

Entwurf der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber

Netzentwicklungsplan Gas 2013

Ansprechpartner:
Jeremias Pressl
Stefan Mellahn
info@netzentwicklungsplan-gas.de

Berlin, 01. April 2013

- 1. bayernets GmbH**
Poccistraße 7
80336 München
- 2. Fluxys TENP GmbH**
Martin-Luther-Platz 28
40212 Düsseldorf
- 3. Fluxys Deutschland GmbH**
Graf-Adolf-Platz 12
40213 Düsseldorf
- 4. GASCADE Gastransport GmbH**
Kölnische Straße 108-112
34119 Kassel
- 5. Gastransport Nord GmbH**
An der Großen Wisch 9
26133 Oldenburg (Oldb)
- 6. Gasunie Deutschland Transport Services GmbH**
Pelikanplatz 5
30177 Hannover
- 7. Gasunie Ostseeanbindungsleitung GmbH**
Pelikanplatz 5
30177 Hannover
- 8. GRTgaz Deutschland GmbH**
Zimmerstraße 56
10117 Berlin
- 9. jordgasTransport GmbH**
Promenade Am Alten Binnenhafen 6
26721 Emden
- 10. Lubmin-Brandov Gastransport GmbH**
Norbertstraße 85
45131 Essen
- 11. NEL Gastransport GmbH**
Kölnische Straße 108-112
34119 Kassel
- 12. Nowega GmbH**
Nevinghoff 20
48147 Münster
- 13. ONTRAS – VNG Gastransport GmbH**
Maximilianallee 4
04129 Leipzig
- 14. OPAL Gastransport GmbH**
Emmerichstraße 11
34119 Kassel
- 15. Open Grid Europe GmbH**
Kallenbergstraße 5
45141 Essen
- 16. terranets bw GmbH**
Am Wallgraben 135
70565 Stuttgart
- 17. Thyssengas GmbH**
Kampstraße 49
44137 Dortmund

Name	bayernets GmbH	
Unternehmenssitz	München	
Kunden	43 nachgelagerte Netzbetreiber, davon 10 direkt nachgelagert, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	102
Ferngasleitungsnetz	km	1.313
Verdichterstationen	Anzahl	1
Verdichtereinheiten	Anzahl	1
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	8
Grenzübergangspunkte	Anzahl	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	151
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	16.173
Jahresausspeisemenge	TWh	71

Name	Fluxys Deutschland GmbH *	
Unternehmenssitz	Düsseldorf	
Kunden	Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	2
Ferngasleitungsnetz	km	ca. 440 km
Verdichterstationen	Anzahl	0
Verdichtereinheiten	Anzahl	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	0
Grenzübergangspunkte	Anzahl	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	nur marktgebietsintern
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	k.A.
Jahresausspeisemenge	TWh	k.A.

* Inbetriebnahme am 1.11.2012

Name	Fluxys TENP GmbH	
Unternehmenssitz	Düsseldorf	
Kunden	Anzahl	15
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	8
Ferngasleitungsnetz	km	1.010
Verdichterstationen	Anzahl	4
Verdichtereinheiten	Anzahl	15
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	181
Grenzübergangspunkte	Anzahl	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	23
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	14.579
Jahresausspeisemenge	TWh	83

Name	GASCADE Gastransport GmbH	
Unternehmenssitz	Kassel	
Kunden	ca. 80 Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	ca. 330
Ferngasleitungsnetz	km	ca. 2.300
Verdichterstationen	Anzahl	9
Verdichtereinheiten	Anzahl	25
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	ca. 420
Grenzübergangspunkte	Anzahl	5
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	83
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	ca. 62.000
Jahresausspeisemenge	TWh	ca. 165



Name	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	
Unternehmenssitz	Hannover	
Kunden	ca. 129 Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	239
Ferngasleitungsnetz	km	3.260
Verdichterstationen	Anzahl	9
Verdichtereinheiten	Anzahl	28
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	158
Grenzübergangspunkte	Anzahl	6
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	185
Zeitgleiche Jahreshöchstlast *	MWh/h	42.620
Jahresausspeisemenge *	TWh	236

* Stand: 2012



Name	Gasunie Ostseeanbindungsleitung GmbH *	
Unternehmenssitz	Hannover	
Kunden	7 Transportkunden	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	2
Ferngasleitungsnetz	km	ca. 440
Verdichterstationen	Anzahl	0
Verdichtereinheiten	Anzahl	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	0
Grenzübergangspunkte	Anzahl	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	derzeit nur marktgebietsintern
Zeitgleiche Jahreshöchstlast *	MWh/h	k.A.
Jahresausspeisemenge *	TWh	k.A.

* Inbetriebnahme am 1.11.2012



Name	GRTgaz Deutschland GmbH	
Unternehmenssitz	Berlin	
Kunden	25 Transportkunden	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	31
Ferngasleitungsnetz	km	1.167
Verdichterstationen	Anzahl	6
Verdichtereinheiten	Anzahl	23
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	286
Grenzübergangspunkte	Anzahl	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	17
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	57.563
Jahresausspeisemenge	TWh	375



Name	Gastransport Nord GmbH	
Unternehmenssitz	Oldenburg	
Kunden	ca. 50 nationale und internationale Transportkunden, Regionalgesellschaften und Industriekunden	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	42
Ferngasleitungsnetz	km	321
Verdichterstationen	Anzahl	0
Verdichtereinheiten	Anzahl	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	0
Grenzübergangspunkte	Anzahl	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	51
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	10.629
Jahresausspeisemenge	TWh	35

Informationen in Zeilen 1 bis 4: Stand 31.12.2012
 Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31.12.2011



Name	jordgasTransport GmbH	
Unternehmenssitz	Emden	
Kunden	Die Vermarktung der Transportkapazität erfolgt diskriminierungsfrei über die PRISMA Plattform.	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	5 + Dienstleister
Ferngasleitungsnetz	km	408
Verdichterstationen	Anzahl	2
Verdichtereinheiten	Anzahl	7
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	57
Grenzübergangspunkte	Anzahl	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	0
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	9.751
Jahresausspeisemenge	TWh	0

Lubmin-Brandov Gastransport

Name	Lubmin-Brandov Gastransport GmbH	
Unternehmenssitz	Essen	
Kunden	k.A.	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	3 + Dienstleister
Ferngasleitungsnetz	km	ca. 470
Verdichterstationen	Anzahl	1
Verdichtereinheiten	Anzahl	3
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	ca. 96
Grenzübergangspunkte	Anzahl	2
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	1
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	k.A.
Jahresausspeisemenge	TWh	k.A.



Name	NEL Gastransport GmbH *	
Unternehmenssitz	Kassel	
Kunden	Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	2
Ferngasleitungsnetz	km	ca. 440
Verdichterstationen	Anzahl	0
Verdichtereinheiten	Anzahl	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	0
Grenzübergangspunkte	Anzahl	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	nur marktgebietsintern
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	k.A.
Jahresausspeisemenge	TWh	k.A.

* Inbetriebnahme am 1.11.2012



Name	Nowega GmbH	
Unternehmenssitz	Münster	
Kunden	Ferngasgesellschaften, Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	17
Ferngasleitungsnetz	km	710
Verdichterstationen	Anzahl	0
Verdichtereinheiten	Anzahl	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	0
Grenzübergangspunkte	Anzahl	0
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	112
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	6.015
Jahresausspeisemenge	TWh	22



Name	ONTRAS - VNG Gastransport GmbH	
Unternehmenssitz	Leipzig	
Kunden	43 nationale und internationale Transportkunden	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	267
Ferngasleitungsnetz	km	7.242
Verdichterstationen	Anzahl	2
Verdichtereinheiten	Anzahl	5
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	38
Grenzübergangspunkte	Anzahl	2
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	518
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	41.920
Jahresausspeisemenge	TWh	159

OPAL

Name	OPAL Gastransport GmbH	
Unternehmenssitz	Kassel	
Kunden	Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	10
Ferngasleitungsnetz	km	470
Verdichterstationen	Anzahl	1
Verdichtereinheiten	Anzahl	3
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	96
Grenzübergangspunkte	Anzahl	2
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	1
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	ca. 34.400
Jahresausspeisemenge *	TWh	0

* nur bezogen auf Weiterverteiler und Letztverbraucher



Name	Open Grid Europe GmbH	
Unternehmenssitz	Essen	
Kunden	mehr als 450 nationale und internationale Ferngasgesellschaften, Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	ca. 1.800
Ferngasleitungsnetz	km	ca. 12.000
Verdichterstationen	Anzahl	27
Verdichtereinheiten	Anzahl	97
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	ca. 1.000
Grenzübergangspunkte	Anzahl	17
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	ca. 1.000
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	131.456
Jahresausspeisemenge	TWh	ca. 725



Name	terraneis bw GmbH	
Unternehmenssitz	Stuttgart	
Kunden	ca. 150 Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	185
Ferngasleitungsnetz	km	1.965
Verdichterstationen	Anzahl	2
Verdichtereinheiten	Anzahl	7
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	33
Grenzübergangspunkte	Anzahl	5
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	203
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	19.963
Jahresausspeisemenge	TWh	73



Name	Thyssengas GmbH	
Unternehmenssitz	Dortmund	
Kunden	mehr als 200 Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	ca. 270
Ferngasleitungsnetz	km	4.211
Verdichterstationen	Anzahl	6
Verdichtereinheiten	Anzahl	15
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	ca. 120
Grenzübergangspunkte	Anzahl	5
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	1.063
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	22.200
Jahresausspeisemenge	TWh	67

Inhalt

Vorwort	1
Executive Summary	2
1 Einführung	4
1.1 Rechtliche Grundlage und Aufgabenstellung	4
1.2 Vorgehensweise und Zeitplan	5
1.3 Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung	6
2 Bestätigter Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2013	12
2.1 Wichtige Annahmen des Szenariorahmens	12
2.2 Ergebnisse des Szenariorahmens	14
2.3 Modellierungsvarianten und Produktvorschläge	17
2.3.1 Modellierungsvarianten	17
2.3.2 Kraftwerksprodukt – „Feste Kapazität mit Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall“ (KWP)	20
2.3.3 Temperaturabhängige feste frei zuordenbare Kapazitäten (TaK) an Speichern	25
2.4 Ergänzung zum Szenariorahmen: H-Gas-Quellen	28
3 Modellierung der Fernleitungsnetze	33
3.1 Grundsätzliche Vorgehensweise	33
3.2 Eingangsgrößen für die Netzmodellierung	33
3.2.1 Basisdaten	34
3.2.2 Weiterverarbeitung der Basisdaten für die Prognose des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber	35
3.2.3 Austauschkapazitäten innerhalb der Marktgebiete und zwischen den Marktgebieten	38
3.2.4 Kapazitäten an Grenzübergangspunkten	38
3.2.5 Kraftwerksanfragen	40
3.2.6 Speicher	47
3.2.7 Industrielle Gasverbraucher	48
3.2.8 Berechnungswerkzeuge	48
3.3 Kriterien für die Ermittlung der Netzausbaukosten	49
4 Das heutige Fernleitungsnetz	52
4.1 H-Gas-Gebiet	52
4.2 L-Gas-Gebiet	54
4.3 Maßnahmen zur Einhaltung der Emissionsgrenzen nach 13. BImSchV und TA-Luft	55
4.4 Status des heutigen Netzausbaus	57
4.5 Weitere Pipeline-Projekte ohne finale Investitionsentscheidung	60
4.6 Stand der Umsetzung des NEP 2012	61
4.7 Besonderheiten der L-Gas-Versorgung	61
4.7.1 Beschreibung der Situation	61

4.7.2	L-Gas-Bilanzen	62
4.7.3	Detaillierte Erläuterung der Umstellungsbereiche der jeweiligen TSOs	71
4.8	Analyse historischer Unterbrechungen	76
5	Ergebnisse der Modellierung	81
5.1	Modellierungsvariante IIa	81
5.1.1	Kurzbeschreibung	81
5.1.2	Ergebnisse H-Gas	81
5.1.3	Ergebnisse L-Gas	91
5.2	Modellierungsvariante IIb	97
5.2.1	Kurzbeschreibung	97
5.2.2	Ergebnisse H-Gas	98
5.2.3	Ergebnisse L-Gas	105
5.3	Modellierungsvariante IIc	110
5.3.1	Kurzbeschreibung	110
5.3.2	Ergebnisse H-Gas	110
5.3.3	Ergebnisse L-Gas	119
5.4	Modellierungsvariante IId	124
5.4.1	Kurzbeschreibung	124
5.4.2	Ergebnisse H-Gas	124
5.4.3	Ergebnisse L-Gas	133
5.5	Modellierungsvariante IIe	138
5.5.1	Kurzbeschreibung	138
5.5.2	Ergebnisse H-Gas	139
5.5.3	Ergebnisse L-Gas	145
5.6	Modellierungsvariante II f	149
5.6.1	Kurzbeschreibung	149
5.6.2	Ergebnisse H- und L-Gas	149
5.7	Szenario I	151
5.7.1	Kurzbeschreibung	151
5.7.2	Ergebnisse H- und L-Gas	151
5.8	Versorgungssicherheitsszenarien	153
5.8.1	H-Gas	153
5.8.2	N-1-Infrastrukturstandard der europäischen Versorgungssicherheitsverordnung	160
6	Netzausbaumaßnahmen	161
6.1	Voraussetzungen und Bedingungen für die Netzausbaumaßnahmen	161
6.2	Netzausbaumaßnahmen 2014 bis 2023	162
7	Power-to-Gas	167
7.1	Aktueller Stand politische Diskussion, Energie-Speicherstrategien für Deutschland	167
7.2	Kurzbeschreibung und Konzepte	169
7.3	Methodische Ansätze zur Identifikation von möglichen Standorten	171
7.4	Kostenaspekte	173

8	Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs nach § 17 GasNZV zum 01.04.2013	174
8.1	Erwartungen der Fernleitungsnetzbetreiber über die Entwicklung des Verhältnisses von Angebot und Nachfrage	174
8.2	Erkenntnisse aus durchgeführten Marktabfragen zum langfristig verbindlich benötigten Kapazitätsbedarf	174
8.3	Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen nach § 9 Absatz 2 Satz 1 GasNZV	174
8.4	Erkenntnisse über bestehende oder prognostizierte physische Engpässe im Netz	175
8.5	Ergebnisse des Kapazitätsvergabeverfahrens nach § 13 Absatz 1 GasNZV	175
8.6	Erkenntnisse aus Verweigerungen des Netzzugangs nach § 25 Satz 1 und 2 des Energiewirtschaftsgesetzes	176
8.7	Möglichkeiten zur Kapazitätserhöhung durch Zusammenarbeit mit angrenzenden Fernleitungs- oder Verteilernetzbetreibern	176
8.8	Erkenntnisse über Kapazitätsbedarf, der sich aus Zusammenlegungen von Marktgebieten nach § 21 GasNZV ergibt	177
8.9	Erkenntnisse aus den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplänen nach der europäischen Netzzugangsverordnung	177
8.10	Kapazitätsreservierungen nach § 38 GasNZV sowie Anschlussbegehren nach § 39 GasNZV	177
9	Glossar	178
10	Literatur	181
11	Auswertung der Stellungnahmen	184
	Anhang	185

Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1:	Übersicht der Investitionsvolumina für die verschiedenen Modellierungsvarianten bis 2023 in Mio. €	3
Abbildung 2:	Szenariorahmen zur Entwicklung des deutschen Gasbedarfs	12
Abbildung 3:	Übersicht der Systembereiche und der produktrelevanten Kraftwerksstandorte	24
Abbildung 4:	Vorschlag für Anteile an fester Entry-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen für den Süden Deutschlands	25
Abbildung 5:	Vorschlag für Anteile an fester Entry-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen für den Norden Deutschlands	26
Abbildung 6:	Vorschlag für Anteile an fester Exit-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen	26
Abbildung 7:	Interregionale Netto-Gas-Handelsflüsse zwischen großen Weltregionen im „New Policies“-Szenario des World Energy Outlook 2012	29
Abbildung 8:	Regionen LNG Anlandung	31
Abbildung 9:	Modellrechnung zur H-Gas-Quellenverteilung	32
Abbildung 10:	Grundsätzliches Vorgehen bei der Netzmodellierung	33
Abbildung 11:	Eingangsgrößen für die Netzmodellierung	34
Abbildung 12:	Weiterverarbeitung der Basisdaten für die Prognose des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber (IIa, IIb, IIc, IId)	35
Abbildung 13:	Zuordnung der Gemeinden zu Versorgungsgebieten	37
Abbildung 14:	Weiterverarbeitung der Daten am Beispiel eines nachgelagerten Netzbetreibers	38
Abbildung 15:	Systemrelevante Kraftwerke mit Anschluss an das FNB-Netz	42
Abbildung 16:	Neubaukraftwerke gemäß Szenario II	45
Abbildung 17:	H-Gas-Gebiet	52
Abbildung 18:	L-Gas-Gebiet	54
Abbildung 19:	Das deutsche Gas-Fernleitungsnetz im Überblick	59
Abbildung 20:	Deutschlandweite kapazitative L-Gas-Bilanz für die Varianten IIa, IIc und IIe	63

Abbildung 21:	Umstellgebiete L-Gas IIa und IIc 2018	67
Abbildung 22:	Umstellgebiete L-Gas IIa und IIc 2019 bis 2023	68
Abbildung 23:	Umstellgebiete L-Gas IIe 2023	69
Abbildung 24:	Übersicht absoluter und relativer Unterbrechungsdauern von unterbrechbaren Kapazitäten mit einem Anteil von mehr als 1 % im Auswertungszeitraum	78
Abbildung 25:	Variante IIa, H-Gas: Geänderte Anforderungen in 2018 und 2023 ggü. 2013	81
Abbildung 26:	Ausbaumaßnahmen in Variante IIa, H-Gas-Gebiet, bis 2018	89
Abbildung 27:	Ausbaumaßnahmen in Variante IIa, H-Gas-Gebiet, bis 2023	90
Abbildung 28:	Variante IIa, L-Gas: Geänderte Anforderungen in 2018 und 2023 ggü. 2013	91
Abbildung 29:	Ausbaumaßnahmen in Variante IIa, L-Gas-Gebiet, bis 2018	95
Abbildung 30:	Ausbaumaßnahmen in Variante IIa, L-Gas-Gebiet, bis 2023	96
Abbildung 31:	Variante IIb, H-Gas: Geänderte Anforderungen in 2018 ggü. 2013	99
Abbildung 32:	Ausbaumaßnahmen in Variante IIb, H-Gas-Gebiet, bis 2018	105
Abbildung 33:	Variante IIb, L-Gas: Geänderte Anforderungen in 2018 ggü. 2013	106
Abbildung 34:	Ausbaumaßnahmen in Variante IIb, L-Gas-Gebiet, bis 2018	109
Abbildung 35:	Variante IIc, H-Gas: Geänderte Anforderungen in 2018 und 2023 ggü. 2013	110
Abbildung 36:	Ausbaumaßnahmen in Variante IIc, H-Gas-Gebiet, bis 2018	117
Abbildung 37:	Ausbaumaßnahmen in Variante IIc, H-Gas-Gebiet, bis 2023	118
Abbildung 38:	Variante IIc, L-Gas: Geänderte Anforderungen in 2018 und 2023 ggü. 2013	119
Abbildung 39:	Ausbaumaßnahmen in Variante IIc, L-Gas-Gebiet, bis 2018	122
Abbildung 40:	Ausbaumaßnahmen in Variante IIc, L-Gas-Gebiet, bis 2023	123
Abbildung 41:	Variante IId, H-Gas: Geänderte Anforderungen in 2023 ggü. 2013	124
Abbildung 42:	Ausbaumaßnahmen in Variante IId, H-Gas-Gebiet, bis 2023	132
Abbildung 43:	Variante IId, L-Gas: Geänderte Anforderungen in 2023 ggü. 2013	133

Abbildung 44:	Ausbaumaßnahmen in Variante IId, L-Gas-Gebiet, bis 2023	137
Abbildung 45:	Kapazitätsentwicklung gemäß 10-Jahres-Prognose der nachgelagerten Netzbetreiber (GW)	138
Abbildung 46:	Variante Ile, H-Gas: Geänderte Anforderungen in 2023 ggü. 2013	139
Abbildung 47:	Ausbaumaßnahmen in Variante Ile, H-Gas-Gebiet, bis 2023	144
Abbildung 48:	Variante Ile, L-Gas: Geänderte Anforderungen in 2023 ggü. 2013	145
Abbildung 49:	Ausbaumaßnahmen in Variante Ile, L-Gas-Gebiet, bis 2023	148
Abbildung 50:	Ausbaumaßnahmen in Versorgungssicherheitsszenario H-Gas, Variante 30 % Waidhaus	157
Abbildung 51:	Ausbaumaßnahmen in Versorgungssicherheitsszenario H-Gas, Variante 50 % Waidhaus	158
Abbildung 52:	Ausbaumaßnahmen in Versorgungssicherheitsszenario H-Gas, Variante 70 % Waidhaus	159
Abbildung 53:	Power-to-Gas-Pilotanlagen	167
Abbildung 54:	Vereinfachte Prozesskette zur Herstellung und Verteilung von synthetischem Methan	170
Abbildung 55:	Graphische Darstellung zur Identifikation von Standorten	172
Tabelle 1:	In Gaskraftwerken installierte elektrische Kraftwerksleistung (netto) in Deutschland	13
Tabelle 2:	Szenario I – Veränderung des Gasbedarfs in Deutschland insgesamt	14
Tabelle 3:	Szenario II – Veränderung des Gasbedarfs in Deutschland insgesamt	14
Tabelle 4:	Szenario III – Veränderung des Gasbedarfs in Deutschland insgesamt	15
Tabelle 5:	Veränderung der Erdgasförderung in Deutschland	15
Tabelle 6:	Veränderung der Biogaseinspeisung in Deutschland	16
Tabelle 7:	Entwicklung des Erdgas-Importbedarfs in den Szenarien I bis III des Szenariorahmens	16
Tabelle 8:	Modellierungsvarianten	18
Tabelle 9:	Systembereiche anhand der Zuordnung von Kraftwerken in Abhängigkeit der Alternativ-Entries	22

Tabelle 10:	Angenommene Benutzungsstunden zur Umrechnung des Gasbedarfs in Leistungsangaben	36
Tabelle 11:	Systemrelevante Kraftwerke mit Anschluss an das FNB-Netz	41
Tabelle 12:	Neubaukraftwerke* gemäß Szenario II	44
Tabelle 13:	Szenario II: Zusätzliche Speicher	48
Tabelle 14:	Plankostenansätze für Standard-Erdgastransportleitungen in €/m	50
Tabelle 15:	Plankostenansätze für Verdichterstationen	50
Tabelle 16:	Emissionsgrenzen entsprechend 13. BImSchV und TA-Luft	55
Tabelle 17:	Maßnahmen zur Einhaltung der Emissionsgrenzen 13. BImSchV und TA-Luft	56
Tabelle 18:	Bei der Modellierung berücksichtigte Projekte (im Bau und FID) der Fernleitungsnetzbetreiber	58
Tabelle 19:	Entwicklung des Speicheranteils an der Deckung der Leistungsbilanz	64
Tabelle 20:	Leistungsfehl (GWh/h) aus L-Gas-Bilanz für 2018 und 2023	65
Tabelle 21:	Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche	70
Tabelle 22:	Übersicht absoluter und relativer Unterbrechungsdauern von unterbrechbaren Kapazitäten mit einem Anteil von mehr als 1 % im Auswertungszeitraum	77
Tabelle 23:	Variante IIa, H-Gas: Zusätzliche Speicherkapazitäten in 2018 und 2023 in MWh/h (Entry-Kapazität)	82
Tabelle 24:	Variante IIa, H-Gas: Zusätzliche Speicherkapazitäten in 2018 und 2023 in MWh/h (Exit-Kapazität)	82
Tabelle 25:	Variante IIa, H-Gas: Zusätzliche Kraftwerkskapazitäten in 2018 und 2023 in MWh/h	83
Tabelle 26:	Variante IIa, H-Gas: Zusätzliche Kapazitäten systemrelevanter Kraftwerke in 2018 und 2023 in MWh/h	83
Tabelle 27:	Leistungsbilanz IIa in GWh/h	85
Tabelle 28:	Ergebnisse im Raum H-Gas in den Zeiträumen bis 2018 und bis 2023 (Variante IIa)	88
Tabelle 29:	Variante IIa, L-Gas: Zusätzliche Speicherkapazitäten in 2018 und 2023 in MWh/h (Exit-Kapazität)	91

Tabelle 30:	Variante IIa, L-Gas: Zusätzliche Kraftwerkskapazitäten in 2018 und 2023 in MWh/h	92
Tabelle 31:	Ergebnisse im Raum L-Gas in den Zeiträumen bis 2018 und bis 2023 (Variante IIa)	94
Tabelle 32:	Kapazitätsmindernde Maßnahmen in nachgelagerten Netzen gemäß FNB-Abfrage im Rahmen des NEP 2013	98
Tabelle 33:	Variante IIb, H-Gas: Zusätzliche Speicherkapazitäten in 2018 in MWh/h (Entry-Kapazität)	99
Tabelle 34:	Variante IIb, H-Gas: Zusätzliche Speicherkapazitäten in 2018 in MWh/h (Exit-Kapazität)	100
Tabelle 35:	Variante IIb, H-Gas: zusätzliche Kraftwerkskapazitäten mit Entry-Zuordnungen in MWh/h	101
Tabelle 36:	Ergebnisse im Raum H-Gas im Zeitraum bis 2018 (Variante IIb)	104
Tabelle 37:	Variante IIb, L-Gas: Zusätzliche Speicherkapazitäten in 2018 in MWh/h (Exit-Kapazität)	106
Tabelle 38:	Variante IIb, L-Gas: zusätzliche Kraftwerkskapazitäten mit Entry-Zuordnungen in MWh/h	107
Tabelle 39:	Ergebnisse im Raum L-Gas im Zeitraum bis 2018 (Variante IIb)	108
Tabelle 40:	Variante IIc, H-Gas: Zusätzliche Speicherkapazitäten in 2018 und 2023 in MWh/h (Entry-Kapazität)	111
Tabelle 41:	Variante IIc, H-Gas: Zusätzliche Speicherkapazitäten in 2018 und 2023 in MWh/h (Exit-Kapazität)	111
Tabelle 42:	Variante IIc, H-Gas: zusätzliche Kraftwerkskapazitäten mit Entry-Zuordnungen in MWh/h	112
Tabelle 43:	Variante IIc, H-Gas: Entry-Zuordnung systemrelevanter Kraftwerke	113
Tabelle 44:	Ergebnisse im Raum H-Gas in den Zeiträumen bis 2018 und bis 2023 (Variante IIc)	116
Tabelle 45:	Variante IIc, L-Gas: Zusätzliche Speicherkapazitäten in 2018 und 2023 in MWh/h (Exit-Kapazität)	119
Tabelle 46:	Variante IIc, L-Gas: zusätzliche Kraftwerkskapazitäten mit Entry-Zuordnung in MWh/h	120
Tabelle 47:	Ergebnisse im Raum L-Gas in den Zeiträumen bis 2018 und bis 2023 (Variante IIc)	121

Tabelle 48:	Variante IId, H-Gas: Zusätzliche Speicherkapazitäten in 2023 in MWh/h (Entry-Kapazität)	125
Tabelle 49:	Variante IId, H-Gas: Zusätzliche Speicherkapazitäten in 2023 in MWh/h (Exit-Kapazität)	125
Tabelle 50:	Variante IId, H-Gas: Zusätzliche Kraftwerkskapazitäten in 2023 in MWh/h	125
Tabelle 51:	Variante IId, H-Gas: Zusätzliche Kapazitäten systemrelevanter Kraftwerke in 2023 in MWh/h	126
Tabelle 52:	Leistungsbilanz IId in GWh/h	127
Tabelle 53:	Ergebnisse im Raum H-Gas in den Zeiträumen bis 2023 (Variante IId)	131
Tabelle 54:	Variante IId, L-Gas: Zusätzliche Speicherkapazitäten in 2023 in MWh/h (Exit-Kapazität)	133
Tabelle 55:	Variante IId, L-Gas: Zusätzliche Kraftwerkskapazitäten in 2023 in MWh/h	134
Tabelle 56:	Ergebnisse im Raum L-Gas im Zeitraum bis 2023 (Variante IId)	136
Tabelle 57:	Leistungsbilanz IIe in GWh/h	140
Tabelle 58:	Ergebnisse im Raum H-Gas in den Zeiträumen bis 2023 (Variante IIe)	143
Tabelle 59:	Ergebnisse im Raum L-Gas in den Zeiträumen bis 2023 (Variante IIe)	147
Tabelle 60:	Kapazitäten im Jahr 2012 gemäß Anlage 1 vom 18.02.2013	149
Tabelle 61:	Durchschnittliche Ausbaukosten Modellierungsvariante IId, 2023, H-Gas	150
Tabelle 62:	Zusatzbedarf Szenario I vs. Szenario IIa (2023)	152
Tabelle 63:	Durchschnittliche Ausbaukosten Modellierungsvariante IIa, 2023, H-Gas	153
Tabelle 64:	Zusätzliche H-Gas Quellen im SoS-Szenario	155
Tabelle 65:	Ergebnisse im Versorgungssicherheitsszenario H-Gas	156
Tabelle 66:	Übersicht der Netzausbaumaßnahmen 2014 bis 2023	164

Vorwort

Sehr geehrte Leserin, sehr geehrter Leser,

mit unserem Fernleitungsnetz leisten wir, die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, einen wesentlichen Beitrag zu einer sicheren, umweltfreundlichen und wirtschaftlichen Energieversorgung.

Die beschlossene Energiewende – allem voran der stufenweise Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022, verbunden mit den ehrgeizigen Ausbauzielen für die erneuerbaren Energien – ist ohne einen gleichzeitigen Ausbau der deutschen Energienetze nicht denkbar. Darüber hinaus bietet die Erdgasinfrastruktur das Potenzial, als Transport- und Speichersystem für regenerativ erzeugtes Methan aus überschüssigem Strom zu dienen.

Wir freuen uns, Ihnen den Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2013 vorlegen zu können. In diesem Dokument stellen wir die geplante Netzentwicklung für die kommenden zehn Jahre dar, die den geänderten Anforderungen an die Gas-Infrastruktur gerecht wird. Diese Netzentwicklung basiert auf dem von der Bundesnetzagentur (BNetzA) bestätigten Szenariorahmen.

Die hier vorliegende Fassung greift die Hinweise und Anregungen auf, die im Rahmen der vom 18.02.2013 bis 08.03.2013 von den Fernleitungsnetzbetreibern durchgeführten öffentlichen Konsultation geäußert wurden. Wir danken allen Teilnehmern der Konsultation für die offene und konstruktive Mitwirkung.

Zudem danken wir der Prognos AG für die Unterstützung bei der Erstellung dieses Netzentwicklungsplans.

Ihre Fernleitungsnetzbetreiber

Executive Summary

In dem vorliegenden Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2013 stellen die Fernleitungsbetreiber (FNB) die Ergebnisse der Netzentwicklungsplanung – einschließlich der im Rahmen der öffentlichen Konsultation erlangten Erkenntnisse – und die Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs vor. Damit erfüllen sie die Vorgaben aus Energiewirtschaftsgesetz und Gasnetzzugangsverordnung. Dieser zweite deutschlandweite Netzentwicklungsplan basiert auf dem von den FNB konsultierten und von der BNetzA am 18.10.2012 bestätigten Szenariorahmen.

Im Beschluss zur Bestätigung des Szenariorahmens werden die FNB verpflichtet, Kosten-Nutzen-Analysen für verschiedene Varianten der Speicher- und Kraftwerksanbindung durchzuführen. Zudem wird den FNB optional ermöglicht, eine Kosten-Nutzen-Analyse in Bezug auf die Nutzung kapazitätsmindernder Instrumente in nachgelagerten Netzen vorzunehmen.

Eine Übersicht über die modellierten Varianten und deren Investitionsvolumina ist in Abbildung 1 dargestellt. Die Kosten-Nutzen-Analysen ergeben einen deutlichen gesamtwirtschaftlichen Vorteil für die Anwendung des Kraftwerksprodukts (KWP) und des temperaturabhängigen Produkts für Gasspeicher (TaK). Dem entsprechend schlagen die FNB die Durchführung der in der **Modellierungsvariante IIc für 2023** ermittelten Netzausbaumaßnahmen mit einem **Investitionsvolumen** von rund **1,6 Mrd. €** bis zum Jahr 2023 vor.

Der Verzicht auf die Anwendung dieser beiden Kapazitätsprodukte würde das Investitionsvolumen verdoppeln (Variante IIId rund 3,2 Mrd. €), ohne dass dem ein auch nur annähernd vergleichbarer gesamtwirtschaftlicher Vorteil gegenüber stünde.

Die Möglichkeiten der Reduzierung des Ausbaubedarfs der Fernleitungsnetze durch den Einsatz von Flexibilitätsinstrumenten in nachgelagerten Netzen wurden ebenfalls betrachtet (Variante IIb). Mit Blick auf die Ende des Jahres 2012 in das EnWG aufgenommene Regelung zur Steuerung von vertraglichen Abschaltvereinbarungen halten die FNB eine weitere Klärung insbesondere durch die nachgelagerten Netzbetreiber (nNB) und die BNetzA für erforderlich. In den vorgeschlagenen Ausbaumaßnahmen dieses NEP (gemäß Variante IIc) wurden die Flexibilitätsinstrumente nicht berücksichtigt.

Dieser Netzentwicklungsplan enthält erstmalig, aufgrund des langfristig stetigen Rückgangs der deutschen L-Gas-Produktion und der L-Gas-Importe, auch einen konkreten Vorschlag für die schrittweise Umstellung von heute mit niederkalorischem Gas (L-Gas) versorgten Gebieten auf hochkalorisches Gas (H-Gas).

Der von den FNB vorgeschlagene Netzausbau unterstützt weiterhin das Gelingen der Energiewende.

Die Maßnahmen zum Ausbau des Transportnetzes erfordern erhebliche finanzielle Mittel, die von den FNB 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 für die Gesellschaft unter langfristigen Gesichtspunkten gesamtwirtschaftlich sinnvoll und für die investierenden Unternehmen wirtschaftlich zumutbar bleibt. Dies erfordert vor allem einen stabilen aber auch risikoadäquaten Regulierungsrahmen.

Eine Verschlechterung der wirtschaftlichen Situation der FNB durch eine methodenbedingte Absenkung des Effizienzwertes oder durch sonstige fundamentale Änderungen des Regulierungsrahmens gefährdet die Investitionsfähigkeit der Unternehmen zur Bewältigung der Energiewende. Damit einhergehende steigende Finanzierungskosten für die erforderlichen Investitionen würden die Netzentgelte und damit letztlich die Belastungen der Endverbraucher in die Höhe treiben.

Dem entsprechend sind aus Sicht der FNB folgende Anpassungen der regulatorischen Rahmenbedingungen erforderlich:

Eine angemessene Behandlung der Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV

- Klarstellung, dass NEP-Maßnahmen Investitionen im Sinne von § 23 ARegV sind
- Ausdehnung der Genehmigungsdauern für NEP-Investitionsmaßnahmen auf mindestens vier Regulierungsperioden

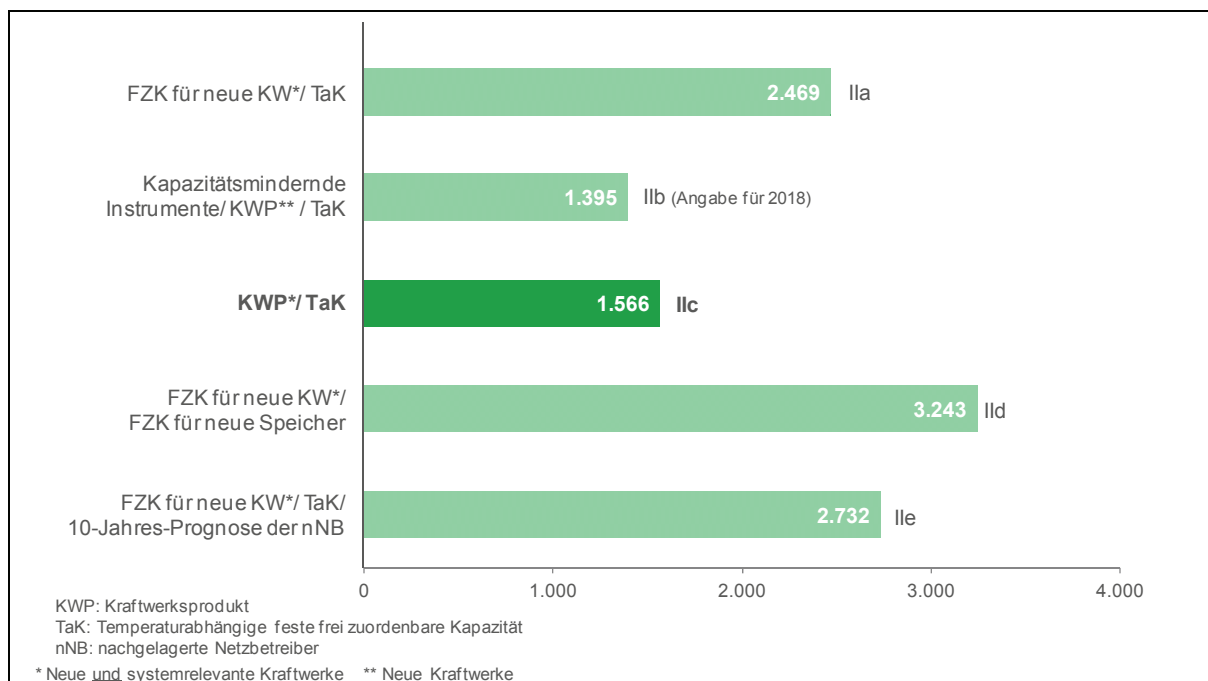
Eine Reduzierung der kalkulatorischen Abschreibungsdauern für NEP-Neuinvestitionen

- Einführung von realitätsnahen Nutzungsdauern für NEP-Neuinvestitionen
- Möglichkeit für die Bundesnetzagentur, im Einzelfall auf Antrag des Netzbetreibers für eine Investition abweichende kürzere Nutzungsdauern zu bestimmen

Die Berücksichtigung von Sonderabschreibungen bei Nichteintreten bzw. Wegfall der Szenariobedingungen

- Klarstellung, dass ggf. erforderliche Sonderabschreibungen auf getätigte NEP-Neuinvestitionen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten einzustufen sind

Abbildung 1: Übersicht der Investitionsvolumina für die verschiedenen Modellierungsvarianten bis 2023 in Mio. €



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

1 Einführung

1.1 Rechtliche Grundlage und Aufgabenstellung

Nach § 15a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sind die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber seit 2012 verpflichtet, jährlich einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan zu erstellen und der BNetzA als zuständiger Regulierungsbehörde vorzulegen. Nach § 17 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) sind die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber zudem verpflichtet, jährlich zum 01.04. eine marktgebietsweite Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs durchzuführen. Dieses Dokument dient in Abstimmung mit der BNetzA der gleichzeitigen Umsetzung dieser beiden Verpflichtungen.

Netzentwicklungsplan Gas

Der deutschlandweite Netzentwicklungsplan 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 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 nach § 17 GasNZV jährlich zum 01.04. den langfristigen Kapazitätsbedarf in einem netzbetreiberübergreifenden, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren marktgebietsweit zu ermitteln. Hierbei haben sie die unter § 17 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 bis 10 GasNZV aufgeführten Aspekte zu berücksichtigen. Hierzu gehören u. a. ihre Erwartungen über die Entwicklung des Verhältnisses von Angebot und Nachfrage (Abs. 1 Satz 2 Nr. 1), Möglichkeiten zur Kapazitätserhöhung durch Zusammenarbeit mit angrenzenden Fernleitungs- und Verteilernetzbetreibern (Abs. 1 Satz 2 Nr. 7) und vorliegende sowie abgelehnte Kapazitätsreservierungen nach § 38 sowie Anschlussbegehren nach § 39 GasNZV (Abs. 1 Satz 2 Nr. 10).

Von Bedeutung sind weiterhin der Kapazitätsreservierungsanspruch nach § 38 GasNZV sowie der Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV für Betreiber von Speicher-, LNG- und Produktionsanlagen sowie Gaskraftwerken. Anfragen von Betreibern auf dieser

Basis sind sowohl im Szenariorahmen nach § 15a EnWG als auch bei der Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs nach § 17 GasNZV zu berücksichtigen. Dabei darf jedoch nicht außer Acht gelassen werden, dass sich diese Verfahren vielfach noch in einem frühen Stadium befinden und noch nicht alle Sach- und Rechtsfragen geklärt bzw. Voraussetzungen erfüllt sind.

1.2 Vorgehensweise und Zeitplan

Der vorliegende Netzentwicklungsplan Gas 2013 wurde von den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern gemeinsam in enger Abstimmung erarbeitet. Die folgende Auflistung beschreibt die wichtigsten Schritte und gleichzeitig die Struktur des vorliegenden Dokuments.

- Der Gasbedarf und das Gasaufkommen in Deutschland beruhen auf dem von der BNetzA bestätigten **Szenariorahmen** in der Fassung vom 18.10.2012 (vgl. **Kapitel 2**). Neben dem Szenariorahmen wurden die damit in Verbindung stehenden detaillierten Daten der Prognos AG zum regionalen Gasbedarf und -aufkommen in den drei Szenarien verarbeitet.
- Gasbedarf und -aufkommen wurden in eine regional benötigte **Gaskapazität** umgerechnet. Die Entwicklung der regional benötigten Gaskapazität bildet die Grundlage für die **Modellierungsarbeiten** bei den Fernleitungsnetzbetreibern. Detaillierte Ausführungen zur Modellierung und der hierbei verwendeten Methodik finden sich in **Kapitel 3**.
- Den **Ausbaustand** des Fernleitungsnetzes zeigt **Kapitel 4**. Es beschreibt neben den bereits heute in Bau befindlichen oder beschlossenen und geplanten Projekten zum Ausbau des Fernleitungsnetzes den Stand der Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan 2012. Zudem erfolgt in diesem Kapitel eine Analyse der künftigen L-Gas-Bilanz und der historischen Unterbrechungen.
- **Ergebnisse der Modellierung** sind in **Kapitel 5** dargestellt. In der Modellierung wurden für das Szenario II, welches aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber die höchste Realisierungswahrscheinlichkeit aufweist, detaillierte Berechnungen in den Modellierungsvarianten IIa bis IIe durchgeführt. Weiterhin wurden indikative Abschätzungen zu Modellierungsvariante II f und zu Szenario I vorgenommen. Darüber hinaus enthält dieses Kapitel eine Analyse der Gasliefersituation in der ersten Februarhälfte 2012.
- In **Kapitel 6** werden die Voraussetzungen und Bedingungen des Netzausbaus sowie die von den FNB auf Basis der Modellierungsergebnisse und der Kosten-Nutzen-Analyse vorgeschlagenen **Netzausbaumaßnahmen** dargestellt.
- In **Kapitel 7** sind weitere Überlegungen zu den Möglichkeiten von **Power-to-Gas** im deutschen Fernleitungsnetz dargestellt.
- Nach § 17 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 bis 10 GasNZV sind eine Reihe von Aspekten bei der Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs zu berücksichtigen. Hierbei gibt es Überschneidungen zu den Anforderungen gemäß § 15a EnWG. In **Kapitel 8** werden die Aspekte gemäß **§ 17 Abs. 1 GasNZV** behandelt.

Zeitlicher Ablauf der Erstellung des Netzentwicklungsplans

Das Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2013 wurde am 18.02.2013 auf der Internetseite www.netzentwicklungsplan-gas.de veröffentlicht. Im Rahmen einer öffentlichen Konsultation vom 18.02.2013 bis 08.03.2013 wurde allen Marktteilnehmern und Interessenten Gelegenheit zur Äußerung gegeben. Zusätzlich zur Veröffentlichung im Internet fand am 28.02.2013 ein öffentlicher Workshop statt, bei dem der Netzentwicklungsplan erläutert und diskutiert wurde.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans zum 01.04.2013 bei der BNetzA eingereicht. Die BNetzA hat danach 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, welche von den Fernleitungsnetzbetreibern innerhalb von drei Monaten einzuarbeiten sind.

1.3 Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung

Die FNB haben entsprechend § 15a Abs. 2 EnWG im Zeitraum vom 18.02.2013 bis 08.03.2013 der Öffentlichkeit, einschließlich den nachgelagerten Netzbetreibern, Gelegenheit zur Äußerung zum Entwurf des Netzentwicklungsplans 2013 gegeben. Insgesamt sind in diesem Zeitraum 47¹ Stellungnahmen eingegangen. Eine Übersicht über die darin enthaltenen Themen befindet sich in Kapitel 11.

Die wesentlichen von den Konsultationsteilnehmern vorgetragenen Aspekte wurden wie folgt im vorliegenden Netzentwicklungsplan berücksichtigt:

Qualität des Entwurfs zum NEP 2013

Basierend auf den Erfahrungen des Prozesses der Erstellung des NEP 2012 haben die FNB die Informationen des NEP 2013 konsequent auf die Erwartungen des Marktes ausgerichtet und eine hohe Transparenz geschaffen. Dadurch ist in erneut sehr kurzer Zeit ein umfangreiches Dokument entstanden, mit dem den spezifischen Informationsbedürfnissen der einzelnen Marktteilnehmer entsprochen wird. In den Stellungnahmen zahlreicher Konsultationsteilnehmer wird dies gewürdigt. Die FNB ihrerseits sind bei der Erreichung eines optimalen Nutzwertes des NEP für die Marktteilnehmer auf deren Mitwirkung angewiesen.

Dauer der Konsultation

Die jährliche Erstellung des Netzentwicklungsplans und die damit verbundene Konsultation des Szenariorahmens sowie die beiden Konsultationen des NEP-Entwurfs durch die FNB bzw. durch die BNetzA stellen die Beteiligten vor große Herausforderungen.

¹ davon eine Stellungnahme nach Beendigung der Konsultationsfrist

Artikel 22 der Richtlinie 2009/73/EG vom 13. Juli 2009 verpflichtet die unabhängigen Fernleitungsnetzbetreiber (ITO) im Rahmen dieses Prozesses zur jährlichen Konsultation. Mit Blick auf die Umsetzung im EnWG vom 26. Juli 2011 sehen die FNB kurzfristig vor allem die Möglichkeit, ein gemeinsames Verständnis zum Umgang mit den in § 15a Abs. 6 gegebenen Optionen zu entwickeln.

Dies ist nach Ansicht der FNB ein geeigneter Ansatz, um das Verfahren zu vereinfachen und die Komplexität der Erstellung des NEP einschließlich des Umfangs der erforderlichen Modellierungen auf ein angemessenes Maß zu beschränken.

Kosten-Nutzen-Analyse

Die FNB sehen die in der Bestätigung des Szenariorahmens am 18.10.2012 geforderten Kosten-Nutzen-Analysen als wesentlichen Beitrag zur Objektivierung der öffentlichen Diskussion zum Netzentwicklungsplan an.

Die Erstellung der Ausschreibungsunterlagen, die Durchführung der Ausschreibung, die Angebotserstellung durch die Anbieter, die Vorstellung und Prüfung der Angebote und die Vergabe einer solchen Kosten-Nutzen-Analyse und nicht zuletzt die Durchführung benötigen einen angemessenen Zeitrahmen.

Bis zum Konsultationsworkshop lag ein Zwischenergebnis dieser Analysen vor. Die FNB haben entschieden, die Konsultation auf Basis der in der Bestätigung des Szenariorahmens verpflichtend vorgegebenen Varianten durchzuführen und die Ausbaumaßnahmen vorbehaltlich der finalen Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse zu beschreiben (siehe Kapitel 6.2 und Executive Summary des Konsultationsdokuments).

Dieses Vorgehen hatte die Vorteile, dass die vorläufigen Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analysen vorgestellt und diskutiert werden konnten und der Termin für die Übermittlung des finalen NEP-Entwurfs an die BNetzA nicht gefährdet wurde. Weiterhin konnten negative zeitliche Auswirkungen auf weitere Prozesse und insbesondere auf die Erstellung des Szenariorahmens für den NEP 2014 und die damit einhergehende Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) vermieden werden.

Zuordnung von Netzausbaumaßnahmen

Die Zuordnung der Netzausbaumaßnahmen zu den jeweils wesentlichen auslösenden Kapazitätsanforderungen ist in der Anlage 7 angegeben (Spalte "Auswirkung auf die Bedarfsabdeckung"). Es ist zu erkennen, dass aufgrund der Netzvermaschung, der freien Zuordenbarkeit eines Großteils der zu modellierenden Kapazitäten und der Interdependenzen dieser frei zuordenbaren Entry- und Exit-Kapazitäten häufig mehrere auslösende Elemente angegeben werden. Dem entsprechend ist eine 1:1-Zuordnung nur in Sonderfällen möglich. Die o.g. Spalte enthält dann den entsprechenden Eintrag.

