Aufgrund der verzögerten Inbetriebnahme der Leitung AUGUSTA ist eine Anbindung der AUGUSTA an die nachgelagerten Gastransportsysteme erst entsprechend später möglich. Dadurch verschiebt sich die Inbetriebnahme der GDRM-Anlage Kötz ebenfalls auf Ende 2025.

Die zeitliche Anpassung der Umsetzung dieser Ausbaumaßnahme hat Auswirkungen auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

VDS Legden (ID 416-02)

Die Inbetriebnahme der VDS Legden wird voraussichtlich wegen Verzögerungen im Genehmigungsverfahren im Juni 2024 erfolgen. Auswirkungen auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung sind aktuell nicht auszuschließen.

VDS Mörsch (Nordschwarzwaldleitung) (ID 417-02)

Bei der Maßnahme VDS Mörsch (Nordschwarzwaldleitung) kommt es voraussichtlich aufgrund von mitunter pandemiebedingten Verzögerungen im Planungs- und Genehmigungsprozess nach Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) zu einer Verschiebung der Inbetriebnahme.

Durch die absehbare Verzögerung der zweiten Ausbaustufe verschiebt sich die Inbetriebnahme und damit Kapazitätsbereitstellung der letzten Maschineneinheit auf August 2024.

Verlängerung Anbindung Heilbronn (SEL 1) (ID 449-02)

Bei der Maßnahme Verlängerung Anbindung Heilbronn (SEL 1) kommt es aufgrund der umfangreichen Schutzmaßnahmen zugunsten geschützter Tierarten zu Verzögerungen im Bauablauf und damit voraussichtlich zu einer Verschiebung der Inbetriebnahme.

Durch die absehbare Verzögerung verschiebt sich die Inbetriebnahme und die Kapazitätsbereitstellung nun auf Dezember 2024.

VDS Sayda (ID 507-01m)

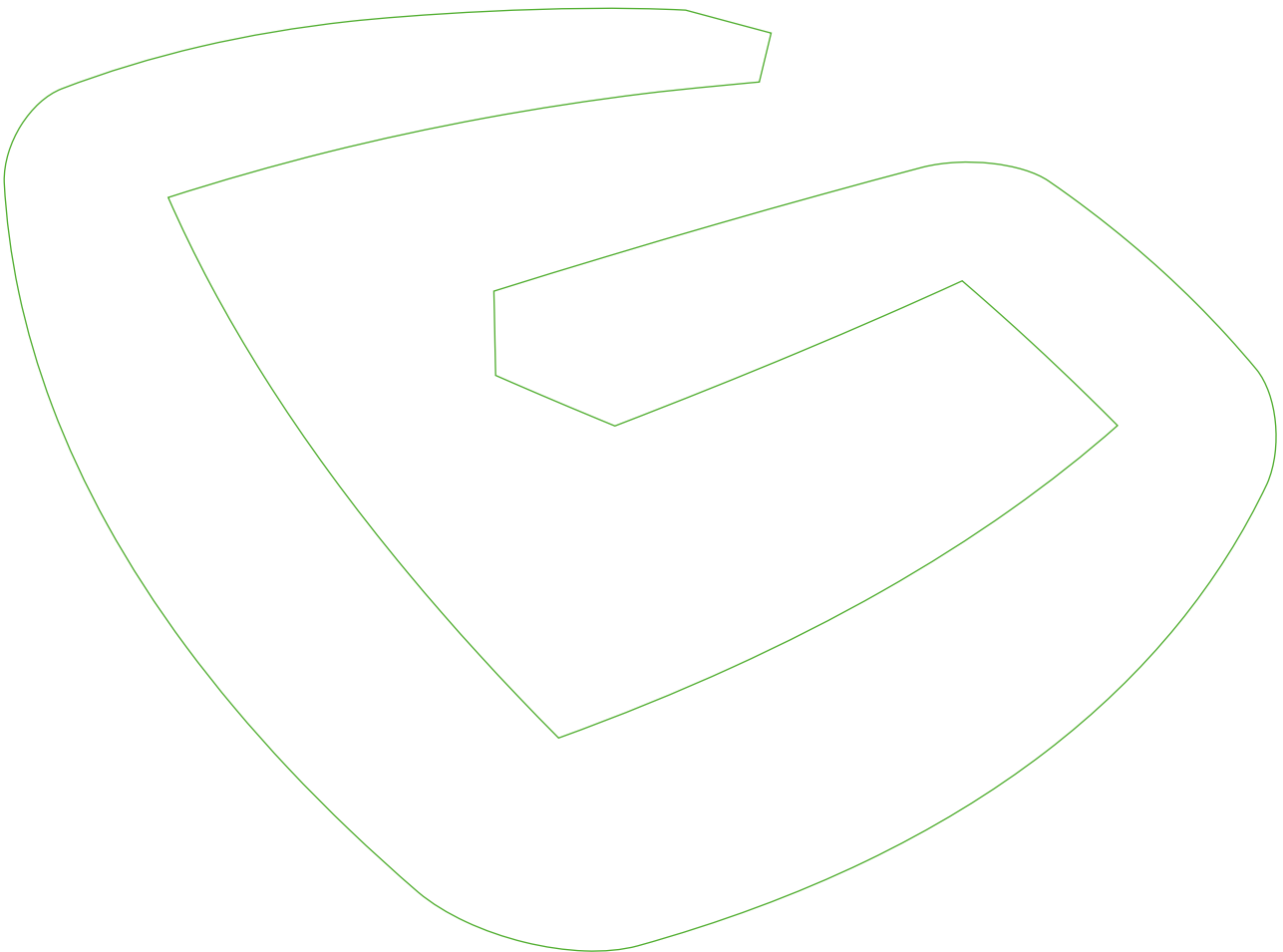
Im Rahmen einer technologischen Vergleichsbetrachtung zur Maßnahme 507-01m (Neubau Verdichterstation Sayda), wurde das Konzept der Entwurfsplanung überarbeitet und ein neues EU-Vergabeverfahren gestartet. Diese Veränderung im Zeitplan betrifft auch eine Anpassung der Inbetriebnahme und der Kapazitätsbereitstellung auf das vierte Quartal 2025.

GDRM-Anlage Lubmin II (ID 631-01), GDRM-Anlage Anlandestation Greifswald - Anlagenerweiterung 3 (ID 632-01), VDS Wittenburg (ID 633-02)

Die Maßnahmen werden für die Versorgungssicherheit in den Niederlanden benötigt. Im Rahmen der Detailplanungen wurde der Zeitplan angepasst. Dieser sieht eine geplante Inbetriebnahme der GDRM-Anlagen im September 2026 sowie der Verdichterstation im Dezember 2026 vor.

Da im ersten Quartal 2022 absehbar nicht mit einer Inbetriebnahme der Nord Stream 2 zu rechnen war, wurden die Arbeiten an dem begonnenen NEL-Ausbauprojekt VDS Wittenburg auf das Notwendigste beschränkt. Weitere Auswirkungen auf die Inbetriebnahmedaten sowie auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung sind aktuell nicht auszuschließen.

Aktuelle L-H-Gas Umstellungsplanung 2023



3 Aktuelle L-H-Gas-Umstellungsplanung 2023

3.1 Einleitung

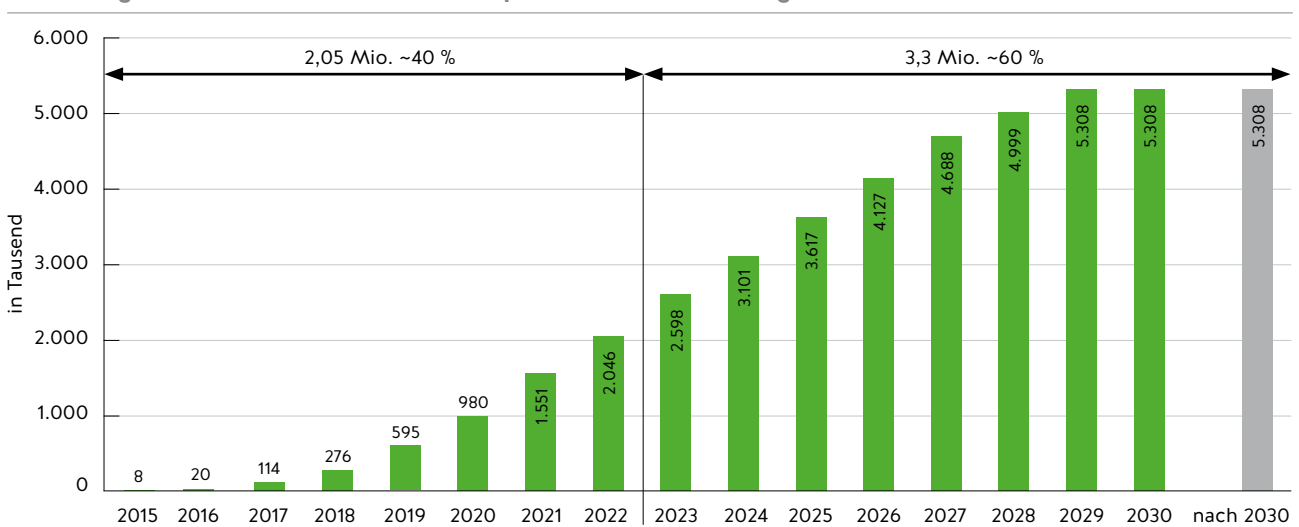
Ein Teil des deutschen Gasmarktes wird mit L-Gas versorgt. L-Gas stammt ausschließlich aus Aufkommen der deutschen und der niederländischen Produktion. Das H-Gas stammt im Wesentlichen aus Norwegen oder gelangt über LNG-Anlagen nach Deutschland. Die beiden unterschiedlichen Gruppen der Methanbeschaffenheit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

In den letzten Jahren sind in den Niederlanden im Umfeld des Groningen-Feldes vermehrt Erdbeben aufgetreten, die in Zusammenhang mit der Erdgasförderung gesehen werden. Diese haben zu einem erheblichen politischen Druck geführt, die Groningen-Produktion schnellstmöglich zu beenden. Um den Risiken aus der Erdgasförderung Rechnung zu tragen, wurde die Förderung in den vergangenen Jahren bereits deutlich reduziert. Eine wichtige Veränderung an den Rahmenbedingungen ergibt sich aktuell durch den Wegfall der russischen Erdgaslieferungen in die Niederlande. Entsprechende H-Gas-Mengen werden in den Niederlanden auch für die Konvertierung zu L-Gas benötigt und sind nun durch andere Lieferquellen zu kompensieren. Dieses führt dazu, dass das Groningen-Feld derzeit als Kapazitätsreserve mit einer minimalen Fördermenge aktiv bleibt. Es wird nun erneut geprüft, zu welchem Zeitpunkt das Groningen-Feld als Kapazitätsreserve vollständig geschlossen werden kann.

Die rückläufige L-Gas-Produktion in den Niederlanden hat sowohl in Bezug auf die in Deutschland verfügbaren Jahresmengen als auch auf die zur Verfügung stehenden Leistungen erhebliche Auswirkungen. 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. Dieser Austausch erfolgt sowohl direkt zwischen den Netzbetreibern als auch über die „Task Force Monitoring L-Gas Market Conversion“, die auf Initiative des niederländischen Wirtschaftsministeriums etabliert wurde. Im Rahmen dieser 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 jüngste Bericht der Task Force wurde im März 2023 veröffentlicht [[Task Force Monitoring L-Gas Market Conversion 2023](#)].

Auch in Deutschland ist die L-Gas-Produktion stark rückläufig. Um den Rückgängen der in- und ausländischen Aufkommen zu begegnen, stellen die Fernleitungsnetzbetreiber sukzessive die mit L-Gas versorgten Gebiete auf H-Gas um. Seit Beginn der L-H-Gas-Umstellung im Jahr 2015 wurden 59 Bereiche mit insgesamt rund 2,05 Mio. Geräten umgestellt. Eine Übersicht der bereits umgestellten Bereiche findet sich in Anlage 1. Dies entspricht rund 40 % der insgesamt bis 2029 umzustellenden Geräte. Insgesamt entspricht das in Deutschland seit dem Jahr 2015 realisierte Umstellungsvolumen einer jährlichen Verbrauchsmenge von rund 112 TWh und einer Leistung von 32 GWh/h.

