

Konsultationsdokument

Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028

Ansprechpartner:
Nils von Ohlen

info@fnb-gas.de

Berlin, 12.02.2018

- 1. bayernets GmbH**
Poccistraße 7
80336 München
- 2. Fluxys Deutschland GmbH**
Elisabethstraße 11
40217 Düsseldorf
- 3. Fluxys TENP GmbH**
Elisabethstraße 11
40217 Düsseldorf
- 4. GASCADE Gastransport GmbH**
Kölnische Straße 108-112
34119 Kassel
- 5. Gastransport Nord GmbH**
Cloppenburg Straße 363
26133 Oldenburg (Oldb)
- 6. Gasunie Deutschland Transport Services GmbH**
Pelikanplatz 5
30177 Hannover
- 7. GRTgaz Deutschland GmbH**
Zimmerstraße 56
10117 Berlin
- 8. jordgasTransport GmbH**
Pelikanplatz 5
30177 Hannover
- 9. Lubmin-Brandov Gastransport GmbH**
Huttopstr. 60
45138 Essen
- 10. NEL Gastransport GmbH**
Kölnische Straße 108-112
34119 Kassel
- 11. Nowega GmbH**
Anton-Bruchhausen-Str. 4
48147 Münster
- 12. ONTRAS Gastransport GmbH**
Maximilianallee 4
04129 Leipzig
- 13. OPAL Gastransport GmbH & Co. KG**
Emmerichstraße 11
34119 Kassel
- 14. Open Grid Europe GmbH**
Kallenbergstraße 5
45141 Essen
- 15. terranets bw GmbH**
Am Wallgraben 135
70565 Stuttgart
- 16. Thyssengas GmbH**
Emil-Moog-Platz 13
44137 Dortmund

Name	bayernets GmbH	
Unternehmenssitz	München	
Kunden	45 nachgelagerte Netzbetreiber (davon 12 direkt nachgelagert), 6 Speicherbetreiber sowie Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	130
Ferngasleitungsnetz	km	1.412
Verdichterstationen	Anzahl	1
Verdichtereinheiten	Anzahl	2
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	17
Grenzübergangspunkte	Anzahl	4
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	160
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	22.478
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	107*

* inkl. GÜP und Speicher

Name	Fluxys Deutschland GmbH	
Unternehmenssitz	Düsseldorf	
Kunden	Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	5
Ferngasleitungsnetz	km	ca. 440
Verdichterstationen	Anzahl	0
Verdichtereinheiten	Anzahl	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	0
Grenzübergangspunkte	Anzahl	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	1, und marktgebietsinterne Punkte
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	0
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	0

Name	Fluxys TENP GmbH	
Unternehmenssitz	Düsseldorf	
Kunden	40	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	12
Ferngasleitungsnetz	km	1.010
Verdichterstationen	Anzahl	4
Verdichtereinheiten	Anzahl	17
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	150
Grenzübergangspunkte	Anzahl	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	22
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	19.870
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	65

Name	GASCADE Gastransport GmbH	
Unternehmenssitz	Kassel (Hessen)	
Kunden	ca. 80 Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	ca. 410
Ferngasleitungsnetz	km	2.400
Verdichterstationen	Anzahl	9
Verdichtereinheiten	Anzahl	28
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	ca. 553
Grenzübergangspunkte	Anzahl	8
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	82
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	76.854
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	122

Informationen in Zeilen 1 bis 4: Stand 31.12.2017
 Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31.12.2016



Name	Gastransport Nord GmbH	
Unternehmenssitz	Oldenburg	
Kunden	ca. 50 nationale und internationale Transportkunden, Regionalgesellschaften und Industriekunden	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	39
Ferngasleitungsnetz	km	322
Verdichterstationen	Anzahl	0
Verdichtereinheiten	Anzahl	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	0
Grenzübergangspunkte	Anzahl	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	81
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	9.072
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	30



Name	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	
Unternehmenssitz	Hannover	
Kunden	140 Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	238
Ferngasleitungsnetz	km	3.705
Verdichterstationen	Anzahl	10
Verdichtereinheiten	Anzahl	32
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	208
Grenzübergangspunkte	Anzahl	6
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	175
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	40.833
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	199



Name	GRTgaz Deutschland GmbH	
Unternehmenssitz	Berlin	
Kunden	25 Transportkunden	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	30
Ferngasleitungsnetz	km	1.161
Verdichterstationen	Anzahl	6
Verdichtereinheiten	Anzahl	23
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	307
Grenzübergangspunkte	Anzahl	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	15
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	67.336
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	234*

* MEGAL-Wert



Name	jordgasTransport GmbH	
Unternehmenssitz	Hannover	
Kunden	k.A.	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	9 + Dienstleister
Ferngasleitungsnetz	km	341
Verdichterstationen	Anzahl	2
Verdichtereinheiten	Anzahl	7
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	57
Grenzübergangspunkte	Anzahl	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	0
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	16.286
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	0

Informationen in Zeilen 1 bis 4: Stand 31.12.2017
 Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31.12.2016

Lubmin-Brandov Gastransport

Name	Lubmin-Brandov Gastransport GmbH	
Unternehmenssitz	Essen	
Kunden	Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	3
Ferngasleitungsnetz	km	472
Verdichterstationen	Anzahl	1
Verdichtereinheiten	Anzahl	3
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	96
Grenzübergangspunkte	Anzahl	2
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	1
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	k.A.
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	0



Name	NEL Gastransport GmbH	
Unternehmenssitz	Kassel (Hessen)	
Kunden	Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	6
Ferngasleitungsnetz	km	441
Verdichterstationen	Anzahl	0
Verdichtereinheiten	Anzahl	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	0
Grenzübergangspunkte	Anzahl	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	1
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	34.702
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	0,06

Wir transportieren Gas.

nowega

Name	Nowega GmbH	
Unternehmenssitz	Münster	
Kunden	Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	62
Ferngasleitungsnetz	km	1.543
Verdichterstationen	Anzahl	1
Verdichtereinheiten	Anzahl	2
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	1
Grenzübergangspunkte	Anzahl	0
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	105
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	6.285
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	26,3



Name	ONTRAS Gastransport GmbH	
Unternehmenssitz	Leipzig	
Kunden	77 nationale und internationale Transportkunden	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	328
Ferngasleitungsnetz	km	7.004
Verdichterstationen	Anzahl	2
Verdichtereinheiten	Anzahl	5
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	38
Grenzübergangspunkte	Anzahl	4
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	448
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	38.121
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	162

Informationen in Zeilen 1 bis 4: Stand 31.12.2017
 Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31.12.2016



Name	OPAL Gastransport GmbH & Co. KG	
Unternehmenssitz	Kassel (Hessen)	
Kunden	Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	9
Ferngasleitungsnetz	km	472
Verdichterstationen	Anzahl	1
Verdichtereinheiten	Anzahl	3
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	99
Grenzübergangspunkte	Anzahl	2
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	nur markt-gebietsintern
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	42.979
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	0



Name	Open Grid Europe GmbH	
Unternehmenssitz	Essen	
Kunden	mehr als 450 nationale und internationale Ferngasgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	ca. 1.450
Ferngasleitungsnetz	km	ca. 12.000
Verdichterstationen	Anzahl	26
Verdichtereinheiten	Anzahl	88
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	ca. 1.000
Grenzübergangspunkte	Anzahl	17
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	ca. 1.100
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	145.006
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	ca. 694



Name	terraneis bw GmbH	
Unternehmenssitz	Stuttgart	
Kunden	mehr als 150 nationale und internationale Kunden: Gasnetzbetreiber, Stadtwerke, Industriekunden und Händler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	210
Ferngasleitungsnetz	km	2.000
Verdichterstationen	Anzahl	2
Verdichtereinheiten	Anzahl	8
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	38
Grenzübergangspunkte	Anzahl	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	194
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	21.629
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	76,1



Name	Thyssengas GmbH	
Unternehmenssitz	Dortmund	
Kunden	50 Netzkopplungspartner, 150 Netzzuschlusskunden mit 189 NAP	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	308
Ferngasleitungsnetz	km	4.166
Verdichterstationen	Anzahl	6
Verdichtereinheiten	Anzahl	15
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	120
Grenzübergangspunkte	Anzahl	5
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	1.092
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	20.714
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	67

Informationen in Zeilen 1 bis 4: Stand 31.12.2017
 Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31.12.2016

Inhalt

Vorwort	9
Executive Summary	10
1 Einführung	12
1.1 Rechtliche Grundlage und Aufgabenstellung	12
1.2 Vorgehensweise und Zeitplan	13
1.3 Datenbank zum Netzentwicklungsplan Gas	15
2 Bestätigter Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028	16
2.1 Annahmen des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 zur deutschen Gasbedarfsentwicklung	16
2.2 Ergebnisse des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 zur deutschen Gasbedarfsentwicklung	18
2.3 Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028	22
2.4 Modellierungsvarianten	24
2.5 Wichtige Eingangsgrößen für die Modellierung	26
2.5.1 Verteilernetzbetreiber	26
2.5.2 Gaskraftwerke	26
2.5.3 Industrie	32
2.5.4 Speicher	33
2.5.5 LNG-Anlagen	35
2.5.6 Austauschkapazitäten an Marktgebietsübergangspunkten	36
2.5.7 Kapazitäten an Grenzübergangspunkten	36
2.5.8 H-Gas-Quellenverteilung	36
3 Modellierung der Fernleitungsnetze	37
3.1 Grundsätzliche Vorgehensweise	37
3.2 Eingangsgrößen für die Netzmodellierung	38
3.3 Grundlagen der Modellierung	39
3.3.1 Feste dynamisch zuordenbare Kapazitäten für Gaskraftwerke (fDZK für Kraftwerke)	39
3.3.2 Temperaturabhängige feste frei zuordenbare Kapazitäten (TaK) an Speichern	39
3.4 Prämissen der Speichervariante	40
3.5 Prämissen der Versorgungssicherheitsvariante TENP	42
4 Das heutige Fernleitungsnetz	46
4.1 Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028	48
4.2 Weitere Maßnahmen ohne finale Investitionsentscheidung	52
4.3 Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026	52
4.4 Maßnahmen mit einer absehbaren Verzögerung	61
4.5 Analyse historischer Unterbrechungen	61

5	Entwicklung der L-Gas-Versorgung – Versorgungssicherheitsszenario	67
5.1	Beschreibung der Situation	67
5.2	Umgestellte Bereiche und Erfahrungen aus der bisherigen Umstellung	68
5.3	Gasimportsituation aus den Niederlanden	70
5.4	L-Gas-Leistungsbilanz 2030	72
5.4.1	Inländische Produktion	72
5.4.2	Importe aus den Niederlanden	73
5.4.3	L-Gas-Speicher	75
5.4.4	Konvertierung	77
5.4.5	Bedarf an Ausspeisekapazitäten	77
5.4.6	Kapazitive L-Gas-Bilanz Deutschland	78
5.4.7	Kapazitive L-Gas-Bilanz GASPOOL-Marktgebiet	79
5.4.8	Kapazitive L-Gas-Bilanz NCG-Marktgebiet	80
5.5	L-Gas-Mengenbilanz	81
5.5.1	Grundsätzliche Vorgehensweise	81
5.5.2	Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2016/17 und Auswirkungen auf die L-Gas-Mengenbilanz	81
5.5.3	L-Gas-Mengenbilanzen für Deutschland und die Marktgebiete	82
5.6	Anzahl der jährlichen Geräteanpassungen	89
5.7	Umstellungsbereiche	92
5.7.1	Festlegung der Umstellungsbereiche	92
5.7.2	Übersicht der Umstellungsbereiche	93
5.8	Detaillierte Erläuterung der Umstellungsbereiche der jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber von 2018-2029	98
5.8.1	Netzgebiet GUD	98
5.8.2	Netzgebiet Nowega	99
5.8.3	Netzgebiet GTG Nord	101
5.8.4	Netzgebiet OGE/ TG	102
5.9	Verbleibender L-Gas-Markt 2030	105
5.10	Zusätzlicher Konvertierungsbedarf	107
5.11	Weitere Aktivitäten zum L-H-Gas-Umstellungsprozess	107
5.12	Zusammenfassung	108
6	Entwicklung der H-Gas-Versorgung - Versorgungssicherheitsszenario	109
6.1	H-Gas-Leistungsbilanz 2030	109
6.1.1	Prämissen	109
6.1.2	Deutschlandweite kapazitive H-Gas-Bilanz	109
6.1.3	Berücksichtigung der Grenzübergangspunkte und LNG-Anlagen (Entry)	111
6.1.4	Berücksichtigung der Speicher (Entry)	111
6.1.5	Berücksichtigung der deutschen Produktion (Entry)	112
6.1.6	Berücksichtigung des Bedarfs (Exit)	112
6.1.7	Fazit	114
6.2	H-Gas-Quellenverteilung	114
6.3	Erläuterung der Berücksichtigung des Zusatzbedarfs entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung	116
6.4	Zusatzbedarf entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung	118
6.5	Zusammenfassung zum Versorgungssicherheitsszenario „H-Gas-Leistungsbilanz 2030“	121

7	Ergebnisse der Modellierung	122
7.1	Zusätzliche Anforderungen durch Verteilernetzbetreiber, Gaskraftwerke und Speicher	122
7.2	Modellierungsergebnisse Basisvariante	124
7.2.1	Maßnahmen der Basisvariante	124
7.2.2	Ergebnisse Basisvariante	136
7.3	Modellierungsergebnisse Speichervariante	139
7.3.1	Aufstellung Leistungsbilanzen	139
7.3.2	Deutschlandweite Leistungsbilanz H-Gas	140
7.3.3	Deutschlandweite Leistungsbilanzen L-Gas	142
7.3.4	Definition von Netzgebieten	142
7.3.5	Ermittlung lokaler Speichererfordernisse	144
7.3.6	Netzgebiet-übergreifendes Speichererfordernis	146
7.3.7	Fazit	146
8	Netzausbaumaßnahmen	149
8.1	Kriterien für die Ermittlung der Netzausbaukosten	149
8.2	Vorschlag der konkreten Netzausbaumaßnahmen der Fernleitungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028	152
9	Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende	167
9.1	Einleitung	167
9.2	FNB Gas-Studie: Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland	168
9.3	Zukunftsweisende Projekte und Maßnahmen	171
9.4	Biomethan: Potenzial von Gas aus Biomasse	174
9.5	Ausblick	176
	Übersicht über Netzausbaumaßnahmen in Deutschland mit PCI-Status	178
	Anlagen	179
	Glossar	180
	Literatur	184
	Legal Disclaimer	189

Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1:	Startseite der NEP-Gas-Datenbank	15
Abbildung 2:	Entwicklung der Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland gemäß den Szenarien (Darstellung als Brennwert)	20
Abbildung 3:	Systemrelevante Gaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz	28
Abbildung 4:	Neubaugaskraftwerke gemäß Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 mit Anschluss an das Fernleitungsnetz	30
Abbildung 5:	Cluster-Ansatz für die Kraftwerke in Süddeutschland	32
Abbildung 6:	Zusätzliche Speicherprojekte gemäß § 39 GasNZV	34
Abbildung 7:	Grundsätzliches Vorgehen der Netzmodellierung	37
Abbildung 8:	Eingangsgrößen für die Netzmodellierung	38
Abbildung 9:	Anteile an fester Entry- und Exit-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen	39
Abbildung 10:	Grundsätzliches Vorgehen der Modellierung der Speichervariante	41
Abbildung 11:	H-Gas-Transportnetz	46
Abbildung 12:	L-Gas-Transportnetz	47
Abbildung 13:	Das Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 zum 31. Dezember 2017	51
Abbildung 14:	Umsetzungsstand der Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 zum 31. Dezember 2017	60
Abbildung 15:	Darstellung des Mittelwerts dieser drei Gaswirtschaftsjahre (Angaben in MWh/a)	64
Abbildung 16:	Umgestellte Bereiche 2015-2017	69
Abbildung 17:	Importpunkte aus den Niederlanden	73
Abbildung 18:	Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz	78
Abbildung 19:	Kapazitive L-Gas-Bilanz im GASPOOL-Marktgebiet	79
Abbildung 20:	Kapazitive L-Gas-Bilanz im NCG-Marktgebiet	80

Abbildung 21:	Erdgasförderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems	83
Abbildung 22:	Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz	85
Abbildung 23:	L-Gas-Mengenbilanz GASPOOL	87
Abbildung 24:	L-Gas-Mengenbilanz NCG	89
Abbildung 25:	Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte pro Jahr in den bis 2030 benannten Umstellungsbereichen	90
Abbildung 26:	Kumulierte Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte von 2015 bis nach 2030	91
Abbildung 27:	Umstellungsbereiche bis 2024	93
Abbildung 28:	Umstellungsbereiche 2025 bis 2030	94
Abbildung 29:	Verbleibender L-Gas-Markt nach 2030	106
Abbildung 30:	Deutschlandweite kapazitive H-Gas-Bilanz	110
Abbildung 31:	Entwicklung des H-Gas-Leistungsbedarfs	113
Abbildung 32:	Deckung des europäischen Zusatzbedarfs bis 2035	115
Abbildung 33:	Zusätzliche Anforderungen in 2024 und 2029 ggü. 2018 durch Verteilernetzbetreiber, Gaskraftwerke und Speicher	122
Abbildung 34:	Ausbaumaßnahmen der Basisvariante bis Ende 2023	137
Abbildung 35:	Ausbaumaßnahmen der Basisvariante bis Ende 2028	138
Abbildung 36:	Deutschland-Regression	140
Abbildung 37:	Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber für das Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028	166
Abbildung 38:	Übersicht der drei betrachteten Szenarien	168
Abbildung 39:	Einsatz der Power-to-Gas Anlagen	170
Abbildung 40:	Jährliche Einsparung bei Systemkosten im Szenario „Strom und Grünes Gas“ gegenüber dem Szenario „Strom und Gasspeicher“ (um 2050)	171
Abbildung 41:	Wasserstoffleitungsprojekt „Hydrogen Symbiosis“	173

Abbildung 42:	Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Jahr 2016 (in PJ)	174
Abbildung 43:	Intelligente Sektorkopplung	176
Tabelle 1:	Installierte elektrische Gaskraftwerksleistung (netto) in Deutschland	17
Tabelle 2:	Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung	17
Tabelle 3:	Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in Szenario I, temperaturbereinigt, Darstellung als Brennwert (H_s)	18
Tabelle 4:	Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in Szenario II, temperaturbereinigt, Darstellung als Brennwert (H_s)	18
Tabelle 5:	Deutsche Erdgasförderung in verschiedenen Einheiten	19
Tabelle 6:	Biogaseinspeisung in Deutschland	19
Tabelle 7:	Entwicklung der Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland gemäß den Szenarien (Darstellung als Brennwert)	21
Tabelle 8:	Modellierungsvarianten	25
Tabelle 9:	Systemrelevante Gaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz	27
Tabelle 10:	Neubaugaskraftwerke gemäß Bestätigung und Teilneubescheid zur Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028	29
Tabelle 11:	Zusätzliche Speicherprojekte gemäß § 39 GasNZV	33
Tabelle 12:	Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber zum Zeitplan	44
Tabelle 13:	Gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 fertig gestellte Maßnahmen (Stichtag 31. Dezember 2017)	48
Tabelle 14:	Gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 in Betrieb genommene Maßnahmen (Stichtag 31. Dezember 2017)	49
Tabelle 15:	Derzeit im Bau befindliche Maßnahmen (Stichtag 31. Dezember 2017)	49
Tabelle 16:	Weitere Startnetzmaßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 (Stichtag 31. Dezember 2017)	50
Tabelle 17:	Umsetzungsstand der Netzentwicklungsplan-Maßnahmen zum 31. Dezember 2017	53

Tabelle 18:	Übersicht der jährlichen Unterbrechungsmengen für den Zeitraum vom 01. Oktober 2014 bis 30. September 2017 sowie des Mittelwerts dieser drei Gaswirtschaftsjahre (Angaben in kWh/a)	63
Tabelle 19:	Umgestellte Bereiche 2015-2017	68
Tabelle 20:	Kapazitätsprognose gemäß BVEG	72
Tabelle 21:	Aufteilung der L-Gas-Import-Leistung auf die Grenzübergangspunkte	74
Tabelle 22:	Speicherleistungen der L-Gas-Speicher am FNB-Netz	75
Tabelle 23:	Entwicklung der angesetzten Ausspeicherleistungen der L-Gas-Speicher	76
Tabelle 24:	Kapazitive deutschlandweite L-Gas-Bilanz	78
Tabelle 25:	Kapazitive L-Gas-Bilanz im GASPOOL-Marktgebiet	79
Tabelle 26:	Kapazitive L-Gas-Bilanz im NCG-Marktgebiet	80
Tabelle 27:	Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz kaltes und durchschnittliches Jahr	85
Tabelle 28:	L-Gas-Mengenbilanz GASPOOL kaltes und durchschnittliches Jahr	88
Tabelle 29:	L-Gas-Mengenbilanz NCG - kaltes und durchschnittliches Jahr	89
Tabelle 30:	Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche	96
Tabelle 31:	Verbleibender L-Gas-Markt nach 2030	105
Tabelle 32:	Daten zur deutschlandweiten kapazitiven H-Gas-Bilanz	111
Tabelle 33:	Daten zum H-Gas-Leistungsbedarf	113
Tabelle 34:	Berücksichtigte Grenzübergangspunkte in der H-Gas-Quellenverteilung	117
Tabelle 35:	H-Gas-Leistungsbilanz für die Jahre 2023/24 bis 2028/29	119
Tabelle 36:	Zusätzliche Kapazitäten an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten auf Basis der H-Gas-Quellenverteilung	120
Tabelle 37:	Zusätzliche Anforderungen für 2024 und 2029 ggü. 2018 durch Verteilernetzbetreiber, Gaskraftwerke und Speicher (Angaben in MWh/h)	123
Tabelle 38:	Ergebnisse Basisvariante	136

Tabelle 39:	Bilanziell erforderliche Leistung im H-Gas in GWh/h	141
Tabelle 40:	Bilanziell erforderliche Leistung im L-Gas in GWh/h	142
Tabelle 41:	Lokal erforderliche Speicherleistung in GWh/h	144
Tabelle 42:	Plankostenansätze für Standard-Erdgastransportleitungen in Euro/m	150
Tabelle 43:	Plankostenansätze für Verdichterstationen	151
Tabelle 44:	Plankostenansätze für GDRM-Anlagen	152
Tabelle 45:	Übersicht über die von den Fernleitungsnetzbetreibern im Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen	154

Vorwort

Sehr geehrte Leserin, sehr geehrter Leser,

mit dem vorliegenden Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 legen die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber ihren integrierten Plan zum Netzausbau vor, der wesentliche Positionen auf dem Weg zu einer auch in Zukunft sicheren, umweltverträglichen und wirtschaftlichen Erdgasversorgung beschreibt.

Zwei Jahre nach der Weltklimakonferenz in Paris steht das anvisierte ambitionierte Ziel, die Zunahme der Erderwärmung auf unter zwei Grad zu begrenzen, weiterhin im Fokus der weltweiten Energiepolitik. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind überzeugt, dass die vorhandene Gasinfrastruktur einen wesentlichen Beitrag für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende in Deutschland leisten kann.

Um die durch die Politik gesteckten Klimaschutzziele, die eine Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 % bis 95 % gegenüber 1990 vorsieht, kosteneffizient zu erreichen, sind aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber technologieoffene Alternativen erforderlich. Die Sektorkopplung, also die intelligente Verbindung der Gas-, Strom-, Wärme- und Mobilitätsstrukturen, bietet ein nachweislich großes Potenzial. Die solide ausgebaute Gasinfrastruktur kann zukünftig als Transport- und Speichersystem für regenerativ erzeugtes Gas dienen und ersetzt so langfristig fossile und CO₂-intensive Energieträger.

Der Netzentwicklungsplan Gas bildet die Basis für einen bedarfsgerechten Erdgasinfrastrukturausbau.

Die durch die Fernleitungsnetzbetreiber in den letzten Monaten weiterentwickelte Datenbank steht der Öffentlichkeit unter www.nep-gas-datenbank.de zur Verfügung. Sie enthält Daten zu Eingangsgrößen der Modellierung, Ausbaumaßnahmen und umfangreichen Details zum Netzentwicklungsplan Gas.

Wir bedanken uns bei der Prognos AG für ihre Mitarbeit.

Mit freundlichen Grüßen

Ihre Fernleitungsnetzbetreiber

Executive Summary

In dem vorliegenden Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 stellen die Fernleitungsnetzbetreiber die Ergebnisse der Netzentwicklungsplanung zum 12. Februar 2018 vor und erfüllen damit die Vorgaben aus Energiewirtschaftsgesetz und Gasnetzzugangsverordnung. Dieser Netzentwicklungsplan Gas basiert auf dem von den Fernleitungsnetzbetreibern erarbeiteten und von der BNetzA am 12. Dezember 2017 bestätigten Szenariorahmen.

Im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 wurden zwei Szenarien zur Entwicklung des Gasbedarfs in Deutschland bis zum Jahr 2028 dargestellt. Für den Gasendenergiebedarf wurden die auf dem aktuellen Referenzszenario der Europäischen Kommission basierenden Szenarien EUCO30 (Szenario I) und EUCO+40 (Szenario II) verwendet. Diese Szenarien berücksichtigen die aktuellen europäischen Klimaschutzziele. Aus den EUCO-Szenarien wurden der Endenergiebedarf, der nichtenergetische Verbrauch und indirekt auch der Gasbedarf zur Fernwärmeerzeugung in Deutschland entnommen.

In der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, bis zum 01. April 2018 zwei Modellierungsvarianten (Basisvariante und Speichervariante) zu berechnen. In der Basisvariante haben die Fernleitungsnetzbetreiber den erforderlichen Netzausbau ermittelt. Die Speichervariante dient der Ermittlung notwendiger Ausspeicherleistung in einer Lastsituation am Ende des Winters. Die Ergebnisse sind in Kapitel 7.3 dargestellt.

Im Ergebnis bestätigen sich die Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 in der Basismodellierungsvariante als stabiler Netzausbau. Darüber hinaus sind in der Betrachtung des 10-Jahres-Zeitraums zusätzliche Ausbaumaßnahmen erforderlich.

- Für die Anforderungen des Jahres 2024 sind der Neubau von Ferngasleitungen mit einer Länge von rund 1.384 km und die Schaffung zusätzlicher Verdichterleistung in Höhe von rund 508 MW erforderlich. Die Investitionskosten belaufen sich somit auf rund 6,8 Mrd. Euro inkl. GDRM-Anlagen.
- Für die Anforderungen des Jahres 2029 sind der Neubau von Ferngasleitungen mit einer Länge von rund 1.390 km und die Schaffung zusätzlicher Verdichterleistung in Höhe von rund 508 MW erforderlich. Die Investitionskosten für die kommenden zehn Jahre belaufen sich somit auf rund 7,0 Mrd. Euro inkl. GDRM-Anlagen.

Die im Vergleich zum vorherigen Netzentwicklungsplan Gas zusätzlichen Maßnahmen stehen größtenteils im Zusammenhang mit der durchgeführten Marktabfrage und Auktion „more capacity“. Die damit verbundenen Kosten finden Eingang in den Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber. Dabei wurde insbesondere die Nutzung der Bestandsinfrastruktur berücksichtigt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass die Kosten für die EUGAL-Maßnahmen durch die Erlöse bei Fortschreibung des bestehenden langfristigen Buchungsniveaus getragen werden.

In den letzten Jahren sind im Umfeld des Groningen-Feldes in den Niederlanden vermehrt Erdbeben aufgetreten, die in Zusammenhang mit der Erdgasförderung gesehen werden. Zuletzt hatte am 08. Januar 2018 ein Erdbeben mit einer Stärke von 3,4 auf der

Richterskala die Region Groningen erschüttert. Dieses hat zu einer verstärkten politischen Diskussion hinsichtlich der Groningen Produktion geführt. Zum Zeitpunkt der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 waren noch keine konkreten Konsequenzen aus dieser Diskussion bekannt. Die Fernleitungsnetzbetreiber stehen in diesem Zusammenhang sowie auch zur Abstimmung der jeweiligen Planungen in den Niederlanden und Deutschland in engem Austausch mit der GTS. GTS und die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber werden die Abstimmungsgespräche in regelmäßigem Turnus fortführen, um harmonisierte Planungsannahmen auch in Zukunft zu gewährleisten.

1 Einführung

1.1 Rechtliche Grundlage und Aufgabenstellung

Nach § 15a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sind die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, in jedem geraden Kalenderjahr einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan zu erstellen und der BNetzA als zuständiger Regulierungsbehörde, zum 01. April, vorzulegen. Nach § 17 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) sind die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber zudem verpflichtet, im Verfahren der Netzentwicklungsplanung nach § 15a des Energiewirtschaftsgesetzes eine marktgebietsweite Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs durchzuführen.

Netzentwicklungsplan Gas

Der deutschlandweite Netzentwicklungsplan Gas nach § 15a EnWG hat alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes sowie zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu enthalten, welche in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Insbesondere sind Maßnahmen zu benennen, die in den nächsten drei Jahren durchzuführen sind. Grundlage für die Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas ist ein Szenariorahmen, der angemessene Annahmen über die Entwicklung der wichtigsten exogenen Einflussgrößen bezüglich der Dimensionierung eines Fernleitungsnetzes beinhaltet. Hierunter fallen die Gewinnung, die Versorgung mit und der Verbrauch von Erdgas, der Gasaustausch mit anderen Ländern, geplante Investitionen in die Infrastruktur sowie Auswirkungen etwaiger Versorgungsstörungen. Der Netzentwicklungsplan hat den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan nach Artikel 8 Abs. 3b der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 zu berücksichtigen.

Vor der Vorlage bei der BNetzA haben die Fernleitungsnetzbetreiber der Öffentlichkeit und den nachgelagerten Netzbetreibern Gelegenheit zur Äußerung einzuräumen. Die BNetzA hat zu dem von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurf des Netzentwicklungsplans nochmals alle tatsächlichen und potenziellen Netznutzer anzuhören und das Ergebnis zu veröffentlichen. Sie kann anschließend Änderungen des Netzentwicklungsplans verlangen.

Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben am 31. März 2017 das Ergebnis der Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs nach § 17 GasNZV veröffentlicht.

Mit der Novelle vom 11. August 2017 der GasNZV werden die Fernleitungsnetzbetreiber nunmehr verpflichtet, den langfristigen Kapazitätsbedarf entsprechend § 17 GasNZV im Verfahren der Netzentwicklungsplanung nach § 15a des EnWG in einem netzbetreiberübergreifenden, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren marktgebietsweit zu ermitteln.

Dementsprechend ist vorgesehen, dass die Vorgaben gemäß § 17 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 bis 10 GasNZV weiterhin in den Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas eingehen.

Marktgebietszusammenlegung

Gemäß § 21 (1) der Änderung der GasNZV vom 11. August 2017 haben die Fernleitungsnetzbetreiber spätestens ab 01. April 2022 aus den bestehenden zwei Marktgebieten ein gemeinsames Marktgebiet zu bilden.

Für die netzplanerische Umsetzung dieser Entscheidung sehen die Fernleitungsnetzbetreiber es als Voraussetzung an, zunächst ein Kapazitätsmodell für dieses gemeinsame Marktgebiet zu entwickeln, da sich die Systematik durch Größe und Zusammenführung unterschiedlichster Netzstrukturen von der heutigen deutlich unterscheiden wird.

Wie im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 von den Fernleitungsnetzbetreibern angekündigt, basiert die Modellierung auf den vorhandenen Kapazitätsmodellen der beiden Marktgebiete.

1.2 Vorgehensweise und Zeitplan

Der Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 wurde von den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern gemeinsam in enger Abstimmung erarbeitet. Die folgende Auflistung beschreibt die wichtigsten Schritte und gleichzeitig die Struktur des Dokuments.

- **Kapitel 2** fasst die Annahmen und Ergebnisse des von den Fernleitungsnetzbetreibern erstellten, öffentlich konsultierten und von der BNetzA mit Datum vom 12. Dezember 2017 bestätigten **Szenariorahmen** zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 zusammen. Hierzu gehören u. a. die Annahmen zur Entwicklung des Gasbedarfs und des Gasaufkommens in Deutschland sowie die Darstellung der von der BNetzA verpflichtend vorgegebenen Modellierungsvarianten.
- In **Kapitel 3** werden die grundsätzliche Vorgehensweise der **Modellierung** der Fernleitungsnetze und die hierfür benötigten Eingangsgrößen dargestellt.
- Den **Stand des heutigen L-Gas- und H-Gas-Fernleitungsnetzes** bildet **Kapitel 4** ab. Es beschreibt neben den bereits in Bau befindlichen oder beschlossenen und geplanten Maßnahmen zum Ausbau des Fernleitungsnetzes den Stand der Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026. Sofern absehbare Verzögerungen bei Maßnahmen vorliegen, werde diese ebenfalls in diesem Kapitel dargestellt.
- **Kapitel 5** behandelt mit der **Entwicklung der L-Gas-Versorgung** das Versorgungssicherheitsszenario und die Marktraumumstellung von L- auf H-Gas. Es enthält außerdem deutschland- und marktgebietsweite L-Gas-Mengen- und Leistungsbilanzen bis 2030 und Beschreibungen der geplanten Umstellungsbereiche der jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber.
- Die **Entwicklung der H-Gas-Versorgung** wird in **Kapitel 6** aufgezeigt. Dieses enthält eine H-Gas-Leistungsbilanz bis 2030 sowie die Aufteilung des in den Modellierungsvarianten ermittelten Zusatzbedarfs auf die Grenzübergangspunkte.
- Die **Ergebnisse der Modellierung** der H-Gas-Fernleitungsnetze sind in **Kapitel 7** dargestellt. In der Modellierung wurden auf Basis des bestätigten Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 Berechnungen in der Basisvariante (BV)

und der Speichervariante (SV) durchgeführt und die Maßnahmenänderungen gegenüber dem vorherigen Netzentwicklungsplan Gas erläutert.

- Eine detaillierte Übersicht der von den Fernleitungsnetzbetreibern auf Basis der Modellierungsergebnisse vorgeschlagenen **Netzausbaumaßnahmen** findet sich in **Kapitel 8**. Des Weiteren sind in diesem Kapitel die Kosten der vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen beziffert.
- In **Kapitel 9** thematisieren die Fernleitungsnetzbetreiber den Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende.

Zeitlicher Ablauf der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas

Das Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 wurde am 12. Februar 2018 auf der FNB Gas Internetseite (www.fnb-gas.de) veröffentlicht. Im Rahmen einer öffentlichen Konsultation vom 12. Februar 2018 bis 02. März 2018 wird der Öffentlichkeit und dem Markt Gelegenheit zur Äußerung gegeben. Zusätzlich findet am 20. Februar 2018 ein öffentlicher Workshop statt, bei dem der Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 erläutert und diskutiert wird.

Die Fernleitungsnetzbetreiber planen eine Veröffentlichung der eingegangenen Stellungnahmen und eine Übermittlung an die BNetzA. Sofern Stellungnahmen oder Auszüge von Stellungnahmen aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen nicht veröffentlicht werden sollen, so sind diese entsprechend zu kennzeichnen und gegebenenfalls ist eine geschwärzte Fassung beizulegen.

Nach Abschluss des Konsultationszeitraums werden die eingegangenen Stellungnahmen ausgewertet und das Konsultationsergebnis in den Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 eingearbeitet und der BNetzA zum 01. April 2018 übermittelt. Die BNetzA hat danach zu dem von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas nochmals alle tatsächlichen und potenziellen Netznutzer anzuhören und das Ergebnis zu veröffentlichen. Sie kann anschließend Änderungen des Netzentwicklungsplans Gas verlangen, welche von den Fernleitungsnetzbetreibern innerhalb von drei Monaten einzuarbeiten sind.

Zusätzlich zu den im Szenariorahmen enthaltenen Modellierungsvarianten werden die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß Tenor zu 8. der Bestätigung des Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 verpflichtet, eine separate Versorgungssicherheitsvariante zu modellieren, welche die aktuelle Transportsituation auf der Trans Europa Naturgas Pipeline (TENP) I über den 01. April 2019 hinaus fortschreibt. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die hierfür notwendigen Modellierungsparameter im Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 zu veröffentlichen (vgl. Kapitel 3.5). Das Modellierungsergebnis soll nach vorheriger Konsultation der BNetzA spätestens am 01. August 2018 übermittelt werden. Dieser Verpflichtung werden die Fernleitungsnetzbetreiber fristgerecht nachkommen.

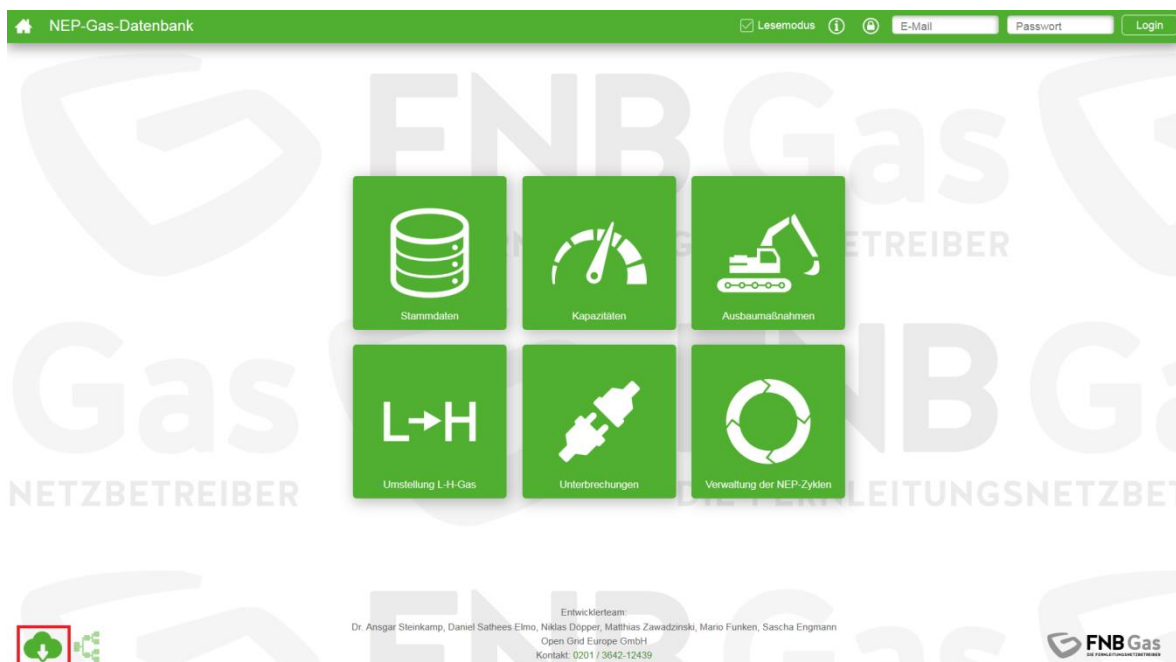
1.3 Datenbank zum Netzentwicklungsplan Gas

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben eine Datenbank mit Eingangsgrößen der Modellierung, Maßnahmen und weiteren Details zum Netzentwicklungsplan Gas entwickelt und stellen diese der Öffentlichkeit unter www.nep-gas-datenbank.de zur Verfügung. Die Datenbank bietet im Vergleich zu den bisher veröffentlichten Anlagen den Anwendern einen einfacheren Zugang zu den Daten des Netzentwicklungsplans Gas.

Die Datenbank hat folgende Struktur (siehe auch nachfolgende Abbildung 1):

- Kapazitäten
- Ausbaumaßnahmen
- Umstellung L-H-Gas
- Unterbrechungen

Abbildung 1: Startseite der NEP-Gas-Datenbank



Quelle: www.nep-gas-datenbank.de

In den nachfolgenden Kapiteln wird jeweils auf die entsprechenden Kategorien des Datenbank Zyklus „2018 – NEP Konsultation“ Bezug genommen. Alle verfügbaren Daten können ebenfalls als Excel-Download heruntergeladen werden. Hierfür wählt der Nutzer auf der Startseite das Feld „Download von Daten“ in der unteren linken Ecke des Bildschirms, siehe Abbildung 1.

Für Rückfragen zur NEP-Gas-Datenbank steht Ihnen FNB Gas gern zur Verfügung.

2 Bestätigter Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028

Der Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 bildet mit seinen Ergebnissen und Festlegungen eine wesentliche Grundlage für die durchgeführten Modellierungen.

Die BNetzA hat am 12. Dezember 2017 den von den Fernleitungsnetzbetreibern eingereichten Entwurf des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 [FNB Gas 2017a] mit Änderungen bestätigt.

Im Folgenden werden wichtige Annahmen und Ergebnisse des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 hinsichtlich der Gasbedarfsentwicklung kurz vorgestellt. Hierbei wurden die Vorgaben der BNetzA hinsichtlich der Berücksichtigung von Gaskraftwerksneubauten aus der Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 berücksichtigt. Detailliertere Informationen hierzu sind im Internet abrufbar (Download unter: <https://www.fnb-gas.de>).

2.1 Annahmen des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 zur deutschen Gasbedarfsentwicklung

Im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 wurden zwei Szenarien zur Entwicklung des Gasbedarfs in Deutschland bis zum Jahr 2028 dargestellt.

Für den Gasendenergiebedarf wurden die auf dem aktuellen Referenzszenario der Europäischen Kommission basierenden Szenarien EUCO30 (Szenario I) und EUCO+40 (Szenario II) verwendet. Die EUCO-Szenarien berücksichtigen die derzeitigen europäischen Klimaschutzziele. Aus den EUCO-Szenarien wurden der Endenergiebedarf, der nichtenergetische Verbrauch und indirekt auch der Gasbedarf zur Fernwärmeerzeugung in Deutschland entnommen. [EC 2016]

Für den Gasbedarf im Umwandlungssektor (Kraftwerke inkl. Eigenbedarf) wurden zwei Entwicklungen unter Anwendung des Prognos-Strommarktmodells abgebildet. Ausgehend von der Kraftwerksliste der BNetzA wurden der aktuelle Kraftwerksbestand sowie die Zu- und Rückbauentwicklungen in Deutschland abgebildet. Auch die aktuell bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Kapazitätsreservierungen und Ausbaubegehren nach § 38/ § 39 GasNZV wurden berücksichtigt. In beiden Szenarien werden steigende Kapazitäten der gasbasierten Stromerzeugung erwartet. Bezüglich der nicht gasbasierten Stromerzeugung wurde im Szenario II eine im Vergleich zum Szenario I kürzere Lebensdauer der Kohlekraftwerke angenommen.

Die sich in den beiden Szenarien ergebende Entwicklung der installierten elektrischen Leistung der Gaskraftwerke bis zum Jahr 2028 zeigt die folgende Tabelle.

Tabelle 1: Installierte elektrische Gaskraftwerksleistung (netto) in Deutschland

Installierte Nettoleistung Erdgaskraftwerke						Veränderung	Veränderung	Veränderung
	Einheit	2016	2018	2023	2028	2028 zu 2016	2028 zu 2018	2028 zu 2023
Szenario I	GW	27,0	28,2	32,9	33,7	25%	20%	2%
Szenario II	GW	27,0	28,2	32,9	33,7	25%	20%	2%

Quelle: Prognos AG

Das Gasaufkommen in Deutschland setzt sich zusammen aus der Inlandsförderung von Erdgas und Erdölgas sowie der Erzeugung und Einspeisung von Biogas. Zur Entwicklung des Gasaufkommens wurde ein einheitliches Szenario erarbeitet.

- **Inlandsförderung Erdgas:**
Der Entwicklungspfad wurde aus einer aktuellen Untersuchung des Bundesverbands Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG, ehemals Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung, WEG) übernommen [BVEG 2017a].
- **Einspeisung Biogas:**
Die deutschlandweite Entwicklung der Biogasnutzung basiert auf der Auswertung des aktuellen Monitoringberichts 2016 der BNetzA [BNetzA/ BKartA Monitoringbericht 2016], der von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) veröffentlichten Projektliste zur Biogaseinspeisung [dena 2017a] sowie auf Abschätzungen der Prognos AG.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse der BVEG-Prognose für die konventionelle Erdgasförderung in Deutschland bis zum Jahr 2028.

Tabelle 2: Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung

Erdgasförderung in Deutschland und den Hauptfördergebieten - Szenario I und II								
Deutschland insgesamt*, davon...			...Gebiet Elbe-Weser (ohne Altmark)			...Gebiet Weser-Ems (ohne Ostfriesland)		
	Produktion	Kapazität	Produktion	Kapazität gemäß Planung	Kapazität mit Sicherheitsabschlag	Produktion	Kapazität gemäß Planung	Kapazität mit Sicherheitsabschlag
Jahr	Mrd. m³	Mio. m³/h	Mrd. m³	Mio. m³/h	Mio. m³/h	Mrd. m³	Mio. m³/h	Mio. m³/h
2017	7,13	0,92	3,17	0,41	0,39	3,62	0,47	0,44
2018	6,46	0,84	2,88	0,37	0,35	3,33	0,43	0,40
2019	6,03	0,78	2,62	0,34	0,32	3,17	0,41	0,38
2020	6,18	0,78	2,41	0,31	0,29	3,22	0,42	0,39
2021	5,93	0,75	2,26	0,29	0,27	3,05	0,39	0,37
2022	5,77	0,73	2,26	0,29	0,27	2,84	0,37	0,34
2023	5,59	0,70	2,16	0,28	0,26	2,70	0,35	0,32
2024	5,10	0,64	1,91	0,25	0,23	2,45	0,32	0,29
2025	4,64	0,58	1,73	0,22	0,20	2,21	0,29	0,26
2026	4,23	0,53	1,59	0,21	0,18	2,00	0,26	0,23
2027	3,83	0,48	1,49	0,19	0,17	1,75	0,23	0,20
2028	3,47	0,43	1,36	0,18	0,15	1,56	0,20	0,18

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

Quelle: BVEG 2017a

2.2 Ergebnisse des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 zur deutschen Gasbedarfsentwicklung

Der Gasbedarf in den Szenarien setzt sich aus den Einzelergebnissen der Entwicklungspfade zum Endenergiebedarf, zum nichtenergetischen Verbrauch, zum Gaseinsatz im Umwandlungssektor (Strom- und Wärmeerzeugung) und zum Eigenverbrauch des Umwandlungssektors zusammen. Im Szenario I ist mit einem Rückgang des gesamtdeutschen Gasbedarfs um rund 11 % zwischen den Jahren 2018 und 2028 zu rechnen. Im Szenario II geht der Gasbedarf doppelt so stark zurück.

Die folgenden beiden Tabellen zeigen den gesamtdeutschen Gaseinsatz in den untersuchten Szenarien, dargestellt jeweils als Brennwert (H_s).

Tabelle 3: Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in Szenario I, temperaturbereinigt, Darstellung als Brennwert (H_s)

Gasbedarf Deutschland - Szenario I						Veränderung	Veränderung	Veränderung
- Darstellung Brennwert (H _s)	Einheit	2015	2018	2023	2028	2028 zu 2015	2028 zu 2018	2028 zu 2023
Gasbedarf insgesamt	TWh H _s	860	884	847	785	-9%	-11%	-7%
Endenergiebedarf Gas	TWh H _s	639	633	589	531	-17%	-16%	-10%
Industrie	TWh H _s	246	241	218	196	-20%	-19%	-10%
Haushalte	TWh H _s	266	267	254	229	-14%	-14%	-10%
GHD	TWh H _s	125	122	112	98	-22%	-20%	-13%
Verkehr	TWh H _s	2	3	5	9	285%	174%	79%
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	TWh H _s	34	35	36	36	7%	4%	1%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	TWh H _s	165	195	203	200	21%	3%	-1%
Fernheizwerke	TWh H _s	27	27	27	26	-5%	-4%	-3%
Kraftwerke	TWh H _s	138	168	177	175	26%	4%	-1%
Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor	TWh H _s	21	21	19	17	-20%	-19%	-10%

Quelle: BDEW/ AG Energiebilanzen (Endenergieverbrauch Erdgas), Berechnung der Fernleitungsnetzbetreiber (temperaturbereinigte Werte), EC 2016 (PRIMES), Prognos AG

Tabelle 4: Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in Szenario II, temperaturbereinigt, Darstellung als Brennwert (H_s)

Gasbedarf Deutschland - Szenario II						Veränderung	Veränderung	Veränderung
- Darstellung Brennwert (H _s)	Einheit	2015	2018	2023	2028	2028 zu 2015	2028 zu 2018	2028 zu 2023
Gasbedarf insgesamt	TWh H _s	860	891	840	693	-19%	-22%	-18%
Endenergiebedarf Gas	TWh H _s	639	632	568	430	-33%	-32%	-24%
Industrie	TWh H _s	246	240	220	184	-25%	-23%	-17%
Haushalte	TWh H _s	266	267	235	161	-39%	-40%	-32%
GHD	TWh H _s	125	122	107	74	-41%	-39%	-31%
Verkehr	TWh H _s	2	3	5	11	375%	238%	105%
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	TWh H _s	34	35	36	36	7%	4%	0%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	TWh H _s	165	203	217	211	27%	4%	-3%
Fernheizwerke	TWh H _s	27	27	26	20	-26%	-25%	-22%
Kraftwerke	TWh H _s	138	176	191	191	38%	8%	0%
Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor	TWh H _s	21	21	19	16	-25%	-23%	-17%

Quelle: BDEW/ AG Energiebilanzen (Endenergieverbrauch Erdgas), Berechnung der Fernleitungsnetzbetreiber (temperaturbereinigte Werte), EC 2016 (PRIMES), Prognos AG

Die konventionelle Erdgasförderung in Deutschland wird entsprechend der BVEG-Prognose bis 2028 stark zurückgehen. Die Prognoseergebnisse sind in der folgenden Tabelle für Einzeljahre in Volumenangaben (Mrd. m³) und in Energieeinheiten (TWh oberer Heizwert) ausgewiesen.

Tabelle 5: Deutsche Erdgasförderung in verschiedenen Einheiten

Erdgasförderung in Deutschland						Veränderung	Veränderung	Veränderung
- Szenario I und II	Einheit	2015	2018	2023	2028	2028 zu 2015	2028 zu 2018	2028 zu 2023
Konventionelles Erdgas	[Mrd. m³]*	8,56	6,46	5,59	3,47	-59%	-46%	-38%
Konventionelles Erdgas	[TWh H _s]**	84	63	55	34			
* Mengenangaben beziehen sich auf Erdgas mit einem einheitlichen Brennwert (H _s) von 9,7692 kWh/m³								
** Mengenangaben umgerechnet in TWh (9,7692 kWh/m³), Brennwert (H _s)								

Quelle: Prognos AG, BVEG 2017a, BVEG 2017b

Eine Förderung nicht-konventioneller Gase wurde in den Gasbedarfsszenarien zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 nicht berücksichtigt.

Für die Biogaseinspeisung wird eine geringfügige Zunahme bis zum Jahr 2028 erwartet (vgl. Tabelle 6). In Summe bleibt der Zuwachs aber auch aufgrund der letzten EEG-Novellierungen sehr gering. Inwieweit hier zukünftige EEG-Reformen Einfluss nehmen werden, bleibt abzuwarten.

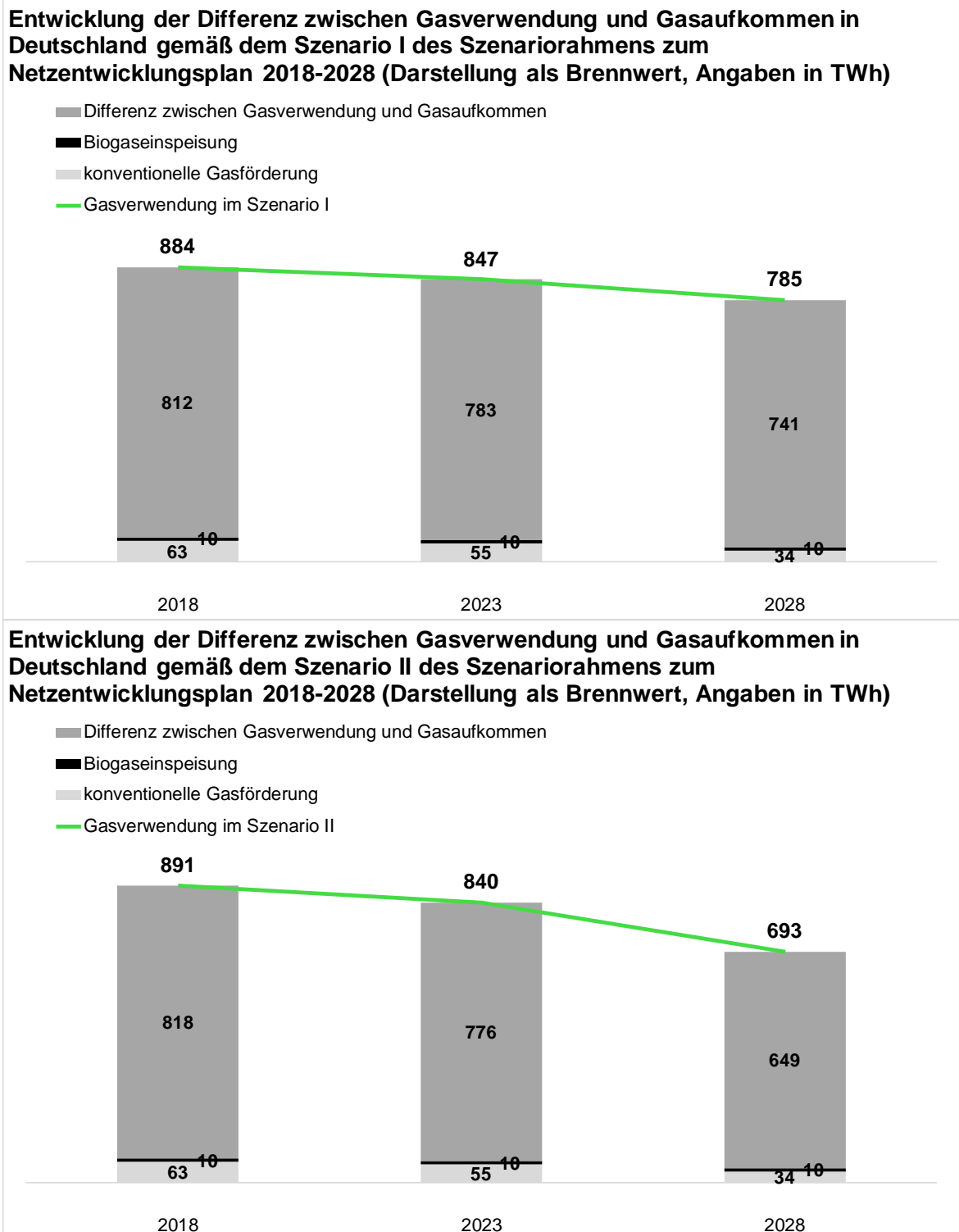
Tabelle 6: Biogaseinspeisung in Deutschland

Biogaseinspeisung in Deutschland						Veränderung	Veränderung	Veränderung
- Szenario I und II	Einheit	2015	2018	2023	2028	2028 zu 2015	2028 zu 2018	2028 zu 2023
Darstellung Brennwert (H _s)	TWh H _s	9,2	9,6	9,9	10,2	11%	6%	3%

Quelle: Prognos AG, dena 2017a, BNetzA/ BKartA Monitoringbericht 2016

Gemäß der im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 dargestellten Gasbedarfsszenarien ergibt sich (ohne Transitmengen) eine Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen (konventionelle Erdgasförderung und Biogasaufkommen). Diese Differenz ist in der folgenden Abbildung 2 und der Tabelle 7 dargestellt. Bei dieser Betrachtung handelt es sich um eine einfache Mengenbilanz auf Basis der Gasbedarfsszenarien des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028, beispielsweise ohne eine Unterscheidung zwischen L-Gas- und H-Gas-Mengen. Die für die Netzmodellierung relevanten Bilanzen sind in den Kapiteln 5 und 6 dargestellt.

Abbildung 2: Entwicklung der Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland gemäß den Szenarien (Darstellung als Brennwert)



Quelle: Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028

Tabelle 7: Entwicklung der Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland gemäß den Szenarien (Darstellung als Brennwert)

Ergebnisse Szenario I			
- Angaben in TWh, Darstellung Brennwert (H₂)	2018	2023	2028
Gasverwendung im Szenario I	884	847	785
konventionelle Gasförderung	63	55	34
Biogaseinspeisung	10	10	10
Differenz zwischen Gasverwendung und Gasaufkommen	812	783	741

Ergebnisse Szenario II			
- Angaben in TWh, Darstellung Brennwert (H₂)	2018	2023	2028
Gasverwendung im Szenario II	891	840	693
konventionelle Gasförderung	63	55	34
Biogaseinspeisung	10	10	10
Differenz zwischen Gasverwendung und Gasaufkommen	818	776	649

Quelle: Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028

2.3 Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028

Die BNetzA hat den von den Fernleitungsnetzbetreibern nach Konsultation überarbeiteten Entwurf des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 am 12. Dezember 2017 mit Änderungen und Hinweisen bestätigt [BNetzA 2017a].

Die Anforderungen der BNetzA aus der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 werden von den Fernleitungsnetzbetreibern in unterschiedlichen Kapiteln des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 soweit möglich berücksichtigt:

- Tenor 1 der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 macht Vorgaben für die Berücksichtigung einzelner Kraftwerksprojekte im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028. Zudem sollen die Fernleitungsnetzbetreiber den aus den Neubaukraftwerksprojekten resultierenden Netzausbau möglichst genau den vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen zuordnen. Diese Vorgaben wurden in der Modellierung umgesetzt (vgl. hierzu u. a. Kapitel 2.5.2, Tabelle 10 und NEP-Gas-Datenbank).
- Tenor 2 verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber in der Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 die LNG-Anlage Wilhelmshaven nicht zu berücksichtigen. Diese Vorgabe wurde in der Modellierung umgesetzt (vgl. hierzu u. a. Kapitel 2.5.5).
- Tenor 3 verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber in der Modellierung für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 am bestehenden Gasspeicheranschlusspunkt Inzenham-West ein Wert in Höhe von 1.403 MWh/h sowohl als Einspeise- als auch als Ausspeiseleistung entsprechend der im Szenariorahmen vorgeschlagenen temperaturabhängigen Kapazität (TaK) anzusetzen. Zudem sollen die Fernleitungsnetzbetreiber den aus diesem Kapazitätsansatz am Speicherpunkt Inzenham-West resultierenden Netzausbau möglichst genau den vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen zuordnen (vgl. NEP-Gas-Datenbank).
- Tenor 4 enthält Vorgaben für die Modellierung der Speichervariante im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028
 - Entsprechend Tenor 4a müssen die Fernleitungsnetzbetreiber die Methodik und Annahmen dieser Modellierungsvariante detailliert erläutern. Es sind insbesondere die Unterschiede zur Basisvariante aufzuzeigen. Diese Vorgabe wurde in der Modellierung umgesetzt (vgl. hierzu Kapitel 3.4 und 7.3).
 - Gemäß Tenor 4b haben die Fernleitungsnetzbetreiber zu analysieren, mit welchen Möglichkeiten ein ermitteltes Leistungsfehl oder etwaige Netzengpässe behoben werden können. Hierbei ist zu prüfen, ob Grenzübergangspunkte höher als in der Basisvariante beschäftigt werden können. Einen aus der Speichervariante möglicherweise resultierenden Netzausbau haben die Fernleitungsnetzbetreiber so konkret wie möglich zu identifizieren. Diese Vorgabe wurde in der Modellierung umgesetzt. Abweichungen von diesen Vorgaben sind entsprechend erläutert (vgl. hierzu Kapitel 3.4 und 7.3).

- Tenor 5 verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber mit Wirkung ab dem 01. Oktober 2017 bei der Ermittlung und Veröffentlichung der Analyse der historischen Unterbrechungen, die sich aus dem „Unterbrechungskonzept“ [BNetzA 2017a] ergebenden und mit der BNetzA abgestimmten Vorgaben zu beachten.

Für den Zeitraum vom 01. Oktober 2014 bis zum 30. September 2017 haben die Fernleitungsnetzbetreiber die historischen Unterbrechungen nach der bisherigen Vorgehensweise, welche in der Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2014 beschrieben ist, auszuwerten. Zudem müssen die Fernleitungsnetzbetreiber die ermittelten und veröffentlichten historischen Unterbrechungen analysieren und die Ursachen dafür untersuchen. Es ist darzustellen, wie mögliche zukünftige Unterbrechungen minimiert oder verhindert werden können.

Diese Vorgaben wurden von den Fernleitungsnetzbetreibern umgesetzt (vgl. hierzu u. a. Kapitel 4.5 und NEP-Gas-Datenbank).

- Tenor 6 verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber die Darstellung der Netzausbaumaßnahmen entsprechend den Vorgaben in der Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 zu vereinheitlichen. Diese Vorgabe wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern, soweit dies im zeitlichen Rahmen möglich war, bereits umgesetzt (vgl. hierzu u. a. NEP-Gas-Datenbank). Mit dem Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 ist eine weitergehende Umsetzung der Anforderungen für die Maßnahmenkarten vorgesehen.
- Tenor 7 verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, der BNetzA spätestens mit dem Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 detaillierte Informationen zu den betrachteten Leistungsbilanzen zu übermitteln. Diese Vorgabe wird von den Fernleitungsnetzbetreibern in Form einer Datenlieferung an die BNetzA umgesetzt werden.
- Tenor 8 verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, zusätzlich zu den beiden Modellierungsvarianten (Basisvariante und Speichervariante) eine separate Versorgungssicherheitsvariante zu modellieren. Diese zusätzliche Modellierungsvariante soll die aktuelle Transportsituation auf der Trans Europa Naturgas Pipeline (TENP) I über den 01. April 2019 hinaus fortschreiben. Notwendige Modellierungsparameter für diese Variante sind im Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 zu veröffentlichen (vgl. Kapitel 3.5). Das Modellierungsergebnis haben die Fernleitungsnetzbetreiber nach vorheriger Konsultation der BNetzA spätestens am 01. August 2018 zu übermitteln.

In der Begründung des Szenariorahmens werden die Fernleitungsnetzbetreiber um klarstellende Erläuterungen zu den unterschiedlichen Begründungen in den beiden Szenariorahmen einerseits und dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 andererseits gebeten.

Die Fernleitungsnetzbetreiber führen hierzu folgendes aus:

In den Begründungen zur Ansetzung der Grenzübergangspunkte Überackern und Überackern 2 in den beiden genannten Szenariorahmen und der Erläuterung diesbezüglich im Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 können die Fernleitungsnetzbetreiber grundsätzlich keinen Widerspruch erkennen. Zwar weist die Gas Connect Austria eine technische Ausspeisekapazität von 7,3 GWh/h an den Punkten

Überackern bzw. Überackern 2 im Koordinierten Netzentwicklungsplan NEP (KNEP) 2017-2026 [KNEP 2016] aus, allerdings werden diese Kapazitäten nicht im vollen Umfang in der H-Gas-Quellenverteilung angesetzt, sondern lediglich in Höhe der für die zugeordneten Gaskraftwerke notwendigen Gasmengen. Dies liegt nach wie vor in der Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber begründet, dass in Spitzenlastszenarien Gasflüsse von Deutschland nach Österreich stattfinden.

2.4 Modellierungsvarianten

Unter Berücksichtigung der Konsultationsantworten der Marktteilnehmer zum Entwurf des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 haben die Fernleitungsnetzbetreiber verschiedene Modellierungsvarianten vorgeschlagen [FNB Gas 2017a].

Die folgende Tabelle 8 zeigt die gemäß der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 durch die BNetzA zu berücksichtigenden Modellierungsvarianten.

Tabelle 8: Modellierungsvarianten

	verpflichtend	verpflichtend	verpflichtend	verpflichtend	verpflichtend
Szenario	Szenario I	Szenario I	Versorgungssicherheits-szenario TENP	Versorgungssicherheits-Szenario L-Gas 2030	Versorgungssicherheits-Szenario H-Gas 2030
Modellierungsvariante	Basisvariante	Speichervariante	Versorgungssicherheits-variante TENP	L-Gas-Bilanz 2030	H-Gas-Bilanz 2030
Bezeichnung	BV	SV	TENP	L.2030	H.2030
Berechnung	vollständig 2023 / 2028	Gaswirtschaftsjahre 2018/19, 2019/20, 2020/21	vollständig 2023 / 2028	Bilanzanalyse	Bilanzanalyse
Stichtag/ Zeitraum	31. Dezember 2023 / 31. Dezember 2028	Gaswirtschaftsjahre 2018/19, 2019/20, 2020/21	31. Dezember 2023 / 31. Dezember 2028	01. Oktober 2030	01. Oktober 2030
Verteilernetzbetreiber (interne Bestellungen)	Startwert: Interne Bestellungen 2018, Entwicklung: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB bis einschließlich 2023, danach konstante Fortschreibung, siehe Datenbank-Zyklus "2018 - NEP Konsultation"		Veröffentlichung der Modellierungsparameter im Konsultationsdokument des NEP Gas 2018-2028 Übermittlung des Modellierungsergebnisses nach vorheriger Konsultation spätestens am 01. August 2018 an die Bundesnetzagentur	Analyse der langfristigen	Analyse der langfristigen
H-Gas-Quellen	Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung gemäß Kapitel 11.3 des Szenariorahmens			L-Gas-Bilanzen	H-Gas-Leistungsbilanz
GÜP	Bestand gemäß Datenbank-Zyklus "2018 - NEP Konsultation", Ausbaubedarf entsprechend Kapitel 11 des Szenariorahmens unter Berücksichtigung des TYNDP			bis zum Jahr 2030	bis zum Jahr 2030
MÜP	Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung auf Basis Datenbank-Zyklus "2018 - NEP Konsultation"				
L-H-Gas-Umstellung	Modellierung der Umstellungsbereiche einschließlich Umstellungen des Jahres 2029 zur Ermittlung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen bis zum 31. Dezember 2028				
Untergrundspeicher	Bestand gemäß Datenbank-Zyklus "2018 - NEP Konsultation", § 39 Ausbaubegehren: 100 % TaK	Ermittlung der erforderlichen Ausspeicherleistungen unter Versorgungssicherheitsaspekten gemäß Kapitel 3.4 und 7.3 dieses Dokuments			
Kraftwerke	Bestand gemäß Datenbank-Zyklus "2018 - NEP Konsultation", heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Gaskraftwerke entsprechend Tabelle 9, Kapitel 2.5.2: 100 % fDZK, sofern sie zu dem Zeitpunkt die Lebensdauer von 45 Jahren nicht überschritten haben, Neubau entsprechend Tabelle 10, Kapitel 2.5.2: 100 % fDZK				
LNG	Neubau entsprechend Datenbank-Zyklus "2018 - NEP Konsultation", siehe auch Kapitel 2.5.5				
Industrie	konstanter Kapazitätsbedarf, Berücksichtigung des verbindlichen Zusatzbedarfs, Ansatz von FZK, siehe Datenbank-Zyklus "2018 - NEP Konsultation"				

Quelle: Entscheidung der BNetzA vom 12.12.2017 (Az. 8615-NEP Gas 2018-2028 – Bestätigung Szenariorahmen), Layout angepasst

2.5 Wichtige Eingangsgrößen für die Modellierung

Im Folgenden werden die wesentlichen Eingangsgrößen auf Basis der Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 beschrieben.

2.5.1 Verteilernetzbetreiber

Für die Modellierung des Kapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber wird der folgende, von der BNetzA in der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 vorgegebene Modellierungsansatz, verwendet:

- Startwert: Angefragte interne Bestellung der Verteilernetzbetreiber für das Jahr 2018.
- Zeitraum 2019-2023: Plausibilisierte Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber gemäß § 16 Absatz 1 der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen (KoV IX) [BDEW/ GEODE/ VKU 2017].
- Zeitraum 2024-2028: Konstante Fortschreibung der Werte der plausibilisierten Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber für das Jahr 2023.

2.5.2 Gaskraftwerke

Bei der Modellierung der Gaskraftwerke ist grundsätzlich zu unterscheiden zwischen Gaskraftwerken, die direkt an das Netz der Fernleitungsnetzbetreiber angeschlossen sind und Gaskraftwerken, die an nachgelagerte Netze angeschlossen sind.

Gaskraftwerke, die direkt an das Netz der Fernleitungsnetzbetreiber angeschlossen sind, lassen sich wie folgt unterteilen:

- nicht systemrelevante Bestandsgaskraftwerke,
- systemrelevante Bestandsgaskraftwerke,
- Neubaugaskraftwerke.

Daneben existieren noch Gaskraftwerke, die nicht an das Netz der Fernleitungsnetzbetreiber, sondern an nachgelagerte Netze angeschlossen sind. Diese Kraftwerksleistungen sind durch die Verteilernetzbetreiber in der internen Bestellung zu berücksichtigen.

Nicht systemrelevante Bestandsgaskraftwerke

Nicht systemrelevante Bestandsgaskraftwerke werden in der Modellierung mit der bestehenden Kapazität und dem zugehörigen Kapazitätsprodukt berücksichtigt.

Systemrelevante Bestandsgaskraftwerke

Die Ausführungen in diesem Dokument zu systemrelevanten Gaskraftwerken beziehen sich auf direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossene Gaskraftwerke.

Die systemrelevanten Gaskraftwerke wurden von den Übertragungsnetzbetreibern in Abstimmung mit der BNetzA definiert. Voraussetzung für die Benennung war, dass die Verfügbarkeit dieser Gaskraftwerke für die Aufrechterhaltung der Sicherheit und Stabilität des Übertragungsnetzes als potenziell erforderlich angesehen wird und sie damit für die Sicherung eines ungefährdeten Stromnetzbetriebs notwendig sind. Die als systemrelevant eingestuften Gaskraftwerke sind in der Tabelle 9 und der Abbildung 3 dargestellt.