Da der Fertigstellungstermin der Netzausbaumaßnahmen von vielen Einflussfaktoren abhängt, von denen wesentliche Teile außerhalb des direkten Einflussbereichs der FNB liegen, sind die diesem Dokument angehängten Input-Listen als Eingabeparameter der Modellierung zu verstehen.

Historische Unterbrechungen

Siehe hierzu die ergänzten Analysen und Erläuterungen in Kapitel 0.

Gasbedarf und Kapazitätsentwicklung

Den im NEP verwendeten, von der BNetzA bestätigten Szenarien liegen anerkannte öffentliche Studien zugrunde, welche von einem sinkenden Erdgasverbrauch in Deutschland ausgehen. Diese Studien werden durch den seit einigen Jahren in Deutschland deutlich erkennbaren rückläufigen Erdgasverbrauch bestätigt (vgl. Szenario-rahmen zum NEP 2013). Dies betrifft insbesondere den Erdgasverbrauch im Haushaltssektor. Daher sehen die FNB diese Prämisse als sachgerecht an.

Die Methodik zur Weiterverarbeitung der Basisdaten ist in Kapitel 3 detailliert dargestellt. Die Ergebnisse auf Kreisebene beruhen auf Regionalstatistiken (u. a. Statistik des Verarbeitenden Gewerbes) sowie Studien zu den Auswirkungen der regionalen Demografie- und Wirtschaftsentwicklung auf den Energiebedarf auf Kreisebene. Somit werden regional unterschiedliche Entwicklungen in den Prognosen berücksichtigt.

Die FNB leiten aus dem zurückgehenden Gasbedarf eine rückläufige Kapazitätsentwicklung der nNB ab, wobei für die einzelnen Verbrauchssektoren unterschiedliche Entwicklungstrends (insbesondere ein Rückgang im Haushaltsbereich) sowie spezifische Benutzungsstunden (Verhältnis Arbeit zu Leistung) unterstellt werden (vgl. Kapitel 3.2.2).

Sofern sich in den nächsten 10 Jahren nicht außergewöhnliche Änderungen der Benutzungsstunden ergeben, wird aus dem in Szenario II unterstellten Verbrauchsrückgang ein entsprechender Kapazitätsrückgang folgen. Solche außergewöhnlichen Änderungen sind aus Sicht der FNB weder im Haushaltsbereich noch im Industriesektor zu erwarten. Hierzu sind den FNB auch keine Studien oder Untersuchungen bekannt, die eine entsprechende Entwicklung prognostizieren.

In einigen Stellungnahmen wurde ein in den letzten Jahren angestiegener Kapazitätsbedarf als Beleg für einen auch zukünftig steigenden Kapazitätsbedarf angeführt. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass – wie in Modellierungsvariante IIb beschrieben – in den letzten Jahren massiv kapazitätsmindernde Instrumente bei den nNB außer Betrieb genommen wurden, wodurch die Leistungsspitzen bei einigen nNB angestiegen sind. Diese Instrumente kommen weitgehend nicht mehr zum Einsatz (vgl. Tabelle 32). Da es sich um Einmal-Effekte handelt, halten es die FNB für nicht sachgerecht, einen hierdurch verursachten Leistungsanstieg für die Zukunft fortzuschreiben.

Sofern die nNB hinsichtlich der zukünftigen Gasbedarfs-/ Kapazitätsentwicklung vom Szenario-rahmen abweichende Prognosen als Basis für die Kapazitätsentwicklung in ihrem Netzgebiet als sachgerecht ansehen, so sollten die jeweiligen nNB ihre abweichenden Einschätzungen mit entsprechenden qualitativen und quantitativen Informationen aus ihrem Netzgebiet belegen und die daraus abgeleitete Prognose transparent und nachvollziehbar darstellen. Pauschale Begründungen („Steigende Energieeffizienz wird durch Neuanschlüsse kompensiert“) reichen aus Sicht der FNB nicht aus, um die sich aus dem Szenario-rahmen ergebenden, regionalisierten Prognosen zu „überschreiben“.

Berücksichtigung der Kapazitätsinstrumente in nachgelagerten Netzen

Grundsätzlich begrüßen die FNB die in den Stellungnahmen erkennbare Bereitschaft auf Verbands- sowie nNB-Ebene, sich weiterhin und ggf. noch intensiver als bisher mit dem Thema kapazitätsmindernde Instrumente in Verteilnetzen zu beschäftigen. Ebenso begrüßen die FNB die Unterstützung der FNB-Position, dass durch die intelligente Nutzung dieser Instrumente ein Netzausbau vermieden werden kann.

Die in den Stellungnahmen angeführte Notwendigkeit, eine einheitliche und möglichst vollständige Datenbasis zu erarbeiten, wird von den FNB ausdrücklich unterstützt. Hier ist ein geeigneter gemeinsamer transparenter Prozess zu entwickeln, um eine verlässliche und möglichst vollständige Datenbasis zu erarbeiten. Die in den Stellungnahmen vorgeschlagene Zusammenarbeit zwischen Verbänden, nNB, BNetzA und FNB weist hier in die richtige Richtung und sollte aus FNB-Sicht weiterverfolgt werden.

Temperaturabhängige Kapazität (TaK)

Begleitend zur Erstellung des NEP gibt es einen Dialog von FNB mit Speicherbetreibern und Speichernutzern, in dem wie gefordert die Details des „TaK“-Produktes konkretisiert wurden (vgl. Kap. 0). Der Dialog soll auch die Erstellung des Szenariorahmens für den NEP 2014 begleiten.

TaK ist als Produkt für neue Speicher vorgesehen. Es stellt eine effiziente Anbindung dieser Speicher sicher, gefährdet aber nicht die Wettbewerbsposition der vorhandenen Speicher im nationalen oder europäischen Umfeld.

An Bestandsspeichern wurden bei Kündigung bestehender Kapazitätsverträge mit Lastflusszusagen Anpassungen des Kapazitätsproduktes vorgenommen, indem feste Kapazitäten mit der Auflagenart Lastflusszusage in feste TaK-Kapazitäten umgewandelt wurden (siehe Kapitel 3.2.6). Nach Kündigung der bestehenden Kapazitätsverträge mit Lastflusszusagen war eine Beibehaltung des bestehenden Kapazitätsgerüsts nicht mehr möglich. Aus Gründen der Versorgungssicherheit erschien es allerdings nicht sachgerecht, die an Speichern ursprünglich vorgehaltenen festen Kapazitäten drastisch zu reduzieren. Die FNB sahen es daher auch unter Verhältnismäßigkeitsgesichtspunkten zur weiteren Gewährleistung der Versorgungssicherheit als erforderlich an, an den entsprechenden Gasspeichern die gekündigten Kapazitäten, für die nach Kündigung keine Vorhalteverpflichtung mehr gegenüber Netzkunden bestand, in feste TaK-Kapazitäten umzuwandeln. Sie schaffen damit eine wesentliche Voraussetzung, um auch bei Entfall von Lastflusszusagen dauerhaft feste Kapazitäten an Gasspeichern zur Sicherstellung der Netzintegrität und der Versorgung vorhalten zu können.

Die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse zu TaK zeigen, dass es im Interesse aller Netzkunden und Erdgasverbraucher ist, effiziente Wege zur Nutzung bzw. der Auslegung der Netze zu suchen. Die Nutzung von marktbasierten Instrumenten als Ersatz für Investitionen wird in der Konsultation als Alternative zu TaK vorgeschlagen. Diese Instrumente sind aus Sicht der FNB aufgrund ihrer Kurzfristigkeit nicht als Grundlage für eine belastbare langfristige Netzausbauplanung zur Sicherstellung der Deckung des zukünftigen Kapazitätsbedarfs geeignet.

Die Häufigkeit der Unterbrechung von unterbrechbaren Buchungen auch an Speicherstandorten wurde im Kapitel 0 untersucht und bewertet. Eine generelle Umwandlung von

allen unterbrechbaren Kapazitäten (siehe Ergebnisse zu Modellierungsvariante II in Kapitel 5.6) in feste ist weder aus Versorgungssicherheitsgründen erforderlich noch unter Kosten-Nutzen-Aspekten gesamtwirtschaftlich vertretbar.

Kraftwerksprodukt (KWP)

Zur Verbesserung des Produktverständnisses werden die FNB zeitnah den Dialog mit den Marktteilnehmern intensivieren. In diesem Verfahren werden die derzeit noch offenen Fragen hinsichtlich der konkreten Produktausgestaltung mit den Interessengruppen bearbeitet. Darüber hinaus werden im vorliegenden Dokument die gesamtwirtschaftlichen Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse vorgestellt. Der gesamtwirtschaftliche Nutzen des Kapazitätsproduktes wurde anhand dieser unabhängigen Kosten-Nutzen-Analyse bestätigt.

Marktbasierte Instrumente

Die in der Planung angesetzten Kapazitätsprodukte TaK und KWP stellen sicher, dass die Auslegung der Netze nicht auf Basis sehr unwahrscheinlicher Netzsituationen erfolgt – Netzplanung und Produkte bilden einen konsistenten Ansatz.

Extreme Netzsituationen ließen sich auch durch marktbasierte Instrumente vermeiden, deren Wirksamkeit und Effizienz aber nicht im Einflussbereich der FNB liegen:

- **Überbuchung/ Lastflussannahmen/ Kapazitätsrückkauf:** Eine Überbuchung kann nur dann praktiziert werden, wenn der FNB davon ausgehen kann, dass bestimmte vertraglich mögliche Situationen in der Regel nicht oder nur sehr selten eintreten und daher eine Unterbrechung der vergebenen Kapazitäten mit großer Wahrscheinlichkeit nicht nötig sein wird. Diese Einschätzung für Plan-Netze zu treffen, ist nur schwer möglich, da hierzu Flussdaten erforderlich wären.
- **Lastflusszusagen:** Die Wirkung des KWP kann im Prinzip auch durch Lastflusszusagen realisiert werden. Es ist aus Sicht der FNB wenig belastbar, zukünftige Kapazitäten von der Verfügbarkeit zukünftiger LFZ abhängig zu machen. Angesichts der aktuellen Probleme, LFZ zu kontrahieren, ist dies ein nicht belastbarer Ansatz, der zudem ggf. von dem LFZ-Angebot einer kleinen Gruppe von Netzkunden abhängen würde.
- **Die zukünftige Wirtschaftlichkeit von marktbasierten Instrumenten lässt sich nicht bewerten und kann somit nicht Grundlage für einen langfristigen Netzausbau sein.** Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund zu sehen, dass teilweise nur eine kleine Gruppe von Netzkunden entsprechende Angebote abgeben können.

L-Gas-Umstellung

Der Umgang mit der zurückgehenden Produktion an L-Gas in Deutschland und den Niederlanden ist eine große Herausforderung für die betroffenen Netz- und Speicherbetreiber. An der Erarbeitung von Lösungen wird parallel auf verschiedenen Ebenen in mehreren Gremien gearbeitet. So haben die FNB bereits die Potenziale geeigneter Umstellräume identifiziert.

Der generelle Umstellungsprozess wird im Rahmen der aktuell in Überarbeitung befindlichen Kooperationsvereinbarung (KoV VI) festgelegt und mit der BNetzA abgestimmt. Die Details des Prozesses werden in einem Leitfaden konkretisiert.

Die KoV VI beschreibt, dass im Rahmen des Netzentwicklungsplans ein Marktraumumstellungskonzept von den betroffenen Netzbetreibern zu erstellen ist. Dieses Konzept legt Prioritäten für eine Umstellung von Bereichen fest, jedoch noch nicht die genaue zeitliche Abfolge. Der im Rahmen dieses NEP erarbeitete Plan soll die Basis für das in der KoV VI beschriebene Konzept bilden. In diese Grobplanung werden zunächst die nNB oder die direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossenen Letztverbraucher einbezogen, wenn sich aus den frei verfügbaren Informationen (veröffentlichte Netzpläne, Liste der Übergabestationen) nicht klären lässt, ob eine Umstellung technisch möglich ist. Die Hauptarbeit bei der Umstellung wird bei den Kunden und in den Verteilnetzen mit der Umstellung der Verbrauchsgeräte zu leisten sein. Für die Konkretisierung der Planung ist eine enge Zusammenarbeit von FNB und nNB bzw. Letztverbrauchern zwingend notwendig. Die KoV VI sieht an dieser Stelle eine gemeinsame Erarbeitung eines Umstellungsfahrplans vor. Dieser gesamte Prozess wird gerade in einen Leitfaden zur KoV VI eingearbeitet. Die FNB haben für die laut Tabelle 21 mit Priorität 1 und 2 gelisteten Bereiche bereits erste Abstimmungen dazu mit den nNB begonnen bzw. haben Kontakt mit den unmittelbar am Netz der FNB angeschlossenen Letztverbrauchern aufgenommen.

Für die Umstellung eines konkreten Bereiches kann es notwendig sein, dass (technische) Voraussetzungen auf der FNB-Seite (z. B. neue Leitung) und/ oder auf der Seite der nNB (z. B. neue Übernahmestation, Trennung des Netzes, technische Konvertierung) erfüllt sein müssen. Der Umstellungsfahrplan enthält die Voraussetzungen, unter denen eine kontrollierte Anpassung der Kundengeräte mit einem angemessenen zeitlichen Vorlauf gewährleistet ist.

Der niederländische Transportnetzbetreiber Gasunie Transport Services B.V. (GTS) hat ein Auslaufen der L-Gas Exporte nach Deutschland bis 2030 angekündigt. Das Angebot europäischer FNB, sich an den Planungen zur Lösung des L-Gas-Rückgangs zu beteiligen, wird von den betroffenen deutschen FNB ausdrücklich begrüßt.

2 Bestätigter Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2013

Die BNetzA bestätigte am 18.10.2012 den von den Fernleitungsnetzbetreibern eingereichten Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2013. Der Szenariorahmen bildet mit seinen Ergebnissen und Festlegungen eine wesentliche Grundlage für die im Netzentwicklungsplan Gas 2013 durchgeführten Modellierungen. Im Folgenden werden die wichtigsten Annahmen und Ergebnisse des Szenariorahmens kurz vorgestellt. Detailliertere Informationen hierzu sind im Internet abrufbar (download unter: <http://www.netzentwicklungsplan-gas.de>).

2.1 Wichtige Annahmen des Szenariorahmens

Der Szenariorahmen enthält drei Szenarien zur Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in den Verbrauchssektoren bis zum Jahr 2023, wobei für die Gasverstromung eine intensive Abstimmung mit dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Strom 2013 (NEP Strom 2013) und der BNetzA erfolgte.

Abbildung 2: Szenariorahmen zur Entwicklung des deutschen Gasbedarfs

Szenarien zum Gas-Endenergiebedarf	Szenarien zur Stromerzeugung aus Gas		
	Szenario I: - Gaskapazitäten stark wachsend - FNB-Szenario hohe Gasnetzbelastung	Szenario II: - Gaskapazitäten moderat wachsend - Übernahme von ÜNB-Szenario B*	Szenario III: - Gaskapazitäten zurückgehend - Übernahme von ÜNB-Szenario A*
Szenario I: - Hoher Gasbedarf - Energieprognose 2009***	Szenario I: Hohes Gasbedarfsszenario		
Szenario II: - Mittlerer Gasbedarf - Referenzszenario 2010**		Szenario II: Mittleres Gasbedarfsszenario	
Szenario III: - Niedriger Gasbedarf - Zielszenario 2011**			Szenario III: Niedriges Gasbedarfsszenario

* Quelle: ÜNB 2012; ** Quelle: EW/ Prognos/ GWS 2010, EW/ Prognos/ GWS 2011; *** Quelle: IER/ RWI/ ZEW 2010

Der **Endenergiebedarf nach Gas** in Deutschland basiert auf folgenden Szenarien:

- **Szenario I: Hoher Gasbedarf**
Die „Referenzprognose“ aus der von IER, RWI und ZEW erstellten „Energieprognose 2009“ bildet wegen einer positiven Wirtschafts- und Bevölkerungsentwicklung langfristig einen höheren Pfad des Gasbedarfs ab [IER/ RWI/ ZEW 2010].
- **Szenario II: Mittlerer Gasbedarf**
Dieses Szenario wurde von der Prognos AG für das Energiekonzept der Bundes-

regierung 2010 als Referenzszenario erstellt [EWI/ Prognos/ GWS 2010] und bildet den mittleren Pfad des Endenergiebedarfs für Gas ab. Dieses Szenario wird von den Fernleitungsnetzbetreibern als das wahrscheinlichste angesehen.

▪ **Szenario III: Niedriger Gasbedarf**

Das Zielszenario „Ausstiegsszenario“ aus den Energieszenarien 2011 [EWI/ Prognos/ GWS 2011] bildet wegen der unterstellten sehr hohen Effizienzsteigerungen den unteren Pfad der Gasbedarfsentwicklung ab.

Aus den untersuchten Studien wurden jeweils der Endenergiebedarf, der nichtenergetische Verbrauch in Deutschland und indirekt auch der Gasbedarf zur Fernwärmeerzeugung entnommen. Der Gasbedarf im Umwandlungssektor (inkl. Eigenbedarf) wurde hingegen aus den nachfolgend beschriebenen Kraftwerksmodellierungen abgeleitet.

Für den **Gasbedarf der Kraftwerke** wurden für den NEP Gas 2013 ebenfalls drei Entwicklungspfade der Gasverstromung berechnet und den Endenergiebedarfsszenarien gemäß Abbildung 2 zugeordnet. Die in den Szenarien hinterlegte installierte Leistung der Gaskraftwerke zeigt Tabelle 1.

Tabelle 1: In Gaskraftwerken installierte elektrische Kraftwerksleistung (netto) in Deutschland

Installierte Nettoleistung Erdgaskraftwerke	Einheit	2011	2014	2015	2016	2023	Veränderung 2023 zu 2011
Szenario I	[GW]	26,5	28,7	36,3	39,2	42,0	+59%
Szenario II	[GW]	26,5	28,2	32,0	32,8	32,9	+24%
Szenario III	[GW]	26,5	27,3	27,3	27,4	23,1	-13%

Quelle: Szenariorahmen 2013

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:**

Es wurde ein potenzieller Entwicklungspfad auf der Basis der aktuellen Förderung [WEG 2006-2011] und einer Prognose des Wirtschaftsverbands Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG) berechnet [WEG-Prognose 2012].

▪ **Einspeisung Biogas:**

Die deutschlandweite Entwicklung der Biogasnutzung wurde der „Leitstudie 2011“ (Szenario 2011 A) entnommen [Leitstudie 2011]. Darauf aufbauend wurde eine Einschätzung zur künftigen Biogaseinspeisung entwickelt. Es wird für die Szenarien I bis III einheitlich angenommen, dass bis 2023 rund ein Drittel des eingesetzten Biogases zur Strom- und Wärmebereitstellung in das Gasnetz eingespeist werden.

In der Modellierung des NEP Gas 2013 werden zudem die entsprechend des genehmigten Szenariorahmens anzusetzenden **Speicher** in Deutschland berücksichtigt.

2.2 Ergebnisse des Szenariorahmens

Der **Gasbedarf** Deutschlands in den Szenarien I bis III setzt sich zusammen aus den Einzelergebnissen zum Endenergiebedarf, zum nichtenergetischen Verbrauch, zum Gaseinsatz im Umwandlungssektor (Strom- und Wärmeerzeugung) und zum Eigenverbrauch des Umwandlungssektors. In den drei Szenarien geht der Gasbedarf bis 2023 gegenüber 2010 zwischen 6 % (Szenario I) und 25 % (Szenario III) zurück.

Tabelle 2: Szenario I – Veränderung des Gasbedarfs in Deutschland insgesamt

Gasbedarf Deutschland Szenario I	Einheit	2010*	2014	2015	2016	2023	Veränderung 2023 zu 2010
Gasbedarf insgesamt	[TWh]	851	770	780	802	803	-6%
Endenergiebedarf Gas	[TWh]	579	547	544	543	530	-9%
Industrie	[TWh]	210	202	201	202	200	-5%
Haushalte	[TWh]	266	231	228	227	225	-15%
GHD	[TWh]	101	109	111	108	92	-9%
Verkehr	[TWh]	3	5	5	6	13	+350%
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	[TWh]	24	24	24	24	24	+0%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	[TWh]	238	190	203	226	241	+1%
Fernheizwerke	[TWh]	36	22	22	22	23	-35%
Kraftwerke (vgl. Tabelle 4)	[TWh]	202	169	181	204	218	+8%
Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor	[TWh]	10	9	9	9	9	-15%

Quelle: Szenariorahmen 2013, * vorläufige Werte der AG Energiebilanzen 2012, ab 2013 Prognos-Modellergebnisse

Tabelle 3: Szenario II – Veränderung des Gasbedarfs in Deutschland insgesamt

Gasbedarf Deutschland Szenario II	Einheit	2010*	2014	2015	2016	2023	Veränderung 2023 zu 2010
Gasbedarf insgesamt	[TWh]	851	768	765	783	738	-13%
Endenergiebedarf Gas	[TWh]	579	538	528	527	486	-16%
Industrie	[TWh]	210	204	202	202	189	-10%
Haushalte	[TWh]	266	236	228	224	195	-26%
GHD	[TWh]	101	94	92	95	85	-16%
Verkehr	[TWh]	3	5	6	7	16	+493%
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	[TWh]	24	27	28	28	30	+25%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	[TWh]	238	194	200	220	215	-10%
Fernheizwerke	[TWh]	36	23	23	23	21	-40%
Kraftwerke (vgl. Tabelle 4)	[TWh]	202	170	177	197	194	-4%
Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor	[TWh]	10	9	9	9	8	-20%

Quelle: Szenariorahmen 2013, * vorläufige Werte der AG Energiebilanzen 2012, ab 2013 Modellergebnisse

Tabelle 4: Szenario III – Veränderung des Gasbedarfs in Deutschland insgesamt

Gasbedarf Deutschland Szenario III	Einheit	2010*	2014	2015	2016	2023	Veränderung 2023 zu 2010
Gasbedarf insgesamt	[TWh]	851	748	731	722	634	-25%
Endenergiebedarf Gas	[TWh]	579	531	518	508	438	-24%
Industrie	[TWh]	210	200	197	195	177	-15%
Haushalte	[TWh]	266	233	225	220	183	-31%
GHD	[TWh]	101	93	91	86	62	-38%
Verkehr	[TWh]	3	5	5	6	15	+451%
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	[TWh]	24	27	28	28	30	+25%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	[TWh]	238	182	177	177	159	-33%
Fernheizwerke	[TWh]	36	23	23	23	20	-45%
Kraftwerke (vgl. Tabelle 4)	[TWh]	202	158	153	155	139	-31%
Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor	[TWh]	10	9	9	8	8	-25%

Quelle: Szenariorahmen 2013, * vorläufige Werte der AG Energiebilanzen 2012, ab 2013 Prognos-Modellergebnisse

Die **konventionelle Erdgasförderung** wird in Deutschland bis 2023 stark zurückgehen. Das Ergebnis der Prognose ist in der nachfolgenden Tabelle für die einzelnen Jahre sowohl in Volumenangaben (Mio. m³) als auch in Energieeinheiten (TWh als oberer/unterer Heizwert) ausgewiesen.

Tabelle 5: Veränderung der Erdgasförderung in Deutschland

Erdgasförderung in Deutschland	Einheit	2010	2014	2015	2016	2023	Veränderung 2023 zu 2010
Konventionelles Erdgas	[Mrd. m ³]*	12,7	10,3	10,0	9,6	4,4	-65%
Konventionelles Erdgas	[TWh H _o]**	124	101	97	94	43	-65%
Konventionelles Erdgas	[TWh H _u]***	112	92	88	85	39	-65%

* Mengenangaben beziehen sich auf Erdgas mit einem einheitlichen Brennwert von 9.7692 kWh/m³, oberer Heizwert

** Mengenangaben umgerechnet in TWh (9.7692 kWh/m³), oberer Heizwert

*** Mengenangaben umgerechnet auf den unteren Heizwert (H_o/H_u = 1,1)

Quelle: Szenariorahmen 2013

Deutschland verfügt aufgrund seiner geologischen Voraussetzungen über ein großes Potenzial **nicht-konventioneller Gase**. Die Erschließung dieses Potenzials befindet sich derzeit in einem breit angelegten und ergebnisoffenen gesellschaftlichen Dialog. Insoweit stehen den Fernleitungsnetzbetreibern derzeit noch keine für die Netzmodellierung geeigneten Daten zur Verfügung. Daher wird in den Szenarien wie im Vorjahr keine Quantifizierung der Förderung solcher Gase vorgenommen.

Entsprechende Annahmen gelten für **Power-to-Gas** (PtG), das eine vielversprechende und technisch verfügbare Option darstellt, die beabsichtigte Integration der erneuerbaren Energieträger in das Energiesystem zu ermöglichen. Im NEP Gas 2013 wird das Thema Power-to-Gas trotzdem qualitativ behandelt. Es wird der aktuelle Stand der Technik dargestellt; zudem erfolgt eine Diskussion möglicher Standorte für PtG-Anlagen. Die **Biogaseinspeisung** in Deutschland wird deutlich zunehmen. Allerdings kann der Rückgang der konventionellen Erdgasförderung durch den Ausbau der Biogaseinspeisung bis zum Jahr 2023 nicht annähernd ausgeglichen werden.

Tabelle 6: Veränderung der Biogaseinspeisung in Deutschland

	Einheit	2010	2014	2015	2016	2023	Veränderung 2023 zu 2010
Biogas zur Stromerzeugung [Szenario 2011 A, Leitstudie]	[TWh]	13	18	18	19	22	+67%
Gasförmige (und flüssige) biogene Brennstoffe zur Wärmebereitstellung [Szenario 2011 A, Leitstudie]	[TWh]	20	24	26	26	28	+44%
Biogaseinspeisung in Deutschland* [Prognos]	[TWh]	2	9	10	11	20	+1026%

Quelle: Szenariorahmen 2013, * unter Berücksichtigung des angenommenen Wirkungsgrades von 85 %

Auf Grundlage der zuvor dargestellten Entwicklung des Gasbedarfs, der inländischen Erdgasförderung sowie der Biogaseinspeisung wird der Erdgas-Importbedarf (ohne Transitmengen) ermittelt. Die folgende Darstellung erfolgt auf der Basis des unteren Heizwertes. Der **Erdgas-Importbedarf** für Deutschland steigt ausschließlich in Szenario I, in den Szenarien II und III geht er unterschiedlich stark zurück.

Tabelle 7: Entwicklung des Erdgas-Importbedarfs in den Szenarien I bis III des Szenariorahmens

Importbedarf Erdgas	Einheit	2010*	2014	2015	2016	2023	Veränderung 2023 zu 2010
Szenario I	[TWh]	737	669	682	706	744	+1%
Szenario II	[TWh]	737	667	666	687	680	-8%
Szenario III	[TWh]	737	648	633	625	575	-22%

Quelle: Szenariorahmen 2013

Für die Modellierung der Fernleitungsnetze geben die im Szenariorahmen dargestellten deutschlandweiten Entwicklungen den äußeren Rahmen vor. Diese wurden von der BNetzA bestätigt.

Zur Berechnung der Gasflüsse ist die **regionale Verteilung** des Gasbedarfs, des Gasaufkommens und – als Bilanzgröße – des Erdgas-Importbedarfs noch wichtiger. Der regionale Erdgas- und Kapazitätsbedarf der Kraftwerke lag durch die standortbezogene Modellierung des Kraftwerksparks bereits vor. Auch für das Erdgasaufkommen lieferte die Prognose [WEG 2012] teil-regionale Daten zu den Erdgasquellen. Für die anderen Verbrauchssektoren und die Biogaseinspeisung wurden die Kreisergebnisse mit einem Top-down-Ansatz abgeleitet. Mit Datenbeständen aus dem regionalen Energiebedarfsmodell der Prognos AG konnten der in den Szenarien für Deutschland ausgewiesene Endenergiebedarf, der nichtenergetische Verbrauch, der Gasbedarf der Fernheizwerke und der Eigenverbrauch im Umwandlungssektor den Kreisen und kreisfreien Städten zugeordnet werden. Die Regionalisierung der Biogaseinspeisung erfolgte anhand des heutigen Ausbaustandes gemäß der dena-Projektliste zur Biogaseinspeisung [dena 2012] und einer agrarflächenbezogenen Kennziffer. Im Ergebnis dieses Verfahrens lag eine **kreisscharfe Zuordnung des Gasbedarfs** vor.

2.3 Modellierungsvarianten und Produktvorschläge

Unter Berücksichtigung der Konsultationsantworten der Marktteilnehmer zum Szenario-rahmen 2013 haben die FNB im Szenario-rahmen 2013 verschiedene Modellierungsvarianten und zwei Produkte für den NEP 2013 vorgeschlagen: Ein Kraftwerksprodukt sowie temperaturabhängige feste frei zuordenbare Kapazitäten (TaK) an Speichern. Die Modellierungsvarianten und Produktvorschläge sind von der BNetzA bestätigt worden und werden im Folgenden vorgestellt.

2.3.1 Modellierungsvarianten

Die von den FNB im Szenario-rahmen 2013 vorgeschlagenen Modellierungsvarianten wurden von der Bundesnetzagentur in ihrer Bestätigung vom 18.10.2012 in „verpflichtende“ und „optional“ zu modellierende Varianten unterteilt. Einen Überblick über alle Modellierungsvarianten bietet Tabelle 8.

Szenarien und Modellierungsvarianten

	optional	verpflichtend	optional	verpflichtend	optional	verpflichtend	optional
Szenario	Hoher Gasbedarf (Szenario I)	Mittlerer Gasbedarf (Szenario II)	Mittlerer Gasbedarf (Szenario II)	Mittlerer Gasbedarf (Szenario II)	Mittlerer Gasbedarf (Szenario II)	Mittlerer Gasbedarf (Szenario II)	Mittlerer Gasbedarf (Szenario II)
Modellierungsvariante	100 % FZK für systemrelevante und Neubaukraftwerke	100 % FZK für systemrelevante und Neubaukraftwerke	Berücksichtigung kapazitätsreduzierender Instrumente in nachgelagerten Netzen	Kraftwerksprodukt für systemrelevante und Neubaukraftwerke	FZK für neue Speicher	10-Jahres-Prognose der nachgelagerten Netzbetreiber	100 % FZK
Bezeichnung	I	II a	II b	II c	II d	II e	II f
Berechnung	Indikativ 2023	vollständig 2018/2023	vollständig 2018	vollständig 2018/2023	indikativ 2023	vollständig 2023	indikativ 2023
GÜP	Ausbaubedarf entspr. Kap. 9 Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP	Ausbaubedarf entspr. Kap. 9 Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP	Ausbaubedarf entspr. Kap. 9 Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP	Ausbaubedarf entspr. Kap. 9 Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP	Ausbaubedarf entspr. Kap. 9 Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP	Ausbaubedarf entspr. Kap. 9 Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP	100 % FZK
MÜP	Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung	Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung	Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung	Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung	Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung	Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung	100 % FZK
Untergrund-speicher	Bestand: keine Veränderung §§ 38, 39 und unverbindliche Anfragen mit TAK: 50 % TAK bei NCG, 80 % TAK bei Gaspool	Bestand: keine Veränderung § 39 Anfragen mit TAK: 50 % TAK bei NCG, 80 % TAK bei Gaspool	Bestand: keine Veränderung § 39 Anfragen mit TAK: 50 % TAK bei NCG, 80 % TAK bei Gaspool	Bestand: keine Veränderung § 39 Anfragen mit TAK: 50 % TAK bei NCG, 80 % TAK bei Gaspool	Bestand: keine Veränderung § 39 Anfragen mit 100 % FZK	Bestand: keine Veränderung § 39 Anfragen mit TAK: 50 % TAK bei NCG, 80 % TAK bei Gaspool	Bestand und Anfragen nach § 39: 100 % FZK:
Kraftwerke	Bestand: Nicht-systemrelevante KW keine Veränderung, systemrelevante KW mit 100% FZK Neubau: 100 % FZK	Bestand: Nicht-systemrelevante KW keine Veränderung, systemrelevante KW mit 100% FZK Neubau: 100 % FZK Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall	Bestand: keine Veränderung Neubau: 100 % Fest mit Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall	Bestand: Nicht-systemrelevante KW keine Veränderung, systemrelevante KW 100 % Fest mit Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall Neubau: 100 % Fest mit Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall	Bestand: Nicht-systemrelevante KW keine Veränderung, systemrelevante KW mit 100% FZK Neubau: 100 % FZK	Bestand: Nicht-systemrelevante KW keine Veränderung, systemrelevante KW mit 100% FZK Neubau: 100 % FZK	Bestand und Neubau : 100 % FZK:
Industrie	Konstanter Bedarf	Konstanter Bedarf	Konstanter Bedarf	Konstanter Bedarf	Konstanter Bedarf	Konstanter Bedarf	100 % FZK
Nachgelagerte Netzbetreiber (Interne Bestellungen)	Startwert: Interne Bestellungen 2013	Startwert: Interne Bestellungen 2013	Startwert: Interne Bestellungen 2013 reduziert um kapazitätsmindernde Instrumente	Startwert: Interne Bestellungen 2013	Startwert: Interne Bestellungen 2013	Startwert: Interne Bestellungen 2013	Startwert: Interne Bestellungen 2013
	Entwicklung: Entsprechend deutschlandweiter Entwicklung auf Basis Szenario I des Szenariorahmens mit regionaler Differenzierung	Entwicklung: Entsprechend deutschlandweiter Entwicklung auf Basis Szenario II des Szenariorahmens mit regionaler Differenzierung	Entwicklung: Entsprechend deutschlandweiter Entwicklung auf Basis Szenario II des Szenariorahmens mit regionaler Differenzierung	Entwicklung: Entsprechend deutschlandweiter Entwicklung auf Basis Szenario II des Szenariorahmens mit regionaler Differenzierung	Entwicklung: Entsprechend deutschlandweiter Entwicklung auf Basis Szenario II des Szenariorahmens mit regionaler Differenzierung	Entwicklung: Entsprechend der 10-Jahresprognose der nachgelagerten Netzbetreiber	Entwicklung: Entsprechend der 10-Jahresprognose der nachgelagerten Netzbetreiber

Szenarien und Modellierungsvarianten

	keine Berechnung	verpflichtend	verpflichtend	verpflichtend
Szenario	niedriger Gasbedarf (Szenario III)	Versorgungssicherheitsszenario H-Gas	Versorgungssicherheitsszenario L-Gas Leistungsbilanz	Unterbrechungs-"Szenario"
Modellierungsvariante	100 % FZK für systemrelevante und Neubaukraftwerke	Gasliefersituation in der ersten Februarhälfte 2012	Analyse L-Gas Leistungsbilanz	Analyse von Kapazitätseinschränkungen anhand historischer Flüsse
Modellierungsvariante	III	SOS H-Gas	L-Gas Bilanz	physikalische Engpässe
Berechnung	indikativ 2023	vollständig gemäß Beschreibung Anhang 3 [der Bestätigung des Szenariorahmens 2013]	vollständig gemäß Beschreibung Anhang 3 [der Bestätigung des Szenariorahmens 2013]	vollständig unter Einbeziehung aller Unterbrechungen von Oktober 2010 bis Mai 2012 [Anlage 4 der Bestätigung des Szenariorahmens 2013]
GÜP	Ausbaubedarf entspr. Kap. 9 Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP			
MÜP	Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung			
Untergrundspeicher	Bestand: keine Veränderung § 39 Anfragen mit TAK: 50 % TAK bei NCG, 80 % TAK bei Gaspool			
Kraftwerke	Bestand: Nicht-systemrelevante KW keine Veränderung, systemrelevante KW mit 100% FZK Neubau: 100 % FZK			
Industrie	Konstanter Bedarf			
Nachgelagerte Netzbetreiber (Interne Bestellungen)	Startwert: Interne Bestellungen 2013 Entwicklung: Entsprechend deutschlandweiter Entwicklung auf Basis Szenario III des Szenariorahmens mit regionaler Differenzierung			

Quelle: Entscheidung der BNetzA vom 18.10.2012 (Az. 8615-NEP Gas 2013 – Bestätigung Szenariorahmen), mit Ergänzungen

2.3.2 Kraftwerksprodukt – „Feste Kapazität mit Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall“ (KWP)

Allgemeines

In Präzisierung des im Szenariorahmen für den NEP Gas 2013 beschriebenen Kapazitätsprodukts für Kraftwerke wird im Folgenden das Kraftwerksprodukt „Feste Kapazität mit Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall“ (KWP) beschrieben.

Mit dem nachfolgend beschriebenen Kraftwerksprodukt soll der Ausbaubedarf in den Netzen gesamtwirtschaftlich angemessen ermittelt werden, in dem ein oder mehrere Entry-Punkte dem Kraftwerk zugeordnet werden, über die im Engpassfall das Kraftwerk unterbrechungsfrei weiter versorgt werden kann. Nach dem Szenariorahmen für den NEP Gas 2013 sind die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, die für das KWP getroffenen Annahmen und die konkrete Ausgestaltung des Produktes im Einzelnen aufzuführen.

Insbesondere muss für jeden Ausspeisepunkt, für den das Kraftwerksprodukt modelliert wird, erkennbar sein, auf welchen Einspeisepunkt oder auf welche Einspeisezone sich die Zuordnungsaufgabe bezieht. Gemäß der Forderungen der Regulierungsbehörde ist darzustellen, dass ausreichend freie Kapazität an den zugeordneten Punkten, einschließlich möglicher korrespondierender Ausspeisepunkte in benachbarten Netzen, vorhanden ist. Dies wird beispielhaft in den nachfolgenden Ausführungen für das Kraftwerksprodukt im Raum Aachen/ Köln dargestellt.

Die genauen Fristen für eine Vorankündigung der Unterbrechung sind in Abstimmung mit den Marktpartnern noch genauer zu ermitteln. Sie müssen sich sowohl an den physikalischen Unterbrechungsgründen als auch an den Handelszeiten am benachbarten, liquiden VHP sowie den Fristen für Nominierungen orientieren.

Des Weiteren haben Buchungen grundsätzlich durch Händler oder den Kraftwerksbetreiber zu erfolgen. Eine Systemdienstleistung durch den FNB ist nicht vorgesehen. Für Buchungen am Alternativ-Entry ist zu berücksichtigen, dass entryseitig – also Einspeisung in das System mit Engpass – eine feste oder eine unterbrechbare Buchung und exitseitig – also Abgabe aus einem angrenzenden System ohne Engpass – bevorzugt eine feste Buchung zulässig ist.

Die inhaltliche Diskussion hinsichtlich der Kosten-Nutzen-Fragen erfolgt im Rahmen der als Anlage 9 beigefügten durch das Beratungsunternehmen PwC durchgeführten Untersuchung. Vorausschickend festgehalten werden kann jedoch, dass sich die Entgelte für das KWP in einer Spanne von den Entgelten unterbrechbarer und fester Kapazitäten befinden werden. Die Entgeltbildung wird hierbei unabhängig je FNB vorgenommen.

Beschreibung und Erläuterungen

Grundsätzlich gilt, dass eine Anfrage nach einer Kraftwerkskapazität in jedem Fall netzplanerisch zu prüfen ist. Dies gilt insbesondere wegen der Bemessung von ggf. notwendigen Ausbauten. Die Anfragen werden stets gemäß gültigen gesetzlichen Fristen bearbeitet.

Zur Erläuterung der Wirkungsweise des Kraftwerksproduktes werden einleitend ausgewählte Systembereiche (siehe Tabelle 9) aufgeführt, ausführlichere Erläuterungen

werden anschließend anhand eines Beispiels beschrieben. Die Systembereiche ergeben sich hierbei aus einer Clusterung der Kraftwerksstandorte zu potenziellen Alternativ-Entries² gemäß Szenario II des Netzentwicklungsplans Gas 2013.

Ein Kraftwerksprodukt muss nicht an jeder Stelle des Systems möglich sein, grundsätzlich jedoch gilt:

- das Kraftwerksprodukt ist ein neues spezielles Kapazitätsprodukt,
- das Kraftwerksprodukt kann auch einen Ausbau erfordern, dieser sollte aber kleiner sein als ein FZK-Ausbau, ansonsten wird die Kapazität als FZK dargestellt und angeboten,
- die Kapazität steht unterbrechbar am GASPOOL-VHP bzw. NCG-VHP zur Verfügung,
- die Absicherung der Kapazität ist durch Nutzung von Speichern oder Anbieten eines alternativen VHP (national/ international) möglich, wenn der Zugang zum jeweiligen ursprünglichen VHP im Engpassfall unterbrochen werden müsste.

Eine notwendige Voraussetzung für das Kraftwerksprodukt sollte die sowohl entry- als auch exitseitige Einbringung der entsprechenden Kapazitäten in ein Subbilanzkonto des jeweiligen Bilanzkreises sein. Hierdurch kann sichergestellt werden, dass mindestens die Menge des Kraftwerksbezugs in den Engpassraum bei einem Anforderungsfall eingespeist wird. Somit wird eine Mindesteinspeisung sichergestellt, welche auch ex-post eindeutig zugeordnet werden kann.

Das Kraftwerksprodukt findet im NEP Gas 2013 nur auf direkt an den Netzen der FNB angeschlossene Kraftwerke Anwendung. Kraftwerke in Netzen der Verteilernetzbetreiber sind in den jeweiligen internen Bestellungen zu berücksichtigen.

Für die in Tabelle 9 nicht aufgeführten Neubaukraftwerke sind bereits ausbaufrei frei zuordenbare Kapazitäten vorgesehen.

² Bei einzelnen Kraftwerksstandorten sind aus strömungsmechanischen Gründen mehrere Alternativ-Entries – belastungsabhängig – möglich. Eine zeitgleiche Aufteilung auf mehrere Alternativ-Entries ist im Anforderungsfall nicht vorgesehen.

Tabelle 9: Systembereiche anhand der Zuordnung von Kraftwerken in Abhängigkeit der Alternativ-Entries

Lfd.Nr.	Neubaukraftwerke	FNB	Zuordnung	Entry	Systembereich
1	Knapsack II	OGE	Eynatten	OGE	West
9	KW Braunschweig	GUD	Lehringen*	GUD	Nord
12	CCPP Haiming OMV	bayernets	Überackern, Speicher 7Fields/ Haidach	bayernets	Süd-Ost
13	Düsseldorf Lausward GuDF	OGE/TG	Eynatten (2023)	OGE	West
13	Düsseldorf Lausward GuDF	OGE/TG	Elten/ Zevenaar (2018)	OGE/ TG	West
14	HKW Flensburg	GUD	Greifswald/ Ellund	GOAL/ GUD	Nord
15	GuD Duisburg-Wanheim	OGE	Oude Statenzijl/ Eynatten	OGE	West
16	Leverkusen	GASCADE	Eynatten	GASCADE	West
17	Bocholt Power 1	TG	Entries im TG Netz	TG	West
18/28	Gas HKW Hasselfelde Phasen 1/2	GUD	Greifswald/ Ellund	GOAL/ GUD	Nord
20	Trianel Kraftwerk Krefeld	GASCADE	Eynatten	GASCADE	West
21	GuD Kraftwerk Lubmin	NEL/ BTG- Partner	Speicher Rehden/ Greifswald	NEL/ OPAL- Partner	Nord-Ost
22	Stuttgart	terranets bw	Wallbach/ Lampertheim IV	Fluxys/ OGE/ tnbw	Süd-West
23	Wedel	GUD	Greifswald	GOAL	Nord
25	GuD Weisweiler GT, DT	TG	Bocholtz/ TG	TG	West
26	Sindelfingen	terranets bw	Wallbach	Fluxys/ OGE	Süd-West
29	KW VW	GUD	Lehringen*	GUD	Nord
	Systemrelevante Bestandskraftwerke				
5	Karlsruhe DKW RDK 4S	OGE	Wallbach	OGE	Süd-West
6	Landesbergen (nach Umstellung auf H-Gas)	GUD	Greifswald	GOAL	Nord-Ost
10,11	Franken I1, Franken I2	OGE	Oberkappel	OGE	Süd-Ost
14	Irsching IV	OGE	Burghausen/ Oberkappel	OGE	Süd-Ost

* Mögliche strömungsmechanische Zuordnung – in der Planung nicht berücksichtigt

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Beispiel: Kraftwerksprodukt im Systembereich West (Region Aachen/ Köln)

Aufgrund der Vielzahl von neuen Kraftwerken (siehe Abbildung 3) im Systembereich West (Region Aachen/ Köln) in der dem Szenario II zugrunde gelegten Kraftwerksliste wird dieser Bereich exemplarisch für eine Erläuterung der Ursache-Wirkungs-Beziehung des Kraftwerksprodukts (KWP) verwendet.

Der Systembereich ist geprägt von einer Vielzahl energieintensiver Unternehmen und wird zu Teilen sowohl aus dem Marktgebiet GASPOOL als auch aus dem Marktgebiet NetConnect Germany (NCG) versorgt. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt kann keine

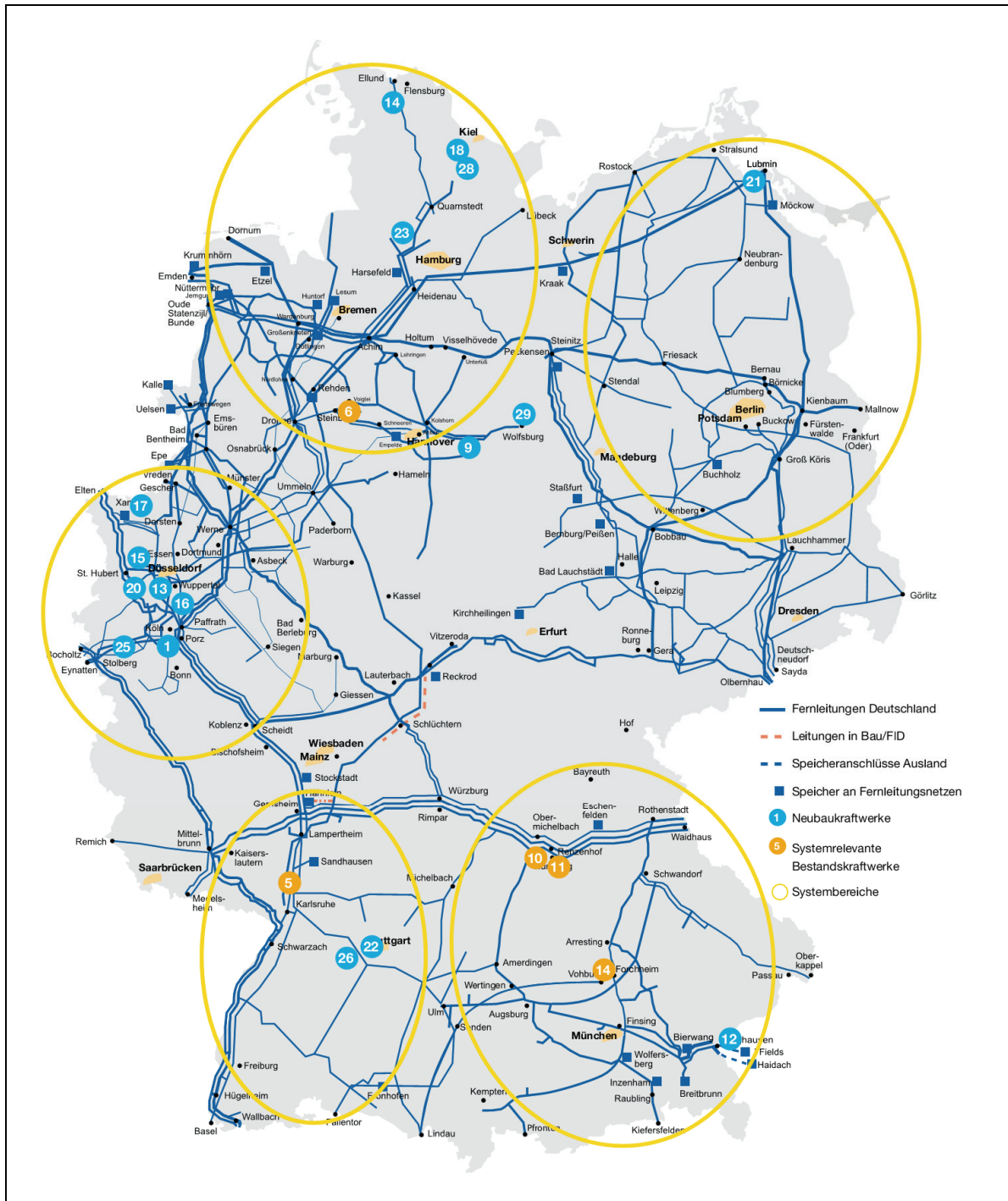
zusätzliche feste frei zuordenbare Kapazität (FZK) für Kraftwerke entlang der Leitung Porz-Stolberg (NCG) bzw. WEDAL (GASPOOL) zur Verfügung gestellt werden. Diese Absage von frei zuordenbaren Kapazitäten ist in Abnahmeszenarien (strömungsmechanisch geprüft) begründet, in denen existierende Transportkunden der Fernleitungsnetzbetreiber ihre Bestandskapazitäten netzbelastend nutzen. Speziell sind hier maximale Transporte in den Süden Deutschlands sowie ein maximaler Export in Richtung Belgien über Eynatten zu nennen.