Abbildung 2: Kumulierte Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte von 2015 bis nach 2030



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Stand: 12. Juni 2023

Im Jahr 2022 haben GTG, OGE und Thyssengas größere Netzbereiche in Summe mit ca. 500.000 Geräten erfolgreich umgestellt. Alle hierfür erforderlichen Ausbaumaßnahmen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber wurden zeitgerecht für die L-H-Gas-Umstellung in Betrieb genommen. Dies umfasst mehrere Leitungsbauprojekte (größtes Projekt: Leitung Erfstadt-Euskirchen, 18 km) und GDRM-Anlagen.

Alle Auswertungen und Bilanzen in den Kapiteln 3.2 und 3.3 basieren auf dem Stand der Umstellungsplanung zum Stichtag 01. Oktober 2022. In den Kapiteln 3.5.3 und 3.5.4 werden die Veränderungen in der L-H-Gas-Umstellungsplanung gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 [FNB Gas 2023] sowie darüberhin-
ausgehende mögliche Veränderungen beschrieben. Das Kapitel 3.6 beschreibt die Situation der Produktions-
einspeisung zum Ende bzw. nach erfolgter Marktraumumstellung.

3.2 L-Gas-Leistungsbilanz 2030

Die L-Gas-Leistungsbilanz stellt die erwartete L-Gas-Kapazitätsbedarfsentwicklung der zur Verfügung stehenden Einspeiseleistungen gegenüber. Die Einspeiseleistungen setzen sich aus Produktion, Importen, Speichern und Konvertierung zusammen. Der L-Gas-Kapazitätsbedarf berücksichtigt die aktuelle Umstellungsplanung zum Stichtag 01. Oktober 2022. Die einzelnen Positionen der L-Gas-Bilanz 2030 werden im Folgenden näher erläutert.

3.2.1 Bedarf an Einspeiseleistung

Inländische Produktion

Die in Tabelle 5 dargestellte Entwicklung der Produktionskapazitäten basiert auf den Angaben des Bundesverbands Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (BVEG) vom Mai 2022. Die Produktionskapazitäten sind wie in der Vergangenheit durch den BVEG mit einem Sicherheitsabschlag versehen worden.

Im Vergleich zur Prognose des Jahres 2021, die Basis für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 war, hat sich die Kapazitätsprognose für die Summe der Gebiete Elbe-Weser und Weser-Ems bis zum Jahr 2030 abermals verringert (um 2–6 % bis 2030).

Tabelle 5: Entwicklung der Produktionskapazitäten für inländische Produktion

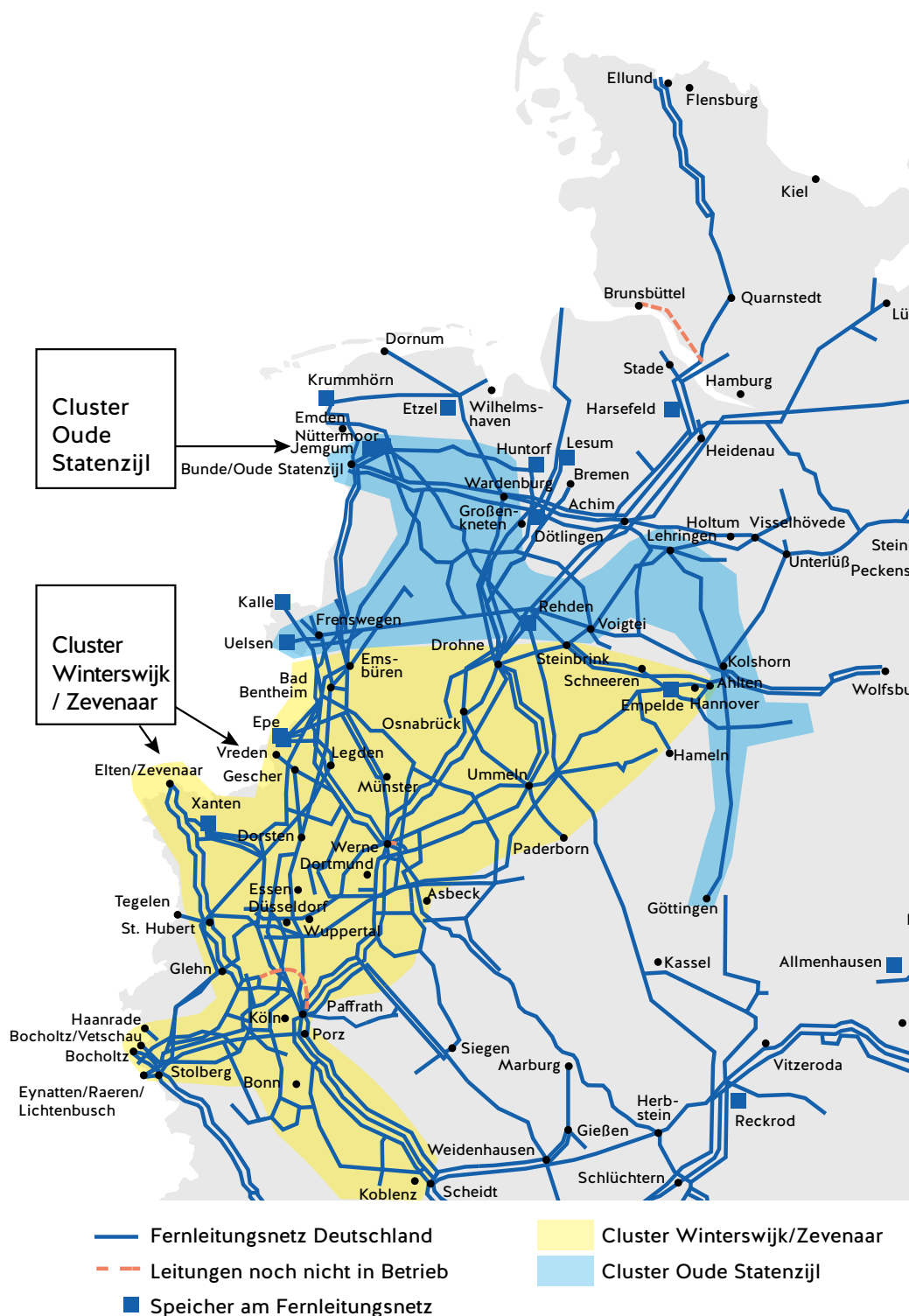
Jahr	Deutschland	Gebiet Elbe-Weser	Gebiet Elbe-Weser mit Sicherheitsabschlag gem. BVEG	Gebiet Weser-Ems	Gebiet Weser-Ems mit Sicherheitsabschlag gem. BVEG
2023	0,58	0,22	0,20	0,26	0,23
2024	0,54	0,21	0,19	0,24	0,21
2025	0,50	0,20	0,18	0,22	0,19
2026	0,45	0,19	0,16	0,19	0,17
2027	0,41	0,17	0,15	0,17	0,15
2028	0,37	0,15	0,13	0,16	0,14
2029	0,34	0,14	0,12	0,15	0,12
2030	0,31	0,13	0,11	0,14	0,11

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis von [BVEG 2022]

Importe aus den Niederlanden

Den größten Beitrag auf der Einspeiseseite erbringen die Importe aus den Niederlanden, die im Geschäftsjahr 2022/2023 mehr als 60 % der L-Gas-Versorgungsleistung darstellen. Dabei ist zwischen den Import-Clustern Oude Statenzijl und Winterswijk/Zevenaar zu unterscheiden (vgl. Abbildung 3).

Abbildung 3: Importpunkte aus den Niederlanden



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Stand: 12. Juni 2023

Ein Teil der Importleistung aus den Niederlanden wird auf deutscher Seite über unterbrechbare Kapazitäten zur Verfügung gestellt, da die im Winter benötigte Importleistung zur Abdeckung des Spitzenbedarfs in Schwachlastfällen im Sommer nicht gesichert transportiert werden kann.

Der Produktionsrückgang in den Niederlanden führt zu einer sukzessiven Reduktion der L-Gas-Exportleistung nach Deutschland. Daher wird in der L-Gas-Leistungsbilanz die Leistung linear abfallend angesetzt.

Die in der Tabelle 6 aufgezeigten Importleistungen sind mit der GTS abgestimmt und gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 [FNB Gas 2023] und dem Umsetzungsbericht 2021 [FNB Gas, USB 2021] unverändert.

Tabelle 6: Aufteilung der L-Gas-Importleistung auf die Grenzübergangspunkte

Gaswirtschaftsjahr	Oude Statenzijl	Zevenaar, Winterswijk	Summe
	GWh/h		
2022/2023	7,0	26,4	33,4
2023/2024	7,0	21,6	28,6
2024/2025	7,0	16,9	23,9
2025/2026	7,0	12,1	19,1
2026/2027	3,0	11,3	14,3
2027/2028	2,2	7,3	9,5
2028/2029	2,2	2,6	4,8
2029/2030	0,0	0,1	0,1

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Um eine zusätzliche Reduktion des Imports von Groningen-Gas zu erreichen, ist es technisch möglich, Groningen-Gas mit H-Gas zu mischen. Hierbei ist die Einhaltung der Spezifikation für L-Gas gemäß des Arbeitsblatts G260 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW) erforderlich. Im operativem Dispatching wird die Beimischung von H-Gas zum L-Gas-Fluss im Rahmen von „Können und Vermögen“-Verbindungen genutzt. Möglichkeiten zur Beimischung von H-Gas in das L-Gas-System sind in den Niederlanden und in den Netzen der GUD und GTG Nord vorhanden.

Die Beimischung von H-Gas wird in der L-Gas-Leistungsbilanz aufgrund der unsicheren Verfügbarkeit nicht berücksichtigt.

L-Gas-Speicher

Die in der L-Gas-Bilanz berücksichtigte Ausspeicherleistung der in Tabelle 7 aufgeführten L-Gas-Speicher liegt im Gaswirtschaftsjahr 2022/2023 bei 15,6 GWh/h.

Hierbei werden die Ausspeicherleistungen in der L-Gas-Bilanz berücksichtigt, die mit dem heutigen L-Gas-Netz transporttechnisch realisierbar sind. Aufgrund der fortschreitenden L-H-Gas-Umstellung und dem sich daraus ergebenden rückläufigen L-Gas-Bedarf ist die Leistung am Speicher Nüstermoor/Huntorf erneut reduziert worden.

Tabelle 7: Speicherleistungen der L-Gas-Speicher am Fernleitungsnetz

Gaswirtschaftsjahr 2022/2023	Empelde	Epe	Nüstermoor/Huntorf	Summe
	GWh/h			
In der L-Gas-Bilanz berücksichtigte Leistung	1,6	9,0	5,0	15,6

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Tabelle 8 zeigt die zeitliche Entwicklung der von den Fernleitungsnetzbetreibern angesetzten Ausspeicherleistungen für die Speicher Empelde, Epe und Nüttermoor/Huntorf.

Tabelle 8: Entwicklung der angesetzten Ausspeicherleistungen der L-Gas-Speicher

Gaswirtschaftsjahr	Empelde	Epe	Nüttermoor/Huntorf	Summe
	GWh/h			
2022/2023	1,6	9,0	5,0	15,6
2023/2024	1,6	7,0	3,7	12,3
2024/2025	1,6	5,5	1,9	9,0
2025/2026	1,6	5,0	0,2	6,8
2026/2027	1,6	3,5	0,0	5,1
2027/2028	1,6	2,5	0,0	4,1
2028/2029	1,6	2,0	0,0	3,6
2029/2030	0,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Konvertierung

Eine weitere Möglichkeit der Kompensation rückläufiger L-Gas-Aufkommen und -Importe ist der Einsatz von technischen Konvertierungsanlagen. Hierbei wird mittels Beimischung von Stickstoff oder Luft in einen H-Gas-Strom L-Gas gemäß dem DVGW Arbeitsblatt G 260 konditioniert.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben für spezielle Netzsituationen eine L-H-Gas-Umstellung und eine Konvertierung gegenübergestellt und in den beiden folgenden Fällen technische Konvertierung zur Darstellung von Ausspeicherleistungen eingeplant:

Konvertierungsanlage Nowega in Rehden

Die Konvertierungsanlage im Netzbereich der Nowega wurde erweitert und verfügt seit dem zweiten Quartal 2021 über eine Gesamtleistung von maximal 2,4 GWh/h.