Entsprechend der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 haben die Fernleitungsnetzbetreiber systemrelevant eingestufte Gaskraftwerke in allen Modellierungsvarianten für die Jahre 2023 und 2028 mit dem Kapazitätsprodukt fDZK für Kraftwerke modelliert.

Tabelle 9: Systemrelevante Gaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz

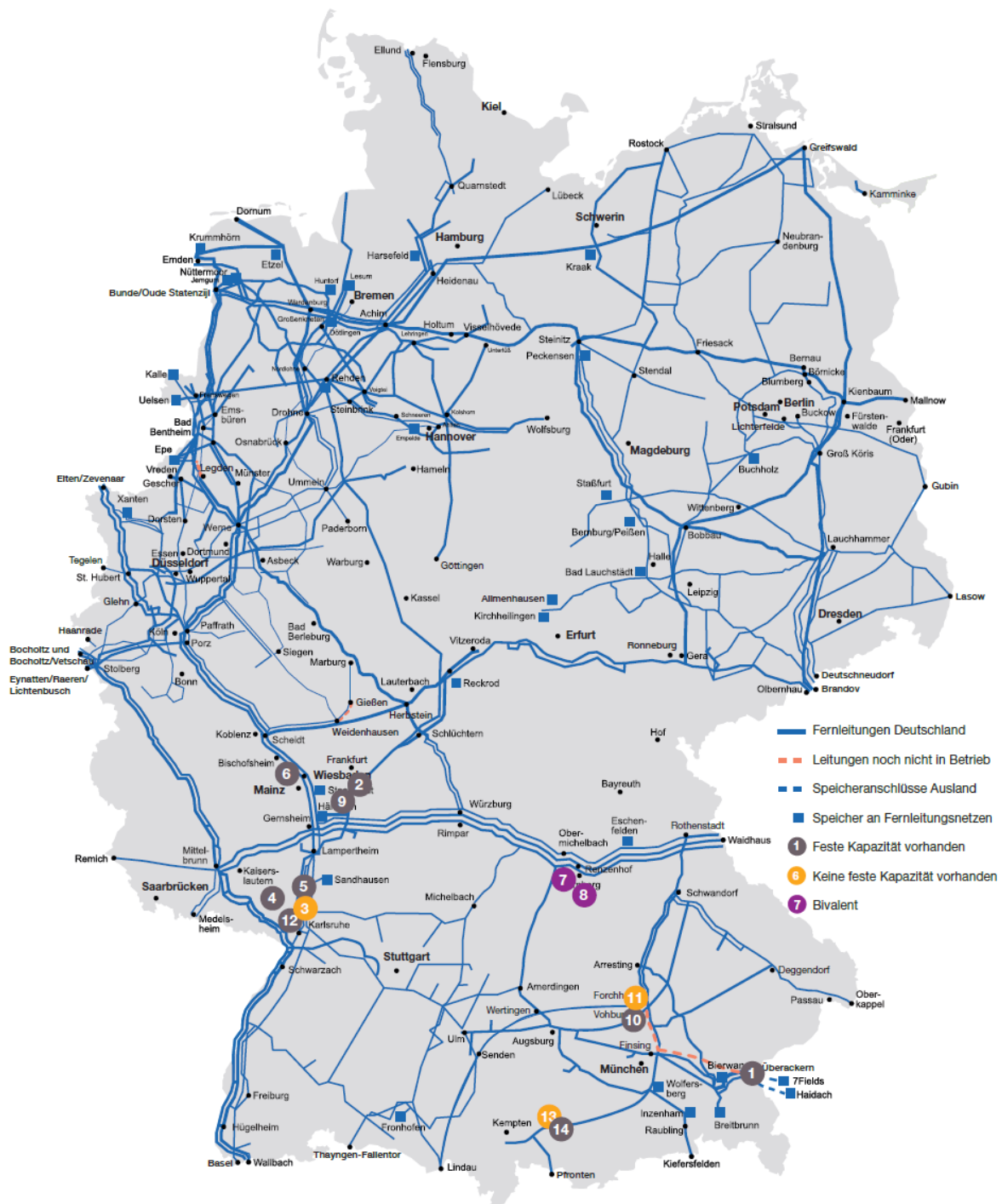
Lfd. Nr.	Kraftwerksnummer	Kraftwerksname	Eingeplante Ausspeisekapazität in MWh/h	Fernleitungsnetzbetreiber	Zuordnungspunkt	2023	2028	Bemerkung
1	BNA0172	Dampfkraftwerk BGH - O1	710	bayernets	---	BZK	BZK	Historisch feste Zuordnung zum Speicher Haidach/ GÜP Überackern 2
2	BNA0374	Staudinger 4	1.914	OGE	---	FZK	---	Systemrelevant bis 2023 und älter als 45 Jahre in 2023; offizieller Stilllegungsbeschluss
3	BNA0514	Rheinhafen-Dampfkraftwerk, Karlsruhe	740	OGE	Wallbach	fDZK	fDZK	Systemrelevant bis 2023; gemäß BNetzA-Bestätigung bis 2028 mit fDZK zu modellieren
4	BNA0614b	Kraftwerk Mitte, Ludwigshafen	---	GASCADE	---	FZK	FZK	---
5	BNA0615	Kraftwerk Süd, Ludwigshafen	---	GASCADE	---	FZK	FZK	---
6	BNA0626	Kraftwerk Mainz	890	OGE	---	FZK	FZK	---
7	BNA0744	Franken 1 1, Nürnberg	0**	OGE	---	0	0	---
8	BNA0745	Franken 1 2, Nürnberg	0**	OGE	---	0	0	---
9	BNA0857	GuD-Anlage Rüsselsheim	445	OGE	---	FZK	FZK	---
10	BNA0994	Gemeinschaftskraftwerk Irsching 5	1.700	OGE	---	FZK	FZK	---
11	BNA0995	Ulrich Hartmann (Irsching)	1.100	OGE	Überackern	fDZK	fDZK	Systemrelevant bis 2023; gemäß BNetzA-Bestätigung bis 2028 mit fDZK zu modellieren
12	BNA1078	HKW Wörth	---	GASCADE	---	FZK	FZK	---
13	BNA1248a	UPM Schongau	75	bayernets	---	FZK	FZK	---
			155	bayernets	bn-Speicher, Überackern/ABG, Überackern 2	fDZK	fDZK	---
14	BNA1248b	HKW 3 UPM Schongau	150	bayernets	---	FZK	FZK	---

* Keine Veröffentlichung aufgrund Geschäftsgeheimnisse Dritter

** Bivalente Feuerung

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 3: Systemrelevante Gaskraftwerke mit Anschluss an das Fernleitungsnetz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Neubaugaskraftwerke

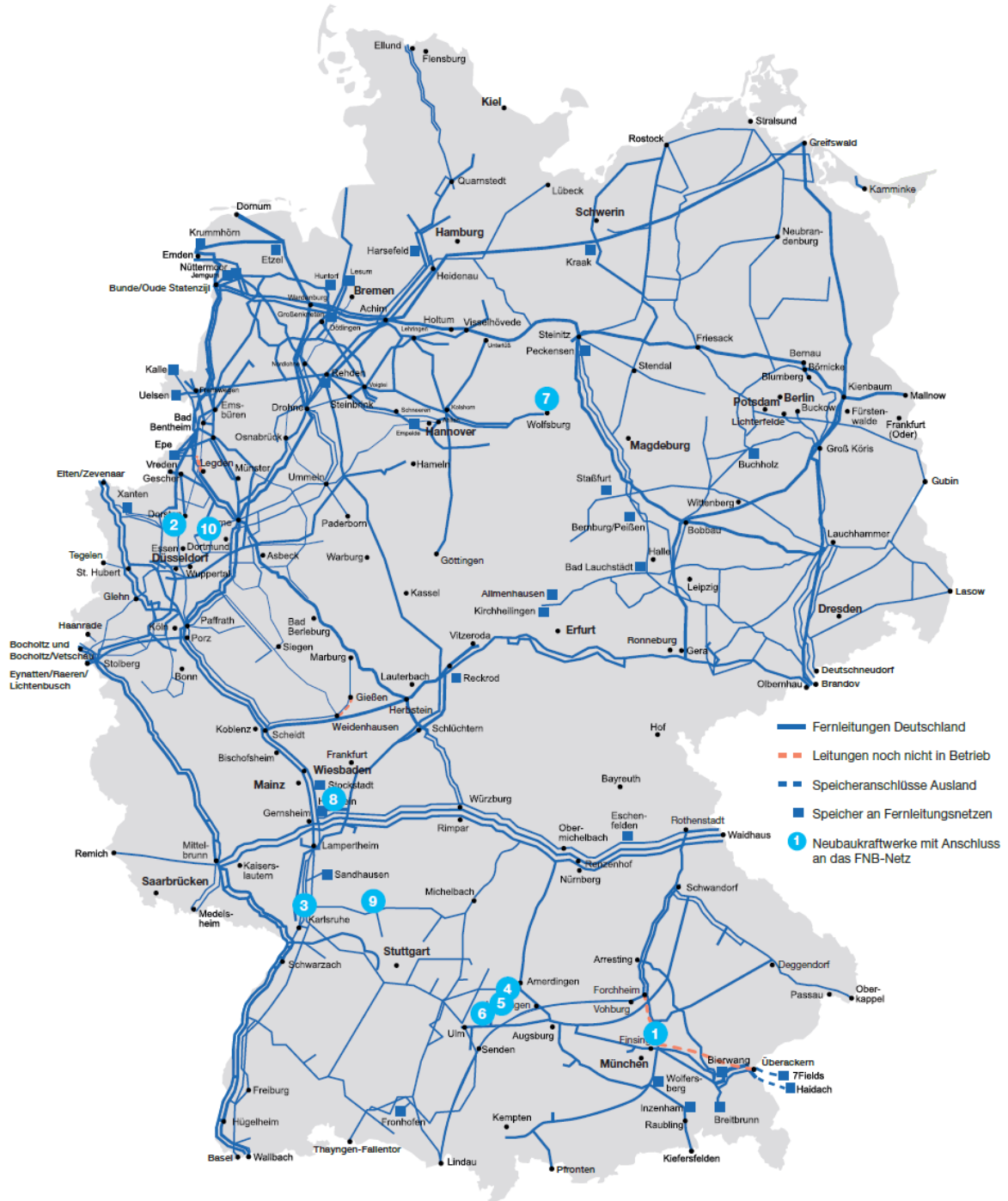
Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die in der Tabelle 10 sowie der Abbildung 4 dargestellten neuen Gaskraftwerke inkl. der fDZK-Zuordnungspunkte entsprechend der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 in allen Modellierungsvarianten berücksichtigt.

Tabelle 10: Neubaugaskraftwerke gemäß Bestätigung und Teilneubescheid zur Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028

Lfd. Nr.	Kraftwerksnummer	Kraftwerksname	Eingeplante Ausspeisekapazität in MWh/h	Fernleitungsnetzbetreiber	Zuordnungspunkt für 2023 und 2028
1		KW Zolling	1.840	bayernets	bn-Speicher, Überackern/ABG, Überackern 2
2		Kraftwerk Scholven	335	OGE	Eynatten/ Raeren
3		Kraftwerk Karlsruhe (RDK 6S)	800	OGE	Wallbach
4	BNAP124	GuD Gundremmingen I	1.900	bayernets	Speicher (ggf. Überackern/ Burghausen)
5	BNAP128	KW Gundelfingen	1.900	bayernets	Speicher (ggf. Überackern/ Burghausen)
6	BNAP114	GuD Leipheim I	1.906	bayernets	Speicher (ggf. Überackern/ Burghausen)
7		GHKW VW 2	1.080	GUD	Speicher/ (Greifswald)
8	BNAP126	KW Infrasil Griesheim	1.700	OGE	Wallbach
9	BNAP137/ BNAP138	Gasturbine Heilbronn	1.200	terraneis bw	Wallbach
10	BNAP125	GuD-KW Herne	1.600	ThyssenGas	Speicher Epe

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber in Anlehnung an Kraftwerksliste der BNetzA
 (http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html)

Abbildung 4: Neubaugaskraftwerke gemäß Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 mit Anschluss an das Fernleitungsnetz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Berücksichtigung der angefragten Kapazitäten für neue Kraftwerke in Süddeutschland

In Süddeutschland liegen unter Berücksichtigung der Vorgaben aus der Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 [BNetzA 2017a] folgende Kapazitätsreservierungen/ Ausbaubegehren nach § 38/ § 39 GasNZV mit einer gemeinsamen Leistung von rund 4,07 GW_{el} vor (vgl. auch Abbildung 5):

- Gundelfingen (0,6 GW_{el})
- Gundremmingen (0,67 GW_{el})
- Heilbronn (0,45 GW_{el})
- Infrasil Griesheim (0,6 GW_{el})
- Karlsruhe RDK6 (0,38 GW_{el})
- Leipheim (0,67 GW_{el})
- Zolling (0,7 GW_{el})

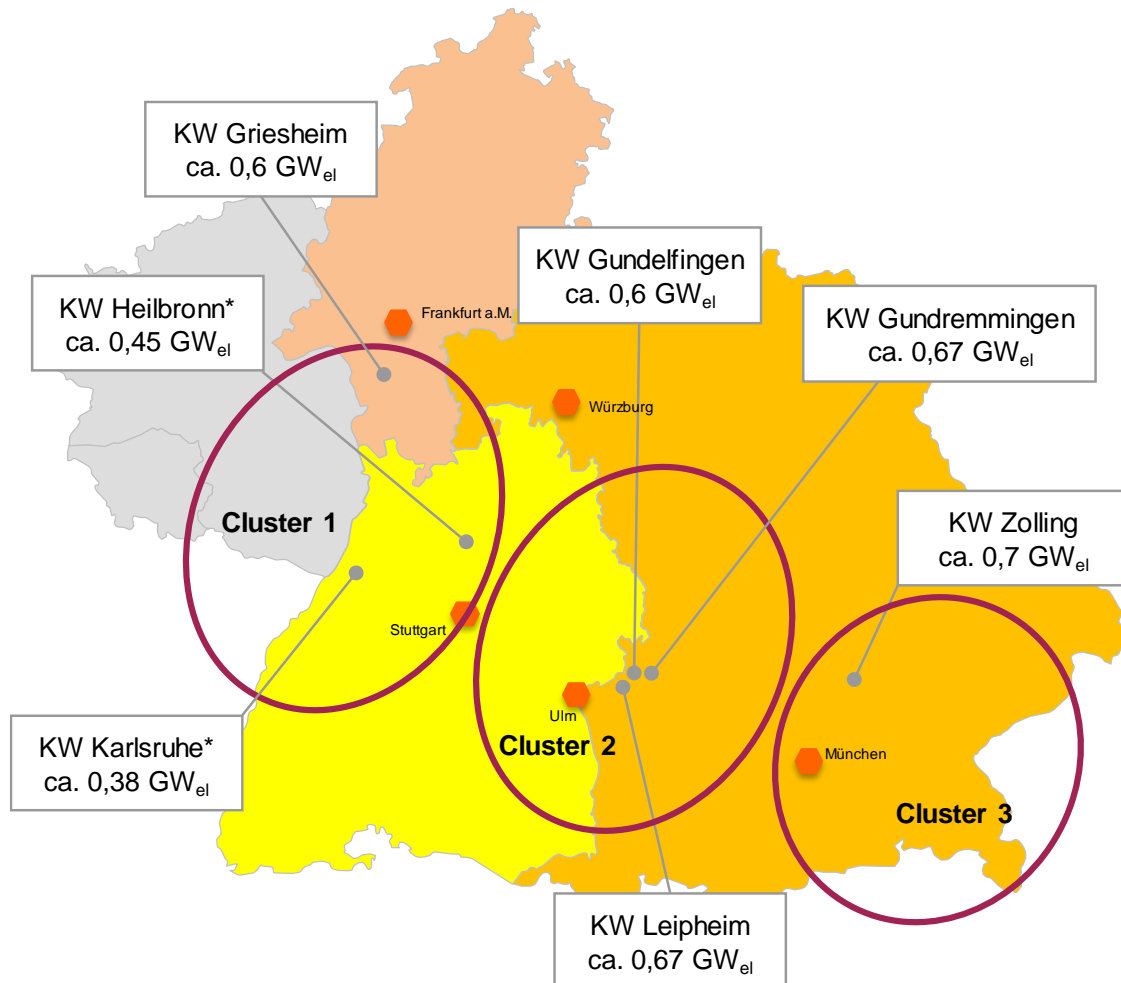
Im Bericht der BNetzA zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen gemäß § 13 k EnWG vom 31. Mai 2017 wird ein Bedarf für einen Neubau an Netzstabilitätsanlagen in Höhe von 1,2 GW_{el} ausgewiesen [BNetzA 2017b].

Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen daher davon aus, dass einige der oben genannten neuen Kraftwerksprojekte in Konkurrenz zueinander stehen. Die vollständige Berücksichtigung der angefragten Kapazitäten nach § 38/ § 39 GasNZV würde somit zu einem überdimensionierten und ineffizienten Netzausbau führen. Daher werden die Kraftwerksprojekte, wie bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 (vgl. Dokument vom 16. Oktober 2017, S. 26 f.) drei Clustern zugeordnet. In den Clustern wird die angesetzte elektrische Leistung jeweils auf maximal 1,2 GW_{el} gedeckelt.

In der gesamtdeutschen Bilanz werden jedoch in Summe 1,2 GW_{el} für alle süddeutschen Kraftwerke berücksichtigt.

Die Clusterung erfolgt anhand der regionalen netztechnischen Lage der Kraftwerke in Bezug auf die Haupttransportsysteme. Hierbei bilden Kraftwerksprojekte, welche den gleichen Haupttransportsystemen zuzuordnen sind, jeweils ein Cluster. Die Kraftwerksprojekte Heilbronn, Karlsruhe RDK6 und Infrasil Griesheim bilden das Cluster 1, die Kraftwerksprojekte Gundelfingen, Gundremmingen und Leipheim das Cluster 2 und das Kraftwerksprojekt Zolling das Cluster 3.

Abbildung 5: Cluster-Ansatz für die Kraftwerke in Süddeutschland



* Für die Kraftwerke Heilbronn und Karlsruhe wurden die elektrischen Leistungen entsprechend der vorgegebenen Reduzierungen der Gasanschlussleistungen in der BNetzA-Bestätigung des Szenariorahmens skaliert.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

2.5.3 Industrie

Die Fernleitungsnetzbetreiber unterscheiden auch hinsichtlich der Industriekunden zwischen den direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossenen und den an das Verteilernetz angeschlossenen Kunden.

Für die direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossenen Industriekunden wurden in der Regel die vorliegenden Vertragswerte für die Zukunft konstant fortgeschrieben. Darüber hinaus wurden zum Teil bereits bekannte Veränderungen sowie im Rahmen von Einzelfallprüfungen angefragte Kapazitätserhöhungen berücksichtigt.

An nachgelagerte Netze angeschlossene Industriekunden sind in den internen Bestellungen und Prognosen durch die Verteilernetzbetreiber zu berücksichtigen.

2.5.4 Speicher

Die im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 enthaltenen Speichieranfragen werden als weitere Einflussfaktoren in der Modellierung berücksichtigt. Zudem wurden bei der Berücksichtigung der Speicher in der Modellierung die Vorgaben aus der Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 (vgl. insbesondere Tenor 3) berücksichtigt.

In der Modellierung der Transportkapazitäten wurden die in der NEP-Gas-Datenbank ausgewiesenen Kapazitäten (vgl. NEP-Gas-Datenbank Zyklus „2018 – NEP Konsultation“) angesetzt. Speicher-Neubauten bzw. -Erweiterungen wurden mit 100 % fester, temperaturabhängiger Kapazität berücksichtigt.

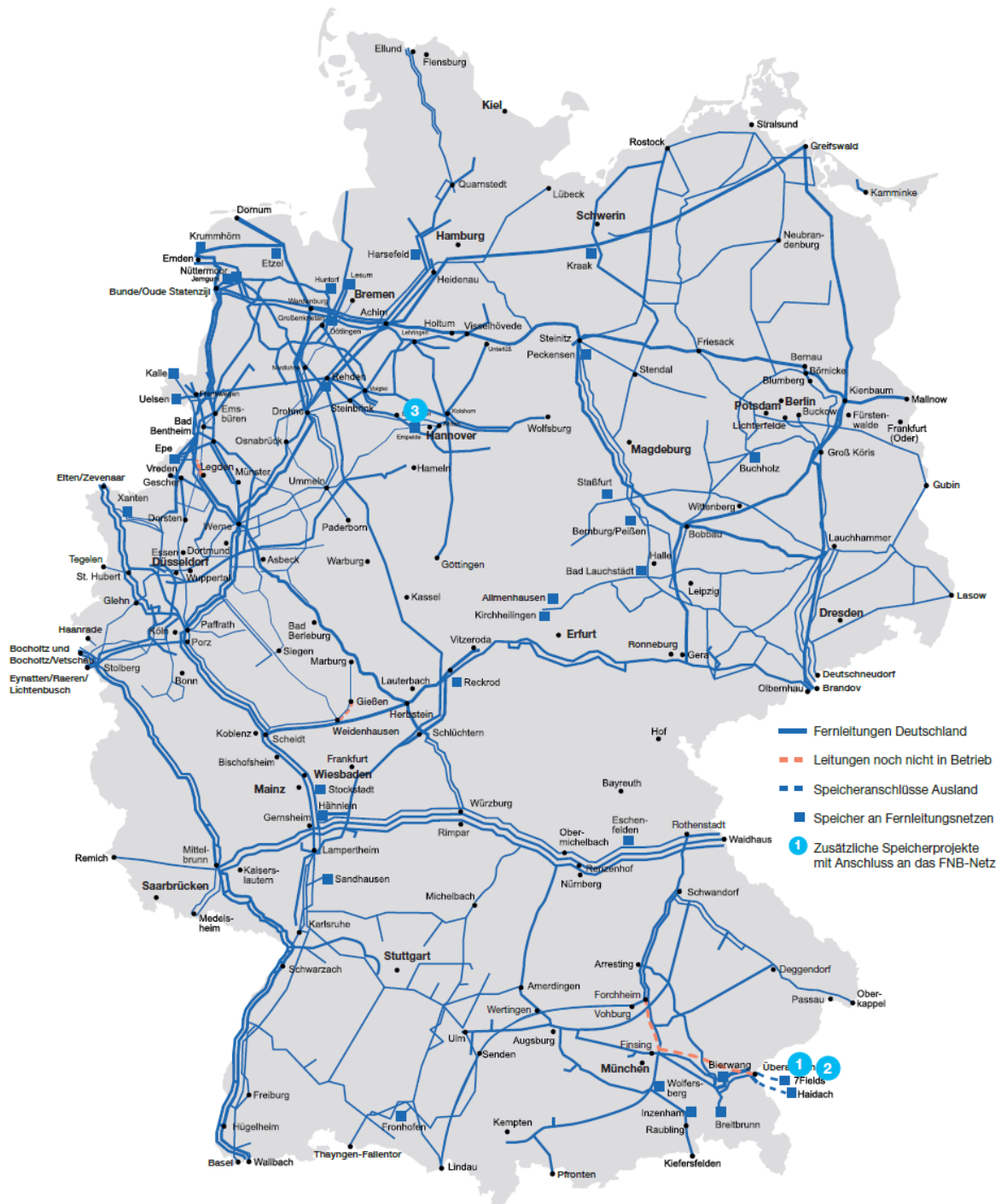
Die Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigen in allen Modellierungsvarianten folgende zusätzliche Speicherprojekte gemäß § 39 GasNZV (vgl. Tabelle 11 und Abbildung 6).

Tabelle 11: Zusätzliche Speicherprojekte gemäß § 39 GasNZV

Lfd. Nr.	Speicher	Fernleitungs-netzbetreiber	Entry/ Exit	Gasart	Status	Angefragte Kapazität [MWh/h]
1	7Fields (Haiming 2-RAGES/bn)	bayernets	Entry	H-Gas	§ 39 gestellt	648
1	7Fields (Haiming 2-RAGES/bn)	bayernets	Exit	H-Gas	§ 39 gestellt	432
2	7Fields (Haiming 2-RAGES/bn)	bayernets	Entry	H-Gas	§ 39 gestellt	346
2	7Fields (Haiming 2-RAGES/bn)	bayernets	Exit	H-Gas	§ 39 gestellt	230
3	Empelde	Nowega	Exit	L-Gas	§ 39 gestellt	1.635

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 6: Zusätzliche Speicherprojekte gemäß § 39 GasNZV



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

2.5.5 LNG-Anlagen

Brunsbüttel

Für das Projekt LNG-Anlage in Brunsbüttel wurde ein Antrag auf Kapazitätsausbau nach § 39 GasNZV bei GUD gestellt, um LNG-Kapazitäten im Fernleitungsnetz zur Verfügung zu stellen.

Der Antragsteller plant den Bau eines Import-Terminals für LNG. Durch das geplante LNG-Terminal wird eine Diversifizierung gegenüber bestehenden Versorgungsquellen ermöglicht. Neben der Realisierung einer Regasifizierungsanlage zur Einspeisung in die Gasnetze ist zudem die Verteilung von LNG über ein Small Scale Terminal zur Nutzung in der Schifffahrt sowie im Schwerlast und Bahnverkehr vorgesehen.

Der Standort Brunsbüttel ist nach Aussage des Vorhabenträgers sowohl von der nautischen Seite, Nutzbarkeit der Gewässer und Hafenanlagen für das Anlanden der heute verfügbaren LNG-Tanker, als auch für die Weiterverteilung des LNG in lokalen und überregionalen Abnehmermärkten sehr gut geeignet. Darüber hinaus bietet der Standort sehr gute Möglichkeiten überschüssige Wärme aus der benachbarten Industrie für den Betrieb des Terminals nutzbar zu machen und so das Terminal energieeffizient zu betreiben. Diese Annahmen werden grundsätzlich durch öffentlich verfügbare Potenzialanalysen Dritter bestätigt. Diese Studien zeigen auch, dass die geeigneten Standorte für großtechnische LNG-Import-Infrastruktur in Deutschland sehr limitiert sind.

Der Antragssteller hat den Zeitrahmen des Projektes bestätigt und geht von einer Inbetriebnahme in 2022 aus. Die Nutzung des Terminals soll nach Aussage des Vorhabenträgers in dem bereits Anfang 2018 gestarteten Open Season-Prozess durch den Markt bestätigt werden. Die geplante LNG-Anlage kann in verschiedenen Ausbaustufen realisiert werden. Abhängig von der Marktnachfrage zieht der Vorhabenträger auch einen perspektivisch weiteren Ausbau der Anlage in Betracht. Der aktuell gestellte Antrag auf Kapazitätserweiterung bezieht die erste Ausbaustufe mit einem Tank ein. Im Planungsrahmen kann eine Erweiterung auf bis zu drei Tanks (gleicher Größe) in Betracht gezogen werden. Der für den Bau notwendige öffentliche Genehmigungsprozess wird nach Aussage des Vorhabenträgers in 2018 gestartet.

Im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 finden die im Ausbaubegleichen nach § 39 GasNZV angefragten Kapazitäten in Höhe von 8.700 MWh/h Berücksichtigung und werden als feste Kapazitäten ausgelegt.

Wilhelmshaven

Im Oktober 2017 wurde eine Potenzialstudie für die geplante LNG-Anlage in Wilhelmshaven herausgegeben [Kompetenzzentrum GreenShipping Niedersachsen u. a.]. Darüber hinaus sind laut Informationen eines Vertreters der Projektinitiatoren die Planungen zur nächsten Projektphase angelaufen. Hierzu gehören u. a. die Gründung einer „LNG-Geschäftsstelle“ mit finanzieller Unterstützung des Landes Niedersachsen und die Beantragung zur Aufnahme in den Ten-Year Network Development Plan der ETSOG.

Im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 findet die angefragte Leistung entsprechend Tenor 2 der Bestätigung des Szenariorahmens keine Berücksichtigung.

2.5.6 Austauschkapazitäten an Marktgebietsübergangspunkten

Die Austauschleistungen zwischen den Marktgebieten sind unter den Fernleitungsnetzbetreibern abgestimmt worden. Nach mehreren Iterationsschritten werden abschließende Ergebnisse erzielt, die dann zur Feststellung des Netzausbaubedarfs in den einzelnen Modellierungsvarianten führen.

2.5.7 Kapazitäten an Grenzübergangspunkten

Die in der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 angesetzten Kapazitäten an Grenzübergangspunkten basieren auf den im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 bestätigten Werten (siehe Zyklus „2018 – SR“ in der NEP-Gas-Datenbank).

Die in Einzelfällen vorgenommen Änderungen sind in der Bemerkungsspalte der in der NEP-Gas-Datenbank abgelegten Kapazitätenliste erläutert (siehe Zyklus „2018 – NEP Konsultation“ in der NEP-Gas-Datenbank).

2.5.8 H-Gas-Quellenverteilung

Wie im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 detailliert dargestellt, führen der Rückgang der L-Gas-Importe aus den Niederlanden, der bisher schon bekannte Rückgang der deutschen Eigenproduktion sowie erhöhter Bedarf z. B. für Gaskraftwerke und Verteilernetzbetreiber zu einem erhöhten H-Gas-Importbedarf nach Deutschland.

Der Zusatzbedarf in Deutschland wurde entsprechend den Angaben im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 ermittelt und auf die Grenzübergangspunkte aufgeteilt. Die auf dieser Basis in die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 eingegangenen Werte sind in Kapitel 6 dargestellt.

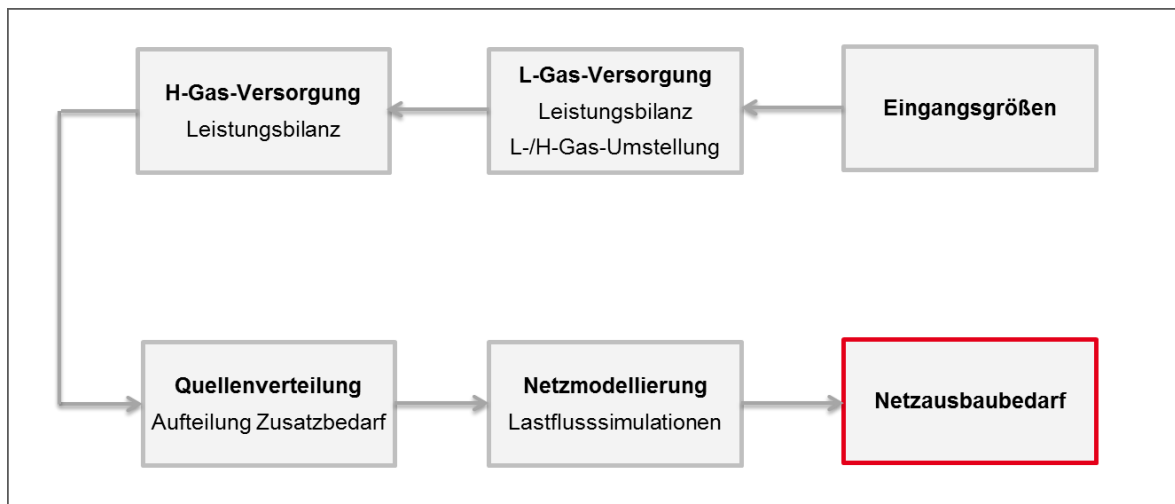
3 Modellierung der Fernleitungsnetze

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen gemeinsam entwickelte Methodik zur deutschlandweiten Modellierung der Fernleitungsnetze im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 weiterentwickelt. Die Grundlage der Modellierungen ist der von der BNetzA am 12. Dezember 2017 bestätigte Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028.

3.1 Grundsätzliche Vorgehensweise

Die grundsätzliche Vorgehensweise der Netzmodellierung ist in Abbildung 7 dargestellt. Ausgangspunkt ist die Ermittlung der relevanten Eingangsgrößen für die Netzmodellierung (vgl. Kap. 2.5). Danach erfolgen im Rahmen der Analyse der L-Gas-Versorgung die Ermittlung der Umstellungsbereiche sowie die Erstellung der L-Gas-Leistungs- und Mengenbilanzen. Im nächsten Schritt wird die H-Gas-Leistungsbilanz erstellt und als Ergebnis der zusätzliche H-Gas-Leistungsbedarf ermittelt. Anschließend wird auf Basis der Ergebnisse der H-Gas-Quellenverteilung der benötigte H-Gas-Zusatzbedarf auf die Regionen und anhand der in Kapitel 6.3 beschriebenen Kriterien auf die im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 ermittelten Grenzübergangspunkte mit dem entsprechenden Potenzial aufgeteilt. Auf Basis dieser Werte erfolgt dann die Netzmodellierung der Fernleitungsnetzbetreiber. Nach mehreren Iterationsschritten werden abschließende Ergebnisse erzielt, die dann zur Feststellung des Netzausbaubedarfs in den einzelnen Modellierungsvarianten führen.

Abbildung 7: Grundsätzliches Vorgehen der Netzmodellierung



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Ergänzende Hinweise

Im vorliegenden Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 beziehen sich die L-Gas- und H-Gas-Bilanzen einheitlich auf Gaswirtschaftsjahre.

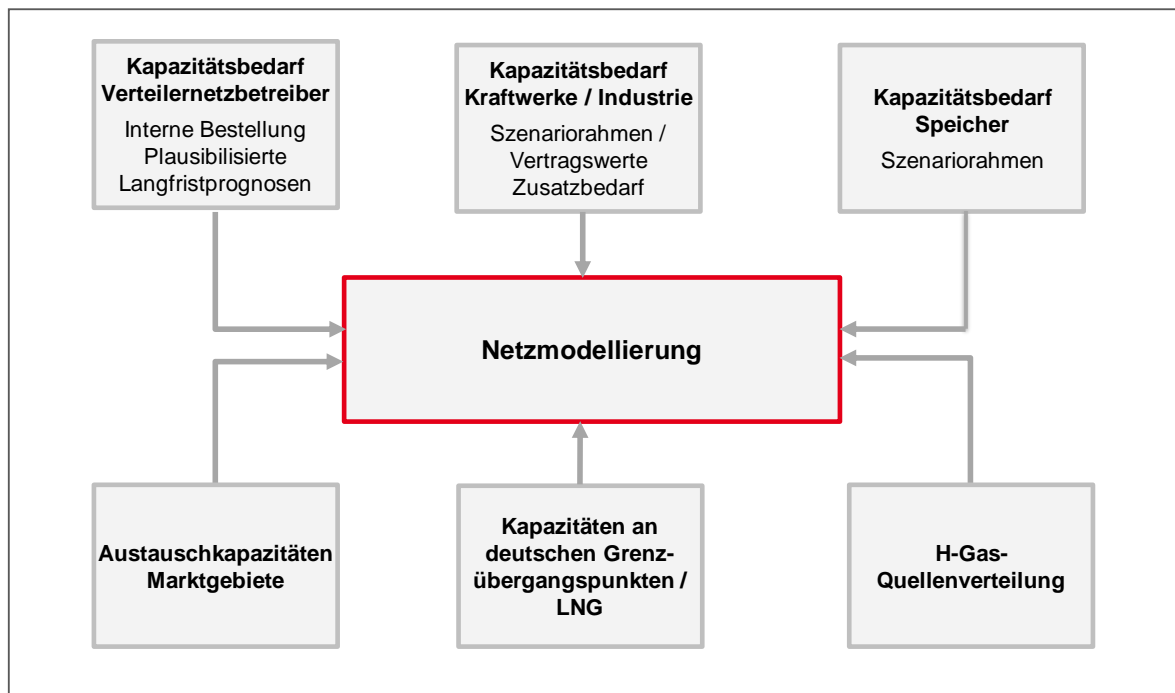
Zur Ermittlung der Netzausbaumaßnahmen, die bis spätestens zum Ende des Jahres 2023 fertiggestellt werden sollen, werden die Kapazitätsbedarfe vom 31. Dezember 2023 verwendet. Analog dazu werden zur Ermittlung der Netzausbaumaßnahmen die bis spätestens zum Ende des Jahres 2028 fertiggestellt werden sollen, die Kapazitätsbedarfe vom 31. Dezember 2028 verwendet. Diese sind im vorliegenden Dokument als die Jahre 2023/24 bzw. 2028/29 ausgewiesen.

3.2 Eingangsgrößen für die Netzmodellierung

Die Eingangsgrößen für die Netzmodellierung umfassen Basisdaten, die aus unterschiedlichen Datenquellen nach gegebenenfalls notwendigen Anpassungen bzw. Aktualisierungen als Input für die Netzmodellierung dienen.

Abbildung 8 zeigt alle wichtigen Eingangsgrößen für die Netzmodellierung.

Abbildung 8: Eingangsgrößen für die Netzmodellierung



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die punktscharfen Kapazitätswerte für die Eingangsgrößen der Netzmodellierung finden sich in der NEP-Gas-Datenbank im Zyklus „2018 – NEP Konsultation“.

3.3 Grundlagen der Modellierung

3.3.1 Feste dynamisch zuordenbare Kapazitäten für Gaskraftwerke (fDZK für Kraftwerke)

Gemäß bestätigtem Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 werden in den Modellierungsvarianten für neue (vgl. Tabelle 10) und definierte systemrelevante Gaskraftwerke (vgl. Tabelle 9) feste dynamisch zuordenbare Kapazitäten (fDZK) zugrunde gelegt. Die Modellierung von fDZK setzt voraus, dass dem Kraftwerk ein Einspeisepunkt (Grenzübergangspunkt zu liquiden Handelspunkten oder Speicherpunkt) zugeordnet wird, von dem das Kraftwerk im Anforderungsfall versorgt werden kann.

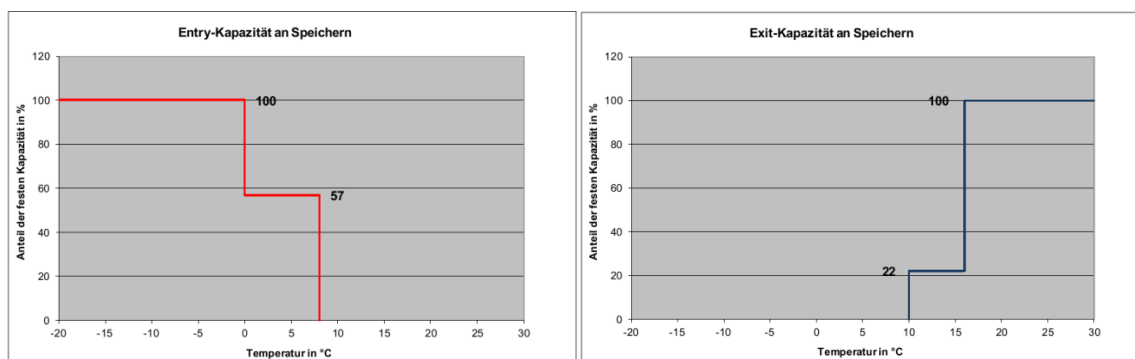
Die Zuordnungspunkte sind in den Tabellen 9 und 10 in Abschnitt 2.5.2 aufgeführt.

3.3.2 Temperaturabhängige feste frei zuordenbare Kapazitäten (TaK) an Speichern

Gemäß bestätigtem Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 werden bei der Modellierung von Gasspeichern temperaturabhängige Kapazitäten (TaK) geplant. TaK ermöglicht es, in bestimmten Temperaturbereichen auf fester Basis ein- bzw. auszuspeichern (vgl. Abbildung 9).

- Die Einspeisekapazität (die Ausspeicherung aus dem Speicher) wird bei einer Temperatur von 0°C und darunter als 100 % fest berücksichtigt. Zwischen 0°C und 8°C wird die angefragte Einspeisekapazität zu 57 % als fest berücksichtigt.
- Die Ausspeisekapazität (die Einspeicherung in den Speicher) wird bei einer Temperatur von 16°C und darüber als 100 % fest berücksichtigt. Zwischen 10°C und 16°C wird die angefragte Ausspeisekapazität zu 22 % als fest berücksichtigt.
- Die Auswertung der den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Temperaturzeitreihen hat ergeben, dass in diesen Zwischentemperaturbereichen mehr als die von der BNetzA vorgegebenen 92 Vollbenutzungstage erreicht werden.

Abbildung 9: Anteile an fester Entry- und Exit-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Grundlage der Modellierungen des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 sind die heute bestehenden bzw. im Bau befindlichen Speicher sowie die bis zum Ende der Konsultationsphase des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 am 14. Juli 2017 bei den Fernleitungsnetzbetreibern eingegangenen Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV.

Die entsprechenden Entry- und Exit-Kapazitäten der heute bestehenden/ im Bau befindlichen Speicher und der mit Stand vom 14. Juli 2017 den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV sind der Speicherliste in der NEP-Gas-Datenbank zu entnehmen.

Da es sich bei dem Kapazitätsprodukt TaK um ein festes Kapazitätsprodukt handelt, wird mit der Vorhaltung von TaK besonders dem Aspekt Rechnung getragen, dass Speicher einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen erneut ausdrücklich darauf hin, dass zurzeit für die Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV noch keine verbindlichen langfristigen Buchungen der Speicherbetreiber bzw. der Speicherkunden bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegen, die einen wirtschaftlichen und effizienten Ausbau rechtfertigen würden.

3.4 Prämissen der Speichervariante

Der Erdgashandel nutzt die Speicher neben der traditionellen, saisonalen Nutzung in zunehmendem Maße zur Absicherung von Termingeschäften. Falls die Nachfrage nach Terminkontrakten gering ist, hat dies Auswirkungen auf die Füllung der Speicher zu Beginn der Wintersaison. Darüber hinaus führt eine handelsorientierte Speichernutzung bei einer starken Kälteperiode zu hohen Tagespreisen und zu einer raschen Gewinnmitnahme durch Verkauf des Gases aus den Speichern. Geschieht dies – wie im Winter 2016/17 zu beobachten war – zu einem Zeitpunkt mit niedrigen Speicherfüllständen, besteht aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber die Sorge, dass die Versorgungssicherheit in einer folgenden Kälteperiode nicht gewährleistet werden kann. Daher sehen die Fernleitungsnetzbetreiber die Notwendigkeit, das Thema Leistungsbereitstellung durch Speicher in der Spitzenlastsituation – insbesondere zum Ende einer Kälteperiode – im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 zu untersuchen.

Im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 haben die Fernleitungsnetzbetreiber vorgeschlagen, die Untersuchung der erforderlichen Leistungsbereitstellung und der entsprechend notwendigen Speicherfüllstände in der Spitzenlastsituation für die Jahre 2018 bis 2023 und 2028 mit einer regional aggregierten Unterscheidung durchzuführen, wobei die Betrachtungen nicht speicherindividuell, sondern für Netzgebiete vorgenommen werden.

Abweichend dazu haben die Fernleitungsnetzbetreiber im vorliegenden Netzentwicklungsplan Gas entschieden, den Fokus der Untersuchung auf die kommenden drei Gaswirtschaftsjahre 2018/19, 2019/20 und 2020/21 zu legen, da dieser Zeitraum für mögliche Ausschreibungen von marktbasierten Instrumenten relevant ist und die Ergebnisse für die weiteren Jahre u. a. durch den Einfluss der Marktgebietszusammenlegung bestimmt werden könnten.

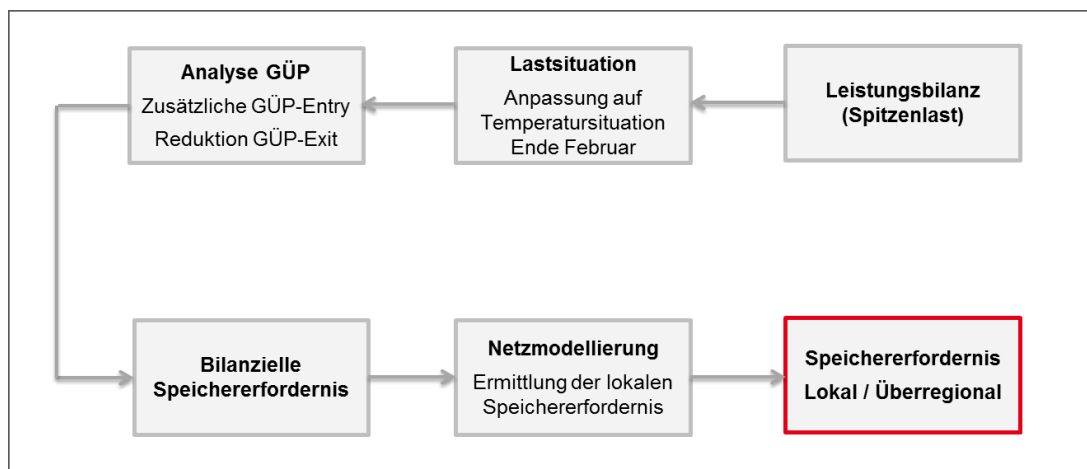
Wesentliche Annahmen der Speichervariante

- Grundlage für die Betrachtungen sind die in den Leistungsbilanzen der Basisvariante unterstellten Entwicklungen der Ein- und Ausspeisekapazitäten. Abweichungen werden entsprechend erläutert.
- Betrachtet wird eine Temperatur, die am Ende eines Winters statistisch einmal in zwanzig Jahren auftreten kann.
- Die angesetzten Einspeisekapazitäten an den Grenzübergangspunkten orientieren sich grundsätzlich an den bilanziell angesetzten Einspeisekapazitäten. Abweichungen werden erläutert.
- Die angesetzten Ausspeisekapazitäten an den Grenzübergangspunkten orientieren sich gemäß Szenariorahmen am Buchungsstand zum 01. Januar 2018, wobei nicht gebuchte, frei zuordenbare Exit-Kapazitäten als Reduzierungspotenzial in der Bilanzbetrachtung angenommen werden.

Grundsätzliche Vorgehensweise

- Für die beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL wird gemäß der o. g. Annahmen zunächst die bilanziell erforderliche Leistungsbereitstellung auf Basis der in der Basisvariante angesetzten Speicherleistungen für die Gaswirtschaftsjahre 2018/19 bis 2020/21 ermittelt, jeweils getrennt für H-Gas und L-Gas.
- Danach werden, sofern erforderlich, Lastflusssimulationen durchgeführt, um die bilanziell ermittelten Daten zu überprüfen, lokale Engpässe zu identifizieren und ggf. eine netztechnisch erforderliche regionale Aufteilung der erforderlichen Leistung vorzunehmen.
- Schließlich erfolgen auf Basis der vorliegenden Ergebnisse die Ermittlung des lokalen Speicherbedarfs (Leistungsbereitstellung durch Speicher zwingend erforderlich) und des netzgebiet-übergreifenden Speicherbedarfs (die Leistungsbereitstellung kann eventuell auch über alternative Entries möglich sein).

Abbildung 10: Grundsätzliches Vorgehen der Modellierung der Speichervariante



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

3.5 Prämissen der Versorgungssicherheitsvariante TENP

Hintergrund und Zielsetzung

In der Stellungnahme zur beabsichtigten Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 vom 06. November 2017 haben die Fernleitungsnetzbetreiber nach Rücksprache mit der Bundesnetzagentur vorgeschlagen, ein Versorgungssicherheitsszenario auf Basis der aktuellen, temporären Einschränkung der Transportkapazität auf dem TENP-Leitungssystem zusätzlich zu den in den Szenariorahmen eingebrachten Modellierungsvarianten zu berechnen.

Hintergrund dafür ist, dass im Rahmen von umfangreichen Untersuchungen an der TENP (Trans Europa Naturgas Pipeline), einer der beiden Erdgasleitungen (TENP I) des Doppelstrangsystems von Bocholtz an der deutsch-niederländischen Grenze nach Wallbach an der deutsch-schweizerischen Grenze, Korrosionsschäden festgestellt wurden.

Die TENP I Erdgasfernleitung wurde in den 1970er Jahren errichtet. Zum Schutz vor Korrosion wurde im Bereich der Schweißnähte im Leitungsverlauf von der Eifel bis Wallbach eine in Deutschland wenig gebräuchliche Umhüllung verwendet. Die Umhüllung an den bisher freigelegten Schweißnähten ist nach heutigen Erkenntnissen nur unzureichend aufgebracht worden, sodass sich diese im Laufe der Jahrzehnte partiell von der Rohrleitung gelöst hat. Auf der Grundlage dieser Erkenntnisse und nach Anhörung des Technischen Sachverständigen erfolgte daher am 27. September 2017 die zunächst bis zum 31. März 2019 befristete Außerbetriebsetzung der Erdgasleitung im betroffenen Leitungsabschnitt. Für diesen Zeitraum haben die beiden Betreiber Fluxys TENP und Open Grid Europe bezugnehmend auf den technischen Zustand der Leitung TENP I kapazitätseinschränkende Maßnahmen veröffentlicht. Daher steht die Transportkapazität des TENP Leitungssystems bis zum 31. März 2019 nur eingeschränkt zur Verfügung. In Folge dessen wurde die Transportkapazität des TENP-Systems am GÜP Wallbach um etwa 50 % eingeschränkt.

Um auch zukünftig die Sicherheit der Leitung zu gewährleisten, werden zusätzliche Untersuchungen und daraus abgeleitete Maßnahmen durchgeführt. Zu diesen gehören die Fortführung der Freilegungen und Verifizierung des Schadensbildes, die Durchführung materialtechnischer Untersuchungen und die Einschaltung von Experten verschiedener Universitäten (Uni Gent und Ruhr-Universität Bochum).

Vor dem geschilderten Hintergrund beabsichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber, im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 eine zusätzliche Modellierung zu einem Versorgungssicherheitsszenario zu erstellen, welches den theoretisch denkbaren Fall betrachtet, dass die gegenwärtige Transportsituation auf der TENP über den 01. April 2019 hinaus fortzuschreiben wäre. Der Schwerpunkt des Versorgungssicherheitsszenarios soll auf der Ermittlung der erforderlichen Maßnahmen zur Sicherung der benötigten festen Kapazitäten für die Versorgung von Baden-Württemberg und der Darstellung der erforderlichen Leistungen in Richtung Schweiz und Italien über den Grenzübergangspunkt Wallbach liegen.

Die Berechnungen zu diesem Versorgungssicherheitsszenario erfolgen laut Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber nach Abgabe des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 an die BNetzA am 01. April 2018.

Mit der Bestätigung des Szenariorahmens am 12. Dezember 2017 hat die Bundesnetzagentur diesen Vorschlag aufgegriffen und die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß Tenor zu 8. auf ihren Vorschlag vom 06. November 2017 hin verpflichtet, zusätzlich zu den im Szenariorahmen eingebrachten Modellierungsvarianten eine Versorgungssicherheitsvariante auf Basis der gegenwärtigen, temporären Einschränkung der Transportkapazität auf dem TENP-Leitungssystem zu modellieren.

Die Bundesnetzagentur hält die Fernleitungsnetzbetreiber darüber hinaus in der Bestätigung des Szenariorahmens an, die Marktteilnehmer in diesen Prozess einzubinden.

So haben die Fernleitungsnetzbetreiber zunächst im hier vorliegenden Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 die für die Berechnung dieses Szenarios notwendigen Parameter, insbesondere die Kapazitätswerte an den Grenzübergangspunkten, zu konsultieren. Die Bundesnetzagentur führt dazu in der Bestätigung des Szenariorahmens weiter aus:

„Damit wird dem Umstand Rechnung getragen, dass bisher keine Konsultation hierzu stattgefunden hat. Regulär werden sämtliche den NEP Gas betreffende Eingangsgrößen und Annahmen im Szenariorahmen dargestellt und veröffentlicht. Diese Informationen konnten jedoch aufgrund der Aktualität der Entwicklungen noch nicht im Szenariorahmen veröffentlicht werden. Der Markt soll aber rechtzeitig vor Beginn der Berechnungen der Fernleitungsnetzbetreiber Gelegenheit haben, sich zu den relevanten Annahmen zu äußern. Diese Informationen sollen durch eine Veröffentlichung im Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 dem Markt zugänglich gemacht werden. Dabei soll Gelegenheit bestehen, die Fernleitungsnetzbetreiber auf bisher nicht berücksichtigte Tatsachen hinweisen zu können.“

Die Bundesnetzagentur folgt in der Bestätigung des Szenariorahmens ferner dem Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber, die Berechnungen erst nach Vorlage des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 nach dem 01. April 2018 zu beginnen.

Hinsichtlich des angedachten Zeitrahmens der zusätzlich zu modellierenden Variante führt die Bundesnetzagentur aus:

„In Anbetracht der Anforderung in § 15a Abs. 2 S. 1 EnWG erachtet die Bundesnetzagentur es darüber hinaus als notwendig, dass das Berechnungsergebnis vor der Übergabe an die Bundesnetzagentur mit dem Markt konsultiert wird. [...] Die Bundesnetzagentur erachtet den 01. August 2018 als Frist zur Vorlage des vorab konsultierten Ergebnisses als möglich. Diese Frist soll sicherstellen, dass die Ergebnisse der Modellierungsvariante erforderlichenfalls noch in einem Änderungsverlangen der Bundesnetzagentur zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 gewürdigt werden könnten. Die Bundesnetzagentur empfiehlt den Fernleitungsnetzbetreibern bereits mit der o. a. Konsultation der Modellierungsparameter den weiteren zeitlichen Verfahrensverlauf zu skizzieren, damit der Markt sich auf eine gegebenenfalls kürzere Frist zur Stellungnahme zu den Modellierungsergebnissen einstellen kann.“

Dieser Forderung wollen die Fernleitungsnetzbetreiber mit dem folgenden groben Zeitplan nachkommen.

Tabelle 12: Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber zum Zeitplan

Zeitraum/ Datum	Prozessschritt/ Meilenstein
03.04.2018 – 01.07.2018	Modellierung/ Abstimmung/ Dokumenterstellung
02.07.2018 – 13.07.2018	FNB-Konsultation der Versorgungssicherheitsvariante TENP
14.07.2018 – 31.07.2018	Berücksichtigung/ Einarbeitung von Konsultationsstellungnahmen
01.08.2018	Übermittlung Entwurf Versorgungssicherheitsvariante TENP an die BNetzA

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Eingangsgrößen für die Modellierung

Grundlage für die Betrachtungen sind die in der Basisvariante unterstellten Entwicklungen der Ein- und Ausspeisekapazitäten auf Basis der in der NEP-Gas-Datenbank dargestellten Inputgrößen, wobei die folgenden Modifikationen vorgenommen werden:

Leistungsbedarf der terranets bw

Die Bedarfsdeckung aus der TENP in das Netzgebiet der tnbw ist wesentlich für die Kapazitätsversorgung in Baden-Württemberg und leistet somit einen essentiellen Beitrag zur Versorgungssicherheit im süddeutschen Raum. Die notwendigen Kapazitäten an den entsprechenden Netzkopplungspunkten werden zwischen den betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen der Modellierung der Versorgungssicherheitsvariante abgestimmt.

Der Leistungsbedarf der Verteilernetzbetreiber der tnbw steigt - wie auch in den letzten Netzentwicklungsplänen berücksichtigt – signifikant an. Diese Leistung muss in der Modellierung der Versorgungssicherheitsvariante TENP berücksichtigt werden.

Leistungsbedarf für die Schweiz und Italien

Neben dem Fokus auf die Versorgung Baden-Württembergs sollen die benötigten Transportkapazitäten für die Versorgung der Länder Schweiz und Italien am Grenzübergangspunkt Wallbach in der Modellierung berücksichtigt werden.

Zu diesem Zweck wurden die Fernleitungsnetzbetreiber Snam Rete Gas, Swisshgas, Fluxswiss und Transigas, sowie der Verband der schweizerischen Gasindustrie und das italienische Energieministerium (Ministero per lo sviluppo economico) Anfang Dezember 2017 angeschrieben, und um eine Einschätzung über den prognostizierten Bedarf für die Jahre 2018 bis 2028 gebeten.

Aus den bis zum Redaktionsschluss eingegangenen Rückmeldungen konnten keine konkreten Bedarfsprognosen abgeleitet werden. Aus zeitlichen Gründen war es den angeschriebenen ausländischen Fernleitungsnetzbetreibern nicht möglich, eine fundierte Bedarfsanalyse und Prognose für den angefragten Zeitraum zu erstellen. Nach vorläufigen Aussagen von Snam Rete Gas und Fluxswiss wird jedoch eine Wiederherstellung bis hin zur ursprünglichen Transportkapazität als gegebenenfalls erforderlich angesehen.

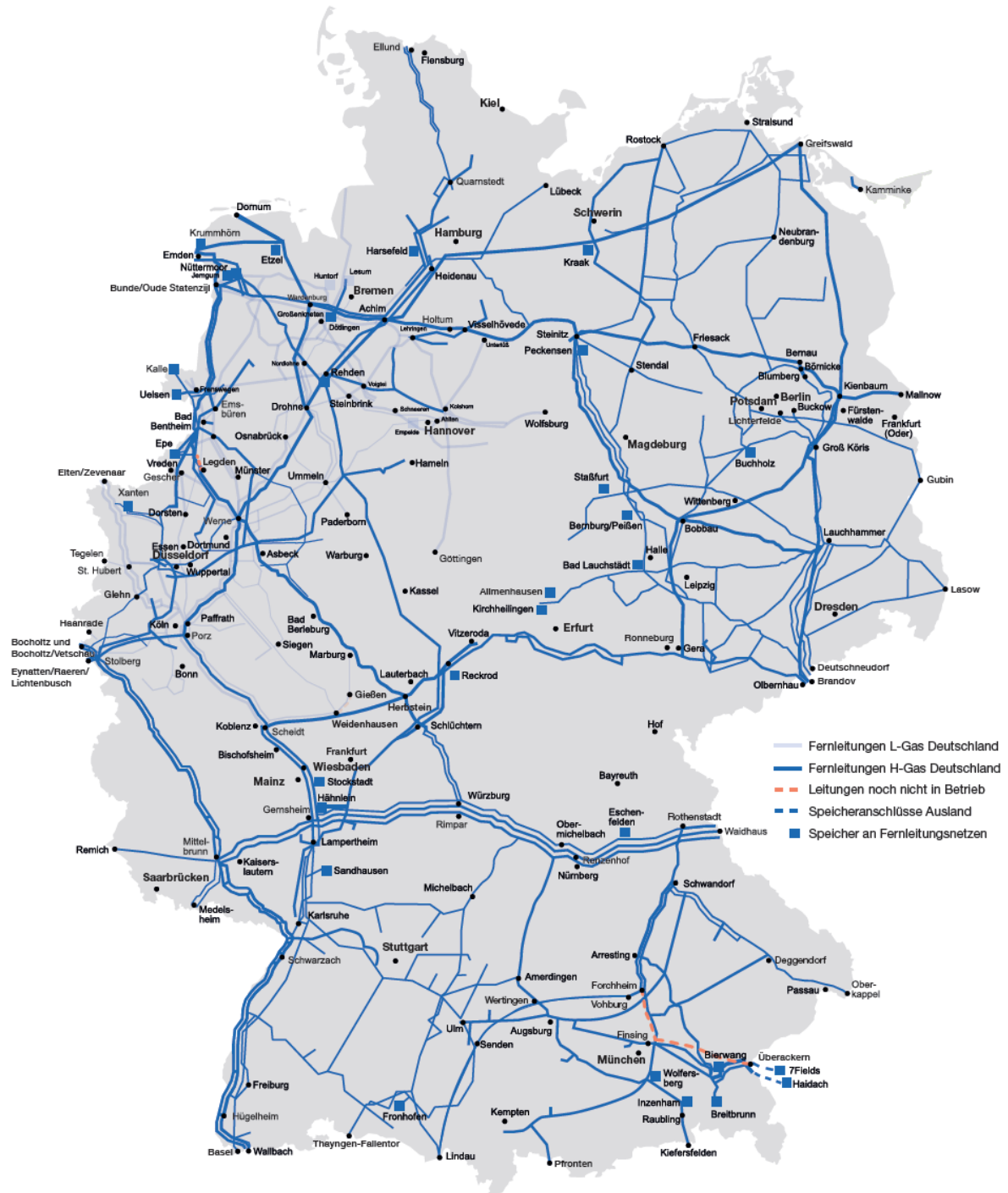
Zudem zeigt eine Analyse der historischen Nominierungen am Punkt Wallbach einen bestehenden Kapazitätsbedarf für die Versorgung der Schweiz und Italiens. Die Monatsauktionen für die Monate Dezember 2017 sowie Januar und Februar 2018 wurden mit Auktionsaufschlägen abgeschlossen.

Aus diesem Grund gehen die Fernleitungsnetzbetreiber erst einmal davon aus, dass der zukünftige Bedarf am Grenzübergangspunkt Wallbach mindestens zwischen der heutigen eingeschränkten Kapazität von rund 13 GW (inklusive befristeter Außerbetriebsetzung der TENP I) und der ungestörten Kapazität rund 24 GW (ohne befristete Außerbetriebsetzung der TENP I) liegen wird.

4 Das heutige Fernleitungsnetz

Das deutsche Gas-Fernleitungsnetz gliedert sich in ein H-Gas- und ein L-Gas-Gebiet. Diese beiden Gebiete sind in Abbildung 11 und Abbildung 12 dargestellt. In Kapitel 4.1 werden das der Modellierung zugrunde gelegte Startnetz (Stichtag 01. Januar 2018) und der Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 dargestellt.

Abbildung 11: H-Gas-Transportnetz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

4.1 Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028

Entsprechend dem bestätigten Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 umfasst das in der Netzmodellierung angesetzte Startnetz den aktuellen Bestand des Fernleitungsnetzes, in Betrieb genommene Maßnahmen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026, im Bau befindliche sowie anhand der folgenden Kriterien ausgewählte weitere Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 zum Stichtag 01. Januar 2018:

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

Die in das Startnetz aufgenommenen Maßnahmen werden in der Netzsimulation so behandelt wie bereits bestehende Leitungen und Anlagen des Bestandsnetzes. In das Startnetz aufgenommene Maßnahmen können somit nicht mehr Ergebnis der Modellierung werden. Faktisch erhalten sie damit für die Modellierung den Status des Bestandsnetzes. Der für die Umsetzung dieser Maßnahmen erforderliche Mittelbedarf wird in den Gesamtkosten für den Netzausbauvorschlag berücksichtigt.

Fertig gestellte Maßnahmen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026

Die folgenden Maßnahmen, die im Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 noch in der Planungs- oder Bauphase waren, sind zwischenzeitlich fertig gestellt worden:

Tabelle 13: Gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 fertig gestellte Maßnahmen (Stichtag 31. Dezember 2017)

Nr.	ID-Nummer	Maßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
1	007-01/ 009-01	VDS Quarnstedt (neu)	GUD
2	062-01	GDRM-Anlage Münchnerau	bayernets
3	083-07	NOWAL	GASCADE
4	101-01	Konvertierung Rehden	Nowega
5	115-01	Ausbau VDS Scharenstetten	terranets bw
6	220-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich Walsrode/ Fallingbostel)	GUD
7	230-01	Umstellung des Netzgebietes Hühthum auf H-Gas	Thyssengas
8	408-01	Erweiterung Anlandestation Lubmin	Fluxys D, GUD, NGT
9	409-01	NOWAL-Leitung	GASCADE
10	452-01	Mengensteuerung Nüstermoor / Landschaftspolder Ltg. 11.00.00 / 17.00.00 / 37.XX	GTG Nord

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In Betrieb genommene Maßnahmen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026

Die folgenden Maßnahmen, die im Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 noch in der Planungs- oder Bauphase waren, sind zwischenzeitlich in Betrieb genommen worden:

Tabelle 14: Gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 in Betrieb genommene Maßnahmen (Stichtag 31. Dezember 2017)

Nr.	ID-Nummer	Maßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
1	024-04a	Leitung Schwandorf-Forchheim	OGE
2	024-04b	GDRM-Anlage Schwandorf und Verbindungsleitung	OGE
3	024-04c	GDRM-Anlage Arresting und Verbindungsleitung	OGE
4	030-02b	GDRM-Anlage Finsing 2	bayernets
5	038-01	Verdichterstation Werne	OGE
6	069-01a	Nordschwarzwaldleitung	terraneis bw
7	069-01c	GDRM-Anlage Ettlingen-Hägenich	terraneis bw
8	069-01d	GDRM-Anlage Leonberg-West	terraneis bw
9	072-03a	VDS Ochtrup	Thyssengas
10	072-03b	GDRM Anlage Hermann-Löns Weg III	Thyssengas
11	072-03c	GDRM Anlage Ochtrup, Wester II	Thyssengas
12	072-03d	Leitung Ochtrup, Anbindungsleitungen	Thyssengas
13	335-02c	Armaturenstationen Wipperfürth-Niederschelden	OGE

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Bau befindliche Maßnahmen

Die folgenden Maßnahmen befinden sich derzeit im Bau:

Tabelle 15: Derzeit im Bau befindliche Maßnahmen (Stichtag 31. Dezember 2017)

Nr.	ID-Nummer	Maßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
1	026-06	VDS Rothenstadt	GRTgazD, OGE
2	030-02a	MONACO 1	bayernets
3	036-04	VDS Wertingen	bayernets, OGE
4	040-05	VDS Werne	OGE
5	049-07	VDS Herbstein	OGE
6	221-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Luttum bis Wolfsburg)	GUD
7	222-02	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen/ Achim/ Delmenhorst)	GUD
8	225-04	GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung	OGE
9	304-01	Reversierung der MEGAL Verdichterstation Waidhaus	GRTgazD, OGE
10	322-02	Leitung Weidenhausen-Gießen	OGE
11	414-01	VDS Krummhörn	OGE
12	419-01	GDRM-Anlage Hamborn Erweiterung	Thyssengas
13	430-01	GDRM-Anlage Posthausen	GTG Nord

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Weitere Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026

Die folgenden Maßnahmen erfüllen die oben genannten Kriterien für weitere in das Startnetz aufzunehmende Maßnahmen:

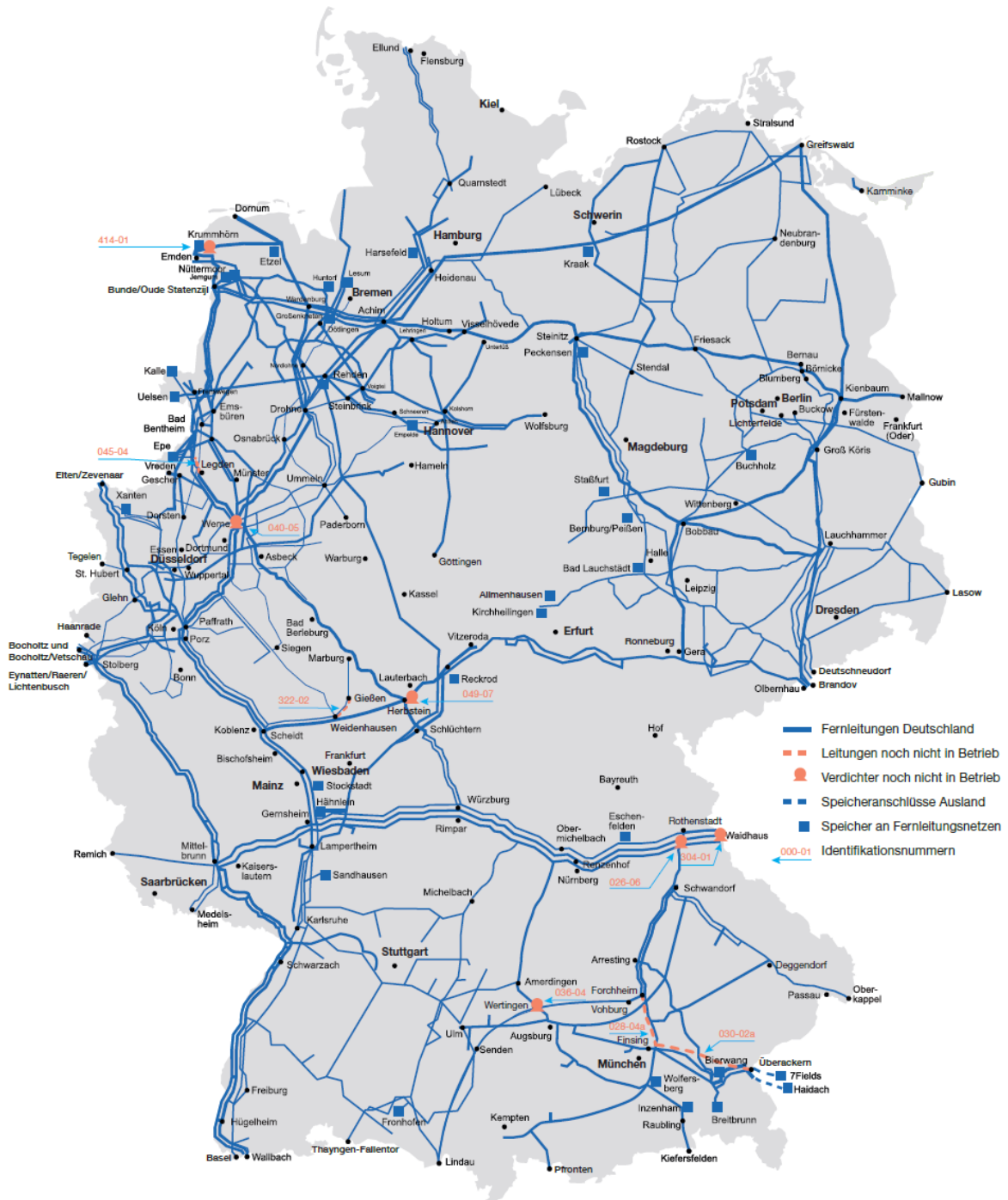
Tabelle 16: Weitere Startnetzmaßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 (Stichtag 31. Dezember 2017)

Nr.	ID-Nummer	Maßnahme	Fernleitungsnetzbetreiber
1	028-04a	Loop Forchheim-Finsing	OGE
2	045-04	Leitung Epe-Legden	OGE
3	226-03	GDRM-Anlage Weidenhausen und Verbindungsleitung	OGE
4	227-05	GDRM-Anlage Marburg und Verbindungsleitung	OGE
5	306-02	GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung	OGE

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Abbildung 13 zeigt das aktuelle Fernleitungsnetz mit den in der Modellierung berücksichtigten Maßnahmen sowie den Speicheranlagen mit Stand 31. Dezember 2017. Aus Gründen der Übersichtlichkeit sind die große Anzahl an Verdichteranlagen im Bestandsnetz sowie die in Betrieb genommenen Verdichteranlagen sowie kleinere Maßnahmen (z. B GDRM-Anlagen, Armaturenstationen) generell nicht in den Karten des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 dargestellt. In Betrieb genommene Leitungen werden als Startnetzmaßnahmen wie das Bestandsnetz behandelt und deshalb wie selbiges dargestellt.