Insbesondere dem Grenzübergangspunkt Eynatten, der an beide deutsche Marktgebiete bidirektional angeschlossen ist, kommt im Rahmen des KWP im Systembereich West eine besondere Bedeutung zu. Die in den Szenarien betrachtete Flusssituation bedeutet, dass z. B. der vertragliche Übergabedruck am Exit Eynatten bei einem zusätzlichen Bedarf der Kraftwerke, der strömungsmechanisch ungünstig gedeckt wird, nicht eingehalten werden kann. Ursächlich für die Absage an frei zuordenbare Kapazitäten sind auch lokale Transportengpässe über die WEDAL bzw. die Verdichterstation Porz, die nach Erfahrungen der Fernleitungsnetzbetreiber praktisch selten auftreten.

Im Falle des Eintritts des oben geschilderten Gasflussszenarios, lässt sich eine Belieferung von neuen Kraftwerken über folgende Annahme sicherstellen: Die Kapazität ist fest und die Belieferung des Kraftwerks wird nicht unterbrochen, wenn das Gas über eine Nominierung am Entry-Eynatten um die Höhe des Kraftwerksbedarfs angestellt wird. Der Gasbezug erfolgt in diesem Fall am Zeebrugge HUB, der seine bereits bestehende Liquidität über den Bau neuer LNG-Terminals in Zukunft noch weiter erhöhen wird. Hierdurch steigt der Fluss auf dem stark belastetem Leitungsbereich nicht weiter an. Die Nominierung am Entry Eynatten sorgt dafür, dass das Gas, das vormals nach Belgien exportiert werden sollte nun im Systembereich West verbleibt und für die Versorgung des entsprechenden Kraftwerks verwendet werden kann.

Nach Aussage des belgischen Fernleitungsnetzbetreibers Fluxys kann davon ausgegangen werden, dass in dieser Situation Exporte von Belgien nach Deutschland – unabhängig von der vertraglichen Verbindlichkeit der gebuchten Ausspeisekapazität – nicht unterbrochen werden. Auch auf der deutschen Seite würden Transporte entgegen der Flussrichtung keinem Unterbrechungsrisiko unterliegen.

Abbildung 3: Übersicht der Systembereiche und der produktrelevanten Kraftwerksstandorte



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

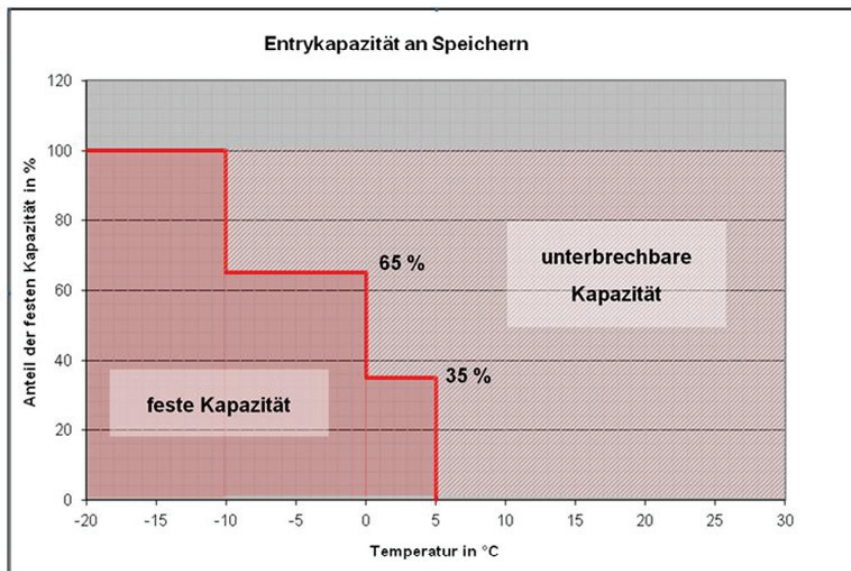
2.3.3 Temperaturabhängige feste frei zuordenbare Kapazitäten (TaK) an Speichern

Das Kapazitätsprodukt TaK an Speichern definiert einen Temperaturbereich, innerhalb dessen Grenzen die vermarkteten Kapazitäten fest und außerhalb unterbrechbar sind.

Dem Transportkunden wird dadurch die Möglichkeit gegeben, handelsoptimiert am Markt teilzunehmen. Eine TaK am Speicher gibt den FNB die Möglichkeit, eine Entry- oder Exit-Kapazität an Speichern im Falle von Engpässen außerhalb der festgelegten Temperaturbereiche zu unterbrechen. Anhand vorliegender Temperaturprognosen ist am Vortag rechtzeitig vor der Initialnominierung ersichtlich, ob die Kapazität fest oder unterbrechbar ist.

Konzeptionell sollte die Ermittlung der festen und unterbrechbaren Anteile der Entry- und Exit-Leistung bei bestimmten Temperaturen von einer in Deutschland typischen Absatzstruktur abgeleitet werden. Der temperaturabhängige Absatz in Deutschland erreicht je nach geografischer Lage sein Maximum zwischen -10°C und -20°C . Um den Gefrierpunkt liegt der temperaturabhängige Absatz noch bei circa 65 % des Maximums. Ab einer Temperatur größer 15°C kann zunehmend von einer Grundlast ausgegangen werden – die Temperaturabhängigkeit geht dann gegen Null. Geht man weiterhin davon aus, dass die Entry-Leistung doppelt so hoch ist wie die Exit-Leistung ergibt sich ein Zeitbedarf der Befüllung von Speichern von 2/3 eines Gaswirtschaftsjahres und eine resultierende Entleerung in dem verbleibenden 1/3 Jahr. Werden die Temperaturen eines durchschnittlichen Jahres hinsichtlich dieses Kriteriums ausgewertet, so ergeben sich Grenztemperaturen je nach geographischer Lage zwischen 5°C und 10°C .

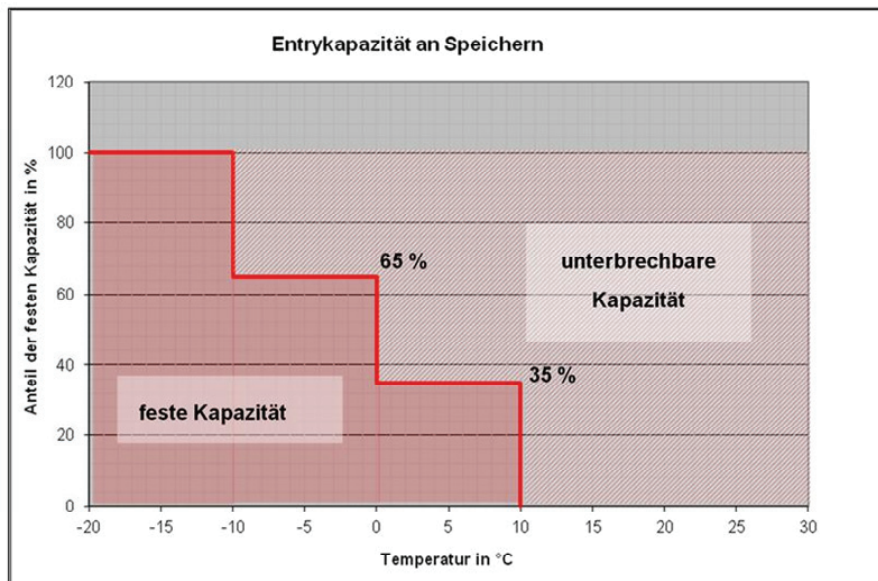
Abbildung 4: Vorschlag für Anteile an fester Entry-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen für den Süden Deutschlands



Quelle: Szenariorahmen 2013

Da sich die Temperaturen in Deutschland deutlich unterscheiden, ist zwischen Nord und Süd hinsichtlich der Aus- und Einspeicherphase zu differenzieren. Da im Norden weniger Tage mit Temperaturen kleiner 5°C auftreten, muss die Ausspeicherphase – also Entry ins Transportnetz – um den Bereich 5°C bis 10°C ausgedehnt werden.

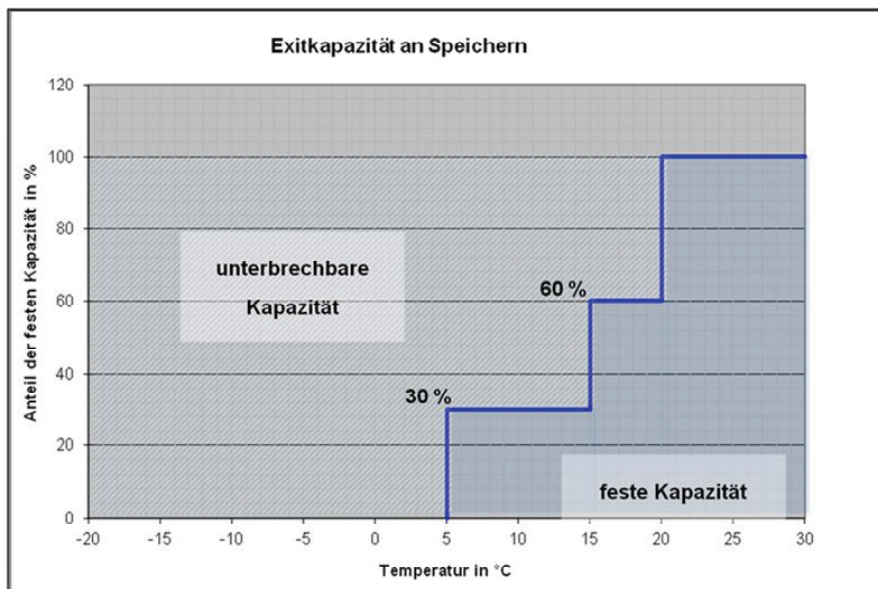
Abbildung 5: Vorschlag für Anteile an fester Entry-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen für den Norden Deutschlands



Quelle: Szenariorahmen 2013

Für die Einspeicherphase – also Exit aus dem Transportsystem – gilt für Nord und Süd der gleiche Verlauf von Temperatur und feste Exit-Kapazität.

Abbildung 6: Vorschlag für Anteile an fester Exit-Kapazität bei unterschiedlichen Temperaturen



Quelle: Szenariorahmen 2013

Detailüberlegungen zum temperaturabhängigen Speicherprodukt (TaK)

Zur Diskussion der Ausgestaltung von TaK wurde beim BDEW eine Projektgruppe von Speicherbetreibern, Speichernutzern und Fernleistungsnetzbetreibern gegründet. In diesem Kapitel soll der Stand der Gespräche festgehalten werden.

Grundsätzliche Anmerkungen

- Der im Szenariorahmen 2013 beschriebene Temperaturverlauf der Ein- bzw. Ausspeisekapazität ist der Teil des TaK-Produktes, der den benötigten Ausbaubedarf bestimmt. Um eine Netzplanung für den NEP durchführen zu können musste der Temperaturverlauf für die Planung zum NEP 2013 unverändert bleiben.
- Im Rahmen einer Überarbeitung des Produktes (z. B. für den NEP 2014) könnten auch der Temperaturverlauf und andere Aspekte des TaK-Produkts zur Diskussion gestellt werden. Der Stufenverlauf könnte z. B. durch eine lineare Interpolation ersetzt werden. Zu beachten ist, dass die Verschiebung der Kurven oder die Erhöhung des „TaK-Anteils“ bei der Planung von Kapazitäten an neuen Speichern, wie von Speichernutzern und Speichbetreibern gewünscht, sofort Auswirkungen auf den dazugehörigen Ausbaubedarf hätte.
- Die Ausgestaltung von Transportkapazitätsprodukten ist eine Aufgabe der Netzbetreiber. Die einzelnen Netzbetreiber werden bei der Ausgestaltung von TaK anstreben auch konsistent mit ihren übrigen Produkten zu bleiben, weshalb es per se nicht „das“ deutschlandweite einheitliche TaK-Produkt geben wird – die Grundzüge der Ausgestaltung werden aber gleich sein. Die FNB haben zu diesem frühen Zeitpunkt noch keine detaillierte Produktentwicklung durchgeführt, gehen aber davon aus, dass die getroffenen Festlegungen detailliert genug sind, um eine Bewertung des Produktes zu erlauben.
- TaK-Kapazitäten werden in der Planung im Rahmen des NEP zu einem bestimmten Anteil bei neuen Speichern vorgesehen (80 % bzw. 50 % der angefragten Leistung des Speichers). TaK-Kapazitäten und unterbrechbare Kapazitäten werden getrennt voneinander vermarktet.

Prognosetemperatur

Der feste und unterbrechbare Anteil von TaK am Tag D wird nach dem festgelegten Temperaturverlauf des Produkts auf der Basis einer definierten Temperaturprognose an D-1 (zu einer bestimmten Uhrzeit) bestimmt. Die FNB stellen die Informationen zum festen und unterbrechbaren Anteil der TaK Kapazität zur Verfügung – der Transportkunde muss nicht selber die Anteile bestimmen.

- Die Veröffentlichung soll bis spätestens 12 Uhr erfolgen. Vorhandene Prozesse des FNB (z. B. Veröffentlichungszeiten bei LFZ) sollen aber berücksichtigt werden.
- Die jeweilige Prognosetemperatur ist die prognostizierte Tagesmitteltemperatur von einer Station oder der Mittelwert der Prognosen mehrerer Stationen („Zone“).
- Die FNB legen Temperaturgebiete fest, denen die Speicher zugeordnet werden (es wird mindestens die beiden Bereiche „Nord“ und „Süd“ geben).

- Denkbare Möglichkeiten zur Information über den festen Anteil sind:
 - E-Mail an ein Funktionspostfach
 - Veröffentlichung auf einer Web-Seite
 - Aufnahme in einer Geschäftsnachricht (z. B. Orientierung an der Kapazitätsbestandsmeldung)

Vermarktung

Das TaK-Produkt wird über die gemeinsame Prisma-Plattform vermarktet werden nach dem Vergabeprinzip FCFS (first committed first served). TaK kann als Kapazität in der vorhandenen Prisma Kategorie bFZK (feste Kapazitäten mit Auflagen) vermarktet werden. Die Einführung einer eigenen Kategorie „TaK“ ist zu prüfen.

Bepreisung

Der Preis des TaK-Produktes wird zwischen dem von FZK und unterbrechbaren Kapazitäten liegen. Dieser Preis soll einmalig festgelegt werden und soll auch bei kurzfristigen Buchungen (bei denen gegebenenfalls die Prognosetemperatur fest liegt oder zumindest eingeschätzt werden kann) nicht angepasst werden.

Unterbrechung des unterbrechbaren Anteils von TaK

TaK-Kapazitäten können jeder Zeit in voller Höhe nominiert werden. Der jeweilige unterbrechbare Anteil kann vom Netzbetreiber unterbrochen werden. Eine Unterbrechung erfolgt mit denselben Fristen und demselben Prozess wie die Unterbrechung „normaler“ unterbrechbarer Kapazitäten. In den Diskussionen in der Projektgruppe wurde gefordert, dass vorhandene unterbrechbare Buchungen zumindest keinen Nachteil durch die Einführung von TaK erfahren sollen. Als praktikable Lösung bietet sich daher an, den unterbrechbaren Anteil von TaK gemeinsam mit den unterbrechbaren Kapazitäten abzuwickeln. Die Unterbrechung erfolgt nach der (umgekehrten) Buchungsreihenfolge.

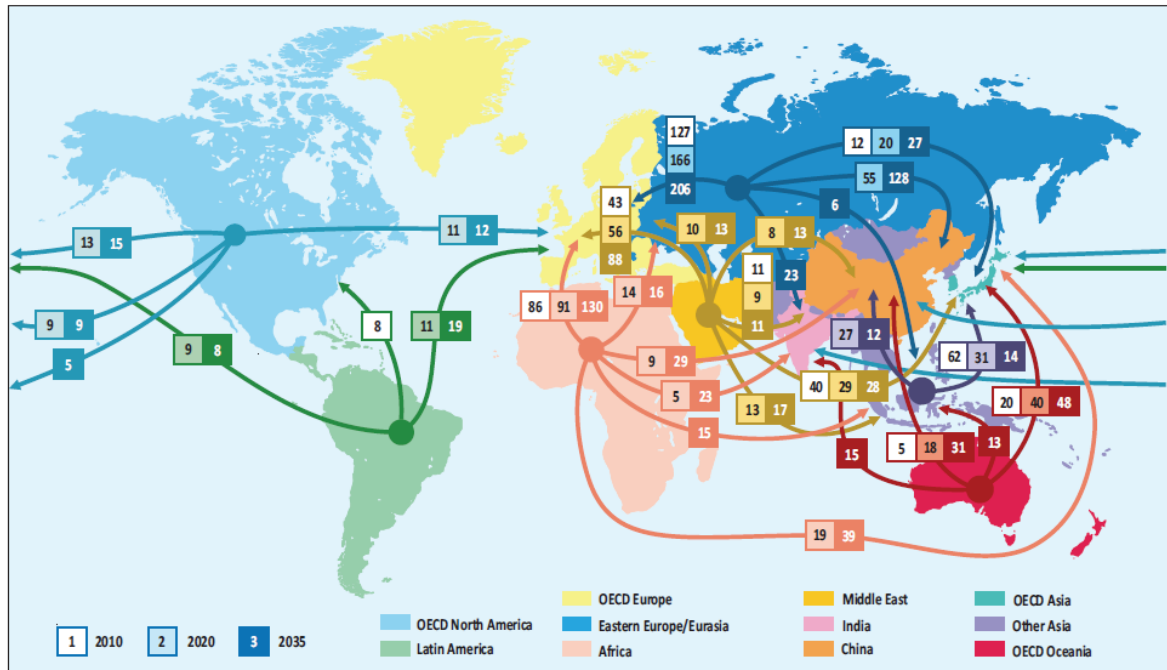
2.4 Ergänzung zum Szenariorahmen: H-Gas-Quellen

Nach der Bestätigung des Szenariorahmens 2013 durch die BNetzA (am 18.10.2012) wurden die FNB während der schon laufenden Modellierungsarbeiten zum NEP 2013 darüber in Kenntnis gesetzt, dass ab 2021 der niederländische L-Gas-Export nach Deutschland reduziert werden soll. Bis zum Jahr 2023 würden sich nach derzeitigem Kenntnisstand die L-Gas-Importmengen um bis zu 30 % reduzieren. Der Rückgang der L-Gas-Importe aus den Niederlanden und der bisher schon bekannte Rückgang der deutschen Eigenproduktion führen zu einem deutlich schnelleren Umstellungsbedarf der deutschen L-Gas-Gebiete auf H-Gas-Versorgung. Aus dem Umstellbedarf ergibt sich ein hoher zusätzlicher Bedarf an H-Gas, der über die heute verfügbaren H-Gas-Importpunkte nicht mehr bereitgestellt werden kann. Die Weiterentwicklung der Import-Infrastruktur für zusätzliche H-Gas-Mengen ist demnach notwendig.

Um den zukünftigen Ausbau neuer H-Gas-Importinfrastruktur nach Europa und die damit verbundene Wirkungsweise auf die deutschen Fernleitungsnetze abschätzen zu können, haben die FNB ein Modell entwickelt, das auf Daten basiert, die im November 2012 öffentlich zugänglich waren. Die Einschätzung der zukünftig neu verfügbaren

Gasimportmengen für Europa wurde dem World Energy Outlook 2012 (WEO) der Internationalen Energieagentur [IEA 2012] entnommen (vgl. Abbildung 7). Der WEO hat hierfür drei grundsätzliche Entwicklungspfade untersucht. Die FNB haben sich für den mittleren Entwicklungspfad – New Policies Szenario – des WEO als realistischste Entwicklung für die weitere Betrachtung im NEP 2013 entschieden.

Abbildung 7: Interregionale Netto-Gas-Handelsflüsse zwischen großen Weltregionen im „New Policies“-Szenario des World Energy Outlook 2012



Quelle: World Energy Outlook 2012, Seite 149, © OECD/IEA 2012

Im WEO werden zwei Entwicklungszeiträume bis 2020 bzw. bis 2035 angegeben. Im NEP 2013 sind die Jahre 2018 und 2023 durch die FNB zu betrachten. Projekte mit internationaler Größenordnung und vor allem deren Auswirkung auf die deutsche Gasnetz-Infrastruktur sind erfahrungsgemäß unter Berücksichtigung noch längerer Zeiträume zu betrachten. Wegen der erheblichen Auswirkung auf den langfristigen Netzausbau in Deutschland haben die FNB den WEO-Zeitraum bis 2035 herangezogen. Aus dem WEO ergibt sich eine zusätzliche Gasverfügbarkeit für Gesamteuropa im Jahre 2035 gegenüber dem Jahr 2010 in Höhe von 228 Mrd. m³/Jahr. Die prognostizierten Mengen teilen sich in Mengen für Osteuropa (29 Mrd. m³/Jahr) und für Westeuropa (199 Mrd. m³/Jahr) auf. Die Gasmengen werden vor allem aus Nord- und Südamerika, Afrika, dem Nahen Osten sowie Russland bereitgestellt.

Grundsätzlich gehen die FNB davon aus, dass die neuen Gasmengen über zwei Transportwege nach Europa kommen werden. Mengen aus Amerika, Teilmengen aus Afrika und dem Nahen Osten werden per Tankschiff als LNG (Liquefied natural gas) zur Verfügung gestellt. Mengen aus Russland, Teilmengen aus Afrika und dem Nahen Osten werden über Pipeline-Projekte nach Europa transportiert.

Die FNB erwarten, dass die zusätzlichen Gasmengen überwiegend aus drei Richtungen auf das deutsche Fernleitungsnetz wirken werden. Gasmengen die in Süd- und Südosteuropa eingespeist werden, entfalten ihre Auswirkung vor allem auf die Gasflüsse

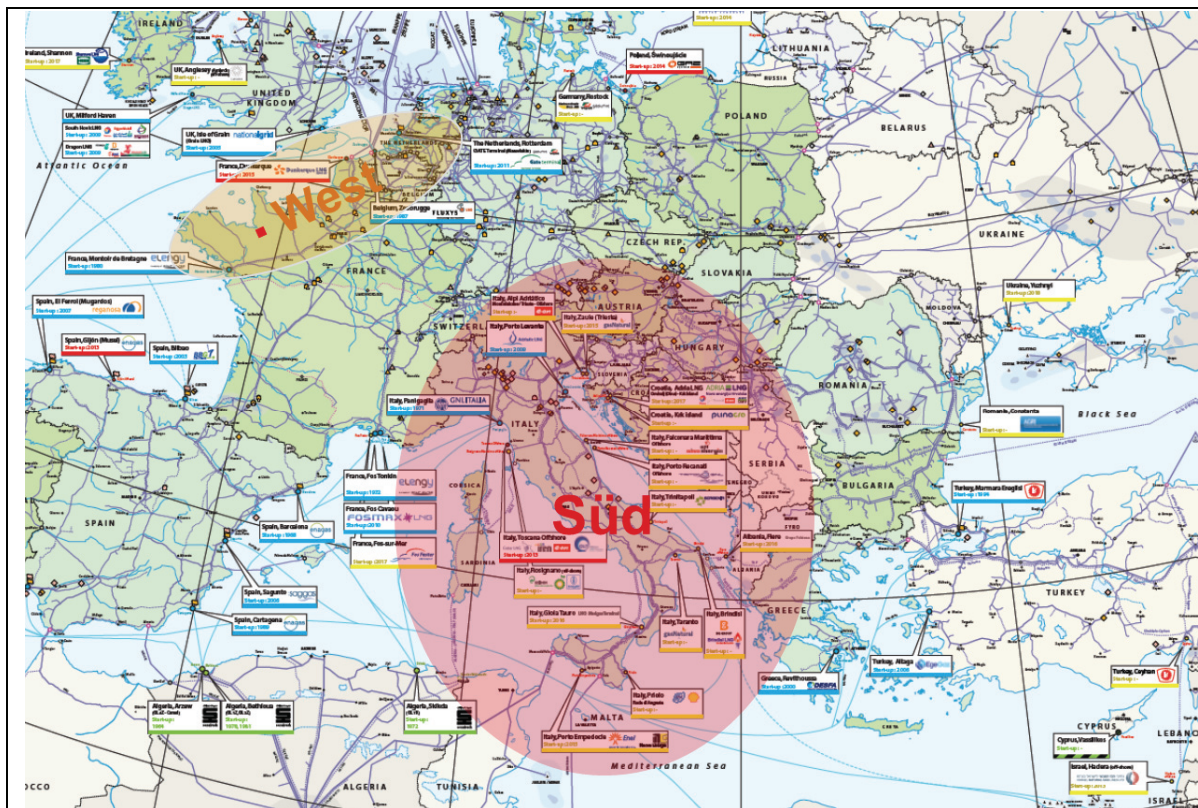
an den Grenzpunkten Wallbach (Deutschland/Schweiz) und Oberkappel (Deutschland/ Österreich). Die beiden Netzknoten werden heute überwiegend zum Export von Erdgas genutzt. Zukünftig wird erwartet, dass an diesen Grenzpunkten mit einer Reduzierung der Flüsse oder sogar mit einer Flussumkehr zu rechnen ist. Erdgasmengen, die in Südwest- oder Westeuropa eingespeist werden, führen an den Netzknoten Bocholtz, Oude Statenzijl (Deutschland/ Niederlande) und Eynatten (Deutschland/ Belgien) zur Erhöhung der Import-Gasströme sowie am Grenzpunkt Medelsheim (Deutschland/ Frankreich) zur Reduzierung der Exportgasströme, bis hin zur Flussumkehr. Die Einspeisung von Gasmengen im Nordosten von Europa wird sich unmittelbar auf bestehende Netzknoten wie Lubmin und möglicherweise auch auf neu zu entwickelnde Einspeisepunkte im Nordosten Deutschlands auswirken. Da nur schwer abzuschätzen ist, welche exakten Gasmengen aus welcher Richtung für die Deckung des deutschen H-Gas-Bedarfs in Betracht kommen, wurde davon ausgegangen, dass der H-Gas-Bedarf ratierlich in Abhängigkeit der jeweils verfügbaren zusätzlichen Gasmenge pro Einspeiserichtung gedeckt wird.

Als mögliche zusätzliche europäische Anlanderegionen für LNG ergeben sich nach dem Ten-Year Network Development Plan 2011-2020 (TYNDP) von der European Network of Transmission System Operators Gas (ENTSO-G) und dem Ten Year Development Plan for the GRTgaz Network 2012-2021 (TYDPGRTgaz), siehe Abbildung 8, die Region „Süd“ (Italien und Kroatien) und die Region „West“ (Frankreich, Belgien und Niederlande).

Für die Region „West“ gehen die FNB von einem Kapazitätsaufbau von 31 Mrd. m³/Jahr aus. Der Kapazitätsaufbau ergibt sich überwiegend durch den geplanten Neubau des LNG-Terminals in Dunkerque (13 Mrd. m³/Jahr) sowie den geplanten Erweiterungen der bereits in Betrieb befindlichen LNG-Terminals in Montoir de Bretagne (+6,5 Mrd. m³/Jahr), Zeebrugge (+4 Mrd. m³/Jahr) und Gate (+4 Mrd. m³/Jahr). Weitere 3,5 Mrd. m³/Jahr könnten an den im Stadium einer Projektidee befindlichen Terminal in Großbritannien anlanden und dann über den Interconnector oder die Balgzand Bacton Line in die Region „West“ gelangen.

Für die Region „Süd“ gehen die FNB von einem LNG-Kapazitätsausbau in Höhe von 48,6 Mrd. m³/Jahr aus. Der Ausbau der Kapazitäten im Süden wird über das derzeit in Planung befindliche LNG-Terminal Toscana (3,5 Mrd. m³/Jahr) und die LNG Terminal in Italien und Kroatien (45,1 Mrd. m³/Jahr) erreicht, die im ENTSO-G TYNDP als Projektidee gekennzeichnet sind. Aus LNG-Terminals würden damit Einspeisungen in Höhe von 79,6 Mrd. m³/Jahr für Westeuropa zur Verfügung stehen. Mangels weiterer Transportalternativen wurde davon ausgegangen, dass die Gasmengen, die nicht über Pipeline-Projekte nach Osteuropa transportiert werden können, über neue LNG-Anlagen in der Schwarzmeer-Region in Höhe von 16 Mrd. m³/Jahr aufgenommen werden.

Abbildung 8: Regionen LNG Anlandung



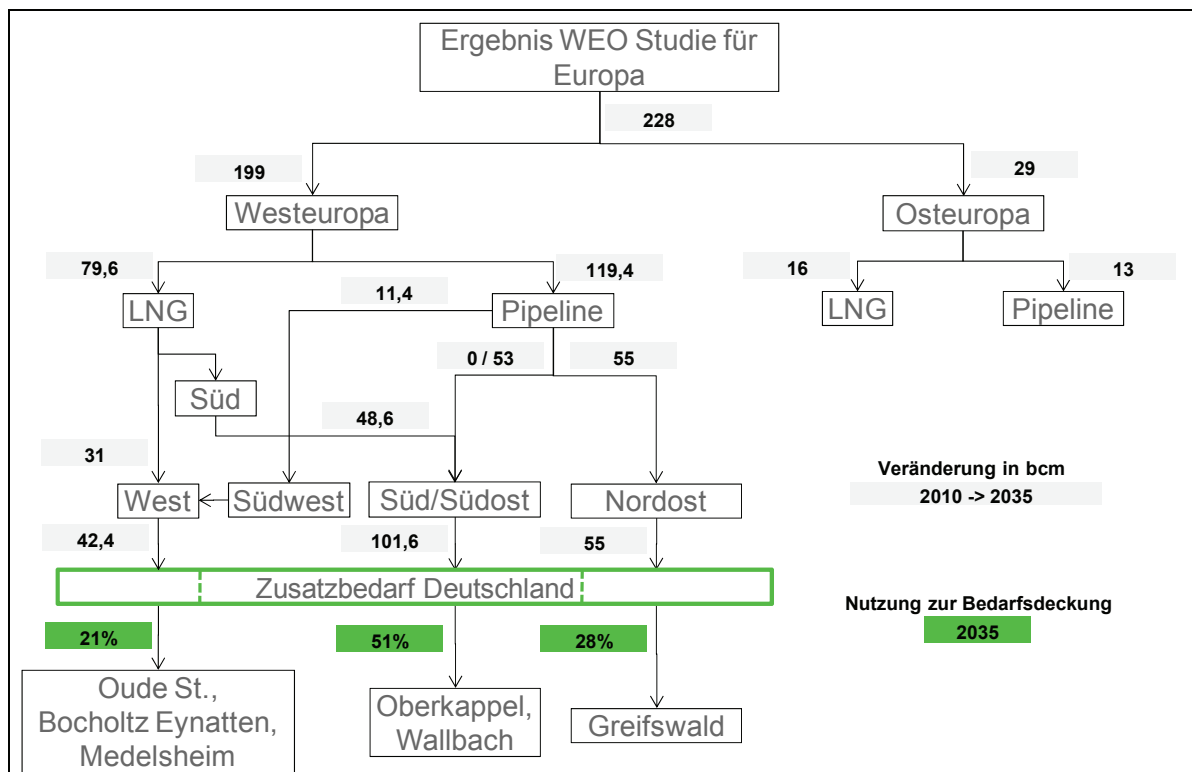
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis von GIE 2012

Über neue Pipeline-Projekte würden aus Richtung Südwest 11,4 Mrd. m³/Jahr nach Europa eingespeist, die sich auf die Zone „West“ auswirken, da es sich hierbei um den geplanten Neubau der MEDGAZ II (8 Mrd. m³/Jahr) und der Erweiterung der Maghreb-Europe (3,4 Mrd. m³/Jahr) handelt, die Erdgas von Nordafrika zur iberischen Halbinsel transportieren können. Von Nordafrika können weitere Gasmengen über die neu geplante Galsi (9 Mrd. m³/Jahr) und die Erweiterung der Green Stream um 3 Mrd. m³/Jahr nach Italien sowie aus Russland 63 Mrd. m³/Jahr über South Stream und dem Nahen Osten 18 Mrd. m³/Jahr (13 Mrd. m³/Jahr verbleiben in Osteuropa) über Nabucco/ TAP in die Zone „Süd/ Südost“ eingespeist werden. Damit gehen die FNB davon aus, dass von den neuen Gasmengen für Westeuropa 119,4 Mrd. m³/Jahr über neue oder erweiterte Pipeline-Projekte transportiert werden.³

³ Die in die Analyse der H-Gas-Quellen einbezogenen Angaben der jeweiligen Pipeline-Projektgesellschaften finden sich im Literaturverzeichnis.

Um von der tatsächlichen Realisierung einzelner Infrastrukturmaßnahmen für neue Gasmengen in Europa weitestgehend unabhängig zu sein, haben sich die FNB für eine räumliche Quellenverteilung entschieden. Der Zusatzbedarf wird aus den Regionen „West“, „Süd/ Südost“ und „Nordost“ gedeckt. Je Region wird der deutsche Zusatzbedarf im Verhältnis der jeweiligen Teilmenge einer Region zur vollständig für Westeuropa zur Verfügung stehenden Menge gedeckt. Der Zusatzbedarf in Deutschland wird entsprechend dem entwickelten Modell aus der Region „West“ zu 21 %, der Region „Süd/ Südost“ zu 51 % und der Region „Nordost“ zu 28 % erfüllt (vgl. Abbildung 9).

Abbildung 9: Modellrechnung zur H-Gas-Quellenverteilung



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

3 Modellierung der Fernleitungsnetze

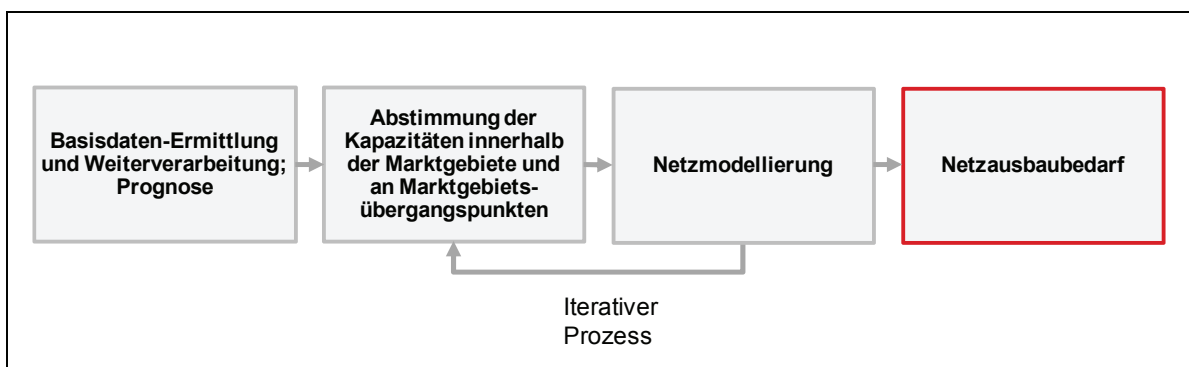
Die Fernleitungsnetzbetreiber haben wie im NEP 2012 gemeinsam eine Methodik zur deutschlandweiten Modellierung der Fernleitungsnetze entwickelt, um damit den in Kapitel 1.1 genannten rechtlichen Anforderungen nachzukommen. Dieser Modellierungsansatz wurde für die verpflichtenden Varianten (IIa, IIc, IIe) als auch für weitere optionale Varianten (IIb, IId) vollumfänglich umgesetzt. Darüber hinaus wurde eine indikative Abschätzung für das optionale Szenario I und die optionale Variante II f durchgeführt.

3.1 Grundsätzliche Vorgehensweise

Der Schwerpunkt der Modellierung liegt auf der Gasbedarfs-Entwicklung des Szenarios II des Szenariorahmens, welches vor dem Hintergrund des schon seit mehreren Jahren zu beobachtenden Rückgangs des Erdgasverbrauchs in Deutschland aus heutiger Sicht einen realistischen Entwicklungspfad abbildet. Auf dieser Basis werden Parameter in den Bereichen Speicher, Kraftwerke und interne Bestellungen der nachgelagerten Netzbetreiber variiert.

Ausgangspunkt der Modellierung war die Ermittlung und Weiterverarbeitung von relevanten Daten zu Gasmengen und Kapazitäten sowie darauf aufbauende Prognosen (vgl. Abbildung 10). Mit Hilfe dieser Daten wurden zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern zunächst Startwerte für die Kapazitäten innerhalb der Marktgebiete und an Marktgebietsübergangspunkten abgestimmt. Auf Basis dieser Werte erfolgte eine Netzmodellierung der Fernleitungsnetzbetreiber. Nach mehreren Iterationsschritten wurden abschließende Ergebnisse erzielt, die dann zur Feststellung des Netzausbaubedarfs dienen.

Abbildung 10: Grundsätzliches Vorgehen bei der Netzmodellierung

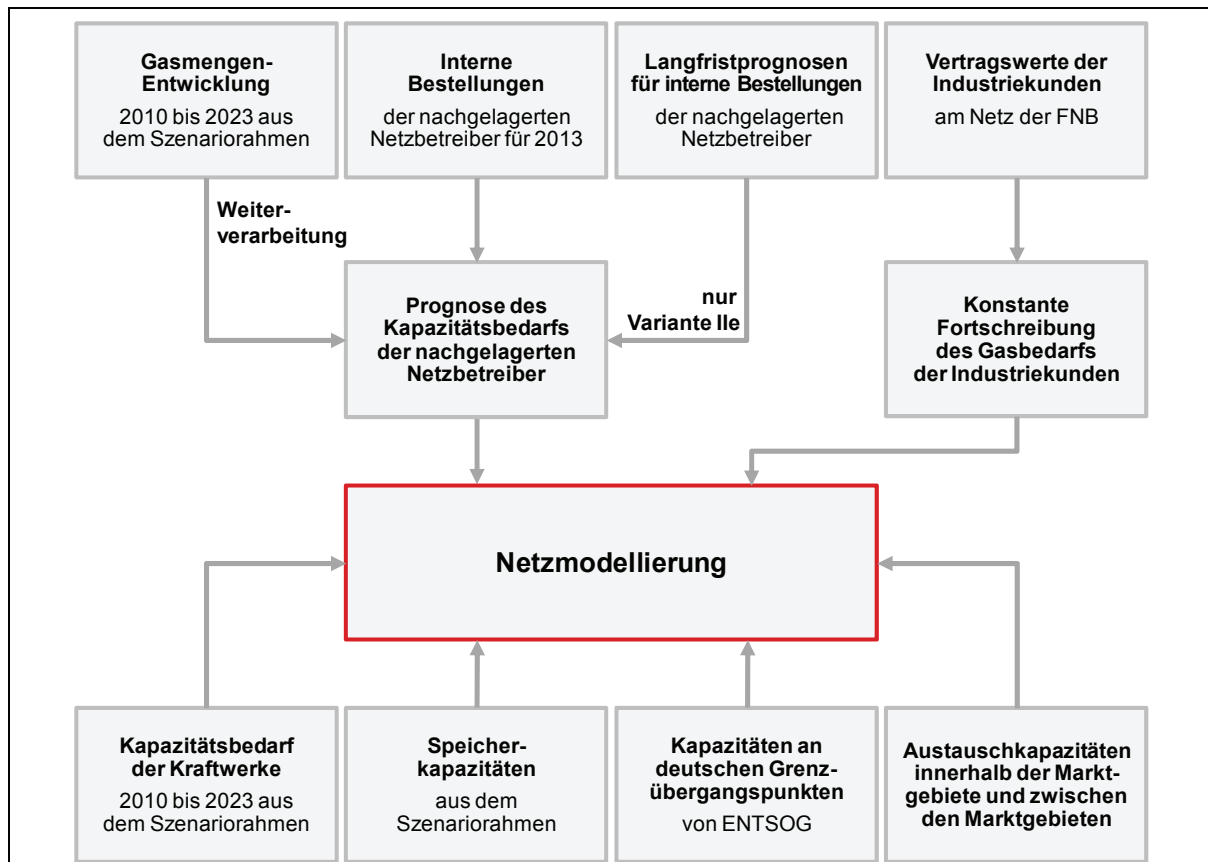


Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

3.2 Eingangsgrößen für die Netzmodellierung

Die Eingangsgrößen für die Netzmodellierung umfassen Basisdaten, gegebenenfalls notwendige Anpassungen bzw. Ergänzungen dieser Daten sowie darauf aufbauende Prognosen. Die Basisdaten und Datenquellen werden im Kapitel 3.2.1 näher beschrieben. Abbildung 11 zeigt alle wichtigen Eingangsgrößen für die Netzmodellierung inklusive des Zwischenschritts der Prognose für die Jahre 2018 und 2023.

Abbildung 11: Eingangsgrößen für die Netzmodellierung



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

3.2.1 Basisdaten

Für die Netzmodellierung wurden unterschiedliche Datenquellen herangezogen:

- **Szenariorahmen**

Aus dem von der BNetzA bestätigten Szenariorahmen wurden Daten zum Gasbedarf, zu Kraftwerksleistungen, Erdgasförderung sowie zur Biogaseinspeisung für den Zeitraum 2010 bis 2023 genutzt, die auf Ebene der deutschen Stadt- und Landkreise von der Prognos AG bereitgestellt wurden. Für den Gasbedarf der Kraftwerke wurden mit dem Kraftwerksmodell der Prognos AG drei Entwicklungspfade der Gasverstromung berechnet. Ausgangspunkte der Modellierung ist die Kraftwerksliste, d. h. die Liste der BNetzA zum Kraftwerksbestand in Deutschland 2011 und eine mit den Übertragungsnetzbetreibern (Strom) abgestimmte Liste zur Berücksichtigung von Kraftwerksprojekten (Zubau) und Stilllegungen in den einzelnen Szenarien. In Szenario II entwickeln sich erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke entsprechend dem Szenario B der ÜNB, welches das Leitszenario im Strombereich ist. Die systemrelevanten Kraftwerke wurden durch die Übertragungsnetzbetreiber (Strom) in Abstimmung mit der BNetzA festgelegt.

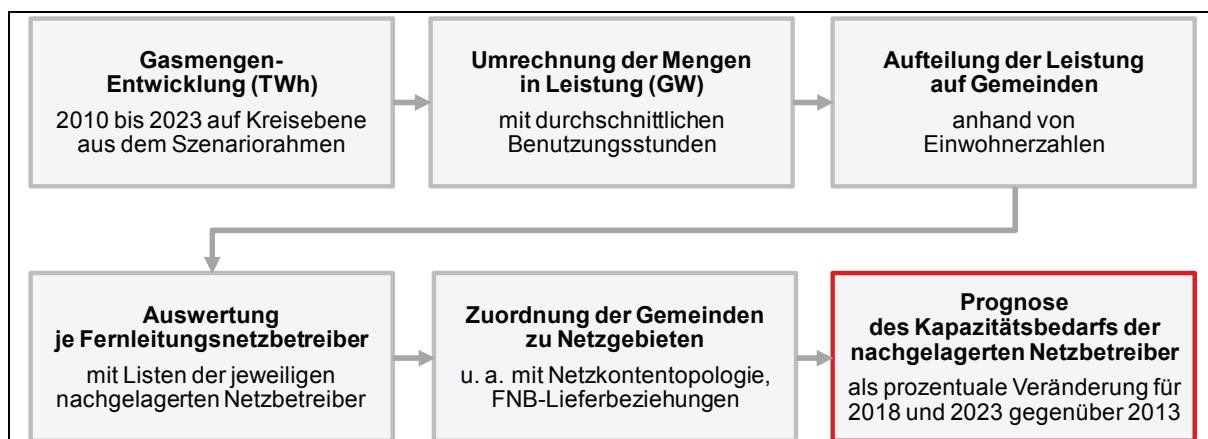
Ebenfalls im Szenariorahmen enthalten war eine mit der BNetzA abgestimmte Speicherliste, die Reservierungen bzw. Ausbaubegehren nach den §§ 38, 39 GasNZV beinhaltet.

- **Interne Bestellungen**
 Die verbindlich angefragten internen Bestellungen der nachgelagerten Netzbetreiber bei den Fernleitungsnetzbetreibern wurden für das Jahr 2013 als Basisdaten herangezogen, so dass auch etwaige unterbrechbar bestätigte Anteile berücksichtigt sind. Mit einer solchen Bestellung wird beim direkt vorgelagerten Netzbetreiber die maximal vorzuhaltende feste Ausspeisekapazität kontrahiert.
- **Prognose der Kapazitätsentwicklung**
 In den Varianten IIa, IIb, IIc und IId wurde die Kapazitätsentwicklung der nachgelagerten Netzbetreiber mit dem in Abschnitt 3.2.2 beschriebenen Verfahren anhand der „Prognos-Entwicklung“ ermittelt. Abweichend dazu wurde in Variante IIe die 10-Jahres-Prognose der nachgelagerten Netzbetreiber verwendet. Sowohl bei der Berücksichtigung des Kapazitätsrückgangs in den Varianten IIa bis IId als auch bei der Berücksichtigung der 10-Jahres-Prognose in Variante IIe wurden die sich ergebenden bzw. gelieferten Prognosewerte unverändert in die Modellierung übernommen.
- **Industriekunden**
 Hier wurden die den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Vertragswerte der Industriekunden genutzt und konstant gehalten.
- **ENTSOG TYNDP**
 Dem Ten-Year Network Development Plan 2011-2020 von ENTSOG (European Network of Transmission System Operators Gas) wurden die Kapazitäten an deutschen Grenzübergangspunkten (Import/ Export) entnommen.

3.2.2 Weiterverarbeitung der Basisdaten für die Prognose des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber

Die Weiterverarbeitung der Basisdaten zur Gasmengen-Entwicklung aus dem Szenario-rahmen bis hin zur Prognose des Gasbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber gliederte sich in mehrere Schritte (vgl. Abbildung 12). Hierin nicht enthalten sind solche Gasverbraucher, wie Kraftwerke und Industriekunden, die direkt an das Netz der Fernleitungsnetzbetreiber angeschlossen sind.

Abbildung 12: Weiterverarbeitung der Basisdaten für die Prognose des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber (IIa, IIb, IIc, IId)



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Zunächst wurden die Ergebnisse des Szenariorahmens zur **Gasmengen-Entwicklung** (als Energieangaben in TWh) wie Gasbedarf, Erdgasförderung, Biogaseinspeisung sowie Ein- und Ausspeisekapazitäten und eine Kraftwerksliste herangezogen, die auf Ebene der deutschen Stadt- und Landkreise für die Zeit von 2010 bis 2023 vorlagen.

Danach erfolgte eine **Umrechnung in Leistungsangaben** (in GW) mit Hilfe geeigneter, durchschnittlicher Benutzungsstunden (Bh) für die Absatzsektoren Haushalte und Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen (GHD), Industrie und Verkehr. Die angesetzten Benutzungsstunden reichten dabei von 2.420 Bh für Haushalte bis 5.500 Bh im Verkehrssektor (vgl. Tabelle 10). Zur Berücksichtigung der Biogaseinspeisungen wurden die im Szenariorahmen ausgewiesenen Werte mit 8.760 Bh in Leistungswerte umgerechnet (Annahme: konstante Biogaseinspeisung) und von den Leistungsbedarfswerten der Stadt- und Landkreise abgezogen. Somit reduziert sich der für die weitere Berechnung zu Grunde gelegte Leistungsbedarf um die jeweiligen Biogaseinspeisungen.