Konvertierungsanlage Thyssengas in Broichweiden

Die bestehende Konvertierungsanlage verfügt über feste Kapazitäten. Bei Bedarfsspitzen wird dadurch eine gesicherte Einspeisung von 250 MWh/h in ein regionales L-Gas-System möglich, bis auch dieses System im Jahr 2027 auf H-Gas umgestellt wird.

3.2.2 Bedarf an Ausspeiseleistung

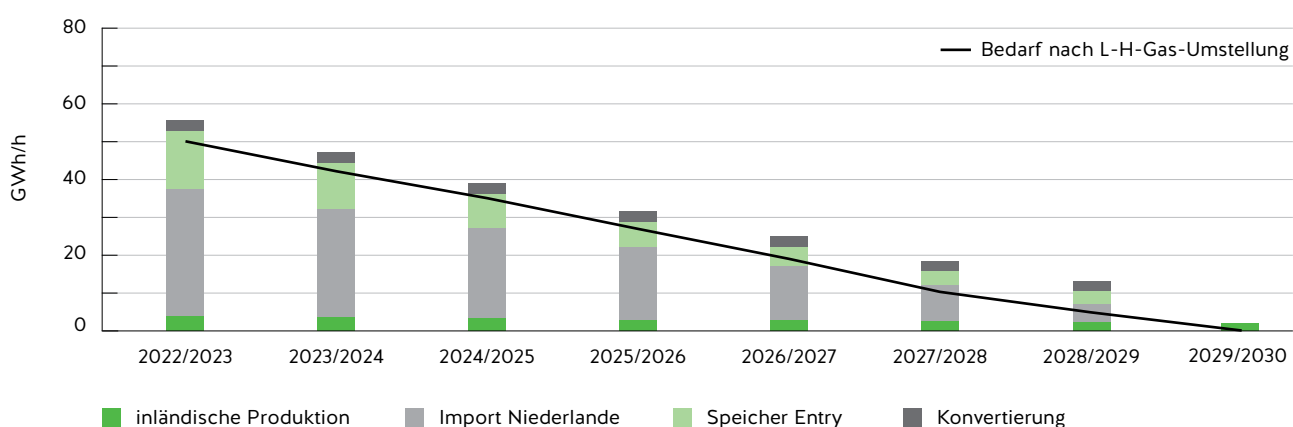
Der Kapazitätsbedarf von Verteilernetzbetreibern (VNB), Industrie und Kraftwerken ist gegenüber Kapitel 5 des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 [FNB Gas 2023] nahezu unverändert. Bei den VNB wurden die plausibilisierten Langfristprognosen bzw. internen Bestellungen zugrunde gelegt.

Im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 ergeben sich durch fortgeschrittene Umstellungsplanungen und zeitlich vorgezogene Umstellungen bestimmter Umstellungsbereiche weitere, geringfügige Veränderungen des verbleibenden L-Gas-Bedarfs.

3.2.3 Deutschlandweite kapazitative L-Gas-Bilanz

Die Abbildung 4 und die Tabelle 9 zeigen die deutschlandweite L-Gas-Leistungsbilanz.

Abbildung 4: Deutschlandweite kapazitative L-Gas-Bilanz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 9: Deutschlandweite kapazitative L-Gas-Bilanz

Gaswirtschaftsjahr	Inländische Produktion	Import Niederlande	Speicher Entry	Konvertierung	Summe Darbietung	L-Gas-Bedarf	L-Gas-Bedarf ohne L-H-Gas-Umstellung
2022/2023	3,9	33,4	15,6	2,7	55,6	50,2	50,2
2023/2024	3,6	28,6	12,3	2,7	47,2	42,1	50,3
2024/2025	3,3	23,9	9,0	2,7	38,9	35,0	50,2
2025/2026	2,9	19,1	6,8	2,7	31,5	26,9	49,9
2026/2027	2,7	14,3	5,1	2,7	24,7	18,9	49,3
2027/2028	2,4	9,5	4,1	2,4	18,4	10,3	49,9
2028/2029	2,2	4,8	3,6	2,4	12,9	4,9	49,9
2029/2030	1,9	0,1	0,0	0,0	2,0	0,1	50,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Insgesamt ergeben sich durch die Aktualisierungen der Planungsprämissen im vorliegenden Umsetzungsbericht 2023 gegenüber den Ergebnissen des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 lediglich geringe Änderungen der L-Gas-Leistungsbilanz.

3.3 L-Gas-Mengenbilanz

Die Mengenbilanz beinhaltet die Auswirkungen der Aktualisierung der L-H-Gas-Umstellungsplanung, die Ergebnisse der Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2021/2022 sowie eine aktualisierte Prognose der deutschen Erdgasproduktion.

Die Fernleitungsnetzbetreiber möchten hierdurch sicherstellen, dass neben der Absicherung der zu erwartenden Leistungsspitzen (Leistungsbilanz) auch die Verfügbarkeit ausreichender L-Gas-Mengen (Mengenbilanz) während des gesamten Zeitraumes der Marktraumumstellung transparent gemacht wird.

3.3.1 Grundsätzliche Vorgehensweise

Der L-Gas-Mengenbedarf der Umstellungsgebiete basiert auf historischen Verbrauchswerten, die mittels einer Temperaturbereinigung auf ein kaltes Jahr und ein Jahr mit durchschnittlichen Temperaturen umgerechnet werden. Durch die fortschreitende Marktraumumstellung werden jährlich Teile der L-Gas-Mengen durch H-Gas ersetzt und damit der L-Gas-Bedarf in Summe sukzessive reduziert. Zur Prognose der zukünftigen Mengenentwicklung wird ein Szenario aus dem jeweils zugrunde liegenden Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas unterstellt. Ergeben sich aus der Analyse des jeweils abgelaufenen Gaswirtschaftsjahres (hier: 2021/2022) zusätzliche Erkenntnisse, so werden die Auswirkungen auf die Verbrauchsentwicklung analysiert und bewertet.

Zur Erstellung der L-Gas-Mengenbilanz werden die Bedarfsannahmen den Annahmen zur Entwicklung der inländischen Produktion und den Importmengen aus den Niederlanden gegenübergestellt. Die Annahmen zur Produktionsentwicklung basieren dabei auf der Prognose der regionalen Erdgasförderung des BVEG, während die geplanten Importmengen jährlich mit GTS abgestimmt werden.

3.3.2 Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2021/2022 und Auswirkungen auf die L-Gas-Mengenbilanz

Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2021/2022

Das Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 war wärmer als ein Durchschnittsjahr. Daher war der L-Gas-Verbrauch in Deutschland temperaturbedingt niedriger als angenommen. Durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine hat es vor allem aufgrund der stark gestiegenen Preise weitere Einspareffekte gegeben. Der L-Gas-Bedarf von Letztverbrauchern betrug 146,3 TWh und lag somit 14,4 TWh (9 %) unter den Planungsannahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 in Höhe von 160,7 TWh [FNB Gas 2023]. Umgerechnet auf die Temperaturen des Gaswirtschaftsjahres 2021/2022 beträgt die Planmenge des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 für das Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 153,4 TWh. Somit ist die Abweichung zwischen Planmenge und tatsächlichem Bedarf zu rund 50 % (7,3 TWh) auf den Temperatureffekt und zu rund 50 % (7,1 TWh) auf Einspareffekte zurückzuführen.

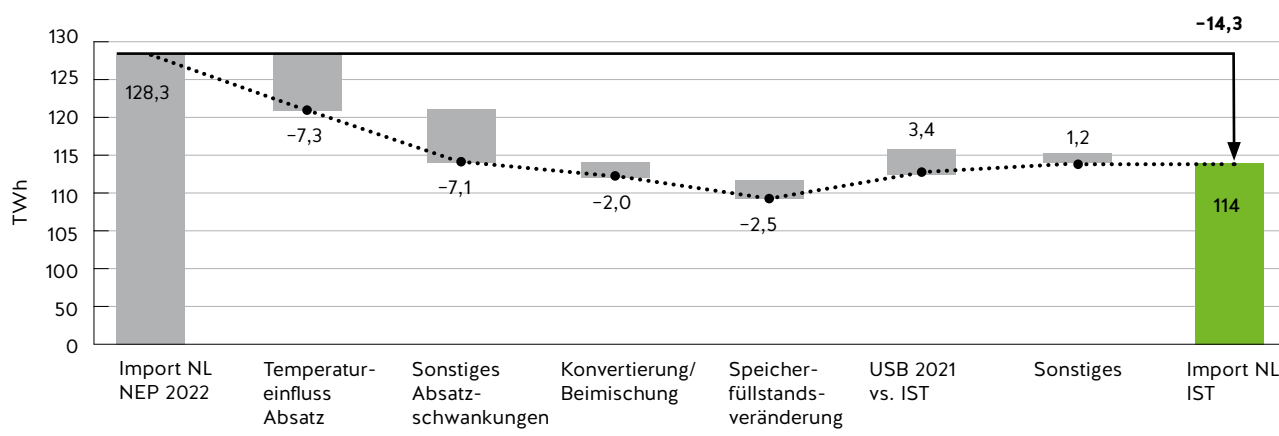
Der L-Gas-Anteil der deutschen Produktion lag im Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 mit 34,0 TWh rund 2,5 TWh über den Planungsannahmen der Fernleitungsnetzbetreiber in Höhe von 31,5 TWh (unter Berücksichtigung des Sicherheitsabschlages der Fernleitungsnetzbetreiber).

Der Füllstandssaldo der Gasspeicher wies zum Stichtag 01. Oktober 2022 einen um 3,4 TWh erhöhten Wert verglichen mit der Planungsannahme auf. Die technische Konvertierung von H-Gas zu L-Gas wies einen um 2,0 TWh höheren Wert als angenommen auf.

In Summe führten die oben beschriebenen Effekte dazu, dass die Importe aus den Niederlanden im Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 in Höhe von 114,0 TWh um 14,3 TWh unter den Planungsannahmen in Höhe von 128,3 TWh lagen.

Abbildung 5 zeigt die Einflussfaktoren auf die Importmengen aus den Niederlanden im Gaswirtschaftsjahr 2021/2022.

Abbildung 5: Importmengen aus den Niederlanden im Gaswirtschaftsjahr 2021/2022



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Auswirkungen auf die L-Gas-Mengenbilanz

Die im Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 beobachteten Abweichungen der Importmengen zwischen den Plan-Mengen und den Ist-Mengen sind im Wesentlichen auf den Temperatureinfluss sowie eine Verbrauchsreduzierung, im Wesentlichen als Reaktion auf die hohen Erdgaspreise in Folge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine, zurückzuführen.

Da die mittel- und langfristigen Auswirkungen des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine auf die Erdgaspreise und damit zusammenhängend auf das Verhalten der privaten Haushalte und von Industriekunden aktuell nur schwer abzuschätzen sind, haben die Fernleitungsnetzbetreiber zunächst von einer Anpassung der Verbrauchsannahmen im L-Gas abgesehen.

3.3.3 L-Gas-Mengenbilanz für Deutschland

Die einzelnen Positionen der L-Gas-Mengenbilanz bis zum Gaswirtschaftsjahr 2029/2030 werden im Folgenden näher erläutert.

L-Gas-Bedarf

Durch die einsetzende Marktraumumstellung werden jährlich Teile der L-Gas-Mengen durch H-Gas ersetzt und damit der L-Gas-Bedarf in Summe kontinuierlich reduziert. Die parallel zu berücksichtigende Mengenentwicklung beim Endenergiebedarf (vgl. Kapitel 3.3.1) wird in zwei unterschiedlichen Varianten unterstellt:

- **Kaltes Jahr**

In dieser Variante wird als Startwert für das Gaswirtschaftsjahr 2022/2023 der L-Gas-Mengenbedarf für den Zeitraum April 2012 bis März 2013 angesetzt. Danach erfolgt eine Temperaturbereinigung auf ein kaltes Jahr. Abschließend wird die Mengenentwicklung gemäß Szenario I des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 [FNB Gas, SR 2022] unterstellt.