Abbildung 13: Das Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 zum 31. Dezember 2017



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

4.2 Weitere Maßnahmen ohne finale Investitionsentscheidung

Für die folgenden Maßnahmen liegen keine finalen Investitionsentscheidungen der Fernleitungsnetzbetreiber vor. Die Maßnahmen sind daher nicht Bestandteil des heutigen Fernleitungsnetzes und wurden im Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 nicht berücksichtigt.

Mit der Maßnahme Süddeutsche Erdgasleitung (SEL) wird eine Planung verfolgt, die ihren Ursprung bereits in der Zeit vor der Regulierung der Gastransportnetze hat. Der im Wesentlichen durch Baden-Württemberg verlaufende rund 260 km lange Leitungsabschnitt geht von Lampertheim nach Amerdingen. Die Trasse verläuft neben Baden-Württemberg auch durch Hessen (6 km) und Bayern (4 km). Die Planfeststellungsverfahren in Hessen, Baden-Württemberg und Bayern sind abgeschlossen.








4.3 Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026

Entsprechend § 15a Abs. 2 EnWG muss der aktuelle Netzentwicklungsplan Gas den Stand der Umsetzung des vorhergehenden Netzentwicklungsplans Gas enthalten. Hierzu ist der Umsetzungsstand der Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 in Tabelle 17 dargestellt.

Tabelle 17: Umsetzungsstand der Netzentwicklungsplan-Maßnahmen zum 31. Dezember 2017










Nr.	ID-Nummer im NEP Gas 2016-2026	ID-Nummer im NEP Gas 2018-2028	Maßnahme	Start-netz	Bundes-land	2012	2013	2014	2015	2016	2017	heute	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	ge-plante km	reali-sierte km	In-betrieb-nahme NEP Gas 2016	In-betrieb-nahme NEP Gas 2018
1	007-01/009-01	---	VDS Quarnstedt (neu)		SH																					---	---	12/2016	---
2	024-04a	024-04a	Leitung Schwandorf-Forchheim	x	BY																					62,0	62,0	12/2017	12/2017
3	024-04b	024-04b	GDRM-Anlage Schwandorf und Verbindungsleitung	x	BY																					0,1	0,1	12/2017	12/2017
4	024-04c	024-04c	GDRM-Anlage Arresting und Verbindungsleitung	x	BY																					0,1	0,1	12/2017	12/2017
5	026-06	026-06	VDS Rothenstadt	x	BY																					0,0	0,0	12/2018	12/2018
6	028-04a	028-04a	Leitung Forchheim-Finsing	x	BY																					79,0	0,0	12/2018	12/2018
7	028-04b	028-04b	GDRM-Anlage Finsing 3 und Verbindungsleitung		BY																					0,1	0,0	12/2018	12/2018
8	030-02	030-02a	MONACO 1	x	BY																					86,7	0,0	12/2017	10/2018
	030-02	030-02b	GDRM-Anlage Finsing 2	x	BY																					0,2	0,2	12/2017	12/2017
9	036-04	036-04	VDS Wertingen	x	BY																					0,0	0,0	12/2019	12/2019
10	038-01	038-01	VDS Werne	x	NRW																					0,0	0,0	12/2017	12/2017
11	040-05	040-05	VDS Werne	x	NRW																					0,0	0,0	12/2018	12/2018
12	045-04	045-04	Leitung Epe-Legden	x	NRW																					15,0	0,0	12/2018	12/2018
13	049-07	049-07	VDS Herstein	x	BW, HE																					0,0	0,0	12/2018	12/2018
14	062-01	---	GDRM-Anlage Münchnerau		BY																					---	---	01/2016	---
15	067-02	067-02a	Leitung Voigtslach-Paffrath		NRW																					23,2	0,0	12/2022	12/2022
	067-02	067-02b	GDRM-Anlage Paffrath und Verbindungsleitung		NRW																					0,1	0,0	12/2022	12/2022
16	069-01a	069-01a	Nordschwarzwaldleitung	x	BW																					71,0	71,0	06/2016	06/2016
17	069-01c	069-01c	GDRM-Anlage Ettlingen-Hägenich	x	BW																					0,1	0,0	06/2016	06/2016

Legende

 1 Projekt-idee	 2 Grundlagen-ermittlung/ Mach-barkeitsprüfung	 3 Entwurfsplanung/ Raumordnungs-verfahren	 4 Detailplanung/ Genehmigungsplanung/ Plangenehmigungsver-fahren/ Planfestellungs-verfahren/ Genehmigungs-verfahren BImSchG/	 5 Materiel- und Leistungsbeschaffung/ Bauvorbereitung und Baubeginn/ Montage/ Bau/ Inbetriebnahme	 6 Projekt-abschluss/ Fertigstellung	 Zukünftige Projektschritte Erwartete Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf Geplante Änderung*
--	---	---	--	---	---	---










Nr.	ID-Nummer im NEP Gas 2016-2026	ID-Nummer im NEP Gas 2018-2028	Maßnahme	Start-netz	Bun-des-land							heute													ge-plante km	reali-sierte km	In-betrieb-nahme NEP Gas 2016	In-betrieb-nahme NEP Gas 2018
						2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030				
18	069-01d	069-01d	GDRM-Anlage Leonberg-West	x	BW																				0,1	0,0	06/2016	06/2016
19	072-03	072-03a	VDS Ochtrup	x	NRW																				0,0	0,0	01/2018	12/2017
	072-03	072-03b	GDRM Anlage Hermann-Löns Weg III	x	NRW																				0,1	0,0	01/2018	12/2017
	072-03	072-03c	GDRM Anlage Ochtrup, Wester II	x	NRW																				0,1	0,0	01/2018	12/2017
	072-03	072-03d	Leitung Ochtrup, Anbindungsleitungen	x	NRW																				3,0	3,0	01/2018	12/2017
20	083-07	---	NOWAL		NI, NRW																				---	---	12/2017	---
21	101-01	---	Konvertierung Rehden		NI																				---	---	02/2016	---
22	112-02	112-02	Anbindung Heilbronn		BW																				40,0	0,0	12/2021	12/2021
23	115-01	---	Ausbau VDS Scharenstetten		BW																				---	---	12/2016	---
24	116-02	116-02	GDRM-Anlage Raum Heilbronn		BW																				0,1	0,0	12/2021	12/2021
25	119-01	119-02	GDRM-Anlage Achim		NI																				0,0	0,0	12/2018	10/2021
26	121-01	---	GDRM-Anlage Ganderkesee		NI	Projekt entfällt. Die dazugehörigen Begründungen finden sich in Kapitel 7.2.1.																			---	---	12/2020	---
27	203-02	203-02	VDS Würselen		NRW																				0,0	0,0	03/2021	03/2021
28	204-02a	204-02a	ZEELINK 1		NRW																				112,0	0,0	03/2021	03/2021
29	204-02b	204-02b	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Glehn und Verbindungsleitung		NRW																				0,1	0,0	03/2021	03/2021
30	204-02c	204-02c	ZEELINK 1 GDRM-Anlage St. Hubert und Verbindungsleitung		NRW																				0,1	0,0	03/2021	03/2021
28	204-02a	204-02d	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Stolberg und Verbindungsleitung		NRW																				0,1	0,0	03/2021	03/2021
31	205-02a	205-02a	ZEELINK 2		NRW																				115,0	0,0	03/2021	03/2021
32	205-02b	205-02b	ZEELINK 2 GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung		NRW																				0,1	0,0	03/2021	03/2021
33	206-02	206-02	GDRM-Anlage Mittelbrunn		RP																				0,1	0,0	12/2019	12/2019

Legende

	1 Projekt-idee		2 Grundlagen-ermittlung/ Mach-barkeitsprüfung		3 Entwurfsplanung/ Raumordnungs-verfahren		4 Detailplanung/ Genehmigungsplanung/ Plangenehmigungsver-fahren/ Planfestellungs-verfahren/ Genehmigungs-verfahren BImSchG/		5 Materiel- und Leistungsbeschaffung/ Bauvorbereitung und Baubeginn/ Montage/ Bau/ Inbetriebnahme		6 Projekt-abschluss/ Fertigstellung		Zukünftige Projektschritte		Erwartete Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf		Geplante Änderung*
---	----------------	---	---	---	---	---	--	---	---	---	-------------------------------------	---	----------------------------	---	---	---	--------------------









Nr.	ID-Nummer im NEP Gas 2016-2026	ID-Nummer im NEP Gas 2018-2028	Maßnahme	Start-netz	Bundes-land	2012	2013	2014	2015	2016	2017	heute	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	ge-plante km	reali-sierte km	In-betrieb-nahme NEP Gas 2016	In-betrieb-nahme NEP Gas 2018
34	207-02	207-03	Reversierung GDRM-Anlage Obermichelbach		BY																					0,1	0,0	12/2019	12/2019
35	208-01	208-01	GDRM-Anlage Rimpf		BY																					0,1	0,0	12/2019	12/2019
36	209-02a	209-02a	GDRM-Anlage Gernsheim (MEGAL)		HE																					0,1	0,0	12/2019	12/2019
37	209-02b	209-02b	GDRM-Anlage Gernsheim (OGE)		HE																					0,1	0,0	12/2019	12/2019
38	220-01	---	Umstellung auf H-Gas (Bereich Walsrode/Fallingb.ostel)		NI																					---	---	12/2016	---
39	221-01	221-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Lütum bis Wolfsburg)	x	NI																					0,0	0,0	12/2020	10/2021
40	222-02	222-02	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen/ Achim/ Delmenhorst)	x	HB, NI																					0,0	0,0	12/2020	12/2020
41	223-01	223-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen Nord, Bremerhaven bis Cuxhaven und östlicher Teil des Netzes der EWE Netz)		HB, NI																					0,0	0,0	12/2021	06/2021
42	224-02	224-03	GDRM-Anlage Nordlohe und Verbindungsleitung		NI																					0,3	0,0	12/2018	12/2018
43	225-03	225-04	GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung	x	NRW																					0,3	0,0	12/2018	12/2018
44	226-03	226-03	GDRM-Anlage Weidenhausen und Verbindungsleitung	x	HE																					1,0	0,0	12/2018	12/2018
45	227-03	227-05	GDRM-Anlage Marburg und Verbindungsleitung	x	HE																					0,1	0,0	12/2018	12/2018
46	228-02	228-03	GDRM-Anlage Hiltner und Verbindungsleitung		NI																					0,3	0,0	12/2018	12/2018
47	230-01	---	Umstellung des Netzgebietes Hühum auf H-Gas		NRW																					--	---	03/2017	06/2017
48	300-02	300-02	Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas		NI																					0,0	0,0	12/2020	10/2020
49	301-01	301-01	Überspeisung Embsen		NI																					0,0	0,0	12/2020	12/2020
50	302-01	302-01	Leitung Datteln-Herne		NRW																					23,0	0,0	12/2020	12/2021
51	304-01	304-01	Reversierung West-Ost MEGAL VDS Waidhaus	x	BY																					0,0	0,0	12/2018	12/2018
52	305-02	305-02	Reversierung TENP		BW, RP																					0,0	0,0	12/2020	12/2020

Legende

	1 Projekt-idee		2 Grundlagen-ermittlung/ Mach-barkeitsprüfung		3 Entwurfsplanung/ Raumordnungs-verfahren		4 Detailplanung/ Genehmigungsplanung/ Plangenehmigungsver-fahren/ Planfestellungs-verfahren/ Genehmigungs-verfahren BImSchG/		5 Materiel- und Leistungsbeschaffung/ Bauvorbereitung und Baubeginn/ Montage/ Bau/ Inbetriebnahme		6 Projekt-abschluss/ Fertigstellung		Zukünftige Projektschritte		Erwartete Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf		Geplante Änderung*
---	----------------	---	---	---	---	---	--	---	---	---	-------------------------------------	---	----------------------------	---	---	---	--------------------










Nr.	ID-Nummer im NEP Gas 2016-2026	ID-Nummer im NEP Gas 2018-2028	Maßnahme	Start-netz	Bundes-land	2012	2013	2014	2015	2016	2017	heute	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	ge-plante km	reali-sierte km	In-betrieb-nahme NEP Gas 2016	In-betrieb-nahme NEP Gas 2018
53	306-02	306-02	GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung	x	NRW																					0,1	0,0	12/2018	12/2018
54	307-01	307-01	GDRM-Anlage Mittelbrunn		RP																					0,1	0,0	12/2020	12/2020
55	308-02b	308-02b	GDRM-Anlage Gernsheim (OGE)		HE																					0,1	0,0	12/2020	12/2020
56	309-01	309-01	VDS MEGAL Rimpar		BY																					0,1	0,0	12/2020	12/2020
57	310-01	310-01	GDRM-Anlage Reichertsheim und Verbindungsleitung		BY																					0,1	0,0	12/2020	12/2020
58	311-01	311-02	Leitung Schlüchtern-Rimpar		BY																					0,3	0,0	12/2020	12/2020
59	312-01	312-01	VDS MEGAL Rimpar		BY																					0,0	0,0	12/2023	12/2023
60	314-01	314-01	GDRM-Anlage Leeheim und Verbindungsleitung		HE																					0,1	0,0	12/2025	12/2025
61	320-01	320-01	Umstellung des Netzgebietes Bergheim 1 auf H-Gas		NRW																					1,0	0,0	12/2020	12/2020
62	322-02	322-02	Leitung Weidenhausen-Gießen	x	HE																					9,0	0,0	12/2018	12/2018
63	323-02	323-02	Umstellung Netzgebiet Aggertal		NRW																					0,2	0,0	12/2019	12/2019
64	324-01	324-01	Armaturenstation Niederpleis und Verbindungsleitung		NRW																					0,1	0,0	12/2019	12/2019
65	325-01	325-01	Armaturenstation Neukirchen und Verbindungsleitung		NRW																					0,1	0,0	12/2020	12/2020
66	326-02	326-02	Armaturenstation Horrem und Verbindungsleitung		NRW																					0,1	0,0	12/2020	12/2020
67	327-02	327-02	GDRM-Anlage Niederschelden und Verbindungsleitung		RP																					0,1	0,0	12/2020	12/2020
68	328-02	328-03	GDRM-Anlage Langenscheid und Verbindungsleitung		RP																					0,1	0,0	12/2020	12/2020
69	329-02	329-03	GDRM-Anlage Siegwiesen und Verbindungsleitung		NRW																					0,2	0,0	12/2020	12/2020
70	330-02	330-02	GDRM-Anlage Eisdorf und Verbindungsleitung		NRW																					0,2	0,0	12/2020	12/2020
71	331-01	331-01	GDRM-Anlage Scheidt		RP																					0,2	0,0	12/2020	12/2020
72	333-01	333-01	GDRM-Anlage Asbeck und Verbindungsleitung		NRW																					0,1	0,0	12/2021	12/2021

Legende

 1 Projekt- idee	 2 Grundlagen- ermittlung/ Mach- barkeitsprüfung	 3 Entwurfsplanung/ Raumordnungs- verfahren	 4 Detailplanung/ Genehmigungsplanung/ Plangenehmigungs- verfahren/ Planfestellungs- verfahren/ Genehmigungs- verfahren BImSchG/	 5 Materiel- und Leistungsbeschaffung/ Bauvorbereitung und Baubeginn/ Montage/ Bau/ Inbetriebnahme	 6 Projekt- abschluss/ Fertigstellung	 Zukünftige Projektschritte Erwartete Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf	 Geplante Änderung*
--	---	--	--	--	--	---	--









Nr.	ID- Nummer im NEP Gas 2016-2026	ID- Nummer im NEP Gas 2018-2028	Maßnahme	Start- netz	Bun- des- land													heute												ge- plante km	reali- sierte km	In- betrieb- nahme NEP Gas 2016	In- betrieb- nahme NEP Gas 2018
						2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030									
73	334-02	334-02	Armaturenstation Rauschendorf und Verbindungsleitung		NRW																				0,1	0,0	12/2021	12/2020					
	335-01	335-02a	GDRM-Anlage Kempershöhe und Verbindungsleitung		NRW																				0,2	0,0	12/2021	12/2021					
74	335-01	335-02b	Leitungen Wipperfürth-Niederschelden		NRW																				7,0	0,0	12/2021	12/2021					
	335-01	335-02c	Armaturenstationen Wipperfürth-Niederschelden	x	NRW																				0,2	0,2	12/2021	10/2017					
75	336-01	336-01	Armaturenstation Oberaden und Verbindungsleitung		NRW																				0,1	0,0	12/2022	12/2020					
76	337-01	337-01	GDRM-Anlage Porz		NRW																				0,0	0,0	12/2022	12/2023					
77	338-01	338-01	GDRM-Anlage Paffrath		NRW																				0,2	0,0	12/2022	12/2022					
78	339-01	---	GDRM-Anlage Wiefelstede		NI	Projekt entfällt. Die dazugehörigen Begründungen finden sich in Kapitel 7.2.1.																	---	---	04/2022	---							
79	401-01	401-01	GDRM-Anlage Wertingen		BY																				0,2	0,0	12/2018	12/2018					
	402-01	402-01a	Leitung Wertingen-Kötz		BY																				44,0	0,0	12/2022	12/2022					
80	402-01	402-01b	GDRM-Anlage Wertingen 2		BY																				0,3	0,0	12/2022	12/2022					
	402-01	402-01c	GDRM-Anlage Kötz		BY																				0,4	0,0	12/2022	12/2022					
81	406-01	406-01	GDRM-Anlage Amerdingen		BY																				0,2	0,0	12/2019	12/2019					
82	407-01	407-01	GDRM-Anlage Schnaitsee		BY																				0,1	0,0	12/2019	12/2019					
83	408-01	---	Erweiterung Anlandestation Lubmin		MV																				---	---	12/2017	---					
84	409-01	---	NOWAL-Leitung		NI, NRW																				---	---	12/2017	---					
85	413-01	---	Anschluss TENP MIDAL		RP	Projekt entfällt. Die dazugehörigen Begründungen finden sich in Kapitel 7.2.1.																	---	---	12/2024	---							
86	414-01	414-01	VDS Krummhörn	x	NI																				0,0	0,0	12/2019	12/2019					
87	415-01	415-01	VDS Krummhörn		NI																				0,0	0,0	12/2022	12/2022					
88	417-02	417-02	VDS Nordschwarzwaldleitung		BW																				0,0	0,0	12/2021	09/2022					

Legende

 1 Projekt-idee	 2 Grundlagen-ermittlung/ Mach-barkeitsprüfung	 3 Entwurfsplanung/ Raumordnungs-verfahren	 4 Detailplanung/ Genehmigungsplanung/ Plangenehmigungsver-fahren/ Planfestellungs-verfahren/ Genehmigungs-verfahren BImSchG/	 5 Materiel- und Leistungsbeschaffung/ Bauvorbereitung und Baubeginn/ Montage/ Bau/ Inbetriebnahme	 6 Projekt-abschluss/ Fertigstellung	 Zukünftige Projektschritte	 Erwartete Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf	 Geplante Änderung*
--	---	---	--	---	---	--	---	--

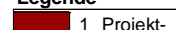
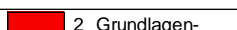
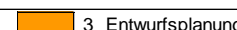
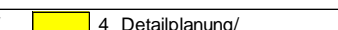
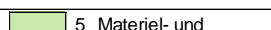
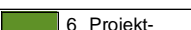
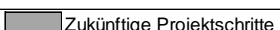

Nr.	ID-Nummer im NEP Gas 2016-2026	ID-Nummer im NEP Gas 2018-2028	Maßnahme	Start-netz	Bundes-land	2012	2013	2014	2015	2016	2017	heute	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	ge-plante km	reali-sierte km	In-betrieb-nahme NEP Gas 2016	In-betrieb-nahme NEP Gas 2018
89	418-02	418-02	Erweiterung VDS Scharenstetten		BW																					0,0	0,0	12/2021	12/2022
90	419-01	419-01	GDRM-Anlage Hamborn Erweiterung	x	NRW																					0,0	0,0	12/2017	10/2018
91	420-01	420-01	VDS Emsbüren		NI																					0,0	0,0	12/2020	12/2020
92	421-01	421-01	VDS Scheidt		RP																					0,0	0,0	12/2021	12/2021
93	422-01	422-01	VDS Elten		NRW																					0,0	0,0	12/2022	09/2022
94	430-01	430-01	GDRM-Anlage Posthausen	x	NI																					0,1	0,0	04/2020	10/2018
95	431-01	431-01	GDRM-Anlage Emstek		NI																					5,0	0,0	04/2024	12/2021
96	432-01	432-02a	Leitung Bunde-Leer Mooräcker		NI																					19,0	0,0	04/2023	12/2023
	432-01	432-02b	GDRM-Anlage Bunde-Landschaftspolder		NI																					1,3	0,0	04/2023	06/2019
97	435-01	435-02	GDRM-Anlage Altena und Verbindungsleitung		NRW																					0,1	0,0	12/2021	12/2021
98	436-01	436-02	Leitung Heiden-Dorsten		NRW																					18,0	0,0	12/2026	12/2021
99	437-01	437-01	GDRM-Anlage Marbeck und Verbindungsleitung (GDRM-Anlage Dorsten und Verbindungsleitung)		NRW																					0,1	0,0	12/2026	12/2021
100	438-01	438-01	Umbindung Speicheranbindungsleitungen Epe		NRW																					0,1	0,0	12/2022	12/2022
101	439-01	439-01	GDRM-Anlage Pattscheid und Verbindungsleitung		NRW																					0,5	0,0	12/2022	12/2022
102	440-01	440-01	Leitung Erftstadt-Euskirchen		NRW																					17,0	0,0	12/2022	12/2021
103	441-01	441-01	GDRM-Anlage Vinnhorst und Verbindungsleitung		NI																					0,1	0,0	12/2023	12/2023
104	442-01	442-02	GDRM-Anlage Ahlten und Verbindungsleitung		NI																					0,1	0,0	12/2023	12/2023
105	443-01	443-01	GDRM-Anlage Drohne und Verbindungsleitung		NI																					0,3	0,0	12/2024	12/2024
106	444-01	444-01	GDRM-Anlage Werne und Verbindungsleitung (Stationsumbau VDS Werne)		NRW																					0,0	0,0	12/2024	12/2024

Legende

	1 Projekt-idee		2 Grundlagen-ermittlung/ Mach-barkeitsprüfung		3 Entwurfsplanung/ Raumordnungs-verfahren		4 Detailplanung/ Genehmigungsplanung/ Plangenehmigungsver-fahren/ Planfestellungs-verfahren/ Genehmigungs-verfahren BImSchG/		5 Materiel- und Leistungsbeschaffung/ Bauvorbereitung und Baubeginn/ Montage/ Bau/ Inbetriebnahme		6 Projekt-abschluss/ Fertigstellung		Zukünftige Projektschritte bei nicht optimalem Verfahrensverlauf		Geplante Änderung*
---	----------------	---	---	---	---	---	--	---	---	---	-------------------------------------	---	--	---	--------------------

Nr.	ID-Nummer im NEP Gas 2016-2026	ID-Nummer im NEP Gas 2018-2028	Maßnahme	Start-netz	Bundes-land	2012	2013	2014	2015	2016	2017	heute	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	ge-plante km	reali-sierte km	In-betrieb-nahme NEP Gas 2016	In-betrieb-nahme NEP Gas 2018
107	445-01	445-01a	Armaturenstationen St. Hubert-Voigtslach und Verbindungsleitung (NETG)		NRW																					0,1	0,0	12/2021	12/2021
	445-01	445-01b	Armaturenstationen St. Hubert-Voigtslach und Verbindungsleitung (OGE)		NRW																					0,1	0,0	12/2021	12/2021
108	446-01	446-01	Umstellung Wipperfürth-Niederschelden		NRW																					0,1	0,0	12/2021	12/2021
109	448-01	448-01	GDRM-Anlage Euskirchen und Verbindungsleitung		NRW																					0,1	0,0	12/2022	12/2021
110	449-01	449-01	Verlängerung Anbindung Heilbronn		BW																					25,0	0,0	12/2021	08/2022
111	450-01	450-01	Erweiterung GDRM-Anlage Steinhäule		BY																					0,1	0,0	12/2021	12/2022
112	451-01	451-02	Erweiterung GDRM-Anlage Au am Rhein		BW																					0,1	0,0	12/2021	12/2021
113	452-01	---	Mengensteuerung Nüttermoor / Landschaftspolder Ltg. 11.00.00 / 17.00.00 / 37.XX		NI																					---	---	10/2016	---

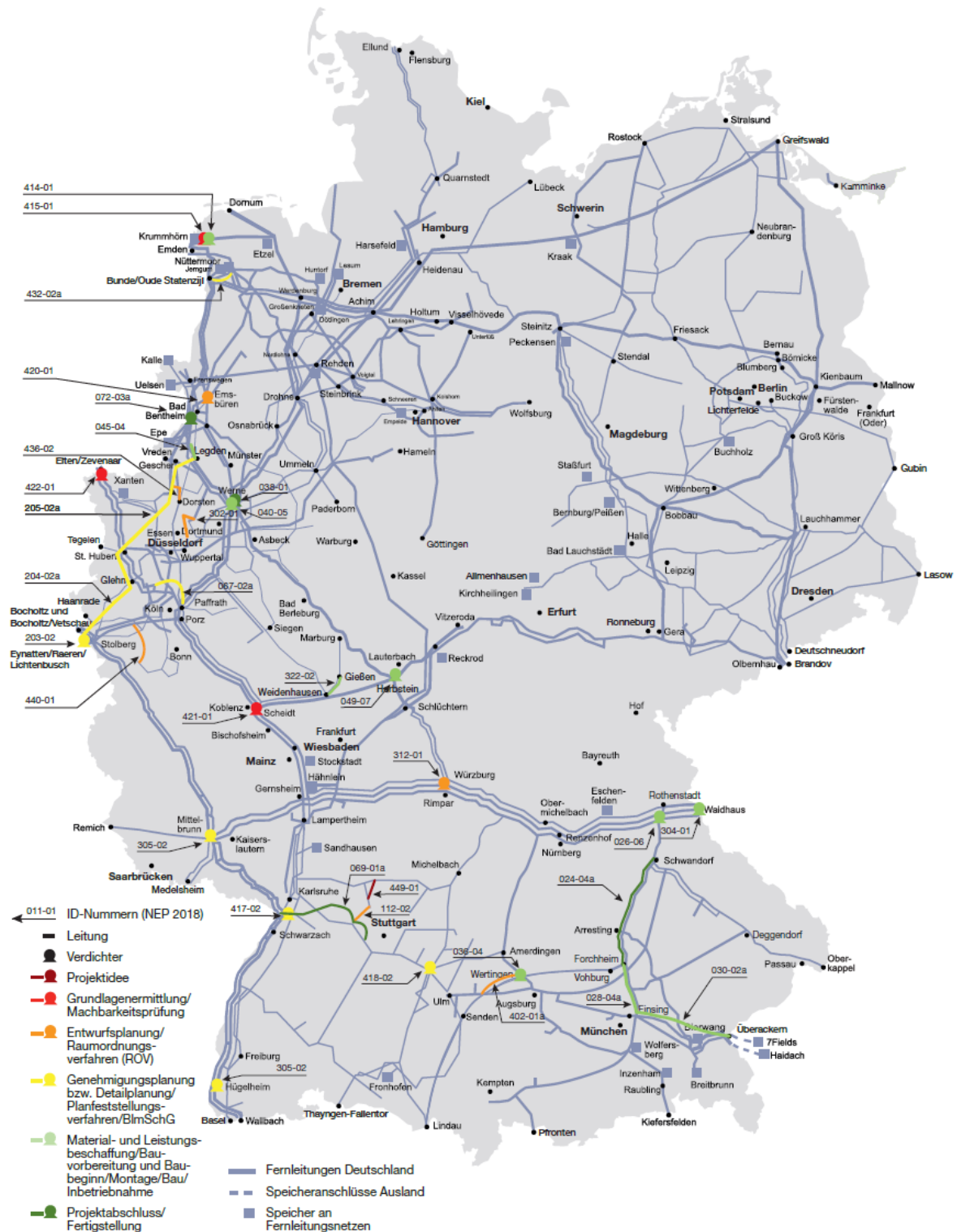
Legende

	1 Projekt-idee		2 Grundlagen-ermittlung/ Mach-barkeitsprüfung		3 Entwurfsplanung/ Raumordnungs-verfahren		4 Detailplanung/ Genehmigungsplanung/ Plangenehmigungsver-fahren/ Planfestellungs-verfahren/ Genehmigungs-verfahren BImSchG/		5 Materiel- und Leistungsbeschaffung/ Bauvorbereitung und Baubeginn/ Montage/ Bau/ Inbetriebnahme		6 Projekt-abschluss/ Fertigstellung		Zukünftige Projektschritte bei nicht optimalem Verfahrensverlauf		Geplante Änderung*
---	----------------	---	---	---	---	--	--	---	---	---	-------------------------------------	---	--	---	--------------------

* Geplante Anpassungen der Inbetriebnahmetermine (z. B. aufgrund geänderter L-H-Gas-Umstellungsplanung, geänderter Inbetriebnahmetermine für Kraftwerksneubauten) werden gesondert ausgewiesen.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber; zum 12. Februar 2018 (Datenstand 31. Dezember 2017)

Abbildung 14: Umsetzungsstand der Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 zum 31. Dezember 2017



Aus Gründen der Übersichtlichkeit ist die große Anzahl an Verdichteranlagen im Bestandsnetz sowie Mess- und Regelanlagen grundsätzlich nicht in dieser Karte dargestellt.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

4.4 Maßnahmen mit einer absehbaren Verzögerung

Bei dem Projekt MONACO 1 (ID 030-02a) kam es u. a. aufgrund umfangreicher Wegerechtsverhandlungen und des späten Abschlusses des Genehmigungsverfahrens zu einer Verzögerung des Fertigstellungstermins gegenüber der ursprünglichen Planung. Damit verschiebt sich der Inbetriebnahmetermin auf Oktober 2018. Dies hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

Die Verzögerung der Inbetriebnahme im Projekt GDRM-Anlage Hamborn (ID 419-01) von Dezember 2017 nach Oktober 2018 wurde verursacht durch den komplexeren Umbau in Verbindung mit langen Lieferzeiten von Spezialmaterialien. Zudem musste die Station zum Winter wieder dem Transportnetz zur Verfügung gestellt werden, so dass die Erneuerung der E-/MSR-Technik erst in 2018 erfolgen kann. Dies hat keine Auswirkung auf den geplanten Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

Zur Verschiebung der beiden Maßnahmen Erweiterung VDS Scharenstetten (ID 418-02) und Erweiterung GDRM-Anlage Steinhäule (450-01) ist Folgendes anzumerken: Aufgrund der Unsicherheiten hinsichtlich der Entscheidungen zu den besonderen netztechnischen Betriebsmitteln der Übertragungsnetzbetreiber und zwischenzeitlich konkretisierten Kenntnissen zu weiterhin steigenden Nachfragebedarfen in Baden-Württemberg wurden die Realisierungszeitpläne und damit verbunden das jeweilige Inbetriebnahmedatum angepasst.

4.5 Analyse historischer Unterbrechungen

Gemäß Tenor 5 des von der BNetzA am 12. Dezember 2017 bestätigten Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, für den Zeitraum vom 01. Oktober 2014 bis zum 30. September 2017 die historischen Unterbrechungen nach der Vorgehensweise, welche in der Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2014 beschrieben ist, auszuwerten [BNetzA 2013].

In Unterkapitel 4.5.1 wird die in der Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2014 vorgegebene Methode zur Ermittlung der Unterbrechungsmengen dargestellt. In den darauf folgenden Unterkapiteln werden die Ergebnisse der Analyse der historischen Unterbrechungen getrennt nach Unterbrechungen fester und unterbrechbarer Kapazitäten dargestellt.

In Bezug auf die Analyse der historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten an Grenzübergangspunkten möchten die Fernleitungsnetzbetreiber generell anmerken, dass sie als Basis für die Feststellung eines erforderlichen Netzausbaubedarfs primär die in den Kapiteln 2.5 und 6 behandelten Fragen als relevant ansehen. Historische Unterbrechungen können allenfalls als Indikation zu weitergehenden Untersuchungen der zukünftigen Entwicklung an den betreffenden Grenzübergangspunkten dienen. Isoliert betrachtet stellen die historischen Unterbrechungen aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber keine Basis für eine Ausbauentcheidung dar.

Der auszuwertende Zeitraum umfasst drei Gaswirtschaftsjahre. Die Daten der historischen Unterbrechungen des ersten Gaswirtschaftsjahres dieses Zeitraums (also vom 01. Oktober 2014 bis zum 30. September 2015) sind mit Veröffentlichung des Entwurfs

des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 am 01. April 2016 in der NEP-Gas-Datenbank veröffentlicht worden. Die historischen Unterbrechungen der beiden folgenden Gaswirtschaftsjahre (also vom 01. Oktober 2015 bis zum 30. September 2017) wurden mit Veröffentlichung dieses Konsultationsdokuments in der NEP-Gas-Datenbank ergänzt.

4.5.1 Methode zur Ermittlung der Unterbrechungsmengen

Entsprechend den Vorgaben der BNetzA in Abschnitt 3.10.3.7. der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2014 [BNetzA 2013] sollen für Unterbrechungsanalysen in künftigen Szenariorahmen und Netzentwicklungsplänen (ab Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2015) von den Fernleitungsnetzbetreibern alle Aufforderungen zur Renominierung, die faktisch eine Unterbrechung der zu transportierenden Gasmenge (= des ursprünglichen Transportwunsches) darstellen, in die Betrachtung einbezogen werden. In diesen Fällen bezieht sich die ermittelte Unterbrechungsmenge auf die Nominierungshöhe des Transportkunden vor der Aufforderung zur Renominierung.

Dementsprechend haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Unterbrechungsmengen als Differenz der folgenden Stundenwerte ermittelt:

- Der Stundenwert der letzten, gültigen Nominierung des Transportkunden vor der ersten FNB-seitigen Mitteilung einer reduzierten Verfügbarkeit einer beliebigen Stunde des Gastages.
- Die geringste vom Fernleitungsnetzbetreiber für diese Stunde genannte Verfügbarkeit. Sofern eine wieder erhöhte Verfügbarkeit durch (Re-)Nominierung genutzt wird, kann dies berücksichtigt werden.

Die Unterbrechungsmenge eines Gastages wird durch Addition der o. g. Unterbrechungsmengen jeder Stunde dieses Gastages ermittelt.

4.5.2 Unterbrechung fester Kapazitäten

Die in der NEP-Gas-Datenbank veröffentlichten Angaben zu ungeplanten Unterbrechungen fester Kapazitäten im Betrachtungszeitraum vom 01. Oktober 2014 bis 30. September 2017 wurden von den Fernleitungsnetzbetreibern ausgewertet.

Ein Teil dieser Unterbrechungen fester Kapazitäten betraf Letztverbraucher und war u. a. aufgrund von Dritten verursachten Beschädigungen des Leitungssystems, Reparaturarbeiten, Wartungsarbeiten oder kurzfristig durchzuführenden ungeplanten Instandsetzungsmaßnahmen erforderlich. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus für die betroffenen Anschlusspunkte von Letztverbrauchern kein Ausbaufordernis ableiten.

Der andere Teil dieser Unterbrechungen fester Kapazitäten betraf Grenzübergangspunkte und Speicheranschlusspunkte. Diese Unterbrechungen fester Kapazitäten erfolgten u. a. im Rahmen von Netzlastkürzungen aufgrund von besonderen Überspeisesituationen im Fernleitungsnetz, Störungen in der Transportabwicklung oder anderweitiger betriebsbedingter Einschränkungen. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lässt sich hieraus für die betroffenen Grenzübergangspunkte und Speicheranschlusspunkte kein Ausbaufordernis ableiten.

4.5.3 Unterbrechung unterbrechbarer Kapazitäten

Entsprechend § 2 GasNZV ist die technische Kapazität das Maximum an fester Kapazität, welches der Netzbetreiber unter Berücksichtigung der Systemintegrität und der Erfordernisse des Netzbetriebs den Transportkunden anbieten kann. Laut § 11 GasNZV haben die Fernleitungsnetzbetreiber sowohl feste als auch unterbrechbare Kapazitäten anzubieten. Unterbrechbare Kapazitäten können in Engpasssituationen unterbrochen werden.

In Tabelle 18 und der Abbildung 15 werden die Netzknoten/ Transportrichtungen aufgeführt, an welchen der Anteil der Unterbrechungsdauer in mindestens einem der folgenden Zeiträume über 1 % lag:

- vom 01.10.2014 bis 30.09.2015,
- vom 01.10.2015 bis 30.09.2016,
- vom 01.10.2016 bis 30.09.2017.

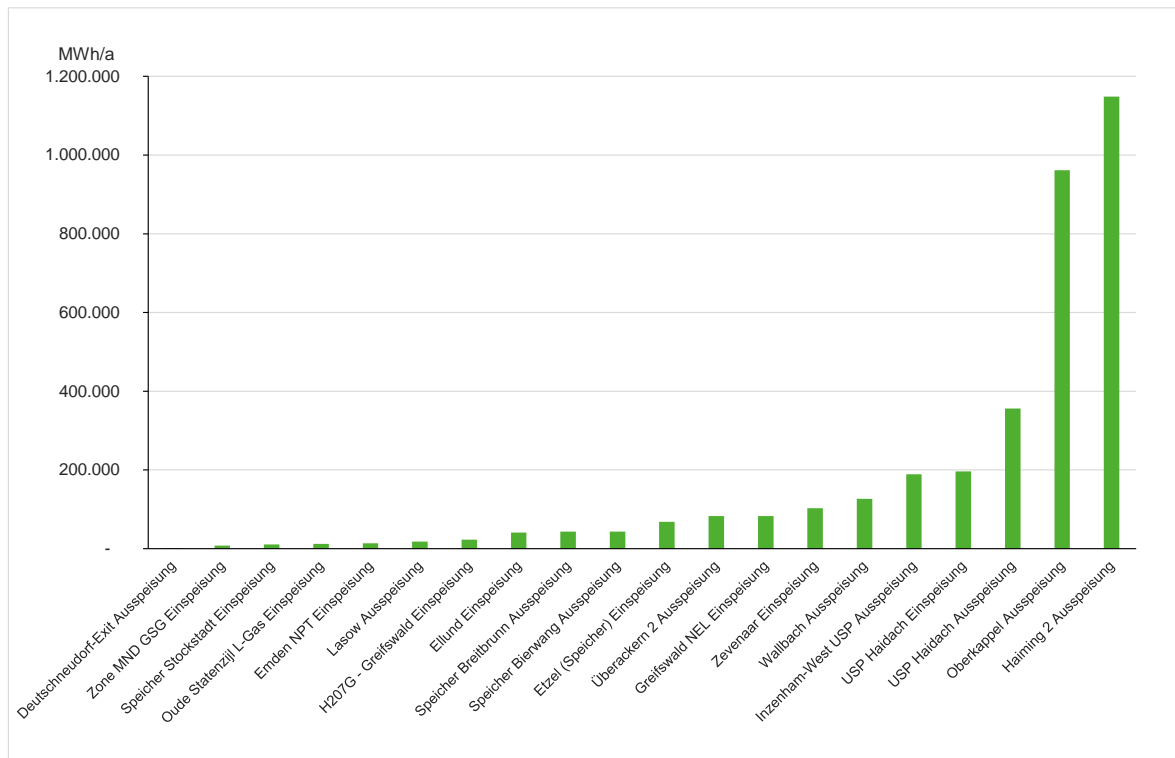
Netzknoten, an welchen mehrere Netzbetreiber Kapazitäten auf demselben Leitungssystem vermarkten, wurden zusammengefasst.

Tabelle 18: Übersicht der jährlichen Unterbrechungsmengen für den Zeitraum vom 01. Oktober 2014 bis 30. September 2017 sowie des Mittelwerts dieser drei Gaswirtschaftsjahre (Angaben in kWh/a)

Übergabepunkt/ -richtung	2014/2015	2015/2016	2016/2017	Mittelwert kWh/a
Deutschnord-Exit Ausspeisung	4.972.966	0	0	1.657.655
Zone MND GSG Einspeisung	0	0	23.370.000	7.790.000
Speicher Stockstadt Einspeisung	0	32.818.500	0	10.939.500
Oude Statenzijl L-Gas Einspeisung	14.129.392	8.449.872	14.265.262	12.281.509
Emden NPT Einspeisung	40.237.812	0	0	13.412.604
Lasow Ausspeisung	53.333.695	0	0	17.777.898
H207G - Greifswald Einspeisung	69.290.205	0	0	23.096.735
Ellund Einspeisung	39.557.141	29.178.529	53.649.807	40.795.159
Speicher Breitbrunn Ausspeisung	0	0	130.007.987	43.335.996
Speicher Bierwang Ausspeisung	0	0	130.183.920	43.394.640
Etzel (Speicher) Einspeisung	87.654.126	100.747.150	16.081.372	68.160.883
Überackern 2 Ausspeisung	155.004.076	72.303.117	21.108.999	82.805.397
Greifswald NEL Einspeisung	248.711.258	0	0	82.903.753
Zevenaer Einspeisung	0	204.482.132	103.182.899	102.555.010
Wallbach Ausspeisung	0	3.841.053	376.528.952	126.790.002
Inzenham-West USP Ausspeisung	1.151.136	0	565.312.548	188.821.228
USP Haidach Einspeisung	33.070.140	85.471.401	470.739.475	196.427.005
USP Haidach Ausspeisung	101.773.324	390.647.551	575.280.552	355.900.476
Oberkappel Ausspeisung	1.916.576.411	236.736.738	731.520.238	961.611.129
Haiming 2 Ausspeisung	393.919.481	994.566.640	2.057.778.007	1.148.754.709

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 15: Darstellung des Mittelwerts dieser drei Gaswirtschaftsjahre (Angaben in MWh/a)



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Entsprechend Ziffer II.B.5.d) der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 wurden die drei Punkte mit den höchsten historischen Unterbrechungen analysiert. Dies sind die folgenden Netzknoten/Transportrichtungen:

- Haiming 2 Exit,
- Oberkappel Exit und
- USP Haidach Exit.

Die folgenden Ergebnisse der Analyse dieser drei Netzknoten/ Transportrichtungen werden wie folgt dargestellt:

- eine Beschreibung der Lage des Netzknots,
- eine Angabe zu den an diesem Netzknoten von den Fernleitungsnetzbetreibern vermarkteten Kapazitäten (Details siehe NEP-Gas-Datenbank),
- eine Beschreibung des Unterbrechungsgrundes sowie
- eine Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber, ob sich aus diesen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten ein Ausbaurfordernis ableiten lässt (siehe hierzu auch die Erläuterungen zur Einordnung dieser Analyse in den Zusammenhang der langfristigen Netzentwicklungsplanung am Anfang dieses Kapitels).

Haiming 2 Ausspeisung

Dieser Speicheranschlusspunkt verbindet die österreichischen Speicher 7Fields und Nussdorf/ Zagling mit dem deutschen Fernleitungsnetz. Die Speicheranschlussleitung ist in Österreich ebenfalls mit der Leitung Penta West verbunden. bayernets vermarktet unterbrechbare Ausspeisekapazitäten an diesem Punkt unter der Verwendung der Bezeichnungen „Haiming 2-7F/bn“ und „Haiming 2-RAGES/bn“. OGE vermarktet unterbrechbare Ausspeisekapazitäten an diesem Punkt unter Verwendung der Bezeichnung „Haiming 2 7F“.

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund einer temporären Engpasssituation in den vorgelagerten Netzbereichen.

Durch Inbetriebnahme der in den Netzentwicklungsplänen Gas vorgesehenen Netzausbaumaßnahmen wird – insbesondere im süddeutschen Raum – eine deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den relevanten Netzpunkten im Raum Burghausen/ Überackern erreicht. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf an den relevanten Netzpunkten im Raum Burghausen/ Überackern kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Oberkappel Ausspeisung

Dieser Ausspeisepunkt ist mit der West Austria Gasleitung in Österreich verbunden. GRTgaz Deutschland und OGE vermarkten feste und unterbrechbare Kapazitäten an diesem Punkt.

Die Unterbrechungen in Richtung Österreich fanden in den Jahren 2016 und 2017 im Wesentlichen im Zeitraum zwischen Mai und August statt. Auslöser waren diverse angekündigte technische Maßnahmen u. a. des Netzentwicklungsplans Gas wie z. B. die Reversierung und der Neubau der VDS Werne und der Neubau der VDS Rothenstadt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen für die Zukunft grundsätzlich von einer Reduzierung der Exit-Leistung im Sommerhalbjahr in Richtung Österreich aus, da u. a. die Befüllung von in Österreich gelegenen Speichern aus Richtung Ost- bzw. Südosteuropa über neue Projekte wie z. B. EUGAL erfolgen wird. Zudem ergab sich in dem in 2017 durchgeführten Verfahren für neu zu schaffende Kapazität nach NC CAM (2017/459 EU-VO vom 16. März 2017) keine Nachfrage für einen Kapazitätsausbau in Oberkappel. Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen daher keinen Ausbaubedarf für den Ausspeisepunkt Oberkappel.

USP Haidach Ausspeisung

Dieser Ausspeisepunkt bindet den österreichischen Speicher Haidach seit 01. Januar 2013 an das Marktgebiet NCG an. bayernets vermarktet feste (im Wesentlichen beschränkt zuordenbare) und unterbrechbare Kapazitäten an diesem Ausspeisepunkt.

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund der Erreichung der technischen Kapazität von Netzanlagen im ost-bayerischen Raum und einer temporären Engpasssituation in den vorgelagerten Netzbereichen.

Durch Inbetriebnahme der in den Netzentwicklungsplänen Gas vorgesehenen Netzausbaumaßnahmen wird – insbesondere im süddeutschen Raum – eine deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den relevanten Netzknoten im Raum Burghausen/ Überackern erreicht. Ein darüber hinausgehender Netzausbaubedarf an den relevanten Netzknoten im Raum Burghausen/ Überackern kann aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

5 Entwicklung der L-Gas-Versorgung – Versorgungssicherheitsszenario

Gemäß § 15a Abs.1 EnWG sind die Fernleitungsnetzbetreiber angehalten, die Auswirkung denkbarer Störungen der Erdgasversorgung im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit im Netzentwicklungsplan zu berücksichtigen. Im Entwurf des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 wurde ein gemeinsames Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber skizziert, welches diese Aspekte im Rahmen der Marktraumumstellung behandelt. Aufgrund der reduzierten L-Gas-Verfügbarkeit im deutschen Markt soll hierbei insbesondere die detaillierte Umstellungsplanung bis zum Jahr 2030 weiter konkretisiert werden. Des Weiteren wird mit der Untersuchung der L-Gas-Bilanzen bis 2030 ein wichtiger Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit geleistet. Im Fokus stehen dabei neben der deutschen Produktion die verfügbaren Einspeiseleistungen aus Speichern und an Grenzübergangspunkten.

5.1 Beschreibung der Situation

Ein Teil des deutschen Gasmarktes wird mit niederkalorischem Erdgas (L-Gas) versorgt. L-Gas stammt ausschließlich aus Aufkommen der deutschen und der niederländischen Produktion. Die übrigen in Deutschland verfügbaren Aufkommen (Gas aus Dänemark, Norwegen, Russland bzw. von LNG-Terminals) liefern hochkalorisches Erdgas (H-Gas). Die beiden unterschiedlichen Gruppen der Erdgasbeschaffenheit müssen aus technischen und eichrechtlichen Gründen in definierten Grenzen in getrennten Systemen transportiert werden. Für Netzbereiche, die mit Gas einer geänderten Beschaffenheit versorgt werden sollen, muss eine Anpassung der Verbrauchsgeräte erfolgen. Die qualitätsübergreifenden Marktgebiete stellen sicher, dass bilanziell jeder Kunde mit Energie, unabhängig von der Gasqualität, versorgt werden kann – physisch müssen jedoch die Gasbeschaffheitsgrenzen beachtet werden.

Die L-Gas-Aufkommen in Deutschland gehen in ihrer Leistung kontinuierlich zurück. Die verbleibenden deutschen L-Gas-Aufkommen sollen soweit möglich weiter gefördert und in die Erdgastransportnetze eingespeist werden können.

Durch den niederländischen Transportnetzbetreiber GTS wurde ein kontinuierlicher Rückgang der Exportleistungen ab Oktober 2020 angekündigt, mit dem Verständnis, dass mit der Leistungsreduktion auch eine Mengenreduktion verbunden ist. Deshalb befinden sich die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber in einem regelmäßigen Austausch mit GTS zur Harmonisierung und Aktualisierung der Planungsannahmen für zukünftige L-Gas Importe.

Im Folgenden wird die L-H-Gas-Umstellungsplanung bis zum Jahr 2030 aktualisiert und um hinzugefügte Umstellungsbereiche konkretisiert. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben aufgrund der aktuellen Entwicklungen zudem die Möglichkeit geprüft, Umstellungsbereiche und zusätzliche Industriekunden vorzeitig umstellen zu können.

Die folgenden Auswertungen/ Bilanzen und die Netzberechnungen basieren auf dem Stand der Umstellungsplanung mit Stichtag 01. November 2017, dieser wird in der NEP-Gas-Datenbank dargestellt. Sofern es nach diesem Zeitpunkt Änderungen gegeben hat, werden diese im Textteil der Beschreibung der Umstellungsbereiche (vgl. Kapitel 5.8) und

gegebenenfalls in der NEP-Gas-Datenbank im Bemerkungsfeld „Bemerkung zur aktuellen Planung“ adressiert. Auswirkungen auf die Bilanzen und auf die Netzausbaumaßnahmen werden im Umsetzungsbericht 2019 bzw. im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 ausgewiesen.

5.2 Umgestellte Bereiche und Erfahrungen aus der bisherigen Umstellung

Im Netz der GUD wurde mit dem ersten Umstellungsbereich bereits in 2015 begonnen. Im Jahr 2017 wurden fünf weitere Umstellungsbereiche erfolgreich von L-Gas auf H-Gas umgestellt.

Der Umstellungsbereich Emsland I der Nowega beinhaltet einen Industriekunden, der zum 01. Oktober 2017 erfolgreich umgestellt wurde. Wie bereits im Umsetzungsbericht 2017 beschrieben, wurde der Umstellungstermin von 2022 auf 2017 vorgezogen.

Im Netz der OGE wurde mit dem ersten Umstellungsbereich in 2017 begonnen. Im nördlichen Teil des L-Gas-Netzes, im Landkreis Osnabrück, wurde der kleine, regional abgegrenzte Bereich „Teutoburger Wald 1“, in dem die Westnetz GmbH die Gemeinde Hilter am Teutoburger Wald versorgt, durch einen Neuanschluss an das H-Gas-Netz umgestellt.

Zur Entlastung der deutschlandweiten Leistungs- und Mengenbilanzen sind im Jahr 2017 durch OGE und GASCADE in Abstimmung mit dem Verteilernetzbetreiber Currenta GmbH & Co. OHG zwei Industriestandorte von L-Gas auf H-Gas umgestellt worden. Die Umstellung dieser Standorte war bislang für die Jahre 2021 und 2024 vorgesehen. In der NEP-Gas-Datenbank sind dementsprechend die beiden neuen Umstellungsbereiche „Leverkusen“ und „Dormagen“ angelegt worden.

Der Umstellungsbereich Hühthum der Thyssengas betraf zwei Verteilernetzbetreiber und zwei Industriekunden, die im Sommer 2017 erfolgreich umgestellt wurden.

Tabelle 19: Umgestellte Bereiche 2015-2017

Nr. im NEP Gas 2018-2028	Bereich	Kennung im USB 2017	FNB	Umstellungszeitpunkt
1	Schneverdingen	WAL-02	GUD	2015
1	Walsrode / Fallingb.ostel	WAL-05	GUD	2016
3	Achim	ACH-03	GUD	2017
2	Nienburg / Neustadt / Hannover Nord	NIE-02	GUD	2017
3	Bremen / Delmenhorst	BD1-02	GUD	2017
4	Teutoburger Wald 1	TW1-01	OGE	2017
5	Hühthum	HÜT-02	TG	2017
6	Emsland 1*	EMS-03	Nowega	2017
7	Dormagen	RHL-01	OGE	2017
8	Leverkusen	KDL-06	OGE	2017

* keine Verteilernetze

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 16: Umgestellte Bereiche 2015-2017



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Erfahrungen bei der Umstellung

Die für die Umstellung erforderlichen technischen Ausbaumaßnahmen wurden rechtzeitig fertiggestellt. An unterschiedlichen Schaltterminen, die zwischen den Beteiligten in den Umstellungsfahrplänen festgelegt wurden, erfolgte die Umstellung der Gebiete. Betroffen von der Schaltung waren Verteilernetzbetreiber, Kraftwerke sowie Industriekunden, worunter eine Glashütte zu nennen ist. Im Zuge der Umstellung wurden rund 110.000 Geräte angepasst.

Es wurde festgestellt, dass das grundsätzliche Eintreffen des H-Gases in den Morgenstunden präferiert wird. Dies ist begründet durch die speziell in den Industriebetrieben direkt anfallenden Anpassungsarbeiten. Das Eintreffen des H-Gases ist gerade auf längeren Leitungsabschnitten abhängig von unterschiedlichen Parametern (z. B. Leitungsdruck, Abnahme durch die angeschlossenen Netzknoten). In den weiteren Abstimmungen müssen unterschiedliche Optionen zur Optimierung der Eintreffzeit für zukünftige Anpassungen untersucht werden.

5.3 Gasimportsituation aus den Niederlanden

In den letzten Jahren sind im Umfeld des Groningen-Feldes vermehrt Erdbeben aufgetreten, die in Zusammenhang mit der Erdgasförderung gesehen werden. Zuletzt hatte am 08. Januar 2018 ein Erdbeben mit einer Stärke von 3,4 auf der Richterskala die Region Groningen erschüttert.

Die Ursachen für die Erdbeben wurden in Studien analysiert und Maßnahmen zur Minderung benannt. Hieraus resultierte eine Serie von Entscheidungen zur erlaubten Produktionsmenge für das Groningen-Feld, die im Folgenden dargestellt werden:

- Aufgrund der Erkenntnisse aus der Erdbebenstudie zum Groningen-Feld [NL 2014] wurde bereits Ende 2014 vom niederländischen Wirtschaftsministerium die Entscheidung gefällt, die Jahresproduktionsmenge des Feldes abzusenken. Das oberste Verwaltungsgericht in Den Haag [NL 2015] hat am 18. November 2015 die Förderung aus dem Groningen-Feld zur Reduktion zukünftiger Erdbebenrisiken auf eine Menge von 27 bcm für das Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 2015/16 beschränkt, wobei diese Fördermenge in einem kalten Jahr oder bei eingeschränkter Verfügbarkeit der Konvertierung überschritten werden konnte (bis 33 bcm). In den Planungen der GTS [GTS 2015] wurde bereits eine reduzierte Jahresfördermenge angenommen, die zu den Mengenvorgaben in der damaligen Gerichtsentscheidung passten. Im Juni 2016 hat das niederländische Wirtschaftsministerium über eine erneute Reduktion der Erdgasförderung aus dem Groningen-Feld von derzeit 27 bcm/a auf 24 bcm/a informiert. Diese Reduktion galt ab Oktober 2016 für die nächsten fünf Gaswirtschaftsjahre und konnte lediglich in Jahren, in denen die Temperatur unter die eines Durchschnittsjahres fällt oder in absolut notwendigen Situationen, in Abhängigkeit von den vorliegenden Temperaturen, um maximal 6 bcm/a auf 30 bcm/a angehoben werden. Die in 2016 festgelegte Begrenzung war jährlich neu zu überprüfen. Als Begründung führt das Ministerium analog zu den vorherigen Reduktionen die anhaltenden Erdbebenaktivitäten im Raum Groningen auf [NL 2017]. Die Differenz der Produktionsmengen wurde durch eine zusätzliche Beschäftigung der Konvertierung durch GTS und der Annahme eines geringeren Exportbedarfs nach Frankreich und Belgien kompensiert.

- Am 18. April 2017 wurde durch das niederländische Kabinett die Entscheidung aus Juni 2016 modifiziert und dadurch die erlaubten Produktionsmengen um 10 % gesenkt. Ursache für die Entscheidung war eine erhöhte Erdbebenaktivität im Bereich des Groningen-Feldes, die einen Grenzwert, der in der Entscheidung von 2016 enthalten war, nahezu erreichte. Das niederländische Kabinett entschied sich dazu, nicht zu warten, bis der Grenzwert formal erreicht wird, sondern mit Wirkung zum 01. Oktober 2017 eine Absenkung um 10 % vorwegzunehmen. Die Absenkung bezog sich auch auf die Zusatzmenge für kalte Jahre in Höhe von vormals 6 bcm/a, so dass die dann erlaubten Produktionsmengen 21,6 bcm/a mit einer zusätzlichen Menge von 5,4 bcm/a für kalte Jahre betrugen [Ministry of Economic Affairs 2017]. Nach Auskunft des niederländischen Transportnetzbetreibers GTS blieb diese Reduktion ohne Auswirkung auf die geplanten Exportmengen nach Deutschland, in denen bereits der deutlich erhöhte Mengenbedarf aus dem Umsetzungsbericht 2017 berücksichtigt war.
- Am 15. November 2017 hat das oberste Verwaltungsgericht der Niederlande die Beschlüsse aus Juni 2016 und April 2017 für ungültig erklärt. Das Verwaltungsgericht begründete den Beschluss unter anderem damit, dass die Risiken für die Bewohner der Region Groningen in den vorherigen Entscheidungen nicht ausreichend reflektiert seien. Das niederländische Wirtschaftsministerium wurde aufgefordert, innerhalb von 12 Monaten eine neue Entscheidung zur Groningen-Produktion vorzulegen. Bis dahin bleibt die Produktionsgrenze von 21,6 bcm/a zzgl. 5,4 bcm/a weiter bestehen [Raad van State 2017].

Das Erdbeben vom 08. Januar 2018 hat in den Niederlanden zu einer verstärkten politischen Diskussion hinsichtlich der Groningen Produktion geführt. Zum Zeitpunkt der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 waren noch keine konkreten Konsequenzen aus dieser Diskussion bekannt. Die Fernleitungsnetzbetreiber stehen in diesem Zusammenhang sowie auch zur Abstimmung der jeweiligen Planungen in den Niederlanden und Deutschland in engem Austausch mit der GTS. GTS und die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber werden die Abstimmungsgespräche in regelmäßigem Turnus fortführen, um harmonisierte Planungsannahmen auch in Zukunft zu gewährleisten.

Die Entwicklung der L-Gas-Produktion in den Niederlanden wird bei den Fernleitungsnetzbetreibern aufmerksam verfolgt. Der aktuelle Netzentwicklungsplan basiert auf den bisher abgestimmten und bis zu einer möglichen Entscheidung in den Niederlanden auch weiterhin gültigen Planungsannahmen. Die Fernleitungsnetzbetreiber prüfen derzeit, ob zur Vorlage des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 diesbezüglich weitere zu den bereits beschriebenen Maßnahmen (vgl. Kapitel 7.2.1) zur L-H-Gas-Umstellung in den Netzentwicklungsplan aufgenommen werden können.

5.4 L-Gas-Leistungsbilanz 2030

Die L-Gas-Leistungsbilanz stellt dem gemäß aktueller Umstellungsplanung erwarteten L-Gas-Kapazitätsbedarf den sich aus Produktion, Importen, Speichern und Konvertierung zur Verfügung stehenden Einspeisekapazitäten gegenüber.

Die einzelnen Positionen der L-Gas-Bilanz 2030 werden im Folgenden näher erläutert.

5.4.1 Inländische Produktion

Die in Tabelle 20 dargestellte Entwicklung der Produktionskapazitäten basiert auf den Angaben des BVEG. Für die Berücksichtigung in der L-Gas-Bilanz (vgl. Tabelle 24) sind die Produktionskapazitäten durch den BVEG mit einem Sicherheitsabschlag von 25 % versehen worden. Der vom BVEG prognostizierte Rückgang bis 2028 wird von den Fernleitungsnetzbetreibern bis 2030 fortgeschrieben.

Im Vergleich zur Prognose des Jahres 2015, die Basis für den Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 und den Umsetzungsbericht 2017 war, hat der BVEG seine Kapazitätsprognose bis zum Jahr 2020 um rund 10 % p. a. reduziert, während für den Zeitraum ab 2022 eine höhere Produktion als noch 2015 erwartet wird.

Tabelle 20: Kapazitätsprognose gemäß BVEG

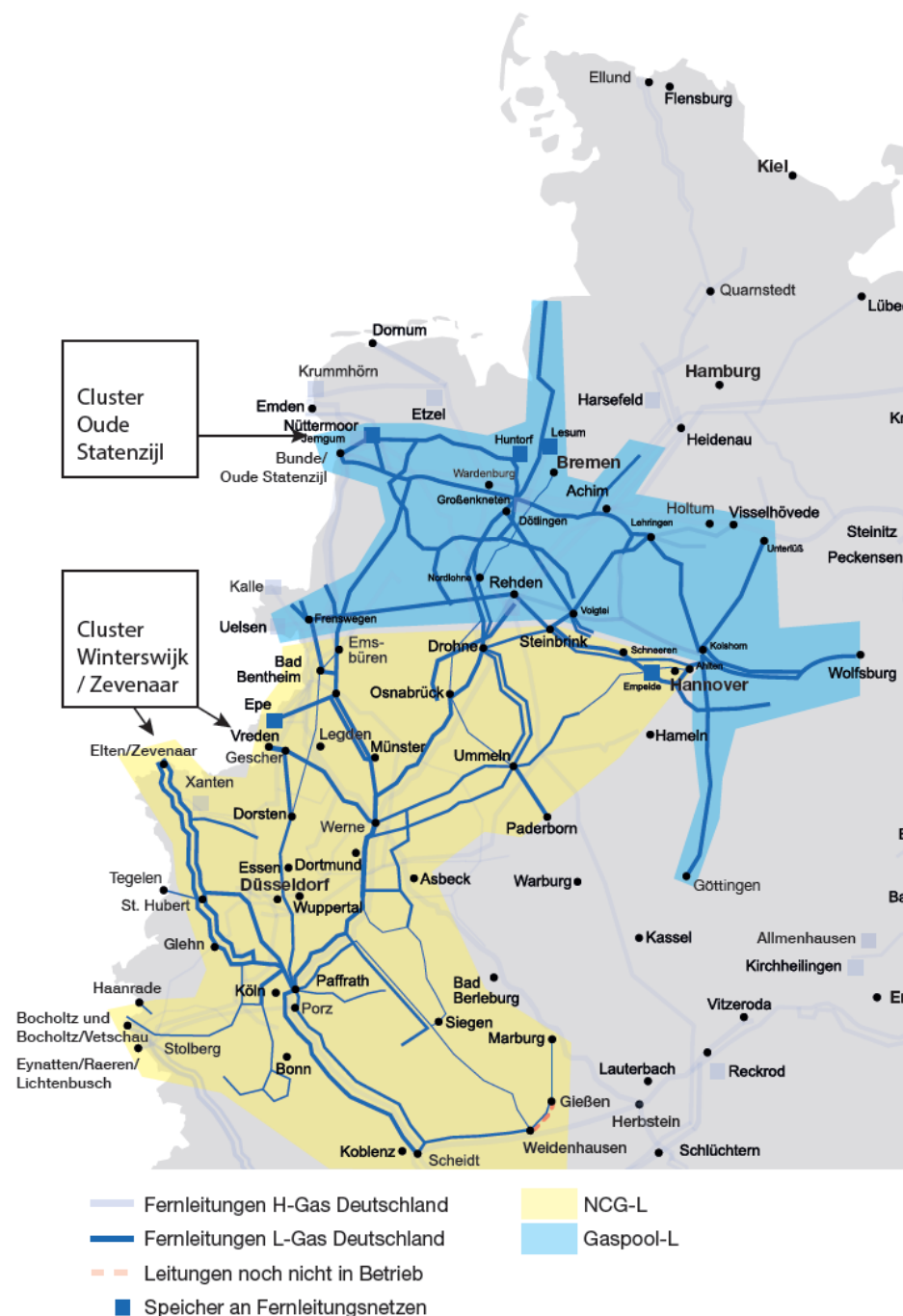
Angaben in Mio. m ³ /h	Deutschland	Gebiet Elbe- Weser	Gebiet Elbe- Weser mit Sicherheits- abschlag gem. BVEG	Gebiet Weser-Ems	Gebiet Weser- Ems mit Sicherheits- abschlag gem. BVEG
2017	0,92	0,41	0,39	0,47	0,44
2018	0,84	0,37	0,35	0,43	0,40
2019	0,78	0,34	0,32	0,41	0,38
2020	0,78	0,31	0,29	0,42	0,39
2021	0,75	0,29	0,27	0,39	0,37
2022	0,73	0,29	0,27	0,37	0,34
2023	0,70	0,28	0,26	0,35	0,32
2024	0,64	0,25	0,23	0,32	0,29
2025	0,58	0,22	0,20	0,29	0,26
2026	0,53	0,21	0,18	0,26	0,23
2027	0,48	0,19	0,17	0,23	0,20
2028	0,43	0,18	0,15	0,20	0,18

Quelle: BVEG 2017

5.4.2 Importe aus den Niederlanden

Den größten Beitrag auf der Einspeiseseite erbringen die Importe aus den Niederlanden, die mehr als 60 % der L-Gas-Versorgungsleistung darstellen. Die in Tabelle 21 aufgezeigte Import-Leistung in Höhe von 47,7 GWh/h ist der in den Jahren 2010-2013 zeitgleiche maximale Fluss an den drei Importpunkten Oude Statenzijl, Winterswijk/ Vreden und Elten/ Zevenaar (vgl. Abbildung 17).

Abbildung 17: Importpunkte aus den Niederlanden



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Ein Teil dieser Leistung wird über unterbrechbare Kapazitäten (auf deutscher Seite) zur Verfügung gestellt, da die im Winter benötigte Importleistung zur Abdeckung des Spitzenbedarfs in Schwachlastfällen im Sommer nicht gesichert transportiert werden kann.

GTS hat in 2012 als Konsequenz aus dem Produktionsrückgang in den Niederlanden die Reduktion der L-Gas-Export-Kapazitäten in Richtung Deutschland, Belgien und Frankreich angekündigt. Dies führt zu einer Reduktion der L-Gas-Exportleistung nach Deutschland ab Oktober 2020. Ab dem 01. Oktober 2029 sind keine Exportleistungen nach Deutschland mehr eingeplant. Daher wird in der L-Gas-Leistungsbilanz und in den Netzplanungen die Leistung bis einschließlich des Gaswirtschaftsjahres 2019/20 konstant angesetzt und reduziert sich in den Folgejahren linear abfallend (pro Jahr um 10 % des Ausgangswertes) bis auf einen Wert von 0 ab dem Gaswirtschaftsjahr 2029/30. Die Planungsvorgaben der GTS bezüglich der Kapazität sind seit dem Jahr 2012 unverändert.

Die bis zum 01. Oktober 2020 konstant angesetzte Import-Leistung aus den Niederlanden von 47,7 GWh/h wird anfänglich mit 10,3 GWh/h über Oude Statenzijl und mit 37,4 GWh/h über Winterswijk/ Vreden und Elten/ Zevenaar berücksichtigt. Die Aufteilung der verbleibenden Importleistung auf die Importpunkte Oude Statenzijl, Winterswijk/ Vreden und Elten/ Zevenaar ändert sich im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 nicht.

Tabelle 21: Aufteilung der L-Gas-Import-Leistung auf die Grenzübergangspunkte

Angaben in GWh/h	Oude Statenzijl (GASPOOL)	Zevenaar, Winterswijk (NCG)	Summe
2017/18	10,3	37,5	47,7
2018/19	10,3	37,5	47,7
2019/20	9,0	38,7	47,7
2020/21	7,3	35,7	43,0
2021/22	7,0	31,2	38,2
2022/23	7,0	26,4	33,4
2023/24	7,0	21,6	28,6
2024/25	7,0	16,9	23,9
2025/26	7,0	12,1	19,1
2026/27	3,0	11,3	14,3
2027/28	2,2	7,3	9,5
2028/29	2,2	2,6	4,8
2029/30	0,0	0,0	0,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Aufteilung auf die beiden Marktgebiete erfolgt mit dem Ziel, die Sicherheit der L-Gas-Versorgung in beiden Marktgebieten zu gewährleisten und die Flexibilität über die Grenzübergangspunkte auch zukünftig nutzen zu können. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben Leistungs- und Mengenbilanzen je Marktgebiet aufgestellt, um die Auswirkungen der Leistungsaufteilung an den Importpunkten bewerten zu können.