Tabelle 10: Angenommene Benutzungsstunden zur Umrechnung des Gasbedarfs in Leistungsangaben

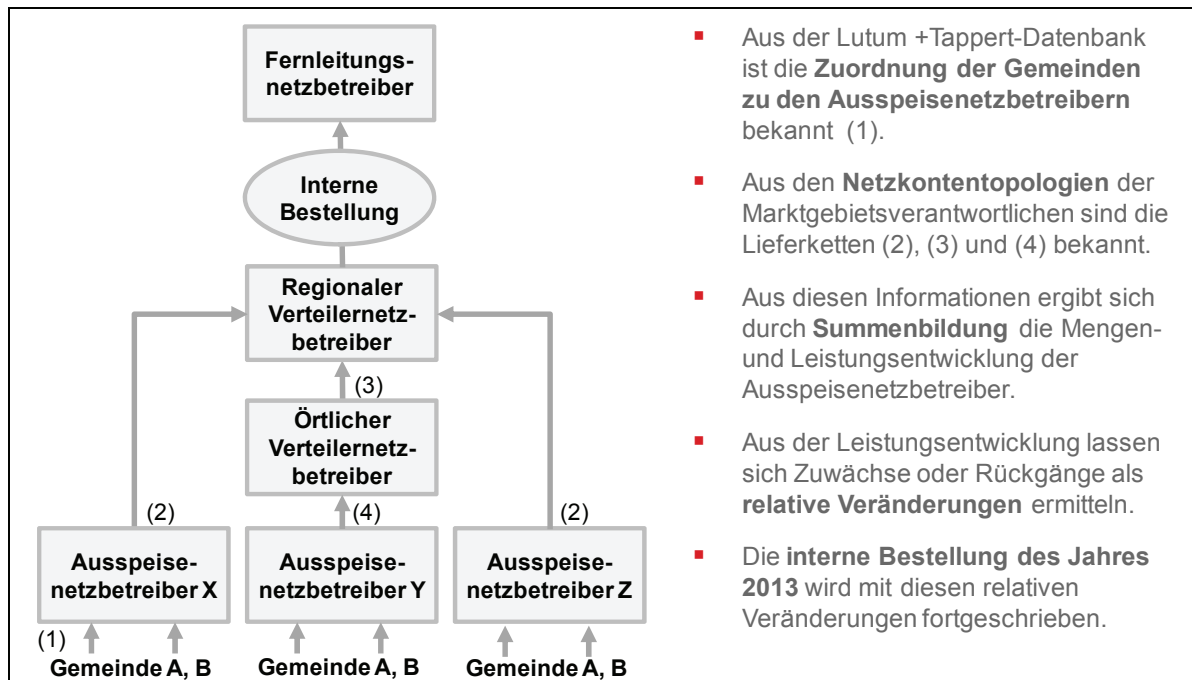
Sektor	Durchschnittliche Benutzungsstunden	Quelle/ Erläuterung
Haushalte	2.420	Berechnung auf Basis repräsentativer Standardlastprofile nach einem Gutachten der TU München 2005 [BGW/ VKU 2007]
GHD	2.560	Berechnung auf Basis repräsentativer Standardlastprofile nach einem Gutachten der TU München 2005 [BGW/ VKU 2007]
Industrie	4.000	Ansatz auf Basis von Auswertungen der Fernleitungsnetzbetreiber
Verkehr	5.500	Ableitung über eigene Abschätzung der jährlichen Benutzungstage (Bd/a) sowie der täglichen Benutzungsstunden (Bh/d) von Erdgastankstellen
Biogas	8.760	Annahme einer konstanten Biogaseinspeisung

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Für die Leistungs-**Aufteilung auf die Gemeinden** wurde die Gemeindedatenbank von Lutum+Tappert genutzt, welche Angaben zu Einwohnerzahl, Haushaltszahl, Netzbetreiber, Grundversorger und Gasqualität auf Gemeindeebene enthält. Mit diesen Daten wurde jeder Gemeinde eine Leistung zugeordnet, so dass ihr Anteil an der Gesamt-Leistung des übergeordneten Kreises ihrem Anteil an der Gesamt-Einwohnerzahl entsprach.

Die **Zuordnung der Gemeinden zu Versorgungsgebieten** der nachgelagerten Netzbetreiber erfolgte mit Hilfe von Netzkontentopologien in Verbindung mit den oben genannten Daten von Lutum+Tappert sowie den Anteilswerten der Gemeinden an den Kreisen unter Berücksichtigung von Lieferketten (vgl. Abbildung 13). Dieser Schritt lieferte für jeden nachgelagerten Netzbetreiber einen bestimmten Anteil an der Versorgung eines Kreises.

Abbildung 13: Zuordnung der Gemeinden zu Versorgungsgebieten



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In der **Auswertung je Fernleitungsnetzbetreiber** wurden die Anteile an der Versorgung eines Kreises mit den absoluten Leistungswerten der Kreise (abgeleitet aus dem Szenariorahmen) multipliziert, so dass absolute Leistungswerte für die nachgelagerten Netzbetreiber vorlagen.

Aus diesen Leistungswerten wurden relative Veränderungen gegenüber dem Ausgangsjahr ermittelt. Im Ergebnis liegt eine aus dem Szenariorahmen abgeleitete **Prognose des Kapazitätsbedarfs je nachgelagertem Netzbetreiber** für die Jahre 2018 und 2023 vor. Die nachfolgende Abbildung 14 veranschaulicht das oben dargestellte Vorgehen zur Weiterverarbeitung der Daten am Beispiel eines nachgelagerten Netzbetreibers.

Abbildung 14: Weiterverarbeitung der Daten am Beispiel eines nachgelagerten Netzbetreibers



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

3.2.3 Austauschkapazitäten innerhalb der Marktgebiete und zwischen den Marktgebieten

Die Austauschkapazitäten innerhalb der Marktgebiete wurden zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern abgestimmt. Nach der ersten Iterationsrunde zur Netzberechnung wurden die Startwerte überarbeitet und aktualisiert. Nach einer weiteren Iterationsrunde wurden die Werte finalisiert. Dabei wurden auch bisher für 2013 als unterbrechbar definierte Austauschkapazitäten in der Modellierung als feste Austauschkapazitäten berücksichtigt.

Für die Austauschmengen zwischen den Marktgebieten wurden – analog zum oben beschriebenen Vorgehen – Startwerte zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern abgestimmt.

3.2.4 Kapazitäten an Grenzübergangspunkten

Gemäß § 15a (1) EnWG ist der gemeinschaftsweite Netzentwicklungsplan (im Weiteren „ENTSOG TYNDP“) im deutschen Netzentwicklungsplan zu berücksichtigen. Die Modellierung des NEP basiert auf dem bestätigten Szenariorahmen. In diesen Szenariorahmen ist der ENSOG TYNDP vom Februar 2011 (ENTSOG 2011-2020) eingegangen. Zwischenzeitlich ist eine neue Fassung des ENSOG TYNDP 2013-2022 zur Konsultation gestellt worden. Die FNB beabsichtigen, diese in der Entwicklung des Szenariorahmens für den NEP 2014 zu berücksichtigen.

Ergänzend wurden die Input-Parameter an einigen Stellen aus folgenden Gründen angepasst:

- terranets bw GmbH (terranets), jordgasTransport GmbH (jordgas) und teilweise auch bayernets werden im ENSOG TYNDP für 2011 bis 2020 nicht aufgeführt.

- Im Herbst 2012 hat GTS die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber informiert, dass es zu einem L-Gas-Rückgang in Deutschland und in den Niederlanden aufgrund einer sinkenden L-Gas-Produktion in den Niederlanden kommen wird. Der L-Gas-Rückgang in Deutschland und in den Niederlanden sowie der u. a. daraus resultierende zusätzliche H-Gas-Bedarf wird gemäß einer durch die FNB aus dem World Energy Outlook 2012 abgeleiteten Aufteilung durch zusätzliche H-Gas-Mengen an verschiedenen Grenzübergangspunkten kompensiert. Das Vorgehen wurde mit der BNetzA abgestimmt und ist in Kapitel 2.4 näher erläutert.
- Es wurde ein signifikant steigender Transportbedarf in Richtung Dänemark und Schweden (DK/ S) sowie eines weiteren Kapazitätsbedarfs im Raum Hamburg/ Schleswig Holstein, u. a. für die Versorgung neu geplanter Gaskraftwerke, identifiziert. Deshalb hat die Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (GUD) die planerischen Arbeiten und die Genehmigungsprozesse für die weiteren Ausbauprojekte im Raum Hamburg/ Schleswig Holstein sowie in Richtung DK/ S über den Grenzübergangspunkt **Ellund** weiter vorangetrieben. Durch dieses Vorgehen können ca. 4.200 MWh/h durch GUD am Exit Ellund ab 2016 bereitgestellt und vermarktet werden.
- Gemäß dem „Plan décennal de développement du réseau de transport de GRTgaz 2011-2020“ wird ab Ende 2015 in Dunkerque eine LNG-Regasifizierung mit einer Kapazität von rund 13 Mrd. m³/a zur Verfügung stehen. Darüber hinaus soll die Kapazität des LNG-Terminals Montoir bis 2021 um 65 % erhöht werden (jährliche Kapazitäten: 10 Gm³ -> 16,5 Gm³ in 2021). Bis 2018 soll in Frankreich die Möglichkeit geschaffen werden, nicht-odoriertes Erdgas in Medelsheim nach Deutschland auszuspeisen. Wie auch im „Gas Regional Investment Plan South-North Corridor 2012-2021“ dokumentiert, verbindet dieses Projekt den Süd-Nord-Korridor mit den westeuropäischen Märkten zum Zwecke der europäischen Marktintegration. Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen daher in Übereinstimmung mit dem Netzentwicklungsplan der GRTgaz davon aus, dass der heutige Export-Punkt **Medelsheim** ab 2018 mit einer festen Kapazität von zunächst rund 4.200 MWh/h auch als Importpunkt genutzt werden kann.
- Zur kurzfristigen Abdeckung des Bedarfs an interner Bestellung eines nachgelagerten Netzbetreibers in der geografischen Nähe des Export-Punktes Medelsheim hat GRTgaz Deutschland (GRT) für den Zeitraum 2013 bis 2018 gegenwärtig nicht gebuchte FZK-Ausspeisekapazität nach Frankreich im Dezember 2012 in inländische Ausspeisekapazität für den nachgelagerten Netzbetreiber umgewandelt. Die Inputliste für die Netzmodellierung 2013 (Anlage 1) wurde nach der Konsultation auf Wunsch des nachgelagerten Netzbetreibers entsprechend der Stand März 2013 möglichen internen Bestellungen bei GRT für 2013-2018 abzüglich von 130 MW, die der Petent schon bei OGE am Netzknoten SFT2 geltend gemacht hatte, für den Netzknoten SFT2 mit GRT ergänzt. Um die Inputliste konsistent mit der Inputliste zu halten, die im Oktober 2012 für die Netzberechnung verwendet wurde, wurde diese inländische Ausspeisekapazität von der freien FZK und der TVK am Punkt Medelsheim abgezogen. Ab 2019 wird der Punkt Medelsheim gemäß der Konsultationsstellungnahme des nachgelagerten Netzbetreibers wieder mit der ursprünglichen FZK-Ausspeisekapazität nach Frankreich berücksichtigt.
- Durch die Übernahme des SÜDAL-Systems der GASCADE Gastransport GmbH (GASCADE) durch bayernets zum 01.01.2013 wurde der Grenzübergangspunkt **Überackern 2** sowie weitere Netzanlagen in das Marktgebiet NCG integriert. Durch

Anpassung der Netzanlagen und Abstimmung mit den beteiligten Netz- und Speicherbetreibern soll der Gasaustausch zwischen Österreich und Deutschland an den Grenzübergangspunkten in Burghausen optimiert werden.

- Mit dem „TENP-Erweiterungsprojekt“ der Fluxys TENP soll durch eine physische Reversierung einiger TENP-Verdichtungsstationen sowie einem Ausbau der Verdichteranlage in Stolberg der Gasfluss von Süden nach Norden ermöglicht werden. Durch diese Investitionsmaßnahme soll zunächst eine Gesamtmenge von rund 10,4 GWh/h als feste Einspeisekapazität in **Wallbach** zur Verfügung stehen. Hiervon sollen die ersten 2,2 GWh/h bereits ab 2016 und die restliche Menge von ca. 8,2 GWh/h ab 2017 bereitgestellt werden. Am neu entstehenden MÜP Stolberg werden 4,4 GWh/h in Richtung Marktgebiet GASPOOL übergeben, aufgeteilt in 1,9 GWh/h FZK-Kapazität zum VHP GASPOOL und 2,5 GWh/h BZK-Kapazität zum GÜP Eynatten-Raeren. Die übrigen 6 GWh/h werden dem Marktgebiet NCG als bFZK in Höhe von 3,5 GWh/h und FZK in Höhe von 2,5 GWh/h zur Verfügung gestellt. Die FZK-Kapazitäten stehen in Konkurrenz zu den FZK-Kapazitäten der Fluxys TENP in Bocholtz. Ein weiterer Ausbau der Kapazitäten nach Eynatten wäre durch den Bau einer Leitung zwischen Stolberg und Eynatten möglich. Eine Erhöhung der bFZK-Kapazitäten zum Marktgebiet NCG wäre auch realisierbar. Diese Kapazitätserhöhungen verstehen sich vorbehaltlich einer Marktnachfrage, die zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Dokuments gerade geprüft wird.
- Die Ausbaumaßnahmen im Zusammenhang mit der Nord Stream führen zu einer Erhöhung der Ausspeisekapazitäten am Grenzübergangspunkt **Bunde** der GASCADE in die Niederlande. Die Ausspeisekapazität ist auf rund 12.500 MWh/h erhöht worden. Weiterhin führen die Ausbaumaßnahmen zu einer Erhöhung der Ausspeisekapazitäten am Grenzübergangspunkt der GASCADE nach Belgien in **Eynatten**. Hier ist eine Steigerung um ca. 1.300 MWh/h zum 01.01.2014 geplant.

3.2.5 Kraftwerksanfragen

Bei der Modellierung der Kraftwerke ist grundsätzlich zu unterscheiden zwischen Kraftwerken, die direkt an das Netz der Fernleitungsbetreiber angeschlossen sind sowie Kraftwerken, die an nachgelagerte Netze angeschlossen sind.

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

- Bestandskraftwerke (nicht systemrelevant),
- Systemrelevante Bestandskraftwerke,
- Neubaukraftwerke.

Bestandskraftwerke (nicht systemrelevant)

Nicht-systemrelevante Bestandskraftwerke werden in der Modellierung mit der bestehenden Kapazität mit dem entsprechenden Kapazitätsprodukt berücksichtigt (siehe Anhang).

Systemrelevante Bestandskraftwerke

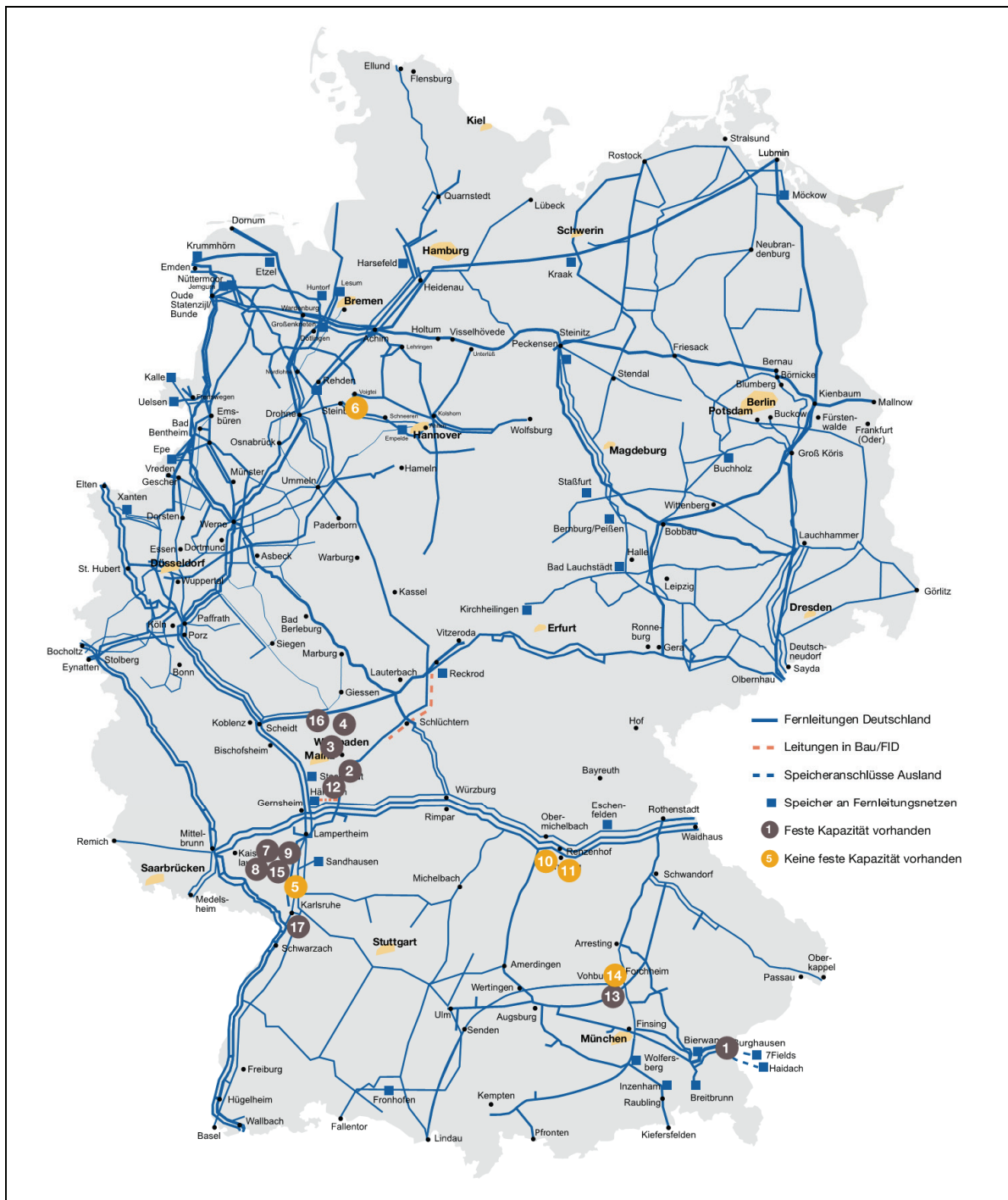
Die Ausführungen in diesem Dokument zu systemrelevanten Kraftwerke beziehen sich auf direkt an das FNB-Netz angeschlossene Kraftwerke. Sie werden in den Modellierungsvarianten unterschiedlich behandelt. Die in Szenario II von den FNB zu berücksichtigenden systemrelevanten Gaskraftwerke sind in der folgenden Tabelle 11 sowie in Abbildung 15 dargestellt.

Tabelle 11: Systemrelevante Kraftwerke mit Anschluss an das FNB-Netz

Lfd. Nr.	BNetzA-ID	Kraftwerks-Name	Nettoleistung in MW _{el}	FNB	Feste Kapazität vorhanden
1	BNA0172	Dampfkraftwerk BGH - O1 0	175	bayernets	ja
2	BNA0374	Staudinger 4	622	OGE	ja
3	BNA0497	ADS-Anlage 0	97	OGE	ja
4	BNA0499	Heizkraftwerk Block A	86	OGE	ja
5	BNA0514	Rheinhafen-Dampfkraftwerk RDK 4S	353	OGE	nein
6	BNA0574	Landesbergen Gas 0	500	GUD	nein
7	BNA0614a	Kraftwerk Mitte GT 1	289	GASCADE	ja
8	BNA0614b	Kraftwerk Mitte GUD A 800 GT 11, GT 12, DT 10	490	GASCADE	ja
9	BNA0615	Kraftwerk Süd GUD C 200 GT 1, GT 2, DT 1	390	GASCADE	ja
10	BNA0744	Franken 1 1	383	OGE	nein
11	BNA0745	Franken 1 2	440	OGE	nein
12	BNA0857	GuD-Anlage Rüsselsheim M120	112	OGE	ja
13	BNA0994	Gemeinschaftskraftwerk Irsching 5	846	OGE	ja
14	BNA0995	Irsching 4	545	OGE	nein
15	BNA0616b	BASF Kraftwerk Nord	56	GASCADE	ja
16	BNA0498	HKW Infraser	66	OGE	ja
17	BNA0520	Stora Enso Maxau	81	OGE	ja

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 15: Systemrelevante Kraftwerke mit Anschluss an das FNB-Netz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die systemrelevanten Gaskraftwerke wurden von den Übertragungsnetzbetreibern als Folge der angespannten Versorgungssituation im Februar 2012 für die Absicherung im Stromnetz als „systemrelevant“ definiert. Voraussetzung für die Benennung war, dass die Verfügbarkeit dieser Kraftwerke für die Aufrechterhaltung der Sicherheit und Stabilität des Übertragungsnetzes als potenziell erforderlich angesehen wird und sie damit für die Sicherung eines ungefährdeten Netzbetriebs notwendig sind.

Die FNB möchten in diesem Zusammenhang darauf hinweisen, dass die Systemrelevanz der Kraftwerke durch den gemäß NEP 2012 Strom geplanten Ausbau des Stromnetzes zeitlich begrenzt ist und die Angemessenheit eines ggf. notwendigen Netzausbaus für systemrelevante Kraftwerke vor diesem Hintergrund betrachtet werden muss.

Darüber hinaus ist zu beachten, dass die Systemrelevanz der Kraftwerke auch von den unterstellten Strom-Szenarien abhängt und somit unter Umständen nicht alle systemrelevanten Kraftwerke in sämtlichen Szenarien gleichzeitig benötigt werden.

Neubaukraftwerke

Grundsätzlich sind neue Kraftwerke im Szenario II berücksichtigt, sofern sie im Kraftwerks-Anschlussregister nach § 9 KraftNAV aufgeführt sind und für sie zudem entweder eine Reservierungsanfrage gemäß § 38 GasNZV bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegt (positiv beschiedene oder abgelehnte) oder ein Kapazitätsausbauanspruch gemäß § 39 GasNZV bei den Fernleitungsnetzbetreibern beantragt worden ist (aktueller Stichtag 31.08.2012). Einbezogen sind ferner solche Kraftwerksvorhaben, für die bei einem Übertragungsnetzbetreiber ein Anschlussbegehren gestellt worden ist und für die vor dem Inkrafttreten der §§ 38, 39 GasNZV im September 2010 eine Kapazitätsanfrage des jeweiligen Kraftwerksbetreibers vom Fernleitungsnetzbetreiber positiv beschieden worden ist. Eine weitere Gruppe setzt sich aus Anlagen zusammen, über deren Planungen ein Übertragungsnetzbetreiber Kenntnis hat, z. B. anhand von Anschlussbegehren ans Stromnetz (KraftNAV) und für deren Zugang zu Gaskapazitäten interne Bestellungen eines nachgelagerten Netzbetreibers (nNB) bei einem Fernleitungsnetzbetreiber vorliegen.

Die in Szenario II von den FNB zu berücksichtigenden neuen Gaskraftwerke sind in der folgenden Tabelle 12 sowie in Abbildung 16 dargestellt.

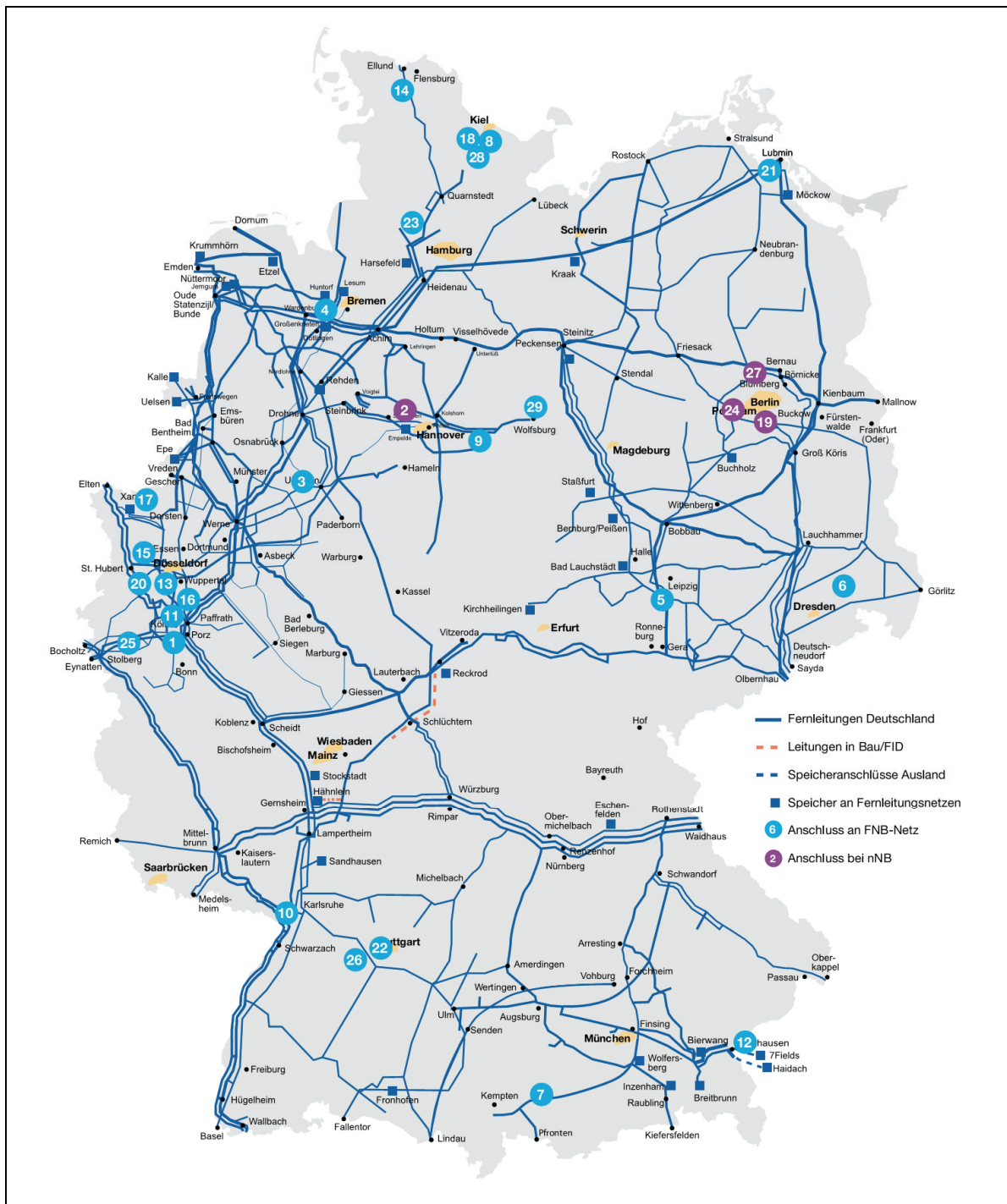
Tabelle 12: Neubaukraftwerke* gemäß Szenario II

Lfd. Nr.	Baujahr	Kraftwerks-Name	Nettoleistung in MW _{el}	FNB
1	2012	Knapsack II 0	400	OGE
2	2012	GKL	230	Anschluss bei nNB
3	2012	KW Bielefeld	55	OGE
4	2013	KW Mittelsbüren GuD MiBÜ	445	GUD
5	2013	GuD Industriepark Zeitz	140	ONTRAS
6	2013	Leppersdorf	30	ONTRAS
7	2014	UPM Schongau Heizkraftwerk 3	65	bayernets
8	2014	HKW Humboldtstr. GT 7/8	10	GUD
9	2014	KW Braunschweig	400	GUD
10	2014	KW Mineralölindustrie	80	GASCADE
11	2015	Niehl III	1.200	OGE/ TG
12	2015	CCPP Haiming 0	845	bayernets
13	2015	GuD GuDF	595	OGE/ TG
14	2015	Heizkraftwerk Flensburg Block 12	73	GUD
15	2015	GuD Duisburg-Wanheim	580	OGE
16	2015	Leverkusen Erdgas	560	GASCADE
17	2016	Bocholt Power 1	422	TG
18	2016	Gas-HKW Phase 1; Hasselfelde 0	313	GUD
19	2016	Lichterfelde 0	250	Anschluss bei nNB
20	2017	Trianel Kraftwerk Krefeld 0	1.160	GASCADE
21	2017	GuD-Kraftwerk Lubmin 0	1.350	NEL/ BTG-Partner
22	2017	Stuttgart	400	terraneis
23	2018	Wedel 0	350	GUD
24	2018	Marzahn 0	250	Anschluss bei nNB
25	2018	GuD Weisweiler DT und GT	717	TG
26	2018	Sindelfingen	400	terraneis
27	2019	Blockdammweg 0	250	Anschluss bei nNB
28	2022	Gas-HKW Phase 2; Hasselfelde 0	105	GUD
29	2015	KW VW	100	GUD

* Weitere Informationen zu den Kraftwerken, z. B. zur Gaskapazität und dem Status (Bestand, §38 gestellt etc.) finden sich in Anlage 1.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 16: Neubaukraftwerke gemäß Szenario II



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Zum Zeitpunkt der Bestätigung des Szenariorahmens 2013 lag bei OGE eine §39 Anfrage zum neuen Kraftwerk Duisburg vor. Das Kraftwerk wurde in der Netzmodellierung in voller Höhe gemäß den Werten im bestätigten Szenariorahmen berücksichtigt. In der Zwischenzeit hat das Kraftwerk seine §39-Anfrage zurückgezogen. Die in Kapitel 5 vorgestellten Ausbaumaßnahmen beinhalten ebenfalls Maßnahmen für das inzwischen nicht mehr benötigte Kraftwerk Duisburg. Es wird nach dem Grundsatz verfahren, dass in solchen

Fällen spezifische Netzausbaumaßnahmen nicht umgesetzt und generelle Netzausbaumaßnahmen (d. h. Maßnahmen, welche durch mehrere Bedarfsanforderungen ausgelöst werden) überprüft und gegebenenfalls angepasst werden.

Die für den NEP 2013 relevanten Kraftwerksanfragen lassen sich zudem in zwei verschiedene Arten unterteilen:

Bei **Einfachnennungen** lag nur eine Kraftwerksanfrage bei einem Fernleitungsnetzbetreiber vor, so dass der Fernleitungsnetzbetreiber den Anschluss des Kraftwerks in seine Berechnung direkt mit einschließen konnte.

Im Fall von **Mehrfachnennungen** – wenn also die gleiche Kraftwerksanfrage bei mehreren Fernleitungsnetzbetreibern vorlag – rechnete zunächst jeder Fernleitungsnetzbetreiber separat den Anschluss dieses Kraftwerks durch. Im Anschluss daran wurde aus den verschiedenen Optionen die Variante mit den voraussichtlich niedrigsten Netzausbaukosten gewählt.

Daneben gibt es noch Kraftwerke, die nicht an das Netz der Fernleitungsnetzbetreiber, sondern an nachgelagerte Netze angeschlossen sind. Diese Kraftwerke sind in den Daten der Stadt- und Landkreise enthalten. In jedem Fall ist entsprechend der Bestätigung des Szenariorahmens durch die BNetzA der Stichtag für die Berücksichtigung von Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüchen im NEP 2013 der 31.08.2012.

Bei der Modellierung der Transportkapazitäten der Kraftwerke haben die Fernleitungsnetzbetreiber das Kapazitätsprodukt „**Feste Kapazität mit Zuordnungsaufgaben im Unterbrechungsfall**“ (**KWP**) in die Modellierung einbezogen. Das KWP ist so konzipiert, dass ein Gaskraftwerk immer fest versorgt werden kann. Der Regelfall ist der ungehinderte Zugang zum virtuellen Handelpunkt (VHP). In dem Sonderfall einer Unterbrechung des Zugangs zum VHP wird dem Kraftwerk eine feste Kapazität zu einem zugeordneten Einspeisepunkt bzw. zu einer Einspeisezone zugeordnet, über die die sichere Versorgung mit Erdgas aufrechterhalten werden kann (vgl. Kapitel 2.3.2).

Die Kapazitäten der Kraftwerke wurden in der Modellierung wie folgt berücksichtigt:

- Bestandskraftwerke (Nicht-systemrelevant):
 - Varianten IIa – IIe: Fortschreibung der bestehenden Kapazität und des entsprechenden Kapazitätsprodukts
- Systemrelevante Bestandskraftwerke:
 - Variante IIa, IIc und IIe: FZK
 - Variante IIb: Fortschreibung der bestehenden Kapazität und des entsprechenden Kapazitätsprodukts
 - Variante IIc: KWP
- Neue Kraftwerke:
 - Varianten IIa, IIc, IIe: FZK
 - Varianten IIb, IIc: KWP

3.2.6 Speicher

Die im Szenariorahmen 2013 enthaltenen und mit der BNetzA abgestimmten Speicheranfragen wurden als weitere Einflussfaktoren in der Modellierung berücksichtigt. Hierzu gehören die von den Speicherbetreibern vorgenommenen Kapazitätsreservierungen gemäß § 38 GasNZV sowie geltend gemachte Kapazitätsausbauansprüche gemäß § 39 GasNZV. Der Stichtag für die Einbeziehung von Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüchen ist gemäß der Bestätigung des Szenariorahmens durch die BNetzA wie für die Kraftwerksanfragen der 31.08.2012.

Bei der Modellierung der Transportkapazitäten wurden die in der Inputliste zum Szenariorahmen ausgewiesenen Kapazitäten der **Bestandsspeicher** nicht verändert. **Speicher-Neubauten bzw. Erweiterungen** mit Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV (Stichtag: 31.08.2012) wurden mit temperaturabhängiger Kapazität angebunden. Auf Basis einer Auswertung der Bestandsspeicherliste wurden neue Speicher im NCG-Marktgebiet zu 50 % mit TaK angesetzt (Rest unterbrechbare Kapazität) sowie zu 80 % mit TaK im GASPOOL-Marktgebiet.

Das Kapazitätsprodukt **TaK an Speichern** definiert dabei einen Temperaturbereich, innerhalb dessen Grenzen die vermarkteten Kapazitäten fest und außerhalb unterbrechbar sind. Dem Transportkunden wird dadurch die Möglichkeit gegeben, handelsoptimiert am Markt teilzunehmen (vgl. Kapitel 0).

Die Anfragen der Speicher Haidach und 7Fields wurden in der Modellierung entsprechend der BNetzA-Bestätigung des Szenariorahmens zum NEP 2013 berücksichtigt, auch wenn das Vorliegen der Voraussetzungen der §§ 38, 39 GasNZV für die Speicher Haidach und 7Fields weiterhin klärungsbedürftig ist (siehe auch Kapitel 6.2).

Die Kapazitäten der Speicher wurden in der Modellierung wie folgt berücksichtigt:

- Bestandsspeicher:
 - Varianten IIa – IIe: Fortschreibung der bestehenden Kapazität und des entsprechenden Kapazitätsprodukts
 - Bei Kündigung bestehender Kapazitätsverträge mit Lastflusszusagen wurden Anpassungen des Kapazitätsproduktes an Bestandsspeichern vorgenommen. Feste Kapazitäten mit der Auflagenart Lastflusszusage wurden in feste TaK-Kapazitäten und somit ohne qualitative Veränderung für die Netzkunden umgewandelt⁴. An Bestandsspeichern mit fester frei zuordenbarer Kapazität wurden keine Veränderungen vorgenommen.
- Neue Speicher und Speichererweiterungen:
 - Varianten IIa, IIb, IIc, IIe: 50 % TaK im NCG-Gebiet, 80 % im GASPOOL-Gebiet
 - Variante IIId: 100 % FZK

⁴ Die betroffenen Speicheranschlusspunkte sind in Anlage 1 im Arbeitsblatt „Speicher“ unter „Auflagen-Art“ und „Bemerkungen“ aufgeführt.

Tabelle 13: Szenario II: Zusätzliche Speicher

Speicher	FNB	Zone	Entry/ Exit	Gasart	Status	Angefragte Kapazität [MWh/h]
Kiel Rönne	GUD	Nord	Entry	H-Gas	§39 gestellt	1.800
Kiel Rönne	GUD	Nord	Exit	H-Gas	§39 gestellt	1.260
Etzel	OGE	Nord	Entry	H-Gas	§39 gestellt	3.659
Haiming 2 7F	OGE	Süd	Entry	H-Gas	§39 gestellt	4.804
Haiming 2 7F	OGE	Süd	Exit	H-Gas	§39 gestellt	3.286
Haidach, Stufe II	OGE	Süd	Entry	H-Gas	§39 gestellt	2.146
Haidach, Stufe II	OGE	Süd	Exit	H-Gas	§39 gestellt	1.776
Haidach, Stufe II	OGE	Süd	Entry	H-Gas	§39 gestellt	2.585
Haidach, Stufe II	OGE	Süd	Exit	H-Gas	§39 gestellt	2.585
CGS Epe	TG	Nord	Entry	H-Gas	§38 gestellt	3.758
CGS Epe	TG	Nord	Exit	H-Gas	§38 gestellt	887
Empelde*	Nowega	Nord	Exit	L-Gas	§39 gestellt	1.635

* Modellierung nur im Sommerhalbjahr

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

3.2.7 Industrielle Gasverbraucher

Bei den Industriekunden sind zwei verschiedene Arten von Gasverbrauchern zu unterscheiden:

Für die **direkt** belieferten Industriekunden wurden in der Regel die aktuellen Buchungen für die Zukunft konstant fortgeschrieben. Darüber hinaus wurden zum Teil bereits bekannte Veränderungen berücksichtigt.

Indirekt belieferte Industriekunden sind hingegen nicht an das Netz der Fernleitungsnetzbetreiber, sondern an nachgelagerte Netze angeschlossen. Die jeweiligen Verbrauchswerte sind daher bereits in den Prognosen für die nachgelagerten Netzbetreiber enthalten (vgl. 3.2.2).

3.2.8 Berechnungswerkzeuge

Als Berechnungswerkzeuge wurden verschiedene Simulations- bzw. Kapazitätsberechnungsprogramme eingesetzt, die den Stand der Technik widerspiegeln und größtenteils frei am Markt verfügbar sind:

- **PSIGanesi**
ermöglicht die stationäre und nicht-stationäre Simulation zur Netzwerkplanung, die unter anderem Echtzeitsimulation und vorausschauende „Was wäre, wenn...“-Analysen umfasst (www.psoilandgas.com).
- **SIMONE**
wird zur Simulation, Echtzeit-Simulation und Optimierung von Gas-Transport- und -Verteilernetzen eingesetzt. Dabei ermöglicht das Programm die Definition individueller Szenarien für ein gegebenes Netz (www.simone.eu).

- **STANET**
dient der stationären und dynamischen Berechnung von Versorgungsnetzen und bietet unter anderem Module zur Durchmesseroptimierung, Tagessimulation und zur volldynamischen Berechnung von Gasnetzen (www.stafu.de).
- **MCA** (Multi Case Analysis)
ist ein nicht am Markt verfügbares Programmpaket, welches von GUD zur Kapazitätsplanung und Bestimmung von Ausbaumaßnahmen eingesetzt wird und von der niederländischen Gas Transmission Services entwickelt wurde. Das Programm unterstützt insbesondere die Nutzung von szenariobasierten Kapazitätsmodellen.

3.3 Kriterien für die Ermittlung der Netzausbaukosten

Der sich aus den Ergebnissen der Modellierung ergebende zusätzliche Kapazitätsbedarf wird in Netzausbaumaßnahmen umgesetzt. Die mit den Netzausbaumaßnahmen verbundenen Investitionen müssen von den Fernleitungsnetzbetreibern projektscharf angegeben werden. In der Mehrheit liegen für die Projekte bei Vorlage dieses Netzentwicklungsplans keine konkreten Vorplanungen oder Machbarkeitsstudien vor, welche die Randparameter für die Errichtung der erforderlichen Anlagen verifiziert bzw. untersucht haben.

Daher wurden für eine Vergleichbarkeit der Projekte einheitliche Plankostenansätze verwendet. Dabei wurde von Standard-Konditionen ausgegangen und ein pauschaler Risikoaufschlag angesetzt. Es ist den Fernleitungsnetzbetreibern wichtig darauf hinzuweisen, dass aus den so ermittelten Investitionszahlen keine Rückschlüsse auf die in spezifischen Projekten anfallenden Investitionen gezogen werden können und die Zahlen lediglich zu Vergleichszwecken angegeben wurden.

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 2,2 % angesetzt. Dieser Wert entspricht der Höhe des durchschnittlichen „Preisindex der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte“ [destatis 2012] der Jahre 2002 bis 2012. Aufgrund der spezifischen Besonderheiten des jeweiligen Projektes werden die konkreten Kostenschätzungen in der Regel von diesen Standardwerten abweichen.

Die im Netzentwicklungsplan 2013 aufgelisteten Netzausbaumaßnahmen wurden in der Regel auf Basis der im Folgenden nach Anlagenart getrennt beschriebenen Methodik ermittelt.

Kostenermittlung für Ferngasleitungen

Für die Kostenermittlung für Ferngasleitungen legen die Fernleitungsnetzbetreiber die in der folgenden Tabelle aufgeführten spezifischen Kostensätze zugrunde, es sei denn, den betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern liegen bereits projektspezifische Planzahlen vor.

Tabelle 14: Plankostenansätze für Standard-Erdgastransportleitungen in €/m

DN*	DP** 70	DP 80	DP 100
400	870	880	900
500	980	1.010	1.070
600	1.130	1.160	1.240
700	1.220	1.250	1.400
800	1.390	1.500	1.590
900	1.600	1.640	1.770
1000	1.770	1.830	2.010
1100	1.940	2.020	2.200
1200	2.130	2.220	2.470

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

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Für diese spezifischen Kostenansätze gelten die folgenden Annahmen:

- Gesamtleitungslänge größer 20 km,
- ebene Topographie (z. B. keine Gebirge oder Steilhänge),
- einfache Bodenverhältnisse (z. B. kein Felsboden, keine aufwendige Wasserhaltung),
- reibungsfreie öffentlich-rechtliche Genehmigungsverfahren,
- Leitungsbau erfolgt zwischen Mai und September,
- Projektlaufzeit 4-5 Jahre.

Kostenermittlung für Verdichteranlagen

Für die Kostenermittlung für Verdichteranlagen legen die FNB die in der folgenden Tabelle aufgeführten Kostensätze zugrunde, es sei denn, den betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern liegen bereits projektspezifische Planzahlen vor.

Tabelle 15: Plankostenansätze für Verdichterstationen

Leistungs- klasse	Zubauten auf vorhandenen Stationen [Mio. €]			Neubau von Stationen [Mio. €]			
	+1 ME*	+2 ME	+3 ME	1+1 ME	2+1 ME	3+1 ME	4+1 ME
8-11	34	55	76	67	90	112	133
12-15	39	64	88	76	102	127	152
16-26	55	94	130	106	144	182	221
27-34	61	105	145	117	158	202	244

*ME – Maschineneinheiten

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Für diese spezifischen Kostenansätze gelten die folgenden Annahmen:

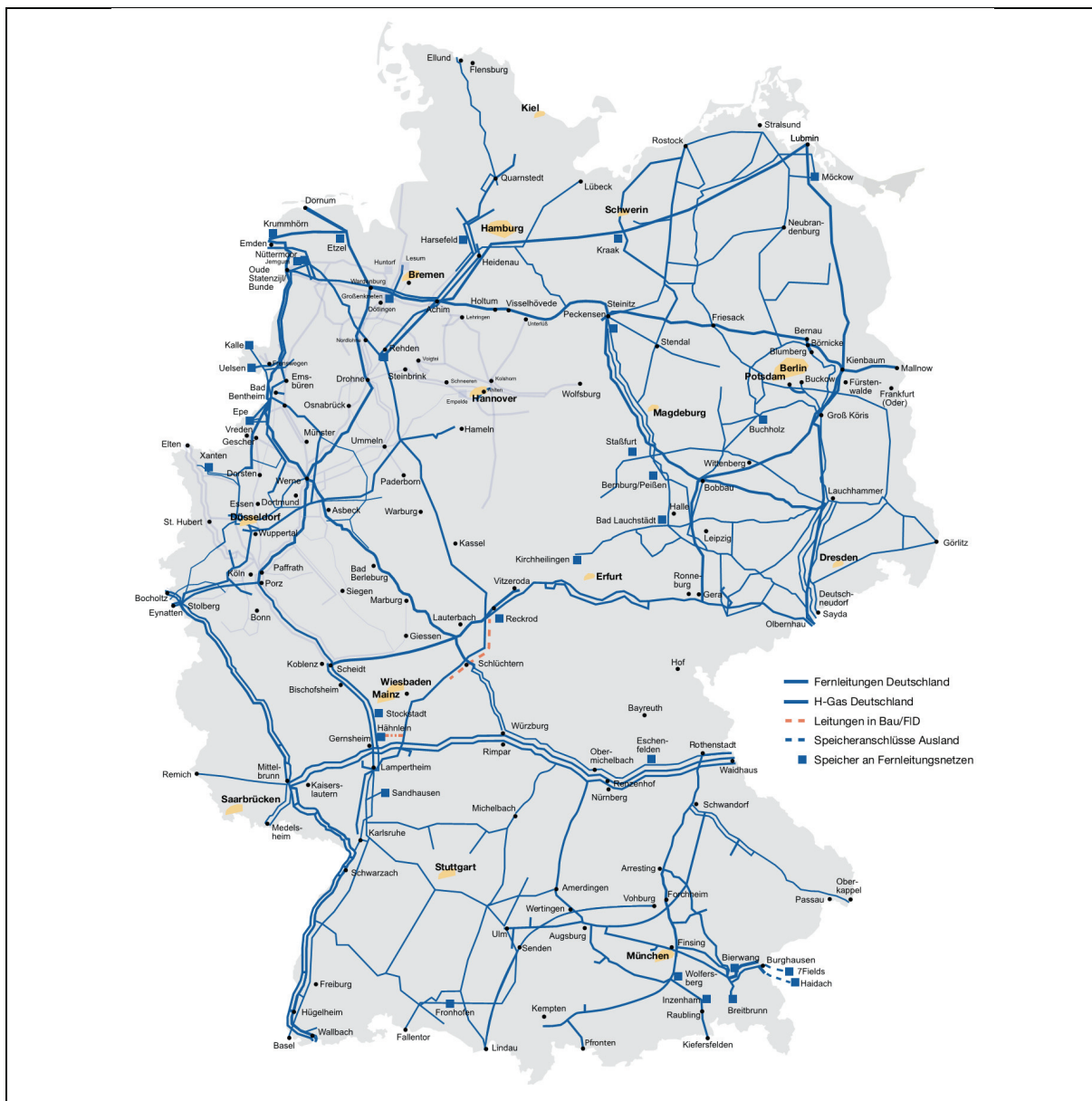
- der Zubau ist am bestehenden Standort aus Platzgründen und in die bestehende Infrastruktur möglich,
- der Zubau auf vorhandenen Stationen ist genehmigungsfähig (z. B. BImSchV),
- reibungsfreie öffentlich-rechtliche Genehmigungsverfahren,
- Verdichtung des Transportstroms in eine Richtung,
- Anschluss an eine Transportleitung (einfache Verschaltung).
- Projektlaufzeit 3-5 Jahre.

4 Das heutige Fernleitungsnetz

Grundsätzlich gliedert sich das deutsche Gas-Fernleitungsnetz in ein H-Gas- und ein L-Gas-Gebiet. Diese beiden Gebiete werden in den folgenden zwei Abschnitten beschrieben. Im Anschluss daran werden der Status des heutigen Netzausbaus und der Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans 2012 dargestellt. Danach folgt eine Beschreibung der Besonderheiten der L-Gas-Versorgung. Das Kapitel schließt mit einer Analyse historischer Unterbrechungen.

4.1 H-Gas-Gebiet

Abbildung 17: H-Gas-Gebiet



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Beschreibung

Die im nördlichen Teil des Versorgungsgebietes in Schleswig Holstein und Hamburg verbrauchten Gasmengen stammten im Wesentlichen aus dänischen Vorkommen. Zukünftig stellt sich Dänemark hauptsächlich auf eine Versorgung durch Importe aus Deutschland über die Station Ellund ein.

Der angrenzende Raum erstreckt sich von den Importpunkten an der Nordsee und den zuführenden Systemen aus Richtung Schleswig-Holstein, Sachsen-Anhalt, Thüringen sowie den Import- und teilweise Exportpunkten im Süden aus Richtung Tschechien und Österreich und im Westen aus Richtung Niederlande und Belgien bis zu den Exportpunkten nach Frankreich und in die Schweiz.

Eine wichtige Rolle spielt der Import großer Mengen aus dem Nordwesten Deutschlands. Ebenfalls große Mengen gelangen über die Leitungssysteme aus östlicher bzw. nordöstlicher Richtung in den Raum. Die vorherrschende Flussrichtung ist daher ein Nordost-Südwest Fluss. In der Region Aachen befinden sich weitere Importpunkte in das westliche Transportnetz. Über Eynatten/ Raeren und Bocholtz können so weitere Gasmengen aus den Niederlanden bzw. Belgien nach Deutschland gelangen. Eynatten/ Raeren kann ferner auch als Exportpunkt beschäftigt werden.

Im südlichen Teil befinden sich bedeutende Importpunkte aus der Tschechischen Republik und Österreich kommend. Die maßgeblichen Exportpunkte befinden sich an der Grenze zu Frankreich bzw. in die Schweiz und Österreich. Das Transportsystem erfüllt dabei sowohl Transit- als auch Versorgungsaufgaben.

Der östliche Teil des Versorgungsgebietes umfasst die fünf neuen Bundesländer sowie Berlin und wurde vor 15 bis 20 Jahren komplett von Stadtgas auf H-Gas umgestellt. In diesem Zusammenhang erfolgte die Anbindung an die west- und osteuropäischen Systeme.