- **Durchschnittliches Jahr**

In dieser Variante wird als Startwert für das Gaswirtschaftsjahr 2022/2023 der L-Gas-Mengenbedarf für den Zeitraum April 2012 bis März 2013 angesetzt. Danach erfolgt eine Temperaturbereinigung auf den Temperaturdurchschnitt der Jahre 1991 bis 2013. Abschließend wird die Mengenentwicklung gemäß Szenario I des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 unterstellt.

Die Temperaturbereinigung wird mit Hilfe der Gradtagszahlen der entsprechenden Jahre sowie der Gradtagszahl des langjährigen Mittels vorgenommen. Hierzu werden Angaben zu den Gradtagszahlen nach VDI-Richtlinie 3807 herangezogen. Die täglichen Gradtagszahlen geben dabei die Differenz der Tagesmitteltemperaturen zu einer festgelegten mittleren Raumtemperatur von 20,0 °C an. Zur Abschätzung des L-Gas-Verbrauchs in einem kalten Jahr wird die Gradtagszahl des kältesten Jahres seit 1991 verwendet.

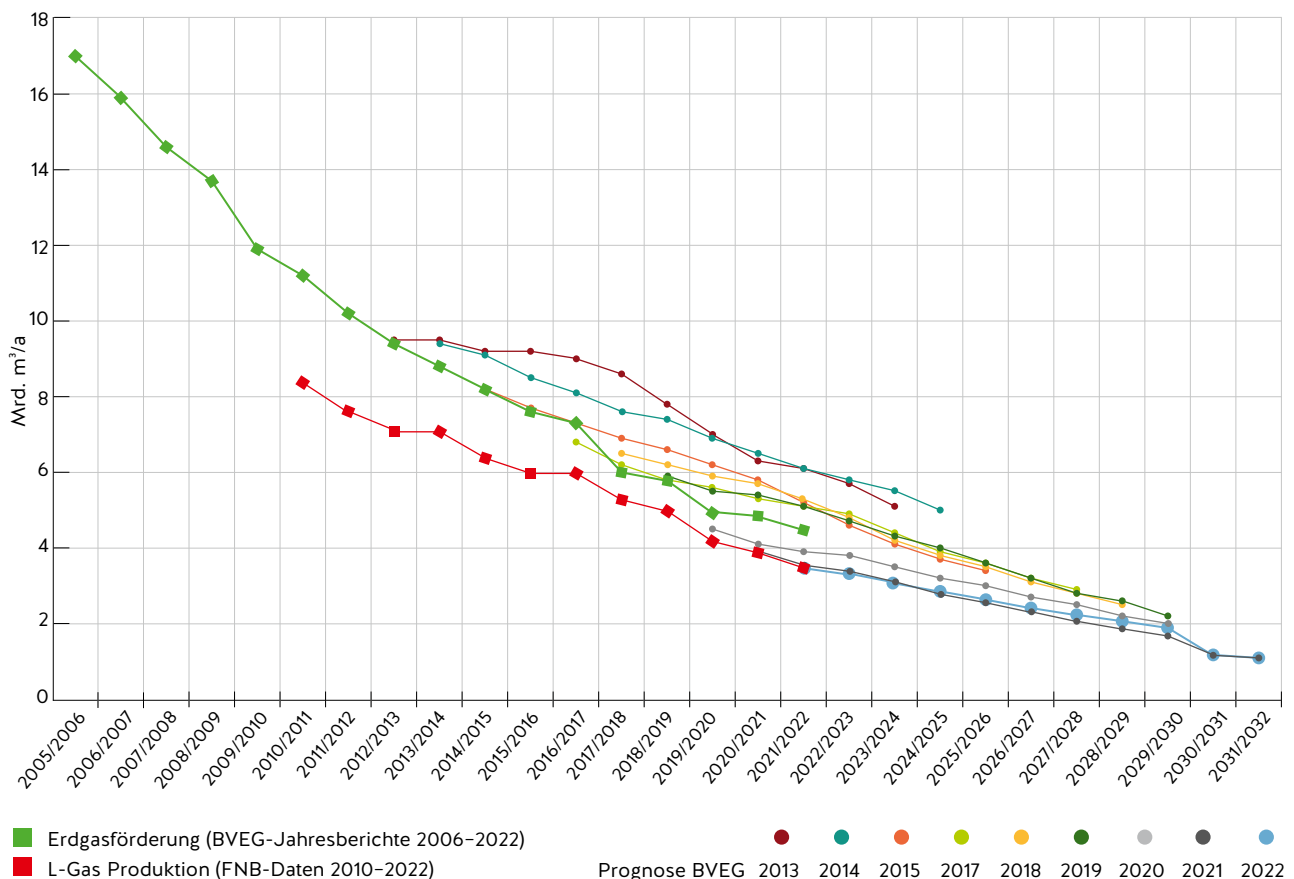
Im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 [FNB Gas 2023] ergeben sich bei der Bedarfsentwicklung nur geringfügige Unterschiede. Durch die Aktualisierung der L-H-Gas-Umstellungsplanung und Außerbetriebnahmen von Industriekunden verringert sich der L-Gas-Bedarf in den Gaswirtschaftsjahren 2022/2023 bis 2028/2029 in einer Größenordnung von 0,1–0,5 TWh.

Inländische Produktion

Die Annahmen zur Entwicklung der deutschen Erdgasproduktion basieren auf einer im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 aktualisierten Prognose des BVEG.

Abbildung 6 zeigt die historische und prognostizierte Entwicklung der deutschen Erdgasförderung im Zeitraum 2005/2006 bis 2031/2032 einschließlich der aktualisierten Prognose des BVEG aus dem Jahr 2022.

Abbildung 6: Förderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Produktionsdaten der Jahre 2006 (entspricht dem Gaswirtschaftsjahr 2005/2006) bis 2021 (Gaswirtschaftsjahr 2020/2021) basieren auf den durch den BVEG für die beiden wichtigsten deutschen Förderregionen Elbe-Weser und Weser-Ems [BVEG 2007–2022] veröffentlichten Zahlen. Für die Zeit ab 2022 basieren die Werte auf der Prognose der regionalen Erdgasförderung des BVEG aus dem Jahr 2022 [BVEG 2022].

Die aktualisierte Prognose des BVEG zeigt zunächst einen Rückgang der deutschen L-Gas-Produktion ab dem Jahr 2022. Im Vergleich zur BVEG-Prognose des Jahres 2021 ergeben sich für die Gaswirtschaftsjahre 2022/2023 und 2023/2024 Rückgänge von bis zu 2 %, ab dem Gaswirtschaftsjahr 2024/2025 liegen dann die Prognosewerte über der vorherigen Prognose (bis zu 13 % höher im Gaswirtschaftsjahr 2029/2030).

Auf Basis der Produktionszahlen der vergangenen Jahre sehen es die Fernleitungsnetzbetreiber weiterhin als sachgerecht an, den Sicherheitsabschlag für die deutsche Produktion unverändert zu belassen, so dass unter Berücksichtigung eines Sicherheitspuffers von 10 % bis zum Jahr 2023 90 % der BVEG-Prognose als L-Gas-Anteil der deutschen Produktion in der Mengenbilanz berücksichtigt werden. Danach erfolgt eine schrittweise Erhöhung des Sicherheitspuffers auf 20 % sowie am Ende des Prognosezeitraumes auf 30 %.

Insgesamt bewegen sich damit die Anpassungen der unterstellten L-Gas-Produktion gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 [FNB Gas 2023] in einer Größenordnung von –0,6 TWh (Gaswirtschaftsjahr 2022/2023) bis +1,5 TWh (Gaswirtschaftsjahr 2029/2030).

Importe aus den Niederlanden

Der mit GTS abgestimmte und gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 unveränderte Importbedarf ist in Tabelle 10 dargestellt:

Tabelle 10: Importbedarf aus den Niederlanden für ein kaltes und durchschnittliches Jahr

Gaswirtschaftsjahr	NEP Gas 2022/USB 2023	NEP Gas 2022/USB 2023	Import Niederlande	Import Niederlande
	Import Niederlande	Import Niederlande	Kaltes Jahr	Durchschnittliches Jahr
	Kaltes Jahr			
	Durchschnittliches Jahr			
	TWh/a			
2022/2023	122,0	109,8	42,6	38,8
2023/2024	100,6	90,6	39,9	36,7
2024/2025	84,3	75,8	38,2	35,2
2025/2026	61,8	55,3	21,7	19,2
2026/2027	43,5	39,4	9,2	8,2
2027/2028	29,7	27,3	7,7	7,4
2028/2029	11,1	10,2	7,7	7,4
2029/2030	0,3	0,3	0,0	0,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Auswirkungen möglicher zukünftiger Verbrauchsreduzierungen auf den Importbedarf aus den Niederlanden wurden mit GTS in den regelmäßig durchgeführten Planungsgesprächen besprochen.

Für die Gaswirtschaftsjahre 2022/2023 und 2023/2024 wurde hierbei auf Basis der vorliegenden Erfahrungen des Jahres 2022 ein mögliches Reduktionspotenzial der Importmengen von jeweils bis zu 10 TWh identifiziert.

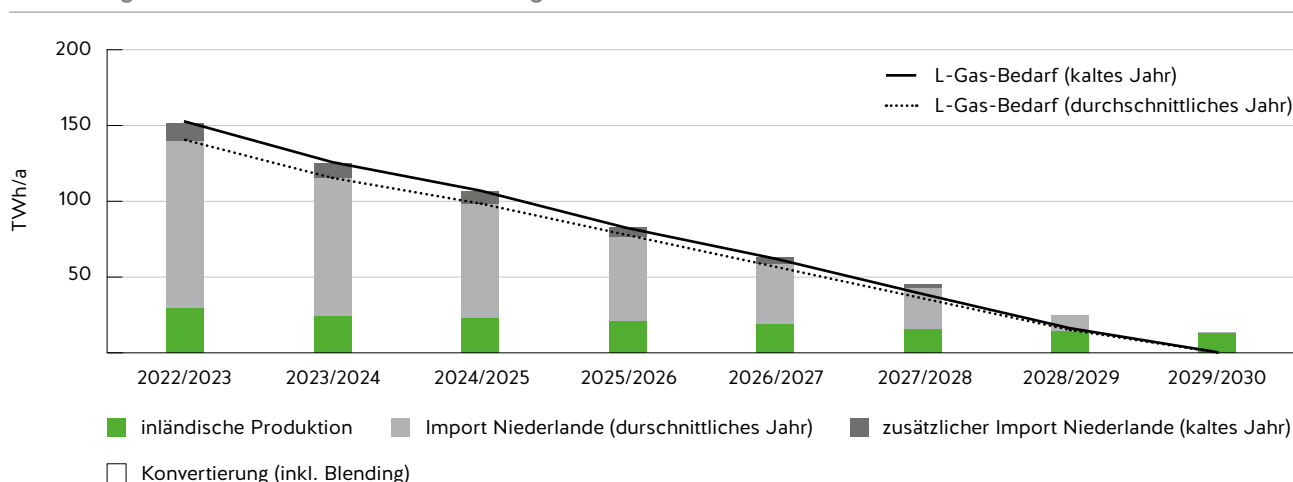
Es wurde vereinbart, das Thema auf Basis der Erfahrungswerte des Winters 2022/2023 und weiteren Gesprächen mit L-Gas-Kunden im Szenariorahmen 2024–2034 weiter zu analysieren.

Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz

In der Abbildung 7 und der Tabelle 11 werden die Ergebnisse der deutschlandweiten L-Gas-Mengenbilanz dargestellt. Dabei werden die aktualisierten Bedarfsannahmen der aktuellen Prognose für die inländische Produktion und den geplanten Importmengen aus den Niederlanden gegenübergestellt.