5.4.3 L-Gas-Speicher

Bei einem 50 %-igen Füllstand liegt die Ausspeicherleistung im Gaswirtschaftsjahr 2017/18 bei 25,9 GWh/h. Davon werden nur die Leistungen in der L-Gas-Bilanz berücksichtigt, die mit dem heutigen L-Gas-Netz transporttechnisch realisierbar sind (21,1 GWh/h). Diese setzen sich wie folgt zusammen:

Tabelle 22: Speicherleistungen der L-Gas-Speicher am FNB-Netz

Angaben in GWh/h für das GWJ 2017/18	Empelde	Epe	Lesum	Nüttermoor/ Huntorf	Summe
50% Füllstand	2,2	9,7	2,1	11,9	25,9
In der L-Gas-Bilanz berücksichtigte Leistung	1,6	9,0	2,1	8,5	21,1

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Jede darüber hinausgehende Leistungsanforderung würde zu einem Netzausbau im L-Gas-Netz bzw. ggf. zu einer Umallokation von Leistungen an Grenzübergangs- oder Marktgebietsübergangspunkten führen. Der hierzu erforderliche Ausbau im L-Gas-Netz wird vor dem Hintergrund der L-H-Gas-Umstellung von den Fernleitungsnetzbetreibern als nicht nachhaltig angesehen.

Die Ermittlung der Werte erfolgte in Abstimmung mit den L-Gas-Speicherbetreibern. Sofern ein Speicher sowohl an das deutsche als auch an das niederländische Fernleitungsnetz angeschlossen ist, wird in Absprache mit dem jeweiligen Speicherbetreiber nur die für den deutschen Markt gesichert verfügbare Ausspeicherleistung berücksichtigt.

Die Tabelle 23 zeigt die zeitliche Entwicklung der von den Fernleitungsnetzbetreibern angesetzten Ausspeicherleistungen für die Speicher Empelde, Epe, Lesum und Nüttermoor/ Huntorf.

Tabelle 23: Entwicklung der angesetzten Ausspeicherleistungen der L-Gas-Speicher

Angaben in GWh/h	Empelde	Epe	Lesum	Nüttermoor/ Huntorf	Summe
2017/18	1,6	9,0	2,1	8,5	21,1
2018/19	1,6	9,0	2,1	8,4	21,1
2019/20	1,6	9,0	2,1	7,9	20,6
2020/21	1,6	9,0	2,1	7,3	20,0
2021/22	1,6	9,0	0,0	7,2	17,8
2022/23	1,6	9,0	0,0	6,1	16,7
2023/24	1,6	7,0	0,0	5,1	13,7
2024/25	1,6	5,5	0,0	3,9	11,0
2025/26	1,6	5,0	0,0	2,3	8,9
2026/27	1,6	3,5	0,0	1,1	6,1
2027/28	1,6	2,5	0,0	0,0	4,1
2028/29	1,6	2,0	0,0	0,0	3,6
2029/30	1,6	0,0	0,0	0,0	1,6

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Veränderung der angesetzten Ausspeicherleistung am Speicher Nüttermoor/ Huntorf im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2017 resultieren aus einer aktualisierten Umstellungsplanung und einer Anpassung der internen Bestellungen der Verteilernetzbetreiber.

Die Gespräche der Fernleitungsnetzbetreiber mit den Speicherbetreibern sollen auch zukünftig fortgeführt werden mit dem Ziel, ein gemeinsam entwickeltes Umstellungskonzept für die L-Gas-Speicher abzustimmen.

5.4.4 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 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 Ausspeisekapazitäten eingeplant:

- Konvertierungsanlage Nowega in Rehden, 1,4 GWh/h
Die bereits in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen aufgeführte und nun zur Verfügung stehende Konvertierungsanlage im Netzbereich der Nowega ist im Februar 2016 in Betrieb gegangen und verfügt über eine Gesamtleistung von max. 1,4 GWh/h.
- Konvertierungsanlage Thyssengas in Broichweiden, 0,25 GWh/h
Die bestehende Konvertierungsanlage verfügt ab 2019 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 in 2027 auf H-Gas umgestellt wird.

5.4.5 Bedarf an Ausspeisekapazitäten

Für die Modellierung des Kapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber wird im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 gemäß Szenariorahmen die plausibilisierte Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber, wie in Kapitel 2.4 beschrieben, zugrunde gelegt.

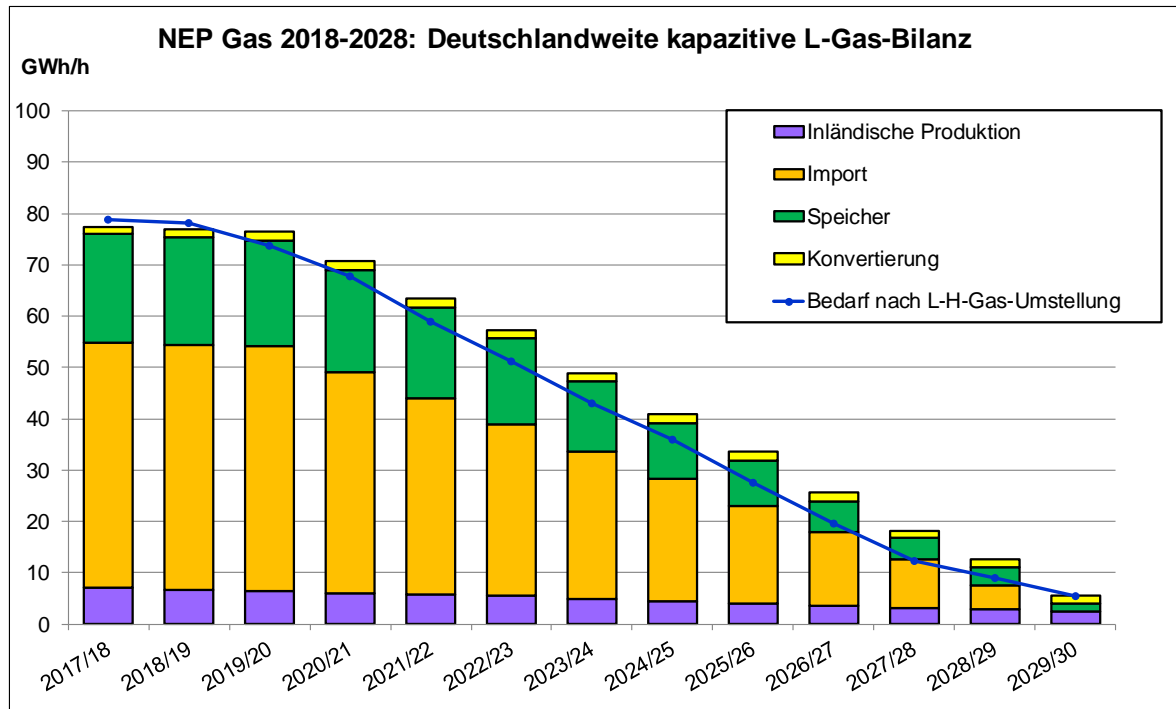
Da für die Jahre 2029 und 2030 noch keine Kapazitätsprognosen vorliegen, haben die Fernleitungsnetzbetreiber den jeweiligen Leistungsbedarf aus dem Jahr 2028 konstant fortgeschrieben.

Durch die geplanten Umstellungen von Netzbereichen von L-Gas auf H-Gas wird der L-Gas-Bedarf in Summe reduziert. Ab dem Jahr 2029/30 wird es auf Grundlage der hier getroffenen Annahmen einen verbleibenden L-Gas-Markt in Höhe von rund 5,5 GWh/h geben (vgl. Abbildung 18 und Tabelle 24).

Im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2017 ergibt sich durch die weiter fortgeschrittenen Umstellungsplanungen und die zeitlich frühere Umstellung bestimmter Umstellungsbereiche (vgl. Kapitel 5.7 und 5.8) eine Reduzierung des verbleibenden L-Gas-Bedarfs.

5.4.6 Kapazitive L-Gas-Bilanz Deutschland

Abbildung 18: Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 24: Kapazitive deutschlandweite L-Gas-Bilanz

Angaben in GW/h/h	Inländische Produktion	Import aus NL	Speicher Entry	Konvertierung Nowega/ TG	Summe Darbietung	Verbleiben-der L-Gas-Bedarf	L-Gas-Bedarf ohne L-H-Gas-Umstellung
2017/18	7,2	47,7	21,1	1,4	77,4	78,8	78,8
2018/19	6,6	47,7	21,1	1,4	76,9	78,1	81,2
2019/20	6,4	47,7	20,6	1,7	76,5	73,7	83,4
2020/21	6,1	43,0	20,0	1,7	70,7	67,8	84,1
2021/22	5,8	38,2	17,8	1,7	63,4	58,8	85,7
2022/23	5,5	33,4	16,7	1,7	57,3	51,1	85,9
2023/24	4,9	28,6	13,7	1,7	48,9	43,0	86,0
2024/25	4,4	23,9	11,0	1,7	40,9	35,9	86,4
2025/26	3,9	19,1	8,9	1,7	33,6	27,6	86,4
2026/27	3,5	14,3	6,1	1,7	25,6	19,6	86,4
2027/28	3,1	9,5	4,1	1,4	18,2	12,4	86,4
2028/29	2,8	4,8	3,6	1,4	12,5	8,9	86,4
2029/30	2,5	0,0	1,6	1,4	5,5	5,5	86,4

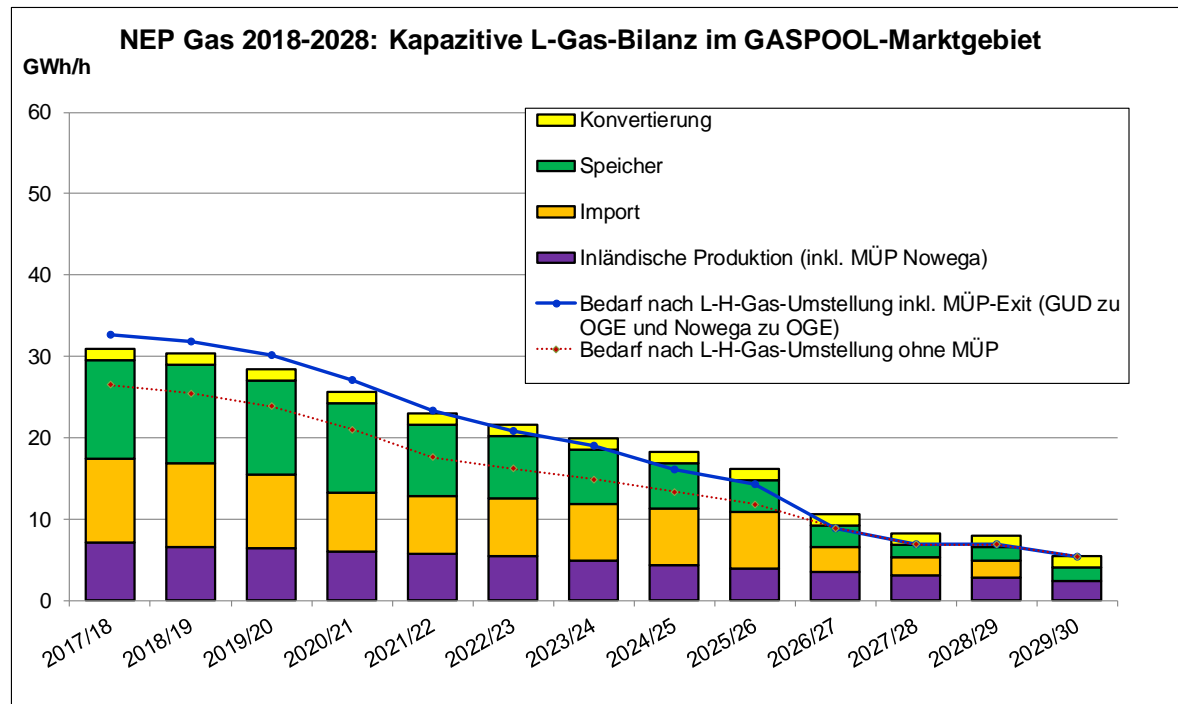
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Auf Basis der oben genannten Aufteilungen der Import-Leistungen aus den Niederlanden ergeben sich die folgenden L-Gas-Leistungsbilanzen der Marktgebiete GASPOOL und NCG. Die Aufteilung dieser Leistungen und die Bestimmung der Höhe der am Marktgebietsübergang berücksichtigten Kapazitäten erfolgte unter der Prämisse, eine

möglichst gleichmäßige Deckung aller Netzbereiche auch in Spitzenlastfällen zu erreichen, um so ein Höchstmaß an Versorgungssicherheit zu erzielen.

5.4.7 Kapazitive L-Gas-Bilanz GASPOOL-Marktgebiet

Abbildung 19: Kapazitive L-Gas-Bilanz im GASPOOL-Marktgebiet



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

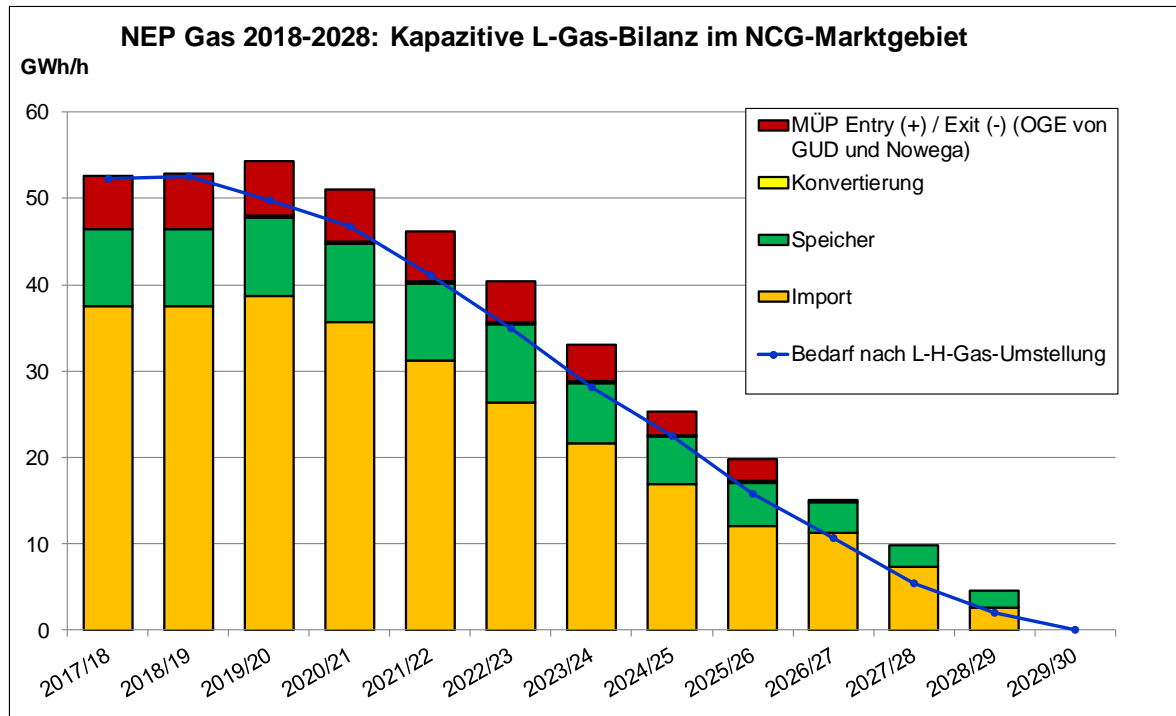
Tabelle 25: Kapazitive L-Gas-Bilanz im GASPOOL-Marktgebiet

Angaben in GWh/h	Inländische Produktion	Import aus NL	Speicher Entry	Konvertierung Nowega	Summe Darbietung	MÜP Entry(+)/Exit(-)	Verbleibender L-Gas-Bedarf
2017/18	7,2	10,3	12,1	1,4	31,0	-6,1	26,5
2018/19	6,6	10,3	12,1	1,4	30,4	-6,4	25,5
2019/20	6,4	9,0	11,6	1,4	28,5	-6,4	23,8
2020/21	6,1	7,3	11,0	1,4	25,7	-6,1	21,0
2021/22	5,8	7,0	8,8	1,4	23,0	-5,8	17,6
2022/23	5,5	7,0	7,7	1,4	21,6	-4,7	16,2
2023/24	4,9	7,0	6,7	1,4	20,0	-4,2	14,9
2024/25	4,4	7,0	5,5	1,4	18,3	-2,7	13,4
2025/26	3,9	7,0	3,9	1,4	16,2	-2,5	11,8
2026/27	3,5	3,0	2,6	1,4	10,6	0,0	8,9
2027/28	3,1	2,2	1,6	1,4	8,3	0,0	6,9
2028/29	2,8	2,2	1,6	1,4	8,0	0,0	6,9
2029/30	2,5	0,0	1,6	1,4	5,5	0,0	5,5

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.4.8 Kapazitive L-Gas-Bilanz NCG-Marktgebiet

Abbildung 20: Kapazitive L-Gas-Bilanz im NCG-Marktgebiet



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 26: Kapazitive L-Gas-Bilanz im NCG-Marktgebiet

Angaben in GWh/h	Import aus NL	Speicher Entry	Konvertierung TG	Summe Darbietung	MÜP Entry(+)/Exit(-)	Verbleibender L-Gas-Bedarf
2017/18	37,5	9,0	0,0	46,5	6,1	52,3
2018/19	37,5	9,0	0,0	46,5	6,4	52,6
2019/20	38,7	9,0	0,3	48,0	6,4	49,8
2020/21	35,7	9,0	0,3	45,0	6,1	46,8
2021/22	31,2	9,0	0,3	40,4	5,8	41,2
2022/23	26,4	9,0	0,3	35,7	4,7	34,9
2023/24	21,6	7,0	0,3	28,9	4,2	28,1
2024/25	16,9	5,5	0,3	22,6	2,7	22,5
2025/26	12,1	5,0	0,3	17,3	2,5	15,8
2026/27	11,3	3,5	0,3	15,1	0,0	10,7
2027/28	7,3	2,5	0,0	9,8	0,0	5,5
2028/29	2,6	2,0	0,0	4,6	0,0	2,0
2029/30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.5 L-Gas-Mengenbilanz

Im vorliegenden Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 wird eine aktualisierte L-Gas-Mengenbilanz aufgestellt, um die Entwicklungen seit der Veröffentlichung des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 und des Umsetzungsberichts 2017 zu berücksichtigen. Hierdurch soll ein möglichst ganzheitliches Bild der L-Gas-Verfügbarkeit im Rahmen der Marktraumumstellung aufgezeigt werden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber möchten 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. Die Mengenbilanz dient zur Plausibilisierung des entwickelten Konzepts zur Marktraumumstellung.

5.5.1 Grundsätzliche Vorgehensweise

Auf Basis des bestätigten Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 wird die Bedarfsentwicklung gemäß Szenario I des Szenariorahmens zu Grunde gelegt. In diesem Szenario wird das Erreichen der europäischen Klima- und Energieziele für 2030, wie sie im Jahr 2014 vom Europäischen Rat verabschiedet wurden, modelliert und das 30 %-Effizienzziel (Rückgang des Primärenergieverbrauchs um 30 % im Vergleich zur Baseline-Entwicklung 2007) realisiert. Zudem werden die EU-Ziele zur Treibhausgas-minderung (mindestens -40 % im Vergleich zum Jahr 1990) und zum Anteil der Erneuerbaren (Anteil der Erneuerbaren von mindestens 27 % am Endenergieverbrauch) erreicht. Dabei wird mit Hilfe einer Temperaturbereinigung (s. u.) zwischen einem kalten Jahr und einem durchschnittlichen Jahr unterschieden, um eine möglichst große Bandbreite der Entwicklung des Mengenbedarfs zu berücksichtigen. Darüber hinaus wird hiermit auch dem Ansatz des niederländischen Wirtschaftsministeriums Rechnung getragen (vgl. Kapitel 5.3), dass zusätzliche Produktionsmengen in Groningen in Jahren zur Verfügung stehen, deren Temperatur unterhalb des langjährigen Durchschnitts liegt.

Die beiden L-Gas-Grenzübergangspunkte der GUD und der GTG Nord in Oude Statenzijl können ausschließlich mit Gas aus dem Groningen Feld versorgt werden, während über die Grenzübergangspunkte der OGE und Thyssengas in Winterswijk/ Vreden, Elten/ Zevenaar, Tegelen und Haanrade auch konvertiertes L-Gas importiert werden kann. Um die räumliche Verteilung des erforderlichen L-Gas-Bedarfs, gerade im Hinblick auf die Aufteilung der Mengen auf die Grenzübergangspunkte zu den Niederlanden besser erkennen und darstellen zu können, wird eine Mengenbilanz pro Marktgebiet aufgestellt. Es erfolgt eine Aufteilung der inländischen Produktion und die Ermittlung eines resultierenden Importbedarfs aus den Niederlanden.

5.5.2 Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2016/17 und Auswirkungen auf die L-Gas-Mengenbilanz

Im Gaswirtschaftsjahr 2016/17 lag der L-Gas-Bedarf von Letztverbrauchern bei 246,5 TWh und somit um 8,1 TWh (oder 3,4 %) über den (temperaturbereinigten) Planungsannahmen des Umsetzungsberichts 2017. Hiervon konnten 3,8 TWh einem erhöhten Bezug einzelner Gaskraftwerke zugeordnet werden. Die verbleibende Abweichung von 4,3 TWh (oder 1,8 %) liegt im Rahmen der zu erwartenden Prognosegenauigkeit.

Der im Vergleich zur Planung erhöhte Verbrauch führte jedoch nicht zu einer Überschreitung der Importmengen. Die L-Gas-Importe aus den Niederlanden in Höhe von 184,1 TWh lagen im Gaswirtschaftsjahr 2016/17 sogar unter dem temperaturbereinigten Planwert von 184,6 TWh. Dies ist im Wesentlichen auf die folgenden beiden Effekte zurückzuführen:

- In Summe wiesen L-Gas-Speicher am Ende des Gaswirtschaftsjahres 2016/17 einen um 3,0 TWh geringeren Füllstand auf, was im Vergleich zur Planung zu einem geringeren Bedarf auf der EinspeiseSeite führte. Im Gegensatz dazu war im Vorjahr ein höherer Füllstand zum Ende des Gaswirtschaftsjahrs zu beobachten.
- Im Umsetzungsbericht 2017 hatten die Fernleitungsnetzbetreiber erstmals einen Abschlag von 25 % auf den Prognosewert des BVEG für die deutsche Produktion eingeführt. Der L-Gas-Anteil der deutschen Produktion lag im Gaswirtschaftsjahr 2016/17 mit 58,8 TWh zwar um ca. 12,9 TWh unter dem Prognosewert des BVEG, aber um ca. 5,0 TWh oberhalb der Planungsannahme inklusive Abschlag.

Das im Umsetzungsbericht 2017 erstmals gewählte Vorgehen, 75 % der BVEG Prognose als L-Gas-Anteil der deutschen Produktion in der Mengenbilanz zu berücksichtigen, hat sich aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber somit bewährt und wird auch im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 fortgeführt.

Der im Gaswirtschaftsjahr 2016/17 beobachtete erhöhte Bezug von Gaskraftwerken wird in den aktualisierten Verbrauchsannahmen berücksichtigt. Kompensiert wird dieser erhöhte Mengenbedarf jedoch dadurch, dass es im Jahr 2017 zu vorzeitigen Umstellungen einzelner Industriebetriebe kam, vgl. Kapitel 5.2. Änderungen der Umstellungsreihenfolge führen ebenfalls zu einer Entlastung der Mengenbilanz, so dass die aktuelle Verbrauchsprognose des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 unter der des Umsetzungsberichtes 2017 liegt.

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber und der niederländische Netzbetreiber GTS sehen damit die Annahmen aus dem Umsetzungsbericht 2017 für die Importe aus den Niederlanden als belastbare Planungsgrößen an.

5.5.3 L-Gas-Mengenbilanzen für Deutschland und die Marktgebiete

Die einzelnen Positionen der L-Gas-Mengenbilanzen bis zum Jahr 2030 werden im Folgenden unter Berücksichtigung der Analyseergebnisse des Gaswirtschaftsjahres 2016/17 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. Der parallel zu berücksichtigende Mengenrückgang beim Endenergiebedarf wird in zwei unterschiedlichen Varianten unterstellt:

- **Kaltes Jahr:** In dieser Variante wird als Startwert für das Gaswirtschaftsjahr 2017/18 der L-Gas-Mengenbedarf für den Zeitraum April 2012 bis März 2013 angesetzt. Danach erfolgt eine Temperaturbereinigung auf ein kaltes Jahr.

Abschließend wird ein Mengenrückgang gemäß Szenario I des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 unterstellt.

- **Durchschnittliches Jahr:** In dieser Variante wird als Startwert für das Gaswirtschaftsjahr 2017/18 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 ein Mengenrückgang gemäß Szenario I des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 unterstellt.

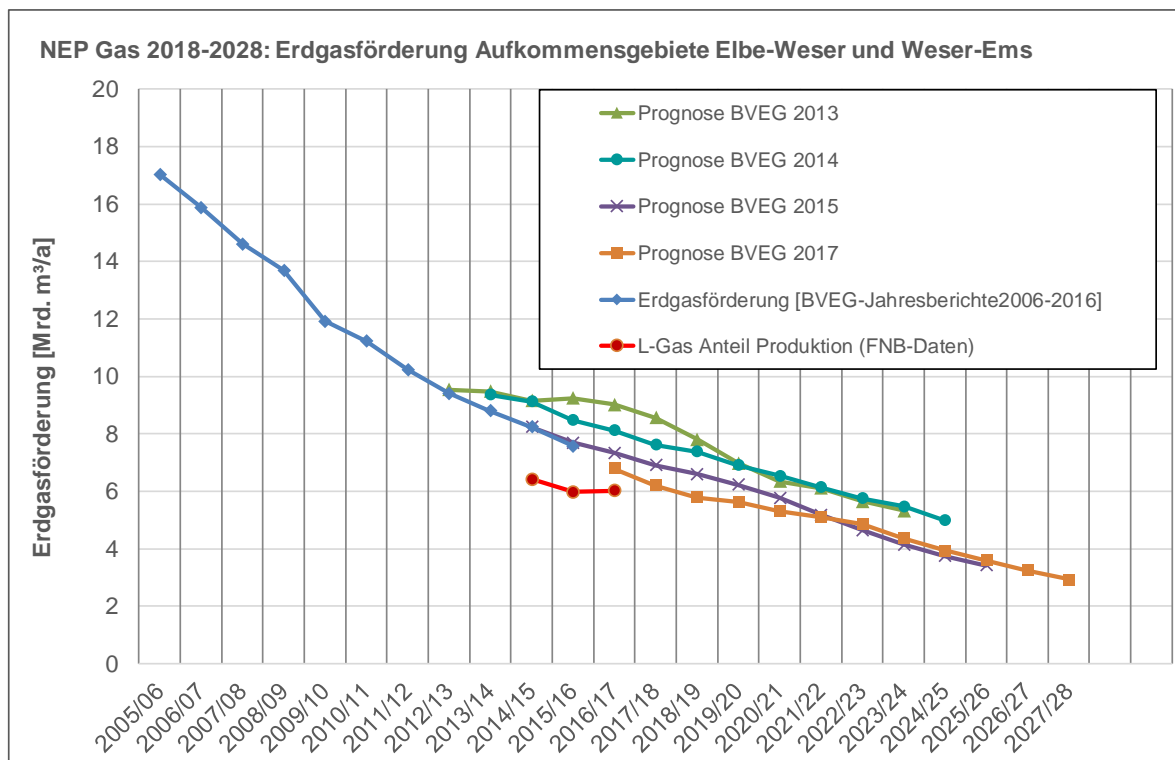
Die Temperaturbereinigung wird mit Hilfe der Gradtagszahlen der entsprechenden Jahre sowie der Gradtagszahl des langjährigen Mittels vorgenommen. Hierzu werden Angaben zu den Gradtagszahlen nach VDI-Richtlinie 3807 herangezogen. Die täglichen Gradtagszahlen geben dabei die Differenz der Tagesmitteltemperaturen 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.

Über die sich aus der Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2016/17 ergebenden Änderungen hinaus (vgl. 5.5.2) sehen die Fernleitungsnetzbetreiber keinen weiteren Anpassungsbedarf hinsichtlich der unterstellten Bedarfsentwicklung.

Inländische Produktion

Abbildung 21 zeigt die historische und prognostizierte Entwicklung der deutschen Erdgasförderung im Zeitraum 2005/06 bis 2027/28.

Abbildung 21: Erdgasförderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Produktionsdaten der Jahre 2006 (entspricht dem Gaswirtschaftsjahr 2005/06) bis 2016 (Gaswirtschaftsjahr 2015/16) basieren auf den durch den Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (BVEG, ehemals WEG) für die beiden wichtigsten deutschen Förderregionen Elbe-Weser und Weser-Ems [BVEG 2017b] veröffentlichten Zahlen. Für die Zeit ab 2016 basieren die Werte auf der Prognose der regionalen Erdgasförderung des BVEG bis zum Jahr 2028. Der vom BVEG prognostizierte Rückgang bis 2028 wird von den Fernleitungsnetzbetreibern bis 2030 fortgeschrieben. Für die L-Gas-Mengenbilanz wird ein Anteil von 75 % der Prognosewerte herangezogen.

Im Vergleich zur Prognose des Jahres 2015, die Basis für den Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 und den Umsetzungsbericht 2017 war, hat der BVEG seine Prognose zur jährlichen Erdgasförderung bis zum Jahr 2021 um durchschnittlich 9 % p.a. reduziert, während für den Zeitraum ab 2022 eine höhere Produktion als noch 2015 prognostiziert wurde.

Importe aus den Niederlanden

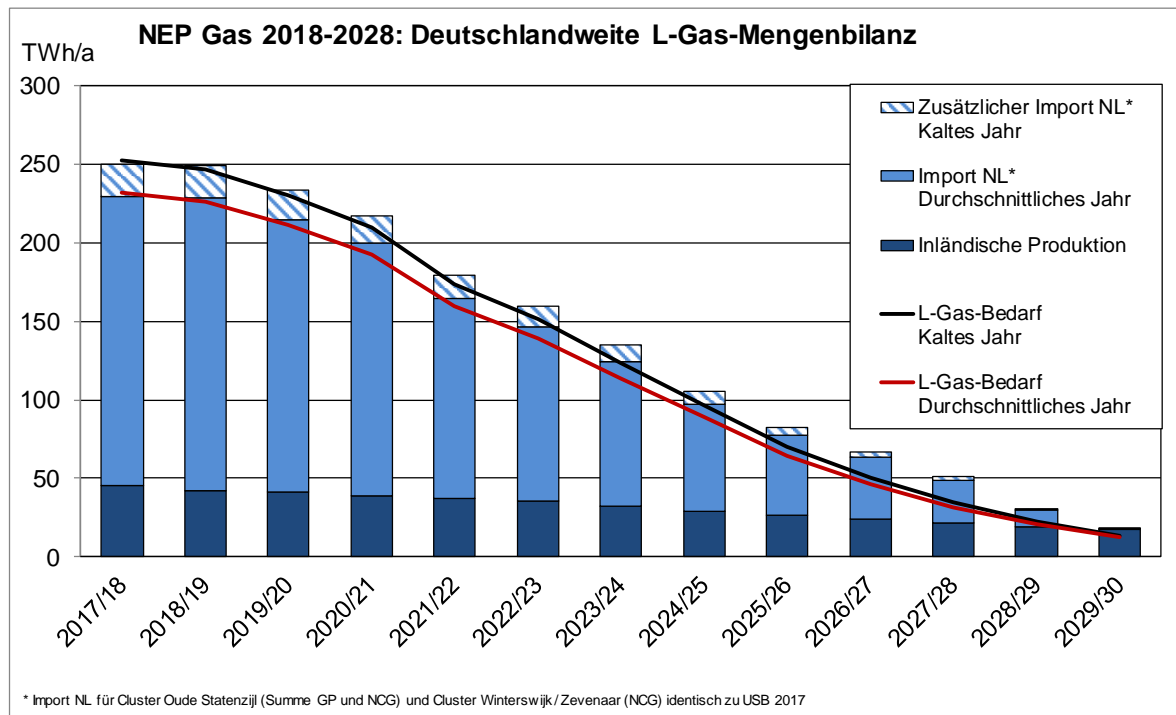
Im Rahmen der Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2016/17 wurde festgestellt, dass die realisierten Importe bis auf 0,3 % den temperaturbereinigten Annahmen aus dem Umsetzungsbericht 2017 entsprachen. Ferner zeigte sich, dass diese Importannahmen auch mit den jüngsten Beschränkungen der Groningen-Produktionsmenge noch im Einklang standen. Daher haben sich die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber in Abstimmung mit GTS dazu entschieden, diese Werte weiterhin als Planungsannahmen für die deutsche Mengenbilanz für den Netzentwicklungsplan 2018-2028 zu verwenden.

Die folgenden Abbildungen und Tabellen zeigen die deutschlandweite sowie die marktgebietsweiten L-Gas-Mengenbilanzen unter Berücksichtigung der möglichen Entwicklungen des Mengenbedarfs, der inländischen Produktion und der Importe aus den Niederlanden gemäß Umsetzungsbericht 2017.

Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz

In der Abbildung 22 und der Tabelle 27 werden die Ergebnisse der deutschlandweiten L-Gas-Mengenbilanz dargestellt. Dabei werden die aktualisierten Bedarfsannahmen der aktuellen Prognose für die inländische Produktion und den Importannahmen aus den Niederlanden gemäß Umsetzungsbericht 2017 gegenübergestellt. Zielsetzung ist eine transparentere Darstellung der Veränderungen der Mengenbilanz, die sich aus der aktualisierten Produktions- und Bedarfsentwicklung ergeben.

Abbildung 22: Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 27: Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz kaltes und durchschnittliches Jahr

Angaben in TWh/a	L-Gas-Bedarf Kaltes Jahr	L-Gas-Bedarf Durchschnittliches Jahr	Inländische Produktion	Import NL* Kaltes Jahr	Import NL* Durchschnittliches Jahr
2017/18	252,6	232,2	45,5	204,7	184,1
2018/19	246,6	226,6	42,4	206,6	186,0
2019/20	229,9	211,3	41,2	192,4	173,1
2020/21	209,8	192,9	39,0	178,6	160,8
2021/22	173,8	159,8	37,4	141,9	127,4
2022/23	151,5	139,3	35,6	123,7	110,9
2023/24	123,6	113,6	32,0	102,8	92,0
2024/25	96,5	88,7	28,9	76,9	68,5
2025/26	69,9	64,2	26,3	55,9	51,4
2026/27	50,0	46,0	23,8	42,8	39,4
2027/28	34,4	31,6	21,4	29,7	27,3
2028/29	22,4	20,6	19,3	11,1	10,2
2029/30	13,3	12,2	17,4	0,3	0,3

* Import NL für Cluster Oude Statenzijl (Summe GP und NCG) und Cluster Winterswijk / Zevenaar (NCG) identisch zu USB 2017

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Gaswirtschaftsjahr 2017/18 werden die Auswirkungen der verringerten BVEG Prognose sowie der Annahmen eines erhöhten Verbrauchs von Gaskraftwerken größtenteils durch die vorgezogene Umstellung von Industriebetrieben kompensiert. In

den Folgejahren hingegen ergibt sich eine leichte Flexibilität, die im Zeitraum bis zum Gaswirtschaftsjahr 2022/23 von zunächst 1 % bis auf 5 % ansteigt.

Im Zusammenhang mit der o. g. Flexibilität ist zu beachten, dass Realisierung der Bedarfs- und Produktionsmengen sich außerhalb der Einflussosphäre der Fernleitungsnetzbetreiber befindet, sondern vielmehr marktbasierten Gesichtspunkten unterliegt, die ihrerseits durch zahlreiche externe Faktoren beeinflusst werden. Bei der Betrachtung der Mengenbilanz sind daher auch stark mit Unsicherheit behaftete Aspekte zu berücksichtigen, u. a. die folgenden:

Beim inländischen Bedarf haben sich in der Vergangenheit größere Schwankungen gezeigt, wie beispielsweise zwischen den Plannahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 und denen des Umsetzungsberichts 2017. Hinsichtlich des Bezugs von Gaskraftwerken ist eine weitere Steigerung denkbar, beispielsweise aufgrund einer Abschaltung von Kohlekraftwerken in Deutschland oder von Atomkraftwerken im benachbarten Ausland.

Bei der Betrachtung der jeweiligen Prognosen für die inländische Produktion ist zwischen Prognosen aus den einzelnen Jahren ein Rückgang zu erkennen. Es bleibt abzuwarten, ob dieser Rückgang mit der jüngsten Prognose beendet wurde oder sich in der Zukunft weiter fortstrebt.

Von daher ist die ab 2018/19 nur knapp positive Mengenbilanz nach Ansicht der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber nicht als Signal der Entspannung zu verstehen, sondern vielmehr als zwingende Notwendigkeit, die Marktraumumstellung weiter voranzutreiben. Denn gerade hier gibt es eine hohe Abhängigkeit sowohl vom Dienstleistungsmarkt als auch von der zeitgerechten Inbetriebnahme geplanter Ausbaumaßnahmen. Während die vorgezogene Umstellung von Industriebetrieben in 2017 zu einer Entlastung der Mengenbilanz führte, könnten Verzögerungen bei der Umstellung einzelner Gebiete zukünftig auch zu einer nachhaltigen Belastung der Mengenbilanz führen.

Marktgebietsweite L-Gas-Mengenbilanzen

Für die Erstellung der marktgebietsweiten L-Gas-Mengenbilanzen wird der verbleibende Bedarf analog der deutschlandweiten Bilanz aus dem Absatz der zugehörigen Umstellungsbereiche ermittelt.

Die inländische Produktion wird wie folgt auf die beiden Marktgebiete aufgeteilt:

Für das Marktgebiet NCG werden anteilige Aufspeisungen aus deutscher Produktion am Marktgebietsübergang Steinbrink zu GASPOOL angesetzt. Der restliche Anteil der Produktion wird zur Versorgung des Marktgebiets GASPOOL berücksichtigt.

Als weitere Quelle zur Versorgung des Marktgebiets GASPOOL stehen Importe über den Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl zur Verfügung.

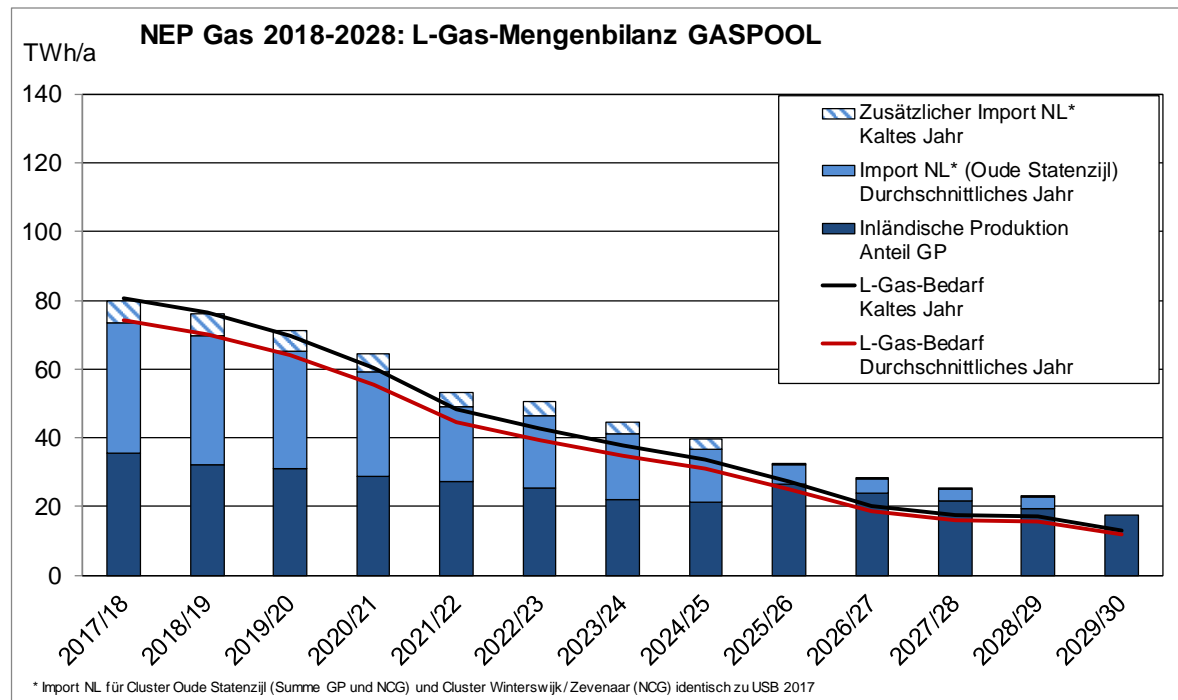
Im Marktgebiet NCG erfolgt eine Aufteilung der Importe auf die Grenzübergangspunkte Oude Statenzijl, Elten/ Zevenaar und Winterswijk/ Vreden. Dem Grenzübergang Oude Statenzijl zugeordnete Mengen können über den bestehenden Marktgebietsübergang aus dem Marktgebiet GASPOOL in das Marktgebiet NCG transportiert werden.

Teilmengen zur Versorgung des Marktgebiets NCG können alternativ über den Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl oder über die Grenzübergangspunkte Elten / Zevenaar und Winterswijk / Vreden bezogen werden. In den folgenden marktgebietsweiten Mengenbilanzen wurde die Beschäftigung des Marktgebietsübergangs im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2017 angepasst, um eine gleichmäßige Versorgung beider Marktgebiete im Zeitraum bis 2030 zu erreichen.

L-Gas-Mengenbilanz GASPOOL

In der Abbildung 23 und der Tabelle 28 werden die Ergebnisse der GASPOOL-L-Gas-Mengenbilanz dargestellt. Die im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2017 reduzierte Prognose für die deutsche Produktion führt nicht zu einer Erhöhung der Annahmen für die jährlichen Gesamtimportmengen am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl, da der höhere Mengenbedarf für das Marktgebiet GASPOOL durch eine geringere Beschäftigung des Marktgebietsübergangs zu NCG kompensiert werden kann.

Abbildung 23: L-Gas-Mengenbilanz GASPOOL



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 28: L-Gas-Mengenbilanz GASPOOL kaltes und durchschnittliches Jahr

Angaben in TWh/a	L-Gas-Bedarf Kaltes Jahr	L-Gas-Bedarf Durchschnittliches Jahr	Inländische Produktion Anteil GP	Import NL* (Oude Statenzijl) Kaltes Jahr	Import NL* (Oude Statenzijl) Durchschnittliches Jahr
2017/18	80,6	74,1	35,4	44,7	38,1
2018/19	76,3	70,2	32,3	43,8	37,6
2019/20	69,9	64,3	31,1	40,0	34,2
2020/21	60,4	55,5	28,9	35,7	30,5
2021/22	48,3	44,4	27,3	26,0	21,7
2022/23	42,8	39,4	25,5	24,9	21,1
2023/24	37,9	34,8	21,9	22,7	19,3
2024/25	33,7	30,9	21,4	18,2	15,2
2025/26	27,4	25,2	26,3	6,3	5,8
2026/27	20,1	18,5	23,8	4,7	4,3
2027/28	17,4	16,0	21,4	3,8	3,5
2028/29	17,1	15,7	19,3	3,8	3,5
2029/30	13,0	12,0	17,4	0,0	0,0

* Import NL für Cluster Oude Statenzijl (Summe GP und NCG) und Cluster Winterswijk / Zevenaar (NCG) identisch zu USB 2017

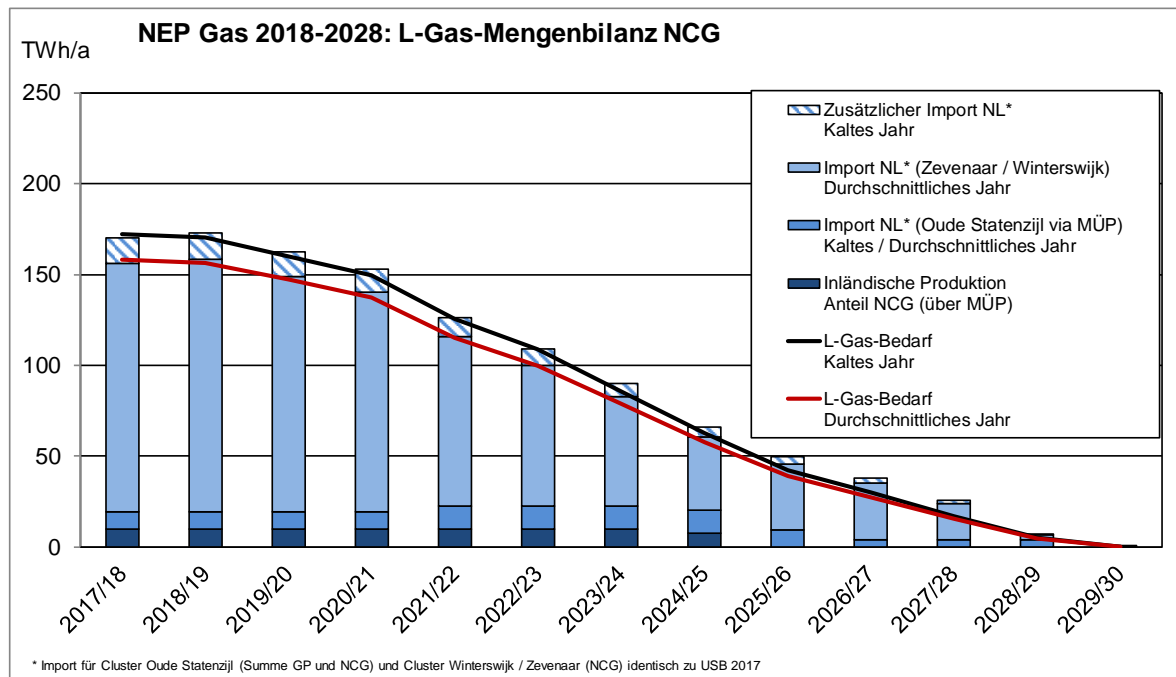
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

L-Gas-Mengenbilanz NCG

In der Abbildung 24 und der Tabelle 29 werden die Ergebnisse der NCG-L-Gas-Mengenbilanz dargestellt. Im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2017 wird die Mengenbilanz durch die aktualisierte Umstellungsplanung über den gesamten Zeitraum entlastet. Insbesondere sorgen die im Jahr 2017 vorgenommenen vorgezogenen Umstellungen einzelner Industriebetriebe bereits im Jahr 2017/18 für einen geringeren Bedarf, obwohl im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2017 eine höhere Beschäftigung von Gaskraftwerken unterstellt wurde.

Wie oben beschrieben, wird im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2017 eine geringere Beschäftigung des Marktgebietsübergangs zwischen GASPOOL und NCG unterstellt, um eine gleichmäßige Versorgung der beiden Marktgebiete zu erreichen.

Abbildung 24: L-Gas-Mengenbilanz NCG



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 29: L-Gas-Mengenbilanz NCG - kaltes und durchschnittliches Jahr

Angaben in TWh/a	L-Gas-Bedarf Kaltes Jahr	L-Gas-Bedarf Durchschnittliches Jahr	Inländische Produktion Anteil NCG (über MÜP)	Import NL* (Oude Statenzijl via MÜP) Kaltes / Durchschnittliches Jahr	Import NL* (Zevenaar / Winterswijk) Kaltes Jahr	Import NL* (Zevenaar / Winterswijk) Durchschnittliches Jahr
2017/18	172,0	158,1	10,1	9,5	150,6	136,5
2018/19	170,3	156,5	10,1	9,5	153,3	138,9
2019/20	160,0	147,1	10,1	9,5	142,9	129,4
2020/21	149,4	137,3	10,1	9,5	133,5	120,7
2021/22	125,5	115,3	10,1	12,6	103,3	93,1
2022/23	108,7	99,9	10,1	12,6	86,2	77,3
2023/24	85,7	78,8	10,1	12,6	67,4	60,1
2024/25	62,8	57,7	7,5	12,6	46,1	40,6
2025/26	42,5	39,1	0,0	9,5	40,2	36,1
2026/27	29,9	27,5	0,0	3,9	34,2	31,2
2027/28	17,0	15,6	0,0	3,9	22,0	19,9
2028/29	5,3	4,8	0,0	3,9	3,4	2,8
2029/30	0,3	0,3	0,0	0,0	0,3	0,3

* Import NL für Cluster Oude Statenzijl (Summe GP und NCG) und Cluster Winterswijk / Zevenaar (NCG) identisch zu USB 2017

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.6 Anzahl der jährlichen Geräteanpassungen

Das Jahr 2018 ist bereits das vierte Jahr mit Geräteanpassungen der mit dem Netzentwicklungsplan Gas 2013 auf den Weg gebrachten deutschlandweiten L-H-Gas-Umstellung. Alle Umstellungsplanungen seit 2013 haben einen stetigen Anstieg der

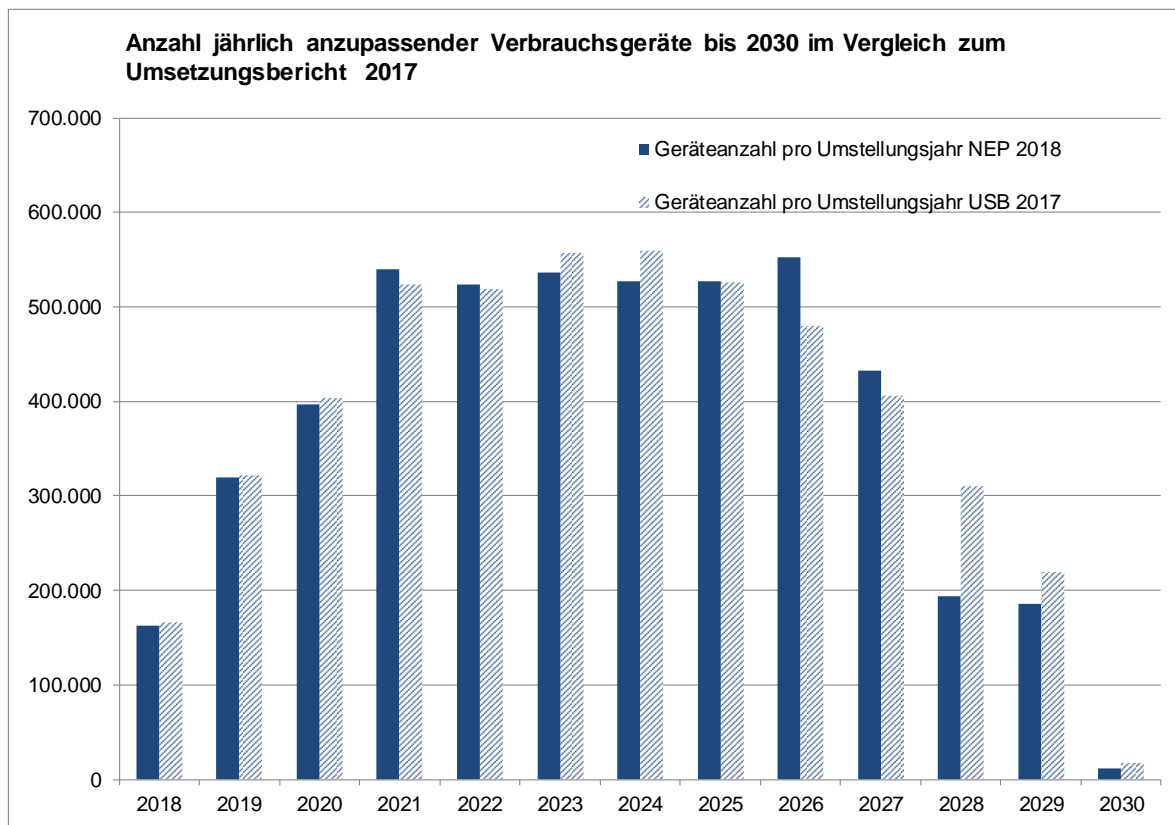
jährlichen Gerätezahlen berücksichtigt, um den Aufbau von Ressourcen und die Qualifikation von Personal für die Durchführung der Geräteanpassungen zu gewährleisten. Erst ab 2021 wird in der aktuellen Umstellungsplanung die Größenordnung der maximal jährlich anzupassenden Geräteanzahl erreicht. Für den Zeitraum bis einschließlich 2021 sind die erforderlichen Umstellungsfahrpläne als Grundlage zur Durchführung der Marktraumumstellung in den betroffenen Bereichen weitestgehend mit den Verteilernetzbetreibern abgeschlossen.

Für die Umstellungsjahre bis einschließlich 2024 ist die Entwicklung der benötigten Umstellungskonzepte weit fortgeschritten. Dabei wurde insbesondere eine Glättung der Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte pro Jahr erreicht. Solange sich die Planungsprämissen nicht grundlegend ändern sind nur noch wenige Anpassungen bei den Umstellungskonzepten für die Jahre bis 2024 zu erwarten.

Für den Umstellungszeitraum ab 2025 liegen wenige abgestimmte Umstellungsplanungen vor. Hier wird es im Umsetzungsbericht 2019 und dem Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 weitere Änderungen geben, um gerade auch hier eine Glättung und eine schrittweise Reduzierung der Anzahl der jährlich anzupassenden Verbrauchsgeräte zu erreichen.

In Abbildung 25 wird der Vergleich der anzupassenden Gerätezahlen gegenüber dem Umsetzungsbericht 2017 dargestellt.

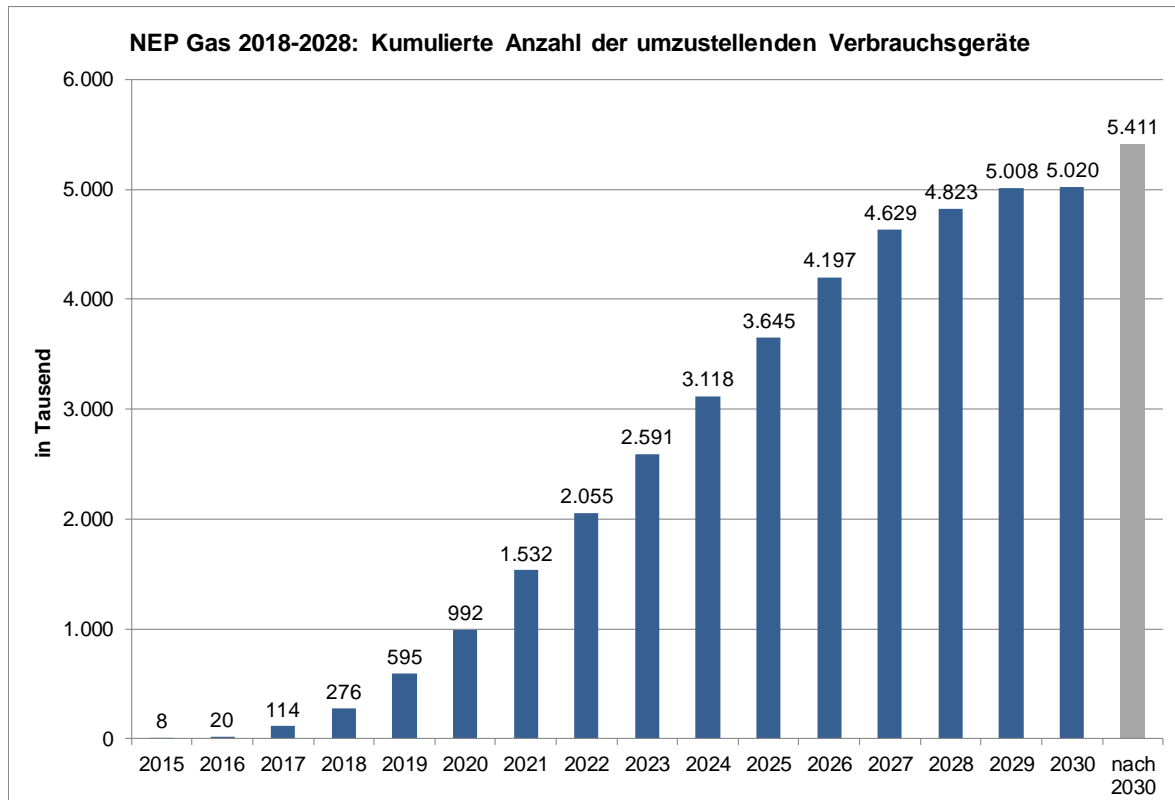
Abbildung 25: Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte pro Jahr in den bis 2030 benannten Umstellungsbereichen



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In Abbildung 26 wird zusätzlich die kumulierte Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte im Zeitraum der Marktraumumstellung von 2015 bis nach 2030 dargestellt.

Abbildung 26: Kumulierte Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte von 2015 bis nach 2030



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.7 Umstellungsbereiche

5.7.1 Festlegung der Umstellungsbereiche

Aufgrund des kontinuierlichen Rückgangs der L-Gas-Produktion in Deutschland bestand bereits ab 2015 die Notwendigkeit zur Umstellung von Netzbereichen auf eine Versorgung mit H-Gas. Aus diesem Anlass haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Jahr 2015 mit der Marktraumumstellung begonnen.

Die Umstellung von Netzbereichen auf eine Versorgung mit H-Gas ist organisatorisch sehr aufwendig 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 sehr enge Zusammenarbeit mit den Verteilernetzbetreibern zu erreichen. Die in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen sowie dem Umsetzungsbericht beschriebenen Konzepte der Umstellungsbereiche wurden gemeinsam mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern konkretisiert.

Eine Auflistung aller direkt und indirekt angeschlossenen Verteilernetzbetreiber und deren Zuordnung zu den Umstellungsbereichen befindet sich in der NEP-Gas-Datenbank. Abhängigkeiten verschiedener Umstellungsbereiche bzgl. der Umstellungsreihenfolge werden für die Bereiche, für die bereits Detailplanungen vorliegen, ebenfalls in der NEP-Gas-Datenbank beschrieben.

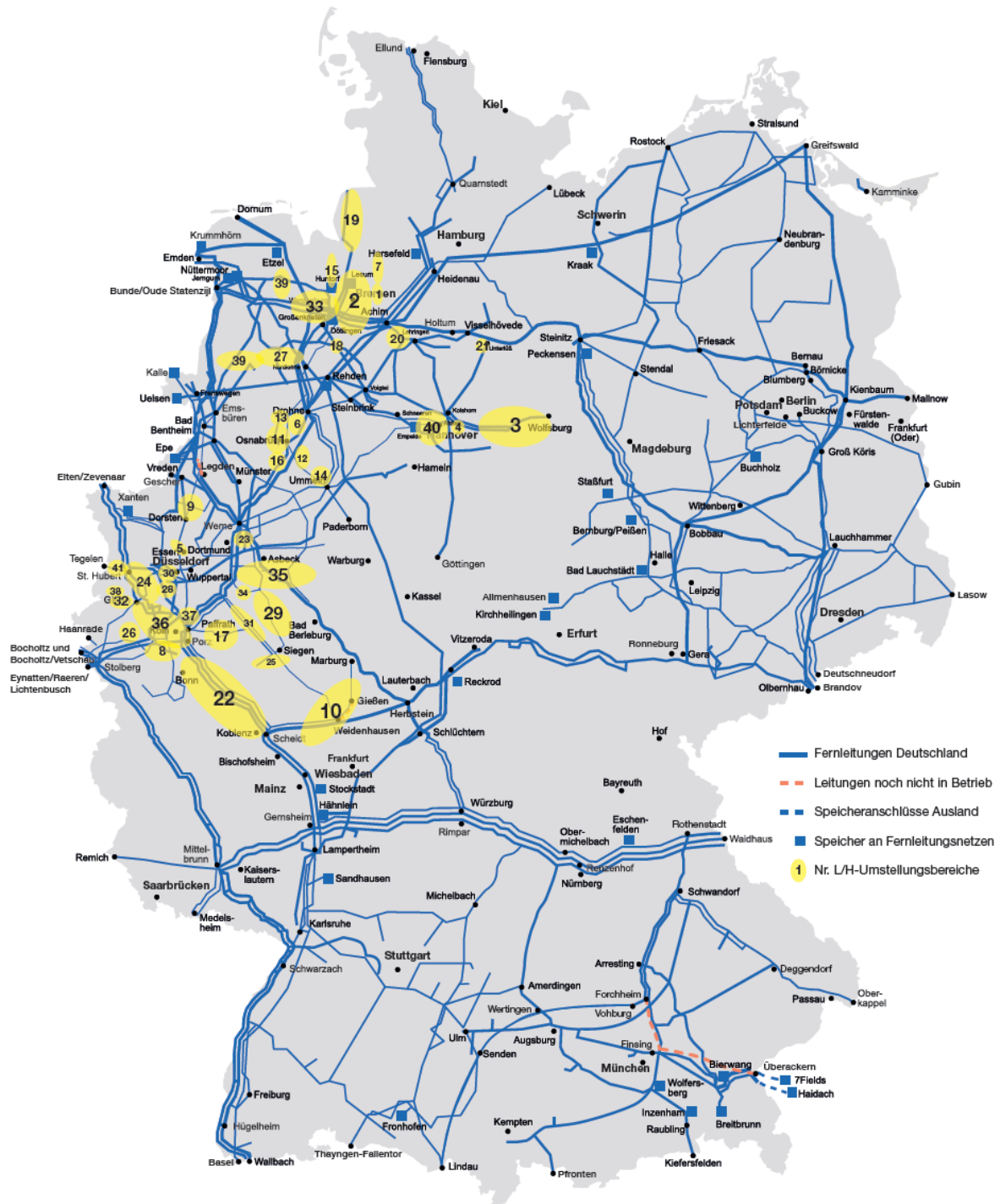
Im Zuge der guten Zusammenarbeit mit den Verteilernetzbetreibern konnten die Umstellungskonzepte für die geplanten Bereiche bereits größtenteils bis 2024 abgestimmt werden.

Der L-H-Gas-Umstellungsprozess ist ein kontinuierlicher, rollierender Prozess, der bis zur vertraglichen Fixierung ständigen Anpassungen unterworfen ist. Für die Modellierungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 wurde als Stichtag der 01. November 2017 gewählt, um zur Veröffentlichung des Konsultationsdokuments im Februar 2018 termingerecht Modellierungsergebnisse zu erzielen. Änderungen, die sich bis zum 01. April 2018 ergeben haben, sind nicht Bestandteil der zuvor gezeigten Bilanzen und Auswertungen und werden rein informativ im Dokument beschrieben. Die sich zwischen den Netzentwicklungsplänen ergebenden Änderungen und Anpassungen werden im jeweiligen Umsetzungsbericht berücksichtigt.

5.7.2 Übersicht der Umstellungsbereiche

Die folgende Abbildung 27 zeigt die Umstellungsbereiche für die Jahre bis 2024. Die Größe der gelb dargestellten Formen stehen symbolisch für den Leistungsbedarf des umzustellenden Bereichs.

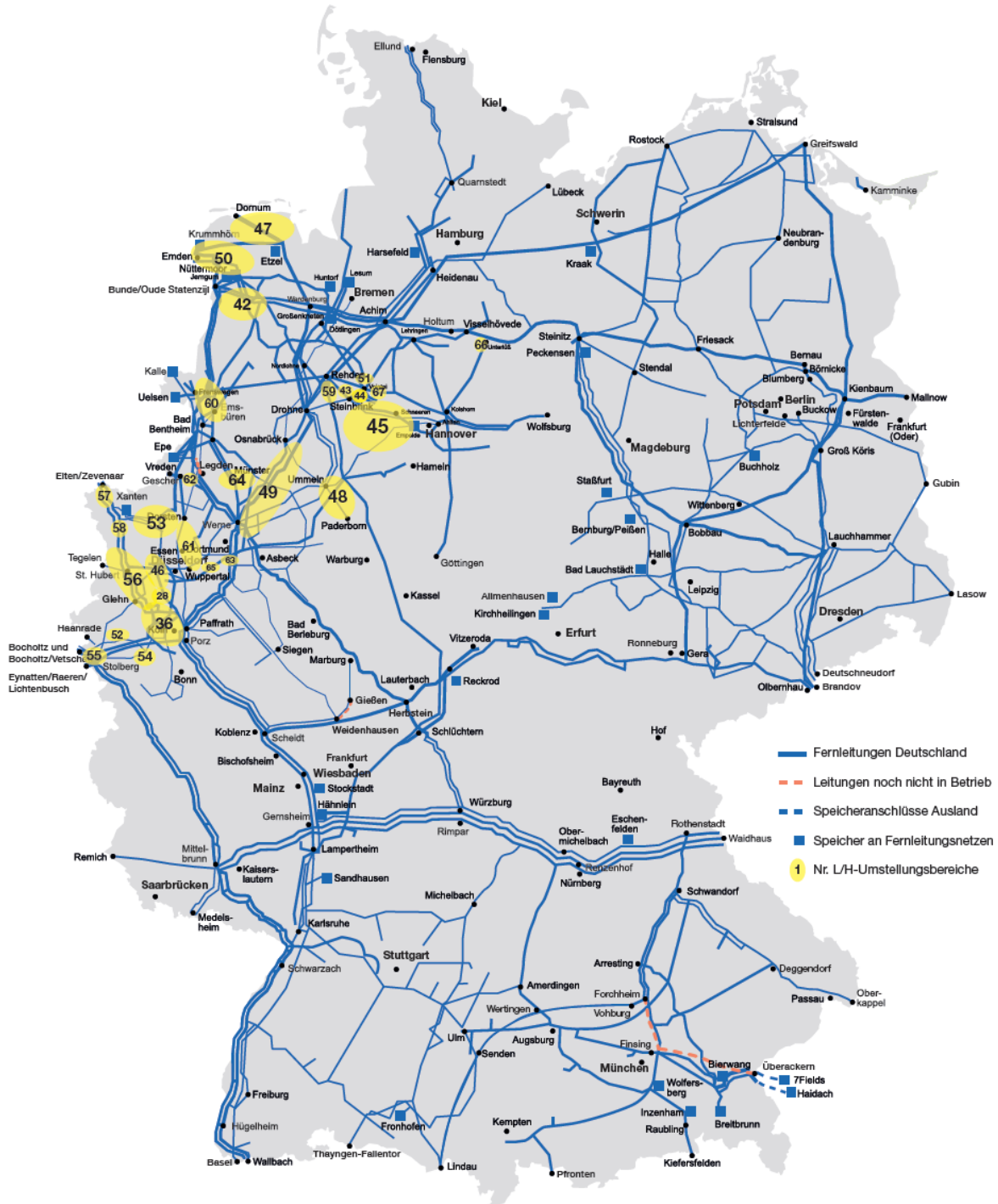
Abbildung 27: Umstellungsbereiche bis 2024



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Abbildung 28 zeigt die Umstellungsbereiche für die Jahre 2025 bis 2030.

Abbildung 28: Umstellungsbereiche 2025 bis 2030



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Tabelle 30 zeigt eine Übersicht über alle Umstellungsbereiche. Die in diesem Vorschlag dargestellten Umstellungszeitpunkte und die Strukturierungsmöglichkeiten bei der Umstellung von größeren Bereichen wurden mit den Verteilernetzbetreibern konkretisiert. Eine punktscharfe Auflistung der Umstellungsbereiche bis 2030 mit rund 1.100 umzustellenden Netzkopplungs- und Netzanschlusspunkten findet sich darüber hinaus in der NEP-Gas-Datenbank. Die indikativen Umstellungszeitpunkte beziehen sich jeweils auf das genannte Kalenderjahr.