Verschiedene Projekte, die im NEP 2012 noch in der Bauphase waren, sind zwischenzeitlich in Betrieb gegangen, z. B. die Nordeuropäische Erdgasleitung NEL (ID-Nummer im NEP Gas 2012: 001-01⁵). Sie befindet sich nur noch auf einem Teilabschnitt in der Bauphase. Ziel ist die Anbindung der Nord Stream-Pipeline von Greifswald über die Orte Heidenau und Achim nach Rehden. Die Loopeitung von Sannerz nach Rimpf (ID-Nummer im NEP Gas 2012: 022-01) verläuft vorwiegend parallel zu einer bereits bestehenden Leitung der Open Grid Europe GmbH (OGE). Startpunkt ist Sannerz in Hessen, der Endpunkt ist Rimpf in Bayern. Die Leitungsverbindung dient dem Transport eines Teils des H-Gases aus dem Norden Deutschlands in Richtung Süden. Die Inbetriebnahme ist zum 05.11.2012 erfolgt.

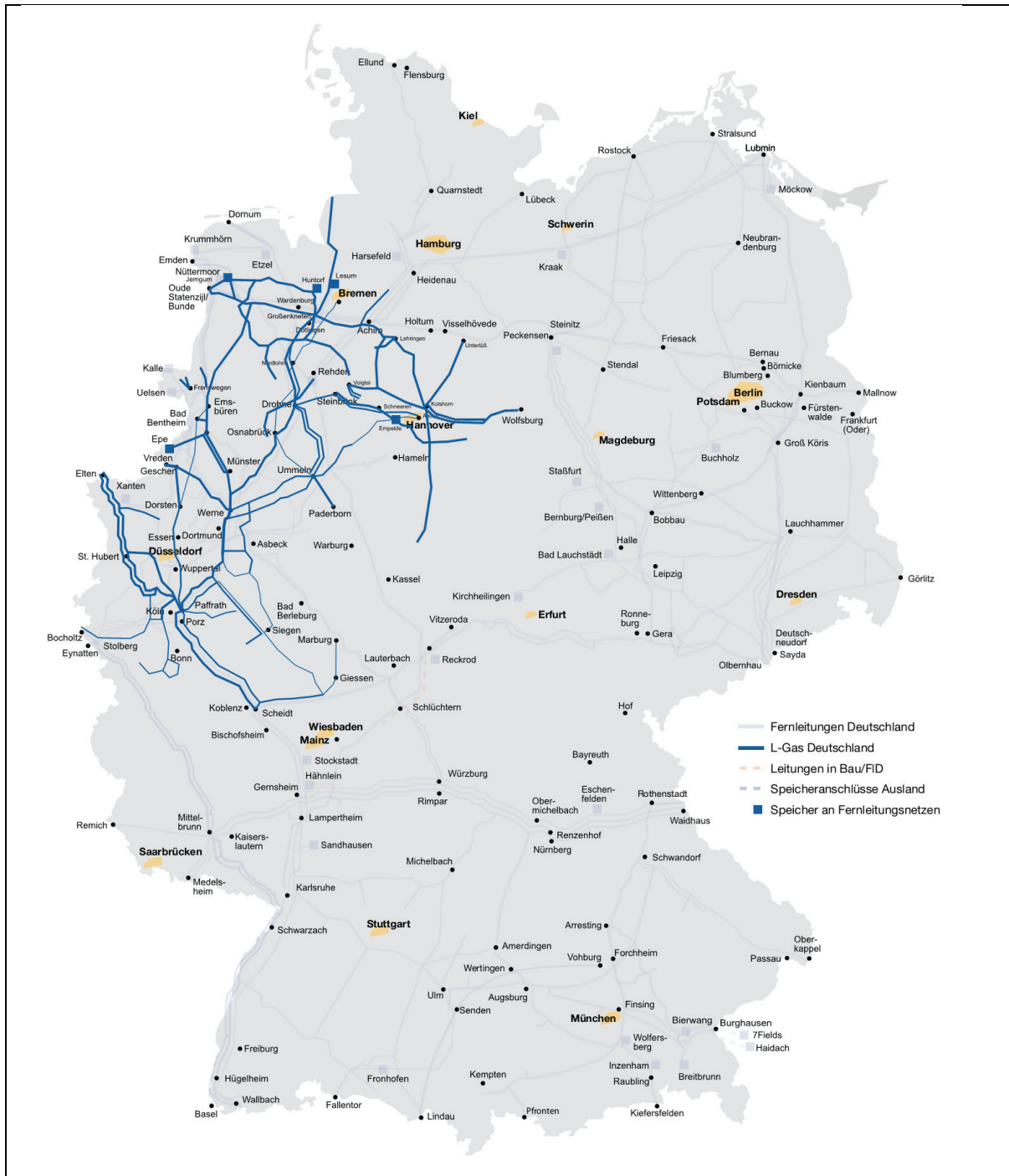
Bei der Teilparallelisierung MEGAL Bis (ID-Nummer im NEP Gas 2012: 023-01, MEGAL) handelt es sich um die Errichtung einer Pipeline entlang zu einer bestehenden Leitung (Loopeitung) der MEGAL-Leitungsgesellschaft. Die MEGAL-Leitungsgesellschaft ist Eigentümerin eines Erdgasleitungssystems von der tschechisch-deutschen Grenze bei Waidhaus bis zur deutsch-französischen Grenze bei Medelsheim einschließlich einer

⁵ Hinweise zur ID-Nummernvergabe finden sich im Glossar (siehe Kapitel 9). Alle Projekte, die bereits in Betrieb gegangen sind, werden in der folgenden Abbildung 18 nicht mehr dargestellt.

Leitung von der deutsch-österreichischen Grenze bei Oberkappel bis Schwandorf. Mit den Gesellschafterinnen OGE und GRT bestehen langfristige Verträge zur Gebrauchs- und Nutzungsüberlassung des Leitungssystems der MEGAL. Die neue Loopeitung wurde zum 28.09.2012 in Betrieb genommen.

4.2 L-Gas-Gebiet

Abbildung 18: L-Gas-Gebiet



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Beschreibung

Die L-Gas-Netze im Norden sind historisch um die vorhandenen Aufkommen herum entstanden. Das sind die Aufkommen in Deutschland mit den großen Bereichen Elbe/ Weser und Weser/ Ems sowie in den Niederlanden das Groningen-Feld, dessen Mengen über die Station Oude Statenzijl importiert werden. Auch aktuell sind dieses die einzigen Quellen. Speicher zur Strukturierung der Aufkommen bzw. zur Spitzenlastabdeckung befinden sich in Nüttermoor, Huntorf, Lesum sowie Empelde. Das Netz ist auf eine Versorgung aus den genannten Aufkommen ausgelegt und bietet nur eingeschränkte Flexibilität.

Das L-Gas-Netz im Westen dient über die verschiedenen Netzebenen hinweg primär der Versorgung von Letztverbrauchern. Durch einen hohen Anteil an Haushaltskunden ist der Gasabsatz stark temperaturabhängig. Belastende Netzsituationen ergeben sich somit nicht nur im Auslegungsfall, sondern auch in Zwischen- bzw. Schwachlastsituationen, in denen große Flexibilität auf der Einspeiseseite bestehen. Die Versorgung des Systems erfolgt zum Einen durch Importe aus den Niederlanden. Zum Anderen erfolgt eine Aufspeisung über das nördliche Teilsystem mit Mengen aus deutscher Produktion. Speicher zur Strukturierung der Aufkommen bzw. zur Spitzenlastabdeckung befinden sich am Standort Epe.

4.3 Maßnahmen zur Einhaltung der Emissionsgrenzen nach 13. BImSchV und TA-Luft

Im Juli 2004 ist die Verordnung über Großfeuerungs- und Gasturbinenanlagen (13. BImSchV – Bundes-Immissionsschutzverordnung) in Kraft getreten. Die Verordnung setzt die europäische Großfeuerungsanlagen-Richtlinie aus dem Jahr 2001 um. Ziel dieser Verordnung ist es, den Ausstoß von Emissionen weiter zu reduzieren.

Die 13. BImSchV findet Anwendung auf Gasturbinenanlagen mit einer Gesamtfeuerungs-wärmeleistung von über 50 MW. Hierbei ist die Feuerungswärmeleistung eines Stand-ortes maßgeblich. Für Feuerungswärmeleistungen von weniger als 50 MW findet die TA-Luft (Technische Anleitung zur Reinhaltung von Luft) vom 24.07.2002 Anwendung, die am 01.10.2002 in Kraft getreten ist.

Nach der novellierten 13. BImSchV und der TA-Luft sind nunmehr für die Errichtung, die Beschaffenheit und den Betrieb von Gasturbinenanlagen folgende Emissionsgrenzen für die Tagesmittelwerte in einem Lastbereich von 70 % bis 100 % festgelegt:

Tabelle 16: Emissionsgrenzen entsprechend 13. BImSchV und TA-Luft

Bestandteil	Grenzwert
Stickoxide (NO _x *)	75 mg/Nm ³
Kohlenmonoxid (CO)	100 mg/Nm ³

* bei einer Feuerungswärmeleistung > 100 MW: 50 mg/Nm³ NO_x

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Für einige Altanlagen besteht eine Nachrüstpflicht gemäß BImSchV und nach der TA-Luft. Von der Nachrüstpflicht sind Gasturbinen mit einer NO_x-Emission von weniger als 20 Tonnen pro Jahr ausgenommen.

Zur Einhaltung der neuen Emissionsgrenzen sind in Abhängigkeit des jeweiligen Gasturbinentyps verschiedene technische Maßnahmen möglich. Diese Maßnahmen umfassen die Nachrüstung einzelner Komponenten, den Umbau des Verbrennungssystems oder den kompletten Austausch des Antriebs. Die im Einzelnen geplanten Maßnahmen mit der Zielsetzung, die durch diese Anlagen bewirkten Transportkapazitäten im Wesentlichen zu erhalten, sind in der nachfolgenden Tabelle genannt:

Tabelle 17: Maßnahmen zur Einhaltung der Emissionsgrenzen 13. BImSchV und TA-Luft

Eigentümer	Anlage	Maßnahme
GUD	Verdichterstation Folmhusen Verdichterstation Wardenburg Verdichterstation Rysum	Zusätzliche Einheit mit erhöhter Leistung Ersatz von Einheiten Einheitentausch
terraneis	Scharenstetten 2	Ertüchtigung Gasturbine
OGE	Emsbüren Maschineneinheit 2 Emsbüren Maschineneinheit 3 Krummhörn Maschineneinheit 3 Waidhaus Maschineneinheit 2 Werne Maschineneinheit 5 Werne Maschineneinheit 6 Werne Maschineneinheit 8	Umbau auf LE Verbrennungssystem Austausch Gasturbine Einsatz EKOL-Flammrohr Umbau auf LE Verbrennungssystem Umbau auf LE Verbrennungssystem und Rekuperator Umbau auf LE Verbrennungssystem und Rekuperator Einsatz Kohlenmonoxid-Katalysator
TENP	Stolberg Maschineneinheit 1 Stolberg Maschineneinheit 2 Mittelbrunn Maschineneinheit 1 Mittelbrunn Maschineneinheit 2 Mittelbrunn Maschineneinheit 3 Schwarzach Maschineneinheit 2 Schwarzach Maschineneinheit 3 Hügelheim Maschineneinheit 1 Hügelheim Maschineneinheit 2	Austausch Gasturbine Umbau auf LE Verbrennungssystem Umbau auf LE Verbrennungssystem, Rekuperator Umbau auf LE Verbrennungssystem, Rekuperator Austausch Gasturbine Austausch Gasturbine Umbau auf LE Verbrennungssystem Umbau auf LE Verbrennungssystem Umbau auf LE Verbrennungssystem
MEGAL	Mittelbrunn Maschineneinheit 1 Mittelbrunn Maschineneinheit 2 Mittelbrunn Maschineneinheit 3 Waidhaus Maschineneinheit 2 Waidhaus Maschineneinheit 3 Waidhaus Maschineneinheit 5	Umbau auf LE Verbrennungssystem Umbau auf LE Verbrennungssystem Umbau auf LE Verbrennungssystem Austausch des Maschinenstrangs Austausch des Maschinenstrangs Austausch des Maschinenstrangs
METG	Porz Maschineneinheit 5 Porz Maschineneinheit 6 Scheidt Maschineneinheit 4	Austausch des Gasgenerators Austausch des Gasgenerators Umbau auf LE Verbrennungssystem
NETG	Elten Maschineneinheit 4 Elten Maschineneinheit 1	Umbau auf LE Verbrennungssystem Austausch des Maschinenstrangs
ONTRAS	Sayda Verdichter 1 Sayda Verdichter 2	Neubau Brennkammer Neubau Brennkammer
GASCADE	Mallnow Maschineneinheit 1 Mallnow Maschineneinheit 1 Mallnow Maschineneinheit 2 Mallnow Maschineneinheit 3 Rückersdorf Maschineneinheit 1 Rückersdorf Maschineneinheit 2 Rückersdorf Maschineneinheit 3	NOx Red. Programm Netcon NOx Red MicroNetPlus Programm, CO Kat NOx Red MicroNetPlus Programm, CO Kat NOx Red MicroNetPlus Programm, CO Kat NOx Red MicroNetPlus Programm, CO Kat NOx Red MicroNetPlus Programm, CO Kat NOx Red MicroNetPlus Programm

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

4.4 Status des heutigen Netzausbaus

Das EnWG verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist (§ 11 Abs. 1 EnWG). Die Fernleitungsnetzbetreiber haben dauerhaft die Fähigkeit ihrer Netze sicherzustellen, die Nachfrage nach Transportdienstleistungen für Gas zu befriedigen und insbesondere durch entsprechende Transportkapazität und Zuverlässigkeit der Netze zur Versorgungssicherheit beizutragen (§ 15 Abs. 3 EnWG).

Auf Basis dieser gesetzlichen Vorgaben haben die Fernleitungsnetzbetreiber verschiedene Maßnahmen vorgesehen. Die einzelnen Vorhaben befinden sich in unterschiedlichen Planungs- und Realisierungsständen. Unterschieden wird deshalb zwischen Projekten, die derzeit im Bau befindlich sind (im Bau), Projekten für welche die finale Investitionsentscheidung (FID) getroffen wurde und Projekten, für welche diese noch nicht vorliegt (non-FID). Neben den beschriebenen wesentlichen Projekten existiert eine Vielzahl weiterer kleinerer Maßnahmen, die an dieser Stelle nicht detailliert aufgeführt werden.

In der Modellierung berücksichtigte Pipeline-Projekte

Die Netzmodellierung setzt auf dem aktuellen Bestand des Fernleitungsnetzes auf. Zusätzlich sind aktuell in Planung bzw. im Bau befindliche Projekte der Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigt. Im Folgenden werden die weiteren bei der Modellierung berücksichtigten Projekte (im Bau befindlich und FID) dargestellt.

Im Zuge der Verbindung MEGAL-MIDAL ist zusätzlich der Bau einer Looptleitung von Reckrod nach Wirthheim – **MIDAL Süd Loop** (ID-Nummer: 077-01) – und die **Anschlussleitung Gernsheim** (ID-Nummer: 078-01) durch GASCADE geplant. Die Inbetriebnahmen sind derzeit für den 01.01.2014 vorgesehen.

Neubau und Erweiterung von Verdichterstationen und GDRM-Anlagen

Neben den genannten Pipeline-Projekten befinden sich derzeit einige Verdichterstationen im Bau bzw. sind geplant (Erweiterungs- und Neubaumaßnahmen).

Zu den **im Bau befindlichen** Anlagen zählen:

- Erweiterung der Verdichterstation Lippe (1x 15 MW, ID-Nummer: 081-01), Upgrade Verdichter, Inbetriebnahme 01.01.2014.
- Neubau einer Verdichterstation in Embsen im H-Gas-System (ca. 15 MW, ID-Nummer: 002-01).
- Bei der Verbindung MEGAL-MIDAL erfolgt die Errichtung eines Verdichters in Gernsheim (8 MW, ID-Nummer: 015-01) um den Netzkopplungspunkt zwischen der MIDAL und der MEGAL zu schaffen. Es wird keine zusätzliche Kapazität generiert, aber es wird eine Verlagerungsmöglichkeit von den Grenzübergangspunkten Waidhaus oder Oberkappel nach Gernsheim geschaffen, um eine innerdeutsche Anbindung an die Nord Stream-Pipeline in Richtung Frankreich herzustellen. Geplante Inbetriebnahme ist der 01.01.2014.
- Erweiterung der Verdichterstationen in Folmhusen (ID-Nummer: 004-01).

Zu den derzeit **geplanten Anlagen** zählen:

- Erweiterung der Verdichterstation Weisweiler (1 x 13 MW, ID-Nummer: 082-01), FID liegt vor, Inbetriebnahme 01.01.2014.
- Der Ausbau der Station Schümers Mühle (ID-Nummer: 018-01) zur Schaffung von zusätzlichen Überspeisekapazitäten zwischen dem Netz der GUD in Richtung Nowega befindet sich aktuell in der Umsetzung. Abweichend von der ursprünglichen Planung im NEP 2012 wird hierzu eine vollständig neue Station errichtet. Dieses Vorgehen ist mit den betroffenen FNB abgestimmt und stellt unter Abwägung von Kosten und Nutzen die sinnvollste sowie wirtschaftlichste Alternative dar. Die Fertigstellung ist im letzten Quartal 2013 geplant.
- Zur Optimierung von Gasflüssen und Erhöhung der Systemflexibilität/ -stabilität wird die neue GDRM-Station Finsing 1 (ID-Nummer: 129-01) errichtet. Über diese GDRM-Anlage werden unterschiedliche Drucksysteme der bayernets verbunden.
- Die Errichtung einer GDRM-Anlage in Friesoythe (ID-Nummer: 100-01) durch die GTG Nord. Hierdurch werden Überspeisekapazitäten von L-Gasmengen in das Netzgebiet der Nowega über das Leitungsnetz der GUD geschaffen. Die Inbetriebnahme ist geplant für den 01.10.2013 (für Details siehe Kapitel 4.7.3 unter „Netzgebiet GTG Nord“.

Tabelle 18: Bei der Modellierung berücksichtigte Projekte (im Bau und FID) der Fernleitungsnetzbetreiber

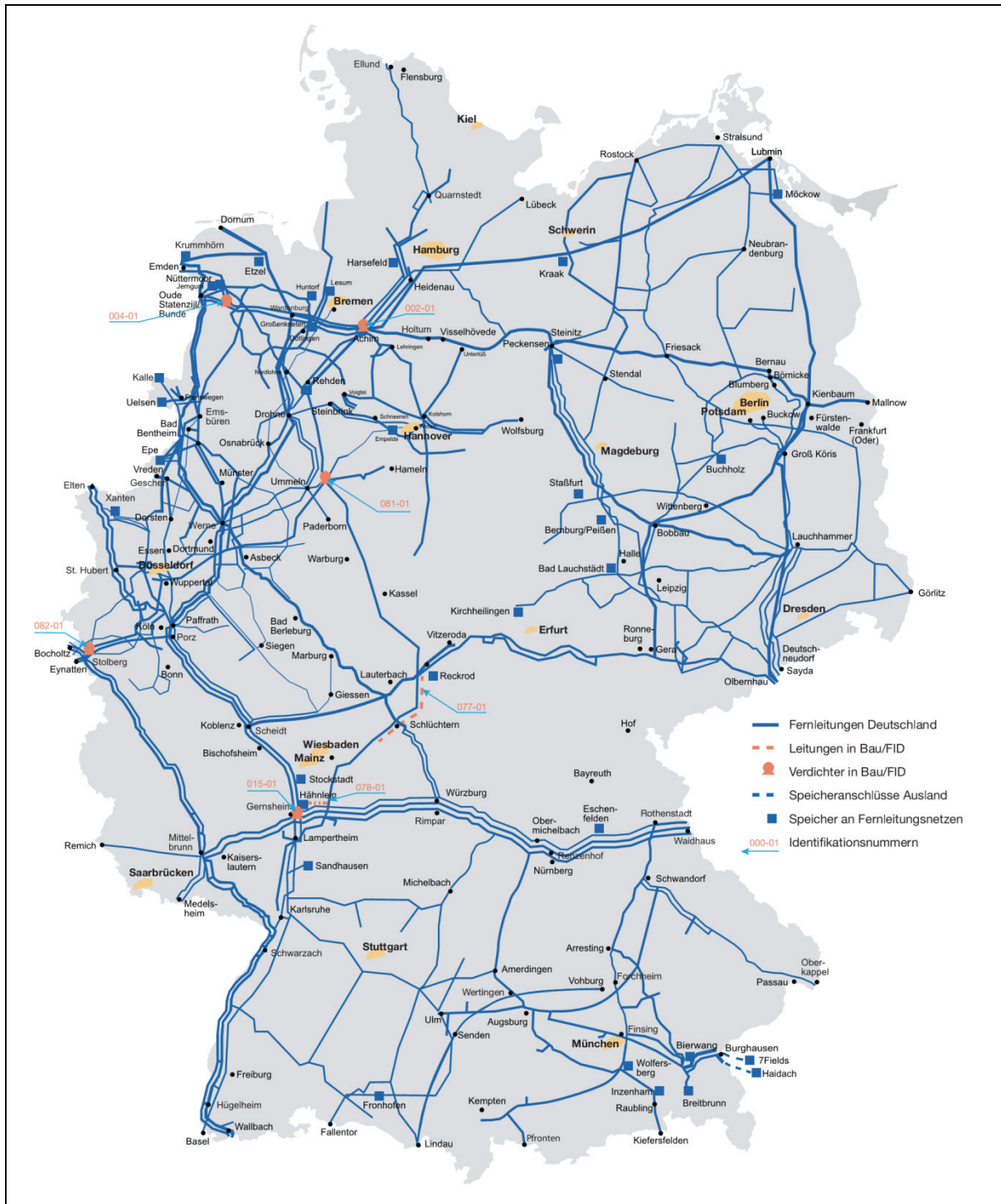
Fernlei- tungsnetz- betreiber	ID	Projektname	Status [im Bau, FID*]	Länge [km]	Druck- stufe [bar]	Durch- messer [mm]	Leistung [MW]	(Geplanter) Verlauf und/oder Bemerkung
Pipelines								
GASCADE	077-01	MIDAL Süd-Loop	FID	ca. 86	90	1.000		Reckrod bis Wirtheim
GASCADE	078-01	Anschlussleitung Gernsheim	FID	ca. 16	90	500		Herchenrode bis Gernsheim
Verdichter								
GASCADE	081-01	VDS Lippe	im Bau				15	Erweiterung
GASCADE	082-01	VDS Weisweiler	FID				13	Erweiterung
GOAL/ GUD	002-01	VDS Embsen	im Bau				15	Neubau
GRTgazD	015-01	VDS Gernsheim	im Bau				8	Verbindung von MEGAL und MIDAL
GUD	004-01	VDS Folmhusen	im Bau				8	Erweiterung
GDRM-Anlagen								
GTG Nord	100-01	MAP Friesoythe	FID					Neubau GDRM-Anlage
bayernets	129-01	Finsing 1	im Bau					Neubau GDRM-Anlage
Nowega	018-01	Ausbau Schümers Mühle	FID					Ausbau der Station

* FID – Final Investment Decision

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Karte zeigt das aktuelle Fernleitungsnetz inklusive der in der Modellierung berücksichtigten Projekte sowie der Speicheranlagen.

Abbildung 19: Das deutsche Gas-Fernleitungsnetz im Überblick



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

4.5 Weitere Pipeline-Projekte ohne finale Investitionsentscheidung

Für die folgenden Projekte liegen keine finalen Investitionsentscheidungen der Fernleitungsnetzbetreiber vor. Die Projekte sind daher nicht Bestandteil des heutigen Fernleitungsnetzes bei der Modellierung des NEP 2013.

Mit dem Projekt **Süddeutsche Erdgasleitung** (SEL) wird eine Planung verfolgt, die ihren Ursprung bereits in der Zeit vor der Regulierung der Gastransportnetze hat. Es handelt sich um eine kapazitätsstarke Gastransportverbindung (DN 1200, DP 100) von der deutsch-österreichischen Grenze bei Burghausen in den Raum Mannheim (Lampertheim). Die Planung der SEL wurde in zwei Abschnitten angelegt.

In einem ersten Schritt wurde der im Wesentlichen durch Baden-Württemberg verlaufende rund 260 km lange Leitungsabschnitt von Lampertheim nach Amerdingen geplant. Die Trasse verläuft neben Baden-Württemberg auch durch Hessen (6 km) und Bayern (4 km). Das Planfeststellungsverfahren in Hessen ist abgeschlossen. Die Planfeststellungsverfahren in Baden-Württemberg sind im Regierungsbezirk Karlsruhe erfolgreich abgeschlossen, im Regierungsbezirk Stuttgart liegt für einen Teilabschnitt der positive Beschluss ebenfalls vor, für den verbleibenden Teilabschnitt wird der positive Beschluss erwartet. Der zweite Abschnitt von Burghausen nach Amerdingen wird unter dem Projekt MONACO beschrieben.

Mit dem Projekt Parallelleitung **Horrem – Bergisch Gladbach** soll das Transportsystem der NETG, das sich von Zevenaar/ Elten an der Grenze zu den Niederlanden bis nach Bergisch Gladbach erstreckt, in zwei Teilabschnitten vollständig parallelisiert werden. Ein erster Abschnitt von der Station Horrem bis zur Station Voigtlach wurde bereits realisiert. Der hier behandelte zweite rund 23 km lange Teilabschnitt von Voigtlach nach Bergisch Gladbach führt zu einem dann durchgehend parallelisierten Transportsystem.

Bei dem Projekt **MONACO** handelt es sich um die Planung einer Gashochdruckleitung von Burghausen über Finsing (bei München) bis nach Amerdingen (Grenze zu Baden-Württemberg). Durch Anschluss an das Projekt Süddeutsche Erdgasleitung (SEL) könnte eine kapazitätsstarke Verbindung zwischen Österreich, Bayern, Baden-Württemberg und Hessen geschaffen werden. Die Planung der MONACO erfolgt in zwei Bauabschnitten.

Aktuell wird das Planfeststellungsverfahren für die MONACO 1 (Bauabschnitt 1) von Burghausen zum Netzknoten Finsing (bei München) vorbereitet. Mit Errichtung dieser Leitung können die in den nächsten Jahren am Grenzübergangspunkt Überackern/ Burghausen anstehenden Gasmengen in einer Höhe von voraussichtlich mehr als 2,9 Mio.m³/h in definierten Lastszenarien den Kapazitätsbedarf für neue Netzkunden u.a. Kraftwerksanfragen im Netz der bayernets decken. Mit Anschluss der MONACO 1 an das Projekt Schwandorf-Arresting-Finsing können diese Gasmengen auch über das Netz der bayernets hinaus zur Versorgung von Netzkunden genutzt werden.

Die **MONACO 2** (Bauabschnitt 2) umfasst die Planung von Finsing nach Amerdingen, die an das Projekt SEL anschließt. Der Bedarf zur Errichtung dieses Bauabschnitts erschließt sich erst bei Realisierung geplanter Kraftwerksprojekte, wachsendem Aufkommen von internationalen Transporten (Projekte „Tauerngasleitung“, „NABUCCO“, „South Stream“) oder durch Kompensation zurückgehender L-Gasmengen in Deutschland. Um an sich

ändernde Verhältnisse des Gasbedarfs vorbereitet zu sein und unter Berücksichtigung des langen Planungsvorlaufs wird für diesen Bauabschnitt das Raumordnungsverfahren in 2013 durchgeführt.

Bei der **Nordschwarzwaldleitung** handelt es sich um die Planung einer Gashochdruckleitung (DN 600/ DP 80) von Au am Rhein (Anschluss an die TENP) über Ettlingen, Pforzheim nach Leonberg.

4.6 Stand der Umsetzung des NEP 2012

Entsprechend §15a Abs. 2 EnWG muss der aktuelle NEP den Stand der Umsetzung des vorhergehenden NEP enthalten. Hierzu ist der Umsetzungsstand der Maßnahmen aus dem NEP 2012 in der Anlage 4 zu diesem Dokument tabellarisch dargestellt. Hier sind auch Maßnahmen aufgeführt, die sich aus der Modellierung des NEP 2013 aufgrund des zugrundegelegten Szenariorahmens nicht mehr ergeben. Diese sind zudem in Anlage 8 gesondert gekennzeichnet und erläutert.

4.7 Besonderheiten der L-Gas-Versorgung

4.7.1 Beschreibung der Situation

Ein Teil des deutschen Gasmarktes wird mit niederkalorischem Erdgas (L-Gas – low calorific value) versorgt. L-Gas stammt allein aus Aufkommen der deutschen bzw. der niederländischen Produktion. Die übrigen in Deutschland verfügbaren Aufkommen (Gas aus Dänemark, Norwegen/ Nordsee, Russland bzw. von LNG-Terminals) liefern höherkalorisches Erdgas (H-Gas). Die beiden unterschiedlichen Gruppen der Erdgasbeschaffenheit müssen aus technischen und eichrechtlichen Gründen in definierten Grenzen in getrennten Systemen transportiert werden. Kunden, die mit einer geänderten Gruppe der Gasbeschaffenheit versorgt werden sollen, können erst nach einer Anpassung der Verbrauchsgeräte mit Gas des anderen Brennwertbereichs versorgt werden. Die qualitätsübergreifenden Marktgebiete stellen sicher, dass bilanziell jeder Kunde mit Energie, unabhängig von der Gasqualität, versorgt werden kann – physisch müssen aber die Gasbeschaffenheitsgrenzen beachtet werden.

Die L-Gas-Aufkommen in Deutschland [WEG 2012] gehen in ihrer Leistung kontinuierlich zurück. Durch den niederländischen Transportnetzbetreiber GTS wurde ab 2021 ebenfalls ein kontinuierlicher Rückgang der Exportleistungen angekündigt. In 2011 wurde ein Arbeitskreis der L-Gas-Fernleitungsnetzbetreiber gegründet, der die zukünftige Entwicklung des L-Gas-Bereichs vor dem Hintergrund des Rückgangs der Produktionsleistung in Deutschland und den Niederlanden analysiert. Der Arbeitskreis steht im engen Kontakt mit deutschen und niederländischen L-Gas-Produzenten, der GTS, Speichernetzbetreibern, der BNetzA sowie nachgelagerten Netzbetreibern. Die Ergebnisse des Arbeitskreises fließen in die Modellierung des NEP 2013 ein.

Im Rahmen dieses Arbeitskreises gab es Gespräche mit der GTS im ersten Halbjahr 2012. Da hier seitens GTS noch von keinem Rückgang der niederländischen L-Gas-Mengen im zu betrachtenden Zeitraum bis 2023 auszugehen war, findet sich dieser in dem von der BNetzA bestätigten Szenariorahmen 2013 noch nicht wieder. Ende 2012 hat die GTS ein erstes Grobkonzept zum Umgang mit dem Produktionsrückgang des Groningen Feldes der Öffentlichkeit im Rahmen der Pentalateralen Plattform vorgestellt.

Das Konzept hat Auswirkungen nicht nur auf den lokalen niederländischen Markt, sondern auch auf die Märkte in den Ländern Belgien, Frankreich und Deutschland, die jeweils L-Gas-Mengen über die GTS erhalten. Da dieser Rückgang der L-Gas-Mengen erheblichen Einfluss auf den notwendigen Ausbau und Umstrukturierungen des deutschen Netzes hat, wurde seitens der FNB zusammen mit der BNetzA entschieden, dieses erste Grobkonzept der GTS in der Modellierung zu berücksichtigen.

Die Konsequenz im Konzept der GTS für die Exportkapazitäten in Richtung Deutschland ist, dass diese planerisch vor dem niederländischen Eigenbedarf und den Exportkapazitäten in Richtung Belgien und Frankreich reduziert werden sollen. Der Rückgang der Produktionsleistung des Groningen Feldes führt nach diesen Überlegungen zu einer Reduktion der L-Gas-Exportleistung nach Deutschland ab 2021, wobei im Jahr 2030 keine Exportleistungen nach Deutschland mehr zur Verfügung stehen. In der Modellierung ist der Ansatz gewählt worden, die Kapazität darauf aufbauend ab 2021 um 10 % pro Jahr der bis dahin konstanten Exportleistung zu reduzieren.

Vor dem Hintergrund des gleichlaufenden Rückgangs der deutschen Produktion ist es daher zwingend notwendig, die Planungen für die Umstellung von Markträumen in Deutschland aufzunehmen.

4.7.2 L-Gas-Bilanzen

Die Planungen für den L-Gas-Bereich müssen vor dem Hintergrund des Produktionsrückgangs in Deutschland und der Reduktion der Importmengen aus den Niederlanden verschiedenen Anforderungen genügen:

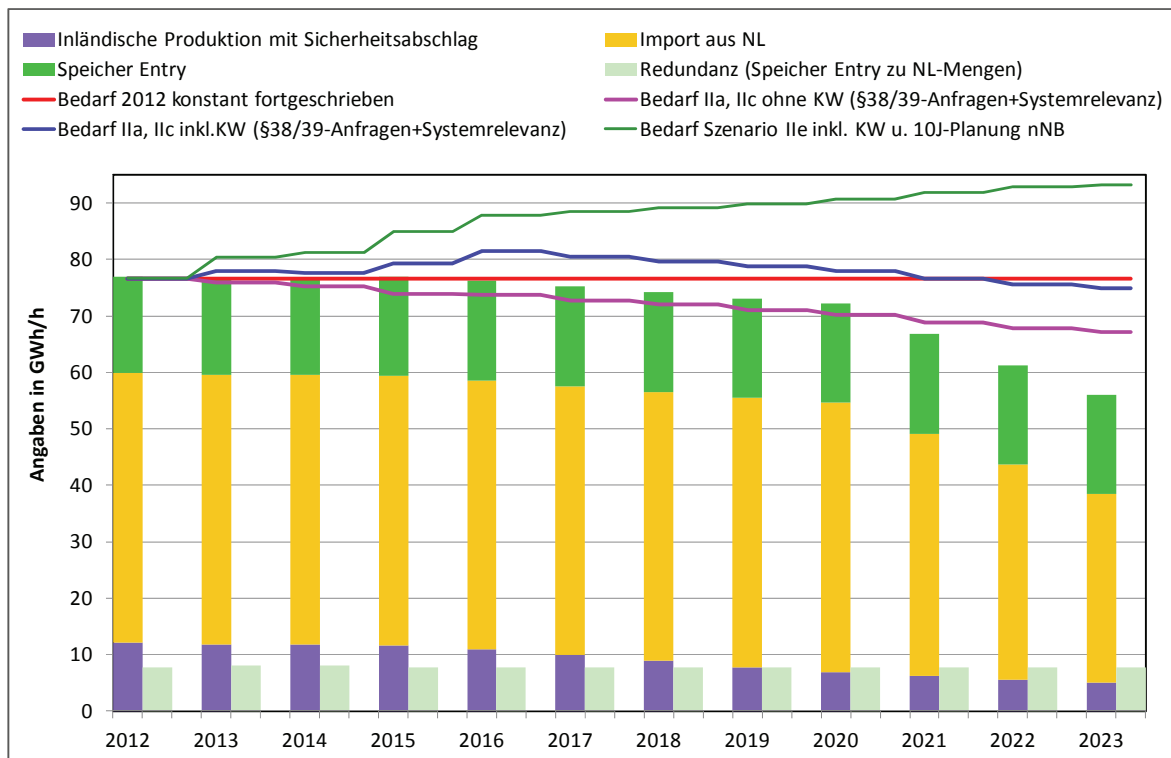
- Die Versorgung der aktuell mit L-Gas belieferten Verbraucher muss weiterhin sichergestellt werden.
- Auch in den heutigen L-Gas-Bereichen müssen neue Anforderungen durch einen erhöhten Bedarf (z. B. neue Industrie, Kraftwerke oder Ansiedlungen) erfüllt werden können.
- Die vorhandenen deutschen L-Gas-Aufkommen sollen weiter gefördert und in die Erdgastransportnetze eingespeist werden können.

Die zuvor genannten Anforderungen lassen sich durch die sukzessive Umstellung von L-Gas-Netzbereichen auf H-Gas erreichen. Die hierfür nötigen Prozesse werden derzeit im Rahmen der KoV VI erarbeitet. Im Rahmen des NEP 2013 wird dazu ein Umstellungszeitplan erarbeitet. Basis der Überlegungen ist die zukünftige Entwicklung der nationalen und lokalen L-Gas-Leistungsbilanzen.

Aktuelle nationale L-Gas-Leistungsbilanz

Die Bestimmung der benötigten Umstellungsmaßnahmen beruht auf der Planung zum Szenario II des Szenariorahmens 2013 unter Berücksichtigung des bereits genannten Grobkonzeptes der GTS zur zukünftigen niederländischen Exportleistung. Die verschiedenen Varianten des Szenarios II geben eine große Bandbreite der möglichen Entwicklung des Gasbedarfs – insbesondere auch bei Endverbrauchern – und daraus resultierend des Leistungs- bzw. Transportbedarfs vor. Die folgende Abbildung 20 zeigt die L-Gas-Bilanz unter Berücksichtigung der verschiedenen Varianten des Szenarios II.

Abbildung 20: Deutschlandweite kapazitative L-Gas-Bilanz für die Varianten IIa, IIc und IIe



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Importe aus den Niederlanden

Den größten Beitrag auf der Einspeiseseite leisten die Importe aus den Niederlanden. Die Importleistung stellt über 60 % der L-Gas-Versorgungsleistung dar. Die aufgezeigte Import-Leistung ist der in den vergangenen drei Jahren zeitgleiche maximale Fluss an den drei Importpunkten Oude Statenzijl, Zevenaar und Winterswijk. Ein Teil dieser Leistung wird über unterbrechbare Kapazitäten zur Verfügung gestellt. Die durch die GTS geplante zukünftige Entwicklung der Importleistung aus den Niederlanden wurde hierbei berücksichtigt. Die Leistung ist bis 2021 konstant angesetzt und reduziert sich in den Folgejahren linear abfallend bis auf einen Wert von 0 im Jahr 2030.

Speicher

Bei der Speicherleistung wurde in der Regel die Leistung der Auslagerungskennlinien für einen 50 %-igen Füllstand angenommen. Hierbei wurden die Leistungen berücksichtigt, die transporttechnisch realisierbar sind. Teilweise besteht eine Konkurrenz bei der Nutzung der Transportkapazitäten zwischen der Auslagerung der Speicher zum Import aus den Niederlanden (siehe Redundanz in Abbildung 20). Je nach planerischer Reduktion der Importleistung kann daher eventuell eine höhere Leistung aus den Speichern angesetzt werden. Diese kann nicht in jedem Fall zur Erhöhung der Leistungsbilanz genutzt werden.

Inländische Produktion

Bei der inländischen Produktion wurde der im Szenariorahmen 2013 beschriebene Rückgang berücksichtigt. Die Einspeisung aus Biogas-Anlagen wurde (regional zugeordnet) durch einen reduzierten Markt abgebildet (vgl. 3.2.2).

Bedarf

Das historische Maximum (aus den Gaswirtschaftsjahren 2009 bis 2012) ist der zeitgleiche maximale stündliche L-Gas-Verbrauch in Deutschland. Dieser Bedarf entspricht annähernd der Summe der Bestelleistungen, die für 2013 seitens der nachgelagerten Netzbetreiber angefragt worden sind. Der Bestellanteil der verschiedenen Varianten bestimmt sich wie folgt (in absteigender Höhe des Bedarfs):

- IIe: Die 10-Jahres-Prognose der nachgelagerten Netzbetreiber wird vollständig angesetzt.
- IIa, IIc: Die angefragte Bestelleistung der nachgelagerten Netzbetreiber wird in 2013 angesetzt; in den Folgejahren wird der regionalisierte Bedarfsrückgang des Szenarios II berücksichtigt.

Die unterschiedlichen Kapazitätsprodukte der verschiedenen Varianten haben keinen Einfluss auf die Wirkung in der Leistungsbilanz. Der bestehende Bedarf bei Industrie und Kraftwerken erhöht sich in allen Varianten im gleichen Maße um:

- zusätzliche Leistungen an Industriestandorten,
- die Leistung neuer im L-Gas angefragter Kraftwerke aus der Kraftwerksliste sowie
- die Leistung systemrelevanter Kraftwerke im L-Gas.

Grenzen der Speichernutzung bei der Kompensation zurückgehender Quellen

Der relative Anteil der Speicher an der Leistungsbilanz steigt durch den Rückgang der deutschen Produktion und der Importe. Die Speicher müssen verstärkt die saisonale Strukturierung der Jahresmengen übernehmen. Die absolute Grenze des Speicheranteils ist spätestens dann erreicht, wenn der über das Jahr gemittelte Leistungsbedarf nicht mehr durch die Summe der Gas-Importe und Produktionen abgedeckt wird.

Die Entwicklung des Speicheranteils an der Deckung der Leistungsbilanz in den verschiedenen Varianten ist in der folgenden Tabelle 19 dargestellt.

Tabelle 19: Entwicklung des Speicheranteils an der Deckung der Leistungsbilanz

	2013		2018 IIa, IIc		2023 IIa, IIc		2023 IIe	
	[GWh/h]	[%]	[GWh/h]	[%]	[GWh/h]	[%]	[GWh/h]	[%]
Summe inl. Produktion + Import NL	60	78 %	57	76 %	39	69 %	39	61 %
Speicher Entry	17	22 %	18	24 %	18	31 %	25	39 %

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Nach ersten Untersuchungen der FNB müsste das Arbeitsgasvolumen bei einer 40 %-igen Deckung der Bilanz durch Speicher wie in Variante IIe mindestens 600 Volllaststunden bei angesetzter Auslagerungsleistung beinhalten. Hier ist vermutlich ein Grenzbereich erreicht, in dem die Speicherleistung nicht mehr in vollem Umfang angesetzt werden kann. Im Rahmen des L-Gas-Arbeitskreises wird dies zusammen mit den Speicherbetreibern diskutiert.

Lokale L-Gas-Leistungsbilanzen

Die deutsche Produktion liegt im norddeutschen Raum. Dieser Bereich ist vom Rückgang der Produktionsleistung unmittelbar betroffen. Ein Rückgang in dieser Region ist ohne Ausbauten in den Transportnetzen nicht durch Leistungen aus anderen Bereichen zu kompensieren. Zusätzlich zur deutschlandweiten Bilanz wurden daher weitere lokale Bilanzen der Fernleitungsnetzbetreiber betrachtet.

Umstellungsbedarf

Aus den nationalen und lokalen Bilanzen ergeben sich für die verschiedenen Varianten IIa bis IIe folgende Umstellungsbedarfe, bezogen auf den jährlichen Maximalbedarf:

Tabelle 20: Leistungsfehl (GWh/h) aus L-Gas-Bilanz für 2018 und 2023

	2018	2023
Varianten IIa, IIc und IId	5,047	17,945
Variante IIb	1,571	14,469
Variante IIe	13,844	25,947

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Dieser rein bilanzielle Umstellungsbedarf kann durch transporttechnische Restriktionen in den verschiedenen Varianten nach oben abweichen.

Festlegung der Umstellungsbereiche

Aufgrund des kontinuierlichen Rückgangs der L-Gas-Produktion in Deutschland und der Verpflichtung, auch in den L-Gas-Bereichen den erforderlichen Zusatzbedarf an Kapazitäten bereitstellen zu können, besteht bereits im Planungshorizont bis 2018 die Notwendigkeit zur Umstellung von Netzbereichen auf eine Versorgung mit H-Gas.

Die Umstellung von Netzbereichen auf eine Versorgung mit H-Gas ist organisatorisch sehr aufwendig und ist insbesondere in Bezug auf die notwendige Anpassung der Endkundengeräte auf die geänderte Gasqualität mit erheblichen Kosten verbunden. Die Auswahl der Bereiche muss sorgfältig sowie unter Beachtung der Versorgungssicherheit über alle Netzebenen erfolgen.

Zusätzlicher Kapazitätsbedarf im L-Gas-Netz durch neue Kraftwerke oder Industriestandorte wird differenziert bewertet. Aufgrund des kontinuierlichen Rückgangs der L-Gas-Verfügbarkeit ist es sinnvoll, neuen Bedarf aus diesem Segment direkt durch eine Versorgung mit H-Gas zu erfüllen. Ist ein Anschluss an das H-Gas-Netz aber mit hohen Kosten verbunden, da an dem Punkt (ohne eine vorhergehende Umstellung von Bereichen) keine H-Gas-Leitung bzw. keine H-Gas-Leistung zur Verfügung steht, so wird

erst ein Anschluss (bzw. eine Kapazitätserhöhung) im L-Gas geplant. Zur Deckung der Leistungsbilanz wird dann eine „vorgezogene“ Umstellung von bestehenden nachgelagerten Netzen bzw. Industriestandorten vorgesehen.

Allgemeine Kriterien zur Findung der Umstellungsbereiche

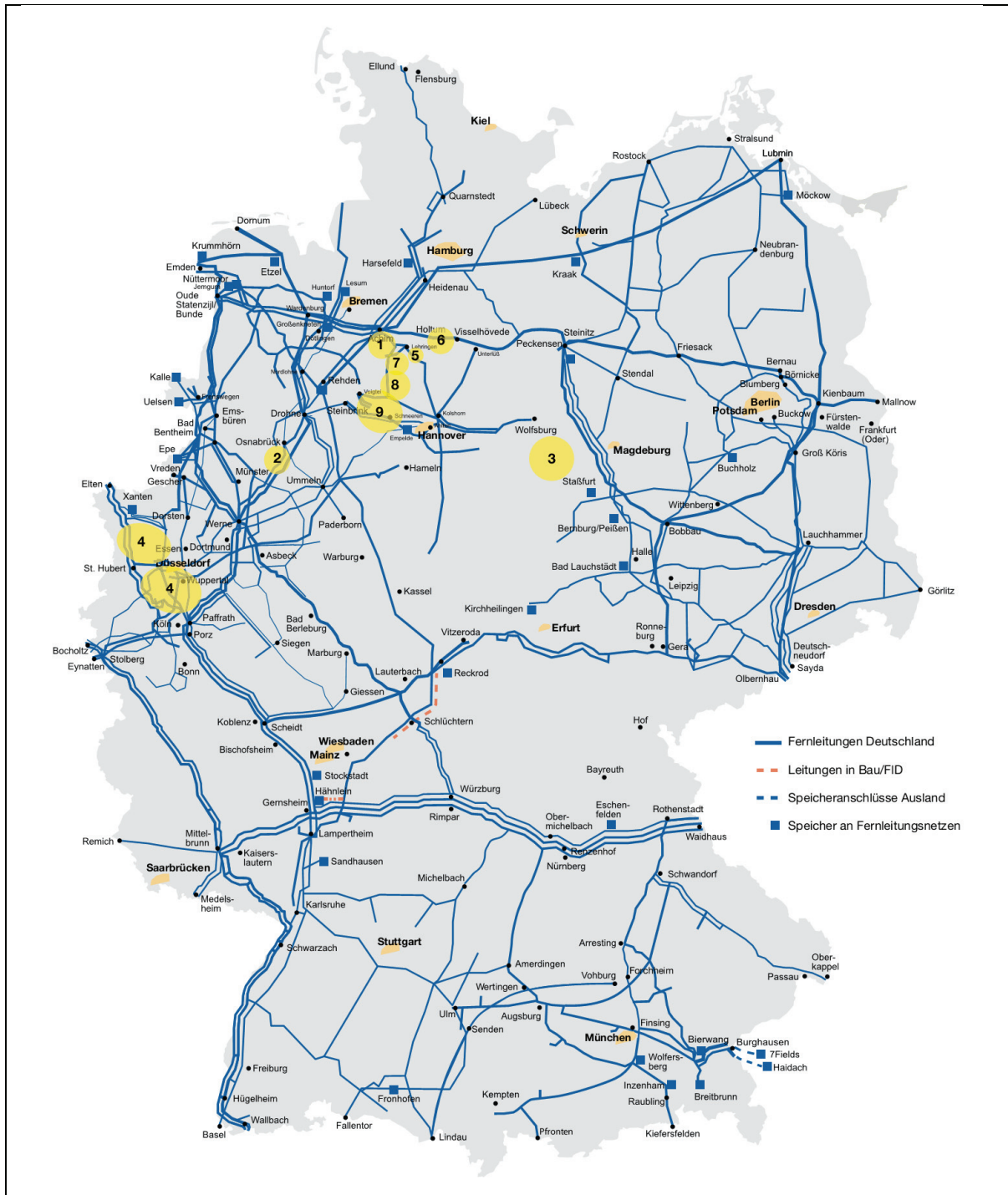
Die folgenden allgemeinen Kriterien werden bei der Auswahl der Umstellungsgebiete berücksichtigt:

- Nutzung vorhandener Schnittpunkte von H- und L-Gas-Netzen.
- Integration bestehender L-Gas-Transportinfrastruktur für H-Gas-Transporte nach der Umstellung.
- Definition von Netzgebieten, deren Qualitätsumstellung zu einem Umstellungszeitpunkt sicher beherrschbar ist (Zahl der Verbrauchseinrichtungen, verfügbares Fachpersonal etc.).
- Sicherstellung der im L-Gas-Markt weiterhin erforderlichen Entry-Kapazitäten für die Produktionseinspeisung, d. h. die L-Gas-Einspeisepunkte der deutschen Förderung bleiben so lange wie möglich voll genutzt.
- Anschluss bzw. geographische Nähe von H-Gas-Leitungen mit hohen Transportkapazitäten.
- Es muss sichergestellt werden, dass die Speicher im L-Gas zur Deckung der Leistungsbilanz auch nach Auswahl von Umstellungsbereichen weiter zur Verfügung stehen.
- Berücksichtigung der Auswirkungen einer Auftrennung von nachgelagerten Netzen für eine teilweise Umstellung auf H-Gas.
- Erhalt der Versorgungsfähigkeit im verbleibenden L-Gas-System (wie z. B. keine Schaffung neuer „Inselversorgungen“).
- Aufgrund der bereits gesammelten Erfahrung wird die Umstellung eines Industriebereichs weniger komplex eingeschätzt als die Umstellung von nachgelagerten Netzen. Insbesondere für Kraftwerke lässt sich mit verhältnismäßig geringem Aufwand eine signifikante Entlastung der L-Gas-Leistungsbilanz erzielen.
- Einen erheblichen Anteil innerhalb der Planung der Marktraumumstellung nimmt der Antransport der substituierenden H-Gas-Kapazitäten ein. Zudem muss berücksichtigt werden, dass es sich um zusätzliche H-Gas-Leistungen handelt, die das H-Gas-System darüber hinaus belasten.