Zusätzlich wurden, wie im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 [FNB Gas 2023], Mengen aus Konvertierung in die Mengenbilanz aufgenommen. Unter diesen Mengen werden sowohl die Beimischung von Stickstoff oder Luft in einen H-Gas-Strom (Konvertierung im eigentlichen Sinne) als auch die Beimischung von H-Gas zu L-Gas (auch bezeichnet als „Blending“) subsumiert.

Abbildung 7: Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 11: Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz für ein kaltes und durchschnittliches Jahr

Gaswirtschaftsjahr	L-Gas-Bedarf Kaltes Jahr	L-Gas-Bedarf Durchschnittliches Jahr	Inländische Produktion	Konvertierung (inkl. Blending)	Import Niederlande	
					Kaltes Jahr (Summe)	Durchschnittliches Jahr (Summe)
TWh/a						
2022/2023	152,5	140,4	29,5	1,0	122,0	109,8
2023/2024	125,8	115,8	24,3	1,0	100,6	90,6
2024/2025	106,9	98,4	22,5	1,0	84,3	75,8
2025/2026	82,5	76,0	20,8	0,8	61,8	55,3
2026/2027	62,2	57,3	19,1	0,8	43,5	39,4
2027/2028	38,7	35,7	15,5	0,5	29,7	27,3
2028/2029	16,2	14,9	14,4	0,5	11,1	10,2
2029/2030	0,4	0,4	13,2	0,0	0,3	0,3

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

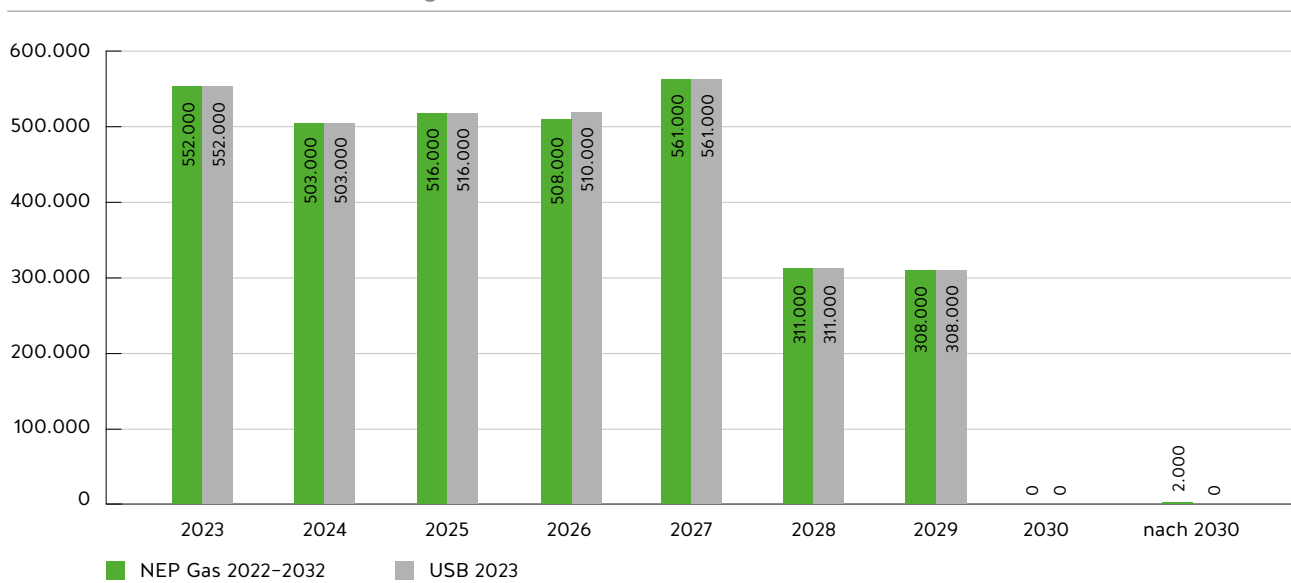
Insgesamt führte die Aktualisierung der L-H-Gas-Umstellungsplanung sowie die Aktualisierung der Prognose der deutschen Erdgasproduktion nur zu geringen Veränderungen in der Mengenbilanz.

3.4 Anzahl der jährlichen Geräteanpassungen

Bis zum Jahre 2021 wurden die jährlich umzustellenden Gerätezahlen kontinuierlich erhöht. So ist es gelungen die notwendigen Prozesse zu etablieren und qualifizierte Personalressourcen aufzubauen, um über 500.000 Geräten pro Jahr anzupassen. Im Zuge der Detailplanung mit den Verteilernetzbetreibern ergaben sich im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 [FNB Gas 2023] keine wesentlichen Veränderungen in der Umstellungsplanung. Die Konzepte zur Durchführung der Marktraumumstellung sind bis zum Jahr 2027 in den betroffenen Bereichen weitestgehend mit den Verteilernetzbetreibern und Anschlusskunden abgestimmt. Die Planungen für den Umstellungszeitraum ab 2028 werden weiter vorangetrieben und fortlaufend konkretisiert.

In Abbildung 8 wird der Vergleich der anzupassenden Gerätezahlen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 dargestellt.

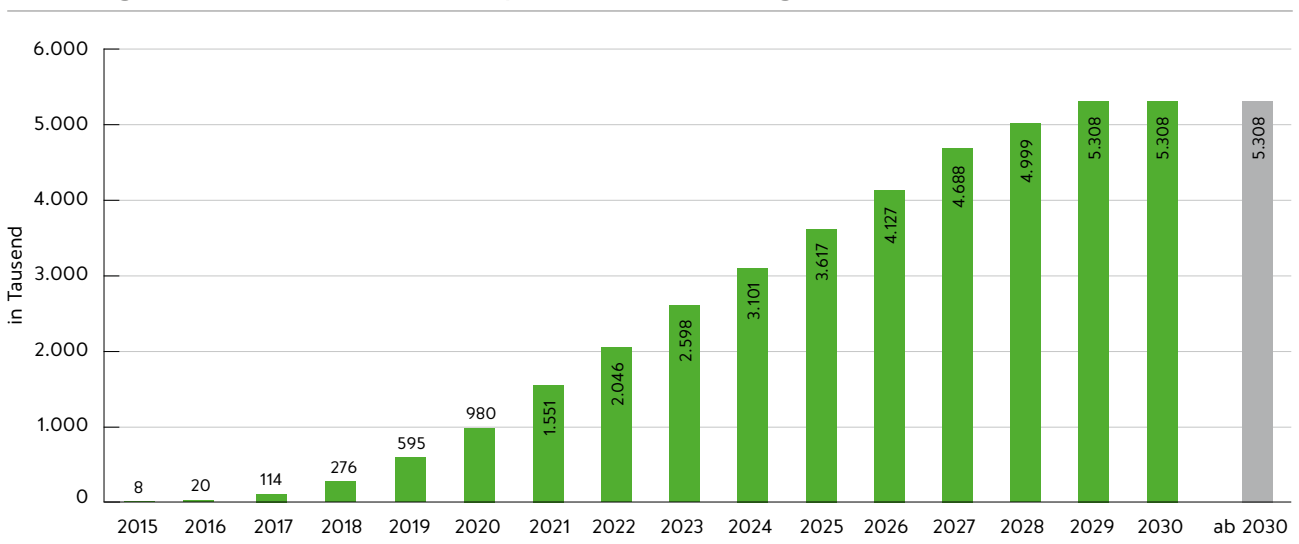
Abbildung 8: Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte pro Jahr in den bis 2030 benannten Umstellungsbereichen



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In Abbildung 9 wird zusätzlich die kumulierte Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte für den Zeitraum der Marktraumumstellung dargestellt.

Abbildung 9: Kumulierte Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte von 2015 bis nach 2030



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

3.5 Umstellungsbereiche

3.5.1 Festlegung der Umstellungsbereiche

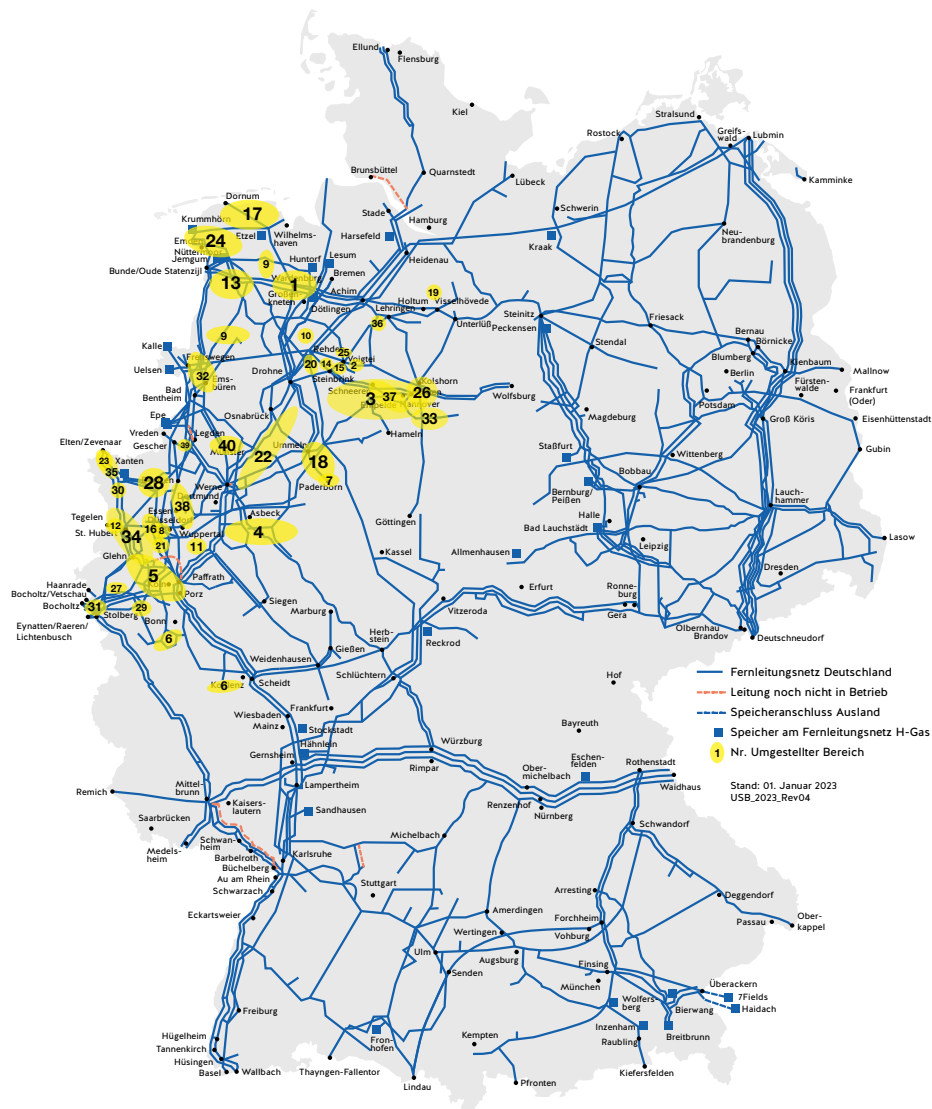
Die Umstellung von Netzbereichen auf eine Versorgung mit H-Gas ist organisatorisch sehr aufwändig und sowohl in Bezug auf die notwendige Anpassung der Verbrauchsgeräte auf die geänderte Gasqualität als auch zur Sicherstellung des H-Gas-Transports mit erheblichen Kosten verbunden. Die Auswahl der Bereiche erfolgte sehr sorgfältig sowie unter Beachtung der Versorgungssicherheit über alle Netzebenen. Dies war und ist auch weiterhin nur durch eine enge Zusammenarbeit mit den Verteilernetzbetreibern zu erreichen. Die beschriebenen Konzepte der Umstellungsbereiche wurden gemeinsam mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern konkretisiert und in Umstellungsfahrplänen verbindlich vereinbart.

Die L-H-Gas-Umstellungsplanung erfolgt in einem kontinuierlichen Prozess, der bis zur vertraglichen Fixierung ständigen Anpassungen unterworfen ist. Dieser Bericht bildet den Planungsstand vom 01. Oktober 2022 ab. Mögliche Änderungen, die sich später ergeben haben, sind also nicht Bestandteil der gezeigten Bilanzen und Auswertungen. Diese Änderungen werden in den nächsten Netzentwicklungsplan Gas eingearbeitet.