Tabelle 30: Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche

Nr. im NEP Gas 2018-2028	Bereich	Kennung im NEP Gas 2018-2028	FNB	Umstellungszeitpunkt NEP Gas 2018-2028	Umstellungszeitpunkt USB 2017
1	Posthausen I	CB3-01	GTG	2018	2018
2	Bremen/Delmenhorst	BD1-03	GUD	2018	2018
3	Hannover Ost/Wolfsburg	AVHO-01	GUD	2018	2018
4	Peine	PEI-02	GUD	2018	2018
5	Essen	ESS-01	OGE	2018	2029
6	Teutoburger Wald 2	TW2-01	OGE	2018	2018
7	Posthausen II	CB2-03	GTG	2019	2019
2	Bremen/Delmenhorst	BD1-04	GUD	2019	2019
3	Hannover Ost/Wolfsburg	AVHO-02	GUD	2019	2019
8	Bonn	BON-02	OGE	2019	2019
9	Marl	MAR-01	OGE	2019	2019
10	Mittelhessen	MHE-01	OGE	2019	2019
11	Osnabrück	OSN-01	OGE	2019	2019
12	Teutoburger Wald 3	TW3-01	OGE	2019	2019
13	Teutoburger Wald 4	TW4-01	OGE	2019	2019
14	Teutoburger Wald 6	TW6-02	OGE	2019	2019
15	EWE-Zone Teil I	EW1-03	GTG	2020	2020
2	Bremen/Delmenhorst	BD1-05	GUD	2020	2020
3	Hannover Ost/Wolfsburg	AVHO-03	GUD	2020	2020
16	Teutoburger Wald 5	TW5-01	Nowega	2020	2020
8	Bonn	BON-07	OGE	2020	2020
10	Mittelhessen	MHE-02	OGE	2020	2020
16	Teutoburger Wald 5	TW5-01	OGE	2020	2020
17	Aggertalleitung	AGG-04	OGE	2020	2020
17	Aggertalleitung	AGG-04	TG	2020	2020
18	EWE-Zone Teil II	EW2-03	GTG	2021	2021
3	Hannover Ost/Wolfsburg	AVHO-04	GUD	2021	2021
19	Bremen Nord/Osterholz Scharmbeck/Bremerhaven/Cuxhaven	CUX-01	GUD	2021	2021
20	Verden	VER-02	GUD	2021	2021
21	Bereich Munster Gockenholz	MUG-01	Nowega	2021	2030
10	Mittelhessen	MHE-03	OGE	2021	2021
22	Mittelrhein	MRH-01	OGE	2021	2021
23	Oberaden	OPA-02	OGE	2021	2021
24	Rheinland	RHL-01	OGE	2021	2021
25	Westerwald/Sieg	WWS-01	OGE	2021	2021
17	Aggertalleitung	AGG-05	TG	2021	2021
24	Rheinland	RHL-01	TG	2021	2021
26	Bergheim 1	BER-02	TG	2021	2021
27	EWE-Zone Teil III	EW3-03	GTG	2022	2022
22	Mittelrhein	MRH-02	OGE	2022	2022
25	Westerwald/Sieg	WWS-02	OGE	2022	2021
28	Düsseldorf	DDO-01	OGE	2022	2028
29	Südwestfalen	SÜW-03	OGE	2022	2022
30	Willich	WIL-04	OGE	2022	2022
31	Wipperfürth - Niederschelden	WIN-05	OGE	2022	2022
28	Düsseldorf	DDO-01	TG	2022	2028
30	Willich	WIL-04	TG	2022	2022
31	Wipperfürth - Niederschelden	WIN-05	TG	2022	2022
32	Mönchengladbach	MÖN-01	TG	2022	2022
33	EWE-Zone Teil IV	EW4-03	GTG	2023	2023
22	Mittelrhein	MRH-04	OGE	2023	2023
28	Düsseldorf	DDO-02	OGE	2023	2028
34	Elverlingsen	ELV-01	OGE	2023	2023

Nr. im NEP Gas 2018-2028	Bereich	Kennung im NEP Gas 2018-2028	FNB	Umstellungszeitpunkt NEP Gas 2018-2028	Umstellungszeitpunkt USB 2017
35	Hagen - Iserlohn - Ergste	HAG-04	OGE	2023	2023
36	Köln - Bergisch Gladbach	KDL-04	OGE	2023	2023
37	Radevormwald	RAD-02	OGE	2023	2023
38	Viersen - Willich	VIW-03	OGE	2023	2024
28	Düsseldorf	DDO-02	TG	2023	2028
36	Köln - Bergisch Gladbach	KDL-04	TG	2023	2023
38	Viersen - Willich	VIW-03	TG	2023	2024
39	EWE-Zone Teil V	EW5-03	GTG	2024	2024
31	Wipperfürth - Niederschelden	WIN-04	OGE	2024	2024
36	Köln - Dormagen	KDL-06	OGE	2024	2024
37	Radevormwald	RAD-04	OGE	2024	2024
40	Hannover Ost	DRA-06	OGE	2024	2024
41	Kaldenkirchen	KAL-02	OGE	2024	2024
36	Köln - Dormagen	KDL-06	TG	2024	2024
37	Radevormwald	RAD-04	TG	2024	2024
42	EWE-Zone Teil VI	EW6-03	GTG	2025	2025
43	Bereich Lemförde	LEM-02	Nowega	2025	2025
44	Petershagen	PET-03	Nowega	2025	2025
28	Düsseldorf	DDO-03	OGE	2025	2028
36	Köln - Dormagen	KDL-05	OGE	2025	2025
45	Drohne - Ahlten	DRA-07	OGE	2025	2025
46	Neuss	NES-01	OGE	2025	2028
28	Düsseldorf	DDO-03	TG	2025	2028
36	Köln - Dormagen	KDL-05	TG	2025	2025
47	EWE-Zone Teil VII	EW7-03	GTG	2026	2026
48	Bielefeld/Paderborn	BPD-01	GUD	2026	2026
49	Werne - Ummeln - Drohne	WUD-03	OGE	2026	2026
50	EWE-Zone Teil VIII	EW8-02	GTG	2027	2027
51	Zone Westnetz	WES-02	GTG	2027	2027
48	Bielefeld/Paderborn	BPD-02	GUD	2027	2026
49	Werne - Ummeln - Drohne	WUD-04	OGE	2027	2029
52	Rommerskirchen/Kerpen	ROK-02	OGE	2027	2027
53	Sonsbeck - Dorsten	SOD-03	OGE	2027	2027
52	Rommerskirchen/Blatzheim	ROB-01	TG	2027	2027
53	Sonsbeck - Oberhausen	SOO-01	TG	2027	2027
54	Hürth/Brühl/Bergheim 2	HBB-02	TG	2027	2027
55	Weisweiler/Düren	WED-01	TG	2027	2027
49	Werne - Ummeln - Drohne	WUD-05	OGE	2028	2029
56	Krefeld - Langenfeld	HÜW-03	OGE	2028	2028
56	Krefeld - Langenfeld	HÜW-03	TG	2028	2028
57	Emmerich	EMM-01	TG	2028	2028
57	Kalkar	KAK-01	TG	2028	2028
58	Hamb/Kapellen/Aldekerk	HKA-01	TG	2028	2028
44	Petershagen Messlinger Straße	PMS-01	Nowega	2029	2029
59	Bereich Rehden-Lengerich	REL-01	Nowega	2029	2029
60	Emsland II	EM2-02	Nowega	2029	2029
61	Dorsten - Leichlingen	DOL-03	OGE	2029	2029
62	Gescher	MÜN-05	OGE	2029	2029
63	Hagen	HGN-01	OGE	2029	2025
64	Münsterland	MÜN-06	OGE	2029	2029
65	Wuppertal	WUP-01	TG	2029	2029
66	Unterlüß-Gockenholz	UGO-01	GUD	2030	2030
67	Bereich Voigtei	VOI-01	Nowega	2030	2030

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.8 Detaillierte Erläuterung der Umstellungsbereiche der jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber von 2018-2029

5.8.1 Netzgebiet GUD

Das Netz der GUD ist direkt vom inländischen Produktionsrückgang betroffen, was insbesondere auch Auswirkungen auf die verfügbaren Transport-Kapazitäten hat.

Zusätzlicher Bedarf entsteht durch zukünftig deutlich erhöhte interne Bestellungen sowie ein neues „Kraftwerk VW“ und kann am effizientesten durch die Umstellung von Netzbereichen abgedeckt werden.

Aufgrund des vorhandenen Zugangs zu verschiedenen Grenzübergangspunkten – insbesondere auch Zugang zu Importen aus Russland über die NEL – stehen aktuell innerhalb des Netzes der GUD ausreichende H-Gas-Kapazitäten zur Verfügung, um eine Umstellung zu ermöglichen.

Zur Gewährleistung eines geordneten Umstellungsprozesses ist es erforderlich, schrittweise qualifiziertes Personal für diesen Vorgang aufzubauen. Daher werden zunächst kleinere Bereiche identifiziert und für die Umstellung vorgesehen. Im Netz der GUD besteht die Möglichkeit zur sukzessiven Umstellung von kleineren Bereichen.

Die bis 2027 geplanten Bereiche lassen sich in unterschiedliche Regionen zusammenfassen, die jeweils durch die Antransport-Route des für die Umstellung benötigten H-Gases charakterisiert sind. Die Umstellungsreihenfolge innerhalb der Regionen ist in der Regel durch den H-Gas-Antransport bestimmt.

Peine, Hannover Ost/ Wolfsburg und Verden (2018-2021)

Die Bereiche zwischen Luttum und Peine (vgl. Tabelle 30) werden sukzessiv auf H-Gas umgestellt. Das für die Umstellung benötigte H-Gas wird über das Netz der Nowega an der Station Voigtei bereitgestellt. Von dort ausgehend werden nacheinander die Stationen entlang der Leitungen von Nienburg ausgehend in Richtung Osten und Norden umgestellt. Die in einer Phase jeweils nicht umgestellten Stationen werden von der Station Kolshorn aus mit L-Gas versorgt. Das benötigte L-Gas wird über die Station Lehringen und die Leitung 9038 (Lehringen-Kolshorn) nach Kolshorn transportiert. Die Trennung zwischen den Gasqualitäten erfolgt bei den jeweiligen Umstellungsteilschritten durch vorhandene Streckenarmaturen.

Der Start der Umstellung in diesem Gebiet erfolgte im Jahre 2017 mit den Umstellungsbereichen „Nienburg/ Neustadt/ Hannover Nord“. Im Jahr 2018 wird mit den Bereichen „Peine, Hannover Ost/ Wolfsburg“ begonnen. Der Bereich „Hannover Ost/ - Wolfsburg“ wird sukzessive bis 2021 umgestellt.

Mit Abschluss der Umstellung dieses Bereiches wird H-Gas über die Leitung Achim-Luttum-Kolshorn in dieses Gebiet transportiert werden. Dieser Schritt erfolgt koordiniert mit der Umstellung des Bereichs „Verden“, dessen Stationen an der Leitung von Achim nach Kolshorn vor Luttum liegen.

Bremen/ Delmenhorst (2017-2020)

Der Umstellungsbereich „Bremen/Delmenhorst“ (vgl. Tabelle 30) umfasst die gesamten Netze der genannten Städte mit Ausnahme des nördlichen Teils des Netzes der wesernetz Bremen (nördlich der „Lesum“), der über die Station „Bremen Nord“ versorgt wird. Mit den ersten Umstellungen des Gebietes wurde im Jahr 2017 bereits begonnen.

Für die Umstellung der Bereiche liegen abgestimmte Umstellungsfahrpläne vor, die auch Basis für die zeitliche Nennung der Stationen (vgl. NEP-Gas-Datenbank) sind. Im Rahmen der Umstellung der Gasqualität erfolgte die Bereinigung einer Überlappung zum Marktgebiet NCG.

Bremen Nord/ Osterholz Scharmbeck/ Bremerhaven/ Cuxhaven (2021)

Beim Umstellungsbereich „Bremen Nord/ Osterholz Scharmbeck/ Bremerhaven/ Cuxhaven“ (vgl. Tabelle 30) wird der nördliche Bereich umgestellt, der von Ganderkesee aus über die Leitung Ganderkesee-Bremerhaven sowie Bremerhaven-Cuxhaven versorgt wird. Der Bereich beinhaltet den nördlichen Teil des Netzes der wesernetz Bremen und reicht über Bremerhaven bis Cuxhaven. Es besteht eine Abhängigkeit zwischen dem Umstellungsbereich Bremen Nord / Osterholz Scharmbeck/ Bremerhaven/ Cuxhaven (2021) und den Bereichen „Posthausen I und II“ der GTG Nord.

Bielefeld/ Paderborn (2026/2027)

Die Umstellung dieses Bereiches erfolgt zusammen mit dem Bereich Werne-Ummeln-Drohe bereits im Jahr 2026. Dieser Bereich wird zeitlich vorgezogen aufgrund der Produktionseinschränkungen im Groningen Feld (vgl. Kapitel 5.1).

In Abstimmung zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und den Verteilernetzbetreibern in 2017 wurde die Umstellung in dem Gebiet um das Jahr 2027 erweitert. Die Versorgung der SW Bielefeld im Jahr 2027 wird über den H-Gas Anschluss an der GASCADE mit einer durch die SW Bielefeld bereits heute betriebenen technischen Konvertierung erfolgen. Eine detaillierte Umstellungsplanung/ Strukturierung des Gebietes wird in 2018 ff. erfolgen.

5.8.2 Netzgebiet Nowega

Teutoburger Wald 5 (Nowega-Anteil Stadtwerke Lengerich) (2020)

Im Umstellungsbereich „Teutoburger Wald 5“ der OGE erfolgt die Teilumstellung der Stadtwerke Lengerich. Diese befinden sich mit Teilen der städtischen Versorgung in einer Marktgebietsüberlappung mit NCG (OGE) und GASPOOL (Nowega). Der OGE-Anteil soll in 2020 vollständig, der Nowega-Anteil in einem ersten Schritt 2020, in einem zweiten Schritt 2029 auf H-Gas umgestellt werden. Diese Umstellung erfordert bei Nowega keine Aus- bzw. Umbaumaßnahmen.

Munster/ Gockenholz (2021)

Dieser Netzbereich wurde im Rahmen der Überarbeitung der L-H-Gas-Umstellungsplanung für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 von 2030 auf 2021 vorgezogen und beinhaltet neben der Umstellung der Stadtwerke Munster zusätzlich zwei Industriekunden. Aufgrund der speziellen Versorgungssituation ist das Vorziehen dieses Umstellungsbereiches Voraussetzung und zugleich Bestandteil weiterer Umstellvorhaben.

Voigtei (2030)

Die Umstellung dieses Bereiches ist im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 für das Jahr 2030 vorgesehen. Derzeit laufen Gespräche über eine Vorziehung dieses Umstellungsbereiches. Es wird konkret geprüft, ob die Umstellung auf das Jahr 2023 vorgezogen werden könnte, was zu einer beschleunigten Umstellungsplanung führen würde. Der Umstellungsbereich beinhaltet jeweils einen Abnahmepunkt der Avacon Hochdrucknetz und der Gelsenwasser Energienetze sowie zwei Industriekunden. Aufgrund der oben erwähnten Stichtagsregelung (Stichtag für die L-H-Gas-Umstellungsplanung im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 ist der 01. November 2017) konnte diese mögliche Änderung nicht mehr in den Planungsprozess für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 einbezogen werden.

Petershagen (2025)/ Lemförde (2025)/ Petershagen Messlinger Straße (2029)

Im Umstellungsbereich „Drohne-Ahlten“ der OGE erfolgt u. a. die Umstellung von Bereichen, in denen die Westnetz GmbH Verteilernetzbetreiber ist. Diese befinden sich mit Teilen der Versorgung in einer Marktgebietsüberlappung mit NCG (OGE) und GASPOOL (Nowega). Diese Überlappung wird im Zuge der Marktraumumstellung durch eine vollständige Versorgung dieses Gebietes durch OGE (im H-Gas) bereinigt. Die Umstellung erfordert bei Nowega keine Aus- bzw. Umbaumaßnahmen. Der Umstellungsbereich Lemförde beinhaltet darüber hinaus die Umstellung eines direkt angeschlossenen Industriekunden. In diesem Zuge erfolgt die vollständige Versorgung durch OGE.

Der Teilbereich Petershagen Messlinger Straße verbleibt im L-Gas-Netz der Nowega bis 2029.

Emsland II (2029)

Dieser Umstellungsbereich enthält sowohl Industriekunden als auch einige Abnahmepunkte von Verteilernetzbetreibern. In diesem Bereich betrifft dies die Stadtwerke Neuenhaus, Stadtwerke Lingen und die Westnetz.

Rehden-Lengerich (2029)/ Rehden-Bassum (2024)

Der Umstellungsbereich Rehden-Lengerich umfasst neben mehreren Industriekunden auch einige Abnahmepunkte der Verteilernetzbetreiber Westnetz, Stadtwerke Bramsche sowie der Stadtwerke Lengerich.

Dieser Umstellungsbereich ist im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 im Jahr 2029 für die L-H-Gas-Umstellung vorgesehen. Derzeit wird geprüft, ob der neu geschaffene Umstellungsbereich Rehden-Bassum, der einen kleinen Teil des bisher für 2029 vorgesehenen Umstellungsbereiches Rehden-Lengerich umfasst, auf das Jahr 2024 vorgezogen werden kann. Dadurch würde sich die L-H-Gas-Umstellungsplanung beschleunigen. Der Umstellungsbereich Rehden beinhaltet jeweils einen Abnahmepunkt der Stadtwerke EVB Huntetal sowie der Avacon Hochdrucknetz. Aufgrund der oben erwähnten Stichtagsregelung (Stichtag für die L-H-Gas-Umstellungsplanung im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 ist der 01. November 2017) konnte diese mögliche Änderung nicht mehr in den Planungsprozess für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 einbezogen werden.

5.8.3 Netzgebiet GTG Nord

Die Umstellung im Netzgebiet der GTG Nord wurde gemeinsam mit den nachgelagerten Netzbetreibern für den Umstellungszeitraum 2018 bis 2027 abschließend geplant. Die Herausforderung lag unter anderem darin, die Anpassung von rund 780.000 Gasverbrauchsgeräten im ländlich geprägten Raum gleichmäßig über die Zeit zu verteilen. Gemeinsam mit den nachgelagerten Netzbetreibern ist es gelungen, notwendige Umstellungskapazitäten über einen Zeitraum von mindestens fünf Jahren zu binden.

Im Folgenden werden die im Netzgebiet von GTG Nord geplanten Umstellungen beschrieben.

Östlicher Teil des GTG Netzes von Posthausen bis Cuxhaven (ehemals „Cux-/Bremerhaven EWE Ost“) (2018-2019)

In dem Jahr 2018 wird mit der ersten Umstellung bei Posthausen („Posthausen I“) begonnen. Zur Versorgung dieses Gebietes mit H-Gas wird ein neuer Netzkopplungspunkt – Station Posthausen - bei Posthausen zur GASCADE errichtet. Der Umstellungsbereich „Posthausen II“ im Jahr 2019 schließt unmittelbar an das zuvor genannte an und erstreckt sich von Posthausen bis kurz vor Cuxhaven (vgl. Tabelle 30).

EWE-Zone Teil I-VIII und Zone Westnetz (2020-2027)

Die Umstellung des Bereiches „EWE-Zone Teil I“ (2020) umfasst die Region um Nordenham bis Wildeshausen. Das hierfür benötigte H-Gas wird über die Stationen Bergedorf und Altenesch antransportiert. Ab dem Ende des Jahres 2020 kann kein weiteres L-Gas mehr an den Stationen Heerstedt, Bergedorf und Altenesch übernommen werden. Ab 2020 steht an dem Speicher Huntorf H-Gas zur Umstellung des Speichers zur Verfügung.

Die Umstellung des Bereiches „EWE-Zone Teil II“ (2021) schließt unmittelbar bei Wildeshausen an und erstreckt sich in südlicher Richtung bis Bruchhausen-Vilsen und Twistringen. Die Station Sulingen zur Nowega bleibt weiterhin im L-Gas. Sie ist erforderlich, um das Sulinger Land mit der „Zone Westnetz“ als Inselnetz bis Ende 2027 weiter zu versorgen. Im Jahr 2022 wird die Station Schneiderkrug an das Leitungsnetz der GASCADE angeschlossen und die Station Steinfeld-Düpe nach den Erwartungen der GTG Nord auf H-Gas umgestellt. Die vorgenannten Maßnahmen ermöglichen die Umstellung „EWE-Zone Teil III“, die sich über die Region Cloppenburg bis Steinfeld-Düpe erstreckt. In diesem Bereich liegt ein direkt an das Leitungssystem der GTG Nord angeschlossener Industriekunden bei Essen (Oldb.).

Mit der EWE-Zone Teil IV wird die Stadt Oldenburg im Jahr 2023 umgestellt („EWE-Zone Teil IV“). Mit der Umstellung des Verbrauchsschwerpunktes Stadt Oldenburg muss auch der Speicher Huntorf vollständig auf H-Gas umgestellt werden. Der nächste Umstellungsbereich „EWE Zone Teil V“ (2024) umfasst die Region von Varel bis kurz vor Leer und das südliche Emsland.

In den Jahren 2025-2027 werden die Umstellungsbereiche „EWE-Zone Teil VI“ bis „EWE-Zone Teil VIII“ umgestellt. Diese verlaufen von Werlte bis Rhaderhfehn (2025), die Station Leer Im Hochmoor mit der Stadt Wilhelmshaven und den ostfriesischen Inseln

(2026) bis Emden (2027). Die Versorgung der EWE-Zone Teil V bis VIII setzt entsprechend den Planungen die Zuführung höher Leistungen im H-Gas aus Richtung Westen mittels einer Loop-Leitung voraus (vgl. Maßnahmen ID 432-02a und ID 432-02b). Der an das Netz der GTG Nord angeschlossene Teil des Speichers Nütermoor wird ab 2024 schrittweise ins H-Gas umgeschwenkt, dient aber bis 2027 weiterhin als wichtige Quelle für die L-Gas-Leistungsbilanz im Marktgebiet GASPOOL.

Die L-H-Gas-Umstellung ist im Netz der GTG Nord Ende 2027 mit der Umstellung der „Zone Westnetz“ im Sulinger Land abgeschlossen.

5.8.4 Netzgebiet OGE/ TG

Im Folgenden werden die im Netzgebiet von OGE und Thyssengas ab dem Jahr 2018 geplanten Umstellungen beschrieben.

Nördlicher Teil des L-Gas-Netzes zwischen Bremen, Hannover und Werne (2018-2029)

Im nördlichen Teil des L-Gas-Netzes wird in den Anfangsjahren (2018-2020) mit kleineren Umstellungen in Niedersachsen im Teutoburger Wald begonnen. Dies betrifft kleinere, regional abgegrenzte Netzgebiete, bei denen eine Anbindung an das parallel verlaufende H-Gas-System erfolgen kann. Im Jahr 2019 erfolgt dann die Umstellung des Bereichs „Osnabrück“. Des Weiteren wird im Jahr 2019 ein Industriekunde in Marl umgestellt.

Die Umstellung des gesamten nord-östlichen Bereichs des NCG-L-Gas-Netzes zwischen Osnabrück und Hannover erfolgt in den Jahren 2024 („Hannover Ost“) und 2025 („Drohne-Ahlten“) inklusive des nachgelagerten Speichers Empelde. Der Marktgebietsübergangspunkt Steinbrink liegt ebenfalls in diesem Versorgungsbereich. Eine Übernahme von L-Gas Mengen in Steinbrink in das heutige NCG-Marktgebiet ist nach Umstellung des Bereichs Drohne-Ahlten ab 2025 nicht mehr möglich.

Im Zuge der Umstellungen im nördlichen Teil des L-Gas-Netzes ist in Absprache mit Verteilernetzbetreibern, deren Netzgebiete bisher aus beiden Marktgebieten versorgt werden, eine Auflösung der Marktgebietsüberlappung vorgesehen. Dies betrifft die Umstellungsbereiche „Lemförde“ und „Petershagen“ der Nowega. Die Versorgung nach Umstellung erfolgt durch OGE. Im Vorgriff auf die Umstellung wurde die Auflösung der Marktgebietsüberlappung im Netzbereich Wunstorf bereits realisiert. Eine Versorgung erfolgt nun ausschließlich durch OGE.

Die Region zwischen Osnabrück, Hamm und Bielefeld/Paderborn wird im Umstellungsbereich „Werne-Ummeln-Drohne“ ab dem Jahr 2026 umgestellt. Der Umstellungsbereich „Hamm“ wird aufgrund von Netzstrukturabhängigkeiten im FNB-Netz in den Bereich „Werne-Ummeln-Drohne“ integriert. Dies hat eine Verschiebung des Umstellungsbereichs „Hamm“ vom Jahr 2025 in das Jahr 2026 zur Folge. In den Jahren 2027 und 2028 erfolgt im Bereich „Werne-Ummeln-Drohne“ eine schrittweise Umstellung in der Region südlich von Münster.

Im Jahr 2029 werden im nördlichen Teil des L-Gas-Netzes die Bereiche „Münsterland“ und „Gescher“ umgestellt.

Westlicher Teil zwischen Elten und Köln (2018-2029)

Im Westen des Marktgebiets der NCG erfolgen weitere Marktraumumstellungen. Diese erstrecken sich in Nordrhein-Westfalen regional im Süden ausgehend von Köln und Umgebung, über Düsseldorf, das Rheinland und den Niederrhein, den mit L-Gas versorgten Teil des Ruhrgebietes bis zu der niederländischen Grenze.

In 2018 wird der neue Umstellungsbereich „Essen“ umgestellt. Dieser Bereich beinhaltet einen Industriekunden, der zur Entlastung der L-Gas-Bilanz bereits vorzeitig auf H-Gas umgestellt werden kann.

Nachfolgend werden im Jahr 2021 zunächst große Industriebetriebe und Gaskraftwerke im Umstellungsbereich Rheinland zur Entlastung der deutschlandweiten L-Gas-Bilanz umgestellt. Dazu ist es notwendig, die ZEELINK 1 und ZEELINK 2 von Eynatten nach Legden fertigzustellen und die Anbindungen an die NETG in Glehn und St. Hubert zu realisieren.

Des Weiteren wird im Jahr 2021 der Umstellungsbereich „Bergheim 1“ umgestellt. Der Antransport von H-Gas erfolgt über das bestehende System der Thyssengas.

Für die Umstellung weiterer Netzbereiche in den Jahren 2021 bis 2024 in der Region Niederrhein („Rheinland“, „Willich“, „Mönchengladbach“, „Kaldenkirchen“, „Viersen-Willich“) erfolgt die H-Gas-Bereitstellung größtenteils über die ZEELINK, die erforderlich ist, um die schrittweise Umstellung der L-Gas-Bereiche in der richtigen Reihenfolge zu gewährleisten. Gegenüber dem Umsetzungsbericht 2017 wurde der Bereich „Viersen-Willich“ von 2024 nach 2023 vorgezogen.

Die bisher in 2028 geplante Umstellung im Raum Düsseldorf / Neuss wird auf mehrere Jahre aufgeteilt. Es werden zusätzlich für diese zeitliche Aufteilung die neuen Umstellungsbereiche „Düsseldorf“ in den Jahren 2022, 2023 und 2025 sowie „Neuss“ im Jahr 2025 angelegt. Die H-Gas-Anbindung erfolgt für den Raum Düsseldorf/ Neuss durch die ZEELINK.

Aufgrund der Größe des Umstellungsbereichs im Raum Köln wird die Umstellung in drei Jahren durchgeführt. Sie erfolgt im Bereich „Köln-Bergisch Gladbach“ zusammen mit dem Bereich „Radevormwald“ in den Jahren 2023 und 2024 und in dem auf zwei Jahre aufgeteilten Bereich „Köln-Dormagen“ in den Jahren 2024 und 2025. Hierfür ist der Bau der Leitung Voigtslach-Paffrath (ID 067-02a) notwendig, um sowohl die H-Gas-Anbindung der Umstellungsbereiche als auch die Versorgung der im L-Gas verbleibenden Netzbereiche zu gewährleisten. Großräumig muss der H-Gas-Antransport für den Raum Köln ebenfalls durch die ZEELINK erfolgen.

Nach erfolgter Umstellung im Jahr 2024 stehen bisher im L-Gas-System genutzte Transportleitungen von St. Hubert bis Paffrath im H-Gas-Netz zur Verfügung.

Der westliche Teil des L-Gas-Netzes umfasst im Gegensatz zu den anderen Teilgebieten des Netzes noch größere Umstellungsbereiche, die erst nach 2026 umgestellt werden. Daher werden in diesem Netzgebiet die bestehende L-Gas-Versorgung und die neu zu schaffende H-Gas-Versorgung über einen langen Zeitraum parallel benötigt.

ZEELINK schafft in Verbindung mit der Leitung Voigtslach-Paffrath (ID-067-02a) die Möglichkeit neben der Anbindung neuer H-Gas-Aufkommen aus dem Süden, Westen und Norden auch Zwischenaufspeisungen und damit abschnittsweise Umstellungen der bisher mit L-Gas versorgten Gebiete vorzunehmen. Um frei zuordenbare H-Gas-Kapazitäten für die früheren L-Gas-Ausspeisepunkte bereitstellen zu können ist ZEELINK ab 2021 zwingend erforderlich.

Im Jahr 2027 erfolgt die Umstellung der Bereiche „Sonsbeck-Dorsten“ und „Sonsbeck-Oberhausen“ sowie der Gebiete „Rommerskirchen/ Kerpen“, „Rommerskirchen/ Blatzheim“, „Hürth/ Brühl/ Bergheim 2“ und „Weisweiler/ Düren“. Der H-Gas-Antransport erfolgt über die ZEELINK.

Im Jahr 2028 werden die Bereiche „Krefeld-Langenfeld“ und „Hamb/ Kapellen/ Aldekerk“ und die Bereiche „Emmerich“ und „Kalkar“ umgestellt. Die Bereiche „Emmerich“ und „Kalkar“ sind aus dem Bereich „Elten-Uedem“ hervorgegangen, um für künftige Planungen auch Teilbereiche frühzeitiger umstellen zu können. Im Jahr 2029 wird im westlichen Teil des L-Gas-Netzes ein Teil des Bereiches „Dorsten-Leichlingen“ umgestellt.

Südlicher Teil zwischen Werne, Gießen, Koblenz und Köln (2019-2029)

Im südlichen Teil des L-Gas-Netzes wird in 2019 in den Räumen Bonn und Mittelhessen mit kleineren Umstellungen begonnen.

Anschließend folgt der Bereich „Aggertalleitung“ in den Jahren 2020 und 2021.

Darüber hinaus wird in den Jahren 2020 und 2021 der Bereich „Mittelhessen“ und in 2021 bis 2023 der Bereich „Mittelrhein“ umgestellt. Regional erstreckt sich diese Umstellung über den gesamten südlichen Teil des OGE-Netzes, der ein Gebiet zwischen Bonn, Marburg, Gießen und Koblenz umfasst.

Durch diese Umstellungen steht bereits ab 2021 eine L-Gas-Transportleitung (Scheidt-Weidenhausen) für die Nutzung im H-Gas-Netz zur Verfügung.

Parallel zu der Umstellung der in Hessen und im südlichen Nordrhein-Westfalen gelegenen Umstellungsbereiche, werden in den Jahren 2021 bis 2024 das Sauerland, das Siegerland sowie das Bergische Land umgestellt. Betroffene Umstellungsbereiche sind die Bereiche „Oberaden“, „Westerwald/ Sieg“, „Südwestfalen“, „Wipperfürth-Niederschelden“ sowie „Hagen-Iserlohn-Ergste“ und „Elverlingsen“.

Ab 2024 können die Transportleitungen südlich von Porz inklusive der bisher im L-Gas genutzten Verdichtereinheiten an den Standorten Porz und Scheidt im H-Gas genutzt werden.

Im Jahr 2029 erfolgt die Umstellung des südlichen Teils des Bereiches „Dorsten-Leichlingen“, der Bereich „Wuppertal“ und der neue Umstellungsbereich „Hagen“.

5.9 Verbleibender L-Gas-Markt 2030

Neben den im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 festgelegten Modellierungsvarianten werden die deutschlandweiten L-Gas-Mengen und Leistungsbilanzen bis zum Jahr 2030 analysiert. Basis für die Aufkommenseite sind zum einen die Angaben der GTS zum Rückgang der niederländischen Exportkapazitäten sowie die aktuelle Prognose des BVEG 2017 zum Rückgang der deutschen Produktion.

Die L-Gas-Bilanz 2030 orientiert sich im Sinne einer auf die Versorgungssicherheit fokussierten Analyse an dem vom BVEG für die Jahre 2018-2028 prognostizierten Rückgang und schreibt diesen ab 2029 fort.

Unter obigen Prämissen für die voraussichtlich noch verfügbare Produktionsleistung im L-Gas sowie aus den Festlegungen der Umstellungsbereiche bis 2030 und darüber hinaus, ergibt sich ein verbleibender L-Gas-Markt im Jahr 2030, dessen Absatzbereich in den der Produktion räumlich nah gelegenen Netzbereichen der Nowega liegen wird.

Die Planung des verbleibenden L-Gas-Marktes soll es ermöglichen, dass die in Deutschland vorhandenen Produktionsaufkommen (im L-Gas) entsprechend der Produktionserwartungen weiter gefördert werden können. Nach der aktuellen Planung entwickelt sich der L-Gas-Markt in Deutschland zu einer Versorgungsinsel um die verbleibenden deutschen Aufkommen herum. Eine solche Entwicklung des verbleibenden Marktes setzt wiederum 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 (z. B. ein Regelenergiebedarf zum Ausgleich zwischen den Gasqualitäten; zusätzlicher Strukturierungsbedarf, um den saisonal unterschiedlichen Bedarf ausgleichen zu können) auf alle Transportkunden umgelegt werden. Dies würde zum einen zu falschen wirtschaftlichen Anreizen führen und zum anderen den volkswirtschaftlichen Nutzen der Restproduktion aufheben.

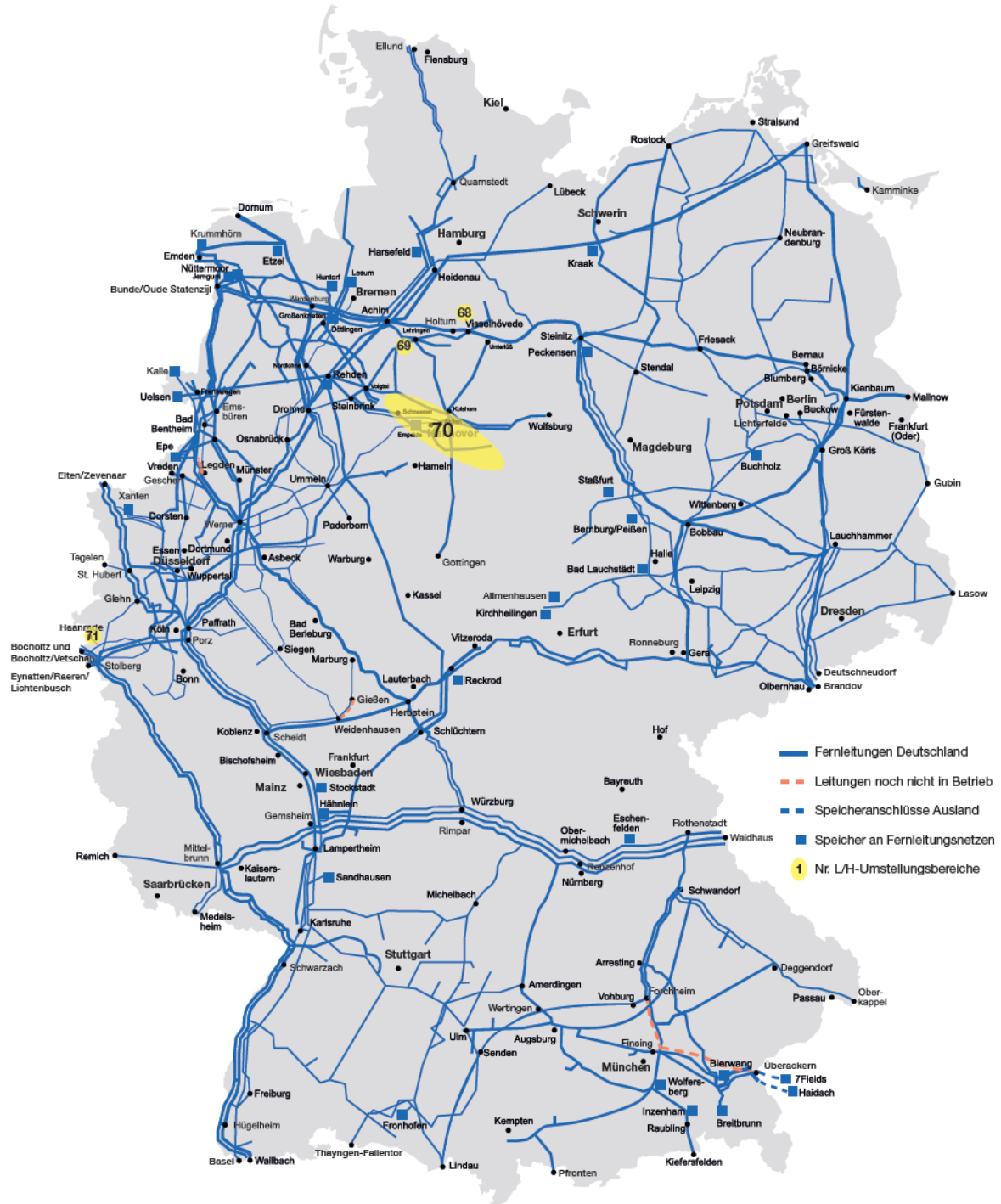
Tabelle 31: Verbleibender L-Gas-Markt nach 2030

Nr. im NEP Gas 2018-2028	Bereich	Kennung im NEP Gas 2018-2028	FNB	Umstellungszeitpunkt NEP Gas 2018-2028	Umstellungszeitpunkt USB 2017
68	im Produktionsbereich/vorgelagert	PRO-01	GUD	nach 2030	nach 2030
69	Voigtei (GUD)	VOI-G-01	GUD	nach 2030	nach 2030
70	Bereich Salzgitter	SZG-02	Nowega	nach 2030	nach 2030
71	Haanrade	HAA-01	TG	nach 2030	nach 2030

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Der verbleibende L-Gas-Markt nach 2030 ist in Abbildung 29 dargestellt.

Abbildung 29: Verbleibender L-Gas-Markt nach 2030



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.10 Zusätzlicher Konvertierungsbedarf

Aufgrund der erneut reduzierten Produktionsprognose des BVEG in 2017 ergibt sich im Netzbereich der Nowega Handlungsbedarf. Im Rahmen der Umstellungsplanung für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 erfolgte bereits eine Beschleunigung der L-H-Gas-Umstellungsplanung bei der Nowega durch das Vorziehen des Umstellungsbereiches Munster Gockenholz auf das Jahr 2021. Aktuell werden im Nowega-Netzbereich weitere alternative Umstellungsmöglichkeiten geprüft. Hierbei wird insbesondere untersucht, ob Umstellungsbereiche oder Teile von Umstellungsbereichen vorgezogen werden können (vgl. Kapitel 5.8.2). Im Netzbereich der Nowega verbleiben trotz einer möglichen weiteren Beschleunigung der L-H-Gas-Umstellung mehrere L-Gas-Umstellungsbereiche, die aufgrund der Anbindung und Aufspeisesituation in weiten Teilen nicht oder nicht vollständig sinnvoll vor 2029 umgestellt werden können. Zudem ist der Umstellungsbereich Salzgitter im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 erst nach 2030 zur Umstellung vorgesehen. Dieser Umstellungsbereich könnte, vorbehaltlich einer Prüfung durch die L-Gas-Fernleitungsnetzbetreiber, aufgrund seiner Größe und der hohen Gerätezahlen wahrscheinlich frühestens ab 2028 umgestellt werden. Der Handlungsbedarf für den Erhalt der L-Gas-Versorgungssicherheit im Netzbereich der Nowega besteht also unabhängig von einer möglichen Beschleunigung der L-H-Gas-Umstellungsplanung.

Um für den verbleibenden L-Gas-Markt eine ausreichende Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, ist es erforderlich, die seit 2016 für Spitzenlasten zur Verfügung stehende Konvertierungsanlage zu erweitern. Die Erweiterung ermöglicht durch eine Vor-Ort-Stickstofferzeugung einen kontinuierlichen Betrieb der Konvertierungsanlage mit einer Leistung von ca. 1 GWh/h sowie den kombinierten Betrieb zur Spitzenlastversorgung mit der vorhandenen Stickstofflagerung bis zu 2,4 GWh/h. Diese Erweiterung ist bislang nicht Bestandteil der L-Gas-Bilanzen (vgl. Kapitel 5), da sie Ergebnis der Modellierung ist (vgl. Kapitel 7.2).

Die Maßnahme schafft über die Absicherung von Exit-Kapazitäten für den Spitzenlastfall hinaus die technische Möglichkeit, unerwartete Mengenausfälle zu kompensieren. Aufgrund der bereits in Betrieb genommenen Anlagenkomponenten erscheint eine Realisierung innerhalb von ca. 2 Jahren realistisch und wirkt somit schneller als geplante, fristgerechte Marktraumumstellungsmaßnahmen.

Eine Konvertierung kann wie oben beschrieben in bestimmten Regionen erforderlich und wirtschaftlich sinnvoll sein. Grundsätzlich stellt eine Konvertierung zur dauerhaften und großflächigen Versorgung von L-Gas-Gebieten nach Auffassung der Fernleitungsnetzbetreiber keine gesamtwirtschaftlich sinnvolle Alternative dar.

5.11 Weitere Aktivitäten zum L-H-Gas-Umstellungsprozess

Die L-H-Gas-Umstellung umfasst eine Vielzahl von notwendigen Prozessschritten, die in den letzten Jahren kontinuierlich abgestimmt worden sind. Aufgrund der Komplexität des Gesamtprozesses ist eine stetige Weiterentwicklung entscheidend für den reibungslosen Ablauf der L-H-Gas-Umstellung.

Die einzelnen Prozesse umfassen unter anderem folgende Aktivitäten:

- Intensive bilaterale Gespräche mit L-Gas-Verteilernetzbetreibern und einzelnen Industriekunden,
- Veröffentlichung und vierteljährliche Aktualisierung der monatscharfen L-H-Gas-Umstellungsplanung für die angekündigten Umstellungsbereiche auf der FNB Gas-Internetseite,
- Ergänzung/ Anpassung der für die Marktraumumstellung relevanten Regelungen der Kooperationsvereinbarung und Überarbeitung des Leitfadens Marktraumumstellung (KoV IX),
- Abstimmung und Abschluss der Umstellungsfahrpläne,
- Planung und Umsetzung von technischen Maßnahmen für die ersten Umstellungsbereiche,
- Erhebung einer bundesweiten Marktraumumstellungsumlage seit dem 1. Januar 2017,
- Klärung der Kostentragung bei der Anpassung von Industriekunden.

5.12 Zusammenfassung

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in diesem Kapitel die folgenden Punkte intensiv betrachtet:

- Ermittlung und Darstellung der deutschlandweiten Leistungs- und Mengenbilanz für L-Gas unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten bis zum Jahr 2030,
- Ermittlung und Darstellung der marktgebietsweiten Leistungs- und Mengenbilanzen für L-Gas unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten bis zum Jahr 2030,
- Berücksichtigung der Anzahl der pro Jahr anzupassenden Geräte,
- Identifikation konkreter Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgung,
- Prüfung der zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit notwendigen technischen Maßnahmen, die rechtzeitig den L-Gas-Rückgang kompensieren können,
- Erstellung einer vollständigen, jahresscharfen Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche bis 2030, einschließlich der Bereiche, die nach 2030 umgestellt werden,
- Konkretisierung des verbleibenden L-Gas-Marktes,
- Berücksichtigung der vorliegenden Detailplanungen der Verteilernetzbetreiber,
- Auflistung aller von der Umstellung betroffenen Netzbetreiber sowie Zuordnung des jeweiligen Umstellungsjahres (vgl. NEP-Gas-Datenbank).

6 Entwicklung der H-Gas-Versorgung - Versorgungssicherheitsszenario

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen weiterhin die Notwendigkeit, neben der reduzierten L-Gas-Verfügbarkeit bis 2030 auch die H-Gas-Verfügbarkeit zu untersuchen und in einer H-Gas-Leistungsbilanz bis 2030 darzustellen.

6.1 H-Gas-Leistungsbilanz 2030

6.1.1 Prämissen

In der H-Gas-Leistungsbilanz 2030 wird untersucht, ob genügend H-Gas-Leistung zur Verfügung steht, um die erwartete Gasbedarfsentwicklung decken zu können. Hierbei werden die im Spitzenlastfall verfügbaren Einspeiseleistungen (feste Kapazitäten zuzüglich gegebenenfalls unterbrechbare Kapazitäten) den erwarteten Abnahmen gegenüber gestellt und marktgebietsweit aggregiert.

Wesentliche Annahmen für die H-Gas-Bilanz sind:

- Bei der H-Gas-Bilanz handelt es sich um eine reine Bilanzbetrachtung einer Spitzenlastsituation. Die erforderliche Entry-Leistung ist dabei durch den Exit-Bedarf (Spitzenlastbedarf) vorgegeben.
- Die angesetzten Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten orientieren sich an den jeweiligen technisch verfügbaren Kapazitäten.
- Für Speicher wird eine saisonale Beschäftigung angenommen. Im Spitzenlastfall wird eine Auslagerung unterstellt.
- Verteilernetzbetreiber und Industriekunden werden mit Kapazitäten gemäß NEP-Gas-Datenbank (Zyklus „2018 – NEP Konsultation“) angesetzt.
- Umstellungen von heute noch mit L-Gas versorgten Gebieten auf eine Versorgung mit H-Gas werden entsprechend in die Betrachtung einbezogen.
- Neue Gaskraftwerke werden gemäß Kapitel 2.5.2 sowie dem Cluster-Ansatz gemäß Kapitel 2.5.2 berücksichtigt.
- Die LNG-Anlage Brunsbüttel wird mit der Kapazität gemäß NEP-Gas-Datenbank (Zyklus „2018 – NEP Konsultation“) angesetzt.

6.1.2 Deutschlandweite kapazitive H-Gas-Bilanz

Der H-Gas-Bedarf steigt im Betrachtungszeitraum von 2018 bis 2030 von 339 GW auf 499 GW (vgl. Tabelle 32). Ursächlich hierfür sind der Zusatzbedarf aus der L-H-Gas-Umstellung und die Buchungen in der Jahresauktion 2017 im Kontext von „more capacity“.

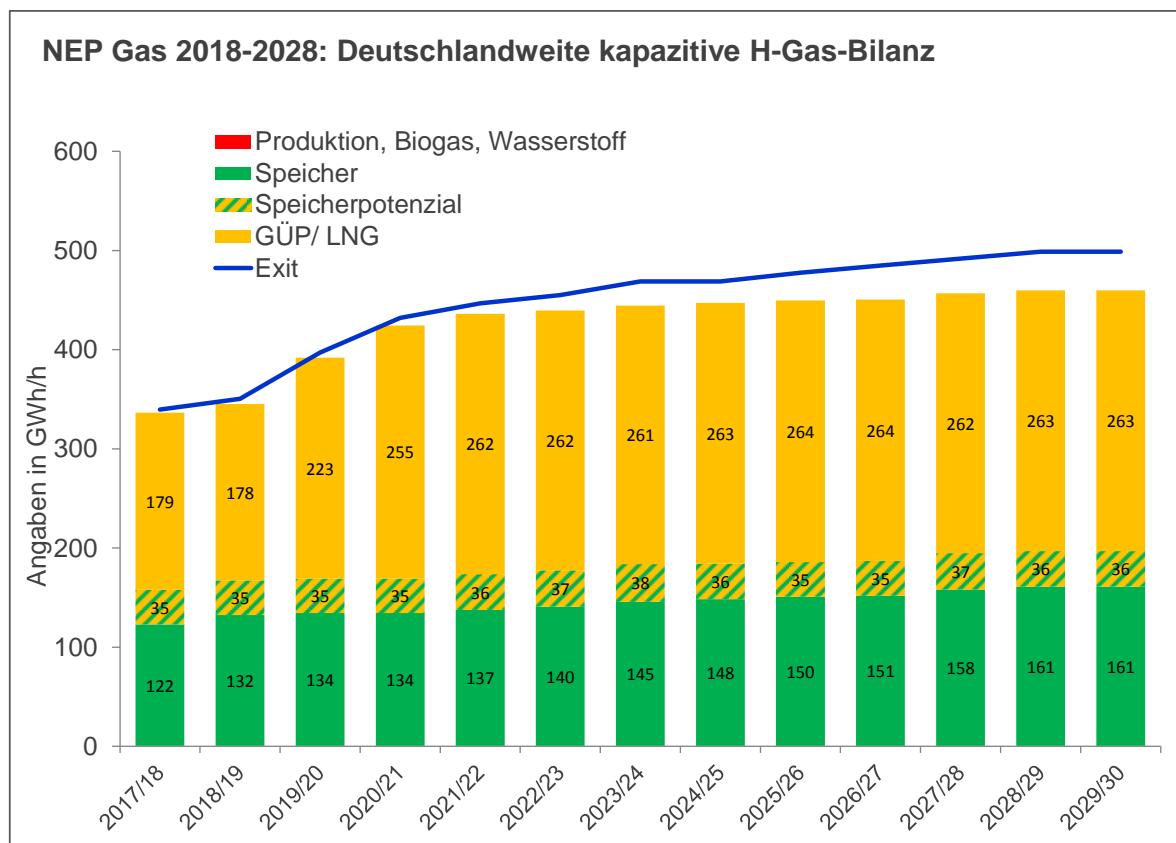
Das H-Gas-Aufkommen steigt im Betrachtungszeitraum von 2018 bis 2030 von 336 GW auf 460 GW (vgl. Tabelle 32). Ursächlich hierfür sind die Buchungen in der Jahresauktion 2017 im Kontext von „more capacity“ und eine erhöhte Leistungsbereitstellung der Speicher (z. B. neue und umgestellte Speicher).

Insgesamt ergibt sich bilanziell für die Modellierungsjahre 2023/24 und 2028/29 ein zusätzlicher H-Gas-Bedarf in Höhe von 24 GWh/h bzw. 39 GWh/h, der entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung gemäß der in Kapitel 6.2 erläuterten Vorgehensweise auf Marktgebiete und Grenzübergangspunkte aufgeteilt wird.

Ein Teil der zur Bedarfsdeckung notwendigen Einspeiseleistung kann alternativ von Grenzübergangspunkten oder aus Speichern zur Verfügung gestellt werden („Flexibilität GÜP/ Speicher“). Diese zusätzliche Speicherleistung bei Reduzierung der Leistung von Grenzübergangspunkten, haben die Fernleitungsnetzbetreiber analog zur Vorgehensweise im Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 ermittelt.

Die Produktion kann über den gesamten Betrachtungszeitraum einen vergleichsweise geringen Beitrag (< 1 GWh/h) zur Bedarfsdeckung leisten.

Abbildung 30: Deutschlandweite kapazitive H-Gas-Bilanz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 32: Daten zur deutschlandweiten kapazitiven H-Gas-Bilanz

Angaben in GWh/h	Speicher	Speicher-potenzial	GÜP/ LNG	Produktion, Biogas, Wasserstoff	Summy Entry	Summy Exit	Zusatz-bedarf
2017/18	122	35	179	0	336	339	3
2018/19	132	35	178	0	345	351	6
2019/20	134	35	223	0	392	397	5
2020/21	134	35	255	0	424	432	8
2021/22	137	36	262	0	436	447	11
2022/23	140	37	262	0	439	455	16
2023/24	145	38	261	0	444	469	24
2024/25	148	36	263	0	447	469	22
2025/26	150	35	264	0	450	478	28
2026/27	151	35	264	0	451	485	34
2027/28	158	37	262	0	457	492	35
2028/29	161	36	263	0	460	499	39
2029/30	161	36	263	0	460	499	39

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

6.1.3 Berücksichtigung der Grenzübergangspunkte und LNG-Anlagen (Entry)

Zur Deckung des Exit-Bedarfs setzen die Fernleitungsnetzbetreiber in der H-Gas-Bilanz zunächst die Leistungsbereitstellung an den Grenzübergangspunkten und an der LNG-Anlage Brunsbüttel zur Verfügung stehenden Leistungen an, da die Einspeiseleistung aus den Grenzübergangspunkten – so die hier unterstellte Annahme – von möglichen Speicherfüllstandsrestriktionen unbeeinträchtigt bliebe. Die Speicher werden anschließend unter Berücksichtigung lokaler transporttechnischer Gegebenheiten zur Leistungsdeckung herangezogen. Insgesamt steigt die Leistungsbereitstellung der Grenzübergangspunkte von 214 GWh/h auf 299 GWh/h in 2029/30.

6.1.4 Berücksichtigung der Speicher (Entry)

Speicher werden in der H-Gas-Bilanz analog zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 angesetzt. In Summe ergibt sich eine erhöhte Leistungsbereitstellung der Speicher, Dieser Anstieg resultiert aus Speicher-Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV, der Umstellung von L-Gas-Speichern auf H-Gas sowie einem zusätzlichen Leistungsbeitrag der Bestandsspeicher, die aufgrund des steigenden H-Gas-Bedarfs stärker „ausgeschöpft“ werden können.

Analog zur Vorgehensweise im Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 haben die Fernleitungsnetzbetreiber das zusätzliche Potenzial der Speicher im Vergleich zu den Grenzübergangspunkten ermittelt. Zur Ableitung dieses Potenzials haben die Fernleitungsnetzbetreiber füllstandsabhängige Speicherdaten für die aktuell an das Fernleitungsnetz angeschlossenen Speicher verwendet.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben dabei für diejenigen Speicher, die in der H-Gas-Bilanz mit einer geringeren Leistung als der bei 35 % Speicherfüllstand verfügbaren angesetzt wurden, untersucht, welcher Leistungsbeitrag zusätzlich aus den entsprechenden Speichern zur Verfügung gestellt werden kann, sofern die Leistungsbereitstellung von kapazitiv konkurrierenden Grenzübergangspunkten entsprechend reduziert wird.

Als zusätzliches Potenzial bei denjenigen Speichern, die nicht mit mindestens der bei einem Füllstand von 35 % verfügbaren Ausspeicherleistung angesetzt wurden, ergeben sich für das Gaswirtschaftsjahr 2017/18 in Summe rund 35 GWh/h.

Als zusätzliches Potenzial bei denjenigen Speichern, die nicht mit mindestens der Ausspeicherleistung bei einem Füllstand von 35 % angesetzt wurden, ergeben sich für das Gaswirtschaftsjahr 2029/30 rund 36 GWh/h (vgl. Tabelle 32).

Der H-Gas-Bedarf im Gaswirtschaftsjahr 2029/30 würde damit zu 39 % durch Speicher gedeckt (197 GWh/h / 499 GWh/h).

6.1.5 Berücksichtigung der deutschen Produktion (Entry)

In den deutschen Förderregionen Elbe-Weser und Weser-Ems liegen mit den Feldern Imbrock, Groothusen und Leer auch Aufkommen, die nur in das H-Gas-Netz eingespeist werden. Die BVEG-Prognose weist keine Aufteilung auf die einzelnen Aufkommen aus.

Die Produktionsleistung dieser Felder betrug in den letzten Jahren durchschnittlich rund 200 MWh/h. Diese Leistung wurde mit dem gemittelten jährlichen prozentualen Rückgang der BVEG-Prognose fortgeschrieben und entsprechend in der H-Gas-Bilanz berücksichtigt.

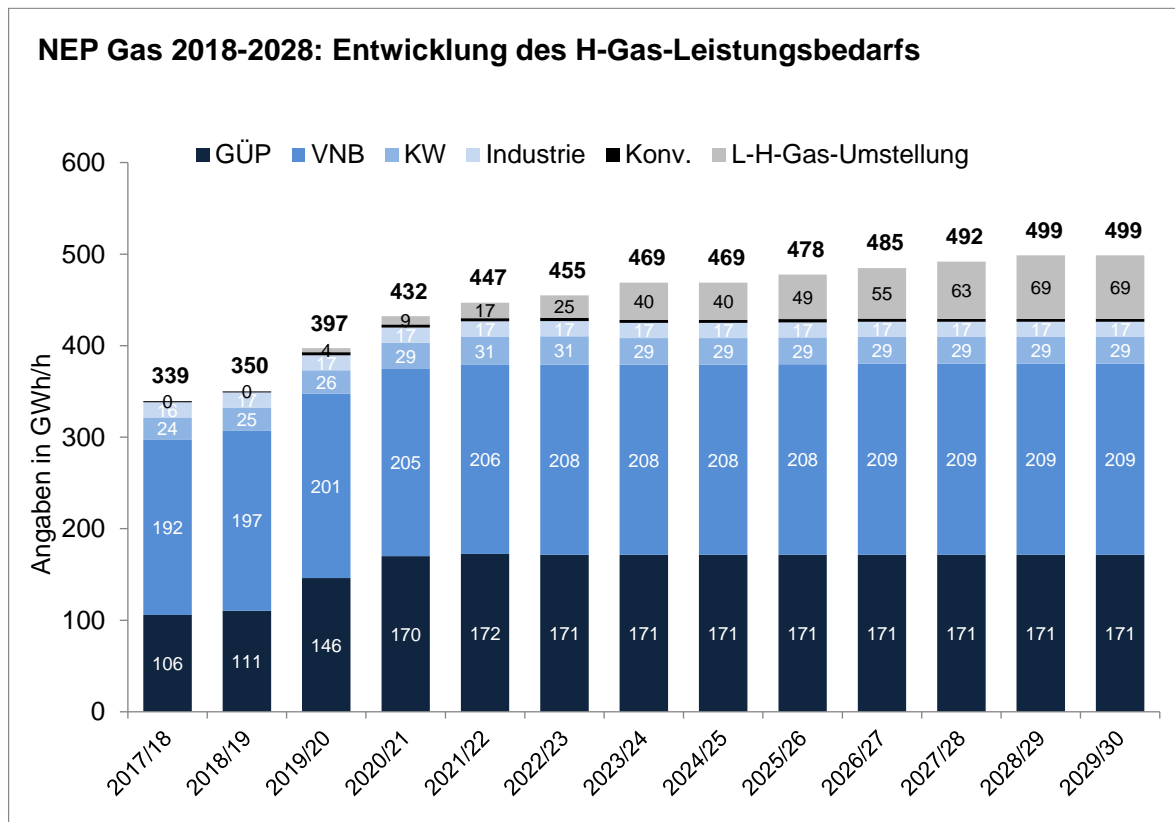
6.1.6 Berücksichtigung des Bedarfs (Exit)

Der H-Gas-Bedarf ergibt sich als Summe des Kapazitätsbedarfs

- der H-Gas-Exits (Grenzübergangspunkte, Verteilernetzbetreiber, Industriekunden, Gaskraftwerke),
- dem zusätzlichen H-Gas-Bedarf, der sich durch die L-H-Gas-Umstellung ergibt und
- dem H-Gas-Bedarf für die Konvertierung von H-Gas zu L-Gas.

Im Betrachtungszeitraum steigt der H-Gas-Bedarf um 160 GWh/h von 339 GWh/h im Jahr 2017/18 auf 499 GWh/h im Jahr 2029/30. Davon entfallen im Jahr 2029/30 rund 69 GWh/h auf den zusätzlichen H-Gas-Bedarf durch die Umstellung (vgl. Tabelle 33). Der zusätzliche Exit-Bedarf an den Grenzübergangspunkten in Höhe von rund 65 GWh/h bis zum Jahr 2029/30 ist wesentlich auf die durch die Nord Stream 2 bedingten höheren Exporte in die Tschechische Republik zurückzuführen (rund 46 GWh/h in 2029/30). Der restliche Zuwachs ist wesentlich auf steigende Bedarfe bei Verteilernetzbetreibern und Kraftwerken zurückzuführen.

Abbildung 31: Entwicklung des H-Gas-Leistungsbedarfs



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 33: Daten zum H-Gas-Leistungsbedarf

Angaben in GWh/h	GÜP	VNB	Kraftwerke	Industrie	Konvertierung	L-H-Gas-Umstellung	Summe Exit
2017/18	106	192	24	16	1	0	339
2018/19	112	197	25	17	1	0	351
2019/20	146	201	26	17	3	4	397
2020/21	170	205	29	17	3	9	432
2021/22	172	206	31	17	3	17	447
2022/23	171	208	31	17	3	25	455
2023/24	171	208	29	17	3	40	469
2024/25	171	208	29	17	3	40	469
2025/26	171	208	29	17	3	49	478
2026/27	171	209	29	17	3	55	485
2027/28	171	209	29	17	3	63	492
2028/29	171	209	29	17	3	69	499
2029/30	171	209	29	17	3	69	499

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

6.1.7 Fazit

Aufgrund der Ergebnisse der H-Gas-Leistungsbilanz entsteht in den nächsten Jahren ein kontinuierlich steigender H-Gas-Bedarf in Deutschland, der größtenteils durch Importe gedeckt werden muss. Da die Vorgehensweise im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 detailliert beschrieben wurde, folgt in Kapitel 6.2 eine kurze Zusammenfassung.

6.2 H-Gas-Quellenverteilung

Aufgrund der rückläufigen europäischen Eigenproduktion wird der H-Gas-Importbedarf in Europa in den nächsten Jahren zunehmen. Da die deutsche Fernleitungsinfrastruktur traditionell stark durch grenzüberschreitende Erdgasströme zur Versorgung der angrenzenden west- und südeuropäischen Nachbarstaaten geprägt ist, ist zu erwarten, dass die Anforderung im Hinblick auf den grenzüberschreitenden Erdgasaustausch zukünftig weiter steigen wird.

Um die Auswirkungen zukünftiger Ausbauten der H-Gas-Importinfrastruktur nach Europa auf die deutschen Fernleitungsnetze abschätzen zu können, haben die Fernleitungsnetzbetreiber das im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2013 erstmals erstellte und in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiterentwickelte Modell aktualisiert und die Ergebnisse im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 vorgestellt.

Grundsätzlich haben sich im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 folgende Änderungen bei der Erstellung der H-Gas-Quellenverteilung ergeben:

- TYNDP: Verwendung des TYNDP 2017 anstatt des TYNDP 2015.
 - LNG: Berücksichtigung von Neubauterminals nur bei Vorliegen einer FID.
 - Leitungen: Berücksichtigung von neuen Leitungsprojekten nur bei Vorliegen einer FID (zusätzlich Berücksichtigung des Projektes Eastring I vor dem Hintergrund einer möglichen Aufspeisung durch TurkStream).
- more capacity: Berücksichtigung der Auktionsergebnisse.
- Gasbedarf: Berücksichtigung einer zukünftigen West-Belieferung der Ukraine.

Für die grafische Darstellung der Aufteilung der Gasquellen für Europa (vgl. Abbildung 16 im Szenariorahmen 2018) wurde im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 für Lieferregionen, der Mittelwert der in den Szenarien des TYNDP 2017 hinterlegten Unter- und Obergrenzen der Gasbereitstellung verwendet. Der Restbedarf wurde LNG-Anlagen zugewiesen¹.

Zur Deckung des europäischen H-Gas-Zusatzbedarfs wurden zuerst Leitungsprojekte mit der im TYNDP 2017 angegebenen Menge herangezogen. Anschließend wurde angenommen, dass der restliche H-Gas-Zusatzbedarf durch LNG-Anlagen gedeckt wird.

¹ Da der LNG-Bedarf dem zur Deckung der Bilanz erforderlichen Restbedarf entspricht, weicht der sich bilanziell ergebende LNG-Wert von dem im TYNDP 2017 angegebenen Wert ab.

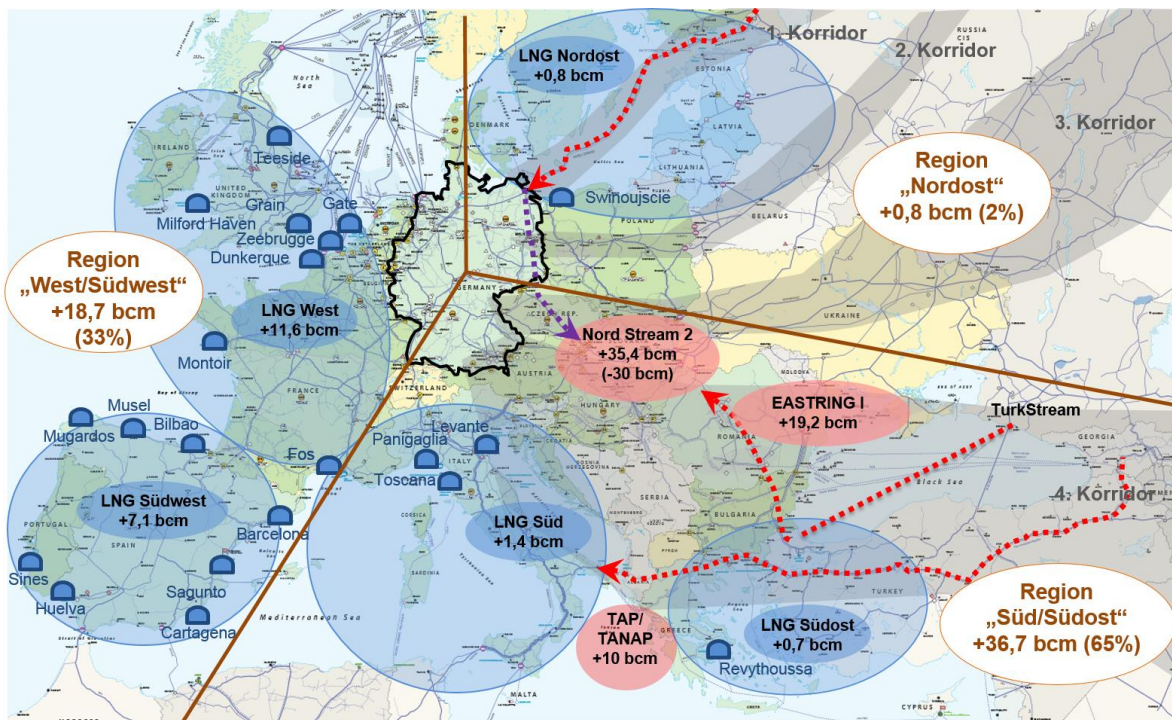
Es wird davon ausgegangen, dass auch in Zukunft Leitungen bevorzugt ausgelastet werden².

Das Ergebnis für die zusätzlichen Leitungs- und LNG-Mengen zur Deckung des Zusatzbedarfs sowie die Verteilung der Mengen auf Regionen und Teilregionen ist in Abbildung 32 dargestellt.

Insgesamt ergibt sich folgende regionale Aufteilung:

- Anteil Region Nordost: 2 %
- Anteil Region West/ Südwest: 33 %
- Anteil Region Süd/ Südost: 65 %

Abbildung 32: Deckung des europäischen Zusatzbedarfs bis 2035



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

² Alternative Annahmen zu den Auslastungsraten von Leitungen liegen den Fernleitungsnetzbetreibern nicht vor und wurden im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmens 2018-2028 von den Konsultationsteilnehmern nicht vorgeschlagen.

6.3 Erläuterung der Berücksichtigung des Zusatzbedarfs entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung

Im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Kapitel „Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern“ die Entwicklungen an den Grenzübergangspunkten analysiert. Es wurde für sämtliche Grenzübergangspunkte, an denen das deutsche Fernleitungsnetz mit den Netzen der angrenzenden Länder verbunden ist, eine Einschätzung für die Aufnahme des sich aus der H-Gas-Quellenverteilung ergebenden Zusatzbedarfs an Gas vorgenommen. Die Grenzübergangspunkte wurden dabei entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung einzelnen Regionen zugeordnet (vgl. Abbildung 32).

Insbesondere anhand der folgenden Kriterien wurde die Einschätzung des Potenzials des jeweiligen Grenzübergangspunktes von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgenommen:

- a. Informationen aus Netzentwicklungsplänen angrenzender Nachbarländer/ Netzbetreiber, Pläne benachbarter Fernleitungsnetzbetreiber zur Erhöhung der Einspeisekapazitäten an den Grenzübergangspunkten
- b. Informationen des TYNDP 2017 über geplante Investitionsmaßnahmen in die Erdgastransportinfrastruktur der angrenzenden Nachbarländer und die Entwicklung der Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten
- c. Kapazitätsbedarf im angrenzenden Netzgebiet zu Grenzübergangspunkten (z. B. aufgrund der Marktraumumstellung oder des Zusatzbedarfs von Gaskraftwerken)
- d. Darstellung durch kostengünstige Ausbaumaßnahmen
- e. Produktionsrückgänge in den Niederlanden und Dänemark
- f. Besonderheiten einzelner Netzgebiete (z. B. vor- bzw. nachgelagerte Leitungssysteme sind nicht in der Lage, den erhöhten Leistungsbedarf zu erfüllen)
- g. Besonderheiten einzelner Grenzübergangspunkte (z. B. reiner Ausspeisepunkt)

Auf dieser Basis haben die Fernleitungsnetzbetreiber die in Tabelle 34 aufgeführten Grenzübergangspunkte für eine Berücksichtigung in der H-Gas-Quellenverteilung des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 identifiziert:

Tabelle 34: Berücksichtigte Grenzübergangspunkte in der H-Gas-Quellenverteilung

GÜP	Land	Region	Kriterium	Erläuterung
Bunde/ Oude Statenzijl	Niederlande	West-/ Südwest-europa	a	Die Bereitstellung zusätzlicher Transportkapazitäten im H-Gas wurde von GTS im niederländischen Netzentwicklungsplan 2015 (NOP) vorgesehen.
Elten/ Zevenaar	Niederlande	West-/ Südwest-europa	a	Nach der Umstellung von den heute mit L-Gas versorgten Gebieten auf H-Gas soll das angebundene System für den H-Gas-Transport effizient weiterbetrieben werden.
Eynatten/ Raeren/ Lichtenbusch	Belgien	West-/ Südwest-europa	a, c, d	Der belgische Transportnetzbetreiber Fluxys Belgium SA hat mehrfach bestätigt, dass Belgien über den Grenzübergangspunkt Eynatten Gasmengen bis zu 13 bcm/a, mit zusätzlichem Potenzial auf bis zu 20 bcm/a, für den deutschen Markt aus den LNG-Anlagen in Zeebrügge und Dünkirchen (Frankreich) bereitstellen kann.
Medelsheim	Frankreich	Süd-/ Südost-europa	a, b, d	GRTgaz Frankreich hat das Projekt „Reverse capacity from France to Germany at Obergailbach“ erneut in den TYNDP 2017 eingebracht (TRA-N-047). Mit diesem Projekt, welches den PCI-Status erhalten hat, soll ab 2023 am Grenzübergangspunkt Medelsheim die Übergabe von H-Gas in Höhe von 100 GWh/d von Frankreich nach Deutschland geschaffen werden.
Wallbach	Schweiz	Süd-/ Südost-europa	a, b, c, d	Gemäß den Stellungnahmen der FluxSwiss Sagl und der Snam S.p.A. zum Netzentwicklungsplan Gas 2015 sowie basierend auf den Angaben im TYNDP 2017 werden an der italienisch-schweizerischen Grenze in Passo Gries Ausspeisekapazitäten von bis zu 18 GWh/h zum Weitertransport in Richtung Deutschland und Frankreich geschaffen.
Überackern	Österreich	Süd-/ Südost-europa	a, b, c	Die Gas Connect Austria (GCA) weist im Koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) 2017-2026 [KNEP 2016] eine technische Ausspeisekapazität (Exit Österreich/ Entry Deutschland) am Grenzübergangspunkt Überackern von rund 7,3 GWh/h aus.
Überackern 2	Österreich	Süd-/ Südost-europa	a, b, c	Im KNEP 2017-2026 stellt GCA am Grenzübergangspunkt Überackern 2 (Überackern-SÜDAL) einen Zusatzbedarf an FZK (Exit Deutschland/ Entry Österreich) in Höhe von 250.000 Nm³/h (rund 2.800 MWh/h) dar.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Da die Grenzübergangspunkte Eynatten/ Raeren/ Lichtenbusch, Medelsheim, Wallbach und Überackern mindestens drei der von den Fernleitungsnetzbetreibern zu Grunde gelegten Kriterien erfüllen, werden diese in der H-Gas Quellenverteilung berücksichtigt.