Übersicht der Umstellgebiete

Die folgende Abbildung 21 zeigt die Umstellungsgebiete für die Varianten IIa und IIc für das Jahr 2018. Die in gelb dargestellten Umstellungsgebiete symbolisieren die Größe des umzustellenden Gebietes entsprechend der Gasabnahme. Die genauen Leistungen können der Tabelle 21 entnommen werden.

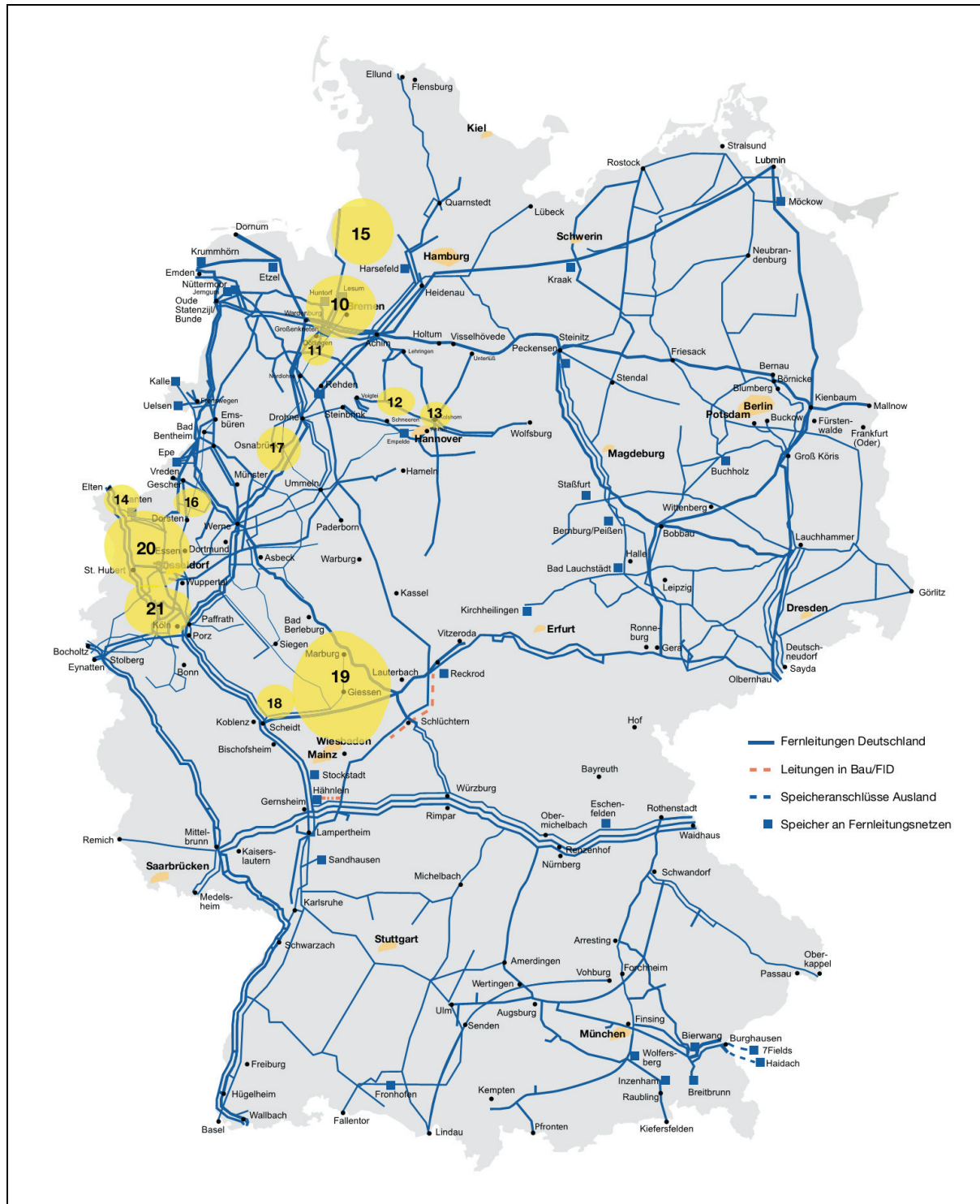
Abbildung 21: Umstellgebiete L-Gas IIa und IIc 2018



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Abbildung 22 zeigt die Umstellungsgebiete für die Varianten IIa und IIc für die Jahre 2019 bis 2023.

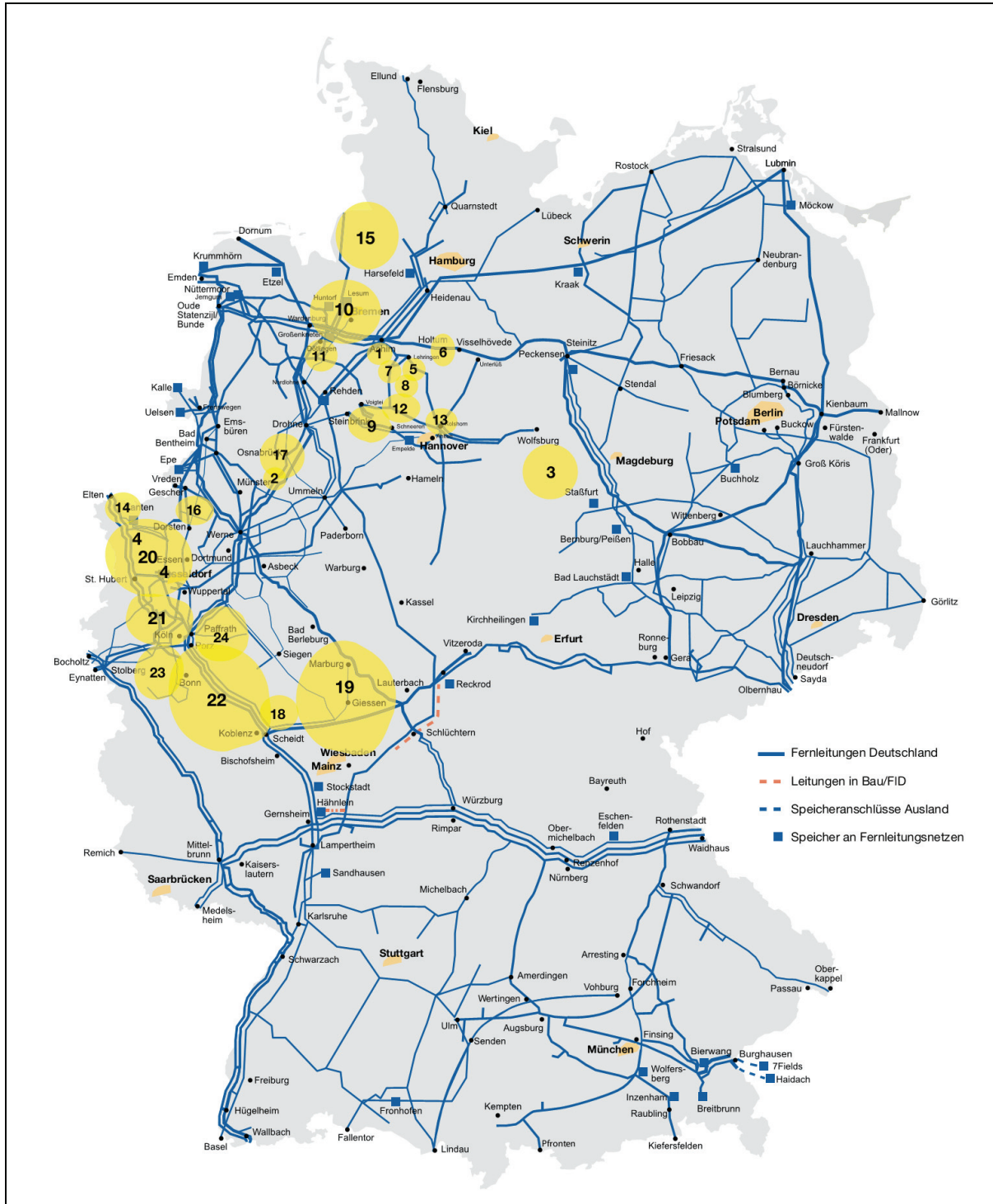
Abbildung 22: Umstellgebiete L-Gas IIa und IIc 2019 bis 2023



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende zeigt die Umstellungsgebiete für die Variante Ile für das Jahr 2023.

Abbildung 23: Umstellgebiete L-Gas Ile 2023



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Tabelle 21 zeigt eine Übersicht über alle Umstellungsbereiche, die in den vorangegangenen Abbildung 21 bis Abbildung 23 dargestellt wurden. Die Definition der Umstellungsbereiche findet sich im Anhang. Die nicht aufgeführten Gebiete des L-Gas-Netzes werden aus derzeitiger Sicht in späteren Umstellungen, d. h. zwischen 2023 und 2030, berücksichtigt.

Tabelle 21: Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche

Nr.	Bereich	FNB	Umstellungs-zeitpunkte bis 2018 (Basis Ila, Ilc)*	Umstellungs-priorität (1 – hoch; 5 – gering)	Leistung (MW)
1	Achim	GUD	2016	1	167
2	Versmold	OGE	2018	3	70
3	Avacon	GUD/ Nowega	2016	1	675
4	Kraftwerke (Uerdingen + Leverkusen)	GASCADE	2018	3	3.437
5	Verden	GUD	2016	1	160
6	Walsrode/ Fallingb.ostel	GUD	2016	1	370
7	Avacon I	GUD	2017	2	123
8	Nienburg	GUD	2017	2	210
9	Landesbergen	GUD	2018	3	1.200
10	Bremen/ Delmenhorst	GUD		4	1.870
11	Bremen/ Delmenhorst/ Belm	OGE		4	530
12	Neustadt/ Avacon II	GUD		4	320
13	GBW I/ GBW II**	GUD		4	80
14	Hüthum	TG		4	150
15	Cux-/ Bremerhaven/ östlicher Teil GTG/ EWE-Netz	GUD/ GTG Nord		4	1.300
16	Industrie Marl	OGE		4	500
17	Osnabrück	OGE		4	900
18	Limburg	OGE		4	900
19	Frankfurt	OGE		4	2.800
20	Düsseldorf Bestand	OGE/ TG		4	1.200
	Düsseldorf Neu	OGE/ TG		4	1.200
21	Dormagen Bestand	OGE		4	1.600
22	Rhein-Main	OGE		5	3.700
23	Bonn	OGE		5	3.700
24	Aggertalleitung	TG		5	1.900
Summe					29.687

* Der Umstellungsbedarf in der Variante IIe kann dazu führen, dass Umstellungsgebiete früher bzw. weitere Gebiete in den ersten fünf Jahren umgestellt werden müssen.

** Die Station GBW I wird umgestellt. Die Station GBW II muss an die Lehring-Kolshorn-Leitung angeschlossen werden.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

4.7.3 Detaillierte Erläuterung der Umstellungsbereiche der jeweiligen TSOs

L-Gas-Bereich Nord

Der Rückgang des L-Gas-Aufkommens bis 2018 resultiert allein aus dem Rückgang der deutschen Produktion nach der Prognose des WEG. Ziele der Planungen im Rahmen des NEP 2013 ist es, die lokalen produktionsnahen Bilanzen im Bereich Nord ausgeglichen zu halten sowie die zusätzlichen Anforderungen nach erhöhter Exit-Kapazität im L-Gas zu erfüllen. Diese Anforderungen sind:

- Bereitstellung der zu planenden Bestelleistung der jeweiligen Absatz-Varianten bei allen nNB,
- Versorgung der neuen Kraftwerke mit Antrag nach §39 in Braunschweig und Wolfsburg sowie die
- Absicherung des systemrelevanten Kraftwerks in Landesbergen.

Die lokale Leistungsbilanz im Bereich Nord ließe sich zwar auch durch die Umstellung von Bereichen bei der NCG und gleichzeitiger Reduktion der zur Versorgung der NCG vorgehaltenen Leistungen an den Marktgebietsübergängen bewerkstelligen. Eine direkte Reduktion des Leistungsbedarfs im Bereich Nord bietet aber die Vorteile, dass die für NCG vorgehaltene Leistung in bestimmten Situationen eine zusätzliche Redundanz zur Versorgung des Bereiches Nord darstellt und dadurch eine kostengünstigere Erfüllung der genannten Zusatzanforderungen ohne zusätzliche Ausbauten des L-Gas-Transportsystems im Norden ermöglicht.

Netzgebiet GUD

Die beiden neuen Kraftwerke befinden sich in einem Netzbereich, der eine relativ große Entfernung zum bestehenden H-Gas-Bereich aufweist. Ein direkter Anschluss an das H-Gas-System ist mit vertretbarem Aufwand nicht realisierbar. Im NEP 2012 wurde ein Konzept zur Versorgung über die Leitung zwischen Unterlüß und Kolshorn (BTG-Leitung GUD-Erdgas Münster) vorgestellt. Die möglichen Kapazitäten über diese Leitung sind begrenzt – das Konzept aus dem NEP 2012 lässt sich nur mit größerem Aufwand weiter entwickeln, um auch die Anforderungen, die aus dem Anschluss der Kraftwerke in Wolfsburg und Landesbergen resultieren, abzudecken. Insbesondere das Kraftwerk Landesbergen stellt mit einem Kapazitätsbedarf von 1,2 GW eine erhebliche zusätzliche Belastung des H-Gas-Netzes dar.

Die Verdichterstation Embsen/ Achim stellt insbesondere auch durch die Anbindung an die NEL einen sehr leistungsfähigen Ausgangspunkt für die Umstellung von Netzbereichen dar. Es ist daher geplant, ausgehend von Achim aus, die Netzbereiche entlang der Leitung zwischen Achim über Nienburg nach Kolshorn schrittweise umzustellen. Um in diesem Konzept Erdgas zu den verbleibenden L-Gas-Bereichen transportieren zu können, ist der Bau einer zusätzlichen Leitung von Achim bis Luttum geplant. Die Umstellung ist zeitlich bis 2018 grob wie folgt geplant:

- SW Achim: Transport von H-Gas über die Leitung von Embsen zu den SW Achim; Transport von L-Gas über die geplante Leitung zwischen von Achim bis Luttum; Versorgung der SW Verden mit L-Gas; Versorgung der übrigen Bereiche bleibt unverändert

- SW Verden: Transport von H-Gas über die vorhandene Leitung zwischen Embsen und Luttum; Versorgung der übrigen Bereiche bleibt unverändert
- SW Böhmetal/ Schneverdingen: Transport von H-Gas über die vorhandene Leitung zwischen Embsen und Luttum, Weitertransport von Luttum zu den SW Böhmetal/ Schneverdingen; Versorgung der übrigen Bereiche bleibt unverändert
- Großraum Nienburg: Transport von H-Gas von Embsen über die vorhandene Leitung nach Luttum und über Luttum hinaus über das vorhandene System in Richtung Nienburg; Transport von L-Gas über die geplante Leitung bis Luttum und Weitertransport über Lehringen über die GUD-Erdgas Münster-Gemeinschaftsleitung nach Kolshorn; von Kolshorn aus werden die die dann noch nicht umgestellten Bereiche weiterhin mit L-Gas versorgt
- Landesbergen: Versorgung mit H-Gas über die vorhandenen Leitungen von Luttum aus nach Umstellung von Nienburg

Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass durch die Umstellung eines östlichen Netzbereichs der E.ON Avacon (Umstellungsbereich 3) auch der Bedarf in Sophiental reduziert werden kann. Dieser Umstellungsbereich würde über das Netz der ONTRAS mit H-Gas versorgt werden.

Bis 2023 ist zur Deckung der Leistungsbilanz die Umstellung weiterer Bereiche notwendig. Diese zusätzliche Umstellung ist wie folgt geplant:

- SW Neustadt sowie die Stationen Großburgwedel I & II (d. h. Umstellung bis Kolshorn),
- swb (ohne die Station Bremen Nord) und der SW Delmenhorst (einschließlich der von Nordlohne aus versorgten Leistungen) sowie
- das System Ganderkesee-Cuxhaven mit dem über „Bremen-Nord“ versorgten Bereich, den SW Osterholz-Schambeck, den SW Bremerhaven und dem östlichen Bereich der GTG Nord bzw. der EWE Netz. Wir gehen davon aus, dass auch der an das Netz der GUD angeschlossene Untergrundspeicher in Lesum bei diesem Schritt auf H-Gas umgestellt werden würde.

Anmerkungen zum Konzept:

- Die neu geplante Leitung ist als DN800 Leitung mit einer Auslegung auf einen maximalen Betriebsdruck von 84 bar vorgesehen. In Verbindung mit vorhandenen Leitungen der Druckstufe 84 bar könnte diese Leitung zukünftig einen sehr leistungsfähigen Weg für den Antransport von H-Gas in den östlichen L-Gas-Bereich darstellen. Die Umstellung dieser Bereiche ist noch nicht Teil der Planung des NEP 2013. Ein nachhaltiger Bedarf für die Leitung lässt sich daher noch nicht sicher ableiten.
- Die zusätzlichen Anforderungen ohne das als systemrelevant eingestufte Kraftwerk Landesbergen lassen sich nach dem Konzept des NEP 2012 erfüllen.
- Aufgrund der bestehenden parallelen Leitungsführung kann der Bereich östlich von Hannover ausgehend von Kolshorn einschließlich des HKW Braunschweig weiter umgestellt werden.

Alternative Überlegungen zur Umstellung:

Alternativ zum oben präferierten Umstellungskonzept wäre eine Umstellung im Bereich „Hannover Ost“ möglich, wogegen jedoch zwei wesentliche Argumente sprechen:

- Die Nutzung der BTG-Leitungen Unterlüß-Kolshorn und Lehringen-Kolshorn für den H-Gas-Transport ist nicht geklärt und unsicher.
- Der Bereich „Hannover Ost“ bildet auf der Verteilebene einen von drei FNB versorgten, zusammenhängenden Bereich, der ohne zusätzliche Investitionen bzw. ohne die Auflösungen von Redundanz nicht in (aktuell) handhabbare Umstellbereiche aufgeteilt werden kann.

Netzgebiet Nowega

Vor dem Hintergrund des im NEP 2012 dargestellten Leistungsdefizites des Nowega Netzes wird mit den seitens Nowega durchgeführten bzw. im NEP 2012 verbindlich genannten Maßnahmen eine deutliche Erhöhung der Überspeisekapazitäten in das Fernleitungsnetz der Nowega geschaffen. Vor dem Hintergrund der weiterhin rückläufigen deutschen L-Gas-Produktionsleistung sowie der angekündigten Reduktion der niederländischen Importleistungen ab 2021 mit Auswirkungen auf die gesamte L-Gas-Bilanz, ist die Schaffung von Überspeisekapazitäten von anderen L-Gas-Fernleitungsnetzen über die bereits geplanten Maßnahmen hinaus nicht sinnvoll.

Ab 2017 können die erforderlichen festen Ausspeisekapazitäten nicht mehr in vollem Umfang dargestellt werden. Da sich der Leistungsengpass zunächst nur auf wenige Stunden des Jahres in Hochlastphasen beschränkt, wird seitens Nowega ein Konzept für eine GDRM-Anlage zur Konvertierung von H-Gas mittels Stickstoffbeimischung zur Spitzenlastdeckung erarbeitet. Darüber hinaus werden hiermit die im Rahmen des § 39 Verfahrens angefragten Speicher Exit Kapazitäten am Nowega Netz als Kapazitätsprodukt TaK darstellbar. Bei Umsetzung der Maßnahme kann sich ebenso die Flexibilität im qualitätsübergreifenden Marktgebiet erhöhen.

Die Anlage wird für eine Spitzenleistung von 2 GWh/h ausgelegt. In den Szenario-rechnungen wird eine Leistung von 1,4 GWh/h als sicher verfügbar angesetzt (technische Redundanz).

Netzgebiet GTG Nord

Im Netz der GTG Nord sind zahlreiche Kavernen aus den Speichieranlagen Nüttermoor und Huntorf angebunden. Die lokale Leistungsbilanz ist daher gut gedeckt. Die mögliche Speicherleistung ist nicht in anderen Netzbereichen nutzbar, da keine Überspeise-möglichkeit aus dem Netz der GTG Nord in andere Netze besteht. Die Realisierung einer Überspeisung ist in der Regel mit hohem Aufwand (Bau von Verdichtern) verbunden, da die benachbarten L-Gas-Netze meist mit einem höheren Druck betrieben werden.

Es ist geplant eine Überspeisung am Ort Friesoythe aus dem Netz der GTG Nord in die Leitung ETL100 zwischen Barßel und Emsbüren der GUD zu bauen. Diese Leitung eignet sich sehr gut, da sie als ehemalige Erdölleitung nur mit einem geringen maximalen Betriebsdruck (PN 38) genutzt werden kann. An diesem Standort ist daher in der Regel eine Überspeisung aus dem Netz der GTG Nord in einer Höhe von rund 600 MWh/h und zeitweise bis zu 1000 MWh/h möglich. Diese Mengen können am MÜP Emsbüren an die

OGE übergeben werden oder an einer zukünftigen neuen Station der Nowega (NEP ID-Nummer 018-01) in das Netz der Nowega gespeist werden.

Die geplante Überspeisung in Friesoythe

- verbessert die Leistungsbilanz im L-Gas,
- erhöht die „Vernetzung“ des GASPOOL-Marktgebietes mit positiven Auswirkungen auf das Angebot und die Nutzung von Regelenergie und
- stellt Speicherkapazität für andere Netze bereit.

Überlegungen zur Umstellung

Das Netz der GTG Nord ist mit dem nachgelagerten Netz der EWE NETZ GmbH flächendeckend über viele Netzkopplungspunkte miteinander verbunden. Da die Leistungsbilanz zu einem großen Teil aus den angeschlossenen Speichern gedeckt wird, ist eine Umstellung der Netze nur zusammen mit den Speichern möglich.

Die Umstellung des östlichen Netzteils der GTG Nord resultiert aus der Umstellung des Cuxhaven-Asts der GUD und ist aus versorgungstechnischen Gründen nicht getrennt voneinander zu betrachten. Für weitere Umstellungsgebiete im Netz der GTG Nord bestehen weitere Planungen derzeit nur im Entwurfsstadium. Eine Konkretisierung ist erst in den nachfolgenden NEP möglich.

L-Gas-Bereich West

Netzgebiet OGE/ TG

Im Netzgebiet der NCG wird bis zum Jahr 2018 nur ein kleines Testgebiet (im Raum Vermold) umgestellt. Dies hat wie oben beschrieben den Hintergrund, dass der Rückgang der deutschen Produktion unter Berücksichtigung des zusätzlichen Bedarfs lokale Engpässe im GASPOOL-Marktgebiet hervorruft, die nicht allein durch Umstellungen im Netzgebiet der NCG gelöst werden können.

Bis zum Jahr 2023 ist durch einen verstärkten Rückgang der deutschen Produktion und insbesondere durch den deutlichen Rückgang der L-Gas-Importe aus den Niederlanden eine Umstellung von Bereichen auch im NCG Gebiet notwendig.

Im Folgenden wird für vier verschiedene Regionen die Präferenz als Umstellgebiet im Marktgebiet der NCG skizziert:

- Raum Bremen/ Delmenhorst/ Osnabrück
 - Inselversorgung (d. h. Versorgung über nur einen Entry) entfällt bei Umstellung auf H-Gas
 - Marktgebietsübergreifender Synergieeffekt für Stadtwerke, die von mehreren FNB versorgt werden (z. B. Bremen)

- Raum Marl
 - Umstellung einer Leitung, über die nur ein Industriekunde versorgt wird und die das H-Gas-Transportsystem kreuzt
- Großraum Frankfurt
 - Parallel verlaufende Infrastruktur im H-Gas und L-Gas-Netz
 - Randlage im L-Gas-System der NCG
 - Sukzessive Ummstellungsmöglichkeit von Teilgebieten (Frankfurt und Limburg)
 - Integration bestehender L-Gas-Transportinfrastruktur zur Stärkung des H-Gas-Transportsystems nach erfolgter Ummstellung
- Raum Düsseldorf
 - Effizienz durch Ummstellung von großen Industriekunden.
 - Potenzial zur Ummstellung weiterer Industriekunden über die neu zu bauende H-Gas-Leitung zwischen Voigtslach und Paffrath (als Absicherung im Fall eines stärkeren L-Gas-Rückgangs als prognostiziert oder bei Zeitverzögerungen der geplanten Ummstellungsmaßnahmen)

Die im Netz der Thyssengas GmbH (TG) vorgesehenen Bereiche sind:

System Hütthum

- leicht zu unterteilendes Regionalsystem
- Möglichkeit zur Aufspeisung mit H-Gas von Bocholt mit geringen Investitionen möglich
- überschaubarer Umfang, eignet sich als Startgebiet

Aggertalleitung (Variante IIe, 2023)

- Aufgrund der Entwicklung des Kapazitätsbedarfs in Variante IIe im Raum Köln wird der Transportweg Zevenaar stärker belastet. Um einen temporär notwendigen Ausbau von L-Gas-Infrastruktur zu vermeiden, ist eine Ummstellung des Marktraumes vorgesehen.
- Durch Aufspeisung des Regionalsystems mit H-Gas wird aufgrund des höheren Brennwertes der Ausbaubedarf der Aggertalleitung, des Loops Herkenfeld-Meegen und der Netzkopplungspunkte zu nachgelagerten Netzen reduziert.

4.8 Analyse historischer Unterbrechungen

Die entsprechend Tenor 8 der Bestätigung des Szenariorahmens ergänzte Liste der vorgenommenen Unterbrechungen ist im Anhang beigefügt. Die Ergebnisse der Analyse der historischen Unterbrechungen werden in den folgenden Unterkapiteln getrennt nach Unterbrechungen fester und unterbrechbarer Kapazitäten dargestellt.

Unterbrechung fester Kapazitäten

In dem Betrachtungszeitraum 01.10.2010 bis 31.05.2012 erfolgten vier Unterbrechungen fester Kapazitäten. Die Analyse dieser Unterbrechungen ergab:

- Am 02.05.2011 erfolgte eine zweistündige Unterbrechung fester Einspeisekapazität am Grenzübergangspunkt Bocholtz von den Niederlanden. Die Einschränkung wurde aufgrund eines Maschinenausfalls in der Verdichterstation Stolberg erforderlich. Aus Sicht der FNB lässt sich hieraus keine Ausbaurfordernis ableiten.
- Am 19.09.2011 erfolgte eine einstündige Unterbrechung an einem Netzanschlusspunkt zu einem Letztverbraucher. Die Einschränkung erfolgte aufgrund einer Gasflussunterbrechung während einer geplanten Maßnahme an der Anschlussleitung. Aus Sicht der FNB lässt sich hieraus keine Ausbaurfordernis ableiten.
- Am 02.08.2011 erfolgte eine 48-stündige Unterbrechung fester Ausspeisekapazität am Grenzübergangspunkt Wallbach in die Schweiz. Die Einschränkung wurde erforderlich wegen einer geplanten Molchung des vorgelagerten Leitungssystems. Aus Sicht der FNB lässt sich hieraus keine Ausbaurfordernis ableiten.
- Am 26.09.2011 erfolgte eine dreistündige Unterbrechung fester Ausspeisekapazität am Speicher Xanten durch TG. Die Einschränkung erfolgte wegen eines Anlagenausfalls während einer geplanten Maßnahme. Aus Sicht der FNB lässt sich hieraus keine Ausbaurfordernis ableiten.

Unterbrechung unterbrechbarer Kapazitäten

Entsprechend § 2 GasNZV ist die technische Kapazität das Maximum an fester Kapazität, das der Netzbetreiber unter Berücksichtigung der Systemintegrität und der Erfordernisse des Netzbetriebs den Transportkunden anbieten kann. Laut § 11 GasNZV haben Fernleitungsnetzbetreiber sowohl feste als auch unterbrechbare Kapazitäten anzubieten. Hieraus folgt, dass unterbrechbare Kapazitäten in dem Umfang zu unterbrechen sind, in welchem der Saldo der Nominierungen fester und unterbrechbarer Kapazitäten die technische Kapazität übersteigt.

Die Untersuchung der in dem Betrachtungszeitraum 01.10.2010 bis 31.05.2012 erfolgten Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten wurde an Übergabepunkten durchgeführt, an welchen die Unterbrechungsdauer länger als 1 % des Betrachtungszeitraums war. In einigen Konsultationsantworten wird der Ansatz anderer Grenzen in dieser Analyse vorgeschlagen. Die FNB sind gerne bereit, über die angemessenerweise anzusetzenden Grenzen für kommende Analysen zu diskutieren. Eine ausreichende Grundlage für die Überarbeitung dieser Analyse war ihnen jedoch nicht erkennbar. Dasselbe gilt für den

Vorschlag, bei der Analyse die Einspeise- und Ausspeisepunkte in einer anderen Form zusammen zu fassen.

Die im Zeitraum vom 02.02.2012 bis einschließlich 15.02.2012 erfolgten Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten in Folge der angespannten Gasversorgungssituation wurden im Bericht der BNetzA zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/2012 umfangreich dargestellt und analysiert ([BNetzA 2012a], Abschnitt III). In Folge dieses Berichts wurde die Untersuchung von Mengenreduktionen in Waidhaus im von der BNetzA bestätigten Szenariorahmen vorgesehen. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen sind in Kapitel 5.8.1 dieses Dokuments dargestellt.

Dem entsprechend werden hier die Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten im Zeitraum vom 01.10.2010 bis einschließlich 01.02.2012 und vom 16.02.2012 bis einschließlich 31.05.2012 analysiert. Dieser Zeitraum umfasst 591 Tage (14.184 Stunden).

Übergabepunkte, an welchen mehrere Netzbetreiber gemeinsam Kapazitäten auf dem selben Leitungssystem vermarkten, wurden bei dieser Auswertung zusammen gefasst.

Eine Übersicht der Unterbrechungsstunden und deren Anteil am Betrachtungszeitraum ist in der folgenden Tabelle 22 und der Abbildung 24 pro Übergabepunkt und Transportrichtung dargestellt.

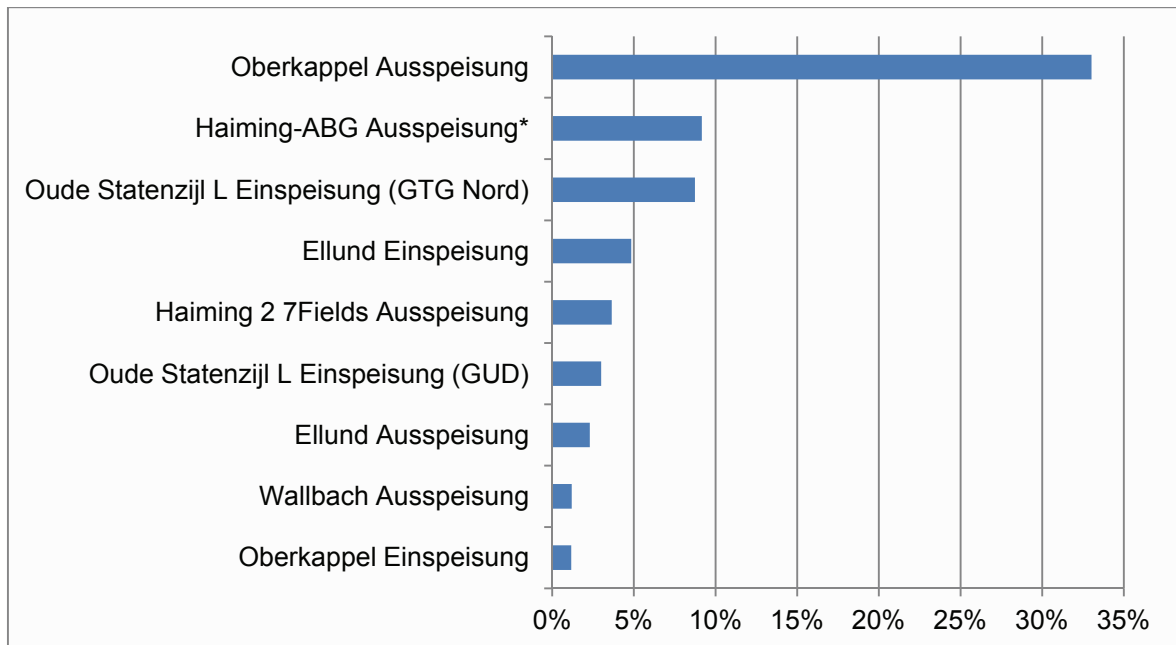
Tabelle 22: *Übersicht absoluter und relativer Unterbrechungsdauern von unterbrechbaren Kapazitäten mit einem Anteil von mehr als 1 % im Auswertungszeitraum*

Übergabepunkt	Anzahl Unterbrechungsstunden im Auswertungszeitraum	Anteil
Oberkappel Ausspeisung	4.683	33,0 %
Haiming-ABG Ausspeisung*	1.299	9,2 %
Oude Statenzijl L Einspeisung (GTG Nord)	1.240	8,7 %
Ellund Einspeisung	686	4,8 %
Haiming 2 7Fields Ausspeisung	517	3,6 %
Oude Statenzijl L Einspeisung (GUD)	425	3,0 %
Ellund Ausspeisung	327	2,3 %
Wallbach Ausspeisung	170	1,2 %
Oberkappel Einspeisung	165	1,2 %

*) Ein-/ Ausspeisepunkt Haiming-ABG durch Integration SÜDAL in das Marktgebiet NCG seit 01.01.2013 entfallen

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 24: Übersicht absoluter und relativer Unterbrechungsdauern von unterbrechbaren Kapazitäten mit einem Anteil von mehr als 1 % im Auswertungszeitraum



* Ein-/ Ausspeisepunkt Haiming-ABG durch Integration SÜDAL in das Marktgebiet NCG seit 01.01.2013 entfallen

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Analyse der Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten an diesen Übergabepunkten ergab Folgendes:

Oberkappel Ausspeisung

Dieser Ausspeisepunkt ist mit der West Austria Gasleitung in Österreich verbunden. GRT und OGE vermarkten Kapazitäten an diesem Punkt.

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund der Überschreitung der maximalen technischen Kapazität.

Entsprechend dem Ergebnis der Open Season 2008 der OGE erfolgte eine Erhöhung der festen frei zuordenbaren Ausspeise-Kapazität von 3.927.000 kWh/h auf 7.769.000 kWh/h.

Eine weitere Ausbaurfordernis kann aus Sicht der FNB aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht mit ausreichender Sicherheit abgeleitet werden.

Haiming-ABG Ausspeisung

Der Ein-/ Ausspeisepunkt Haiming-ABG war im Betrachtungszeitraum netzhydraulisch nur als Einspeisepunkt nutzbar. Gegenstromtransporte (Ausspeisung) waren nur möglich, wenn in Hauptstromrichtung ausreichende Gasmengen nominiert wurden und die maximale technische Kapazität im ost-bayerischen Raum nicht überschritten wurde.

Durch Integration des SÜDAL-Systems in das Marktgebiet NCG zum 01.01.2013 ist dieser Netzknoten entfallen. Ein mögliches Netzausbaurfordernis im ost-bayerischen Raum wird in Kapitel 5 behandelt. Da sich der überwiegende Teil der vorgesehenen

Netzausbaumaßnahmen auf den ost-bayerischen Raum bezieht, gehen die FNB davon aus, dass sich hierdurch auch eine deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den relevanten Grenzübergangspunkten im Raum Burghausen/ Überackern ergibt.

Oude Statenzijl Einspeisung (GTG Nord)

An diesem Einspeisepunkt wird Erdgas aus dem niederländischen Gastransportnetz übernommen. GTG Nord vermarktet feste und unterbrechbare Einspeisekapazitäten an diesem Punkt.

Die Unterbrechungen der unterbrechbaren frei zuordenbaren Kapazitäten resultieren aus dem Buchungsverhalten der Händler. Die FZK waren im Zeitpunkt der Unterbrechung zu 100 % nominiert. Das Verhältnis der unterbrochenen Leistung zu der technisch verfügbaren Kapazität (TVK) an diesem Punkt beträgt gerade einmal 0,2 %.

Nach derzeitigem Stand gibt es keinen Bedarf auf Seiten der Händler für einen Ausbau der TVK an diesem Punkt. Eine Ausbauerfordernis kann aus Sicht der FNB aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht mit ausreichender Sicherheit abgeleitet werden.

Ellund Einspeisung

An diesem Einspeisepunkt wird Erdgas aus dem dänischen Transportnetz übernommen. GUD und OGE vermarkten feste und unterbrechbare Einspeisekapazitäten an diesem Punkt.

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund der Erreichung der maximalen technischen Kapazität der DEUDAN und des Weitertransports zum NCG-Marktgebiet.

Vor dem Hintergrund der zurück gehenden dänischen Erdgasreserven kann aus Sicht der FNB eine Ausbauerfordernis aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht mit ausreichender Sicherheit abgeleitet werden.

Haiming 2 7Fields Ausspeisung

Dieser Ausspeisepunkt ist mit dem Speicher 7Fields in Österreich verbunden. OGE vermarktet unterbrechbare Ausspeisekapazitäten an diesem Punkt. Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund der Erreichung der maximalen technischen Kapazität im ost-bayerischen Raum.

Eine mögliche Netzausbauerfordernis wird in Kapitel 5 behandelt. Da sich der überwiegende Teil der vorgesehenen Netzausbaumaßnahmen auf den ost-bayerischen Raum bezieht, gehen die FNB davon aus, dass sich hierdurch auch eine deutliche Verbesserung der Kapazitätssituation an den relevanten Grenzübergangspunkten im Raum Burghausen/ Überackern ergibt.

Oude Statenzijl L Einspeisung (GUD)

An diesem Einspeisepunkt wird Erdgas aus dem niederländischen Gastransportnetz übernommen. GUD vermarktet feste und unterbrechbare Einspeisekapazitäten an diesem Punkt.

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund der Erreichung der maximalen technischen Kapazität in das Transportsystem der GUD.

Vor dem Hintergrund der rückläufigen zukünftigen Verfügbarkeit von L-Gas aus dem Groningen Feld stellt die Erweiterung der Importleitungen aus den Niederlande keine nachhaltige Entwicklung dar.

Eine Ausbaurfordernis kann aus Sicht der FNB aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Ellund Ausspeisung

An diesem Ausspeisepunkt wird Erdgas in das dänische Transportnetz übergeben. GUD vermarktet feste und unterbrechbare, OGE unterbrechbare Ausspeisekapazitäten an diesem Punkt.

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund der Erreichung der maximalen technischen Kapazität der DEUDAN und des Antransports vom GASPOOL- bzw. NCG-Marktgebiet.

Nach den Planungsvorgaben (siehe Anhang) werden in allen Szenarien des NEP ab 2015 höhere Exportkapazitäten in Richtung Dänemark zur Verfügung stehen.

Wallbach Ausspeisung

Dieser Ausspeisepunkt ist mit dem schweizerischen Transportnetz verbunden. Fluxys und OGE vermarkten Ausspeisekapazität an diesem Punkt.

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund der Überschreitung der maximalen technischen Kapazität der OGE.

Unter anderem vor dem Hintergrund der Ende letzten Jahres erfolgten umfangreichen Kündigungen von Kapazitätsbuchungen an diesem Ausspeisepunkt kann eine Ausbaurfordernis aus Sicht der FNB aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht abgeleitet werden.

Oberkappel Einspeisung

Dieser Einspeisepunkt ist mit der West Austria Gasleitung in Österreich verbunden. GRT und OGE vermarkten Kapazitäten an diesem Punkt.

Die Unterbrechungen erfolgten aufgrund der Überschreitung der maximalen technischen Kapazität.

Entsprechend dem Ergebnis der Open Season 2008 der OGE erfolgte eine Erhöhung der festen frei zuordenbaren Einspeise-Kapazität von 550.000 kWh/h auf 1.055.000 kWh/h und bei GRT eine Erhöhung der Einspeise-Kapazität von 5.559.280 kWh/h auf 5.606.899 kWh/h.

Eine weitere Ausbaurfordernis kann aus Sicht der FNB aus den historischen Unterbrechungen unterbrechbarer Kapazitäten nicht mit ausreichender Sicherheit abgeleitet werden.

5 Ergebnisse der Modellierung

Als Ergebnisse der Modellierung werden zunächst die Ergebnisse der berechneten Modellierungsvarianten IIa bis IIe für das Szenario II vorgestellt. Im Anschluss daran finden sich die indikativen Abschätzungen zu Modellierungsvariante II f und zu Szenario I. Szenario III wurde entsprechend der Bestätigung des Szenariorahmens nicht behandelt.

5.1 Modellierungsvariante IIa

5.1.1 Kurzbeschreibung

In Modellierungsvariante IIa liegt der Fokus auf der Modellierung der neuen und der systemrelevanten Kraftwerke mit fester, frei zuordenbarer Kapazität.

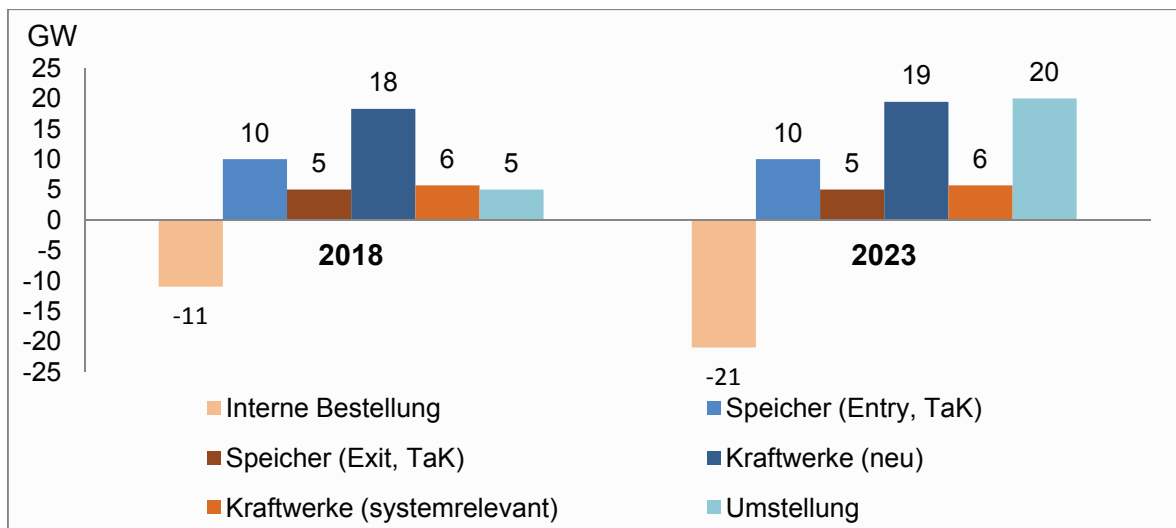
Die internen Bestellungen werden mit der deutschlandweiten Entwicklung auf Basis Szenario II des Szenariorahmens modelliert und die neuen Speicher mit temperaturabhängiger Kapazität (TaK) angebunden.

5.1.2 Ergebnisse H-Gas

Geänderte Anforderungen

In Modellierungsvariante IIa sind gegenüber der bisherigen Kapazitätsauslegung (Basisjahr 2013) die folgenden Änderungen enthalten:

Abbildung 25: Variante IIa, H-Gas: Geänderte Anforderungen in 2018 und 2023 ggü. 2013



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Einzelnen stellt sich die Entwicklung wie folgt dar:

Interne Bestellungen

Die internen Bestellwerte reduzieren sich durch den in Variante IIa unterstellten Verbrauchsrückgang im Eckjahr 2018 um rund 11 GW und in 2023 um rund 21 GW gegenüber der Bestelleistung des Basisjahres 2013.

Speicher

Durch die zusätzlichen Speicher ergibt sich nach Anbindung mit TaK ein zusätzlicher **Entry-Kapazitätsbedarf** in Höhe von rund 10 GW im Spitzenlastfall.

Tabelle 23: Variante IIa, H-Gas: Zusätzliche Speicherkapazitäten in 2018 und 2023 in MWh/h (Entry-Kapazität)

Speicher (Entry)	FNB	2018		2023	
		Angefragt	TaK	Angefragt	TaK
Kiel Rönne	GUD	1.800	1.440	1.800	1.440
Haiming 2 7F	OGE	4.804	2.402	4.804	2.402
Haidach, Stufe II	OGE	2.585	1.293	2.584	1.293
Haidach, Stufe II	OGE	2.146	1.073	2.146	1.073
Etzel	OGE	3.659	1.830	3.659	1.830
CGS Epe	TG	3.758	1.879	3.758	1.879
Summe		18.752	9.917	18.752	9.917

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Bezogen auf die **Exit-Kapazität** ergibt sich nach Anbindung mit TaK ein zusätzlicher **Kapazitätsbedarf** in Höhe von rund 5 GW im Sommerlastfall.

Tabelle 24: Variante IIa, H-Gas: Zusätzliche Speicherkapazitäten in 2018 und 2023 in MWh/h (Exit-Kapazität)

Speicher (Exit)	FNB	2018		2023	
		Angefragt	TaK	Angefragt	TaK
Kiel Rönne	GUD	1.260	1.008	1.260	1.008
Haiming 2 7F	OGE	3.286	1.643	3.286	1.643
Haidach, Stufe II	OGE	1.776	888	1.776	888
Haidach, Stufe II	OGE	2.585	1.293	2.585	1.293
CGS Epe	TG	887	444	887	442
Summe		9.794	5.276	9.794	5.276

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Kraftwerke (neu)

Die in Szenario II zusätzlich zu berücksichtigenden Kraftwerksanfragen führen zu einem Zusatzbedarf in Höhe von rund 18 GW in 2018 und rund 19 GW in 2023.

Tabelle 25: Variante IIa, H-Gas: Zusätzliche Kraftwerkskapazitäten in 2018 und 2023 in MWh/h⁶

Kraftwerk	FNB	2018	2023
CCPP Haiming OMV	bayernets	2.226	2.226
Leverkusen Erdgas	GASCADE	1.137	1.137
Trianel Kraftwerk Krefeld 0	GASCADE	2.300	2.300
KW Mineralölindustrie	GASCADE	270	270
KW Mittelsbüren GuD MiBÜ	GUD	955	955
Heizkraftwerk Flensburg Block 12	GUD	280	280
Gas-HKW Phase 1; Hasselfelde 0	GUD	1.000	1.000
Wedel 0	GUD	900	900
Knapsack II 0	OGE	860	860
GuD Duisburg-Wanheim	OGE	1.200	1.200
Düsseldorf Lausward GuDF	OGE, TG	0*	1.155
GuD Industriepark Zeitz	ONTRAS	339	339
Leppersdorf	ONTRAS	119	119
GuD-Kraftwerk Lubmin 0	NEL BTG-Partner	2.286	2.286
Stuttgart	terraneis	1.254	1.254
Sindelfingen	terraneis	1.000	1.000
Bocholt Power 1	TG	801	801
GuD Weisweiler GT, DT	TG	1.360	1.360
Summe		18.287	19.442

* Düsseldorf Lausward GuDF wird von L- auf H-Gas umgestellt. Kapazität in Umstellungskapazität enthalten.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Kraftwerke (systemrelevant)

Da einige systemrelevante Kraftwerke bereits über feste Kapazität verfügen, ergibt sich für die restlichen Kraftwerke Franken I1, I2, Irsching IV, Karlsruhe RDK 4S sowie Landesbergen ein zusätzlicher Kapazitätsbedarf in Höhe von rund 5,7 GW.