3.5.2 Übersicht der Umstellungsbereiche

Die folgende Abbildung 10 zeigt alle Umstellungsbereiche, die noch bis zum Jahr 2029 umgestellt werden. Die Größe der gelb dargestellten Formen steht symbolisch für den Leistungsbedarf des umzustellenden Bereichs.

Abbildung 10: L-H-Gas-Umstellungsbereiche bis 2029



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

Die folgende Tabelle 12 zeigt eine Übersicht aller Umstellungsbereiche, inkl. der geplanten Umstellungszeitpunkte.

Tabelle 12: Übersicht der L-H-Gas-Umstellungsbereiche

USB Nr.	L-H-Gas-Umstellungsbereich	Fernleitungsnetzbetreiber	Umstellungszeitpunkt
1	EWE-Zone Teil IV	GTG	2023
2	Bereich Voigtei	Nowega	
3	Drohne - Ahlten	OGE	
4	Hagen - Iserlohn - Ergste	OGE	
5	Köln - Bergisch Gladbach	OGE	
6	Mittelrhein	OGE	
7	Paderborn	OGE	
8	Viersen-Meerbusch	OGE	
5	Köln - Bergisch Gladbach	Thyssengas	2024
8	Viersen-Meerbusch	Thyssengas	
7	Paderborn	Gascade	
9	EWE-Zone Teil V	GTG	
10	Rehden-Bassum	Nowega	
11	Bergisches Land	OGE	
3	Drohne - Ahlten	OGE	
12	Kaldenkirchen	OGE	
5	Köln - Dormagen	OGE	2025
7	Paderborn	OGE	
5	Köln - Dormagen	Thyssengas	
13	EWE-Zone Teil VI	GTG	
14	Bereich Lemförde (Drohne-Ahlten)	Nowega	
14	Lemförde (Drohne-Ahlten)	Nowega	
15	Petershagen (Drohne-Ahlten)	Nowega	
3	Drohne - Ahlten	OGE	
16	Düsseldorf - Neuss	OGE	2026
5	Köln - Dormagen	OGE	
14	Lemförde	OGE	
15	Petershagen	OGE	
16	Düsseldorf - Neuss	Thyssengas	
5	Köln - Dormagen	Thyssengas	
17	EWE-Zone Teil VII	GTG	
18	Bielefeld/Paderborn	GUD	
19	im Produktionsbereich/vorgelagert	GUD	2026
20	Bereich Rehden-Lengerich	Nowega	
21	Düsseldorf	OGE	
22	Werne - Ummeln - Drohne	OGE	
21	Düsseldorf	Thyssengas	
23	Emmerich	Thyssengas	

USB Nr.	L-H-Gas-Umstellungsbereich	Fernleitungsnetzbetreiber	Umstellungszeitpunkt
24	EWE-Zone Teil VIII	GTG	2027
25	Zone Westnetz	GTG	
26	Salzgitter III	Nowega	
27	Rommerskirchen / Kerpen	OGE	
28	Sonsbeck - Dorsten	OGE	
22	Werne - Ummeln - Drohne	OGE	
29	Hürth/Brühl/Bergheim 2	Thyssengas	
30	Kapellen	Thyssengas	
27	Rommerskirchen/Blatzheim	Thyssengas	
28	Sonsbeck - Oberhausen	Thyssengas	
31	Weisweiler/Düren	Thyssengas	
32	Emsland II	Nowega	
33	Salzgitter I	Nowega	
34	Krefeld - Langenfeld	OGE	
35	Kalkar/Uedem/Aldekerk	Thyssengas	
34	Krefeld - Langenfeld	Thyssengas	2029
36	Voigtei (GUD)	GUD	
15	Petershagen Messlinger Straße	Nowega	
37	Salzgitter II	Nowega	
38	Dorsten - Leichlingen	OGE	
39	Gescher	OGE	
40	Münsterland	OGE	
28	Sonsbeck - Dorsten	OGE	
38	Dorsten-Leichlingen	Thyssengas	nach 2030
41	Haanrade	Thyssengas	

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Verbleibender L-Gas-Markt 2030

Aus den Festlegungen der Umstellungsbereiche bis zum Jahr 2030 resultiert der verbleibende L-Gas-Markt.

Der Bereich Haanrade stellt ein dem niederländischen Transportsystem nachgelagertes Inselnetz dar. Die Umstellung dieses Bereichs erfolgt in Abhängigkeit des Umstellungskonzeptes der GTS. Da über das Inselnetz keine Verteilernetze versorgt werden, ergeben sich aus dem Umstellungskonzept keine nennenswerten Auswirkungen für die Ressourcenplanung der Geräteanpassung.

3.5.3 Veränderte Umstellungsbereiche im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032

Im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 [FNB Gas 2023] haben sich folgende Änderungen bei den Umstellungsbereichen ergeben:

Tabelle 13: Veränderte Umstellungsbereiche im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032

NEP Nr.	USB Nr.	Veränderter L-H-Gas-Umstellungsbereich	Fernleitungsnetzbetreiber	Umstellungszeitpunkt NEP Gas 2022-2032	Umstellungszeitpunkt USB 2023
46	19	im Produktionsbereich/vorgelagert	GUD	nach 2030	2026

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Auf Wunsch eines Verteilernetzbetreibers wurde die Anpassung von etwa 2.000 Geräten im Bereich „im Produktionsbereich vorgelagert“ vom Jahr 2030 auf das Jahr 2026 vorgezogen.

Aufgrund dieser geringfügigen Änderungen sind die Inhalte des Datenbankzyklus „2022 – NEP Entwurf“ für die L-H-Gas-Umstellungsplanung dieses Umsetzungsberichts weiterhin gültig, weshalb kein neuer Datenbankzyklus angelegt wurde.

3.5.4 Mögliche Veränderung bei der L-H-Gas-Umstellungsplanung

Die Konzepte im Rahmen der L-H-Gas-Umstellungsplanung sind bis zum Umstellungsjahr 2026 finalisiert und alle erforderlichen Umstellungsfahrpläne wurden mit den jeweiligen Verteilernetzbetreibern abgeschlossen.

Für die Marktraumumstellung im Jahr 2027 haben die Fernleitungsnetzbetreiber entsprechende Umstellungskonzepte entwickelt. Zurzeit erfolgt die weitere Präzisierung und Finalisierung der Umstellungskonzepte gemeinsam mit den zuständigen Verteilernetzbetreibern.

Für die Umstellungsjahre 2028 und 2029 haben die Fernleitungsnetzbetreiber erste Umstellungskonzepte erstellt. Die Fernleitungsnetzbetreiber befinden sich in ständigem Austausch zur weiteren Detaillierung und Abstimmung von Umstellungskonzepten mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern.

OGE prüft aktuell die Möglichkeit den Umstellungsbereich Dorsten - Leichlingen sowie den im Jahr 2029 umzustellenden Teil des Umstellungsbereiches Sonsbeck - Dorsten aus dem Jahr 2029 in das Jahr 2028 vorziehen. Hieraus können sich noch entsprechende Änderungen in diesen Umstellungsjahren ergeben. Von dem Vorziehen in das Jahr 2028 sind potenziell bis zu 135.000 Geräte betroffen.

3.6 Ableitung der deutschen Produktion

Nach der aktuellen Planung werden die Aufkommensquellen zusammengefasst und speisen bis 2029 in ein L-Gas-Inselnetz von GUD und Nowega ein. Eine solche Entwicklung setzt voraus, dass durch die Einbindung von Speicher- und Konvertierungskapazitäten eine ausreichende Flexibilität zur Verfügung gestellt werden kann, um zwei Prämissen sicherzustellen:

- Die Versorgungssicherheit der mit L-Gas versorgten Kunden muss weiterhin gewährleistet sein.
- Aus technischen und wirtschaftlichen Gründen sollte eine gleichmäßige Förderung der L-Gas-Aufkommen möglich sein.

Die Aufrechterhaltung des L-Gas-Marktes und damit die Absatzfähigkeit der verbleibenden heimischen Produktionsaufkommen ist sowohl im wirtschaftlichen Interesse der Produzenten als auch im volkswirtschaftlichen Interesse. Es muss allerdings sichergestellt werden, dass für die Aufrechterhaltung des L-Gas-Marktes keine unangemessenen, zusätzlichen oder nicht vertretbaren Kosten auf alle Transportkunden umgelegt werden. Dies würde zum einen zu falschen wirtschaftlichen Anreizen führen und zum anderen den volkswirtschaftlichen Nutzen der Restproduktion aufheben.

Die Förderung der verbleibenden deutschen Produktion muss nach vollständiger Umstellung des Bereichs Salzgitter im Jahr 2029 überwiegend dem H-Gas-System beigemischt werden. Die Fähigkeit des H-Gas-Netzes zur Aufnahme der L-Gas-Produktion unter Einhaltung der Untergrenzen von Brennwert und Wobbe-Index ist zu untersuchen. Die Fernleitungsnetzbetreiber entwickeln dazu derzeit in Zusammenarbeit mit den Produzenten einen Ausblick auf die Zumischbarkeit des verbleibenden L-Gases.

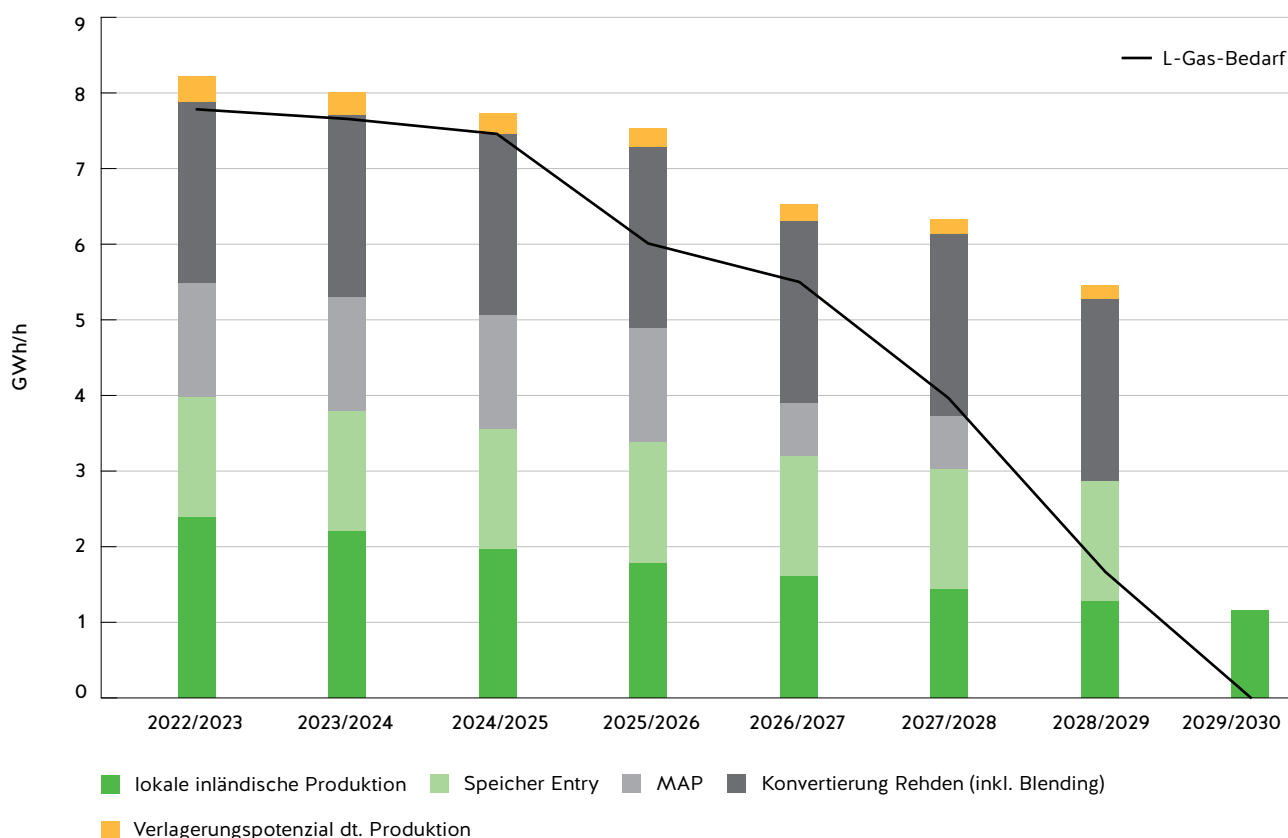
Hierbei werden gegebenenfalls mögliche saisonale Einschränkungen bei der Ableitbarkeit der regionalen Produktionseinspeisungen auch nach dem Zeitpunkt der Umstellung der betroffenen Punkte auf H-Gas untersucht. Des Weiteren werden zusätzlich auch lokale Verlagerungspotenziale betrachtet, um ganzjährig eine größtmögliche Nutzbarkeit deutscher Erdgasförderungen im L-Gas zu ermöglichen.