Die Höhe der zusätzlich zu übernehmenden Leistungen in den Modellierungsvarianten finden sich im anschließenden Kapitel 6.4.

6.4 Zusatzbedarf entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung

Der sich aus der H-Gas-Bilanz ergebende Zusatzbedarf wird im Folgenden auf die Marktgebiete und Zuordnungspunkte aufgeteilt.

Es ergibt sich gemäß Tabelle 35 für den H-Gas-Bereich des Marktgebiets GASPOOL im Modellierungsjahr 2023/24 ein Überschuss in Höhe von 10,4 GWh/h und im Modellierungsjahr 2028/29 ein Überschuss von 6,2 GWh/h. Die größte Überdeckung des Marktgebiets GASPOOL von 12,2 GWh/h tritt im Jahr 2021/22 ein. Für den H-Gas-Bereich des Marktgebiets NCG beträgt der Zusatzbedarf im Modellierungsjahr 2023/24 rund 34,7 GWh/h und erreicht ab dem Modellierungsjahr 2028/29 mit etwa 45,2 GWh/h sein Maximum.

Es wurde kein Grenzübergangspunkt, der der Region Nordost zugeordnet ist, für die H-Gas-Quellenverteilung des Netzentwicklungsplans 2018-2028 identifiziert. Deshalb wird der Anteil der Region Nordost von 2 % am Zusatzbedarf gleichmäßig auf die anderen Regionen verteilt. Über die H-Gas-Quellenverteilung wird dem überdeckten Marktgebiet GASPOOL keine weitere Einspeiseleistung zugeteilt. Anhand der Quellenverteilung werden zusätzliche Einspeiseleistungen im NCG-Marktgebiet über die Grenzübergangspunkte Eynatten, Medelsheim, Überackern und Wallbach eingeplant (vgl. Tabelle 35).

Für das Modellierungsjahr 2023/24 ergibt sich für das NCG-Marktgebiet nach der Quellenverteilung eine Unterdeckung in Höhe von 10,4 GWh/h. Diese kann aus dem sich für das Marktgebiet GASPOOL ergebenden Überschuss gedeckt werden. Im Modellierungsjahr 2028/29 weist das NCG-Marktgebiet einen Zusatzbedarf von 6,2 GWh/h auf, der durch die Übergabe der betragsgleichen Überdeckung im GASPOOL-Marktgebiet gedeckt werden kann. Der maximale zusätzliche Austausch zwischen den Marktgebieten in Höhe von 12,2 GWh/h ist im Jahr 2021/22 notwendig. Die entsprechenden Mengen werden zusätzlich über die NOWAL in Drohne vom GASPOOL-an das NCG-Marktgebiet übergeben (vgl. Tabelle 35). Zusammen mit der Bestandskapazität am Marktgebietsübergangspunkt Drohne ergibt sich eine Leistung von circa 20,8 GWh/h.

Tabelle 35: H-Gas-Leistungsbilanz für die Jahre 2023/24 bis 2028/29

Angaben in GWh/h	2023/24		2028/29	
	GASPOOL	NCG	GASPOOL	NCG
Summe Exit (Bedarf)	-221,7	-247,1	-229,2	-269,5
Summe Entry	256,6	187,8	260,0	199,7
Entry GÜP und Produktion	193,2	106,0	193,2	106,0
Entry Speicher	63,4	81,8	66,8	93,7
Saldo	35,0	-59,3	30,8	-69,8
Marktgebietsaustausch über bestehende MÜP	-24,6	24,6	-24,6	24,6
Überdeckung	10,4	-34,7	6,2	-45,2
Verteilung des zusätzlichen H-Gas-Bedarfs über die H-Gas-Quellenverteilung:				
Summe	24,4		39,0	
Region Nordost (0%)	0,0		0,0	
Region West/Südwest (34%)	8,3		13,3	
Region Süd/Südost (66%)	16,1		25,8	
Verteilung des zusätzlichen H-Gas-Bedarfs in den Regionen:				
Summe Region Nordost	0,0		0,0	
keine Kraftwerke, Zuordnungspunkt: ---	---	---	---	---
davon Raum Greifswald	---	---	---	---
Summe Region West/ Südwest	8,3		13,3	
davon Kraftwerk Scholven, Zuordnungspunkt: Eynatten (OGE)	---	0,3	---	0,3
davon Medelsheim	---	3,0	---	4,2
davon Eynatten	---	5,0	---	8,8
Summe Süd/ Südost	16,1		25,8	
davon Cluster 1-3 (gedeckelt)	---	3,8	---	3,8
davon Cluster 1 (Rheinhafen-Dampfkraftwerk RDK 4S, KW Griesheim, KW Heilbronn), Zuordnungspunkt: Wallbach (OGE)	---	3,7	---	3,7
davon Cluster 2 (KW Leipheim, KW Gundremmingen, KW Gundelfingen), Zuordnungspunkt: Überackern (bn)	---	5,7	---	5,7
davon Cluster 3 (Kraftwerk Zolling), Zuordnungspunkt: Überackern (bn)	---	1,8	---	1,8
davon Kraftwerk GuD RDK (Karlsruhe), Zuordnungspunkt: Wallbach (OGE)	---	0,7	---	0,7
davon Kraftwerk UPM Dampfkraftwerk, Zuordnungspunkt: Überackern (bn)	---	0,155	---	0,155
davon Wallbach	---	11,4	---	21,1
Zusätzlicher Austausch zwischen den Marktgebieten in Drohne (GASCADE/ OGE)	10,4	-10,4	6,2	-6,2

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen an dieser Stelle darauf hin, dass es sich bei den in Tabelle 35 genannten Werten nicht zwangsläufig um zusätzliche – über die bereits bestehenden technisch verfügbaren Kapazitäten hinausgehende – feste Kapazitäten handelt. Zur Deckung der Leistungsbilanz werden vorrangig bestehende Kapazitäten genutzt. Die Bezeichnung „Zusatzbedarf“ ist für diese Grenzübergangspunkte so zu verstehen, dass es sich um Leistungen handelt, die bilanziell zur Spitzenlastdeckung erforderlich sind und damit nicht ganzjährig benötigt werden. Im Wesentlichen werden Grenzübergangspunkte herangezogen, die sowohl in Einspeise- als auch in Ausspeiserichtung beschäftigt werden können, so dass faktisch für diese Grenzübergangspunkte eine Verringerung der Ausspeiseleistung angesetzt werden kann und somit ein zusätzlicher Netzausbau vermieden wird.

Die in Tabelle 36 genannten Leistungen an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten stellen zusätzliche Kapazitäten ggü. den in der NEP-Gas-Datenbank enthaltenen Kapazitäten dar.

Tabelle 36: Zusätzliche Kapazitäten an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten auf Basis der H-Gas-Quellenverteilung

GÜP	FNB	Entry/ Exit	MÜP/ GÜP	Kapazitätsart	Zusätzliche Leistung 2023/24 (in GWh/h)	Zusätzliche Leistung 2028/29 (in GWh/h)
Eynatten - OGE	OGE	Entry	GÜP	fDZK	0,3	0,3
Eynatten / Raeren / Lichtenbusch	OGE, Fluxys TENP, TG	Entry	GÜP	unterbrechbar	5,0	8,8
Medelsheim	OGE, GRTgazD	Entry	GÜP	unterbrechbar	3,0	4,2
Wallbach	OGE	Entry	GÜP	fDZK	0,7	0,7
Wallbach, Überackern	OGE, bayernets	Entry	GÜP	fDZK	3,8	3,8
davon Wallbach (Cluster 1)	OGE	Entry	GÜP	fDZK	3,7	3,7
davon Überackern (Cluster 2)	bayernets	Entry	GÜP	fDZK	5,7	5,7
davon Überackern (Cluster 3)	bayernets	Entry	GÜP	fDZK	1,8	1,8
Wallbach	OGE, Fluxys TENP	Entry	GÜP	unterbrechbar	11,4	21,1
Überackern	bayernets	Entry	GÜP	fDZK	0,2	0,2
Drohne	OGE	Entry	MÜP	unterbrechbar	10,4	6,2
Drohne	GASCADE	Exit	MÜP	FZK	10,4	6,2

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

6.5 Zusammenfassung zum Versorgungssicherheitsszenario „H-Gas-Leistungsbilanz 2030“

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in diesem Kapitel die verschiedenen Aspekte der H-Gas-Versorgung betrachtet. Im Fokus standen dabei die bilanzielle Berücksichtigung der Grenzübergangspunkte und der Speicher sowie die Aufteilung des erforderlichen Zusatzbedarfs auf die Grenzübergangspunkte.

Die wichtigsten Punkte möchten die Fernleitungsnetzbetreiber an dieser Stelle noch einmal wie folgt zusammenfassen:

- Zur Deckung des Exit-Bedarfs werden zunächst die an den Grenzübergangspunkten zur Verfügung stehenden Leistungen berücksichtigt, da diese Leistungen – so die planerische Annahme – unabhängig von möglichen Speicherfüllstandsrestriktionen zur Verfügung stehen.
- Speicher werden anschließend unter Berücksichtigung lokaler transporttechnischer Gegebenheiten zur Leistungsdeckung herangezogen.
- Ein Teil der zur Bedarfsdeckung notwendigen Entry-Leistung kann alternativ aus den Grenzübergangspunkten oder aus Speichern zur Verfügung gestellt werden („Flexibilität GÜP/ Speicher“).
- Die Aufteilung des bilanziell ermittelten Zusatzbedarfs gemäß der H-Gas-Quellenverteilung auf die identifizierten Grenzübergangspunkte erfolgt auf Basis der in diesem Kapitel dargestellten Kriterien und Erwägungen der Fernleitungsnetzbetreiber.
- Im vorliegenden Netzentwicklungsplan finden bereits die über more capacity erfolgten verbindlichen Buchungen direkten Eingang in die H-Gas-Bilanz. In die H-Gas-Bilanz des nächsten NEP-Prozesses 2020-2030 werden die verbindlichen Buchungen eingehen, die im Rahmen des erstmalig durchgeführten Incremental Capacity-Verfahrens (Start 2017) getätigt wurden.

7 Ergebnisse der Modellierung

7.1 Zusätzliche Anforderungen durch Verteilernetzbetreiber, Gaskraftwerke und Speicher

Neben dem in Kapitel 5 ermittelten zusätzlichen H-Gas-Bedarf für die L-H-Gas-Umstellung werden die Netzausbaumaßnahmen wesentlich durch den Mehrbedarf von Verteilernetzbetreibern, Gaskraftwerken und Speichern bedingt. Im Folgenden werden die geänderten und zusätzlichen Anforderungen aus diesen Segmenten noch einmal im Überblick dargestellt, bevor dann in Kapitel 7.2 die Ergebnisse der Modellierung vorgestellt werden.

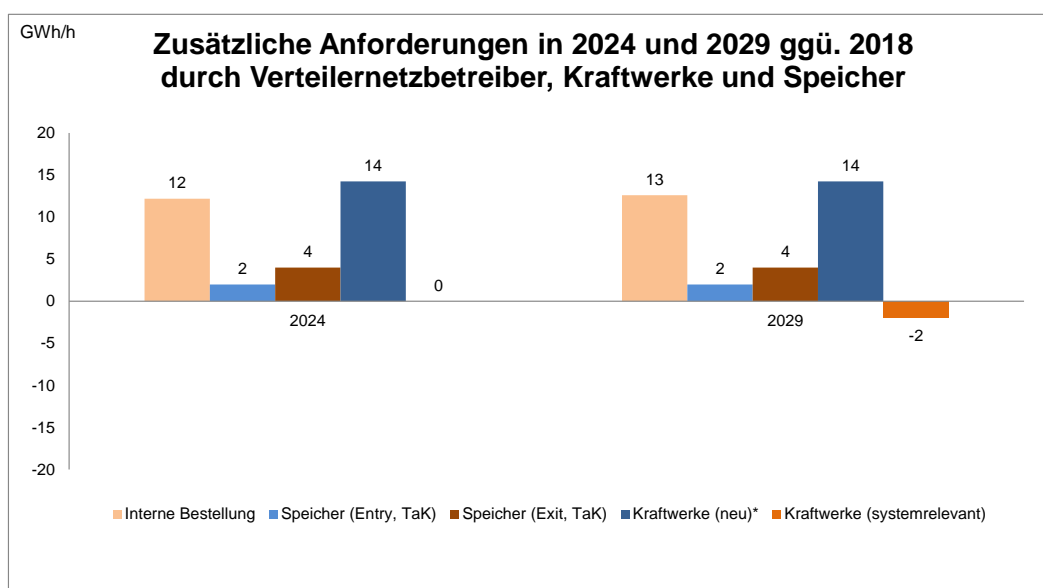
Die Modellierung der internen Bestellung der Verteilernetzbetreiber erfolgt dabei mit der plausibilisierten Langfristprognose bis 2023, danach wird der Bedarf konstant fortgeschrieben.

Nicht-systemrelevante Bestandsgaskraftwerke werden unverändert in die Modellierung übernommen. Neubaugaskraftwerke und heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Gaskraftwerke (nicht-bivalent) werden mit fDZK für Kraftwerke modelliert.

Speicher-Neubauten bzw. Erweiterungen mit Kapazitätsreservierungen gemäß § 38 GasNZV und Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV werden mit 100 % der angefragten Leistung als feste temperaturabhängige Kapazität (TaK) berücksichtigt.

Für die Jahre 2024 und 2029 ergeben sich die in Abbildung 33 sowie in Tabelle 37 dargestellten Änderungen hinsichtlich der internen Bestellungen, Speicher und Gaskraftwerke:

Abbildung 33: Zusätzliche Anforderungen in 2024 und 2029 ggü. 2018 durch Verteilernetzbetreiber, Gaskraftwerke und Speicher



* Modellierung der Neubaugaskraftwerke unter Verwendung des Cluster-Ansatzes (vgl. Kapitel 2.5.2)

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Einzelnen stellt sich die Entwicklung wie folgt dar:

Tabelle 37: Zusätzliche Anforderungen für 2024 und 2029 ggü. 2018 durch Verteilernetzbetreiber, Gaskraftwerke und Speicher (Angaben in MWh/h)

Segment/ Name	Fernleitungs- netzbetreiber	2024	2029
Verteilernetzbetreiber		12.215	12.602
Summe	Alle		
Kraftwerke (Neubau)*		14.261	14.261
GUD Gundremmingen	bayernets	1.900	1.900
KW Zolling	bayernets	1.840	1.840
KW Leipzig	bayernets	1.906	1.906
KW Gundelfingen	bayernets	1.900	1.900
GHKW VW 2	GUD	1.080	1.080
KW Infrasil Griesheim	OGE	1.700	1.700
Kraftwerk Scholven	OGE	335	335
Karlsruhe RDK 6S	OGE	800	800
Gasturbine Heilbronn	terraneis bw	1.200	1.200
GuD-KW Herne	Thyssenigas	1.600	1.600
Kraftwerke (Systemrelevant)		0	-1.914
Staudinger 4	OGE	0	-1.914
Speicher (Entry)		2.397	2.397
7Fields (Haiming 2-RAGES/bn)	bayernets	648	648
7Fields (Haiming 2-RAGES/bn)	bayernets	346	346
Inzenham-West USP	bayernets	1.403	1.403
Speicher (Exit)		3.700	3.700
7Fields (Haiming 2-RAGES/bn)	bayernets	432	432
7Fields (Haiming 2-RAGES/bn)	bayernets	230	230
Inzenham-West USP	bayernets	1.403	1.403
Empelde	Nowega	1.635	1.635

* Modellierung der Neubaugaskraftwerke unter Verwendung des Cluster-Ansatzes (vgl. Kapitel 2.5.2)

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Speicher Inzenham

Gemäß der Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 wurden die Fernleitungsnetzbetreiber von der Bundesnetzagentur aufgefordert den Speicher Inzenham mit einer TaK in Höhe von 1.403 MWh/h zu modellieren. Bei einem Ansatz von TaK wirkt in den entsprechenden Temperaturbereichen die Einspeisekapazität netzentlastend, die Ausspeisekapazität belastend. Das Ergebnis der Modellierung hat ergeben, dass keine zusätzlichen Netzausbaumaßnahmen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 benötigt werden. Eine Zuteilung dieser TaK ist mit Inbetriebnahme der entsprechenden Ausbaumaßnahmen zum 01. Januar 2020 möglich. Eine genaue Zuordnung der benötigten Maßnahmen ist unter dem Punkt „Auswirkung auf die Bedarfsdeckung“ in der NEP-Gas-Datenbank unter der Kachel „Ausbaumaßnahmen“ zu entnehmen.

7.2 Modellierungsergebnisse Basisvariante

7.2.1 Maßnahmen der Basisvariante

Im Folgenden werden die Modellierungsergebnisse für die Jahre 2023 und 2028 beschrieben. Hierbei werden die Unterschiede gegenüber dem finalen Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026³ hervorgehoben. Grundsätzlich wird dabei eine Einteilung in die nachfolgenden vier Kategorien vorgenommen:

- A) Unveränderte Maßnahmen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026
Maßnahmen mit Änderungen, die sich nicht auf Grund der Ergebnisse der Modellierung ergeben, werden unter A) aufgelistet. Hierzu gehören z. B. Änderungen hinsichtlich Kosten, Standort einer Maßnahme und die damit verbundene Umbenennung, Inbetriebnahmetermine (z. B. auf Grund aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellung), der Aufteilung einer Maßnahme auf Leitung und GDRM-Anlage oder der Aufteilung einer Maßnahme zur klaren Zuordnung zu Assets, die sich in unterschiedlichem Eigentum der Fernleitungsnetzbetreiber befinden.
- B) Veränderte Maßnahmen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026
Maßnahmen, bei denen sich wesentliche Änderungen an den technischen Auslegungsparametern (Leitungslänge und -durchmesser, Druckstufe, Anlagenleistung) ergeben haben, werden unter B) aufgelistet.
- C) Zusätzliche Maßnahmen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026
- D) Entfallene Maßnahmen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026

Innerhalb einer Kategorie wird dann noch in jeweiligen Unterkapiteln zwischen den Jahren 2023 und 2028 unterschieden. Eine Beschreibung der Maßnahmen des Netzausbauvorschlages der Fernleitungsnetzbetreiber findet sich in der NEP-Gas-Datenbank unter der Kachel „Ausbaumaßnahmen“.

A) Unveränderte Maßnahmen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026

Die im Folgenden aufgeführten Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 sind unverändert Ergebnis der Modellierung für das Jahr 2023:

- GDRM-Anlage Finsing 3 und Verbindungsleitung (ID 028-04b)
- Leitung Voigtslach-Paffrath (ID 067-02a, separate Ausweisung der GDRM-Anlage)
- GDRM-Anlage Paffrath und Verbindungsleitung (ID 067-02b, separate Ausweisung der GDRM-Anlage)
- Anbindung Heilbronn (ID 112-02)
- GDRM-Anlage Raum Heilbronn (ID 116-02)
- VDS Würselen (ID 203-02)
- ZEELINK 1 (ID 204-02a)
- ZEELINK 1 GDRM-Anlage Glehn und Verbindungsleitung (ID 204-02b)
- ZEELINK 1 GDRM-Anlage St. Hubert und Verbindungsleitung (ID 204-02c)

³ „NEP Gas 2016-2026“ bezieht sich hier auf die in der NEP-Datenbank unter der Kachel „Ausbaumaßnahmen“ im NEP-Zyklus „2016 – NEP Bestätigt“ geführten Daten [FNB Gas 2016b].

- ZEELINK 1 GDRM-Anlage Stolberg und Verbindungsleitung (ID 204-02d, separate Ausweisung der GDRM-Anlage)
- ZEELINK 2 (ID 205-02a)
- ZEELINK 2 GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung (ID 205-02b)
- GDRM-Anlage Mittelbrunn (ID 206-02)
- GDRM-Anlage Rimpär (ID 208-01)
- GDRM-Anlage Gernsheim (MEGAL) (ID 209-02a)
- GDRM-Anlage Gernsheim (OGE) (ID 209-02b)
- Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen Nord, Bremerhaven bis Cuxhaven und östlicher Teil des Netzes der EWE Netz) (ID 223-01)
- Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas (ID 300-02)
- Überspeisung Embsen (ID 301-01)
- Leitung Datteln-Herne (ID 302-01)
- Reversierung TENP (ID 305-02)
- GDRM-Anlage Mittelbrunn (ID 307-01)
- GDRM-Anlage Gernsheim (OGE) (ID 308-02b)
- VDS MEGAL Rimpär (ID 309-01)
- GDRM-Anlage Reichertsheim und Verbindungsleitung (ID 310-01)
- VDS MEGAL Rimpär (ID 312-01)
- Umstellung des Netzgebietes Bergheim 1 auf H-Gas (ID 320-01)
- Umstellung Netzgebiet Aggertal (ID 323-02)
- Armaturenstation Niederpleis und Verbindungsleitung (ID 324-01)
- Armaturenstation Neukirchen und Verbindungsleitung (ID 325-01)
- Armaturenstation Horrem und Verbindungsleitung (ID 326-02)
- GDRM-Anlage Niederschelden und Verbindungsleitung (ID 327-02)
- GDRM-Anlage Elsdorf und Verbindungsleitung (ID 330-02)
- GDRM-Anlage Scheidt (ID 331-01)
- GDRM-Anlage Asbeck und Verbindungsleitung (ID 333-01)
- Armaturenstation Rauschendorf und Verbindungsleitung (ID 334-02)
- Armaturenstation Oberaden und Verbindungsleitung (ID 336-01)
- GDRM-Anlage Porz (ID 337-01)
- GDRM-Anlage Paffrath (ID 338-01)
- GDRM-Anlage Wertingen (ID 401-01)
- Leitung Wertingen-Kötz (ID 402-01a, separate Ausweisung der GDRM-Anlage)
- GDRM-Anlage Wertingen 2 (ID 402-01b, separate Ausweisung der GDRM-Anlage)
- GDRM-Anlage Kötz (ID 402-01c, separate Ausweisung der GDRM-Anlage)
- GDRM-Anlage Amerdingen (ID 406-01)
- GDRM-Anlage Schnaitsee (ID 407-01)
- VDS Krummhörn (ID 415-01)
- VDS Nordschwarzwaldleitung (ID 417-02)
- Erweiterung VDS Scharenstetten (ID 418-02)
- VDS Emsbüren (ID 420-01)
- VDS Scheidt (ID 421-01)
- VDS Elten (ID 422-01)
- GDRM-Anlage Emstek (ID 431-01)
- GDRM-Anlage Marbeck und Verbindungsleitung (GDRM-Anlage Dorsten und Verbindungsleitung) (ID 437-01, Änderung des Standorts der GDRM-Anlage)
- Umbindung Speicheranbindungsleitungen Epe (ID 438-01)
- GDRM-Anlage Pattscheid und Verbindungsleitung (ID 439-01)
- Leitung Erftstadt-Euskirchen (ID 440-01)
- GDRM-Anlage Vinnhorst und Verbindungsleitung (ID 441-01)

- Armaturenstationen St. Hubert-Voigtslach und Verbindungsleitung (NETG) (ID 445-01a)
- Armaturenstationen St. Hubert-Voigtslach und Verbindungsleitung (OGE) (ID 445-01b)
- Umstellung Wipperfürth-Niederschelden (ID 446-01)
- GDRM-Anlage Euskirchen und Verbindungsleitung (ID 448-01)
- Verlängerung Anbindung Heilbronn (ID 449-01)
- Erweiterung GDRM-Anlage Steinhäule (ID 450-01)

Darüber hinaus sind folgenden Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 unverändert Ergebnis der Modellierung für 2028:

- GDRM-Anlage Leeheim und Verbindungsleitung (ID 314-01)
- GDRM-Anlage Drohne und Verbindungsleitung (ID 443-01)
- GDRM-Anlage Werne und Verbindungsleitung (Stationsumbau VDS Werne) (ID 444-01)

B) Veränderte Maßnahmen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026

Folgende Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 sind mit geänderten technischen Parametern Ergebnis der Modellierung für das Jahr 2023. Die Gründe für die Anpassung der Netzausbaumaßnahmen werden im Folgenden dargestellt:

- GDRM-Anlage Achim (ID 119-02)
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung. Im Zuge der weiter fortgeschrittenen Umstellungsplanung ist eine Inbetriebnahme der Maßnahme erst in 10/2021 erforderlich.
- Reversierung GDRM-Anlage Obermichelbach (ID 207-03)
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der Detailplanung.
- GDRM-Anlage Nordlohne und Verbindungsleitung (ID 224-03)
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung.
- GDRM-Anlage Hilter und Verbindungsleitung (ID 228-03)
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung.
- Leitung Schlüchtern-Rimpar (ID 311-02)
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der Detailplanung.
- GDRM-Anlage Langenscheid und Verbindungsleitung (ID 328-03)
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung.

- GDRM-Anlage Siegwiesen und Verbindungsleitung (ID 329-03)
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung.
- GDRM-Anlage Kempershöhe und Verbindungsleitung (ID 335-02a, separate Ausweisung von GDRM-Anlage, Leitungen und Armaturenstationen)
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung.
- Leitungen Wipperfürth-Niederschelden (ID 335-02b, separate Ausweisung von GDRM-Anlage, Leitungen und Armaturenstationen)
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung.
- Leitung Bunde-Leer Mooräcker (ID 432-02a, separate Ausweisung der GDRM-Anlage)
Anpassung technischer Parameter auf Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung.
- GDRM-Anlage Bunde-Landschaftspolder und H-L-Gas-Mischanlage (ID 432-02b, separate Ausweisung der GDRM-Anlage)
Anpassung technischer Parameter auf Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung und Erweiterung der GDRM-Anlage durch eine Mischanlage zur Beimischung von H-Gas in das L-Gas-Netz zur Reduktion des L-Gas-Importes aus den Niederlanden.
- GDRM-Anlage Altena und Verbindungsleitung (ID 435-02)
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung.
- Leitung Heiden-Dorsten (ID 436-02)
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung.
- GDRM-Anlage Ahlten und Verbindungsleitung (ID 442-02)
Anpassung technischer Parameter auf der Basis aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung.
- Erweiterung GDRM-Anlage Au am Rhein (ID 451-02)
Geringfügige Anpassung der Anlagenleistung auf der Basis der gestiegenen Kapazitätsnachfrage in Baden-Württemberg.

C) Zusätzliche Maßnahmen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026

Zusätzliche Netzausbaumaßnahmen der Modellierung für das Jahr 2023 gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 werden im Folgenden beschrieben:

- GDRM-Anlage Rehden (ID 410-01a)
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um eine Erweiterung der bestehenden GDRM-Anlage Rehden-MIDAL 2. Die Maßnahme ist vorgesehen zur Übernahme von Gasmengen aus der NEL, die in Drohne aus dem Marktgebiet

GASPOOL an das Marktgebiet NetConnect Germany übergeben werden. Die Maßnahme befindet sich bei Rehden in Niedersachsen. Die Inbetriebnahme ist für Dezember 2020 geplant.

- GDRM-Anlage Drohne (ID 410-01b)
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um eine Erweiterung der bestehenden GDRM-Anlage Drohne. Die Maßnahme ist vorgesehen zur Übergabe von Gasmengen aus dem Marktgebiet GASPOOL an das Marktgebiet NetConnect Germany. Die Maßnahme befindet sich bei Drohne in Nordrhein-Westfalen. Die Inbetriebnahme ist für Dezember 2020 geplant.
- Erdgasempfangsstation Lubmin II (ID 412-03)
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer Erdgasempfangsstation. Die Station ist vorgesehen zur Aufnahme von aus der Nord Stream-Erweiterung kommenden, zusätzlichen Gasmengen. Der Standort für die neue Erdgasempfangsstation liegt im westlichen Bereich der bestehenden Anlandestation Lubmin bei Greifswald in Mecklenburg-Vorpommern. Die technische Inbetriebnahme ist für Januar 2020 geplant.
- VDS Legden (ID 416-02)
Aus den in der Netzmodellierung des Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 betrachteten Szenarien und der H-Gas-Quellenverteilung ergibt sich eine Anpassung der technischen Parameter gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026. Aufgrund der Zusammenlegung der beiden bisherigen Marktgebiete sind bei der Fortführung der Planung (Umsetzungsbericht 2019 – Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030) weitere Erkenntnisse bzgl. der technischen Parameter möglich.
- Leitung Walle-Wolfsburg (ID 501-01a)
Für das bestehende -Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV des Kraftwerk-Projektes VW Wolfsburg wird zur Bereitstellung der notwendigen zusätzlichen Kapazitäten eine Loop-Leitung zwischen Walle und Wolfsburg benötigt. Die Maßnahme befindet sich in Niedersachsen. Eine Inbetriebnahme ist für Oktober 2021 geplant.
- Erweiterung GDRM-Anlage Wolfsburg KW Nord (ID 501-01b)
Im Rahmen der Abstimmung und des Projektengineerings zur Deckung des Bedarfes gemäß dem Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV des Kraftwerk-Projektes VW Wolfsburg erfolgt eine Festlegung des Bedarfs zur Errichtung einer GDRM-Anlage. Die Maßnahme befindet sich in Niedersachsen. Eine Inbetriebnahme ist für Oktober 2021 geplant.
- Erweiterung GDRM-Anlage Wolfsburg HKW (ID 501-01c)
Im Rahmen der Abstimmung und des Projektengineerings zur Deckung des Bedarfes gemäß dem Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV des Kraftwerk-Projektes VW Wolfsburg erfolgt die Festlegung eines Bedarfs zur Errichtung einer GDRM-Anlage. Die Maßnahme befindet sich in Niedersachsen. Eine Inbetriebnahme ist für Oktober 2021 geplant.
- Erweiterung GDRM-Anlage Kolshorn (ID 501-01d)
Aufgrund von Kapazitätserhöhungen (Exit) im Raum Hannover Ost ist eine Anbindung der Leitung 64 sowie eine druckgetrennte Fahrweise der beiden

parallelen Leitungen zwischen Kolshorn und Sophiental notwendig. Zur Ermöglichung der druckgetrennten Fahrweise ist die Erweiterung (zusätzlicher Fahrweg) der GDRM-Anlage in Kolshorn notwendig. Die Maßnahme befindet sich in Niedersachsen. Eine Inbetriebnahme ist für Oktober 2021 geplant.

- Erweiterung GDRM-Anlage Unterlüß (ID 501-01e)
 Zur Kapazitätserhöhung (Exit) im Raum Hannover Ost soll die Leitung 64 mit H-Gas aufgespeist werden im Rahmen der L-H-Gas-Umstellung des Bereiches Munster Gockenholz bei der Nowega. Dafür ist eine Erweiterung der Anbindung der Leitung 64 an die NETRA in Unterlüß notwendig. Die Kapazität der Station Unterlüß muss erweitert werden. Die Maßnahme befindet sich in Niedersachsen. Eine Inbetriebnahme ist für Oktober 2021 geplant.
- Leitung Brunsbüttel-Hetlingen (ID 502-1a)
 Zur Erfüllung des Ausbaubegehrens gemäß § 39 GasNZV des geplanten LNG-Terminals in Brunsbüttel ist der Bau einer Leitung von Brunsbüttel bis Hetlingen notwendig. Die Maßnahme befindet sich in Schleswig-Holstein. Eine Inbetriebnahme ist für Oktober 2021 geplant.
- GDRM-Anlage Hetlingen (ID 502-1b)
 Neubau einer GDRM-Station zur Überspeisung zwischen der neuen Leitung Brunsbüttel-Hetlingen in das bestehende GUD-System. Die Maßnahme befindet sich in Schleswig-Holstein. Eine Inbetriebnahme ist für Oktober 2021 geplant.
- Erweiterung Armaturenstation Hetlingen (ID 503-01a)
 Erweiterung der Station Hetlingen zur Schaffung einer Überspeisemöglichkeit aus dem 70 bar in das 80 bar System. Die Maßnahme befindet sich in Schleswig-Holstein. Eine Inbetriebnahme ist für Oktober 2019 geplant.
 GUD benötigt diese Maßnahme zur Bereitstellung einer erhöhten Bestellkapazität im Raum Schleswig-Holstein ab 2022. Eine frühzeitige Realisierung dieser Maßnahme würde für den Zeitraum von 2019-2022 die Exit-Kapazitäten am GÜP Ellund um ca. 1 GW erhöhen, um zusätzliche Kapazitäten während des Tyra-Shutdowns in Richtung Dänemark zur Verfügung zu stellen. Diese Kapazitäten werden dem Markt über die anstehende Jahresauktion angeboten. Über das Vorziehen der Realisierung der Maßnahme wird auf Basis der Ergebnisse der Jahresauktion entschieden. GUD hat die genannte Maßnahme mit einem frühen Realisierungsdatum im Netzentwicklungsplan aufgenommen.
- Erweiterung VDS Embsen (ID 503-01b)
 Zur Bereitstellung der in Langfristprognose aufgeführten Kapazitäten in Richtung Schleswig-Holstein ist eine Erweiterung der VDS Embsen um eine weitere Verdichtereinheit geplant. Die Maßnahme befindet sich in Niedersachsen. Eine Inbetriebnahme ist für Oktober 2022 geplant.
- Leistungsverbindung EPT Rysum-Rysum Folmhusen (ID 504-01a)
 Im Zuge der anstehenden Novellierung der TA-Luft (erwartet für 2019), auf Basis der IED (Industrial Emissions Directive), und dem dazugehörigen Referentenentwurf wird ein Revamp der VDS Bunder Tief notwendig. Aus diesem Grund wird eine Substitution der VDS Bunder Tief geplant. Um bestehende Kapazitäten in Richtung TTF auch zukünftig bereitstellen zu können, ist geplant, den bestehenden Grenzübergangspunkt Oude Stanzijl H (Exit) in eine Zone Oude H (Exit) zu

überführen. Die Zone Oude H wird aus dem bestehenden Punkt Oude Statenzijl H sowie einem neuen Netzkopplungspunkt Rysum bestehen. Dieser neue Netzkopplungspunkt nutzt die bereits vorhandene Infrastruktur im Raum Emden effizient aus. Zur Errichtung des neuen Punktes sowie der Überführung der bestehenden Kapazitäten in die Zone sind die Maßnahmen 504-01a, b, c vorgesehen. Die Gesamtsumme der Investitionen für die drei genannten Maßnahmen wird um ein Vielfaches niedriger erwartet, als ein Revamp der VDS Bunder Tief. In Abhängigkeit eines zukünftigen Bedarfes sowie der Auslegung der GDRM-Anlage Emden könnten zukünftig auch höhere Kapazitäten in Richtung GTS bereitgestellt werden. Dies wurde bereits im Zuge der Planung von Incremental Capacity untersucht. Die Maßnahme befindet sich in Niedersachsen. Eine Inbetriebnahme ist für Oktober 2023 geplant.

- Erweiterung GDRM-Anlage Folmhusen (ID 504-01b)
Reversierung der bestehenden Messstrecken auf der Station Folmhusen zur Erhöhung der Transportkapazitäten in Richtung Emden. Die Maßnahme befindet sich in Niedersachsen. Eine Inbetriebnahme ist für Oktober 2023 geplant.
- GDRM-Anlage Emden (ID 504-01c)
Neubau der Mess- und Regelstation im Raum Emden zur Überspeisung in Richtung GTS über den neuen Netzkopplungspunkt Rysum. Die Maßnahme befindet sich in Niedersachsen. Eine Inbetriebnahme ist für Oktober 2023 geplant.
- Erweiterung Konvertierung Rehden (ID 505-01)
Die Erweiterung der Konvertierungsanlage in Rehden um einen Stickstoffgenerator ermöglicht eine dauerhafte Vor-Ort Bereitstellung des für die Konditionierung auf L-Gas notwendigen Stickstoffes und somit den grundsätzlichen Dauerbetrieb der Anlage. Die Konvertierungsanlage kann somit in Mittel-, und Spitzenlastzeiten mit einer Leistung von ca. 1 GWh/h im Dauerbetrieb eingesetzt werden. Unter Berücksichtigung der bisherigen Konvertierungsmöglichkeiten am Standort Rehden beträgt die kombinierte Spitzenlastleistung der Anlage nach Realisierung ca. 2,4 GWh/h. Die Inbetriebnahme ist für den Winter 2020/21 vorgesehen. Die Maßnahme dient zusätzlich der Kapazitätssicherung des Umstellungsbereiches Zone Westnetz der GTG Nord für den Zeitraum 2021-2027.
- Leitung Massenheim-Sulzbach (ID 506-01a)
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendiger technischer Einrichtungen, zur Verbindung der H-Gas Leitung Wicker - Flörsheim und der H-Gas Leitung Frankfurter Leitung. Die Maßnahme wird in Verbindung mit der Maßnahme „GDRM-Anlage Massenheim II“ (ID 506-01b) durchgeführt. Sie dient zur Belieferung des neuen Kraftwerks in Griesheim sowie der Erhöhung der Überspeisekapazitäten zu Verteilernetzbetreibern.
Die Maßnahme befindet sich in Hessen südwestlich von Frankfurt.
Die Inbetriebnahme ist für Dezember 2023 geplant.
- GDRM-Anlage Massenheim II und Verbindungsleitung (ID 506-01b)
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Erweiterung einer bestehenden GDRM-Anlage sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung zur Anbindung der neu zu errichtenden H-Gas Leitung Massenheim-Sulzbach (ID 506-01a) an die H-Gas Leitung Wicker - Flörsheim. Die

Maßnahme wird in Verbindung mit der Maßnahme „Leitung Massenheim-Sulzbach“ (ID 506-01a) durchgeführt. Sie dient zur Belieferung des neuen Kraftwerks in Griesheim sowie der Erhöhung der Überspeisekapazitäten zu Verteilernetzbetreibern.

Die Maßnahme befindet sich in Hessen südlich von Frankfurt.

Die Inbetriebnahme ist für Dezember 2023 geplant.

- Ferngasleitung EUGAL (ID 507-01a)

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer Ferngasleitung. Die Leitung verbindet die Erdgasempfangsstation Lubmin II mit dem tschechischen Netzgebiet.

Für die Ferngasleitung EUGAL sind drei Verbindungen mit der bereits bestehenden deutschen Infrastruktur geplant. Die Verbindungen erfolgen im Raum Lubmin mit der Ferngasleitung NEL, im Raum Kienbaum mit der FGL 306/NETRA und im Raum Radeland mit der Ferngasleitung JAGAL.

Die Leitung befindet sich in den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Sachsen. Bis in den Raum Weißack im Bundesland Brandenburg wird die Ferngasleitung EUGAL als Doppelleitung ausgeführt. Die technische Inbetriebnahme ist für Dezember 2019 geplant.

- Anbindungsleitung NEL (ID 507-01b)

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer Anbindungsleitung. Die Leitung verbindet die Ferngasleitungen EUGAL und NEL.

Die Leitung liegt bei Lubmin in Mecklenburg-Vorpommern. Die technische Inbetriebnahme ist für Dezember 2019 geplant.

- GDRM-Anlage Lubmin-NEL (ID 507-01c)

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer GDRM-Anlage. Die Anlage ist zum Austausch von Mengen zwischen den Ferngasleitungen EUGAL und NEL vorgesehen. Der Standort für die neue GDRM-Anlage ist bei Lubmin in Mecklenburg-Vorpommern. Die Fertigstellung ist für Dezember 2019 geplant.

- VDS Radeland II (ID 507-01d)

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer Verdichterstation. Die Station ist vorgesehen zur Druckerhöhung von Transportmengen der Ferngasleitung EUGAL in Richtung Deutschneudorf und zur Überspeisung in die Ferngasleitung JAGAL. Der Standort liegt bei Baruth in Brandenburg. Die technische Inbetriebnahme ist für Dezember 2020 geplant.

- GDRM-Anlage Radeland II (ID 507-01e)

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer GDRM-Anlage. Die bidirektionale Anlage ist als Verbindung zwischen den Ferngasleitungen EUGAL und JAGAL vorgesehen. Die Anlage liegt auf dem Stationsgelände der VDS Radeland II bei Baruth in Brandenburg. Die technische Inbetriebnahme ist für Dezember 2019 geplant.

- GDRM-Anlage Deutschneudorf-EUGAL (ID 507-01f)

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Errichtung einer neuen GDRM-Anlage zur Überspeisung von Gasmengen von der EUGAL in das Leitungsnetz des tschechischen Fernleitungsnetzbetreibers Net4Gas.

Die Maßnahme befindet sich in Deutschneudorf in Sachsen nahe der tschechischen Grenze. Die technische Inbetriebnahme ist für Dezember 2019 geplant.

- GDRM-Anlage Kienbaum II inkl. Anschlussleitung an die EUGAL (ID 507-01g)
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Erweiterung der GDRM-Anlage um zwei Mess- und Regelschienen mit Vorwärmung und Neubau eines Netzanschlusses an die EUGAL inkl. Anbindungsleitung und Gas-Analysegebäude für die unterbrechungsfreie Übernahme von Transportmengen aus der EUGAL zum Weitertransport in Richtung Westen. Die Anlage befindet sich in Brandenburg, die technische Inbetriebnahme ist für Dezember 2019 geplant.
- GDRM-Anlage Börnicke (DÜG) (ID 507-01h)
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Erweiterung des Druckstufenübergangs (DÜG) Börnicke durch Einbau einer zweiten Regelschiene zur Druckabsicherung des nachgeschalteten Systems mit einem maximalen Betriebsdruck MOP 84 bar bezüglich des erhöhten Transportbedarfes von Ost (aus Richtung Kienbaum) nach West. Die Anlage befindet sich nordöstlich von Berlin in Brandenburg und soll Ende 2019 technisch in Betrieb gehen.
- GDRM-Anlage Steinitz (ID 507-01i)
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Erweiterung der GDRM-Anlage Steinitz um eine zusätzliche Mess- und Regelschiene (MRS) als Redundanz für die vorhandene MRS 9 zur Gewährleistung eines permanenten Gastransports aus der FGL 302 in Richtung NETRA. Die GDRM-Anlage Steinitz befindet sich im Bundesland Sachsen-Anhalt. Die technische Inbetriebnahme ist für Dezember 2019 geplant.
- GDRM-Anlage Groß Köris (ID 507-01j)
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer Mess- und Regelschiene zur Sicherstellung eines dauerhaften und unterbrechungsfreien Gastransportes zum Grenzübergangspunkt Deutschneudorf. Die GDRM-Anlage befindet sich bei Groß Köris in Brandenburg, die technische Inbetriebnahme ist für Dezember 2019 geplant.
- GDRM-Anlage Sülstorf (ID 507-01k)
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Erweiterung der GDRM-Anlage Sülstorf um eine Vorwärmung und eine Messstrecke. Die Anlage ist zum Austausch von Mengen zwischen der Ferngasleitung NEL und der FGL 219 vorgesehen. Der Standort der GDRM-Anlage ist bei Sülstorf in Mecklenburg-Vorpommern. Die Fertigstellung ist für Dezember 2019 geplant.
- Reversierung VDS Holtum (ID 507-01l)
Aufgrund der Buchungen im Rahmen von more capacity ist die bestehende Verdichterstation Holtum in Ost-West-Richtung zu nutzen. Daher ist eine Reversierung der bestehenden Station notwendig. Die Maßnahme befindet sich in Niedersachsen. Eine Inbetriebnahme ist für Oktober 2020 geplant.
- VDS Sayda (ID 507-01m)
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um den Neubau der bestehenden Verdichterstation zur Gewährleistung eines dauerhaften und unterbrechungsfreien Gastransportes bzw. Druckbereitstellung am

Grenzübergangspunkt (GÜP) Deutschneudorf. Die Anlage befindet sich bei Sayda im Bundesland Sachsen. Die technische Inbetriebnahme ist für Ende 2023 geplant.

- Erweiterung GDRM-Anlage Leonberg-West (ID 508-01)
Bei der beschriebenen Maßnahme handelt es sich um eine Erweiterung der GDRM-Anlage in Leonberg-West. Hiermit wird die Anlagenleistung von 300.000 m³/h auf 550.000 m³/h erhöht. Die Erweiterung ist erforderlich zur Absicherung der erhöhten Kapazitätsnachfrage in Baden-Württemberg. Die Inbetriebnahme ist für August 2022 geplant.
- Armaturenstation Visbek Astrup (ID 520-01)
Bei der Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer Armaturenstation zwischen der Leitung 33 und Leitung 24. Die neue Armaturenstation ist notwendig für die Trennung des Netzes für die vorgesehen L-H-Gas-Umstellung. Die Maßnahme befindet sich in Niedersachsen. Die Inbetriebnahme ist für das Jahr 2019 geplant.
- Armaturenstation Twistringen Ehrenburg (ID 521-01)
Bei der Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer Armaturenstation zwischen Ehrenburg und Twistringen an der Leitung 34. Die neue Armaturenstation ist notwendig für die Trennung des Netzes für die vorgesehen L-H-Gas-Umstellung. Die Maßnahme befindet sich in Niedersachsen. Die Inbetriebnahme ist für das Jahr 2020 geplant.
- Systemanpassung GDRM-Anlage Bergedorf (ID 523-01)
Bei der Maßnahme handelt es sich um die Anpassung einer bestehenden GDRM-Anlage von L-Gas auf H-Gas. Die Station ist vorgesehen für den Antransport von H-Gas für die L-H-Gas-Umstellung. Die Maßnahme befindet sich in Niedersachsen. Die Inbetriebnahme der Anlage ist für das Jahr 2020 geplant.
- Systemanpassung GDRM-Anlage Steinfeld-Düpe (ID 524-01)
Bei der Maßnahme handelt es sich um die Anpassung einer bestehenden GDRM-Anlage von L-Gas auf H-Gas. Die Station ist vorgesehen für den Antransport von H-Gas für die L-H-Gas-Umstellung aus dem Netz der Nowega. Die Maßnahme befindet sich in Niedersachsen. Die Inbetriebnahme der Anlage ist für das Jahr 2021 geplant.
- Leitung Hamm-Bergkamen (ID 526-01)
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen, zur Verbindung der H-Gas-Leitung Werne-Schlüchtern und dem im L-Gas betriebenen Leitungssystem zur Umstellung des Bereichs Oberaden. Mit der Umsetzung dieser Maßnahme können Industriekunden schon im Jahr 2021 zur Entlastung der L-Gas Leistungs- und Mengenbilanzen auf H-Gas umgestellt werden.
Die Maßnahme befindet sich in Nordrhein-Westfalen westlich von Hamm.
Die Inbetriebnahme ist für Dezember 2020 geplant.
- Leitung Stockum-Bockum Hövel (ID 527-01)
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendiger technischer Einrichtungen, zur

Verbindung der H-Gas-Leitung Werne-Stockum und dem im L-Gas betriebenen Leitungssystem zur Umstellung der Bereiche Oberaden und Werne-Ummeln-Drohne. Mit der Umsetzung dieser Maßnahme können Industriekunden schon im Jahr 2021 zur Entlastung der L-Gas Leistungs- und Mengenbilanzen auf H-Gas umgestellt werden.

Für den Umstellungsbereich Oberaden ist eine Teilinbetriebnahme im Dezember 2020 erforderlich. Für die Umstellung in Hamm (Teilbereich von Werne-Ummeln-Drohne) wird die vollständige Leitung im Dezember 2025 benötigt. Aus Effizienzgründen im Planungsprozess wird der Leitungsbau als Gesamtprojekt durchgeführt.

Die Maßnahme befindet sich in Nordrhein-Westfalen nördlich von Hamm.

Die Inbetriebnahme ist für Dezember 2022 geplant.

- Leitung Merschhoven-Daberg (ID 528-01)
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendiger technischer Einrichtungen, zur Verbindung der H-Gas-Leitung Werne-Stockum und dem im L-Gas betriebenen Leitungssystem zur Umstellung des Bereichs Oberaden. Mit der Umsetzung dieser Maßnahme können Industriekunden schon im Jahr 2021 zur Entlastung der L-Gas Leistungs- und Mengenbilanzen auf H-Gas umgestellt werden.
Die Maßnahme befindet sich in Nordrhein-Westfalen westlich von Hamm.
Die Inbetriebnahme ist für Dezember 2020 geplant.

Außerdem sind folgende zusätzliche Netzausbaumaßnahmen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 Ergebnis der Modellierung für das Jahr 2028:

- Systemverbindungen und -anpassungen für L-H-Gas-Umstellung 2024-2029 (ID 229-01)
Anpassungen des Transportsystems der OGE zur Umstellung der OGE-Netzgebiete im Zeitraum von 2024 bis 2029. Die entsprechenden Maßnahmen werden in den folgenden Netzentwicklungsplänen konkretisiert.
- Systemverbindungen und Anpassungen für L-H-Gasumstellungen (ID 447-01)
Anpassungen des Transportsystems der Thyssengas zur Umstellung der aufgeführten Netzgebiete des Zeitraums nach 2023. Die entsprechenden Maßnahmen werden in den folgenden Netzentwicklungsplänen konkretisiert.
- Leitung Willich-Meerbusch (ID 525-01)
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen, zur Verbindung der NETG und der heute im L-Gas betriebenen Leitung Krefeld – Buderich zur Umstellung des Bereichs Neuss in 2025.
Die Maßnahme befindet sich in Nordrhein-Westfalen westlich von Düsseldorf.
Die Inbetriebnahme ist für Dezember 2024 geplant.
- Armaturenstationen Elten-St. Hubert (ID 529-01)
Bei der Maßnahme handelt es sich um Erweiterungen der Armaturenstationen auf dem Abschnitt von Elten bis St. Hubert der NETG zum Betrieb des Doppelleitungssystems mit unterschiedlichen Gasbeschaffenheiten. Zur schrittweisen Umstellung der Verteilernetzbetreiber und Netzanschlusskunden von L-Gas auf H-Gas entlang der Leitung wird diese Betriebsweise von 2026 bis zum

Abschluss der Marktraumumstellungen benötigt.

- Umstellung Köln-Dormagen (ID 530-01)
Bei der Maßnahme handelt es sich um die notwendigen Anpassungen des Transportsystems zur Umstellung des Netzgebietes Köln-Dormagen von L- auf H-Gas. Zur Aufspeisung des Netzgebietes mit H-Gas und unter Beachtung der maximalen Gerätezahlen ist eine bestehende, gemeinsame Zuleitung für zwei Netzkopplungs- bzw. -anschlusspartner über neu zu schaffende Verbindungen in das bestehende L-Gas-System einzubinden. Dies ermöglicht die komplette Umstellung des nachgelagerten Verbundsystems in Köln in 2025, während der Netzanschlusskunde entkoppelt und dem Umstellungsgebiet Hürth/Brühl/Bergheim 2 (Umstellung in 2027) zugeordnet werden kann.
- Armaturenstationen Appeldorn (ID 531-01a)
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die Errichtung einer GDRM-Anlage im Netz der Thyssengas, die bidirektional betrieben werden kann. In Verbindung mit einer Armaturenstation in Xanten (ID 531-01b) wird die Möglichkeit geschaffen Gas zwischen den umgestellten Netzgebieten entlang der NETG und dem bestehenden H-Gas-System der Thyssengas auszutauschen.
- Armaturenstationen Xanten (ID 531-01b)
Bei der Maßnahme handelt es sich um die Errichtung einer Armaturenstation im Netz der Thyssengas. In Verbindung mit einer ebenfalls neu zu errichtenden GDRM-Anlage in Appeldorn (ID 531-01a) wird die Möglichkeit geschaffen, Gas bidirektional zwischen den umgestellten Netzgebieten entlang der NETG und dem bestehenden H-Gas-System der Thyssengas auszutauschen. Die Maßnahme befindet sich in Nordrhein-Westfalen. Die Inbetriebnahme ist in 2025 geplant.

D) Entfallene Maßnahmen gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026

- GDRM-Anlage Ganderkesee (ID 121-01)
Durch die Realisierung der Maßnahme GDRM-Anlage Achim (ID 119-01) ist eine Realisierung der GDRM-Anlage in Ganderkesee nicht notwendig.
- GDRM-Anlage Wiefelstede (ID 339-01)
Die Maßnahme kann auf Grund aktueller Erkenntnisse der L-H-Gas-Umstellungsplanung und geänderter Umstellungsreihenfolge entfallen.
- Anschluss TENP MIDAL (ID 413-01)
Die Netzausbaumaßnahme Anschluss TENP-MIDAL ist nicht mehr erforderlich, da der Mehrbedarf des Kunden nicht mehr besteht.

7.2.2 Ergebnisse Basisvariante

Die Basisvariante führt zu folgenden Ergebnissen:

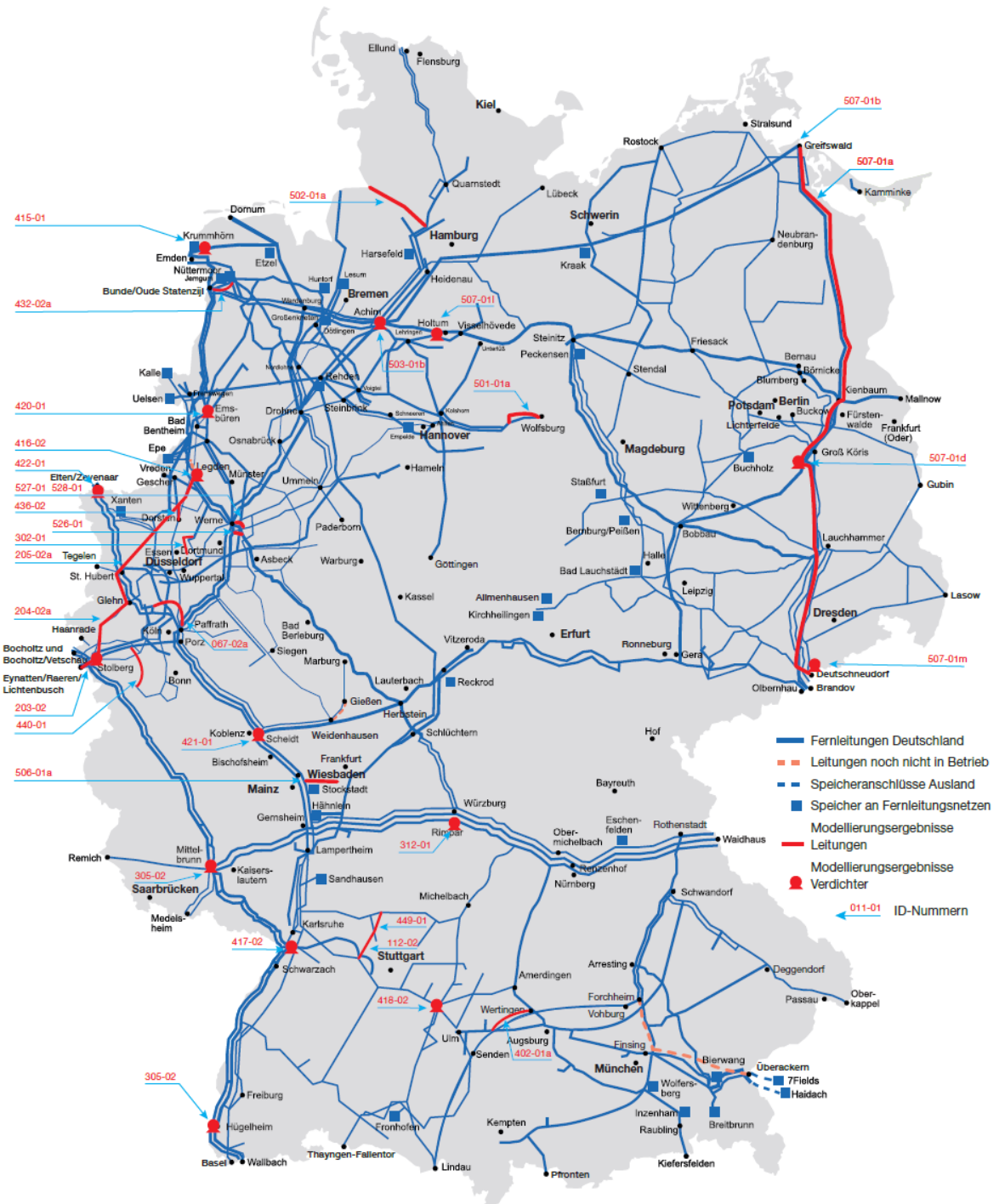
Tabelle 38: Ergebnisse Basisvariante

	Bis Ende 2023	Bis Ende 2028
Modellierungsergebnis		
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	305 MW	305 MW
Leitungsbau	1.056 km	1.061 km
Kosten	5,3 Mrd. Euro	5,5 Mrd. Euro
Startnetzmaßnahmen		
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	203 MW	
Leitungsbau	328 km	
Kosten	1,5 Mrd. Euro	
Gesamtergebnis		
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	508 MW	508 MW
Leitungsbau	1.384 km	1.390 km
Kosten	6,8 Mrd. Euro	7,0 Mrd. Euro

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

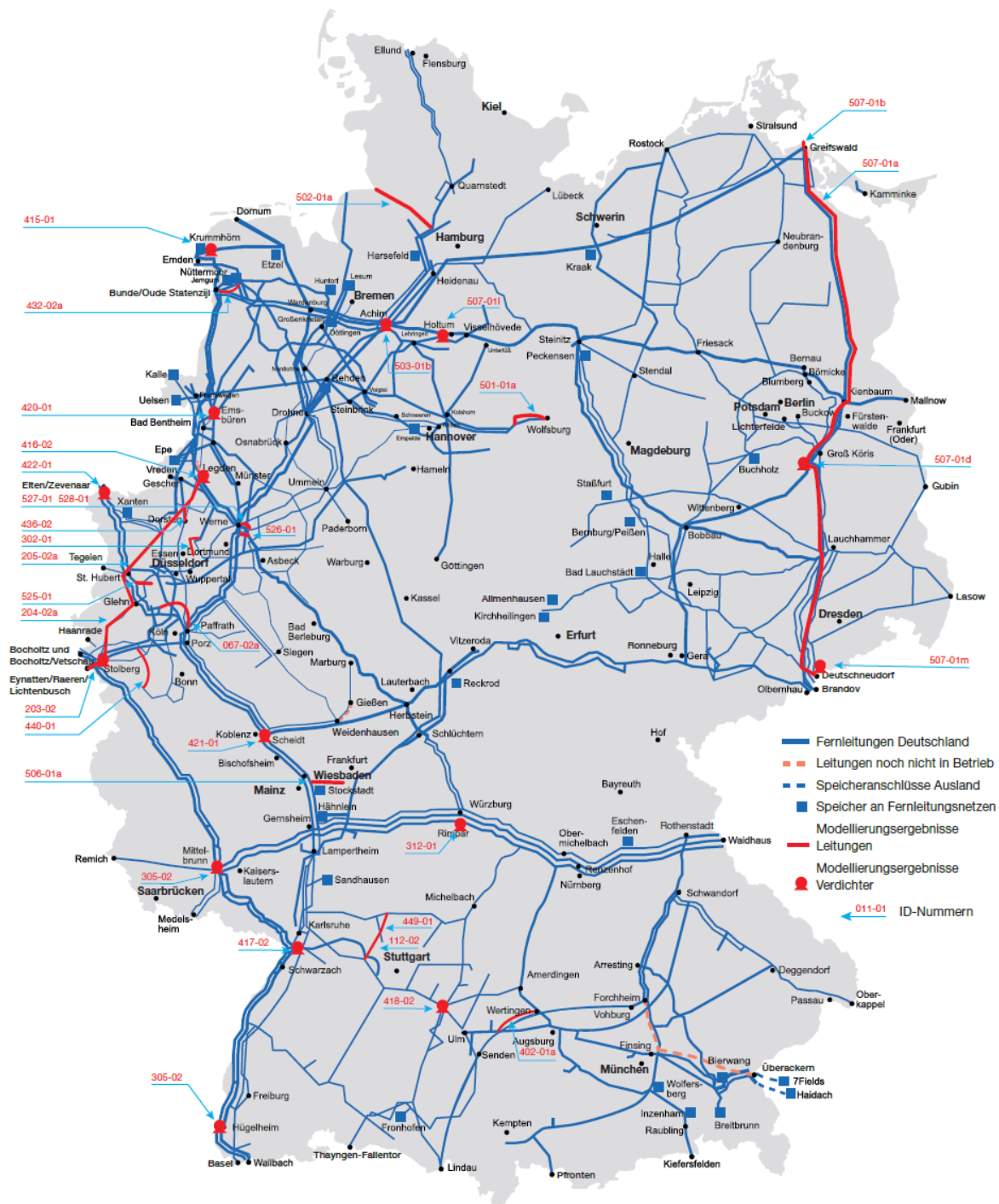
Die resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in der [NEP-Gas-Datenbank](#) aufgeführt und werden in den folgenden Abbildungen dargestellt.

Abbildung 34: Ausbaumaßnahmen der Basisvariante bis Ende 2023



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 35: Ausbaumaßnahmen der Basisvariante bis Ende 2028



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

7.3 Modellierungsergebnisse Speichervariante

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Speichervariante beschrieben.

7.3.1 Aufstellung Leistungsbilanzen

Im ersten Schritt wird für die beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL bilanziell die erforderliche Leistungsbereitstellung auf Basis der in der Basisvariante angesetzten Speicherleistungen für die Gaswirtschaftsjahre 2018/19 bis 2020/21 ermittelt, jeweils getrennt für H-Gas und L-Gas.

Durch die in den folgenden Tabellen 39-42 ausgewiesenen Speicherleistungen ist in der Basisvariante die jeweilige Bilanz gedeckt, d. h. ein reduzierter Exit-Bedarf oder eine erhöhte Entry-Kapazität führen bilanziell zu einem reduzierten Leistungserfordernis.

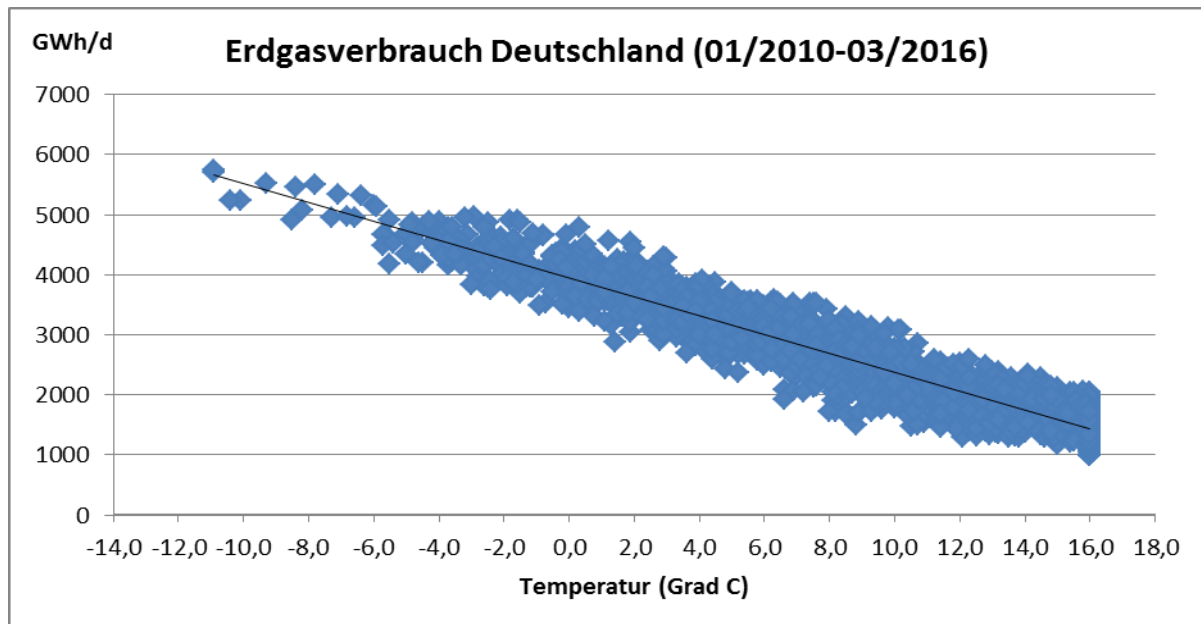
Betrachtete Lastsituation

Betrachtet wird eine Lastsituation zum Ende eines Winters. Da sich der Kapazitätsbedarf zum Ende des Winters temperaturbedingt vom Bedarf der Spitzenlastsituation unterscheidet, ist es erforderlich, den Spitzenlastbedarf entsprechend zu reduzieren.

Hierzu haben die Fernleitungsnetzbetreiber die für die Erstellung des TYNDP von den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern entwickelte „Deutschland-Regression“ verwendet und das Verhältnis zwischen Absatz bei Auslegungstemperatur und Absatz bei einer Temperatur, die statistisch gesehen einmal in zwanzig Jahren in der dritten und vierten Februarwoche auftritt, herangezogen.

Hierbei ergibt sich bei der ermittelten Temperatur für die dritte und vierte Februarwoche (Tagesmitteltemperatur Deutschland $-5,5^{\circ}\text{C}$) eine Lastreduktion um 21 % gegenüber der Spitzenlastsituation (vgl. Abbildung 36).

Abbildung 36: Deutschland-Regression



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Daher wird in der Analyse der jeweilige Exit-Bedarf bestehend aus Verteilernetzbetreibern, Industriekunden und Kraftwerken um das sich aus der „Deutschland-Regression“ ergebende Verhältnis zwischen Absatz bei Auslegungstemperatur und Absatz bei der ermittelten Temperatur in Höhe von 21 % reduziert.

Exit-Bedarf Grenzübergangspunkte

Betrachtet wird der Buchungsstand zum 01. Januar 2018 gemäß dem bestätigten Szenariorahmen. Für die Ermittlung der erforderlichen Speicherleistung wird bei denjenigen Grenzübergangspunkten, die bilanziell in der Basisvariante mit einem Exit-Bedarf angesetzt wurden, untersucht, welcher Anteil frei zuordenbarer Kapazität am 01. Januar 2018 gebucht war. Diese Kapazitätsbuchung wird für die zu betrachtenden drei Gaswirtschaftsjahre konstant fortgeschrieben, es sei denn, in den folgenden zwei Gaswirtschaftsjahren erfolgten bereits höhere Buchungen. Die sich hieraus ergebende derzeit nicht gebuchte FZK-Kapazität wird in der Speichervariante als oberer Wert eines Bandes des Exit-Bedarfs angesetzt, d. h. der Bedarf reduziert sich entsprechend in dieser Bandbreite.

7.3.2 Deutschlandweite Leistungsbilanz H-Gas

NCG H-Gas

Änderungen gegenüber der Basisvariante:

- Der Bedarf der Verteilernetzbetreiber, Industriekunden und Kraftwerke vermindert sich in der betrachteten Lastsituation zum Ende des Winters temperaturbedingt um 21 %.

- Es wird unterstellt, dass der Grenzübergangspunkt Oberkappel nicht in Exit-Richtung nominiert wird, sondern als Entry für den Import zusätzlicher Gasmengen zur Verfügung steht.
- Die am 01. Januar 2018 nicht gebuchte, frei zuordenbare Exit-Kapazität an den Grenzübergangspunkten Eynatten und Medelsheim wird in der Speichervariante als variabel angesetzt, d. h. der Bedarf reduziert sich entsprechend (Bandbreite 0 – 8,2 GWh/h).
- Die Versorgungsgebiete über die Grenzübergangspunkte Kiefersfelden, Pfronten, RC Basel, RC Lindau und RC Thayngen-Fallentor haben keine adäquate Verbindung mit anderen Fernleitungsnetzen. Deshalb werden sie unabhängig vom Buchungsstand analog der innerdeutschen Exits temperaturabhängig angesetzt.

GASPOOL H-Gas

Änderungen gegenüber der Basisvariante:

- Der Bedarf der Verteilernetzbetreiber, Industriekunden und Kraftwerke vermindert sich in der betrachteten Lastsituation am Ende des Winters temperaturbedingt um 21 %.
- Die am 01. Januar 2018 nicht gebuchte, frei zuordenbare Kapazität an den Grenzübergangspunkten Bunde, Olbernhau II, Oude Statenzijl H, Deutschneudorf, GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS wird in der Speichervariante nicht angesetzt.

Insgesamt ergeben sich damit die in Tabelle 39 ausgewiesenen, bilanziell erforderlichen Speicherleistungen.