Tabelle 26: Variante IIa, H-Gas: Zusätzliche Kapazitäten systemrelevanter Kraftwerke in 2018 und 2023 in MWh/h

Kraftwerk	FNB	2018	2023
Franken I1, Franken I2	OGE	2.550	2.550
Karlsruhe DKW RDK 4S	OGE	740	740
Irsching IV	OGE	1.210	1.210
Landesbergen	GUD	1.200	1.200
Summe		5.700	5.700

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

⁶ UPM Schongau und HKW Humboldtstr. GT 7/8 führen nicht zu Kapazitätserhöhungen, Gas-HKW Phase 2, Hasselfelde 0 in Anfrage Gas-HKW Phase 1 enthalten.

Umstellung von L- auf H-Gas

Durch die Umstellung von L-Gas ergibt sich in 2018 ein Zusatzbedarf von 5 GW, der mit fortschreitender Umstellung in 2023 auf 20 GW ansteigt.

Leistungsbilanzen der Markträume

Die Leistungsbilanz der Markträume dient der Betrachtung, ob genügend H-Gas-Leistungen in den jeweiligen Bilanzierungsgebieten zur Verfügung stehen, um die in Modellierungsvariante IIa hinterlegten Abnahmeentwicklungen zu bedienen. Hierbei werden verfügbare Einspeiseleistungen (auch unterbrechbare, sofern sie in den betrachteten maximalen Abnahmeszenarien nach Einschätzung der FNB dargestellt werden können) den erwarteten Abnahmen gegenüber gestellt und marktgebietsweit aggregiert. Wichtige Annahmen hierbei sind:

- Speicher lagern bei Bedarf (marktgetrieben) aus und nicht ein.
- Bestandskunden und nachgelagerte Netzbetreiber nehmen Kapazitäten entsprechend der Modellierungsvariante IIa in Anspruch.
- Neue Kapazitäten werden entsprechend der Variante IIa angesetzt, mindernde Gleichzeitigkeitseffekte liegen nicht vor und können daher nicht berücksichtigt werden. Dies betrifft insbesondere neue Kraftwerke und Bestandskraftwerke, die im Szenariorahmen als systemrelevant festgelegt wurden.
- Umstellungen von L-Gas-Gebieten auf eine H-Gas-Versorgung werden als erwartete H-Gas-Abnahme angesetzt.

Sofern die Differenz aus Einspeiseleistung und erwarteter maximaler Abnahme negativ ist, wird sie als Zusatzbedarf bezeichnet. Eine positive Differenz wird als Leistungsüberschuss bezeichnet.

In Variante IIa ergibt sich für den H-Gas-Bereich von NetConnect Germany für die Jahre 2018 bzw. 2023 ein Zusatzbedarf in Höhe von 9,8 GW bzw. 13 GW. Dieser kann zum Teil aus dem Leistungsüberschuss des H-Gas-Bereichs von GASPOOL in Höhe von 3,0 GW (2018) bzw. 3,5 GW (2023) gedeckt werden. Der verbleibende Zusatzbedarf in Höhe von 6,8 GW (2018) bzw. 9,5 GW (2023) wird entsprechend der Quellenverteilung (vgl. 2.4) angesetzt.

Die FNB gehen davon aus, dass die sich hieraus ergebenden 1,9 GW (2018) bzw. 2,7 GW (2023) zusätzlicher Einspeisekapazität aus Greifswald für das Marktgebiet GASPOOL bereitgestellt würden. Somit müssen diese Mengen zur Deckung des Zusatzbedarfs von NetConnect Germany zusätzlich aus dem Marktgebiet GASPOOL übergeben werden.

Es ergeben sich nach diesem Ansatz in der Modellierungsvariante IIa insgesamt benötigte Überspeisekapazitäten vom Marktgebiet GASPOOL in das Marktgebiet NetConnect Germany in Höhe von 4,9 GW (2018) bzw. 6,2 GW (2023).

Die Berechnung wird in Tabelle 27 dargestellt.

Tabelle 27: Leistungsbilanz Ila in GWh/h

	Ila, 2018	Ila, 2023
Zusatzbedarf NCG	9,8	13,0
Zusätzliche Übergabe GASPOOL an NCG	4,9	6,2
<i>Leistungsüberschuss GASPOOL</i>	3,0	3,5
<i>Zusatzmenge GASPOOL über Greifswald</i>	1,9	2,7
Zusätzliche Mengen NCG über Wallbach/ Medelsheim/ Eynatten	4,9	6,8

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Raum H-Gas Nord

Planerische Berücksichtigung der geänderten Anforderungen

Im Norden gibt es zwei wesentliche Bereiche in denen neue Leistungen zu berücksichtigen sind:

In Schleswig-Holstein bzw. Hamburg kommen von Norden nach Süden aufgelistet die Erhöhung des Exports nach Dänemark, die Kraftwerke in Flensburg und Kiel, der Speicher in Kiel sowie das KW in Wedel hinzu. Zusätzlich konnten in dem Bereich Bestellanfragen nachgelagerter Netzbetreiber für 2013 nicht vollständig erfüllt werden. Mit dem in Variante Ila berücksichtigten prognostizierten deutschlandweiten Rückgang des Gasbedarfs gemäß Szenariorahmen verbleiben hier in 2018 noch etwa 3,1 GW an zusätzlich fest einzuplanender Bestellleistung. In 2023 reduziert sich der Zusatzbedarf nach den Prämissen signifikant auf 2,3 GW.

Durch die Umstellung von L-Gas-Netzbereichen auf eine Versorgung mit H-Gas entsteht ein zusätzlicher Bedarf nach H-Gas im Abschnitt zwischen Ganderkesee und Achim. Der Bedarf liegt in 2018 bei etwa 2,2 GW. In diesem Leistungsbedarf ist auch das als systemrelevant eingestufte KW Landesbergen mit fester Kapazität berücksichtigt. In 2023 erhöht sich der Bedarf durch Umstellung weiterer Netzbereiche auf 6,7 GW.

Der Bereich um Achim liegt im H-Gas-Netz sehr zentral mit Zugang zu den Grenzübergangspunkten Oude Statenzijl, Emden, Dornum und Greifswald, daher leitet sich aus der Umstellung nur ein geringer Ausbaubedarf ab. Für eine mögliche zusätzliche Steigerung der H-Gas Importe aus den Niederlanden kann in 2023 auch der Tausch von parallelen Leitungen im H-Gas und L-Gas-Netzen der GUD (Leitungen zwischen Bundertief und Folmhusen) genutzt werden. Dieses ist durch die in 2023 angesetzte reduzierte L-Gas-Importleistung möglich.

Ausbaumaßnahmen

Zur Deckung des Bedarfs in Schleswig-Holstein und Hamburg in der Variante Ila entsteht zusätzlich zu den Maßnahmen aus dem NEP 2012, die notwendig für die Erhöhung der Exportleistung in Richtung Dänemark sind, ein weiterer planerischer Ausbaubedarf:

Der Gasfluss von der NEL über die Station Heidenau bis Quarnstedt erhöht sich durch den Bedarf. Um dieses zu kompensieren wäre in 2018 planerisch eine nicht realistische Maßnahme, wie z. B. ein kurzer Loop nördlich der Station Heidenau notwendig. Durch den Rückgang der Bestellleistung in Ila entfällt der Bedarf für eine solche Maßnahme aber bereits bis 2023.

In der genannten Größe stellt eine solche technische Maßnahme keine sinnvolle Erweiterung des Netzes dar. Es werden daher alternative temporäre Maßnahmen (z. B. potenzielle Änderung der Schaltwege, Änderungen Stationspiping, Absenkung von Vertragsdrücken) untersucht.

Für die zusätzlichen Bestellmengen im Raum Schleswig-Holstein/ Hamburg als frei zuordenbare Kapazität wird zusätzliche Verdichterleistung in der Verdichterstation Embsen benötigt.

Raum H-Gas Ost

Planerische Berücksichtigung der geänderten Anforderungen

Der Versorgungsraum Ost umfasst die fünf neuen Bundesländer einschließlich der Hauptstadt Berlin und wurde vor etwa 15 bis 20 Jahren komplett von Stadtgas auf Erdgas H-Qualität umgestellt. Im Rahmen der Umstellung und in den Folgejahren erfolgten Netz-anbindungen an das osteuropäische System über Polen und die Tschechische Republik und an das westeuropäische System über Steinitz.

Zur Bereitstellung der benötigten Zusatzmengen im H-Gas-Bereich ergeben sich aus der Quellenverteilungen gemäß Kapitel 2.4 höhere Einspeisekapazitäten in Greifswald. Diese Mengen müssen entsprechend aufgenommen und abtransportiert werden.

Der durch den geplanten Anschluss der beiden Gaskraftwerke GuD Industriepark Zeitz und Leppersdorf entstehende zusätzliche Kapazitätsbedarf in Höhe von ca. 0,45 GW in den Jahren 2018 und 2023 wird durch die rückläufige interne Bestellung der nachgelagerten Netzbetreiber infolge von Abwanderung, Einsatz anderer Energieformen sowie erneuerbarer Energien und Wärmedämmung entsprechend dem prognostizierten deutschlandweiten Rückgang des Gasbedarfs gemäß Szenariorahmen 2018 kompensiert. Bis 2023 ist ein weiterer Rückgang des prognostizierten Kapazitätsbedarfs, besonders im Versorgungsgebiet der Bundesländer Brandenburg und Mecklenburg Vorpommern zu erwarten.

Ausbaumaßnahmen

Zur Aufnahme der Zusatzmengen aus Greifswald ist eine Erweiterung des Anlandeterminals in Lubmin erforderlich. Für den Raum H-Gas Ost ergibt sich eine erhöhte Transportleistung in Richtung des Raumes H-Gas Süd/ West. Zu diesem Zweck wäre ohne Anpassung sonstiger Planungsprämissen eine neue Verdichterstation auf der NEL im Raum Schwerin notwendig.

Im Versorgungsraum Ost kann aufgrund des oben dargelegten Kapazitätsbedarfs kein Ausbau der bereits vorhandenen Infrastruktur abgeleitet werden.

Raum H-Gas Süd/ West

Planerische Berücksichtigung der geänderten Anforderungen

Die gemäß Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2013 der Fernleitungsnetzbetreiber zu berücksichtigende zusätzliche Kapazität in Variante IIa führt im Wesentlichen zu einer erhöhten Belastung der Transportsysteme in Nord-Süd-Richtung, da zur Versorgung der Bedarfe im Süden die zusätzlichen Mengen aus dem Norden

herantransportiert werden müssen. Besonders belastend wirken aufgrund ihrer Entfernung die zusätzlichen Süd-Ausspeiseleistungen. Dadurch werden die zur Verfügung stehenden Transportkapazitäten entlang der Nord-Süd-Verbindungen überschritten. Dies hat zur Folge, dass es zu Verletzungen der minimalen Vertragsdrücke entlang der weiterführenden Transportsysteme kommt. Die Verletzung der minimalen Vertragsdrücke pflanzt sich bis tief in den Südraum fort. So werden durch die zusätzlichen Süd-Ausspeiseleistungen in Baden-Württemberg bzw. Bayern Maßnahmen im Südwesten Deutschlands und im ostbayerischen Raum erforderlich.

Darüber hinaus führen die zusätzlichen Nord-Ausspeisepunkte bei maximaler Süd-Nord-Transportleistung im Sommer zu einer erforderlichen Reversierung der Verdichterstationen. Dadurch ist es möglich, Gas zur Befüllung der Nord-Speicher sowie zur Versorgung der Kraftwerke und der umzustellenden L-Gas-Gebiete innerhalb fester Kapazitäten in den Norden zu transportieren.

Zur Versorgung eines Teils der neuen Kraftwerke im Westen Deutschlands ergibt sich eine zusätzliche Belastung der Gasnetzinfrastuktur von Ost nach West. Zudem entsteht durch den gesteigerten Austauschbedarf zwischen den Marktgebieten entsprechend der Leistungsbilanzen eine weitere Anforderung an die Gasnetzinfrastuktur.

Ausbaumaßnahmen

Um die zusätzlichen Transporte realisieren zu können, ist es notwendig, die bestehenden Systeme zu verstärken. Insbesondere die Speicher in Österreich, zusätzliche Kraftwerksleistungen im österreichisch-deutschen Grenzraum und der Bedarf des systemrelevanten Kraftwerks Irsching IV bei Forchheim sowie erhöhte Überspeisungen zwischen den Kooperationspartnern in der NCG lassen hier die Doppelung einer bestehenden Leitungstrasse, die nördlich von Regensburg beginnt und nordöstlich von München endet sowie ein Teilabschnitt von Burghausen/ Überackern nach Finsing/ München (MONACO 1), erforderlich werden. Darüber hinaus bedarf es zusätzlicher Verdichterleistung, um die Mengen von der MEGAL in die erforderlichen Räume transportieren zu können.

Die MONACO 1 ist insbesondere vor dem Hintergrund möglicher zusätzlicher Leistungen aus Richtung Österreich im Zusammenhang mit den Leitungsgroßprojekten Nabucco/ South Stream und Tauerngasleitung erforderlich.

Zur Einhaltung erforderlicher Übergabedrucke des Verteilernetzes SW Landshut auch bei Hochlastszenarien und zur Verbesserung der Drucksituation im Teilnetz Niederbayern der Energienetze Bayern ist die Errichtung einer neuen Einspeisestation an der OGE-Leitung Arresting-Bierwang geplant.

Darüber hinaus erfordert der zusätzliche Bedarf in Baden-Württemberg durch erhöhte interne Bestelleistungen und Kraftwerksleistungen sowohl durch neue Kraftwerksprojekte in Stuttgart und Sindelfingen als auch des bestehenden systemrelevanten Kraftwerks bei Karlsruhe und in Bayern – wie oben skizziert – erhebliche Investitionen in der Mitte sowie im Südwesten und Nordwesten Deutschlands. So ergeben sich aus der Modellierung zusätzliche Verdichter nördlich des Ruhrgebietes und nordöstlich Frankfurts sowie Leitungsverstärkungen vom Speicherstandort Epe in Richtung Ruhrgebiet sowie in Baden-Württemberg.

Des Weiteren ergeben sich Maßnahmen, die sich maßgeblich aus den Betrachtungen einer zusätzlichen Transportmöglichkeit aus Richtung Italien/ Schweiz ergeben. Dazu ist eine Erhöhung der Leistungen bzw. Reversierung der Verdichterstationen zwischen der Schweizer Grenze und Belgien bzw. den Niederlanden entlang der TENP erforderlich.

Der Austausch zwischen den Marktgebieten ist unter anderem im Raum Dronne möglich. Für diese Übergabe müsste die Erweiterung der bestehenden Verdichterstation Rehden und der Bau einer Verbindungsleitung zwischen Rehden und Dronne in Betracht gezogen werden. Zur Versorgung der neuen Kraftwerke in Krefeld und Leverkusen wären eine Erhöhung der Verdichterleistung an den bestehenden Verdichterstandorten Rehden und Lippe sowie eine Loopeitung zwischen den beiden Verdichterstandorten erforderlich. Außerdem müsste zur Versorgung der vorgenannten neuen Kraftwerke ein zusätzlicher Verdichterstandort im Raum Hagen eingeplant werden. Für den aufgezeigten Ausbaubedarf zu Versorgung der Kraftwerke in Krefeld und Leverkusen werden noch weitere Alternativen untersucht.

Zusätzliche Erweiterungen des Transportsystems, die den Austausch zwischen den Marktgebieten verstärken, können derzeit noch nicht angegeben werden, bzw. befinden sich in einer sehr groben Projektphase. Hierzu ist zuvor zu untersuchen, ob die bestehende Infrastruktur beispielsweise durch Reversierung der derzeitigen Transportrichtung, die Nutzung vorhandener L-Gas-Transportleitungen aber auch Transportwege über die Niederlande genutzt werden können, um so einen aufwändigen Leitungs- und Verdichterbau vermeidbar zu machen.

Die Verdichterstation Ochtrup ist in dieser Variante auszubauen, um lastabhängig feste Kapazitäten in flexible Kapazitäten umwandeln zu können. Durch eine geänderte Auslegung des Verdichters kann die im NEP 2012 vorgestellte Parallelleitung Epe Ochtrup entfallen. Darüber hinaus ist auch der Bau einer Anschlussleitung zum KW Weisweiler geplant, eine Realisierung ist abhängig von einer finalen Bauentscheidung des Kraftwerksbetreibers.

Gesamtergebnis Variante IIa:

Diese Modellierungsvariante führt zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 28: Ergebnisse im Raum H-Gas in den Zeiträumen bis 2018 und bis 2023 (Variante IIa)

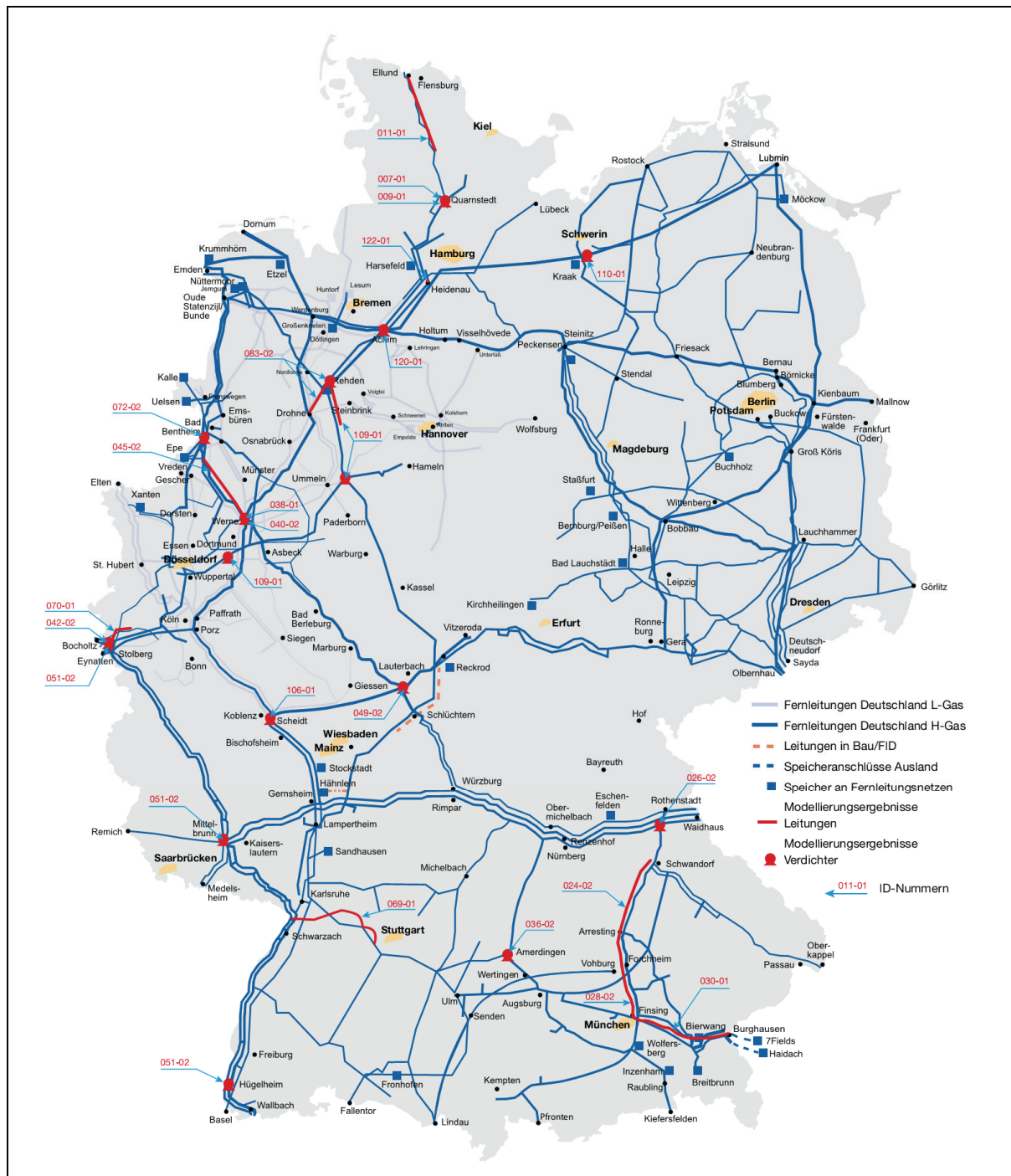
	Bis 2018	Bis 2023
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	410 MW	389 MW
Leitungsbau	514 km	503 km
Kosten*	2.360 Mio. €	2.334 Mio. €

** inklusive GDRM-Anlagen*

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

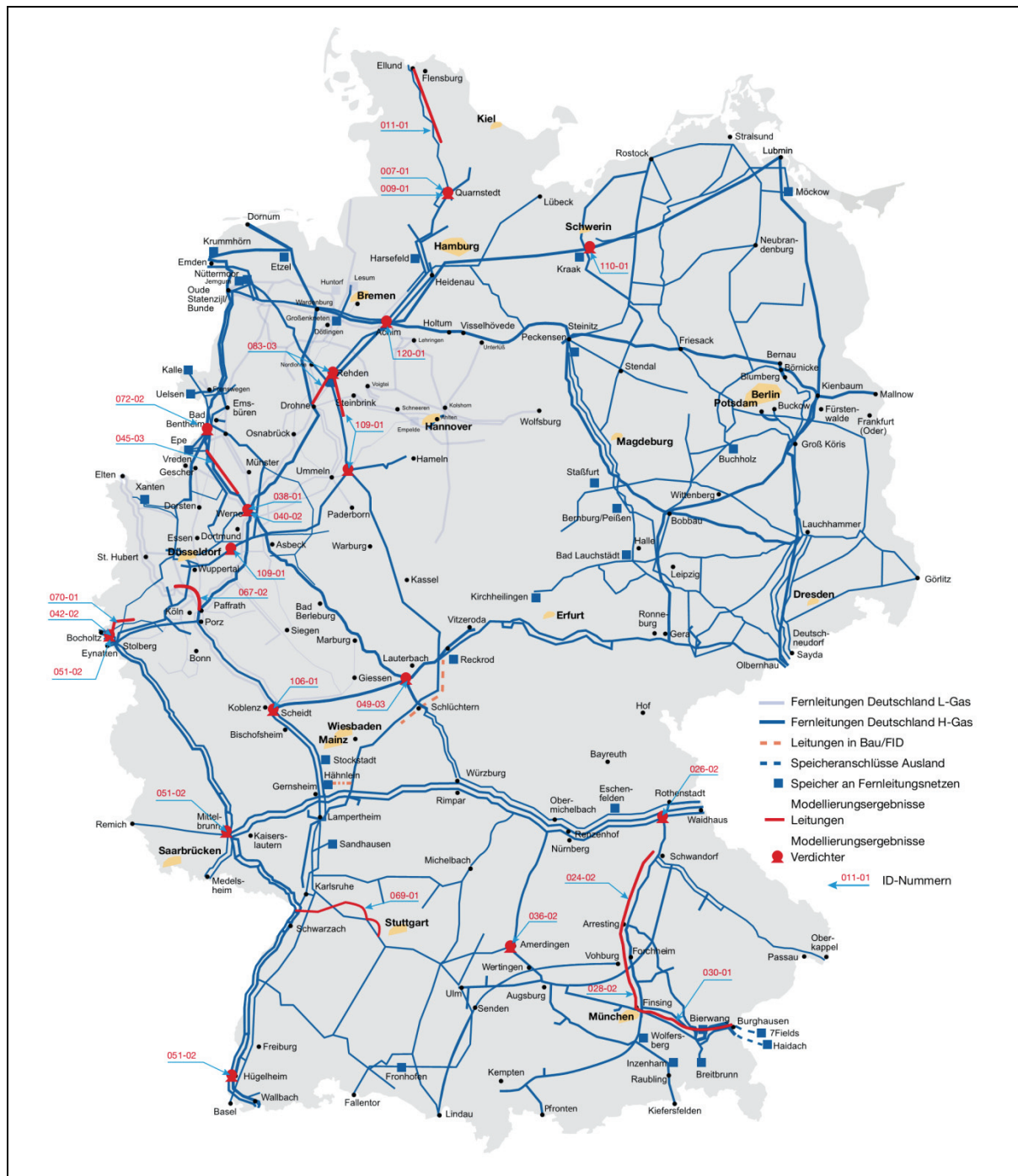
Die aus dieser Modellierungsvariante resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in Anlage 7 zu diesem Dokument aufgeführt.

Abbildung 26: Ausbaumaßnahmen in Variante IIa, H-Gas-Gebiet, bis 2018



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 27: Ausbaumaßnahmen in Variante IIa, H-Gas-Gebiet, bis 2023



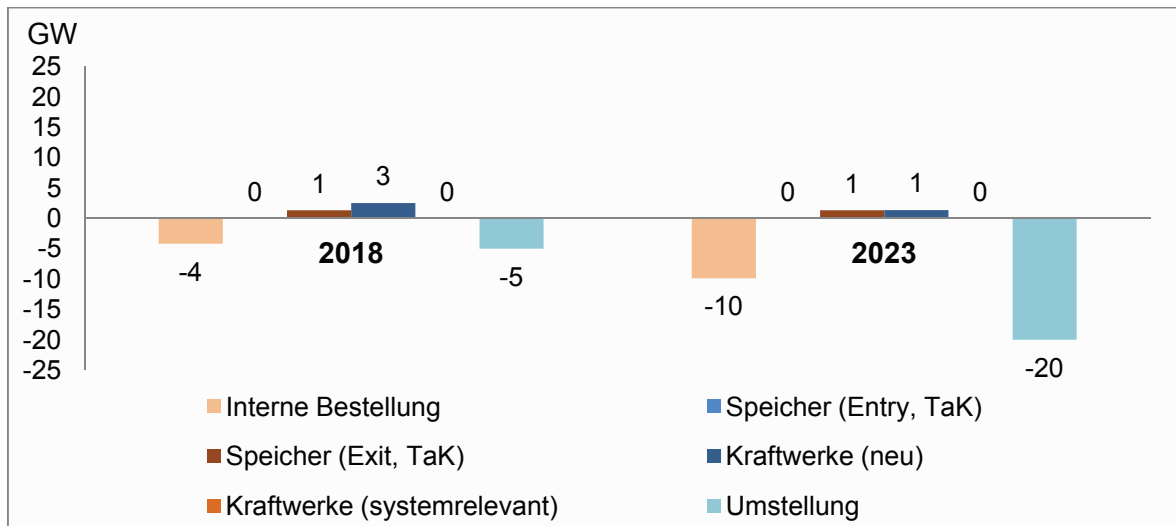
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.1.3 Ergebnisse L-Gas

Geänderte Anforderungen

In Modellierungsvariante IIa sind gegenüber der bisherigen Kapazitätsauslegung (Basisjahr 2013) die folgenden Änderungen enthalten:

Abbildung 28: Variante IIa, L-Gas: Geänderte Anforderungen in 2018 und 2023 ggü. 2013



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Einzelnen stellt sich die Entwicklung wie folgt dar:

Interne Bestellungen

Die internen Bestellwerte reduzieren sich durch den in Variante IIa unterstellten Verbrauchsrückgang im Eckjahr 2018 um rund 4 GW und in 2023 um rund 10 GW gegenüber der Bestelleistung des Basisjahres 2013.

Speicher

Durch den Speicher Empelde ergibt sich nach Anbindung mit TaK ein zusätzlicher **Exit-Kapazitätsbedarf** in Höhe von rund 1,3 GW im Spitzenlastfall.

Tabelle 29: Variante IIa, L-Gas: Zusätzliche Speicherkapazitäten in 2018 und 2023 in MWh/h (Exit-Kapazität)

Speicher (Exit)	FNB	2018		2023	
		Angefragt	TaK	Angefragt	TaK
Empelde*	Nowega	1.635	1.308	1.635	1.308
Summe		1.635	1.308	1.635	1.308

* Modellierung nur im Sommerhalbjahr

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Kraftwerke (neu)

Die in Szenario II zusätzlich zu berücksichtigenden Kraftwerksanfragen führen zu einem Zusatzbedarf in Höhe von rund 2,5 GW in 2018 und rund 1,3 GW in 2023. Die Kraftwerke Bielefeld und Niehl III verfügen bereits im Basisjahr über entsprechende Kapazitäten (228 MW bzw. 580 MW).

Tabelle 30: Variante IIa, L-Gas: Zusätzliche Kraftwerkskapazitäten in 2018 und 2023 in MWh/h

Kraftwerk	FNB	2018	2023
Niehl III	OGE, TG	320	320
Düsseldorf Lausward GuDF	OGE, TG	1.155	0*
KW Braunschweig	GUD	830	830
KW VW	GUD	200	200
Summe		2.505	1.350

* wurde im Jahr 2023 im H-Gas-Netz berücksichtigt

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Kraftwerke (systemrelevant)

Im L-Gas-Gebiet ist das Kraftwerk Landesbergen das einzige systemrelevante Kraftwerk. Dieses Kraftwerk wird bis 2018 auf H-Gas umgestellt.

Raum L-Gas West

Planerische Berücksichtigung der geänderten Anforderungen

Den Betrachtungen für Variante IIa liegt die Annahme zugrunde, dass die aktuell kontrahierten Lastflusszusagen in den Jahren 2018 und 2023 in unveränderter Höhe verfügbar sind. Wäre dies nicht der Fall, würden zusätzliche Netzausbauten benötigt um die vermarktete Ausspeisekapazität weiterhin darstellen zu können.

Die im Raum Düsseldorf zusätzlich angefragte Ausspeiseleistung führt in Variante IIa 2018 zu einem erhöhten Transportbedarf in Zwischenlastfällen, in denen die Einspeisungen aus deutscher Produktion bei gleichzeitiger Reduktion der Einspeisungen aus den Niederlanden maximiert sind. Um den in dieser Variante unterstellten erhöhten Absatz realisieren zu können, ist eine Verstärkung des bestehenden Transportsystems notwendig. Darüber hinaus treten in Variante IIa 2018 keine weiteren Transportengpässe auf, da sich der prognostizierte Rückgang im kommunalen Sektor stärker auf den gesamten Gasbedarf auswirkt als der Zuwachs bei Industriekunden. Von einer Umstellung ist nur ein kleiner Raum in der Region Versmold im Rahmen eines Neuanschlusses an das Transportsystem betroffen. Darüber hinaus werden neu zu errichtende Kraftwerke in Leverkusen und Uerdingen direkt im H-Gas-System angebunden, wodurch ein zusätzlicher Ausbau des Transportsystems im L-Gas vermieden wird.

Im Jahr 2023 hat der starke Rückgang der niederländischen Erdgaslieferungen zur Folge, dass Teile des ursprünglichen L-Gas-Absatzgebietes auf H-Gas umgestellt werden müssen, um auch den Spitzenlastbedarf decken zu können. Somit besteht im Zeitraum zwischen 2018 und 2023 ein zusätzlicher Umstellbedarf – dieser wird aufgrund der in

Kapitel 4 beschriebenen Bewertung wie folgt gedeckt: Die H-Gas-Versorgung eines Industriekunden im Raum Marl ist aufgrund des kreuzenden H-Gas-Systems ohne wesentliche Ausbauten möglich. Die Umstellung von nachgelagerten Netzen im Bereich Hühthum ist ebenfalls mit vergleichsweise geringem Aufwand möglich. Durch eine Umstellung der nachgelagerten Netze im Raum Bremen, Delmenhorst, Belm und Osnabrück am nördlichen Rand des NCG L-Gas-Systems kann eine Inselversorgung unter Nutzung von marktgebietsübergreifenden Synergieeffekten aufgelöst werden. Zusätzlich werden am südlichen Rand des L-Gas-Systems weitere nachgelagerte Netze im Raum Frankfurt und Limburg umgestellt, wobei die Nähe zum parallel liegenden H-Gas-System genutzt werden kann. Die ehemaligen L-Gas-Leitungen verstärken nach erfolgter Umstellung das H-Gas-Transportsystem. Der verbleibende Umstellbedarf wird durch Umstellung großer Industriekunden im Raum Düsseldorf und Dormagen gedeckt. Hierbei können die bis 2018 zu errichtenden L-Gas-Ausbauten genutzt werden, und es besteht das Potenzial, durch Umstellung weiterer Industriekunden in dieser Region auf Veränderungen der L-Gas-Bilanz kurzfristig zu reagieren.

Ausbaumaßnahmen

Um den oben beschriebenen Engpass in den Zwischenlastszenarien bei Maximierung der deutschen Produktion beherrschen zu können, ist gemäß Variante IIa 2018 ein Ausbau des Transportsystems im Raum Köln-Düsseldorf zu realisieren.

Bis zum Jahr 2023 sind für die Umstellung von L-Gas-Absatzgebieten auf H-Gas zusätzlich kleinere Maßnahmen durchzuführen. Aufgrund der veränderten Flusssituation im Regionalsystem müssen bestehende Anbindungen durch Rohrleitungen mit größerem Durchmesser ersetzt bzw. parallelisiert werden. Einige Übergabestationen, die innerhalb der auf H-Gas umzustellenden Gebieten liegen, werden auch über 2023 hinaus zunächst weiter mit L-Gas versorgt. Für diese ist zum Teil ein Neubau von Anschlussleitungen an das verbleibende L-Gas-System erforderlich.

Die Ausbaumaßnahmen im Transportsystem, die für die Bereitstellung der zusätzlichen H-Gas-Mengen notwendig werden, sind in Kapitel 5.1.2 beschrieben.

Raum L-Gas Nord

Planerische Berücksichtigung der geänderten Anforderungen

Aufgrund der sinkenden Verfügbarkeit von L-Gas ist es nicht nachhaltig, den zusätzlichen Bedarf an L-Gas durch Ausbauten im L-Gas-Leitungssystem zu erfüllen. Wie im Kapitel 4.7 (L-Gas-Umstellung) beschrieben ist daher das geplante Vorgehen durch die Umstellung von geeigneten Bereichen des L-Gas-Netz zu entlasten, um dadurch dann in der Lage zu sein, den Mehrbedarf zu erfüllen. Es ist geplant, eine Umstellung von Bereichen ausgehend von Achim vorzunehmen. Die Planungen im H-Gas zeigen, dass die benötigte zusätzliche H-Gas-Leistung in allen Varianten – zumindest für die in diesem NEP geplanten Umstellungen – ohne größere zusätzliche Maßnahmen durch die Umstellung bereit gestellt werden kann.

Neben den zusätzlichen Kraftwerken in Braunschweig und Wolfsburg wird in der Variante IIa die angefragte Bestellleistung aus 2013 mit dem prognostizierten deutschlandweiten Rückgang des Gasbedarfs gemäß Szenariorahmen in den Folgejahren angesetzt. In 2013 sind insgesamt rund 1,4 GW an Bestellanfragen nur mit unterbrechbaren Kapazitäten

erfüllbar. Mit dem Rückgang in der Variante IIa bedeutet dieses, dass in 2018 noch gut 600 MW an zusätzlichen Bestelleistungen im Vergleich zur aktuell vergebenen festen Kapazitäten zu berücksichtigen sind. Diese Leistungen liegen zum großen Teil im östlichen L-Gas-Netz. In 2023 führt der weitere Rückgang dazu, dass in Summe der Bedarf in den nachgelagerten Netzen auf dem Niveau der bereits vorhandenen Kapazitäten liegt.

Zur Erfüllung des Bedarfs in 2018 müssen die Umstellungen der Bereiche „Achim“ (Umstellbereich 1) bis „Nienburg“ (8) einschließlich Umstellung des Kraftwerks Landesbergen (9) sowie des Bereichs „Avacon“ (3) durchgeführt werden, wie in der Tabelle 21 beschrieben. Die Umstellung der weiteren genannten Bereiche bis 2023 dient dem Ausgleich der L-Gas-Leistungsbilanz.

Ausbaumaßnahmen

Die wesentliche bauliche Maßnahme ist die neue Leitung von Achim bis Luttum, die notwendig ist um eine Umstellung von Achim aus durchführen zu können. Weiter ist es notwendig an der Station Lehringen eine neue Verbindung zur Leitung nach Kolshorn zu schaffen, um Druck und Kapazitätsverluste über die Station zu vermeiden.

Zwei weitere Maßnahmen (siehe Kapitel 4.7.3) tragen erheblich zur Verbesserung der (lokalen) Leistungsbilanzen sowie der Erhöhung der Flexibilitäten im Marktgebiet GASPOOL bei. Die geplante Verbindung in Friesoythe von der GTG Nord zur GUD ermöglicht die Nutzung zusätzlicher Kapazitäten (z. B. aus Unterspeichern). Die geplante Konvertierung der Nowega in Rehden dient der Abdeckung von Spitzenlasten und hier insbesondere der Kompensation der lokalen rückläufigen L-Gas-Produktion. Darüber hinaus kann sich hierdurch die Flexibilität hinsichtlich des Austausches zwischen den beiden Gas-Qualitäten erhöhen.

Gesamtergebnis Variante IIa

Diese Modellierungsvariante führt zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 31: Ergebnisse im Raum L-Gas in den Zeiträumen bis 2018 und bis 2023 (Variante IIa)

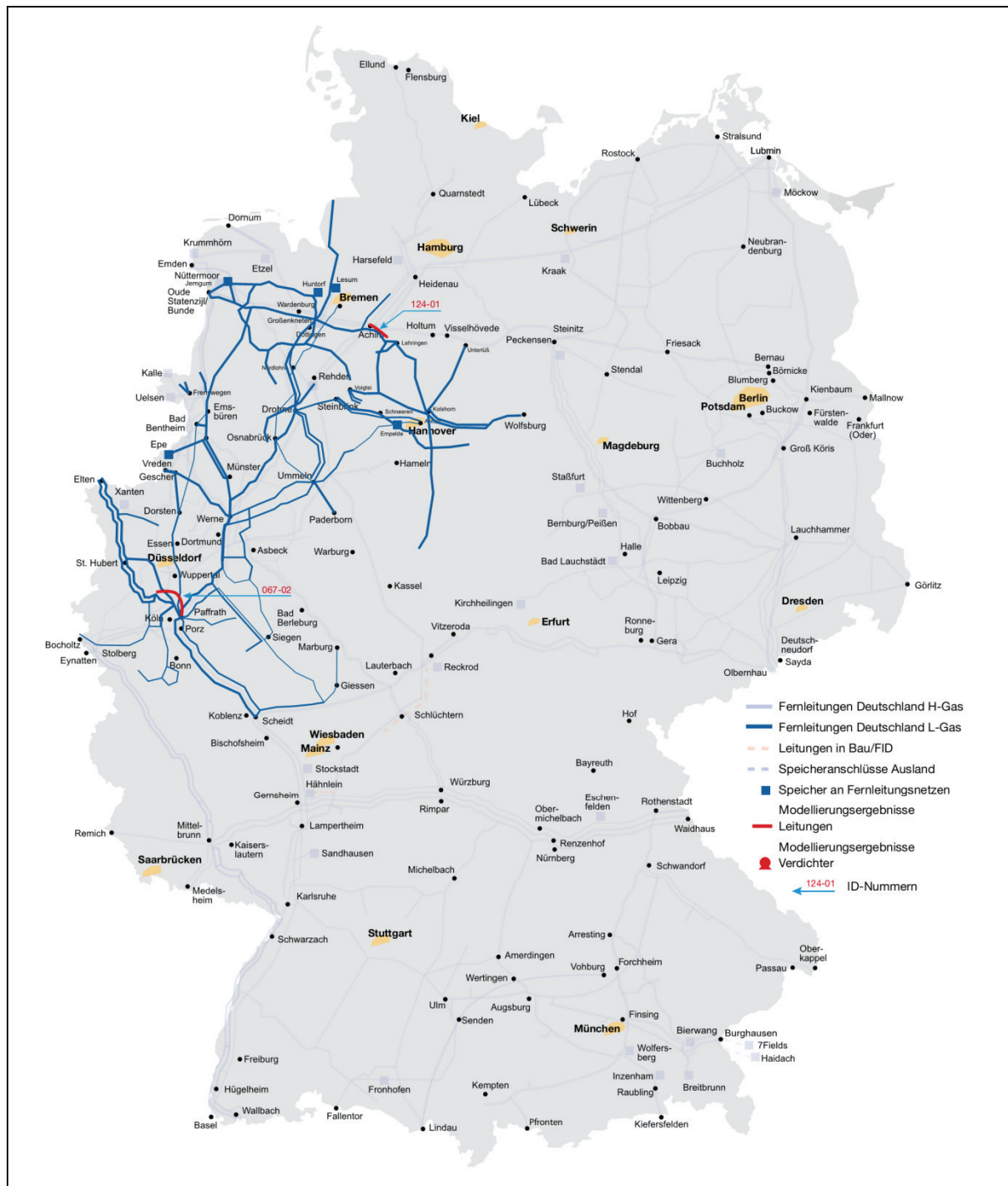
	Bis 2018	Bis 2023
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	0 MW	0 MW
Leitungsbau	48 km	48 km
Umstellungsbedingte Netzmaßnahmen	-	ID 107-01, ID 108-01
Kosten*	90 Mio. €	135 Mio. €

* inklusive GDRM-Anlagen

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

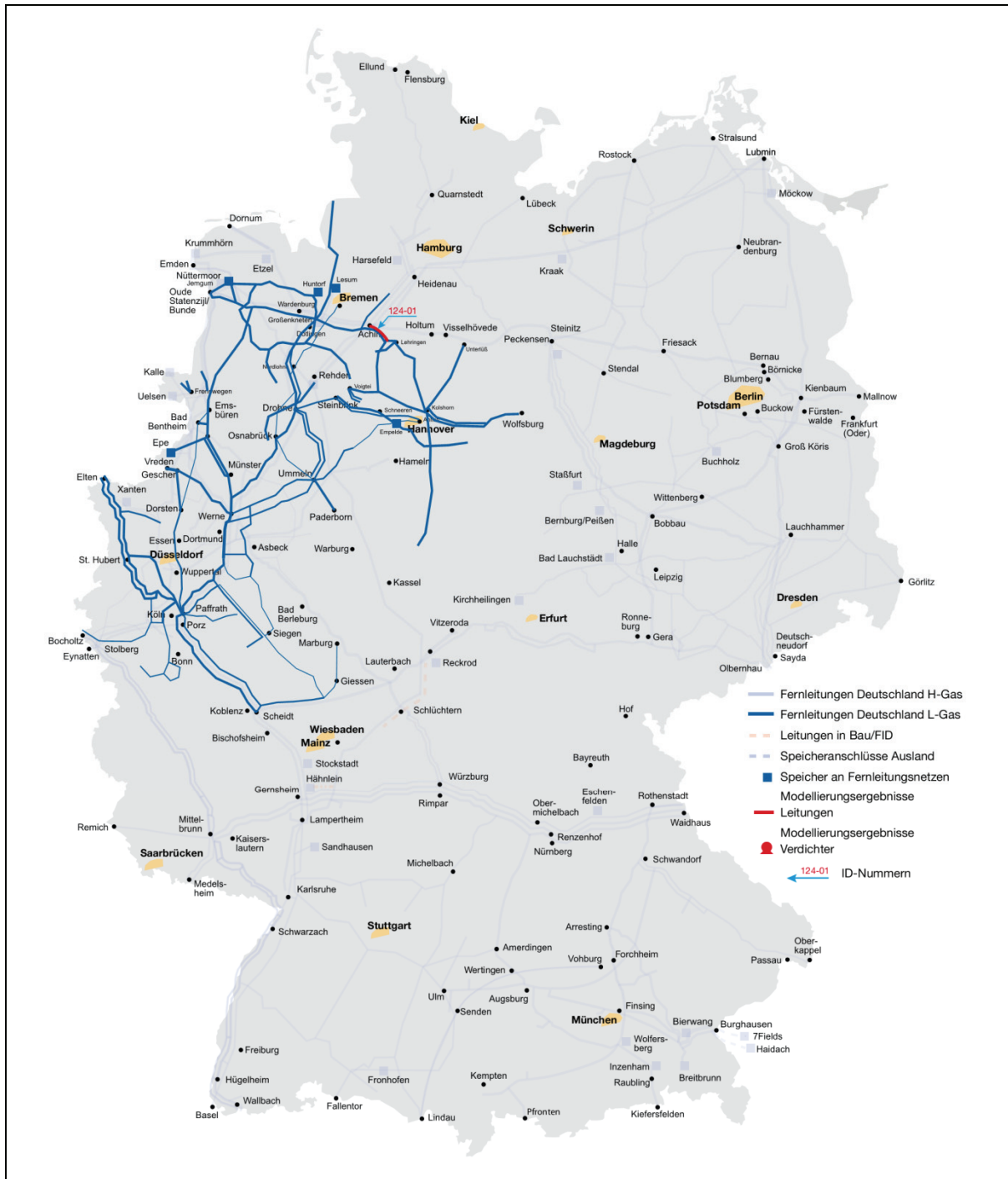
Die aus dieser Modellierungsvariante resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in Anlage 7 zu diesem Dokument aufgeführt.

Abbildung 29: Ausbaumaßnahmen in Variante IIa, L-Gas-Gebiet, bis 2018



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 30: Ausbaumaßnahmen in Variante IIa, L-Gas-Gebiet, bis 2023



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.2 Modellierungsvariante IIb

5.2.1 Kurzbeschreibung

Der Fokus der Modellierungsvariante IIb liegt auf der Berücksichtigung kapazitätsmindernder Instrumente in nachgelagerten Netzen. Dadurch wird untersucht, in welchem Umfang der Einsatz kapazitätsmindernder Instrumente zu einer gesamtwirtschaftlich sinnvollen Verminderung des Ausbaubedarfs im Fernleitungsnetz und somit der Kosten beitragen kann.

Kapazitätsmindernde Instrumente beinhalten den Einsatz von technischen Einrichtungen wie z. B. Speicher (Netz-, Kugel- und Röhren-, Untertagespeicher usw.) sowie vertragliche Regelungen, die eine Abschaltung von Kunden bzw. den Einsatz von Ersatzbrennstoffen in umschaltbaren Anlagen z. B. bei Industriekunden oder in Anlagen zur Stromerzeugung ermöglichen. Hier kann es sich um Maßnahmen der Ausspeise- bzw. Verteilnetzbetreiber oder um Maßnahmen unter Gasverkaufsverträgen handeln.

Bei den internen Bestellungen 2012 und 2013 haben die FNB teilweise deutliche Anstiege festgestellt, die aus Sicht der FNB insbesondere aus dem Wegfall kapazitätsmindernder Instrumente bei nachgelagerten Netzbetreibern resultieren. Der Hintergrund für den Wegfall liegt in der restriktiven regulatorischen Genehmigungspraxis, die die Kostenanerkennung für die erforderlichen technischen Hilfsmittel bzw. die Möglichkeit der Gestaltung entsprechender Ausspeiseverträge nicht vorsieht.

Um das Potenzial an kapazitätsmindernden Instrumenten in nachgelagerten Netzen zu ermitteln, haben die Fernleitungsnetzbetreiber entsprechende Informationen bei den nachgelagerten Netzbetreibern (nNB) im Rahmen einer Erhebung abgefragt und die nNB um Mitteilung gebeten, inwieweit diese Instrumente in den internen Bestellungen für die Jahre 2012 und 2013 sowie in der Langfristprognose 2014 bis 2022 noch berücksichtigt bzw. nicht mehr berücksichtigt wurden.

Ergebnis der Marktabfrage

Die Ergebnisse der Marktabfrage, zu deren Mitwirkung die nachgelagerten Netzbetreiber gemäß §15a (4) EnWG verpflichtet sind, finden sich in zusammengefasster Form in Tabelle 32 (Detailergebnisse siehe Anhang).

Die nachgelagerten Netzbetreiber haben angegeben, dass sie ursprünglich über kapazitätsmindernde Instrumente in einer Gesamthöhe von rund 22 GW verfügt haben. Davon entfielen rund 14 GW (66 %) auf Untertagespeicher, rund 3,5 GW (16 %) auf das Leitungsnetz, rund 2,1 GW (10 %) auf Um-/ Abschaltverträge sowie rund 1,5 GW (7 %) auf Kugel-/ Röhrenspeicher.

In der internen Bestellung für das Jahr 2013 sind gemäß den Angaben der nachgelagerten Netzbetreiber von den ursprünglich vorhandenen rund 22 GW noch rund 6 GW als kapazitätsmindernd angesetzt worden, d. h. rund 16 GW wurden nicht mehr berücksichtigt.

Bei der Bewertung der Ergebnisse der Marktabfrage ist zu beachten, dass eine signifikante Anzahl nachgelagerter Netzbetreiber nicht auf die Marktabfrage der FNB reagiert haben.