Erste Untersuchungen zeigen, dass die betrachteten Ableitungsoptionen grundsätzlich über genügend Potenzial verfügen, um die Mengen aus der aktuellen Produktionsprognose ganzjährig in das Netz der Fernleitungsnetzbetreiber einspeisen zu können. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden zu diesem Thema weiterhin in engem Austausch mit den Produzenten bleiben.

L-Gas-Bilanz Nowega

Im Zuge der aktuellen L-H-Gas-Umstellungsplanung befindet sich der ab 2027 durch die deutsche Produktion zu versorgende L-Gas-Markt vollständig im Netzgebiet der Nowega. Aufgrund netztopologischer und hydraulischer Restriktionen ist insbesondere in den späteren Jahren der L-H-Gas-Umstellung eine lokale Betrachtung notwendig, da nicht sämtliche L-Gas-Mengen lokal verfügbar sein werden. Hierbei ist hervorzuheben, dass die Anforderungen an die Verlässlichkeit der zur Verfügung stehenden Instrumente zur Deckung des Leistungsbedarfs sehr hoch sind, da die alternative Bereitstellung durch überregionale L-Gas-Regelenergie stark eingeschränkt sein wird.

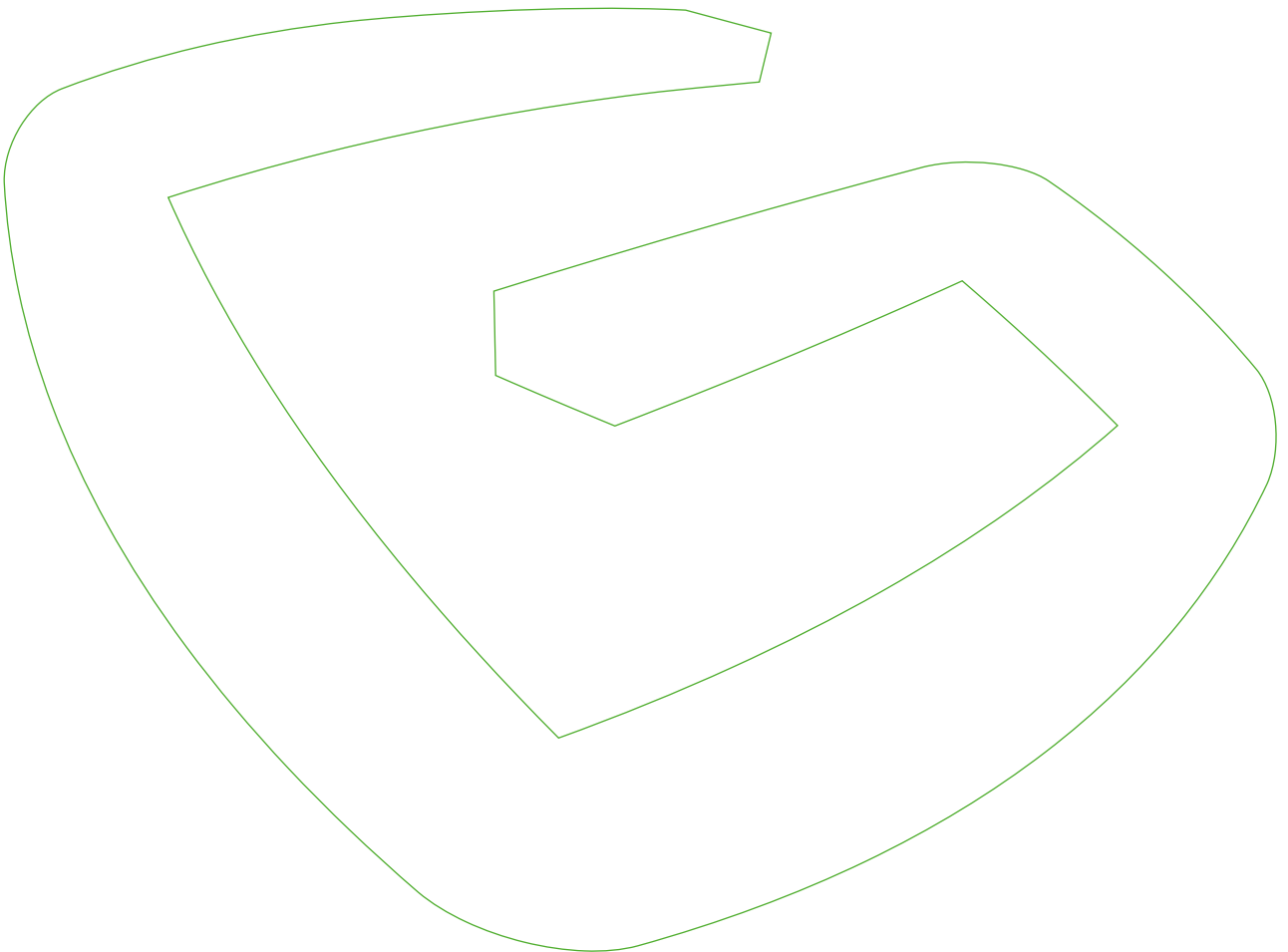
Abbildung 11: Lokale L-Gas-Leistungsbilanz Nowega



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In der Abbildung 11 werden die Ergebnisse der lokalen L-Gas-Leistungsbilanz der Nowega dargestellt. Dabei werden die aktualisierten Bedarfsannahmen der aktuellen Prognose für die inländische Produktion, den aktualisierten Kapazitäten für Marktgebietsaustauschpunkte sowie den Kapazitäten aus Speicher- und Konvertierungseinrichtungen gegenübergestellt. Zielsetzung ist eine transparentere Darstellung der lokalen Entwicklung des Netzgebietes der Nowega, das große Teile des verbleibenden L-Gas-Marktes enthält. Im Austausch mit den deutschen Produzenten konnten hierbei zusätzliche Verlagerungspotenziale deutscher Produktionsmengen identifiziert werden, die lokal zur Deckung der Bilanz beitragen können.

Anlage



Anlage 1: Übersicht bereits umgestellter Bereiche 2015–2022

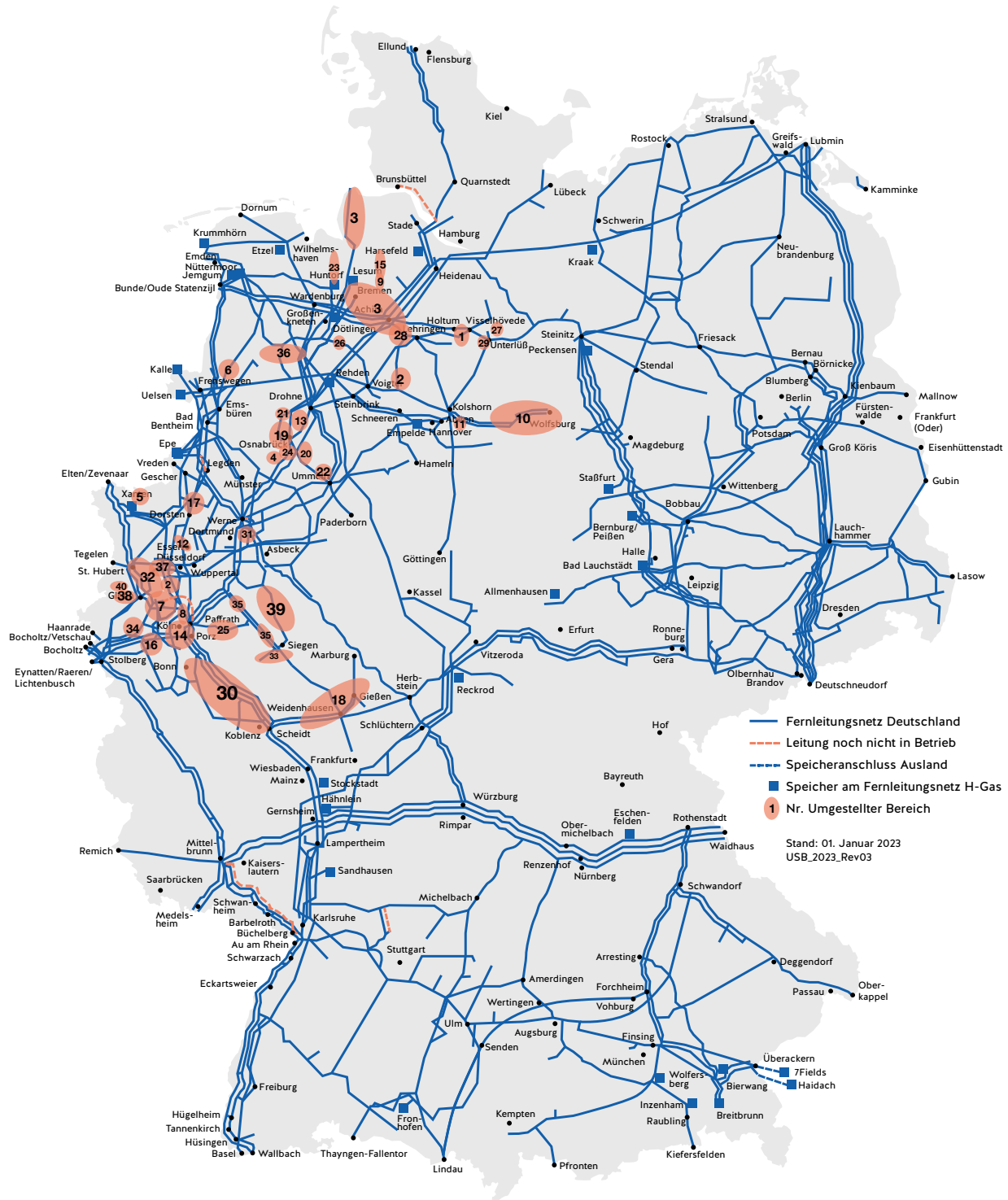
Nr. im USB 2023	Umstellungsbereich	Fernleitungsnetzbetreiber	Umstellungszeitpunkte
1	Schneverdingen	GUD	2015
1	Walsrode/Fallingbostel	GUD	2016
3	Achim	GUD	2017
2	Nienburg/Neustadt/Hannover Nord	GUD	2017
3	Bremen/Delmenhorst	GUD	2017
4	Teutoburger Wald 1	OGE	2017
5	Hüthum	Thyssengas	2017
6	Emsland 1*	Nowega	2017
7	Dormagen*	OGE	2017
8	Leverkusen*	OGE	2017
9	Posthausen I	GTG	2018
3	Bremen/Delmenhorst	GUD	2018
10	Hannover Ost/Wolfsburg	GUD	2018
11	Peine	GUD	2018
12	Essen*	OGE	2018
13	Teutoburger Wald 2	OGE	2018
14	Köln*	OGE	2018
15	Posthausen II	GTG	2019
3	Bremen/Delmenhorst	GUD	2019
10	Hannover Ost/Wolfsburg	GUD	2019
16	Bonn	OGE	2019
17	Marl*	OGE	2019
18	Mittelhessen	OGE	2019
19	Osnabrück	OGE	2019
20	Teutoburger Wald 3	OGE	2019
21	Teutoburger Wald 4	OGE	2019
22	Teutoburger Wald 6	OGE	2019
23	EWE-Zone Teil I	GTG	2020
3	Bremen/Delmenhorst	GUD	2020
10	Hannover Ost/Wolfsburg	GUD	2020
24	Teutoburger Wald 5*	Nowega	2020
24	Teutoburger Wald 5	OGE	2020
25	Aggertalleitung	OGE	2020
25	Aggertalleitung	Thyssengas	2020
16	Bonn	OGE	2020
18	Mittelhessen	OGE	2020