Tabelle 39: Bilanziell erforderliche Leistung im H-Gas in GWh/h

	2018/19	2019/20	2020/21
Speicherleistung Basisvariante			
Summe	132,0	133,9	133,9
Reduziertes Speichererfordernis NCG			
Minderbedarf VNB, IND, KW	27,1	28,1	29,7
Geänderte Lastflussannahmen an GÜP	15,0	15,0	15,0
Nicht gebuchte Exit-FZK an GÜP	8,2	8,2	8,2
Summe	50,3	51,3	52,9
Reduziertes Speichererfordernis GASPOOL			
Minderbedarf VNB, IND, KW	23,3	24,6	25,3
Geänderte Lastflussannahmen an GÜP	0	0	0
Nicht gebuchte Exit-FZK an GÜP	11,1	7,2	7,2
Summe	34,4	31,8	32,6
Bilanziell erforderliche Leistung			
Summe	47,3	50,8	48,4

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Sofern die nicht gebuchten Exit-FZK an Grenzübergangspunkten bei NCG gebucht werden, würde sich die bilanziell erforderliche Leistung entsprechend um bis zu 8,2 GWh/h erhöhen.

Da in Bayern in der Vergangenheit häufig kältere Temperaturen als im Bundesdurchschnitt in der zweiten Februarhälfte aufgetreten sind, kann sich die erforderliche Speicherleistung auf Grund des dann höheren Bedarfs um rund 3 GWh/h erhöhen.

Sofern die nicht gebuchten Exit-FZK an Grenzübergangspunkten bei GASPOOL gebucht werden, würde sich die bilanziell erforderliche Leistung entsprechend um bis zu 11,1 GWh/h erhöhen.

7.3.3 Deutschlandweite Leistungsbilanzen L-Gas

Änderungen gegenüber der Basisvariante:

- Der Bedarf der Verteilernetzbetreiber, Industriekunden und Kraftwerke vermindert sich in der betrachteten Lastsituation am Ende des Winters temperaturbedingt um 21 %.

Insgesamt ergeben sich damit die in Tabelle 40 ausgewiesenen, bilanziell erforderlichen Speicherleistungen.

Tabelle 40: Bilanziell erforderliche Leistung im L-Gas in GWh/h

	2018/19	2019/20	2020/21
Speicherleistung Basisvariante			
Summe	21,1	20,6	20,0
Reduziertes Speichererfordernis NCG			
Minderbedarf VNB, IND, KW	11,0	10,5	9,8
Geänderte Lastflussannahmen an GÜP	0	0	0
Nicht gebuchte Exit-FZK an GÜP	0	0	0
Summe	11,0	10,5	9,8
Reduziertes Speichererfordernis GASPOOL			
Minderbedarf VNB, IND, KW	5,4	5,0	4,4
Geänderte Lastflussannahmen an GÜP	0	0	0
Nicht gebuchte Exit-FZK an GÜP	0	0	0
Summe	5,4	5,0	4,4
Bilanziell erforderliche Leistung			
Summe	4,7	5,1	5,8

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

7.3.4 Definition von Netzgebieten

Für die Untersuchung des lokalen Speichererfordernisses wurde durch Lastflusssimulationen ermittelt, welcher Anteil der in Abschnitt 7.3.2 ermittelten erforderlichen Leistung aufgrund lokaler Netzgegebenheiten durch Speicher zur Verfügung gestellt werden muss und welcher Anteil alternativ auch über andere Entry-Punkte (z. B. Grenzübergangspunkte, andere Speicher, Marktgebietsübergangspunkte) bereitgestellt werden kann.

Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Netzstrukturen wurden die folgenden Netzgebiete mit den jeweiligen Speichern gebildet:

NCG H-Gas

Netzgebiet H-Gas Nord – OGE:

- Speicher Etzel (Speicher Crystal, Bitzenlander Weg 10; ESE, Bitzenlander Weg 3; Friedeburg-Etzel, Bitzenlander Weg 2; Friedeburg-Etzel, Schienenstrang, EGL)

- Speicher Epe (Epe H, Gronau-Epe H1)
- Speicher Krummhörn

Netzgebiet H-Gas Nord - TG:

- Speicher Epe (innogy Epe; Trianel Epe; KGE Epe; E.ON Epe)
- Speicherzone Epe/Xanten (Epe/Xanten I)

Netzgebiet H-Gas Süd:

- Speicher Bierwang
- Speicher Breitbrunn
- Speicher Eschenfelden
- Speicherzone MND GSG
- Speicher Haidach (Haidach, USP Haidach)
- Speicher 7Fields (Haiming 2 7F; Haiming 2-7F/bn; Haiming 2-RAGES/bn)
- Speicher Inzenham-West
- Speicher Wolfersberg
- Speicher Sandhausen
- Speicher Fronhofen

NCG L-Gas

- Speicher Epe (Epe L, Gronau-Epe L1, Gronau-Epe L2)

GASPOOL H-Gas

Netzgebiet H-Gas – GASCADE:

- Bobbau
- Jemgum I
- Jemgum III
- Nütermoor
- Sp. Rehden

Netzgebiet H-Gas – GUD:

- H098 – UGS Uelsen
- H100 – UGS Nütermoor H
- H102 – UGS Harsefeld
- H152 – UGS Etzel
- H196 – UGS Etzel ESE
- H199 – UGS Jemgum EWE

Netzgebiet H-Gas – ONTRAS:

- UGS Kirchheilingen
- UGS Buchholz
- UGS Kraak
- UGS Peckensen
- UGS Staßfurt
- VGS Storage Hub

GASPOOL L-Gas

- Empelde
- L131 – UGS Lesum
- L187 – UGS Nütermoor L (Mooräcker)
- Zone UGS-EWE L-Gas (Nütermoor/ Huntorf)

7.3.5 Ermittlung lokaler Speichererfordernisse

Nach Durchführung der Netzberechnungen ergeben sich die in Tabelle 41 dargestellten lokalen Speichererfordernisse.

Tabelle 41: Lokal erforderliche Speicherleistung in GWh/h

	2018/19	2019/20	2020/21
NCG			
Netzgebiet H-Gas-Nord – OGE			
Lokal über Speicher erforderlich	0	0	0
Netzgebiet H-Gas-Nord – TG			
Lokal über Speicher erforderlich	1,3	1,5	1,4
Netzgebiet H-Gas-Süd			
Lokal über Speicher erforderlich	0 – 1,1	0 – 2,7	0 – 6,0
<i>Davon für bayernets</i>	<i>0 – 1,1</i>	<i>0 – 2,2</i>	<i>0 – 2,4</i>
Netzgebiet L-Gas			
Lokal über Speicher erforderlich	0	0	0
GASPOOL			
Netzgebiet H-Gas – GASCADE			
Lokal über Speicher erforderlich	2,3	0	0
Netzgebiet H-Gas – GUD			
Lokal über Speicher erforderlich	0	0	0
Netzgebiet H-Gas – ONTRAS			
Lokal über Speicher erforderlich	5,8	9,6	9,6
Netzgebiet L-Gas			
Lokal über Speicher erforderlich	1,8	2,0	1,9

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Netzgebiet H-Gas-Nord – OGE

Im Netzgebiet H-Gas-Nord – OGE ergibt sich kein lokaler Speicherbedarf.

Netzgebiet H-Gas-Nord – TG

Im Netzgebiet H-Gas-Nord – TG ergibt sich ein lokaler Speicherbedarf, da die bestehenden Marktgebietsübergangspunkte und Grenzübergangspunkte nicht ausreichen, um zusammen mit den gesicherten marktgebietsinternen Kopplungsleistungen das Netzgebiet aufzuspeisen. Die Speicher in Nüttermoor und Jemgum können aufgrund der konkurrierenden Transportkapazitäten mit dem Grenzübergangspunkt Emden EMS/ EPT im betrachteten Szenario keinen Beitrag zur Vermeidung der Unterdeckung des Netzgebietes leisten. Es ergibt sich daher eine Mindestausspeicherleistung an den Speicherstandorten Epe oder Xanten.

Netzgebiet H-Gas-Süd

Da der Absatzschwerpunkt in Süddeutschland liegt, kann der Bedarf nicht vollständig aus den nördlichen Einspeisepunkten bedient werden, so dass die Südspeicher mit einer Leistung gemäß Tabelle 41 benötigt werden.

Sofern die nicht gebuchten Exit-FZK an Grenzübergangspunkten nicht gebucht werden sowie die in der Vergangenheit in Bayern häufig aufgetretenen kälteren Temperaturen nicht auftreten, ergibt sich im Netzgebiet H-Gas Süd kein lokaler Speicherbedarf in den drei betrachteten Gaswirtschaftsjahren. Daher wird in der Tabelle 41 eine Bandbreite angegeben.

Aufgrund des steigenden Bedarfs aus der L-H-Gas-Umstellung und zusätzlichen Entry-Leistungen am neuen Marktgebietsübergangspunkt Drohne ab 2019/20 steigt der Nord-Süd-Transport im NCG-H-Gas-Netz, so dass der lokale Speicherbedarf in Süddeutschland zunimmt.

Netzgebiet H-Gas – GASCADE

Im Netzgebiet H-Gas – GASCADE ergibt sich ein lokaler Speicherbedarf gemäß Tabelle 41, da die Anbindung an andere Netzgebiete nicht gewährleistet, dass die Ausspeicherleistung auch von Entry-Punkten außerhalb des Netzgebietes bereitgestellt werden könnte.

Netzgebiet H-Gas – GUD

Im Netzgebiet H-Gas – GUD ergibt sich kein lokaler Speicherbedarf, da die Anbindung an andere Netzgebiete gewährleistet, dass die Ausspeicherleistung auch von Entry-Punkten außerhalb des Netzgebietes bereitgestellt werden könnte.

Netzgebiet H-Gas – ONTRAS

Im Netzgebiet H-Gas – ONTRAS ergibt sich ein lokaler Speicherbedarf gemäß Tabelle 41, da die Anbindung an andere Netzgebiete nicht gewährleistet, dass die Ausspeicherleistung auch von Entry-Punkten außerhalb des Netzgebietes bereitgestellt werden könnte.

In den H-Gas-Netzgebieten bei GASPOOL könnte sich das lokale Speicherefordernis erhöhen, wenn zum oben genannten Stichtag nicht gebuchte GÜP-Exit (vgl. Tabelle 39) im Nachhinein gebucht würden.

Netzgebiet L-Gas – NCG

Im Netzgebiet NCG L-Gas ergibt sich kein lokaler Speicherbedarf, da die Bedarfsreduzierung höher als die bilanziell angesetzte Speicherleistung ist.

Netzgebiet L-Gas – GASPOOL

Es ergibt sich ein lokaler Speicherbedarf gemäß Tabelle 41. Nach Reduktion der MÜP Exits in das Netzgebiet L-Gas NCG verbleibt noch der genannte lokale Speicherbedarf. Im Netzgebiet L-Gas GASPOOL können alle genannten Speicher die Leistung bereitstellen.

7.3.6 Netzgebiet-übergreifendes Speichererfordernis

Für die übrige bilanziell erforderliche Leistung (vgl. Tabelle 39) ergibt sich auf Grund der Flexibilität der Fernleitungsnetze kein lokaler Speicherbedarf. Diese Leistung ist über die vorhandenen Speicher in den jeweiligen netzgebiet-übergreifenden Regionen zur Bedarfsdeckung notwendig.

7.3.7 Fazit

Die oben ermittelten Ergebnisse müssen vor dem Hintergrund der gewählten Prämissen an dieser Stelle hinsichtlich ihrer Aussagekraft und uneingeschränkten Anwendbarkeit diskutiert werden. Insbesondere die aufgrund einer einheitlichen Vorgehensweise gewählte Annahme, dass eine Reduzierung um 21 % auf Basis einer deutschlandweiten Regression berücksichtigt wird, bildet die lokal doch sehr unterschiedlichen Temperaturen am Ende eines Februars nicht in jedem Fall adäquat ab. Eine weitergehende Differenzierung unter Berücksichtigung der Temperaturverteilung in Deutschland kann zu abweichenden Speichererfordernissen sowohl überregional als auch lokal führen.

Dadurch, dass darüber hinaus die Annahmen zur GÜP-Exit-Beschäftigung einen maßgeblichen Einfluss auf das Resultat haben, können auch hier veränderte Randbedingungen zu wesentlich anderen Ergebnissen führen. Zum einen führen die nicht gebuchten Exit-FZK in der Speichervariante zu einer Reduzierung des Bedarfs. Zum anderen wird durch die Annahme, dass z. B. Oberkappel in einer solchen Situation als Entry in das deutsche Netz beschäftigt wird, diese Reduzierung weiter erhöht.

Die überregional bilanziell erforderliche Leistung aus Speichern liegt deutschlandweit im H-Gas bei rund 50 GW und im L-Gas bei rund 6 GW.

Es ergibt sich in den drei betrachteten Gaswirtschaftsjahren kein lokaler Speicherbedarf im Netzgebiet H-Gas-Süd, wenn folgende Bedingungen eintreten:

- Keine Buchungen der nicht gebuchten Exit-FZK an den Grenzübergangspunkten,
- Reduzierung des Absatzbedarfs um 21 % gegenüber dem Bedarf bei Auslegungstemperatur.

Für die anderen Netzgebiete besteht ein Bedarf zur Sicherung der Speicherleistung, der aufgrund der getroffenen Annahmen gering ausfällt. Daher ist sicherzustellen, dass eine Mindestleistung aus Speichern als sicher verfügbar (in der Kapazitätsplanung und der Netzsteuerung) angesetzt werden kann (Speicherleistungssicherung).

Die Größenordnung der lokal erforderlichen Speicherleistungssicherung bewegt sich unter den o. g. Prämissen in einer Größenordnung von maximal 6 GW für das Netzgebiet H-Gas Süd sowie 1 GW für das Netzgebiet H-Gas Nord TG im Marktgebiet der NCG, maximal 10 GW im Netzgebiet H-Gas ONTRAS, maximal 2 GW im Netzgebiet H-Gas GASCADE und maximal 2 GW im Marktgebiet L-Gas GASPOOL.

Das Ergebnis lässt die Schlussfolgerung zu, dass der Nord-Süd-Transport bei NCG über die NEP-Maßnahmen der vergangenen Netzentwicklungspläne verstärkt wurde, so dass die lokale Komponente relativ gering ausfällt.

Mit der Bestätigung des Szenariorahmens am 12. Dezember 2017 hat die Bundesnetzagentur in Bezug auf die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene Modellierung der Speichervariante die Fernleitungsnetzbetreiber u. a. verpflichtet, im Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 folgende Vorgabe zu erfüllen: *„Die Fernleitungsnetzbetreiber haben zu analysieren, mit welchen Möglichkeiten das ermittelte Leistungsfehl oder etwaige Netzengpässe innerhalb der ermittelten Wirkungsbereiche behoben werden können. Hierbei haben sie insbesondere zu prüfen, ob die Grenzübergangspunkte höher als in der Basisvariante beschäftigt werden können. Hieraus etwaig entstehenden Netzausbaubedarf haben sie so konkret wie möglich zu identifizieren.“*

In der Stellungnahme zur beabsichtigten Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 vom 06. November 2017 haben die Fernleitungsnetzbetreiber bereits dargelegt, dass sie es für erforderlich halten, neben einer Prüfung der erforderlichen Speicherleistung in Netzgebieten, die Speicherleistung benötigen, erst eine Reduzierung von GÜP-Exit-Leistung zu betrachten, die eventuell in diesen Netzgebieten liegen. Ein alternativer Ausbau der GÜP-Entry-Leistung über die in der H-Gas-Bilanz bereits angesetzte Leistung hinaus ist nicht angeraten, da die lokale Leistung der Speicher bereits vorhanden ist. Die Nutzung von Speichern als bereits existierender Bestandteil der Infrastruktur ist zu bevorzugen.

Darüber hinaus möchten die Fernleitungsnetzbetreiber betonen, dass in den zurückliegenden Netzentwicklungsplänen ein Ausbau für die Speicher neben der L-H-Gas-Umstellung den Treiber der Investitionen dargestellt hat – Investitionen also im mittleren dreistelligen Millionen Euro Bereich auf den Anschluss von Speichern zurückzuführen sind. Die Annahme der BNetzA, dass eine ausreichende Speicherleistung nicht zur Verfügung stünde, um darauf basierend einen Ausbau der Grenzübergangspunkte zu ermitteln, erscheint nicht sinnvoll. Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass eine solche Ausbauforderung auch von den Marktteilnehmern nicht unterstützt wird. Das gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass Grenzübergangspunkte auch auf den vorgelagerten Ebenen (bis hin zur Produktion oder in Nachbarländern gelegenen Speichern) in der Lage sein müssen, zusätzliche Leistungen bereitzustellen. Eine rein auf die Entry-Seite bezogene Untersuchung wäre insofern nicht sachgerecht und muss im europäischen Verbund betrachtet werden.

Dem Vorschlag der BNetzA folgend würde den Speichern ihre infrastrukturelle sowie technisch/ wirtschaftliche hohe Bedeutung abgesprochen. Die Leistungsbereitstellung aus Speichern in bestimmten Versorgungssituationen ist ein Mehrwert der Gaswirtschaft, welcher nicht infrage gestellt werden sollte – dies insbesondere mit Blick auf die anstehenden Kosten der Energiewende.

Einer der größten Vorteile des Energieträgers Gas ist seine hervorragende saisonale Speicherbarkeit. Dadurch lässt sich ein Großteil der Transportroute auf die ganzjährige Bandlieferung auslegen. Dieser Vorteil ist umso größer, je größer die Transportentfernungen sind. Ohne Speicher müsste sonst schließlich jede Leistungsspitze aus den Produktionsstätten z. B. in Russland oder Norwegen gedeckt werden. Damit wäre zur Deckung der maximal bereitzustellenden Leistung annähernd die

doppelte Transportkapazität von den Quellen notwendig. Diese Transportkapazitäten wären dann den größten Teil des Jahres nicht ausgelastet, würden aber hohe Kosten verursachen. Daher bilden die verbrauchsnahe Speicher mit ihrer Ausspeicherleistung ein wesentliches Infrastrukturelement für eine wirtschaftlich optimierte Netzentwicklungsplanung. Genügend Ausspeicherleistung hält also Investitionskosten niedrig und sorgt damit auch für konkurrenzfähige Transportkosten und niedrige Kosten beim Endverbraucher.

8 Netzausbaumaßnahmen

Die Maßnahmen zum Ausbau des Transportnetzes erfordern erhebliche finanzielle Mittel, die von den Fernleitungsnetzbetreibern bereitgestellt werden müssen. Die durch den Netzausbau entstehenden Kosten werden über die Netzentgelte umgelegt. Es ist daher von allen an der Entwicklung des Netzentwicklungsplans Beteiligten besonderes Augenmerk darauf zu legen, dass der Netzausbau unter langfristigen Gesichtspunkten gesamtwirtschaftlich sinnvoll und für die investierenden Unternehmen angesichts immer kürzer werdender Bindungsfristen von Transportkunden wirtschaftlich zumutbar bleibt. Dies erfordert vor allem einen stabilen und nachhaltigen Regulierungsrahmen mit einer risikoadäquaten Verzinsung.

Wie im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 von den Fernleitungsnetzbetreibern angekündigt, basiert die Modellierung auf den vorhandenen Kapazitätsmodellen der beiden Marktgebiete.

Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber ist zu erwarten, dass auch nach der Marktgebietszusammenlegung die hier vorgeschlagenen Maßnahmen weiterhin erforderlich sind und das Fundament für eine erfolgreiche Marktgebietszusammenlegung bilden.

8.1 Kriterien für die Ermittlung der Netzausbaukosten

Der sich aus den Ergebnissen der Modellierung ergebende zusätzliche Kapazitätsbedarf wird in Netzausbaumaßnahmen umgesetzt. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind verpflichtet, die mit den Netzausbaumaßnahmen verbundenen Investitionen maßnahmenscharf anzugeben. Für eine Vergleichbarkeit der Maßnahmen werden einheitliche Plankostenansätze verwendet. Dabei wird von Standard-Konditionen ausgegangen und ein pauschaler Risikoaufschlag angesetzt. Aufgrund der spezifischen Besonderheiten der jeweiligen Maßnahmen werden die konkreten Kosten in der Regel von diesen Standardwerten abweichen.

Es ist den Fernleitungsnetzbetreibern wichtig darauf hinzuweisen, dass aus den so ermittelten Investitionszahlen keine Rückschlüsse auf die in spezifischen Maßnahmen tatsächlich anfallenden Investitionen gezogen werden können und die Zahlen lediglich zu Vergleichszwecken angegeben werden.

Für die Kostenermittlung legen die Fernleitungsnetzbetreiber die in den folgenden Tabellen aufgeführten spezifischen Kostensätze zugrunde, es sei denn, den betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern liegen bereits maßnahmenspezifische Einschätzungen vor; diese werden in der NEP-Gas-Datenbank gekennzeichnet.

Die spezifischen Kostensätze sind die Basis der Kostenermittlung zum heutigen Zeitpunkt. Für die Bestimmung der Kosten zum Zeitpunkt der planerischen Inbetriebnahme der Maßnahmen haben die Fernleitungsnetzbetreiber jährliche Kostensteigerungen von 0,8 % angesetzt. Dieser Wert entspricht der Höhe des durchschnittlichen „Preisindex der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte“ [Destatis 2018] der Jahre 2007 bis 2017. Im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 hat sich der Indexwert zur Eskalation der Kosten zum Zeitpunkt der planerischen Inbetriebnahme der Maßnahmen

um 0,6 Prozentpunkte deutlich verringert. Dies führt grundsätzlich zu einem geringeren zukünftigen Anstieg der ermittelten Gesamtkosten.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben wie im Vorjahr die spezifischen Kostensätze gegenüber den Angaben des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 auf der Basis aktueller Markteinschätzungen überprüft und sind zu dem Ergebnis gekommen, dass eine Anpassung der Kostensätze erforderlich ist. Wesentliche Kostentreiber sind gestiegene Materialpreise und Rohr- und Tiefbaukosten sowie höhere Genehmigungsaufgaben (z. B. Bodenschutz).

Im Folgenden werden die spezifischen Kostenannahmen für die Anlagenarten Ferngasleitungen, Verdichteranlagen, größere GDRM-Anlagen und Armaturenstationen ausgewiesen.

Kostenermittlung für Ferngasleitungen

Für diese spezifischen Kostenansätze gelten die folgenden Annahmen:

- DN 400 bis DN 700 Gesamtleitungslänge größer 10 km,
- ab DN 700 Gesamtleitungslänge größer 20 km,
- ebene Topographie (z. B. keine Gebirge oder Steilhänge),
- einfache Bodenverhältnisse (z. B. kein Felsboden, keine aufwendige Wasserhaltung),
- keine Sonderbaumaßnahmen (z. B. Micro-Tunneling),
- durchschnittlich komplexe öffentlich-rechtliche Genehmigungsverfahren,
- Leitungsbau erfolgt zwischen Mai und September,
- Maßnahmenlaufzeit 5 bis 7 Jahre.

Tabelle 42: Plankostenansätze für Standard-Erdgastransportleitungen in Euro/m

DN*	DP** 70	DP 80	DP 100
400	1.320	1.330	1.340
500	1.470	1.480	1.500
600	1.610	1.620	1.690
700	1.760	1.790	1.880
800	1.930	1.980	2.080
900	2.110	2.160	2.290
1000	2.340	2.400	2.570
1100	2.440	2.580	2.780
1200	2.720	2.800	3.040
1400	3.400	3.550	3.870

* DN – Normdurchmesser in Millimeter; ** DP – Druckstufe in bar

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Kostenermittlung für Verdichteranlagen

Für diese spezifischen Kostenansätze gelten die folgenden Annahmen:

- Maßnahmenlaufzeit beträgt ca. 5 bis 7 Jahre,
- Randbedingungen für eine „einfache Komplexität“:
 - Anschluss an nur eine Fernleitung und Verdichtung in nur eine Richtung,
 - Entweder Parallel- oder Serienschaltung bei mehreren Maschineneinheiten,
 - Ebene Topographie,
 - Nutzung von vorhandener Infrastruktur, z. B. Grundstück, Betriebseinrichtung, Stromanschluss.
- Randbedingungen für eine „hohe Komplexität“:
 - Kreuzungspunkt mehrerer Fernleitungen und Vielfalt von Fahrwegsanforderungen,
 - Umschaltmöglichkeit von Parallel- auf Serienbetrieb,
 - Anspruchsvolle Topographie,
 - Neuer Standort oder komplizierte Einbindung in bestehende Verdichterstation.

Tabelle 43: Plankostenansätze für Verdichterstationen

Kostenangaben in 1.000 Euro/MW installierte Antriebsleistung je Station		Komplexität der Verdichterstation		
		Einfach	Mittel	Hoch
Leistungs- klassen je Maschinen- einheit	<10 MW	4.500	5.000	5.500
	10-20 MW	3.500	4.000	4.500
	>20 MW	2.500	3.000	3.500
Transport- menge der Station	Euro/(Nm ³ /h)	10	15	20

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Kostenermittlung für GDRM-Anlagen

Die spezifischen Kostenansätze berücksichtigen die folgenden Komponenten:

- verfahrenstechnische Anlagenkomponenten, inkl. Vorwärmanlagen,
- Sammelleitungen,
- eichfähige Volumen- und Gasbeschaffenheitsmessenanlagen,
- Messtechnik für die Gasbegleitstoffe,
- Gebäude für Ex-Raum und EMSR-Technik,
- Grundstücksbeschaffung,

- Oberflächenherstellung und Engineering,
- Maßnahmenlaufzeit beträgt 2 bis 3 Jahre.

In den spezifischen Kostenansätzen sind keine Kosten für Anschlussleitungen enthalten.

Tabelle 44: Plankostenansätze für GDRM-Anlagen

Anlagenleistung [m³/h]	Kosten DP100 [Mio. Euro]	Kosten für Vorwärmung DP 100 [Mio. Euro]	Kosten gesamt DP 100 [Mio. Euro]
500.000	7,3	1	8,3
1.000.000	10,4	1,5	11,9
2.000.000	13,5	2	15,5
5.000.000	23,8	4	27,8

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Kostenermittlung für Armaturenstationen

Die Kostenermittlung für den Bau von Armaturenstationen erfolgt über eine individuelle Kostenschätzung.

8.2 Vorschlag der konkreten Netzausbaumaßnahmen der Fernleitungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028

In diesem Kapitel werden die in Umsetzung der Anforderungen des § 15a Absatz 1 EnWG von den Fernleitungsnetzbetreibern im Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen aufgeführt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen die Netzausbaumaßnahmen der Basisvariante vor, die in der nachfolgenden Tabelle 45 und der NEP-Gas-Datenbank dargestellt sind. In dieser sind auch die Startnetzmaßnahmen gemäß Kapitel 4.1 enthalten.

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen die ermittelten Netzausbaumaßnahmen mit einem Investitionsvolumen von rund 6,8 Mrd. Euro für die Anforderungen des Jahres 2024 und insgesamt rund 7,0 Mrd. Euro für die Anforderungen des Jahres 2029 vor.

Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass die Kosten für die EUGAL-Maßnahmen durch die Erlöse bei Fortschreibung des bestehenden langfristigen Buchungsniveaus getragen werden.

Das LNG-Terminal-Projekt in Brunsbüttel ist das erste Terminal, dass in die Planungen des Netzentwicklungsplanes Gas aufgenommen worden ist. Die Randbedingungen für die Integration von Speichern und Kraftwerken nach § 38/ § 39 GasNZV sowie für neue Pipelineimportprojekte wurden in den vorhergehenden Netzentwicklungsplänen von den Fernleitungsnetzbetreibern, der BNetzA und den Marktparteien entwickelt, diskutiert und festgelegt.

Die im Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV beantragte Einspeiseleistung des LNG Terminal-Projektes in Brunsbüttel von 8,7 GW ab 2022 ist jedoch nicht ohne die Errichtung einer zusätzlichen Leitung zu realisieren. Die Anschlussleitung des Terminals mit einer – nach aktuellem Planungsstand – Länge von etwa 50 km stellte die wesentliche Ausbaumaßnahme für die Integration des Terminals in die Gasnetze dar. Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen es als essenziell an, dass der Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 diesen Ausbaubedarf aufzeigt, um frühzeitig eine Diskussion aller Beteiligten im Rahmen des Konsultationsprozesses des Netzentwicklungsplans zu ermöglichen, da eine finale Investitionsentscheidung für dieses Terminal noch nicht getroffen ist.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen bei LNG-Terminals weitergehende offene Fragen (u.a. anzusetzende Kapazitätsprodukte, Genehmigung und Kostenabgrenzungen von Ausbaumaßnahmen), die unter der Berücksichtigung der volkswirtschaftlichen Bedeutung eines LNG-Terminals im Verlauf der weiteren Prozessschritte beantwortet werden müssen.

Tabelle 45: Übersicht über die von den Fernleitungsnetzbetreibern im Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbaumaßnahme/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Gasart	Leitungen			Verdichter- zusammen- setzung in MW	Kosten in Mio EUR	Projektstatus (31.12.2017)	FID	Planerische Inbetriebnahme bis ¹	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung ²	Durchführende FNB
				Länge in km	DN in mm	DP in bar							
1	024-04a	Leitung Schwandorf-Forchheim	H-Gas	62,0	1000	100	0	124,0	Projektabschluss/Fertigstellung	✓	12/2017	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets, Speicher 7Fields, Haidach, Inzenham	OGE
2	024-04b	GDRM-Anlage Schwandorf und Verbindungsleitung	H-Gas	0,1	800	100	0	8,0	Projektabschluss/Fertigstellung	✓	12/2017	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets, Speicher 7Fields, Haidach, Inzenham	OGE
3	024-04c	GDRM-Anlage Arresting und Verbindungsleitung	H-Gas	0,1	800	100	0	6,0	Projektabschluss/Fertigstellung	✓	12/2017	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets, Speicher 7Fields, Haidach, Inzenham	OGE
4	026-06	VDS Rothenstadt	H-Gas	0,0	0	0	(2 + 1) x 15	145,0	Montage/Bau	✓	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets, Speicher 7Fields, Haidach, Inzenham	GRTgazD (55,04%) / OGE (44,96%)
5	028-04a	Leitung Forchheim-Finsing	H-Gas	79,0	1000	100	0	173,0	Bauvorbereitung	✓	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets, Speicher 7Fields, Haidach, Inzenham	OGE
6	028-04b	GDRM-Anlage Finsing 3 und Verbindungsleitung	H-Gas	0,1	800	100	0	8,0	Bauvorbereitung	✓	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets, Speicher 7Fields, Haidach, Inzenham	OGE
7	030-02a	MONACO 1	H-Gas	86,7	1200	100	0	208,7	Montage/Bau	✓	10/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen OGE und bayernets; Speicher 7Fields, Haidach, Inzenham; Erhöhung der Exit-Kapazitäten für Verteilernetzbetreiber und für die geplanten Kraftwerke Gundelfingen, Gundremmingen, Leipheim, Zolling	bayernets
8	030-02b	GDRM-Anlage Finsing 2	H-Gas	0,2	800	100	0	7,3	Projektabschluss/Fertigstellung	✓	12/2017	Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen OGE und bayernets; Speicher 7Fields, Haidach, Inzenham; Erhöhung der Exit-Kapazitäten für Verteilernetzbetreiber und für die geplanten Kraftwerke Gundelfingen, Gundremmingen, Leipheim, Zolling	bayernets
9	036-04	VDS Wertingen	H-Gas	0,0	0	0	(2 + 1) x 11	107,0	Montage/Bau	✓	12/2019	Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen OGE und bayernets, terranets bw; Speicher 7Fields, Haidach, Inzenham; Erhöhung der Exit-Kapazitäten für Verteilernetzbetreiber und für das geplante Kraftwerk Leipheim.	bayernets (55%) / OGE (45%)
10	038-01	VDS Werne	H-Gas	0,0	0	0	0	20,0	Projektabschluss/Fertigstellung	✓	12/2017	Erhöhung der Überspeisekapazitäten mit TG, Erhöhung der Überspeisekapazität Ellund, Speicher 7Fields, Haidach, Inzenham, L-H-Gas-Umstellungsbereiche	OGE
11	040-05	VDS Werne	H-Gas	0,0	0	0	(1 x 25) + (2 x 12)	170,0	Montage/Bau	✓	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw/ TGSpeicher Haidach/ 7Fields, Inzenham, Etzel, L-H-Gas- Umstellungsbereiche	OGE
12	045-04	Leitung Epe-Legden	H-Gas	15,0	1100	100	0	41,0	Bauvorbereitung	✓	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw/ TGSpeicher Haidach/ 7Fields, Inzenham, Etzel, L-H-Gas- Umstellungsbereiche	OGE

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbaumaßnahme/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Gasart	Leitungen			Verdichter- zusammen- setzung in MW	Kosten in Mio EUR	Projektstatus (31.12.2017)	FID	Planerische Inbetriebnahme bis ¹	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung ²	Durchführende FNB
				Länge in km	DN in mm	DP in bar							
13	049-07	VDS Herstein	H-Gas	0,0	0	0	(2 + 1) x 13	170,0	Montage/Bau	✓	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw/ TG, Speicher Haidach/ 7Fields, Inzenham, Etzel, L-H-Gas- Umstellungsbereiche, Erhöhung der Überspeisekapazität Ellund	OGE
14	067-02a	Leitung Voigtlach-Paffrath	L-Gas	23,2	900	70	0	58,0	Wegrechtserwerb	✓	12/2022	L-H-Gas-Umstellungsbereiche	OGE (50%) / Thyssengas (50%)
15	067-02b	GDRM-Anlage Paffrath und Verbindungsleitung	L-Gas	0,1	900	70	0	5,0	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	✓	12/2022	L-H-Gas-Umstellungsbereiche	OGE (50%) / Thyssengas (50%)
16	069-01a	Nordschwarzwaldleitung	H-Gas	71,0	600	80	0	71,0	Projektabschluss/Fertigstellung	✓	06/2016	erhöhte Kapazitätsnachfrage in Baden-Württemberg, zusätzliche frei zuordenbare Transportkapazitäten	terranets bw
17	069-01c	GDRM-Anlage Ettlingen-Hägenich	H-Gas	0,1	400	80	0	3,0	Projektabschluss/Fertigstellung	✓	06/2016	erhöhte Kapazitätsnachfrage in Baden-Württemberg, zusätzliche frei zuordenbare Transportkapazitäten	terranets bw
18	069-01d	GDRM-Anlage Leonberg-West	H-Gas	0,1	500	80	0	3,0	Projektabschluss/Fertigstellung	✓	06/2016	erhöhte Kapazitätsnachfrage in Baden-Württemberg, zusätzliche frei zuordenbare Transportkapazitäten	terranets bw
19	072-03a	VDS Ochtrup	H-Gas	0,0	0	84	(1 + 1) x 12	62,2	Projektabschluss/Fertigstellung	✓	12/2017	Bereitstellung zusätzlicher Einspeisekapazität (TaK) für Speicher in Epe; Reduzierung von Restriktionen bestehender lastabhängig fest frei zuordenbarer Einspeisekapazitäten (IaFZK) der TG; Schaffung zusätzlicher Exit-Kapazitäten im östlichen Ruhrgebiet	Thyssengas
20	072-03b	GDRM Anlage Hermann-Löns Weg III	H-Gas	0,1	300	84	0	7,3	Projektabschluss/Fertigstellung	✓	12/2017	Bereitstellung zusätzlicher Einspeisekapazität (TaK) für Speicher in Epe; Reduzierung von Restriktionen bestehender lastabhängig fest frei zuordenbarer Einspeisekapazitäten (IaFZK) der TG; Schaffung zusätzlicher Exit-Kapazitäten im östlichen Ruhrgebiet	Thyssengas
21	072-03c	GDRM Anlage Ochtrup, Wester II	H-Gas	0,1	400	84	0	10,3	Projektabschluss/Fertigstellung	✓	12/2017	Bereitstellung zusätzlicher Einspeisekapazität (TaK) für Speicher in Epe; Reduzierung von Restriktionen bestehender lastabhängig fest frei zuordenbarer Einspeisekapazitäten (IaFZK) der TG; Schaffung zusätzlicher Exit-Kapazitäten im östlichen Ruhrgebiet	Thyssengas
22	072-03d	Leitung Ochtrup, Anbindungsleitungen	H-Gas	3,0	600	84	0	3,2	Projektabschluss/Fertigstellung	✓	12/2017	Bereitstellung zusätzlicher Einspeisekapazität (TaK) für Speicher in Epe; Reduzierung von Restriktionen bestehender lastabhängig fest frei zuordenbarer Einspeisekapazitäten (IaFZK) der TG; Schaffung zusätzlicher Exit-Kapazitäten im östlichen Ruhrgebiet	Thyssengas
23	112-02	Anbindung Heilbronn	H-Gas	40,0	500	80	0	50,4	Durchführung Raumordnungsverfahren	0	12/2021	Erhöhung der frei zuordenbaren Kapazität für die Versorgung von Gaskunden, insbesondere im Raum Stuttgart	terranets bw
24	116-02	GDRM-Anlage Raum Heilbronn	H-Gas	0,1	500	80	0	5,0	Durchführung Raumordnungsverfahren	0	12/2021	Erhöhung der frei zuordenbaren Kapazität für die Versorgung von Gaskunden, insbesondere im Raum Stuttgart	terranets bw

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbaumaßnahme/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Gasart	Leitungen			Verdichter- zusammen- setzung in MW	Kosten in Mio EUR	Projektstatus (31.12.2017)	FID	Planerische Inbetriebnahme bis ¹	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung ²	Durchführende FNB
				Länge in km	DN in mm	DP in bar							
25	119-02	GDRM-Anlage Achim	H-Gas	0,0	0	80	0	7,0	Detailplanung	0	10/2021	- Netzverstärkung - Umstellung von L-Gas-Bereichen	GUD
26	203-02	VDS Würselen	H-Gas	0,0	0	0	(2 + 1) x 13	144,0	Detailplanung	✓	03/2021	L-H-Gas-Umstellungsbereiche	OGE (75%) / Thyssengas (25%)
27	204-02a	ZEELINK 1	H-Gas	112,0	1000	100	0	265,0	Durchführung Planfeststellungsverfahren	✓	03/2021	L-H-Gas-Umstellungsbereiche	OGE (75%) / Thyssengas (25%)
28	204-02b	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Glehn und Verbindungsleitung	H-Gas	0,1	800	100	0	10,0	Durchführung Planfeststellungsverfahren	✓	03/2021	L-H-Gas-Umstellungsbereiche	OGE (75%) / Thyssengas (25%)
29	204-02c	ZEELINK 1 GDRM-Anlage St. Hubert und Verbindungsleitung	H-Gas	0,1	800	100	0	10,0	Durchführung Planfeststellungsverfahren	✓	03/2021	L-H-Gas-Umstellungsbereiche	OGE (75%) / Thyssengas (25%)
30	204-02d	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Stolberg und Verbindungsleitung	H-Gas	0,1	700	100	0	10,0	Durchführung Planfeststellungsverfahren	✓	03/2021	L-H-Gas-Umstellungsbereiche	OGE (75%) / Thyssengas (25%)
31	205-02a	ZEELINK 2	H-Gas	115,0	1000	100	0	281,0	Durchführung Planfeststellungsverfahren	✓	03/2021	L-H-Gas-Umstellungsbereiche	OGE (75%) / Thyssengas (25%)
32	205-02b	ZEELINK 2 GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung	H-Gas	0,1	1000	100	0	12,0	Durchführung Planfeststellungsverfahren	✓	03/2021	L-H-Gas-Umstellungsbereiche	OGE (75%) / Thyssengas (25%)
33	206-02	GDRM-Anlage Mittelbrunn	H-Gas	0,1	1100	80	0	14,4	Detailplanung	✓	12/2019	Speicher 7Fields, Haidach, Inzenham	GRTgazD (55.04%) / OGE (44.96%)
34	207-03	Reversierung GDRM-Anlage Obermichelbach	H-Gas	0,1	600	80	0	5,5	Detailplanung	✓	12/2019	Speicher 7Fields, Haidach, Inzenham	GRTgazD (55.04%) / OGE (44.96%)
35	208-01	GDRM-Anlage Rimpf	H-Gas	0,1	1000	100	0	10,0	Vorbereitung Planfeststellungsverfahren	✓	12/2019	Speicher 7Fields, Haidach, Inzenham	GRTgazD (55.04%) / OGE (44.96%)
36	209-02a	GDRM-Anlage Gernsheim (MEGAL)	H-Gas	0,1	800	80	0	12,8	Detailplanung	✓	12/2019	Speicher 7Fields, Haidach, Inzenham	GRTgazD (55.04%) / OGE (44.96%)
37	209-02b	GDRM-Anlage Gernsheim (OGE)	H-Gas	0,1	700	80	0	6,0	Entwurfsplanung	✓	12/2019	Speicher 7Fields, Haidach, Inzenham	OGE
38	221-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Luttm bis Wolfsburg)	L-Gas	0,0	0	0	0	12,0	Montage/Bau	✓	10/2021	- Sicherstellung der Versorgungssicherheit im L-Gas- Bereich durch Marktraumumstellung- Erfüllung zusätzlicher interner Bestellungen - Ankündigung des Umstellungsgebietes ist erfolgt.	GUD

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbaumaßnahme/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Gasart	Leitungen			Verdichter- zusammen- setzung in MW	Kosten in Mio EUR	Projektstatus (31.12.2017)	FID	Planerische Inbetriebnahme bis ¹	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung ²	Durchführende FNB
				Länge in km	DN in mm	DP in bar							
39	222-02	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen/ Achim/ Delmenhorst)	L-Gas	0,0	0	0	0	11,5	Montage/Bau	✓	12/2020	- Sicherstellung der Versorgungssicherheit im L-Gas-Bereich durch Marktraumumstellung - Erfüllung zusätzlicher interner Bestellungen - Ankündigung des Umstellgebietes ist erfolgt	GUD
40	223-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen Nord, Bremerhaven bis Cuxhaven und östlicher Teil des Netzes der EWE Netz)	L-Gas	0,0	0	0	0	0,5	Projektkategorie	0	06/2021	- Sicherstellung der Versorgungssicherheit im L-Gas-Bereich durch Marktraumumstellung - Erfüllung zusätzlicher interner Bestellungen	GUD
41	224-03	GDRM-Anlage Nordlohne und Verbindungsleitung	H-Gas/L-Gas	0,3	300	100	0	3,5	Durchführung Planfeststellungsverfahren	✓	12/2018	L-H-Gas-Umstellungsbereiche Osnabrück, Teutoburger Wald 4, Teutoburger Wald 6	OGE
42	225-04	GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung	H-Gas/L-Gas	0,3	400	100	0	3,0	Montage/Bau	✓	12/2018	L-H-Gas-Umstellungsbereich Marl	OGE
43	226-03	GDRM-Anlage Weidenhausen und Verbindungsleitung	H-Gas/L-Gas	1,0	500	100	0	11,0	Bauvorbereitung	✓	12/2018	L-H-Gas-Umstellungsbereich Mittelhessen	OGE
44	227-05	GDRM-Anlage Marburg und Verbindungsleitung	H-Gas/L-Gas	0,1	200	100	0	3,0	Bauvorbereitung	✓	12/2018	L-H-Gas-Umstellungsbereich Mittelhessen	OGE
45	228-03	GDRM-Anlage Hiltter und Verbindungsleitung	H-Gas/L-Gas	0,3	300	100	0	3,5	Bauvorbereitung	✓	12/2018	L-H-Gas-Umstellungsbereiche Osnabrück, Teutoburger Wald 4, Teutoburger Wald 6	OGE
46	229-01	Systemverbindungen und -anpassungen für L-H-Gas-Umstellung 2024-2029	H-Gas/L-Gas	0,0	0	0	0	50,0	Projektkategorie	0	12/2028	L-H-Gas-Umstellungsbereiche	OGE
47	300-02	Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas	H-Gas/L-Gas	0,0	0	0	0	0,2	Detaillplanung	0	10/2020	- (West-Ost) Erhöhung der H-Gas-Importleistung aus den Niederlanden oder alternativ Erhöhung der Einspeisekapazität des Speichers Uelsen - (Ost-West) H-Gas-Versorgung von Umstellungsbereichen (L-Gas) auf der Leitung 31 (Bunder-Tief-Emsbüren)	GUD
48	301-01	Überspeisung Embsen	H-Gas	0,0	0	0	0	1,5	Detaillplanung	0	12/2020	- Bedarfsanforderungen aus more capacity, LNG, MRU sowie Lfp	GUD
49	302-01	Leitung Datteln-Herne	H-Gas	23,0	600	70	0	32,0	Entwurfsplanung	0	12/2021	Schaffung der Ausspeisekapazitäten für das GuD-Kraftwerk Herne (BNetzA ID BNAP125)	Thyssengas
50	304-01	Reversierung West-Ost MEGAL VDS Waidhaus	H-Gas	0,0	0	0	0	12,5	Inbetriebnahme	✓	12/2018	Schaffung der Möglichkeit, Erdgas aus dem Marktgebiet NetConnect Germany nach Zentral- und Osteuropa zu transportieren.	GRTgazD (55,14%) / OGE (44,86%)
51	305-02	Reversierung TENP	H-Gas	0,0	0	0	0	57,0	Vorbereitung Planfeststellungsverfahren	✓	12/2020	Zusätzlicher Importbedarf gemäß H-Gas-Quellenvverteilung	Fluxys TENP (64,25%) / OGE (35,75%)

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbaumaßnahme/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Gasart	Leitungen			Verdichter- zusammen- setzung in MW	Kosten in Mio EUR	Projektstatus (31.12.2017)	FID	Planerische Inbetriebnahme bis ¹	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung ²	Durchführende FNB
				Länge in km	DN in mm	DP in bar							
52	306-02	GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung	H-Gas	0,1	1000	100	0	5,0	Bauvorbereitung	✓	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw/ TGSpeicher Haidach/ 7Fields, Inzenham, Etzel, L-H-Gas- Umstellungsbereiche	OGE
53	307-01	GDRM-Anlage Mittelbrunn	H-Gas	0,1	1100	80	0	17,5	Detailplanung	✓	12/2020	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw und L-H-Gas-Umstellungsbereiche	GRTgazD (55.04%) / OGE (44.96%)
54	308-02b	GDRM-Anlage Gernsheim (OGE)	H-Gas	0,1	700	80	0	3,0	Entwurfsplanung	✓	12/2020	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw	OGE
55	309-01	VDS MEGAL Rimpar	H-Gas	0,1	1100	100	0	1,0	Entwurfsplanung	0	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsbereiche	GRTgazD (55.04%) / OGE (44.96%)
56	310-01	GDRM-Anlage Reichertsheim und Verbindungsleitung	H-Gas	0,1	700	100	0	12,0	Vorbereitung Planfeststellungsverfahren	✓	12/2020	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets	OGE
57	311-02	Leitung Schüchtern-Rimpar	H-Gas	0,3	700	84	0	2,2	Detailplanung	✓	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsbereiche	OGE
58	312-01	VDS MEGAL Rimpar	H-Gas	0,0	0	0	(2 + 1) x 13	184,0	Entwurfsplanung	0	12/2023	L-H-Gas-Umstellungsbereiche	GRTgazD (55.04%) / OGE (44.96%)
59	314-01	GDRM-Anlage Leeheim und Verbindungsleitung	H-Gas	0,1	300	70	0	4,4	Projektkonzept	0	12/2025	L-H-Gas-Umstellungsbereiche	OGE
60	320-01	Umstellung des Netzgebietes Bergheim 1 auf H-Gas	L-Gas	1,0	100	25	0	1,0	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	✓	12/2020	L-H-Umstellungsgebiet Bergheim 1	Thyssengas
61	322-02	Leitung Weidenhausen-Gießen	H-Gas/L-Gas	9,0	300	70	0	12,0	Montage/Bau	✓	12/2018	L-H-Gas-Umstellungsbereich Mittelhessen	OGE
62	323-02	Umstellung Netzgebiet Aggertal	L-Gas	0,2	300	0	0	2,0	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	✓	12/2019	L-H-Gas-Umstellungsgebiet Aggertalleitung	Thyssengas
63	324-01	Armaturenstation Niederpleis und Verbindungsleitung	H-Gas/L-Gas	0,1	200	70	0	1,0	Detailplanung	✓	12/2019	L-H-Gas-Umstellungsbereich Bonn	OGE
64	325-01	Armaturenstation Neukirchen und Verbindungsleitung	H-Gas/L-Gas	0,1	300	70	0	1,0	Entwurfsplanung	✓	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsbereich Rheinland	OGE (50%) / Thyssengas (50%)
65	326-02	Armaturenstation Horrem und Verbindungsleitung	H-Gas/L-Gas	0,1	600	70	0	1,0	Entwurfsplanung	✓	12/2020	L-H-Gas Umstellungsbereich Rheinland	OGE (50%) / Thyssengas (50%)

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbaumaßnahme/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Gasart	Leitungen			Verdichter- zusammen- setzung in MW	Kosten in Mio EUR	Projektstatus (31.12.2017)	FID	Planerische Inbetriebnahme bis ¹	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung ²	Durchführende FNB
				Länge in km	DN in mm	DP in bar							
66	327-02	GDRM-Anlage Niederscheiden und Verbindungsleitung	H-Gas/L-Gas	0,1	500	70	0	3,0	Entwurfsplanung	✓	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsbereiche Westerwald/Sieg, Südwestfalen, Wipperfürth-Niederscheiden	OGE
67	328-03	GDRM-Anlage Langenscheid und Verbindungsleitung	H-Gas/L-Gas	0,1	300	70	0	5,0	Vorbereitung Planfeststellungsverfahren	✓	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsbereiche Mittelhessen, Mittelrhein	OGE
68	329-03	GDRM-Anlage Siegwiesen und Verbindungsleitung	H-Gas/L-Gas	0,2	300	70	0	3,0	Vorbereitung Planfeststellungsverfahren	✓	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsbereich Mittelrhein	OGE
69	330-02	GDRM-Anlage Eisdorf und Verbindungsleitung	H-Gas/L-Gas	0,2	400	70	0	5,0	Detailplanung	✓	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsbereiche Mittelrhein und Köln-Dormagen	OGE
70	331-01	GDRM-Anlage Scheidt	H-Gas/L-Gas	0,2	700	85	0	7,9	Entwurfsplanung	✓	12/2020	Nutzbarmachung der L-Gas-Infrastruktur im H-Gas-Transportsystem, u.a. zur Versorgung von L-H-Gas-Umstellungsbereichen	OGE
71	333-01	GDRM-Anlage Asbeck und Verbindungsleitung	H-Gas/L-Gas	0,1	400	100	0	7,0	Entwurfsplanung	0	12/2021	L-H-Gas-Umstellungsbereiche Südwestfalen und Hagen-Iserlohn-Ergste	OGE
72	334-02	Armaturenstation Rauschendorf und Verbindungsleitung	H-Gas/L-Gas	0,1	400	70	0	1,0	Entwurfsplanung	0	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsbereich Mittelrhein	OGE
73	335-02a	GDRM-Anlage Kemperhöhe und Verbindungsleitung	H-Gas/L-Gas	0,2	200	70	0	3,0	Entwurfsplanung	✓	12/2021	L-H-Gas-Umstellungsbereich Wipperfürth-Niederscheiden	OGE
74	335-02b	Leitungen Wipperfürth-Niederscheiden	H-Gas/L-Gas	7,0	200	70	0	7,0	Entwurfsplanung	✓	12/2021	L-H-Gas-Umstellungsbereich Wipperfürth-Niederscheiden	OGE
75	335-02c	Armaturenstationen Wipperfürth-Niederscheiden	H-Gas/L-Gas	0,2	500	70	0	2,6	Projektabschluss/Fertigstellung	✓	10/2017	L-H-Gas-Umstellungsbereich Wipperfürth-Niederscheiden	OGE
76	336-01	Armaturenstation Oberaden und Verbindungsleitung	H-Gas/L-Gas	0,1	100	70	0	1,0	Entwurfsplanung	0	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsbereich Oberaden	OGE
77	337-01	GDRM-Anlage Porz	H-Gas/L-Gas	0,0	0	0	0	4,5	Projektkategorie	0	12/2023	Nutzbarmachung der L-Gas-Infrastruktur im H-Gas-Transportsystem, u.a. zur Versorgung von L-H-Gas-Umstellungsbereichen	OGE
78	338-01	GDRM-Anlage Palfraath	H-Gas/L-Gas	0,2	900	70	0	3,0	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	0	12/2022	L-H-Gas-Umstellungsbereich Köln-Bergisch Gladbach	OGE
79	401-01	GDRM-Anlage Wertingen	H-Gas	0,2	500	100	0	2,2	Detailplanung	✓	12/2018	Netzverstärkung zur Erhöhung der Exit-Kapazitäten für die geplanten Kraftwerke Gundelfingen und Gundremmingen bzw. zur Erhöhung der Überspeisekapazität zu terranets bw.	bayernets

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbaumaßnahme/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Gasart	Leitungen			Verdichter- zusammen- setzung in MW	Kosten in Mio EUR	Projektstatus (31.12.2017)	FID	Planerische Inbetriebnahme bis ¹	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung ²	Durchführende FNB
				Länge in km	DN in mm	DP in bar							
80	402-01a	Leitung Wertingen-Kötz	H-Gas	44,0	600	100	0	77,4	Vorbereitung Raumordnungsverfahren	0	12/2022	Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen bayernets und terranets bw; Netzverstärkung zur Erhöhung der Exit-Kapazitäten für das geplante Kraftwerk Leipheim.	bayernets
81	402-01b	GDRM-Anlage Wertingen 2	H-Gas	0,3	600	100	0	9,0	Vorbereitung Raumordnungsverfahren	0	12/2022	Erhöhung der Überspeisekapazität von bayernets zu terranets bw; Netzverstärkung zur Erhöhung der Exit-Kapazitäten für das geplante Kraftwerk Leipheim.	bayernets
82	402-01c	GDRM-Anlage Kötz	H-Gas	0,4	600	100	0	9,0	Vorbereitung Raumordnungsverfahren	0	12/2022	Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen bayernets und terranets bw; Netzverstärkung zur Erhöhung der Exit-Kapazitäten für das geplante Kraftwerk Leipheim.	bayernets
83	406-01	GDRM-Anlage Amerdingen	H-Gas	0,2	500	100	0	8,0	Entwurfsplanung	✓	12/2019	Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen OGE und bayernets, terranets bw; Speicher 7Fields, Haidach, Inzenham; Erhöhung der Exit-Kapazitäten für Verteilernetzbetreiber.	bayernets (55%) / OGE (45%)
84	407-01	GDRM-Anlage Schnaitsee	H-Gas	0,1	500	100	0	8,0	Entwurfsplanung	✓	12/2019	Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen OGE und bayernets, terranets bw; Speicher 7Fields, Haidach, Inzenham; Erhöhung der Exit-Kapazitäten für Verteilernetzbetreiber.	bayernets (55%) / OGE (45%)
85	410-01a	GDRM-Anlage Rehden	H-Gas	0,0	1100	100	0	2,0	Entwurfsplanung	0	12/2020	L-H-Gas-Umstellung des NCG-Marktgebiets und erhöhte Übergaben innerhalb NCG.	GASCADE
86	410-01b	GDRM-Anlage Drohne	H-Gas	0,0	900	90	0	2,0	Entwurfsplanung	0	12/2020	L-H-Gas-Umstellung des NCG-Marktgebiets und erhöhte Übergaben innerhalb NCG.	GASCADE
87	412-03	Erdgasempfangsstation Lubmin II	H-Gas	0,0	0	180	0	207,8	Durchführung Planfeststellungsverfahren	0	01/2020	dient zur europäischen Bedarfsdeckung und damit auch zur Kompensation der rückläufigen europäischen Eigenproduktion.	Fluxys D (16.5%) / GASCADE (50.5%) / GUD (16.5%) / ONTRAS (16.5%)
88	414-01	VDS Krummhörn	H-Gas	0,0	0	0	1 x 13	50,2	Montage/Bau	✓	12/2019	veränderte Flusssituationen	OGE
89	415-01	VDS Krummhörn	H-Gas	0,0	0	0	1 x 13	52,3	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	✓	12/2022	veränderte Flusssituationen	OGE
90	416-02	VDS Legden	H-Gas	0,0	0	0	(1 + 1) x 13	168,9	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	0	12/2023	zusätzlicher Importbedarf gemäß H-Gas-Quellenverteilung	OGE (75%) / Thyssengas (25%)
91	417-02	VDS Nordschwarzwaldleitung	H-Gas	0,0	0	0	(3+1) x 6	125,0	Vorbereitung Genehmigungsverfahren BImSchG	0	09/2022	Erhöhte Kapazitätsnachfrage in Baden-Württemberg. Die zweite Ausbaustufe (1x 6 MW) ist für die Versorgung des Kraftwerks (Netzstabilitätsanlage) Heilbronn notwendig.	terranets bw
92	418-02	Erweiterung VDS Scharenstetten	H-Gas	0,0	0	0	(1+1) x 10	95,0	Detailplanung	0	12/2022	Erhöhte Kapazitätsnachfrage in Baden-Württemberg.	terranets bw
93	419-01	GDRM-Anlage Hamborn Erweiterung	H-Gas	0,0	0	70	0	1,7	Montage/Bau	✓	10/2018	Bergheim 1, die Bereitstellung von H-Gas zur Konvertierung sowie die Kapazitätsbedarfsentwicklung der Verteilernetzbetreiber	Thyssengas

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbaumaßnahme/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Gasart	Leitungen			Verdichter- zusammen- setzung in MW	Kosten in Mio EUR	Projektstatus (31.12.2017)	FID	Planerische Inbetriebnahme bis ¹	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung ²	Durchführende FNB
				Länge in km	DN in mm	DP in bar							
94	420-01	VDS Emsbüren	L-Gas	0,0	0	0	1 x 10	39,1	Entwurfsplanung	✓	12/2020	veränderte Flusssituationen, L-H-Gas-Umstellung	OGE
95	421-01	VDS Scheidt	L-Gas	0,0	0	0	1 x 10	39,7	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	0	12/2021	veränderte Flusssituationen, L-H-Gas-Umstellung, H- Gas-Quellenverteilung	OGE
96	422-01	VDS Elten	L-Gas	0,0	0	0	1 x 11	50,0	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	0	09/2022	veränderte Flusssituationen, L-H-Gas-Umstellung	OGE (50%) / Thyssengas (50%)
97	430-01	GDRM-Anlage Posthausen	H-Gas/L- Gas	0,1	200	84	0	3,0	Montage/Bau	✓	10/2018	L-H-Gas-Umstellgebiet Posthausen I-II und EWE-Zone Teil I	GTG Nord
98	431-01	GDRM-Anlage Ernstek	H-Gas/L- Gas	5,0	400	84	0	7,4	Detailplanung	0	12/2021	L-H-Gas-Umstellungsgebiet EWE-Zone Teil II bis V	GTG Nord
99	432-02a	Leitung Bunde-Leer Mooräcker	H-Gas/L- Gas	19,0	600	84	0	33,0	Genehmigungsplanung	0	12/2023	L-H-Gas-Umstellungsgebiet EWE-Zone Teil IV bis VIII	GTG Nord
100	432-02b	GDRM-Anlage Bunde-Landschaftspolder und H-L-Gas-Mischanlage	H-Gas/L- Gas	1,3	400	84	0	8,7	Vorbereitung Plangenehmigungsverfahren	✓	06/2019	Reduktion der L-Gasimportmengen aus den Niederlanden um bis zu 8,5 TWh/a L-H-Gas-Umstellungsgebiet EWE-Zone Teil IV - VIII	GTG Nord
101	435-02	GDRM-Anlage Altena und Verbindungsleitung	H-Gas/L- Gas	0,1	500	70	0	3,0	Entwurfsplanung	0	12/2021	L-H-Gas-Umstellungsbereiche Südwestfalen und Hagen- Iserlohn-Ergste	OGE
102	436-02	Leitung Heiden-Dorsten	H-Gas/L- Gas	18,0	500	100	0	29,0	Vorbereitung Raumordnungsverfahren	0	12/2021	L-H-Gas-Umstellungsbereich Sonsbeck - Dorsten und Mehrbedarf Netzanschlusskunde	OGE
103	437-01	GDRM-Anlage Marbeck und Verbindungsleitung (GDRM-Anlage Dorsten und Verbindungsleitung)	H-Gas/L- Gas	0,1	600	100	0	8,0	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	0	12/2021	L-H-Gas-Umstellungsbereich Sonsbeck - Dorsten und Mehrbedarf Netzanschlusskunde	OGE
104	438-01	Umbindung Speicheranbindungsleitungen Epe	H-Gas/L- Gas	0,1	900	84	0	1,0	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	0	12/2022	Umstellung der Speicher in Epe von L-Gas auf H-Gas	OGE
105	439-01	GDRM-Anlage Pattscheid und Verbindungsleitung	H-Gas/L- Gas	0,5	500	70	0	5,0	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	0	12/2022	L-H-Gas-Umstellungsbereich Köln-Bergisch Gladbach	OGE
106	440-01	Leitung Ertstadt-Euskirchen	H-Gas/L- Gas	17,0	400	100	0	22,0	Vorbereitung Raumordnungsverfahren	0	12/2021	L-H-Gas-Umstellungsbereich Mittelrhein	OGE
107	441-01	GDRM-Anlage Vinnhorst und Verbindungsleitung	H-Gas/L- Gas	0,1	300	70	0	1,0	Projektidee	0	12/2023	L-H-Gas-Umstellungsbereiche Hannover Ost, Drohne- Ahten	OGE

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbaumaßnahme/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Gasart	Leitungen			Verdichter- zusammen- setzung in MW	Kosten in Mio EUR	Projektstatus (31.12.2017)	FID	Planerische Inbetriebnahme bis ¹	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung ²	Durchführende FNB
				Länge in km	DN in mm	DP in bar							
108	442-02	GDRM-Anlage Ahlten und Verbindungsleitung	H-Gas/L-Gas	0,1	400	84	0	4,0	Projektkategorie	0	12/2023	L-H-Gas-Umstellungsbereiche Hannover Ost, Drohne-Ahlten	OGE
109	443-01	GDRM-Anlage Drohne und Verbindungsleitung	H-Gas/L-Gas	0,3	900	84	0	13,0	Projektkategorie	0	12/2024	L-H-Gas-Umstellungsbereiche Drohne-Ahlten und Werne-Ummeln-Drohne	OGE
110	444-01	GDRM-Anlage Werne und Verbindungsleitung (Stationsumbau VDS Werne)	H-Gas/L-Gas	0,0	0	0	0	38,0	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	0	12/2024	L-H-Gas-Umstellungsbereiche Werne - Ummeln - Drohne, Münsterland und Gescher	OGE
111	445-01a	Armaturenstationen St. Hubert-Voigtshaus und Verbindungsleitung (NETG)	H-Gas/L-Gas	0,1	900	70	0	3,5	Entwurfsplanung	0	12/2021	L-H-Gas-Umstellungsbereiche Mönchengladbach, Kaldenkirchen, Willich, Köln-Bergisch Gladbach, Köln-Dormagen, Viersen - Willich, Düsseldorf, Neuss	OGE (50%) / Thyssengas (50%)
112	445-01b	Armaturenstationen St. Hubert-Voigtshaus und Verbindungsleitung (OGE)	H-Gas/L-Gas	0,1	900	70	0	3,5	Entwurfsplanung	0	12/2021	L-H-Gas-Umstellungsbereiche Mönchengladbach, Kaldenkirchen, Willich, Köln-Bergisch Gladbach, Köln-Dormagen, Viersen - Willich, Düsseldorf, Neuss	OGE
113	446-01	Umstellung Wipperfurth-Niederschelden	H-Gas/L-Gas	0,1	100	70	0	1,0	Projektkategorie	0	12/2021	Marktraumumstellung Wipperfurth-Niederschelden	Thyssengas
114	447-01	Systemverbindungen und Anpassungen für L-H-Gasumstellungen (bisher nicht genauer spezifiziert)	H-Gas/L-Gas	0,0	0	0	0	11,6	Projektkategorie	0	12/2029	L-H-Gas-Umstellungsgebiete	Thyssengas
115	448-01	GDRM-Anlage Euskirchen und Verbindungsleitung	H-Gas/L-Gas	0,1	300	100	0	4,0	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	0	12/2021	L-H-Gas-Umstellungsbereich Mittelrhein	OGE
116	449-01	Verlängerung Anbindung Heilbronn	H-Gas	25,0	500	80	0	30,5	Projektkategorie	0	08/2022	Versorgung des Kraftwerks (Netzstabilitätsanlage) Heilbronn	terraneis bw
117	450-01	Erweiterung GDRM-Anlage Steinhäule	H-Gas	0,1	400	80	0	5,0	Projektkategorie	0	12/2022	Erhöhte Kapazitätsnachfrage in Baden-Württemberg.	bayernets (50%) / terraneis bw (50%)
118	451-02	Erweiterung GDRM-Anlage Au am Rhein	H-Gas	0,1	500	80	0	1,0	Projektkategorie	0	12/2021	Versorgung des Kraftwerks (Netzstabilitätsanlage) Heilbronn	terraneis bw
119	501-01a	Leitung Walle - Wolfsburg	H-Gas	29,0	400	84	0	43,0	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	0	10/2021	- Deckung des Bedarfs gemäß dem §39-Anschlussbegehren	GUD
120	501-01b	Erweiterung GDRM-Anlage Wolfsburg KW Nord	H-Gas	0,1	400	84	0	2,5	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	0	10/2021	- Deckung des Bedarfs gemäß dem §39-Anschlussbegehren	GUD
121	501-01c	Erweiterung GDRM-Anlage Wolfsburg HKW	H-Gas	0,1	400	84	0	2,0	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	0	10/2021	- Deckung des Bedarfs gemäß dem §39-Anschlussbegehren	GUD

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbaumaßnahme/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Gasart	Leitungen			Verdichter- zusammen- setzung in MW	Kosten in Mio EUR	Projektstatus (31.12.2017)	FID	Planerische Inbetriebnahme bis ¹	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung ²	Durchführende FNB
				Länge in km	DN in mm	DP in bar							
122	501-01d	Erweiterung GDRM-Anlage Kolshorn	H-Gas	0,0	0	70	0	7,5	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	0	10/2021	- Deckung des Bedarfs gemäß dem §39- Anschlussbegehren - Antransport zur Deckung des zukünftigen Bedarfs durch Langfristprognose Zone Hannover Ost	GUD
123	501-01e	Erweiterung GDRM-Anlage Unterlüß	H-Gas	0,0	0	84	0	7,5	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	0	10/2021	- Deckung des Bedarfs gemäß dem §39- Anschlussbegehren - Antransport zur Deckung des zukünftigen Bedarfs durch Langfristprognose Zone Hannover Ost	GUD
124	502-01a	Leitung Brunsbüttel - Hetlingen	H-Gas	50,0	800	84	0	80,0	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	0	10/2021	- Aufnahme des Bedarfs gemäß dem vorliegenden §39- Anschlussbegehren	GUD
125	502-01b	GDRM-Anlage Hetlingen	H-Gas	0,0	0	84	0	7,0	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	0	10/2021	- Aufnahme des Bedarfs gemäß dem vorliegenden §39- Anschlussbegehren	GUD
126	503-01a	Erweiterung Armaturenstation Hetlingen	H-Gas	0,0	400	80	0	0,3	Detailplanung	0	10/2019	- Systemkopplung zur Bedarfsdeckung in Richtung Schleswig-Holstein und Dänemark	GUD
127	503-01b	Erweiterung VDS Embsen	H-Gas	0,0	0	100	3*7.5	30,0	Projektkonzept	0	10/2022	- Erweiterung der bestehenden VDS zur Bedarfsdeckung in Richtung Schleswig-Holstein	GUD
128	504-01a	Leitungsverbindung EPT-Rysum – Rysum-Folmhusen	H-Gas	0,4	750	84	0	3,5	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	0	10/2023	- Zukünftige Absicherung des aktuellen Bedarfs	GUD
129	504-01b	Erweiterung GDRM-Anlage Folmhusen	H-Gas	0,1	400	80	0	2,1	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	0	10/2023	- Zukünftige Absicherung des aktuellen Bedarfs	GUD
130	504-01c	GDRM-Anlage Emden	H-Gas	0,1	400	84	0	7,1	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	0	10/2023	- Zukünftige Absicherung des aktuellen Bedarfs	GUD
131	505-01	Erweiterung Konvertierung Rehden	L-Gas	0,0	0	70	0	18,0	Entwurfsplanung	0	01/2021	Stabilität der L-Gas Netzbilanz & Bereitstellung fester Kapazitäten im Mittel-, und Starklastbereich.	Nowega
132	506-01a	Leitung Massenheim-Sulzbach	H-Gas	25,0	400	70	0	34,6	Projektkonzept	0	12/2023	Kraftwerk Griesheim, Erhöhung der Überspeisekapazitäten zu Verteilernetzbetreibern	OGE
133	506-01b	GDRM-Anlage Massenheim II und Verbindungsleitung	H-Gas	0,1	400	70	0	6,0	Projektkonzept	0	12/2023	Kraftwerk Griesheim, Erhöhung der Überspeisekapazitäten zu Verteilernetzbetreibern	OGE
134	507-01a	Ferngasleitung EUGAL	H-Gas	480,0	1400	100	0	2276,0	Durchführung Planfeststellungsverfahren	0	12/2019	dient zur europäischen Bedarfsdeckung und damit auch zur Kompensation der rückläufigen europäischen Eigenproduktion.	Fluxys D (16.5%) / GASCADE (50.5%) / GUD (16.5%) / ONTRAS (16.5%)
135	507-01b	Anbindungsleitung NEL	H-Gas	0,2	1000	100	0	4,5	Durchführung Planfeststellungsverfahren	0	12/2019	dient zur europäischen Bedarfsdeckung und damit auch zur Kompensation der rückläufigen europäischen Eigenproduktion.	Fluxys D (16.5%) / GASCADE (50.5%) / GUD (16.5%) / ONTRAS (16.5%)