Nr. im USB 2023	Umstellungsbereich	Fernleitungsnetz-betreiber	Umstellungs-zeitpunkte
26	EWE-Zone Teil II	GTG	2021
3	Bremen Nord/Osterholz Scharmbeck/Bremerhaven/Cuxhaven	GUD	2021
10	Hannover Ost/Wolfsburg	GUD	2021
27	Unterlüß-Gockenholz*	GUD	2021
28	Verden	GUD	2021
29	Bereich Munster-Gockenholz	Nowega	2021
18	Mittelhessen	OGE	2021
30	Mittelrhein	OGE	2021
31	Oberaden*	OGE	2021
32	Rheinland	OGE	2021
33	Westerwald/Sieg	OGE	2021
25	Aggertalleitung	Thyssengas	2021
34	Bergheim 1	Thyssengas	2021
35	Oberbergisches Land	Thyssengas	2021
32	Rheinland	Thyssengas	2021
30	Mittelrhein	OGE	2022
35	Bergisches Land	OGE	2022
40	Viersen-Meerbusch	OGE	2022
37	Düsseldorf	OGE	2022
35	Oberbergisches Land	OGE	2022
39	Südwestfalen	OGE	2022
35	Bergisches Land	Thyssengas	2022
37	Düsseldorf	Thyssengas	2022
38	Mönchengladbach	Thyssengas	2022
35	Oberbergisches Land	Thyssengas	2022
40	Viersen-Meerbusch	Thyssengas	2022
36	EWE-Zone Teil III	GTG	2022

* keine Verteilernetze

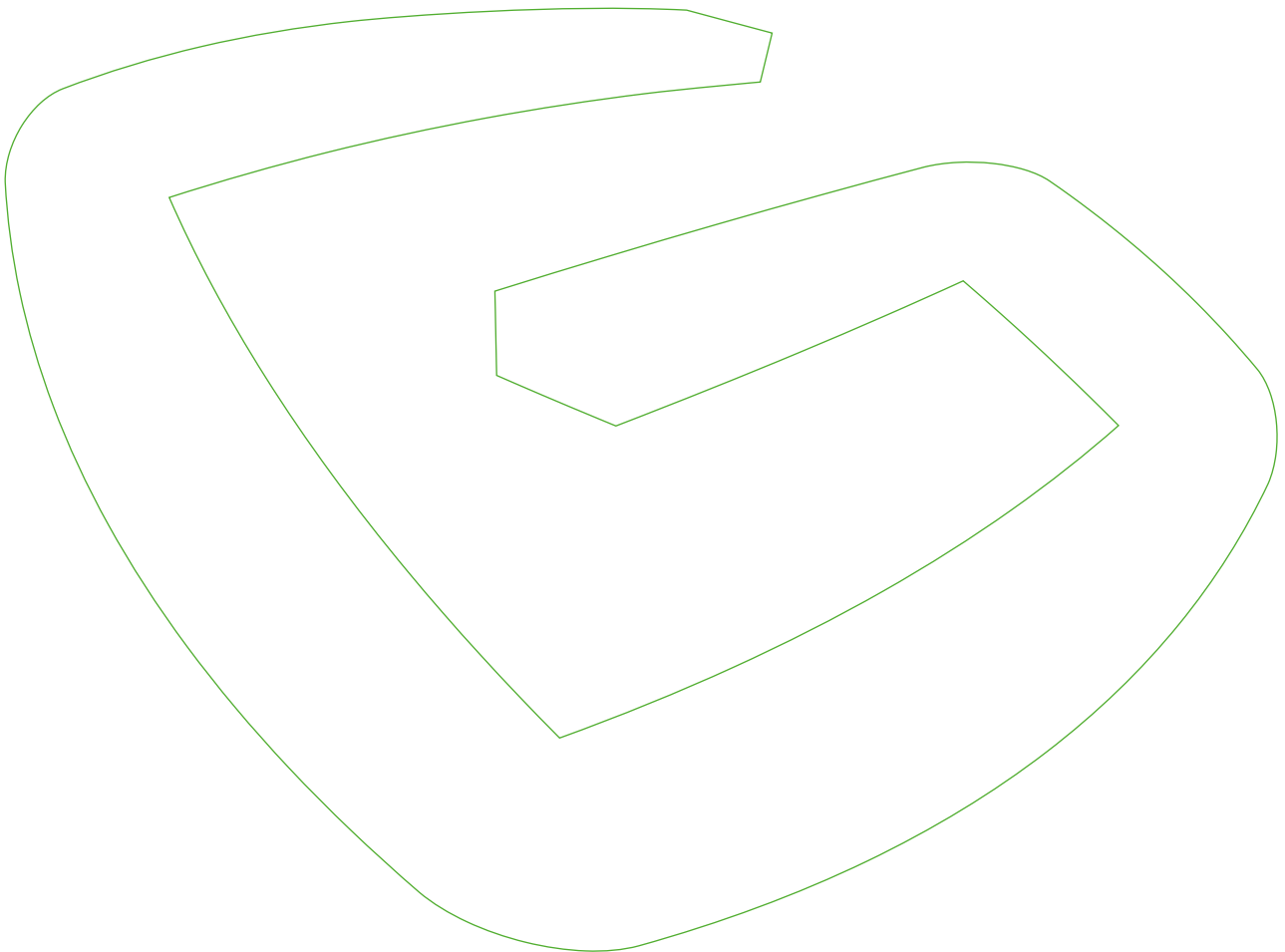
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Anlage 1: L-H-Gas-Umsetzungsbereiche 2015-2022



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, schematische Darstellung

Glossar



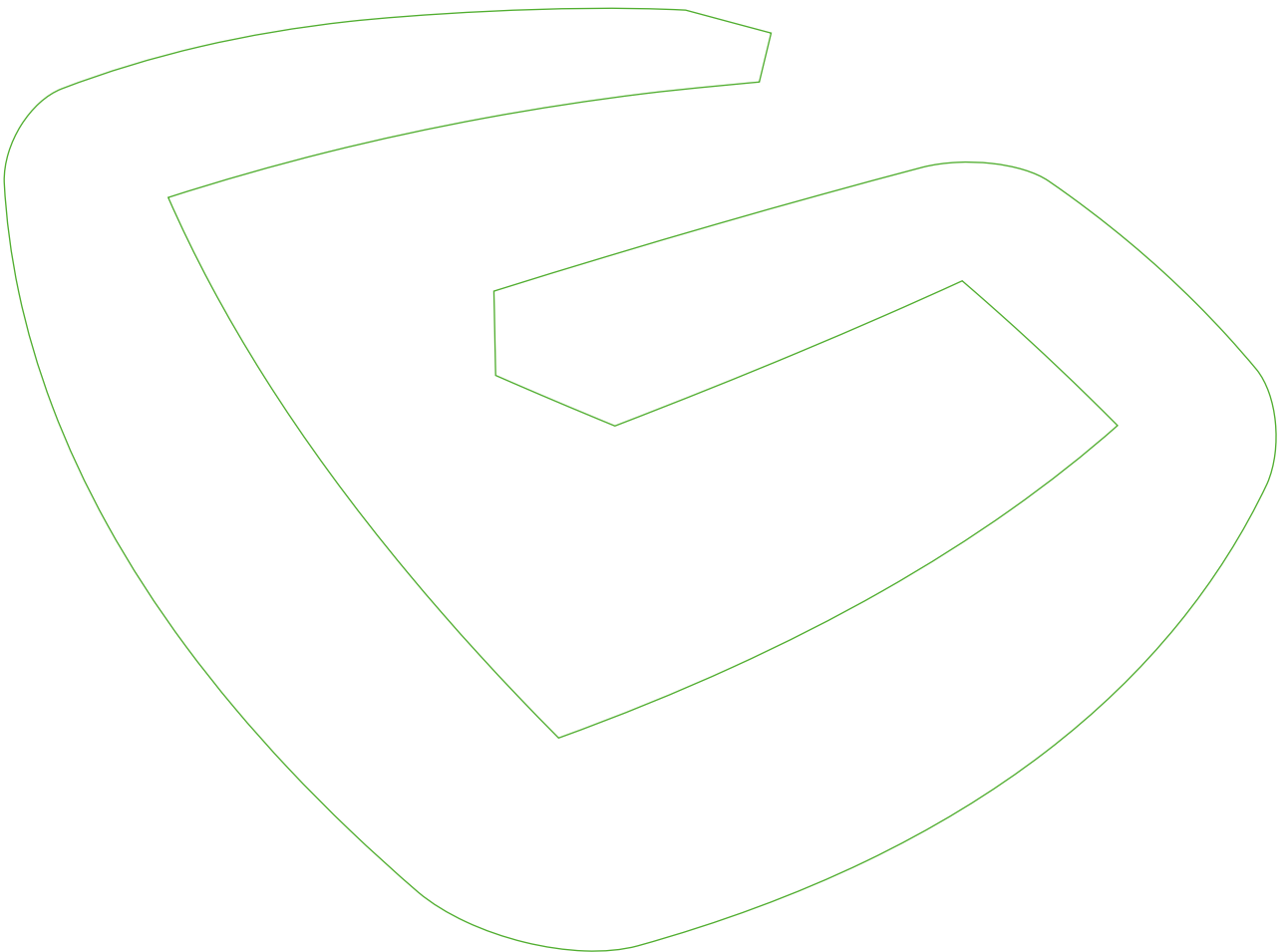
Fernleitungsnetzbetreiber

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

BlmSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BVEG	Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V.
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
Entry	Einspeisung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EUGAL	Europäische Gas-Anbindungsleitung
FNB	(Gas-)Fernleitungsnetzbetreiber
GDRM	Gas-Druckregel- und Messanlage
GTS	Gasunie Transport Services B. V.
GWh	Gigawattstunde
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
H-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert (high calorific value)
ID	Identifikationsnummer
kWh	Kilowattstunde
L-Gas	Erdgas mit niedrigem Brennwert (low calorific value)
LNG	Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)
m ³	Kubikmeter. Sofern nicht anders spezifiziert, ist hierunter ein Volumen im Normzustand zu verstehen.
MEGAL	Mittel-Europäische Gasleitung(sgesellschaft)
MIDAL	Mitteldeutsche Anbindungsleitung
MWh	Megawattstunde
NEL	Nordeuropäische Erdgas-Leitung
NEP	Netzentwicklungsplan
OPAL	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung
SEL	Süddeutsche Erdgasleitung
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Leitung
TWh	Terawattstunde
USB	Umsetzungsbericht
VDS	Verdichterstation

Literatur



[BVEG 2007–2022] Jahresberichte des BVEG, Download unter (Download am 07. Juni 2023):
<https://www.bveg.de/der-verband/publikationen/>

[BVEG 2022] Erhebung für den Netzentwicklungsplan Gas – Produktionsvorausschätzung für den Netzentwicklungsplan Gas, nicht veröffentlicht

[FNB Gas 2020] Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030, Download unter (Download am 07. Juni 2023):
https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/fnb_gas_nep_gas_2020_de-1.pdf

[FNB Gas 2023] Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032, Entwurf, Download unter (Download am 07. Juni 2023): https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2023/03/2023_03_31_FNB_GAS_2022_P4_NEP_Entwurf_DE.pdf

[FNB Gas, SR 2022] Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032, Szenariorahmen, Download unter (Download am 07. Juni 2023): https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/210909_DE_FNB_GAS_2022_SR.pdf

[FNB Gas, USB 2021] Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030, Umsetzungsbericht, Download unter (Download am 07. Juni 2023): https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/fnb_gas_umsetzungsbericht_2021_de.pdf

[Task Force Monitoring L-Gas Market Conversion 2023]

L-Gas Market Conversion Review, Winter briefing 2023, Download unter (Download am 07. Juni 2023):
<https://open.overheid.nl/documenten/ronl-464612803aae5e15f645f8739c2a05172a06fbc4/pdf>