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbaumaßnahme/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Gasart	Leitungen			Verdichter- zusammen- setzung in MW	Kosten in Mio EUR	Projektstatus (31.12.2017)	FID	Planerische Inbetriebnahme bis ¹	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung ²	Durchführende FNB
				Länge in km	DN in mm	DP in bar							
136	507-01c	GDRM-Anlage Lubmin-NEL	H-Gas	0,1	1000	100	0	16,5	Durchführung Planfeststellungsverfahren	0	12/2019	dient zur europäischen Bedarfsdeckung und damit auch zur Kompensation der rückläufigen europäischen Eigenproduktion.	Fluxys D (16.5%) / GASCADE (50.5%) / GUD (16.5%) / ONTRAS (16.5%)
137	507-01d	VDS Radeland II	H-Gas	0,0	0	105	(2+1)*25	256,0	Durchführung Genehmigungsverfahren BlmSchG	0	12/2020	dient zur europäischen Bedarfsdeckung und damit auch zur Kompensation der rückläufigen europäischen Eigenproduktion.	Fluxys D (16.5%) / GASCADE (50.5%) / GUD (16.5%) / ONTRAS (16.5%)
138	507-01e	GDRM-Anlage Radeland II	H-Gas	0,1	1400	100	0	22,5	Durchführung Genehmigungsverfahren BlmSchG	0	12/2019	dient zur europäischen Bedarfsdeckung und damit auch zur Kompensation der rückläufigen europäischen Eigenproduktion.	Fluxys D (16.5%) / GASCADE (50.5%) / GUD (16.5%) / ONTRAS (16.5%)
139	507-01f	GDRM-Anlage Deutschneudorf-EUGAL	H-Gas	0,1	1200	100	0	53,4	Durchführung Planfeststellungsverfahren	0	12/2019	dient zur europäischen Bedarfsdeckung und damit auch zur Kompensation der rückläufigen europäischen Eigenproduktion.	Fluxys D (16.5%) / GASCADE (50.5%) / GUD (16.5%) / ONTRAS (16.5%)
140	507-01g	GDRM-Anlage Kienbaum II inkl. Anschlussleitung an die EUGAL	H-Gas	0,1	700	100	0	9,6	Entwurfsplanung	0	12/2019	dient zur europäischen Bedarfsdeckung und damit auch zur Kompensation der rückläufigen europäischen Eigenproduktion	ONTRAS
141	507-01h	GDRM-Anlage Börnicke (DÜG)	H-Gas	0,1	800	100	0	2,1	Entwurfsplanung	0	12/2019	dient zur europäischen Bedarfsdeckung und damit auch zur Kompensation der rückläufigen europäischen Eigenproduktion	ONTRAS
142	507-01i	GDRM-Anlage Steinitz	H-Gas	0,1	800	84	0	2,4	Entwurfsplanung	0	12/2019	dient zur europäischen Bedarfsdeckung und damit auch zur Kompensation der rückläufigen europäischen Eigenproduktion	GUD / ONTRAS
143	507-01j	GDRM-Anlage Groß Körös	H-Gas	0,1	500	100	0	5,5	Entwurfsplanung	0	12/2019	dient zur europäischen Bedarfsdeckung und damit auch zur Kompensation der rückläufigen europäischen Eigenproduktion	ONTRAS
144	507-01k	GDRM-Anlage Sülstorf	H-Gas	0,0	0	100	0	3,0	Entwurfsplanung	0	12/2019	dient zur europäischen Bedarfsdeckung und damit auch zur Kompensation der rückläufigen europäischen Eigenproduktion	Fluxys D / GUD / NEL Gastransport / ONTRAS
145	507-01l	Reversierung VDS Holtum	H-Gas	0,0	0	84	0	3,0	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	0	10/2020	=" Bedarfsabdeckung aus der Marktabfrage "more capacity"	GUD
146	507-01m	VDS Sayda	H-Gas	0,0	0	84	(2+1) x 5	72,0	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung	0	12/2023	dient zur europäischen Bedarfsdeckung und damit auch zur Kompensation der rückläufigen europäischen Eigenproduktion	ONTRAS
147	520-01	Armaturenstation Visbek Astrup	H-Gas/L- Gas	0,1	400	84	0	0,2	Detailplanung	✓	10/2019	L-H-Gas-Umstellungsgebiet EWE-Zone Teil II	GTG Nord
148	521-01	Armaturenstation Twistringen Ehrenburg	H-Gas/L- Gas	0,1	400	84	0	0,2	Detailplanung	✓	12/2020	Dient der Trennung von L- und H-Gasgebieten während der Umstellung.	GTG Nord
149	523-01	Systemanpassung GDRM-Anlage Bergedorf	H-Gas/L- Gas	0,1	300	84	0	1,7	Detailplanung	0	06/2020	L-H-Gas-Umstellungsgebiet EWE-Zone Teil I - IV	GTG Nord

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbaumaßnahme/ Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Gasart	Leitungen			Verdichter- zusammen- setzung in MW	Kosten in Mio EUR	Projektstatus (31.12.2017)	FID	Planerische Inbetriebnahme bis ¹	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung ²	Durchführende FNB
				Länge in km	DN in mm	DP in bar							
150	524-01	Systemanpassung GDRM-Anlage Steinfeld-Düpe	H-Gas/L-Gas	0,1	200	84	0	0,3	Detailplanung	✓	12/2021	L-H-Gas-Umstellungsgebiet EWE-Zone Teil III	GTG Nord
151	525-01	Leitung Willich-Meerbusch	H-Gas/L-Gas	4,6	400	16	0	6,0	Projektidee	0	12/2024	L-H-Gas-Umstellungsbereich Neuss	OGE
152	526-01	Leitung Hamm-Bergkamen	H-Gas/L-Gas	5,5	300	100	0	5,5	Entwurfsplanung	0	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsbereich Oberaden	OGE
153	527-01	Leitung Stockum-Bockum Hövel	H-Gas/L-Gas	4,0	300	70	0	4,5	Entwurfsplanung	0	12/2022	L-H-Gas-Umstellungsbereiche Oberaden und Werne - Ummeln - Drohne	OGE
154	528-01	Leitung Merschhoven-Daberg	H-Gas/L-Gas	2,0	100	70	0	2,5	Entwurfsplanung	0	12/2020	L-H-Gas-Umstellungsbereich Oberaden	OGE
155	529-01	Armaturenstationen Elten - St. Hubert	H-Gas/L-Gas	0,1	900	70	0	5,8	Projektidee	0	12/2025	Die Maßnahme dient der Umstellung der Netzgebiete Sonsbeck - Dorsten, Sonsbeck - Oberhausen, Emmerich, Hamb / Kapellen / Aldekerk und Kalkar	OGE (50%) / Thyssengas (50%)
156	530-01	Umstellung Köln - Dormagen	H-Gas/L-Gas	0,3	300	25	0	1,0	Projektidee	0	12/2024	Die Maßnahme dient der Umstellung des Netzgebietes Köln - Dormagen entsprechend des Umstellungsfahrplans zwischen der Rheinischen NETZgesellschaft, OGE und Thyssengas.	Thyssengas
157	531-01a	GDRM-Anlage Appeldorn	H-Gas/L-Gas	0,1	400	70	0	5,0	Projektidee	0	12/2025	Durch die mit der Maßnahme ermöglichte Teilnetzkapplung wird eine freie Zuordenbarkeit von Kapazitäten an Einspeisepunkten bisher unterschiedlicher Gasbeschaffenheiten geschaffen.	Thyssengas
158	531-01b	Armaturenstation Xanten	H-Gas/L-Gas	0,1	400	70	0	1,0	Projektidee	0	12/2025	Durch die mit der Maßnahme ermöglichte Teilnetzkapplung wird eine freie Zuordenbarkeit von Kapazitäten an Einspeisepunkten bisher unterschiedlicher Gasbeschaffenheiten geschaffen.	Thyssengas

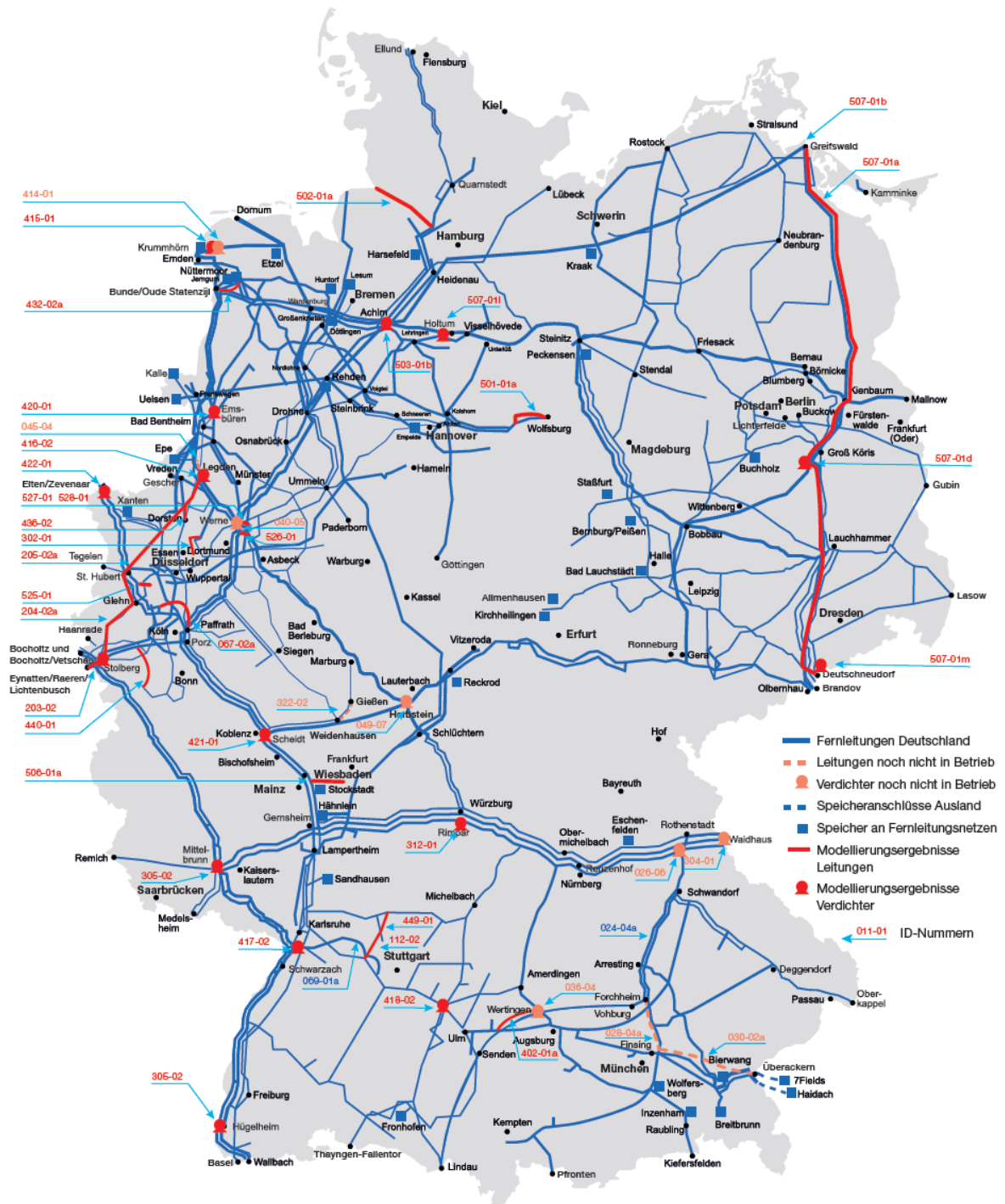
Fußnoten:

1 Der Zeitpunkt der Inbetriebnahme kann sich erheblich verschieben durch Verzögerungen im Genehmigungsverfahren und Probleme in der Realisierung. Bei Maßnahmen in einer frühen Projektphase (z. B. in der Phase „Projektidee“) basiert die „Planerische Inbetriebnahme“ auf einer üblichen Realisierungszeit einer Leitung bzw. einer Verdichterstation. Eventuelle maßnahmenspezifische Details wurden nicht berücksichtigt.

2 Auswirkungen stellen lediglich eine grobe Indikation dar.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 37: Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber für das Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

9 Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende

9.1 Einleitung

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind der Überzeugung, dass die bestehende Gasinfrastruktur im zukünftigen Energiesystem einen bedeutenden und ökonomisch wertvollen Beitrag leisten wird. Neben CO₂-neutralem synthetischem Methan wird insbesondere auch Wasserstoff eine wichtige Alternative zum heute noch überwiegend fossilen Erdgas darstellen. Insbesondere das Verfahren „Power-to-Gas“ („PtG“ - Gas aus Strom) bietet ein großes, bislang noch nicht umgesetztes Potenzial für die intelligente Verbindung von bestehenden Gas-, Strom-, Wärme- und Mobilitätsinfrastrukturen. Die Sektorkopplung bezeichnet eine der entscheidenden Stellschrauben für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende.

Mit PtG kann regenerativ erzeugter Strom in Wasserstoff oder in einem weiteren Verfahrensschritt unter Zuführung von Kohlenstoffdioxid in synthetisches Methan umgewandelt werden (Grünes Gas). Grünes Gas kann fossiles Erdgas substituieren und eignet sich, vor allem in der Wärmeversorgung, für die direkte Anwendung bei industriellen, gewerblichen und privaten Nutzern. Weiterhin kann das Grüne Gas im Mobilitätssektor als alternativer Kraftstoff und als Feedstock (Rohstoff) in der industriellen Produktion eingesetzt werden.

Aufgrund der großen Speicherkapazität des Gasnetzes und der angeschlossenen Gasspeicher, bietet PtG, als die derzeit einzig bekannte Technologie, die Möglichkeit große Mengen Energie zu speichern. Damit kann die Gasinfrastruktur die Flexibilitätsoption für die volatilen erneuerbaren Energien bereitstellen, die es ermöglicht, die Energieversorgung zu verstetigen und die saisonale und räumlich fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auszugleichen. Dies schafft zusammen mit Gaskraftwerken die notwendige Versorgungssicherheit bei länger anhaltenden, sogenannten Dunkelflauten, also dann, wenn weder Sonne noch Wind zur Stromerzeugung beitragen.

Wasserstoff kann aktuell allerdings in begrenztem Umfang in der vorhandenen Gasinfrastruktur transportiert werden, da sich durch dessen Einspeisung die Brennstoffeigenschaften des Gasgemisches ändern und Auswirkungen auf angeschlossene sensitive Gasanwendungen ergeben.

Alternativ zur Zumischung des regenerativ erzeugten Wasserstoffes in den vorhandenen Gasstrom und der Methanisierung gibt es eine weitere Möglichkeit, Wasserstoff in der vorhandenen Infrastruktur zu transportieren. Mit Hilfe von vorhandenen Leitungen kann eine parallele flächendeckende reine Wasserstoffinfrastruktur etabliert werden.

Eine Auswertung der für Deutschland erarbeiteten Studien zum Thema PtG weist langfristig eine große Bedeutung für diese Technologie aus [AEE 2016]. Hiernach sehen die meisten Szenarien ab etwa 2030 den Einsatz von Elektrolyseuren und Methanisierungsanlagen zur wirtschaftlichen Nutzung der anfallenden Stromüberschüsse. Im Ergebnispapier Strom 2030 [BMW i 2017b] hebt auch das BMW i die Bedeutung von PtG als Langfristspeicher hervor, die bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien sinnvoll und notwendig werden.

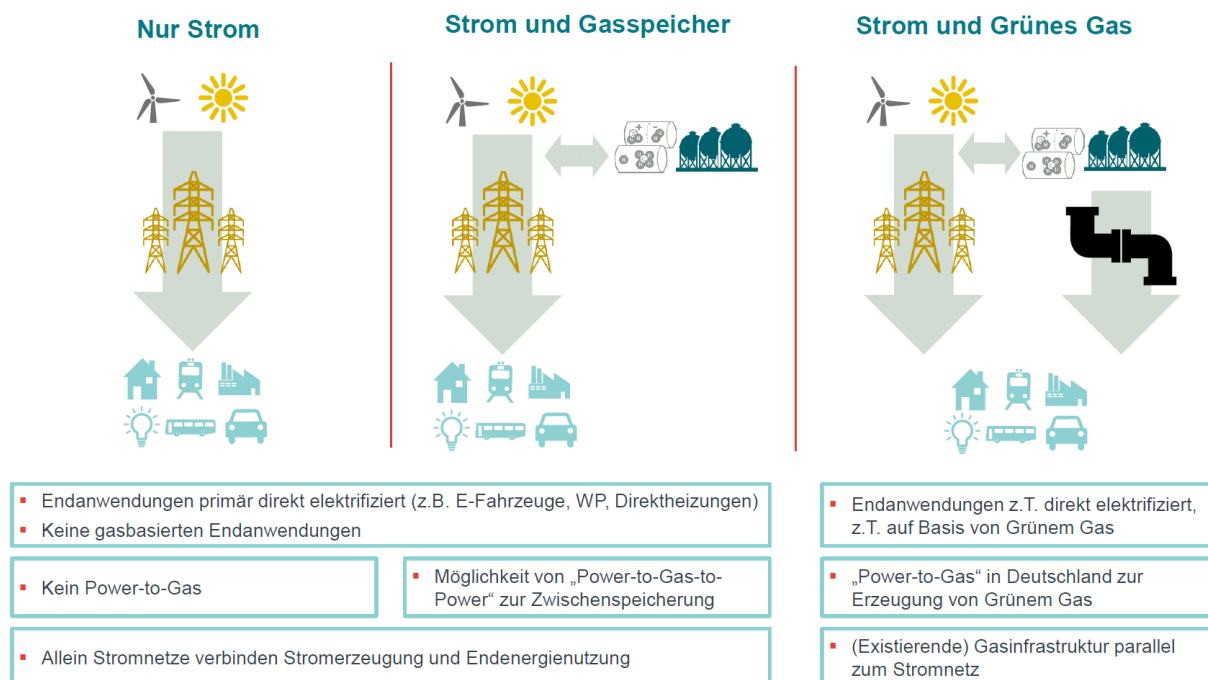
9.2 FNB Gas-Studie: Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland

Im Oktober 2017 wurde die von den Fernleitungsnetzbetreibern bei Frontier Economics in Auftrag gegebene Studie zum Beitrag der Gasinfrastruktur 2050 zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende und insbesondere zur Rolle von PtG veröffentlicht. Ausgangspunkt der Studie sind die ambitionierten Klimaschutzziele Deutschlands: Bis 2050 sollen die Treibhausgasemissionen um 80 % bis 95 % gegenüber 1990 verringert werden durch die Nutzung von erneuerbar erzeugtem Strom in den Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie. Offen ist jedoch, wie das Energiesystem der Zukunft konkret aussehen soll. Insbesondere die Frage des Energietransports von der Erzeugung bis zum Endverbraucher sowie die Energiespeicherung sind derzeit nicht gelöst. Die Rolle der Gasinfrastruktur ist in diesem Zusammenhang bislang noch nicht explizit untersucht worden.

Vor diesem Hintergrund hat die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas e.V.) Frontier Economics, IAEW, 4 Management und EMCEL beauftragt, abzuschätzen, welche Kostenwirkung eine langfristige Weiternutzung der Gasinfrastruktur für den Transport von aus erneuerbaren Energien konvertiertem Gas („Grünes Gas“) auf das Energiesystem hat [Frontier Economics 2017].

Es wurden drei Szenarien unter Erreichung einer Treibhausgas-Reduktion von 95 % bis 2050 gegenüber 1990 analysiert bei Unterstellung eines für die Szenarien einheitlichen Bedarfs an Nutzenergie, vgl. nachfolgende Abbildung 38:

Abbildung 38: Übersicht der drei betrachteten Szenarien



Quelle: Frontier Economics

„Nur Strom“-Szenario – Die Endverbraucher nutzen überwiegend elektrische Endanwendungen wie Wärmepumpen und Elektroautos im Sinne einer unmittelbaren Elektrifizierung. Die Verbindung zwischen Stromerzeugung und Endenergienutzung erfolgt allein durch Stromnetze und -speicher (daher „Nur Strom“). Die Gasinfrastruktur (sowohl Speicher als auch Leitungen) werden in diesem Szenario langfristig nicht mehr benötigt.

„Strom und Gasspeicher“-Szenario – Endverbraucher nutzen analog zum Szenario „Nur Strom“ überwiegend elektrische Endanwendungen. Zur Speicherung besteht jedoch zusätzlich die Möglichkeit, Strom in Gasform zwischen zu speichern und in Gaskraftwerken rück zu verstromen. Der Energietransport in der Fläche findet weiterhin strombasiert statt. Gastransport- und Verteilnetze werden in diesem Szenario ebenfalls nicht mehr benötigt.

„Strom und Grünes Gas“-Szenario – Hier basiert ein Teil der Endanwendungen auf klimaneutralem Grünen Gas (Wasserstoff oder synthetisches Methan), welches in PtG-Anlagen in Deutschland auf Basis erneuerbar erzeugten Stroms konvertiert wird. Entsprechend wird parallel zum Stromnetz die bestehende Gasinfrastruktur zum Energietransport weiterhin genutzt.

Aufgrund der derzeit verfügbaren Stromspeicher ist ein „Nur Strom“-System ohne die Nutzung von Gasspeichern für den saisonalen Ausgleich und die Überbrückung von kalten Dunkelflauten prohibitiv teuer bzw. unrealistisch. Beispielsweise wird in der Veröffentlichung „Zwischenfazit – dena-Leitstudie Integrierte Energiewende“ u. a. zu den bisherigen Ergebnissen festgehalten, dass Szenarien, welche einen breiteren Technologiemix annehmen, bis 2050 deutlich geringere Kosten verursachen dürften als Szenarien, die einseitig auf einen hohen Grad an Elektrifizierung ausgelegt sind [dena 2017c].

Die von Frontier Economics durchgeführte Studie betrachtet daher den potenziellen Beitrag, den ein Energietransport „in der Fläche“ durch Gasnetze zusätzlich zu der reinen Zwischenspeicherfunktion liefern kann. Zur Ermittlung der Kostenunterschiede wurden auf Basis von umfassenden Strommarkt- und Stromnetzmodellierungen die Auswirkungen einer Gasnetznutzung mit Grünem Gas auf die gesamte Wertschöpfungskette, also die Stromerzeugung, die Umwandlung, den Strom- und Gastransport, die Energiespeicherung und die Endanwendungen analysiert.

Die im Rahmen der Studie durchgeführten Modellierungen zeigen den Bedarf für PtG-Anlagen auf. Für das Szenario „Strom und Gasspeicher“ ergibt sich, dass bis 2050 PtG-Anlagen mit einer Leistung von 134 GW_{el} hinzugebaut werden müssen. Das konvertierte Gas wird in diesem Szenario vollständig zur Rückverstromung eingesetzt. Im Szenario „Strom und Grünes Gas“ zeigt sich, dass bis 2050 PtG-Anlagen mit einer Leistung von 254 GW_{el} benötigt werden. Hiervon werden 645 TWh für Endanwendungen und nur 1 TWh zur Rückverstromung eingesetzt, siehe nachfolgende Abbildung 39.

Abbildung 39: Einsatz der Power-to-Gas Anlagen

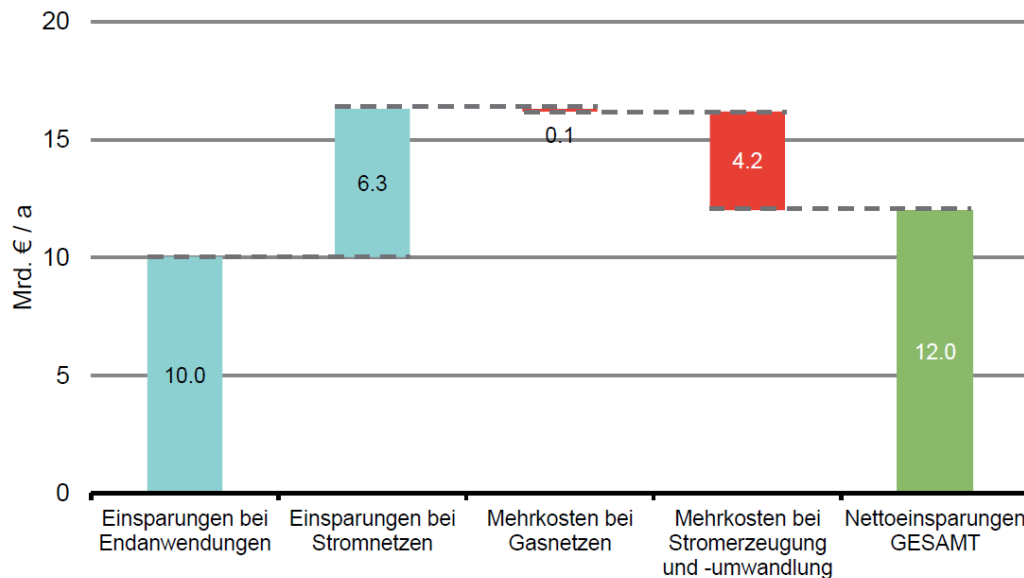
Szenario	Installierte Leistung Elektrolyseure	Erzeugtes Gas	Volllaststunden
Strom und Gasspeicher	134 GW _{el}	244 TWh	2.471 h
Strom und Grünes Gas	254 GW _{el}	646 TWh	3.457 h

Quelle: Frontier Economics

Der Vergleich der Szenarien „Strom und Gasspeicher“ und „Strom und Grünes Gas“ zeigt, dass die Weiternutzung der Gastransport und -verteilnetze zur Versorgung von Endkunden mit Grünem Gas deutliche Kostenvorteile gegenüber einer Welt ohne Nutzung der Gasnetze bietet. In Summe ergeben sich um das Jahr 2050 Gesamteinsparungen in Höhe von ca. 12,0 Mrd. Euro pro Jahr (real in Werten 2015), vgl. Abbildung 40. Die geringeren Kosten finden sich vor allem bei gasbasierten Endanwendungen (10,0 Mrd. Euro pro Jahr um 2050) sowie Einsparungen durch erheblich geringeren Stromnetzausbaubedarf (6,3 Mrd. Euro pro Jahr um 2050) in Folge der Gasnetznutzung. Beispielsweise zeigen die Stromnetzmodellierungen, dass eine Nutzung der Gasnetze Stromnetzausbau im Umfang von 17.800 km im Übertragungsnetz (gegenüber 35.000 km heutiger Leitungslänge) und ca. 500.000 km im Verteilnetz (gegenüber 1,7 Mio. km heutiger Leitungslänge) obsolet macht, wobei die Maßnahmen im NEP Strom bis 2035 in beiden Szenarien bereits als umgesetzt angenommen werden.

Diese Kosteneinsparungen von 16,3 Mrd. Euro pro Jahr kompensieren deutlich die zusätzlichen Kosten für den Erhalt und die teilweise Umstellung der Gasnetze auf Wasserstoff (0,1 Mrd. Euro pro Jahr um 2050); sowie für die aufgrund von Umwandlungsverlusten notwendige zusätzliche Stromerzeugung und die PtG-Anlagen (4,2 Mrd. Euro pro Jahr um 2050). Die Einsparungen summieren sich auf vermiedene Investitionen in Stromnetze (113 Mrd. Euro) und Endanwendungsgeräte (155 Mrd. Euro) von insgesamt rund 268 Mrd. Euro bis zum Jahr 2050 (undiskontiert).

Abbildung 40: Jährliche Einsparung bei Systemkosten im Szenario „Strom und Grünes Gas“ gegenüber dem Szenario „Strom und Gasspeicher“ (um 2050)



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Dargestellt sind Kosten pro Jahr um das Jahr 2050 in EUR₂₀₁₅

9.3 Zukunftsweisende Projekte und Maßnahmen

Die Fernleitungsnetzbetreiber begrüßen die Erstellung des PtG-Potenzialatlases [dena 2016] und der PtG-Roadmap der Deutschen Energie-Agentur (dena) [dena 2017d]. Aktuell listet die dena 28 Forschungs- und Pilotanlagen in 10 Bundesländern auf, welche sich der Forschung und Weiterentwicklung dieses Verfahrens widmen und in Betrieb sind. Weitere 4 Anlagen befinden sich derzeit im Bau bzw. in der Planungsphase.

Eine Auswertung der für Deutschland erarbeiteten Studien zum Thema PtG weist langfristig eine große Bedeutung für diese Technologie aus. [AEE 2016] Im Ergebnispapier Strom 2030 [BMW 2017b] hebt auch das BMWi die Bedeutung von PtG als Langfristspeicher hervor, die bei hohen Anteilen erneuerbaren Energien sinnvoll und notwendig werden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber unterstützen diese Entwicklungsaktivitäten und wirken inhaltlich an den jeweiligen Vorhaben mit, um die Einspeisung von größeren Mengen an synthetischem Methan und Wasserstoff in den kommenden Jahren zu ermöglichen.

Die energie- und klimapolitischen Ziele in Deutschland erfordern eine Reduktion der Treibhausgase um 80 % bis 95 % bis in das Jahr 2050. Neben einer deutlichen Steigerung der Energieeffizienz gilt es, dafür in allen Sektoren erneuerbare Energien im besten Fall unter Verwendung bereits bestehender Energie-Infrastrukturen zum Einsatz zu bringen. Dabei ist es von besonderer Bedeutung, dass die entsprechenden Verbrauchssektoren (Verkehr, Energie, Gebäude, Industrie) unter technologieoffenen Ansätzen miteinander gekoppelt werden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen hier insbesondere in der PtG-Technologie und des Transports des darüber produzierten Wasserstoffes und synthetischen Methans über das bestehende Gasinfrastruktursystem besondere Vorteile.

In Deutschland gibt es bereits heute über 30 Pilotprojekte von PtG-Technologien.

Aktuelle PtG- und H₂-Projekte mit Verbindung zum Fernleitungsnetz

Der GUD liegt aktuell ein Netzanschlussbegehren für eine PtG-Einspeisung im Norden Schleswig-Holsteins vor. Das Projekt befindet sich derzeit in der Planungsphase. Eine mögliche Umsetzung/ Inbetriebnahme ist aktuell für ca. 2019 geplant.

Ebenso hat OGE ein Netzanschlussbegehren eines im Emsland geplanten Bürgerwindparks mit positivem Ergebnis geprüft. Sofern der Windpark genehmigt und gebaut wird, soll ein Teil des erzeugten Windstroms über Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt und in das Netz der OGE eingespeist werden.

Derzeit sind zwei PtG-Anlagen, in Falkenhagen und in Prenzlau, an das ONTRAS-Fernleitungsnetz angeschlossen. Der Anschluss einer dritten Anlage in Grapzow, Mecklenburg-Vorpommern (Projekt „RH2-WKA“) wird zurzeit bei ONTRAS geprüft.

Die PtG-Pilotanlage in Falkenhagen wurde 2011 initiiert und speist seit August 2013 in das ONTRAS-Fernleitungsnetz ein. Die ursprünglichen Ziele des Projekts waren die Optimierung der Errichtung, des Betriebs und der Instandhaltung einer angeschlossenen PtG-Anlage sowie die Optimierung der damit verbundenen Wertschöpfungskette. Erneuerbarer Strom wurde für die Anlage aus dem bestehenden Stromnetz entnommen (zwischen 2009 und 2012 erzeugte die Region ca. 100 % mehr Strom als verbraucht wurde). Das Projekt verwendet sechs alkalische Elektrolyseuranlagen mit einem Gesamtstromverbrauch von 2 MW_{el} die ca. 360 Nm³ H₂ pro Stunde erzeugen. Diese Menge wird mittels zwei Verdichteranlagen von 10 bar auf 55 bar komprimiert und dann in das ONTRAS Fernleitungsnetz eingespeist. 2015 wurden mehr als 1 Mio. m³ Wasserstoff über Falkenhagen eingespeist. Der Prozess verfügt nach Angaben von Uniper (verantwortlicher Projektkoordinator) über einen Wirkungsgrad von 61 %.

Im Rahmen des Store&Go Projekts wird zurzeit eine Methanisierungsanlage auf der existierenden PtG-Anlage errichtet. Die Methanisierungsanlage wurde von ThyssenKrupp Industrial Solutions gebaut und nach Falkenhagen geliefert. Sie soll bis 57 Nm³ Methan pro Stunde erzeugen und in das Fernleitungsnetz einspeisen. Aufgrund des Umbaus wurde im August 2016 die Wasserstoffeinspeisung vorübergehend eingestellt.

Das Hybridkraftwerk Prenzlau wurde in 2011 in Betrieb genommen und speist seit 2014 Wasserstoff in das ONTRAS-Fernleitungsnetz ein. Überschüssige Strommengen werden mittels eines 500 kW_{el} alkalischen Elektrolyseurs in Wasserstoff umgewandelt (Nennlast: 120 Nm³ H₂ pro Stunde). Dieser wird dann am Standort auf 42 bar verdichtet und vor Ort in drei stationären Speichern (Gesamtfassungsvermögen bei 42 bar: 1.150 kg) eingeleitet. 2016 wurden 234.025 Nm³ in das Fernleitungsnetz eingespeist. Der gespeicherte Wasserstoff kann dann entweder eingespeist oder mit Biogas gemischt und in einem BHKW am Standort mit Wärmeauskopplung rückverstromt werden. Langfristig soll der vor Ort erzeugte Wasserstoff auch an die TOTAL H₂-Tankstelle am Flughafen Berlin Brandenburg geliefert werden. Der aktuelle Wirkungsgrad des Kraftwerks beträgt nach

Angaben von Enertrag (verantwortlicher Projektkoordinator) 65 % (Durchschnittswert für alle drei Sektoren: Strom, Wärme und Treibstoff).

Ein ursprünglich für den Erdgastransport gebauter Leitungsabschnitt im westlichen Rheinland wird seit vielen Jahren für den Transport von Wasserstoff genutzt. Dieses Beispiel zeigt, dass eine Umwidmung nach Prüfung der jeweiligen Gegebenheiten unter Beachtung der für den Wasserstofftransport geltenden Regeln möglich ist.

Perspektiven für den Einstieg in eine mögliche Wasserstoffwirtschaft

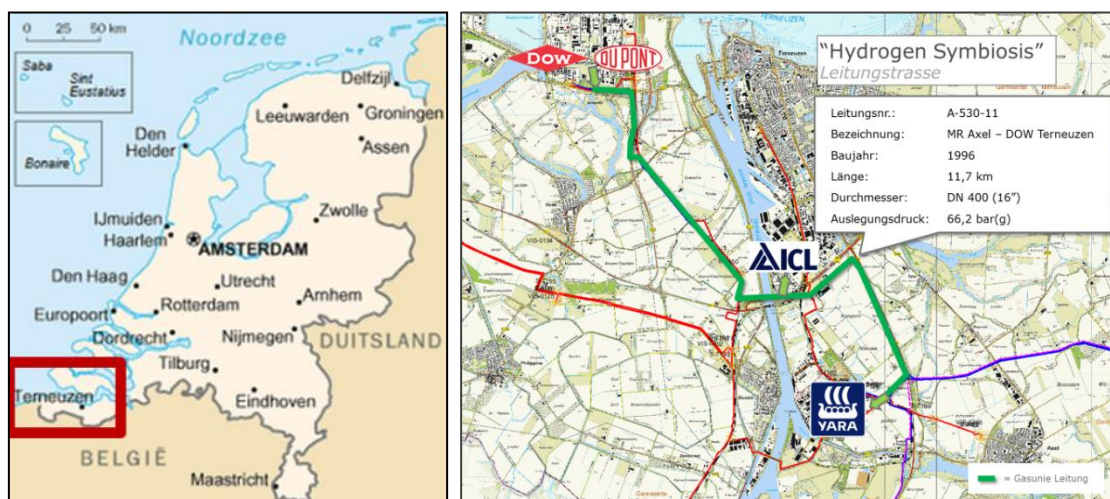
Im Rahmen dieser Projekte gibt es, neben der Zumischung des Wasserstoffes in den Erdgasstrom und der Methanisierung der erneuerbaren Energien, inzwischen vermehrt Bestrebungen bestehende Erdgastransportleitungen für den Transport von reinem Wasserstoff umzurüsten. Perspektivisch könnte hierüber bis 2050 der Einstieg in eine Wasserstoffwirtschaft geebnet werden, um den dann klimaneutral hergestellten Energieträger H₂ in unterschiedlichen Sektoren in der Fläche einzusetzen. Dies erfordert allerdings aus heutiger Sicht noch erheblichen Forschungs- und Entwicklungsaufwand, Kooperationen zwischen unterschiedlichen Akteuren und entsprechend fördernde Rahmenbedingungen.

Das Projekt „Hydrogen Symbiosis“ der GTS ist ein Pilotprojekt in diesem Zusammenhang.

Projekt „Hydrogen Symbiosis“

Das Wasserstoffleitungsprojekt „Hydrogen Symbiosis“ der Gasunie ist aus einer Initiative von elf energie- und ressourcenintensiven Unternehmen aus der Stahl-, Energie-, Chemie- und Lebensmittelindustrie der Provinz Zeeland in den Niederlanden hervorgegangen.

Abbildung 41: Wasserstoffleitungsprojekt „Hydrogen Symbiosis“



Quelle: GTS 2017

Ziel des gemeinsamen Projektes von Industrie und Infrastrukturbetreiber ist es, den bei DOW Benelux als Nebenprodukt anfallenden Wasserstoff zu den Wasserstoff-Abnehmern Yara (Düngerproduktion) und ICL-IP (Bromverarbeitung) zu transportieren.

Der Wasserstofftransport von bis zu 20.000 t/a soll über eine bestehende, aber redundante Erdgasleitung der GTS zwischen Treneuzen und Sluiskil vorgenommen werden. Die Leitung ist etwa 12 km lang und hat einen Durchmesser von 16“ (DN400).

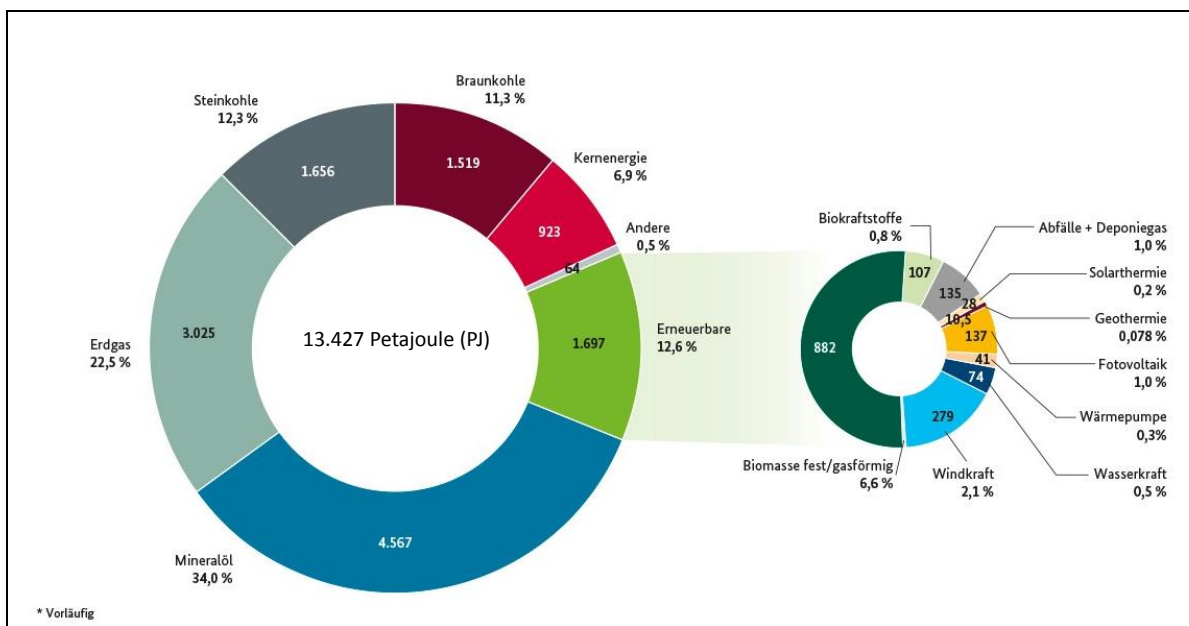
Im Rahmen des Projektes konnte, nach ausführlichen Prüfungen in Bezug auf Technik (Korrosion, Eignung des Stahls), Prozess (Druckabsicherung, Trennung zum Erdgasnetz), Betrieb (Umgang mit Wasserstoff, Leckagen, Anwesenheit CO) und Öffentlichkeit (Bewusstseinsbildung, Aufklärung, Genehmigung), die Integrität und Sicherheit der Erdgastransportleitung auch für einen Wasserstofftransport sichergestellt werden.

Nach Klärung des rechtlichen Rahmens kann der Betrieb des Wasserstofftransportes in der ursprünglich zum Erdgastransport vorgesehenen Leitung voraussichtlich 2018 aufgenommen werden.

9.4 Biomethan: Potenzial von Gas aus Biomasse

Einen weiteren Anteil für die Versorgung der Endverbraucher mit erneuerbaren Energien kann aus Biomasse erzeugtes Gas übernehmen. Biomasse und biogene Abfälle tragen derzeit rund zwei Drittel des Primärenergieeinsatzes der erneuerbaren Energieträger bei [BMWi 2017c].

Abbildung 42: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Jahr 2016 (in PJ)



Quelle: BMWi 2017c

Fossiles Erdgas kann durch aus Biomasse nachhaltig erzeugtes Biomethan (Biogas, welches durch Auswaschen von CO₂ einen Methangehalt i. H. v. 98 % ausweist) substituiert werden. Biomethan ist grundsätzlich CO₂-neutral, da das bei der Verbrennung freigesetzte CO₂ im Entstehungsprozess von Pflanzen aus der Umwelt aufgenommen wurde.

Das Biogas kann direkt zur Erzeugung von elektrischer Energie, und zu Biomethan aufbereitet direkt ins Gasversorgungsnetz eingespeist und fossiles Erdgas in allen Anwendungen substituieren.

Etwa 31,3 TWh Strom wurden 2016 aus Biogas erzeugt. Unterstellt man einen Wirkungsgrad von 50 % bei der Stromerzeugung, so werden bereits heute über 62 TWh an Biogas für die direkte Verwendung zur Stromerzeugung erzeugt.

Biogasanlagen zur Stromerzeugung, die auch an das Gasnetz angeschlossen sind, haben den großen Vorteil, das in einem kontinuierlichen, gleichmäßigen Prozess erzeugte Biogas nicht zwingend in eine bandförmige Stromproduktion überführen zu müssen. Aktuell ist die erzeugte Leistung aus anderen EE-Strom Quellen (Wind, PV) vielfach so hoch, dass kein Bedarf nach EE-Strom aus Biogas besteht.

Die Einspeisung in das Gasnetz, sofern das Biogas zu Biomethan aufbereitet wurde, zur direkten Nutzung oder zur längerfristigen Speicherung bietet die Möglichkeit der Strukturierung der Stromerzeugung ohne zusätzliche technische Maßnahmen zur (Zwischen)-Speicherung des erzeugten Biogases oder zur Regulierung des Gärvorganges. Anders als an Biogasanlagen ist über die Gasinfrastruktur nicht nur eine Speicherung über kurze Zeiträume (Stunden bis Tage) möglich – Gasspeicher bieten die Möglichkeit einer saisonalen Strukturierung des Energieangebotes.

Biogaserzeugung und -nutzung sind dadurch räumlich und zeitlich entkoppelt. Eine effiziente Nutzung des Gases wird ermöglicht. Für die Zukunft gehen die Fernleitungsnetzbetreiber daher von einem steigenden Anteil der Gaseinspeisung aus Biogasanlagen, die derzeit zur Stromerzeugung genutzt werden, aus.

Der Biomasseprimärenergieverbrauch (inkl. Biokraftstoffe, Abfällen und Deponiegas) im Jahr 2016 lag bei rund 1.124 PJ (vgl. Abbildung 42). Rund 224 TWh (etwas mehr als 800 PJ) der eingesetzten Endenergie für Strom, Wärme und Verkehr in Deutschland stammten im Jahr 2016 aus Biomasse und biogenen Abfällen [BMW 2017a]. Bisher werden rund 9 TWh pro Jahr als Biomethan in die Gasleitungsnetze eingespeist.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen für die Zukunft ein erhebliches Potenzial für Biomethan als Ersatz von fossilem Gas. Laut dena [dena 2017b] ließe sich allein durch die konsequente Erschließung von Rest- und Abfallstoffen, tierischen Exkrementen und in geringem Maße Energiepflanzen sowie durch anteilige Umrüstung bestehender Biogasanlagen die Biomethanmenge auf 118 TWh_{HS} steigern. Durch die zusätzliche Nutzung nachhaltig erzeugter Biomasse aus nachwachsenden Rohstoffen ließe sich die Biomethanerzeugung weiter signifikant steigern und dies ohne negative Auswirkungen auf Umwelt und Nahrungsmittelversorgung. Vorsichtige Schätzungen der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe [FNR 2017] gehen davon aus, dass die biogen erzeugte Energiemenge in etwa verdoppelt werden könnte.

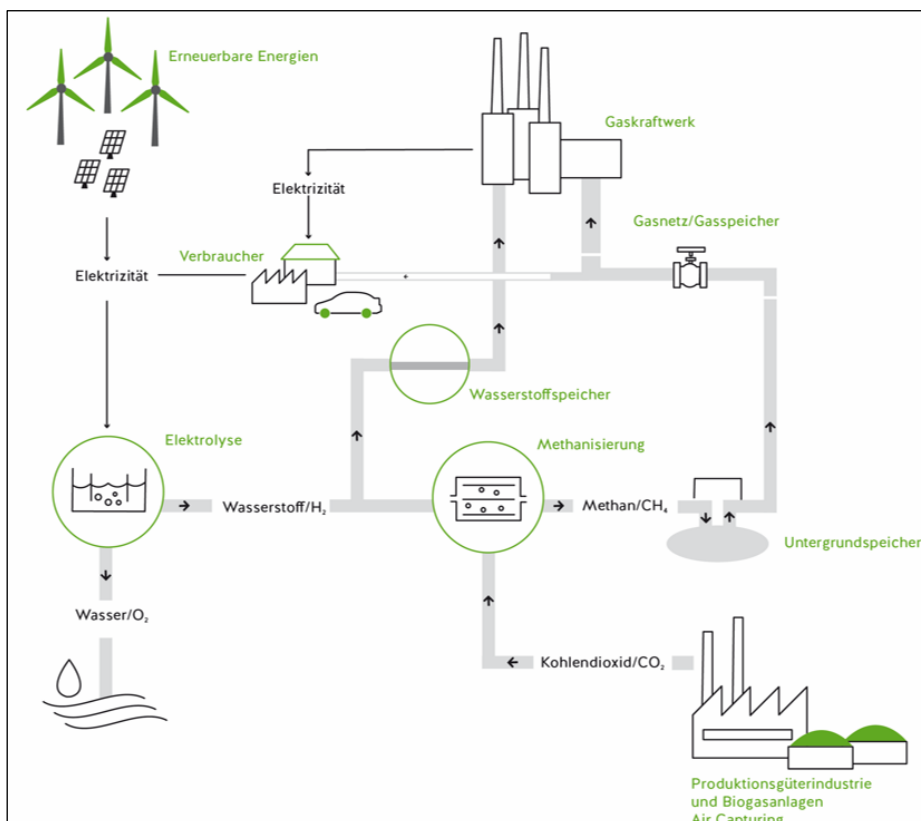
Auch die Bundesregierung verfolgte über die Novellierung der GasNZV das Ziel, die Einspeisung von Biomethan in die Gasnetze zu erhöhen. Die Zielgrößen wurden auf 6 Mrd. m³ (~60 TWh) 2020 und 10 Mrd. m³ (~100 TWh) in 2030 festgeschrieben. Auch wenn das konkrete Ziel für 2020 realistisch nicht mehr zu erreichen ist, ist weiter davon aus zu gehen, dass die politisch gewünschte und für die Erreichung der Klimaziele sehr hilfreiche Erhöhung der Biomethanmengen in den Gasnetzen weiter Bestand hat.

9.5 Ausblick

Die Studie "Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland"⁴ hat gezeigt, dass die ambitionierten politischen Klimaziele der Bundesregierung unter Nutzung der bereits existierenden Gasinfrastruktur deutlich kostengünstiger realisierbar sind als eine Umsetzung durch eine reine Vollelektrifizierung aller Verbrauchssektoren. Zudem wird die größte technische Herausforderung der Energiewende, nämlich die zwingend notwendige langfristige, saisonale Speicherung von großen Energiemengen durch die Nutzung der bereits existierenden Gasinfrastruktur (Speicher und Transportnetz) gelöst. So kann trotz einer stark fluktuierenden Erzeugung erneuerbarer Energien die Versorgungssicherheit in allen Verbrauchssektoren ganzjährig gewährleistet werden. Darüber hinaus können zusätzlich erforderliche Stromnetzausbauten über 2035 hinaus deutlich reduziert werden. Dies generiert erhebliche Kostenvorteile, verteilt die Aufgaben der Energiewende auf mehrere Schultern und steigert die Akzeptanz in der Bevölkerung.

Um die Vorteile der bereits bestehenden, leistungsstarken Gasinfrastruktur im Rahmen der Energiewende auch zur Erreichung der Klimaschutzziele nutzen zu können, müssen die Energieinfrastrukturen miteinander gekoppelt und integriert betrachtet werden (vgl. Abbildung 43).

Abbildung 43: Intelligente Sektorkopplung



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber (Basis: Darstellung OGE)

⁴ Erstellt durch Frontier Economics Ltd., IAEW, FourManagement GmbH und EMCEL GmbH [Frontier Economics 2017]

Endenergie wird künftig ausschließlich regenerativ erzeugt, im Wesentlichen durch EE-Strom sowie in geringerem Umfang durch Biogas. Der erzeugte EE-Strom wird direkt in die Stromnetze eingespeist und kann dann entweder direkt als Strom oder durch Umwandlung in PtG-Anlagen den Verbrauchssektoren Wärme, Industrie und Verkehr als Grünes Gas (Wasserstoff und/ oder synthetisches Methan) zur Verfügung gestellt werden. Hierdurch werden aufwendige und teure Umrüstungen von gasbasierten Anwendungen/ Technologien zu reinen Stromanwendungen bei den Endverbrauchern im Vergleich zu einer Vollelektrifizierung auf ein erforderliches Minimum reduziert. Zudem reduziert sich signifikant der erforderliche zusätzliche Stromnetzausbau auf allen Versorgungsebenen (UNB und VNB), da die bereits bestehende Gasinfrastruktur auf Basis von Grünem Gas weiter effektiv für den Energietransport genutzt wird.

Die Umwandlung von EE-Strom in Grünes Gas bietet zudem den Vorteil, eine langfristige Speicherung großer Energiemengen gewährleisten zu können. Dies ist insbesondere für den Wärmemarkt von großer Bedeutung, da hier saisonal und temperaturbedingt große Absatzschwankungen (Winter/ Sommer) auftreten. Zudem wird die Speicherfähigkeit von EE-Strom in Form von Grünem Gas die Versorgungssicherheit in Phasen der Dunkelflaute erhöhen. Das Grüne Gas kann in solchen Fällen soweit erforderlich auch durch Rückverstromung in Gaskraftwerken wieder dem Strommarkt zur Verfügung gestellt werden.

Als nächsten Schritt auf dem Weg zu einer integrierten Betrachtung der Energieinfrastruktur schlagen die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber vor, analog zur Vorgehensweise auf der europäischen Ebene die Entwicklung von gemeinsamen Szenarien für die Strom- und Gasnetzentwicklung zu beginnen.

Übersicht über Netzausbaumaßnahmen in Deutschland mit PCI-Status

Die Europäische Kommission hat am 23. November 2017 eine Liste mit 173 Energieinfrastrukturvorhaben veröffentlicht, die dazu beitragen sollen, die europäischen energie- und klimapolitischen Ziele zu erreichen und wichtige Bausteine der Energieunion der EU darstellen. Diese sogenannten „Vorhaben von gemeinsamem Interesse“ (Projects of Common Interest, PCI) verfolgen das Ziel, die Energiemärkte in Europa zu integrieren und die Energiequellen und Transportwege zu diversifizieren. Vorhaben werden nur dann in die PCI-Liste aufgenommen, wenn sie einen erheblichen Nutzen für mindestens zwei Mitgliedstaaten erbringen, die Marktintegration und den Wettbewerb stärken und zur Erhöhung der Versorgungssicherheit sowie zur Reduzierung der CO₂-Emissionen beitragen [EC 2017].

In dieser Liste ist ein PCI-Gastransportprojekt in Deutschland enthalten:

- DE 5.10: Gastransport in Gegenflussrichtung auf der TENP-Fernleitung in Deutschland

Anlagen

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben eine Datenbank zu Eingangsgrößen der Modellierung, Maßnahmen und weiteren Details zum Netzentwicklungsplan Gas entwickelt und stellen diese der Öffentlichkeit unter www.nep-gas-datenbank.de zur Verfügung. Die Datenbank bietet den Anwendern einen einfachen Zugang zu den Daten des Netzentwicklungsplans Gas.

Die Datenbank hat folgende Struktur:

- Stammdaten
- Kapazitäten
- Ausbaumaßnahmen inkl. Maßnahmensteckbriefe
- Umstellung L-H-Gas
- Unterbrechungen

Glossar

Fernleitungsnetzbetreiber

bayernets	<i>bayernets</i> GmbH
Fluxys	Fluxys TENP GmbH
FluxysD	Fluxys Deutschland GmbH
GASCADE	GASCADE Gastransport GmbH
GRT	GRTgaz Deutschland GmbH
GTG Nord	Gastransport Nord GmbH
GUD	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
jordgas	jordgasTransport GmbH
LBTG	Lubmin-Brandov Gastransport GmbH
NGT	NEL Gastransport GmbH
Nowega	Nowega GmbH
OGE	Open Grid Europe GmbH
ONTRAS	ONTRAS Gastransport GmbH
OGT	OPAL Gastransport GmbH & Co. KG
terranets	terranets bw GmbH
Thyssengas	Thyssengas GmbH

Sonstige Abkürzungen

AGRI	Azerbaijan–Georgia–Romania Interconnector
bar	Druck bezogen auf Normalnull
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BFE	Bundesamt für Energie
bFZK	bedingt feste frei zuordenbare Kapazität: Kapazität ist fest, wenn beschäftigungs-/ gasflussabhängige Bedingungen erfüllt sind.
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchV	Bundesimmissionsschutz-Verordnung
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BZK	beschränkt zuordenbare Kapazität: Kapazität kann nur mit Zuordnungsaufgabe genutzt werden. Kein VHP-Zugang.
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DEUDAN	Deutsch-Dänische Erdgastransport-Gesellschaft mbH

DN	Normdurchmesser
DP	Design Pressure (Auslegungsdruck)
DÜG	Druckstufenübergang
Dunkelflaute	Aufgrund von Dunkelheit und einer zeitgleich auftretenden Flaute oder Schwachwind werden keine oder nur geringe Mengen Strom aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen in das Übertragungsnetz eingespeist
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazität
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EG	Europäische Gemeinschaft
EMSR-Technik	Elektro-, Mess-, Steuer- und Regelungstechnik
Entry	Einspeisung
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators Gas
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
Exit	Ausspeisung
fDZK	Feste dynamisch zuordenbare Kapazität. Kapazität ist fest, wenn sie ohne Nutzung des VHP zu bilanziell ausgeglichenem Transport zwischen Ein- und Ausspeisekapazitäten mit Nominierungspflicht genutzt werden.
FfE	Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft in München
FID	Final Investment Decision
FNB	(Gas-)Fernleitungsnetzbetreiber
FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.
FZK	Frei zuordenbare Kapazitäten, ermöglichen es, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfads zu nutzen
GALSI	Gasleitung Algerien-Sardinien-Italien
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen/ Gasnetzzugangsverordnung
GASPOOL	GASPOOL Balancing Services GmbH
GCA	Gas Connect Austria GmbH
GDRM	Gas-Druckregel- und Messanlage
GEODE	Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie
GTS	Gasunie Transport Services B.V.
GÜP	Grenzübergangspunkt
GWh	Gigawattstunde

GWJ	Gaswirtschaftsjahr
H-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert (high calorific value Erdgas mit hohem Brennwert (high calorific value))
H _s	oberer Heizwert, Umrechnungsfaktor zum unteren Heizwert rund 0,902
H _i	unterer Heizwert, Umrechnungsfaktor zum oberen Heizwert rund 1,109
INES	Initiative Erdgasspeicher e.V.
KNEP	Koordinierter Netzentwicklungsplan
KoV	Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen
kWh	Kilowattstunde
LaFZK	Lastabhängig zuordenbare Kapazität: Kapazität ist fest, wenn eine bestimmte Netzlast vorhanden ist
Lastflusszusage	Vertragliche Vereinbarungen mit Dritten, die bestimmte Lastflüsse zusichern sowie geeignet und erforderlich sind, die Ausweisbarkeit frei zuordenbarer Ein- und Ausspeisekapazitäten zu erhöhen
L-Gas	Erdgas mit niedrigem Brennwert (low calorific value Erdgas mit niedrigem Brennwert (low calorific value))
LNG	Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)
Loop	Parallel zu einer vorhandenen Leitung verlegte Leitung
m ³	Kubikmeter. Sofern nicht anders spezifiziert, ist hierunter ein Volumen im Normzustand zu verstehen.
MEGAL	Mittel-Europäische Gasleitung(sgesellschaft)
MIDAL	Mitteldeutsche Anbindungsleitung
MÜP	Marktgebietsübergangspunkt
MWh	Megawattstunde
NCG	NetConnect Germany GmbH & Co. KG
NEL	Nordeuropäische Erdgas-Leitung
NEP	Netzentwicklungsplan Gas
NETG	Nordrheinische Erdgastransportgesellschaft
NETRA	Norddeutsche Erdgas-Transversale
non-FID	(noch) keine finale Investitionsentscheidung
NOP	Netzwerk Entwicklungsplan (Niederländischer Netzentwicklungsplan)
NOS	Nordschwarzwaldleitung
NOWAL	Nord West Anbindungsleitung
OPAL	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung

PCI	Project of Common Interest/ Projekt von gemeinsamem Interesse
PJ	Petajoule
PtG	Power-to-Gas
RLM	Registrierende Leistungsmessung
SEL	Süddeutsche Erdgasleitung
SoS	VOErdgasErdgas-Versorgungssicherheits-Verordnung- Versorgungssicherheits-Verordnung
STEGAL	Sachsen-Thüringen-Erdgas-Leitung
SÜDAL	Süddeutsche Anbindungsleitung
TaK	Temperaturabhängige Kapazität: Kapazität ist innerhalb eines definierten Temperaturbereichs fest und außerhalb unterbrechbar.
TAP	Trans-Adriatic pipeline
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Leitung
TVK	Technisch verfügbare Kapazität
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
UGS	Untergroundspeicher
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDS	Verdichterstation
VHP	Virtueller Handelspunkt
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e.V.
VNB	Verteilernetzbetreiber

Literatur

- [AEE 2016] Metaanalyse: Flexibilität durch Kopplung von Strom, Wärme und Verkehr, download unter (Download am 08.01.2018): https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/20160421_Progno_AEE_Metaanalyse_Flexibilitaet_Sektorkopplung_apr16_002_.pdf
- [AG Energiebilanzen 2017] Energiebilanz bis 2015 für die Bundesrepublik Deutschland, download unter (Download am 22.05.2017): <http://www.ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2015.html>
- [BDEW 2017a] BDEW Gaszahlen 2017: Verbrauch 2016, sektoraler Verbrauch 2016 (z. T. durch FNB geschätzt) und Entwicklung der Gasversorgung in Deutschland - Zeitreihen ab 1991 (Mitgliederbereich): Marktanteile Neubau, Wohnungsbestand
- [BDEW 2017b] 10 Thesen zur Sektorkopplung, download unter (Download am 08.01.2018): https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170427_Thesen-Sektorkopplung.pdf
- [BDEW/ GEODE/ VKU 2017] Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen, download unter (Download am 13.12.2017): https://www.bdew.de/media/documents/171027_KoV_IX_3_Gesamtdokument.pdf
- [BMWi 2017a] Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2016, download unter (Download am 11.01.2018): http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Entwicklung_der_erneuerbaren_Energien_in_Deutschland/entwicklung_der_erneuerbaren_energien_in_deutschland_im_jahr_2016.html
- [BMWi 2017b] Ergebnispapier Strom 2030 – Langfristige Trends-Aufgaben für die kommenden Jahre, download unter (Download am 08.01.2018): http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/strom-2030-ergebnispapier.pdf?__blob=publicationFile&v=22
- [BMWi 2017c] Primärenergieverbrauch in Deutschland 2016, download unter (Download am 11.01.2018): <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/Energiedaten/Energiegewinnung-und-Energieverbrauch/energiedaten-energiegewinnung-verbrauch-03.html>

[BNetzA 2013]	<p>Entscheidung der BNetzA vom 16.10.2013 (Az. 8615-NEP Gas 2014 – Bestätigung Szenariorahmen), Bundesnetzagentur, download unter (Download am 19.01.2018):</p> <p>https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2014/Szenariorahmen_2014/NEP_GAS_2014_Bescheid_Szenariorahmen.pdf?__blob=publicationFile&v=1</p>
[BNetzA 2017a]	<p>Entscheidung der BNetzA vom 12.12.2017 (Az. 8615-NEP Gas 2018-2028 – Bestätigung Szenariorahmen), Bundesnetzagentur, download unter (Download am 15.01.2018):</p> <p>https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2018/Szenariorahmen/NEP_Gas2018_Bestaetigung_BNetzA.pdf;jsessionid=4AD3609442545FF03207A293F6828364?__blob=publicationFile&v=4</p>
[BNetzA 2017b]	<p>Bericht zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen gemäß § 13k EnWG, download unter (Download am 31.05.2017):</p> <p>https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/BNetzA_Netzstabilitaetsanlagen13k.pdf?__blob=publicationFile&v=3</p>
[BNetzA/ BKartA Monitoringbericht 2016]	<p>Monitoringbericht 2016, download unter (Download am 04.05.2017):</p> <p>https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2</p>
[BVEG 2017a]	<p>Erhebung für den Netzentwicklungsplan Gas – Produktionsvorausschätzung der Erdgasförderung für die Jahre 2017-2028</p>
[BVEG 2017b]	<p>Die E&P-Industrie in Zahlen – Statistischer Bericht 2016, download unter (Download am 16.05.2017):</p> <p>http://www.bveg.de/Der-BVEG/Publikationen/Jahresberichte</p>
[dena 2016]	<p>Potenzialatlas Power to Gas - Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen, download unter (Download am 08.01.2018):</p> <p>https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads/Dateien/esd/9144_Studie_Potenzialatlas_Power_to_Gas.pdf</p>

- [dena 2017a] Biogaseinspeisung in Deutschland – Tabellarischer Überblick über Einspeiseprojekte in Deutschland, download unter (Download am 04.05.2017):
<http://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas/projektliste-deutschland.html>
- [dena 2017b] biogaspartner–gemeinsam einspeisen - Biogaseinspeisung und -nutzung in Deutschland und Europa Markt, Technik und Akteure, download unter (Download am 08.01.2018):
https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads/Dateien/erneuerbare/9154_Broschuere_biogaspartner_-_gemeinsam_einspeisen.2017_de.pdf
- [dena 2017c] dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Impulse und Erkenntnisse aus dem Studienprozess (Zwischenfazit), download unter (Download am 08.01.2018):
https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads/Dateien/esd/9214_dena-Leitstudie-Integrierte-Energiewende_Zwischenfazit.pdf
- [dena 2017d] Roadmap Power to Gas, download unter (Download am 08.01.2018):
http://www.powertogas.info/fileadmin/content/Downloads_PtG_neu/Roadmap_PtG/171127_dena_Roadmap_PtG.pdf
- [Destatis 2018] Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Inlandsabsatz) - Lange Reihen der Fachserie 17 Reihe 2 – Januar 2000 bis Dezember 2017, download unter (Download am 20.01.2018):
<https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Erzeugerpreise/ErzeugerpreiseLangeReihen.html>
- [DVGW 2017] Roadmap für mehr Klimaschutz, Nachhaltigkeit und Sicherheit, download unter (Download am 08.01.2018):
<https://www.dvgw.de/index.php?eID=dumpFile&t=f&f=641&token=168d6f601ae8d8d4f762ffec5a59641ea4f6536e>
- [EC 2016] European Commission: Technical report on Member State results of the EUCO policy scenarios, download unter (Download am 05.05.2017):
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2017_0125_-_technical_report_on_euco_scenarios_primes_corrected.pdf
- [EC 2017] Projekte von gemeinsamem Interesse (PCI), download unter (Download am 28.11.2017):
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/annex_to_pci_list_final_2017_en.pdf

- [ENTSO-E/ ENTSG 2016] ENTSGs consistent and interlinked electricity and gas model, 21.12.2016, download unter (Download am 17.01.2018):
<https://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/Events/2017/Draft%20consistent%20and%20interlinked%20electricity%20and%20gas%20model%20for%20ACER%20and%20Commission%20opinions.pdf>
- [ENTSG 2018] Abschnitt ENTSG-Webseite zum TYNDP 2018, download unter (Download am 17.01.2018):
<https://entsog.eu/publications/tyndp#ENTSG-TEN-YEAR-NETWORK-DEVELOPMENT-PLAN-2018>
- [EU VO 2013] Verordnung (EU) Nr. 347/2013 Des Europäischen Parlaments Und Des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur, download unter (Download am 17.01.2018):
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:115:0039:0075:de:PDF>
- [FNB Gas 2017a] Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 der Fernleitungsnetzbetreiber, Prognos AG, im Auftrag der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, download unter (Download am 11.01.2018):
https://www.fnb-gas.de/files/2017_08_11_nep_gas_2018-2028_szenariorahmen_final.pdf
- [FNB Gas 2017b] Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026, download unter (Download am 19.01.2018):
https://www.fnb-gas.de/files/2017_10_16_nep-gas-2016-2026.pdf
- [FNR 2017] Basisdaten Bioenergie Deutschland 2017, download unter (Download am 17.01.2018):
http://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/broschuere_basisdaten_bioenergie_2017_2.pdf
- [Frontier Economics 2017] Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland – Eine modellbasierte Analyse, download unter (Download am 08.01.2018):
https://www.fnb-gas.de/files/fnb_gas-wert_von_gasinfrastruktur-endbericht.pdf
- [GTS 2015] Niederländischer Netzentwicklungsplan, download unter (Download am 09.01.2018):
<https://www.gasunie transportservices.nl/en/network-operations/maintenance-of-transmission-system/network-development-plan-nop-2015>

- [GTS 2017] GTS TKI Gas April 6th 2017, download unter (Download am 08.01.2018):
<http://task37.ieabioenergy.com/files/daten-redaktion/download/publications/Workshops/2017+NLD/2+T37+Holland170406+Pijkeren.pdf>
- [KNEP 2016] Koordinierter Netzentwicklungsplan 2017-2026, download unter (Download am 06.02.2018):
https://www.e-control.at/documents/20903/388512/20160811_MGM_Koordinierter+Netzentwicklungsplan+2017_2026_DE_Konsultationssversion-ECA.pdf/b1b2b703-ba75-4dbf-b4e9-80c744ad7e94
- [Kompetenzzentrum GreenShipping Niedersachsen u. a.] Potenzialanalyse: LNG-Infrastruktur an der deutschen Nordseeküste unter Betrachtung besonders geeigneter Standorte, Oktober 2017, download unter (Download am 29.01.2018):
<https://www.mariko-leer.de/wp-content/uploads/2017/10/LNG-Potenzialanalyse-Oktober-2017.zip>
- [Ministry of Economic Affairs 2017] I-gas in the Netherlands: current situation and future outlook, download unter (Download am 09.01.2018):
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/VortraegeVeranstaltungen/MRU_April2016/van%20t%20Hof_MRU_April2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- [NL 2014] Natural gas production reduced and funds earmarked for Groningen, Government of the Netherlands, 17.01.2014, download unter (Download am 09.01.2018):
<http://www.government.nl/news/2014/01/17/natural-gas-production-reduced-and-funds-earmarked-for-groningen.html>
- [NL 2015] Entscheidung oberstes Verwaltungsgericht Den Haag, download unter (Download am 09.01.2018):
<http://uitspraken.rechtspraak.nl/inziendocument?id=ECLI:NL:RVS:2015:3578>
- [NL 2017] Maßnahmen Gas Groningen, download unter (Download am 09.01.2018):
<https://zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-33529-283.html>
- [Raad van State 2017] Verwaltungsgericht der Niederlande erklärt die Beschlüsse aus Juni 2016 und April 2017 für ungültig, download unter (Download am 09.01.2018):
<https://www.raadvanstate.nl/uitspraken/zoeken-in-uitspraken/tekst-uitspraak.html?id=93047>

Legal Disclaimer

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