Tabelle 32: Kapazitätsmindernde Maßnahmen in nachgelagerten Netzen gemäß FNB-Abfrage im Rahmen des NEP 2013

Anlagenart	Ursprünglich vorhandenes Potenzial		Davon in der internen Bestellung (IB)/ Langfristprognose (LFP) noch als kapazitätsvermeidend angesetzt (MWh/h)		
	Nutzungs- volumen (MWh)	Kapazität/ max. Ausspeicher- leistung (MWh/h)	IB 2012	IB 2013	LFP 2014 - 2022
Untergroundspeicher	12.593	14.371	3.311	2.711	2.711
Leitungsnetz	251	3.462	2.045	2.047	1.480
Um-/ Abschalterverträge	0	2.095	290	260	128
Kugelspeicher	106	872	588	498	417
Röhrenspeicher	471	736	432	232	227
Flüssiggas/ Luftzumischung	33	316	114	0	0
Scheibengasbehälter	2	40	40	0	0
Biogaseinspeisung	0	16	0	16	16
BHKW	0	8	0	0	0
LNG	0	0	0	0	0
Summe	13.454	21.916	6.820	5.763	4.978

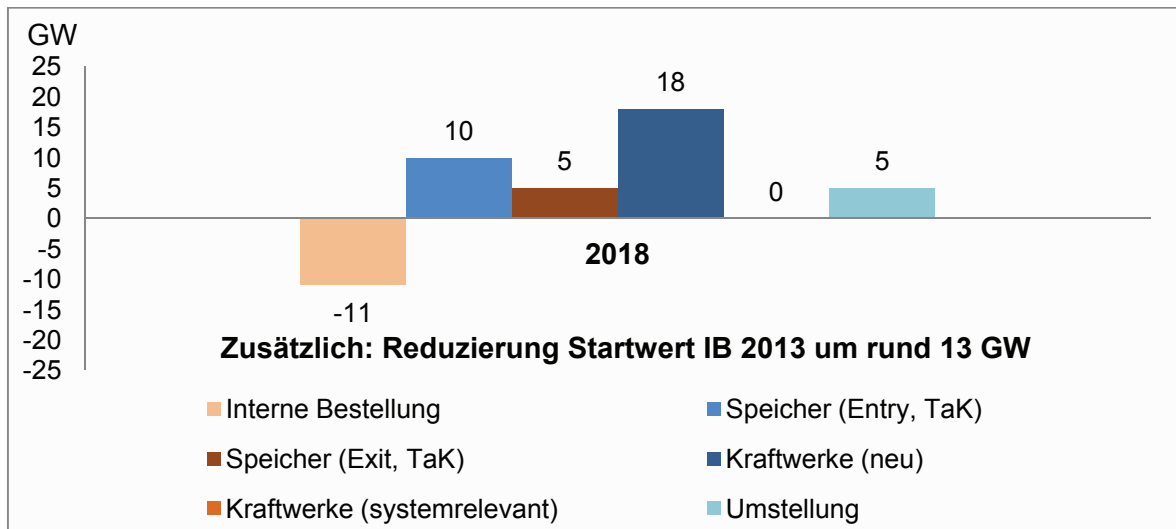
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.2.2 Ergebnisse H-Gas

Geänderte Anforderungen

In Modellierungsvariante IIb sind gegenüber der bisherigen Kapazitätsauslegung (Basisjahr 2013) die folgenden Änderungen enthalten:

Abbildung 31: Variante IIb, H-Gas: Geänderte Anforderungen in 2018 ggü. 2013



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Einzelnen stellt sich die Entwicklung wie folgt dar:

Interne Bestellungen

Gemäß den Ergebnissen der FNB-Abfrage wurden von den nachgelagerten Netzbetreibern im H-Gas-Gebiet kapazitätsmindernde Instrumente in einer Höhe von rund 13 GW nicht mehr in den internen Bestellwerten für das Jahr 2013 berücksichtigt (bezogen auf das ursprünglich vorhandene Potenzial).

Für die Modellierung wurde daher die interne Bestellung 2013 (der Startwert der Modellierung) um rund 13 GW reduziert und der reduzierte Startwert bis zum Eckjahr 2018 mit dem sich gemäß Szenario II ergebenden Leistungsrückgang fortgeschrieben.

Speicher

Durch die zusätzlichen Speicher ergibt sich nach Anbindung mit TaK ein zusätzlicher Entry-Kapazitätsbedarf in Höhe von rund 10 GW im Spitzenlastfall.

Tabelle 33: Variante IIb, H-Gas: Zusätzliche Speicherkapazitäten in 2018 in MWh/h (Entry-Kapazität)

Speicher (Entry)	FNB	2018	
		Angefragt	TaK
Kiel Rönne	GUD	1.800	1.440
Haiming 2 7F	OGE	4.804	2.402
Haidach, Stufe II	OGE	2.584	1.293
Haidach, Stufe II	OGE	2.146	1.073
Etzel	OGE	3.659	1.830
CGS Epe	TG	3.758	1.879
Summe		18.752	9.917

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Bezogen auf die **Exit-Kapazität** ergibt sich nach Anbindung mit TaK ein zusätzlicher **Kapazitätsbedarf** in Höhe von rund 5 GW im Sommerlastfall.

Tabelle 34: Variante IIb, H-Gas: Zusätzliche Speicherkapazitäten in 2018 in MWh/h (Exit-Kapazität)

Speicher (Exit)	FNB	2018	
		Angefragt	TaK
Kiel Rönne	GUD	1.260	1.008
Haiming 2 7F	OGE	3.286	1.643
Haidach, Stufe II	OGE	1.776	888
Haidach, Stufe II	OGE	2.585	1.293
CGS Epe	TG	887	444
Summe		9.794	5.276

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Kraftwerke (neu)

Die in Variante IIb zusätzlich zu berücksichtigenden Kraftwerksanfragen sind mit dem Kraftwerksprodukt modelliert worden. Die jeweiligen Entry-Zuordnungen sind in Tabelle 35 dargestellt.

Tabelle 35: Variante IIb, H-Gas: zusätzliche Kraftwerkskapazitäten mit Entry-Zuordnungen in MWh/h

Kraftwerk	FNB	Zuordnung	Kapazität 2018
CCPP Haiming OMV	bayernets	Überackern, Speicher 7Fields/ Haidach	2.226
Trianel Kraftwerk Krefeld	GASCADE	Eynatten	2.300
Leverkusen	GASCADE	Eynatten	1.137
Miro/Karlsruhe	GASCADE	FZK zugesagt	270
HKW Flensburg	GUD	Greifswald/ Ellund	280
Gas HKW Hasselfelde Phasen 1/2	GUD	Greifswald/ Ellund	1.000
Wedel	GUD	Greifswald	900
KW Mittelsbüren GuD MiBÜ	GUD	Ausbaufrei FZK	955
GuD Kraftwerk Lubmin	NEL/ BTG-Partner	Speicher Rehden/ Greifswald	2.286
GuD Duisburg-Wanheim	OGE	Oude Statenzijl/ Eynatten	1.200
Knapsack II	OGE	Eynatten	860
Düsseldorf Lausward GuDF	OGE/ TG	Eynatten (2023)	0*
GuD Industriepark Zeitz	ONTRAS	Ausbaufrei FZK	339
Leppersdorf	ONTRAS	Ausbaufrei FZK	119
Stuttgart	terranets	Wallbach/ Lampertheim IV	1.254
Sindelfingen	terranets	Wallbach	1.000
Bocholt Power 1	TG	Entries im TG Netz	801
GuD Weisweiler GT, DT	TG	Bocholtz/ TG	1.360
Summe			18.287

* wurde im Jahr 2018 im L-Gas-Netz berücksichtigt

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die in Variante IIb zusätzlich zu berücksichtigenden Kraftwerksanfragen führen zu einem Zusatzbedarf in Höhe von rund 18 GW in 2018.

Kraftwerke (systemrelevant)

Die Kapazitäten der systemrelevanten Kraftwerke werden in Variante IIb analog zu den Kapazitäten der übrigen Bestandskraftwerke nicht verändert.

Umstellung von L- auf H-Gas

Durch die Umstellung von L-Gas ergibt sich in 2018 ein Zusatzbedarf von 5 GW.

Leistungsbilanzen der Markträume

Bei einer analog der Modellierungsvariante IIa durchgeführten Leistungsbilanz für das Betrachtungsjahr 2018 der Modellierungsvariante IIb ergeben sich für die H-Gas-Bereiche von GASPOOL und NetConnect Germany keine Zusatzbedarfe.

Raum H-Gas Nord

Planerische Berücksichtigung der geänderten Anforderungen

In Schleswig-Holstein und Hamburg könnten potenziell massiv nachgelagerte Instrumente in der Form von Kavernen zur Verfügung stehen um den BestelleLeistungsbedarf zu reduzieren. Diese Instrumente müssten bei weitem nicht voll berücksichtigt werden, sondern es würde für eine effiziente Planung genügen die Bestelleistung auf das Niveau der in 2013 zugesagten Leistungen zu reduzieren.

Ausbaumaßnahmen

Bei einer Berücksichtigung eines Teils der potenziellen nachgelagerten Instrumente reduziert sich der Ausbaubedarf im Vergleich zu IIa auf die Maßnahmen, die zur Erhöhung des Exports in Richtung Dänemark bereits im NEP 2012 geplant wurden.

Raum H-Gas Ost

Planerische Berücksichtigung der geänderten Anforderungen

Sowohl das Kraftwerksprodukt als auch der Ansatz der kapazitätsmindernden Instrumente sorgen im Vergleich mit Variante IIa für eine Entlastung des Leistungsbedarfs im Raum Ost über Greifswald: Da in der Variante IIb keine Zusatzmengen benötigt werden, müssen Aufnahme und Abtransport im H-Gas Ost hierfür nicht vorgesehen werden.

Ausbaumaßnahmen

Im Versorgungsraum Ost kann aufgrund des oben dargelegten Kapazitätsbedarfs kein Ausbau der bereits vorhandenen Infrastruktur abgeleitet werden.

Raum H-Gas Süd/ West

Planerische Berücksichtigung der geänderten Anforderungen

Die gemäß Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2013 der Fernleitungsnetzbetreiber zu berücksichtigende zusätzliche Kapazität in Variante IIb führt im Wesentlichen zu einer erhöhten Belastung der Transportsysteme in Nord-Süd Richtung, da zur Versorgung der Bedarfe im Süden die zusätzlichen Mengen aus dem Norden herantransportiert werden müssen. Besonders belastend wirken aufgrund ihrer Entfernung die zusätzlichen Süd-Ausspeiseleistungen. Kraftwerke führen in Variante IIb aufgrund ihrer Zuordnung zu netzdienlichen Entries zu keiner zusätzlichen Belastung des Nord-Süd- bzw. Süd-Nord-Transportes.

Die zur Verfügung stehenden Transportkapazitäten entlang der Nord-Süd-Verbindungen werden trotz der gegenüber Variante IIa vergleichsweise niedrigeren Belastung

überschritten. Dies hat zur Folge, dass es zu Verletzungen der minimalen Vertragsdrücke entlang der weiterführenden Transportsysteme kommt. Die Verletzung der minimalen Vertragsdrücke pflanzt sich bis tief in den Südraum fort. So werden durch die zusätzlichen Süd-Ausspeiseleistungen in Baden-Württemberg bzw. Bayern Maßnahmen im Südwesten Deutschlands und im ostbayerischen Raum erforderlich.

Die Berücksichtigung der kapazitätsmindernden Instrumente führt zu einer gegenüber Szenario IIc geringeren Belastung der Nord-Süd Richtung.

Die Belastung der Gasnetzinfrastruktur von Ost nach West fällt in der Modellierungsvariante IIb geringer als in der Modellierungsvariante IIa aus. Der Ansatz des Kraftwerksprodukts sorgt dafür, dass der zusätzliche Kapazitätsbedarf durch neue Kraftwerksprojekte im Westen Deutschlands in Spitzenlastzeiten nicht maximal ungünstig („worst case“) angesetzt werden muss. Durch diese planerische Glättung einzelner Lastspitzen tritt eine deutliche Entlastung der Gasnetzinfrastruktur unter auslegungsrelevanten Spitzenlastbedingungen ein.

Ausbaumaßnahmen

Um die zusätzlichen Transporte realisieren zu können, ist es notwendig, die bestehenden Systeme zu verstärken. Insbesondere die Speicher in Österreich, zusätzliche Kraftwerksleistungen im österreichisch-deutschen Grenzraum sowie erhöhte Überspeisungen zwischen den Kooperationspartnern in der NCG lassen hier die Doppelung einer bestehenden Leitungstrasse, die nördlich von Regensburg beginnt und nordöstlich von München endet sowie ein Teilabschnitt von Burghausen/ Überackern nach Finsing/ München (MONACO 1), erforderlich werden. Darüber hinaus bedarf es zusätzlicher Verdichterleistung, um die Mengen von der MEGAL in die erforderlichen Räume transportieren zu können. Die MONACO 1 ist insbesondere vor dem Hintergrund möglicher zusätzlicher Leistungen aus Richtung Österreich im Zusammenhang mit den Leitungsgroßprojekten Nabucco/ South Stream und Tauerngasleitung erforderlich.

Zur Einhaltung erforderlicher Übergabedrucke des Verteilernetzes SW Landshut auch bei Hochlastszenarien und zur Verbesserung der Drucksituation im Teilnetz Niederbayern der Energienetze Bayern ist die Errichtung einer neuer Einspeisestation an der OGE-Leitung Arresting-Bierwang geplant.

Darüber hinaus erfordert der zusätzliche Bedarf in Baden-Württemberg durch erhöhte interne Bestellleistungen sowie durch neue Kraftwerksprojekte erhebliche Investitionen in der Mitte sowie im Südwesten und Nordwesten Deutschlands. So ergeben sich aus der Modellierung zusätzliche Verdichter nördlich des Ruhrgebietes und nordöstlich Frankfurts sowie Leitungsverstärkungen vom Speicherstandort Epe in Richtung Ruhrgebiet sowie in Baden-Württemberg. Die erwähnten Maßnahmen sind aufgrund der geringeren Leistungsanforderungen gegenüber Szenario IIc kleiner dimensioniert. So ergeben sich etwas geringere Ausbaurkosten im Vergleich zu Szenario IIc.

Des Weiteren ergeben sich Maßnahmen, die maßgeblich aus den Betrachtungen einer zusätzlichen Transportmöglichkeit aus Richtung Italien/ Schweiz resultieren. Dazu ist eine Erhöhung der Leistungen bzw. Reversierung der Verdichterstationen zwischen der Schweizer Grenze und Belgien bzw. den Niederlanden entlang der TENP erforderlich.

Die Zuordnung zu strömungsmechanisch günstig gelegenen Entries bewirkt eine Entlastung der sonst stark genutzten Transportrouten. Dies hat zur Folge, dass Ausbaumaßnahmen in wesentlich geringerem Umfang erforderlich sind.

Sollten die Bedingungen (siehe Zuordnung Tabelle 9) nicht erfüllt sein, dann ist die Bereitstellung der Kapazitäten nur nach Ermittlung anderer Ausbaumaßnahmen möglich.

Gesamtergebnis Variante IIb

Diese Modellierungsvariante führt zu folgenden Ergebnissen:

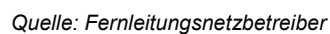
Tabelle 36: Ergebnisse im Raum H-Gas im Zeitraum bis 2018 (Variante IIb)

	Bis 2018
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	139 MW
Leitungsbau	393 km
Kosten*	1.348 Mio. €

** inklusive GDRM-Anlagen*

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die aus dieser Modellierungsvariante resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in Anlage 7 zu diesem Dokument aufgeführt.

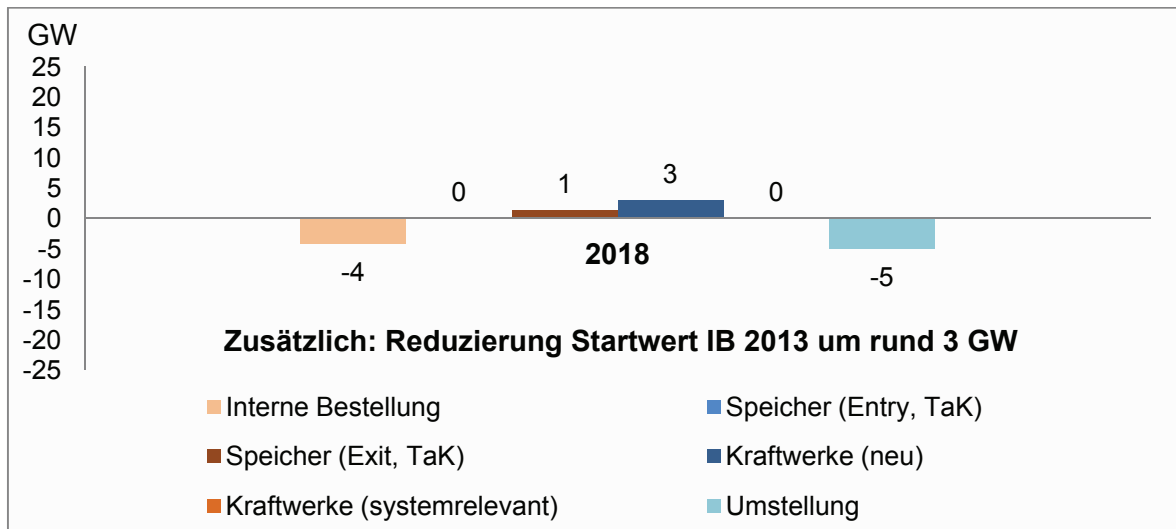


5.2.3 Ergebnisse L-Gas

Geänderte Anforderungen

In Modellierungsvariante IIb sind gegenüber der bisherigen Kapazitätsauslegung (Basisjahr 2013) die folgenden Änderungen enthalten:

Abbildung 33: Variante IIb, L-Gas: Geänderte Anforderungen in 2018 ggü. 2013



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Einzelnen stellt sich die Entwicklung wie folgt dar:

Interne Bestellungen

Gemäß den Ergebnissen der FNB-Abfrage wurden von den nachgelagerten Netzbetreibern im L-Gas-Gebiet kapazitätsmindernde Instrumente in einer Höhe von rund 3 GW nicht mehr in den internen Bestellwerten für das Jahr 2013 berücksichtigt (bezogen auf das ursprünglich vorhandene Potenzial).

Für die Modellierung wurde daher die interne Bestellung 2013 (der Startwert der Modellierung) um rund 3 GW reduziert und der reduzierte Startwert bis zum Eckjahr 2018 mit dem sich gemäß Szenario II ergebenden Leistungsrückgang fortgeschrieben.

Speicher

Durch den Speicher Empelde ergibt sich nach Anbindung mit TaK ein zusätzlicher Exit-Kapazitätsbedarf in Höhe von rund 1,3 GW im Spitzenlastfall.

Tabelle 37: Variante IIb, L-Gas: Zusätzliche Speicherkapazitäten in 2018 in MWh/h (Exit-Kapazität)

Speicher (Exit)	FNB	2018	
		Angefragt	TaK
Empelde*	Nowega	1.635	1.308
Summe		1.635	1.308

*Modellierung nur im Sommerhalbjahr

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Kraftwerke (neu)

Die in Variante IIb zusätzlich zu berücksichtigenden Kraftwerksanfragen sind mit dem Kraftwerksprodukt modelliert worden. Die jeweiligen Entry-Zuordnungen sind in Tabelle 38 dargestellt.

Tabelle 38: Variante IIb, L-Gas: zusätzliche Kraftwerkskapazitäten mit Entry-Zuordnungen in MWh/h

Kraftwerk	FNB	Zuordnung	Kapazität 2018
KW Braunschweig	GUD	Lehringen	830
KW VW	GUD	Lehringen	200
Niehl III	OGE/ TG	Ausbaufrei FZK	320
Düsseldorf Lausward GuDF	OGE/ TG	Elten/ Zevenaar (2018)	1.155
Summe			2.505

** inklusive GDRM-Anlagen*

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Kraftwerke (systemrelevant)

Die Kapazitäten der systemrelevanten Kraftwerke werden in Variante IIb analog zu den Kapazitäten der übrigen Bestandskraftwerke nicht verändert.

Raum L-Gas West

Planerische Berücksichtigung der geänderten Anforderungen

Den Betrachtungen für Variante IIb liegt die Annahme zugrunde, dass die aktuell kontrahierten Lastflusszusagen im Jahr 2018 in unveränderter Höhe verfügbar sind. Wäre dies nicht der Fall, würden zusätzliche Netzausbauten benötigt, um die vermarktete Ausspeisekapazität weiterhin darstellen zu können.

Die im Raum Düsseldorf zusätzlich angefragte Ausspeiseleistung wird in Variante IIb 2018 als Kraftwerksprodukt zum Entry Elten/ Zevenaar berücksichtigt. Es sind keine Ausbauten hierfür im Jahr 2018 notwendig.

Durch den Ansatz der kapazitätsmindernden Instrumente ist der Exitbedarf im Raum L-Gas West geringer als im Szenario IIa. Dies führt dazu, dass im Szenario IIb geringere Überspeisungen aus dem Raum L-Gas Nord berücksichtigt werden.

Ausbaumaßnahmen

Der Ausbaubedarf des Szenarios IIb 2018 entspricht den in Variante IIa (vgl. 5.1.3) beschriebenen Maßnahmen, mit Ausnahme des Ausbaus des Transportsystems im Raum Köln-Düsseldorf. Dieser entfällt, da für die Kraftwerksversorgung Düsseldorf Lausward GuD F eine Zuordnung zum Entry Elten/ Zevenaar zu Grunde gelegt wird.

Raum L-Gas Nord

Planerische Berücksichtigung der geänderten Anforderungen

Im L-Gas Bereich Nord liegen Informationen zu einigen Instrumenten vor, die nutzbar wäre oder zumindest in der Vergangenheit nutzbar gewesen waren. In IIb werden keine systemrelevanten Kraftwerke berücksichtigt.

Ausbaumaßnahmen

Durch die Berücksichtigung der potenziellen nachgelagerten Instrumente bestünde die Möglichkeit die Umstellung von Netzbereichen etwas zeitlich nach hinten zu verschieben. Insbesondere der früher verfügbare Speichers im Netz der Avacon könnte die planerische Wirkung der Umstellung (3) bei der Avacon ersetzen. In der Variante IIb muss Landesbergen nicht berücksichtigt werden, bis auf die Auswirkung bei der Avacon würde sich aber in der Variante IIb bis 2018 die Umstellungsplanung nicht verändern, da sonst die weiteren Transportanforderungen nicht erfüllt werden würden.

Gesamtergebnis Variante IIb

Diese Modellierungsvariante führt zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 39: Ergebnisse im Raum L-Gas im Zeitraum bis 2018 (Variante IIb)

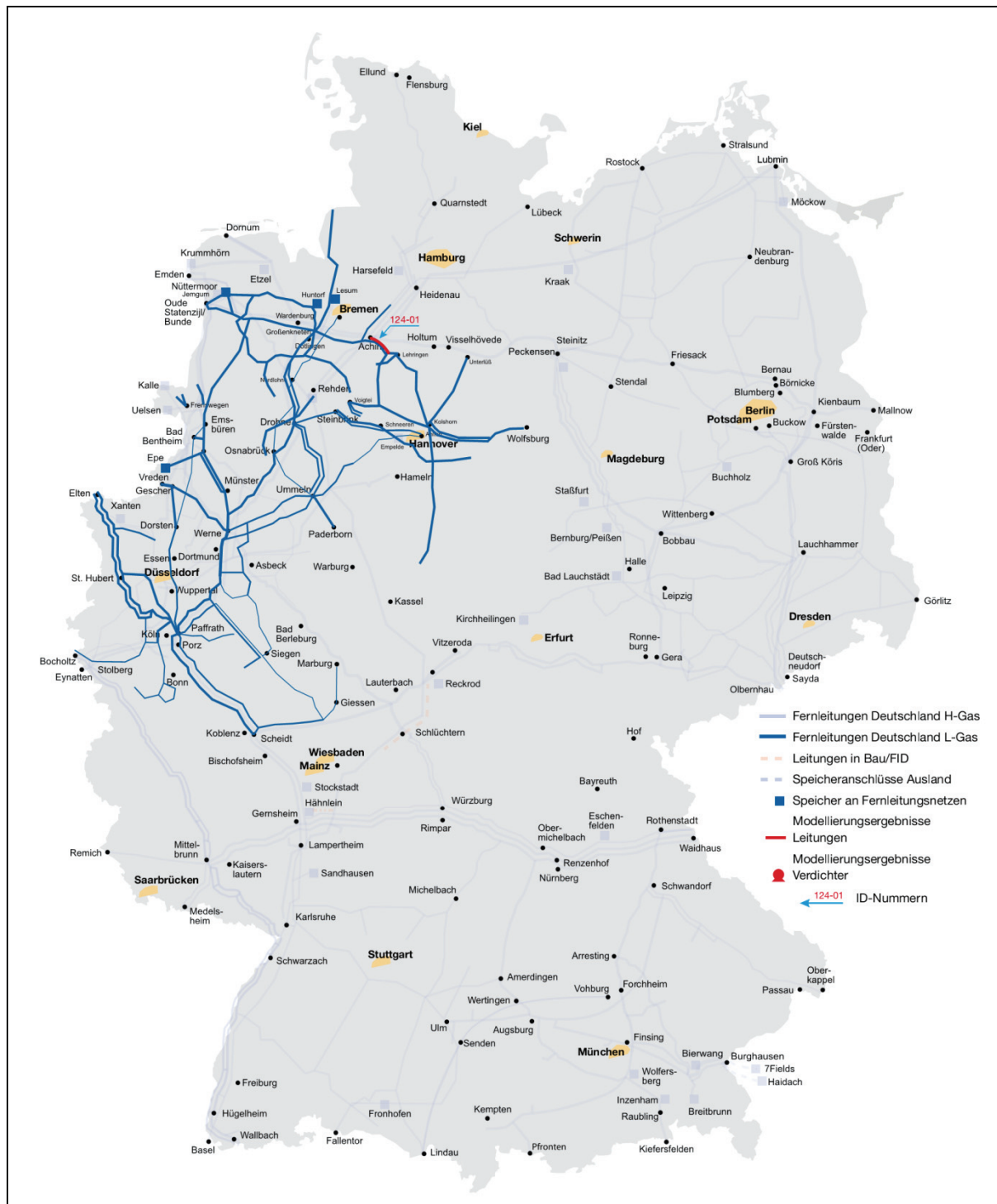
	Bis 2018
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	0 MW
Leitungsbau	25 km
Kosten*	47 Mio. €

** inklusive GDRM-Anlagen*

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die aus dieser Modellierungsvariante resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in Anlage 7 zu diesem Dokument aufgeführt.

Abbildung 34: Ausbaumaßnahmen in Variante IIb, L-Gas-Gebiet, bis 2018



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.3 Modellierungsvariante IIc

5.3.1 Kurzbeschreibung

In Modellierungsvariante IIc liegt der Fokus auf der Modellierung der neuen und der systemrelevanten Kraftwerke mit dem Kraftwerksprodukt.

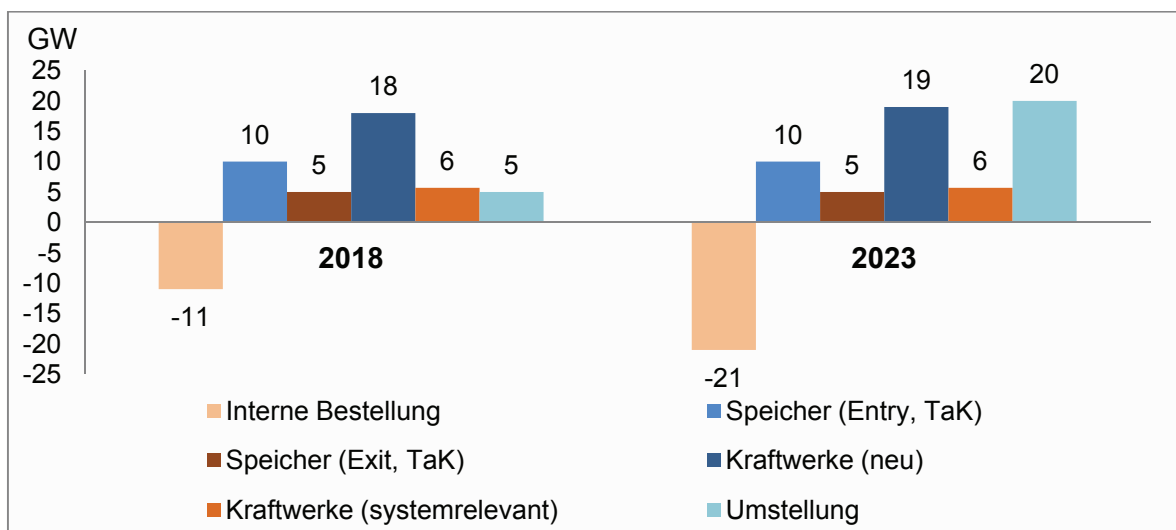
Die internen Bestellungen werden mit der deutschlandweiten Entwicklung auf Basis des Szenarios II des Szenariorahmens modelliert und die neuen Speicher mit temperaturabhängiger Kapazität (TaK) angebunden.

5.3.2 Ergebnisse H-Gas

Geänderte Anforderungen

In Modellierungsvariante IIc sind gegenüber der bisherigen Kapazitätsauslegung (Basisjahr 2013) die folgenden Änderungen enthalten:

Abbildung 35: Variante IIc, H-Gas: Geänderte Anforderungen in 2018 und 2023 ggü. 2013



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Einzelnen stellt sich die Entwicklung wie folgt dar:

Interne Bestellungen

Die internen Bestellwerte reduzieren sich durch den in Variante IIc unterstellten Verbrauchsrückgang im Eckjahr 2018 um rund 11 GW und in 2023 um rund 21 GW gegenüber der Bestelleistung des Basisjahres 2013.

Speicher

Durch die zusätzlichen Speicher ergibt sich nach Anbindung mit TaK ein zusätzlicher **Entry-Kapazitätsbedarf** in Höhe von rund 10 GW im Spitzenlastfall.

Tabelle 40: Variante IIc, H-Gas: Zusätzliche Speicherkapazitäten in 2018 und 2023 in MWh/h (Entry-Kapazität)

Speicher (Entry)	FNB	2018		2023	
		Angefragt	TaK	Angefragt	TaK
Kiel Rönne	GUD	1.800	1.440	1.800	1.440
Haiming 2 7F	OGE	4.804	2.402	4.804	2.402
Haidach, Stufe II	OGE	2.585	1.293	2.584	1.293
Haidach, Stufe II	OGE	2.146	1.073	2.146	1.073
Etzel	OGE	3.659	1.830	3.659	1.830
CGS Epe	TG	3.758	1.879	3.758	1.879
Summe		18.752	9.917	18.752	9.917

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Bezogen auf die **Exit-Kapazität** ergibt sich nach Anbindung mit TaK ein zusätzlicher **Kapazitätsbedarf** in Höhe von rund 5 GW im Sommerlastfall.

Tabelle 41: Variante IIc, H-Gas: Zusätzliche Speicherkapazitäten in 2018 und 2023 in MWh/h (Exit-Kapazität)

Speicher (Exit)	FNB	2018		2023	
		Angefragt	TaK	Angefragt	TaK
Kiel Rönne	GUD	1.260	1.008	1.260	1.008
Haiming 2 7F	OGE	3.286	1.643	3.286	1.643
Haidach, Stufe II	OGE	1.776	888	1.776	888
Haidach, Stufe II	OGE	2.585	1.293	2.585	1.293
CGS Epe	TG	887	444	887	442
Summe		9.794	5.276	9.794	5.276

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Kraftwerke (neu)

Die in Variante IIc zusätzlich zu berücksichtigenden Kraftwerksanfragen sind im Gegensatz zu Variante IIa mit dem Kraftwerksprodukt modelliert worden. Die jeweiligen Entry-Zuordnungen sind in Tabelle 42 dargestellt.

Tabelle 42: Variante IIc, H-Gas: zusätzliche Kraftwerkskapazitäten mit Entry-Zuordnungen in MWh/h

Kraftwerk	FNB	Zuordnung	Kapazität 2018	Kapazität 2023
CCPP Haiming OMV	bayernets	Überackern, Speicher 7Fields/ Haidach	2.226	2.226
Trianel Kraftwerk Krefeld	GASCADE	Eynatten	2.300	2.300
Leverkusen	GASCADE	Eynatten	1.137	1.137
Miro/Karlsruhe	GASCADE	FZK zugesagt	270	270
HKW Flensburg	GUD	Greifswald/ Ellund	280	280
Gas HKW Hasselfelde Phasen 1/2	GUD	Greifswald/ Ellund	1.000	1.000
Wedel	GUD	Greifswald	900	900
KW Mittelsbüren GuD MiBÜ	GUD	Ausbaufrei FZK	955	955
GuD Kraftwerk Lubmin	NEL/ BTG-Partner	Speicher Rehden/ Greifswald	2.286	2.286
GuD Duisburg-Wanheim	OGE	Oude Statenzijl/ Eynatten	1.200	1.200
Knapsack II	OGE	Eynatten	860	860
Düsseldorf Lausward GuDF	OGE/ TG	Eynatten (2023)	0*	1.155
GuD Industriepark Zeitz	ONTRAS	Ausbaufrei FZK	339	339
Leppersdorf	ONTRAS	Ausbaufrei FZK	119	119
Stuttgart	terranets	Wallbach/ Lampertheim IV	1.254	1.254
Sindelfingen	terranets	Wallbach	1.000	1.000
Bocholt Power 1	TG	Entries im TG Netz	801	801
GuD Weisweiler GT, DT	TG	Bocholtz/ TG	1.360	1.360
Summe			18.287	19.442

* wurde im Jahr 2018 im L-Gas-Netz berücksichtigt

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Kraftwerke (systemrelevant)

Da einige systemrelevante Kraftwerke bereits über feste Kapazität verfügen, ergibt sich für die übrigen Kraftwerke Franken I1, I2, Irsching IV, Karlsruhe RDK 4S sowie Landesbergen folgende Entry-Zuordnung.

Tabelle 43: Variante IIc, H-Gas: Entry-Zuordnung systemrelevanter Kraftwerke

Kraftwerk	FNB	Zuordnung	Kapazität 2018 [MWh/h]	Kapazität 2023 [MWh/h]
Landesbergen	GUD	Greifswald	1.200	1.200
Franken I1, Franken I2	OGE	Oberkappel	2.550	2.550
Karlsruhe DKW RDK 4S	OGE	Wallbach	740	740
Irsching IV	OGE	Burghausen/ Oberkappel	1.210	1.210
Summe			5.700	5.700

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Leistungsbilanzen der Markträume

Die analog der Leistungsbilanzen der Modellierungsvariante IIa (vgl. 5.1) durchgeführten Leistungsbilanzen für die Modellierungsvariante IIc ergeben für die H-Gas-Bereiche von GASPOOL und NCG für die Jahre 2018 und 2023 keine Zusatzbedarfe.

Raum H-Gas Nord

Planerische Berücksichtigung der geänderten Anforderungen

In der Variante IIc werden die Kraftwerke Flensburg, Kiel, Wedel und Landesbergen in den Spitzenlastszenarien der Kapazitätsplanung planerisch durch eine Einspeisung in Greifswald versorgt. Der Unterschied zu Variante IIa ist die Einplanung einer Zuordnungsaufgabe der neuen sowie der als systemrelevant zu berücksichtigenden Kraftwerke. In Greifswald stehen sehr hohe Importleistungen zur Verfügung, so dass bei Zuordnung auf diesen Punkt eine große Auswahl an Marktteilnehmern für die Versorgung im Unterbrechungsfall verfügbar ist. Die Zuordnung bewirkt, dass die (planerisch) maximal für die Versorgung des Bereichs Schleswig-Holstein über die Verdichterstation Embsen in die NEL zu verdichtende Leistung im Vergleich zur Variante IIa deutlich reduziert wird, da die erforderlichen Gasmengen nicht mehr vollständig aus dem Westen (insbesondere Emden) herantransportiert werden müssen.

Ausbaumaßnahmen

Die Versorgung der Kraftwerke erfolgt in Variante IIc dann direkt durch die Einspeisung im nördlichen Netzbereich. Eine Erweiterung der Verdichterstation Embsen ist im Vergleich zu Variante IIa durch die Berücksichtigung des Kraftwerksproduktes nicht mehr nötig.

Die zusätzliche technische Maßnahme, hier als geplante Loop-Leitung in Variante IIa nördlich von Heidenau abgebildet, würde bei einer Zuordnung (eines Teils) der Kraftwerke auf den Entry Ellund ebenfalls entfallen.

Allokation resultierender Kapazitäten

Die in Kapitel 6.2 genannten Netzausbaumaßnahmen entsprechen den für die Variante IIc in 2023 bestimmten Maßnahmen. Diese Planung berücksichtigt Zuordnungsaufgaben bei (bereits vermarkteten) Kapazitäten nach Dänemark sowie weitere Auflagen, die in der Planung wie beschrieben den Kraftwerken zugeordnet sind. In Summe müssten in der Bedarfssituation von IIc etwa 1,6 GWh/h Kapazitäten eine Zuordnung auf Greifswald/

Ellund (oder alternativ auf einen in Schleswig-Holstein wirksamen Speicher) erhalten. Diese Auflagen decken die Netzsituation ab, dass der Bedarf in Schleswig-Holstein maximal hoch ist, aber im Wesentlichen keine Mengen aus der NEL (aus Greifswald) zur Deckung genutzt werden können. Die Allokation der benötigten Zuordnungsaufgaben ist daher unter Berücksichtigung bereits zugesagter Kapazitäten und einer lokalen Nutzenbetrachtung noch festzulegen. Die Zuordnungsaufgaben können von der Wirkung her jedem Ausspeisepunkt in dem beschriebenen Bereich zugeordnet werden. Umgekehrt können aber auch alle frei werdenden FZK-Kapazitäten auf jeden Punkt in dem Bereich allokiert werden, so dass die initiale Zuordnung keine zukünftige Nutzung präjudiziert. Kapazitäten müssen nach Vorgabe der GasNZV an die Punkte mit Bedarf allokiert werden.

In Schleswig-Holstein liegen leistungsfähige potenzielle Instrumente (Speicher) in nachgelagerten Netzen. Diese Instrumente sollten weiterhin sinnvollerweise genutzt werden, um den fehlenden BestelleLeistungsbedarf abzudecken. Bei einer Entwicklung mit einem Kapazitätsrückgang wie in Variante IIc wäre der Bedarf allerdings bereits vor 2023 gedeckt.

Generell beabsichtigt die dänische Regierung einen schnellen Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger [DK 2013]. Es ist also davon auszugehen, dass der Export-Bedarf in Richtung Dänemark sinken wird und somit weitere Kapazitäten für Schleswig-Holstein verfügbar werden.

Raum H-Gas Ost

Planerische Berücksichtigung der geänderten Anforderungen

Das Kraftwerksprodukt sorgt im Vergleich mit Variante IIa für eine Entlastung des Leistungsbedarfs im Raum Ost über Greifswald: Da in der Variante IIc keine Zusatzmengen benötigt werden, müssen Aufnahme und Abtransport im Raum H-Gas Ost hierfür nicht vorgesehen werden.

Ausbaumaßnahmen

Der in der Modellierungsvariante IIa sowohl zur Überspeisung von Gasmengen zwischen den Marktgebieten als auch zum Anschluss von neuen Gaskraftwerken im Westen Deutschlands benötigte, zusätzliche Ausbaubedarf muss in der Modellierungsvariante IIc nicht eingeplant werden.

Raum H-Gas Süd/ West

Planerische Berücksichtigung der geänderten Anforderungen

Die gemäß Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2013 der Fernleitungsnetzbetreiber zu berücksichtigende zusätzliche Kapazität in Variante IIc führt im Wesentlichen zu einer erhöhten Belastung der Transportsysteme in Nord-Süd Richtung, da zur Versorgung der Bedarfe im Süden die zusätzlichen Mengen aus dem Norden herantransportiert werden müssen. Besonders belastend wirken aufgrund ihrer Entfernung die zusätzlichen Süd-Ausspeiseleistungen. Kraftwerke führen in Variante IIc aufgrund ihrer Zuordnung zu netzdienlichen Entries zu keiner zusätzlichen Belastung des Nord-Süd- bzw. Süd-Nord-Transportes.

Die zur Verfügung stehenden Transportkapazitäten entlang der Nord-Süd-Verbindungen werden trotz der gegenüber Variante IIa vergleichsweise niedrigeren Belastung überschritten. Dies hat zur Folge, dass es zu Verletzungen der minimalen Vertragsdrücke entlang der weiterführenden Transportsysteme kommt. Die Verletzung der minimalen Vertragsdrücke pflanzt sich bis tief in den Südraum fort. So werden durch die zusätzlichen Süd-Ausspeiseleistungen in Baden-Württemberg bzw. Bayern Maßnahmen im Südwesten Deutschlands und im ostbayerischen Raum erforderlich.

Darüber hinaus führen die zusätzlichen Nord-Ausspeisepunkte bei maximalem Süd-Nord-Fluss im Sommer zu einer erforderlichen Reversierung der Verdichterstationen. Dadurch ist es möglich, Gas zur Befüllung der Nord-Speicher und umzustellenden L-Gas-Gebiete auf Basis fester Kapazitäten in den Norden zu transportieren.

Die Belastung der Gasnetzinfrastuktur von Ost nach West fällt in der Modellierungsvariante IIc geringer als in der Modellierungsvariante IIa aus. Der Ansatz des Kraftwerksprodukts sorgt dafür, dass der zusätzliche Kapazitätsbedarf durch neue Kraftwerksprojekte im Westen Deutschlands in Spitzenlastzeiten nicht maximal ungünstig („worst case“) angesetzt werden muss. Durch diese planerische Glättung einzelner Lastspitzen tritt eine deutliche Entlastung der Gasnetzinfrastuktur unter auslegungsrelevanten Spitzenlastbedingungen ein.

Ausbaumaßnahmen

Um die zusätzlichen Transporte realisieren zu können, ist es notwendig, die bestehenden Systeme zu verstärken. Insbesondere die Speicher in Österreich, zusätzliche Kraftwerksleistungen im österreichisch-deutschen Grenzraum und der Bedarf des systemrelevanten Kraftwerks Irsching IV bei Forchheim sowie erhöhte Überspeisungen zwischen den Kooperationspartnern in der NCG lassen hier die Doppelung einer bestehenden Leitungstrasse, die nördlich von Regensburg beginnt und nordöstlich von München endet sowie ein Teilabschnitt von Burghausen/ Überackern nach Finsing/ München (MONACO 1), erforderlich werden. Darüber hinaus bedarf es zusätzlicher Verdichterleistung, um die Mengen von der MEGAL in die erforderlichen Räume transportieren zu können. Die MONACO 1 ist insbesondere vor dem Hintergrund möglicher zusätzlicher Leistungen aus Richtung Österreich im Zusammenhang mit den Leitungsgroßprojekten Nabucco/ South Stream und Tauerngasleitung erforderlich.

Zur Einhaltung erforderlicher Übergabedrucke des Verteilernetzes SW Landshut auch bei Hochlastszenarien und zur Verbesserung der Drucksituation im Teilnetz Niederbayern der Energienetze Bayern ist die Errichtung einer neuer Einspeisestation an der OGE-Leitung Arresting-Bierwang geplant.

Darüber hinaus erfordert der zusätzliche Bedarf in Baden-Württemberg durch erhöhte interne Bestellleistungen und Kraftwerksleistungen sowie durch neue Kraftwerksprojekte erhebliche Investitionen in der Mitte sowie im Südwesten und Nordwesten Deutschlands. So ergeben sich aus der Modellierung zusätzliche Verdichter nördlich des Ruhrgebietes und nordöstlich Frankfurts sowie Leitungsverstärkungen vom Speicherstandort Epe in Richtung Ruhrgebiet sowie in Baden-Württemberg.

Des Weiteren ergeben sich Maßnahmen, die sich maßgeblich aus den Betrachtungen einer zusätzlichen Transportmöglichkeit aus Richtung Italien/ Schweiz ergeben. Dazu ist eine Erhöhung der Leistungen bzw. Reversierung der Verdichterstationen zwischen der Schweizer Grenze und Belgien bzw. den Niederlanden entlang der TENP erforderlich.

Die Zuordnung zu strömungsmechanisch günstig gelegenen Entries bewirkt eine Entlastung der sonst stark genutzten Transportrouten. Dies hat zur Folge, dass Ausbaumaßnahmen in wesentlich geringerem Umfang erforderlich sind.

Sollten die Bedingungen (vgl. Zuordnung in Tabelle 9: Systembereiche anhand der Zuordnung von Kraftwerken in Abhängigkeit der Alternativ-Entries) nicht erfüllt sein, ist die Bereitstellung der Kapazitäten nur nach Ermittlung anderer Ausbaumaßnahmen möglich.

Gesamtergebnis Variante IIc

Diese Modellierungsvariante führt zu folgenden Ergebnissen:

*Tabelle 44: Ergebnisse im Raum H-Gas in den Zeiträumen bis 2018 und bis 2023
(Variante IIc)*

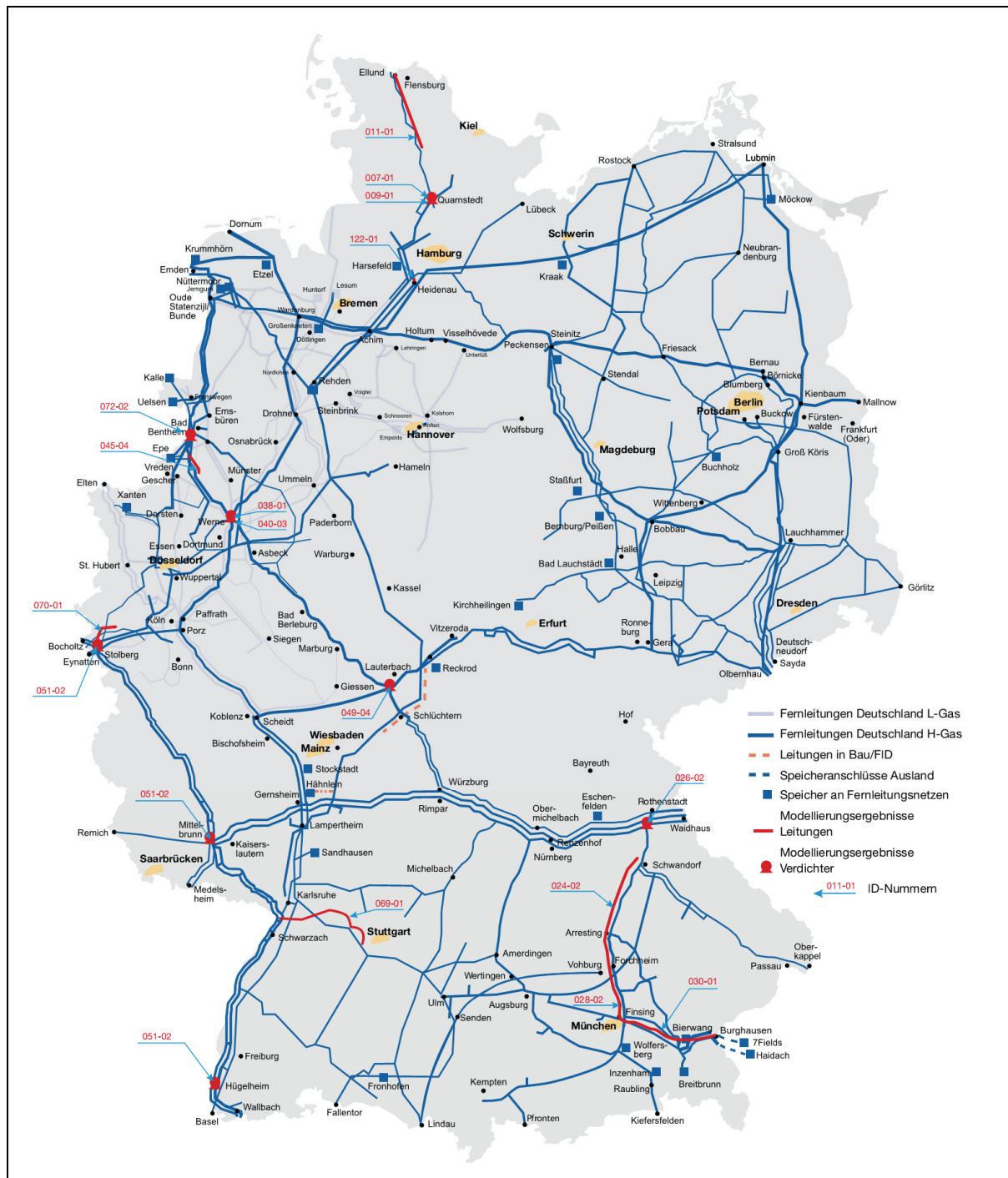
	Bis 2018	Bis 2023
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	164 MW	164 MW
Leitungsbau	395 km	393 km
Kosten*	1.429 Mio. €	1.426 Mio. €

** inklusive GDRM-Anlagen*

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

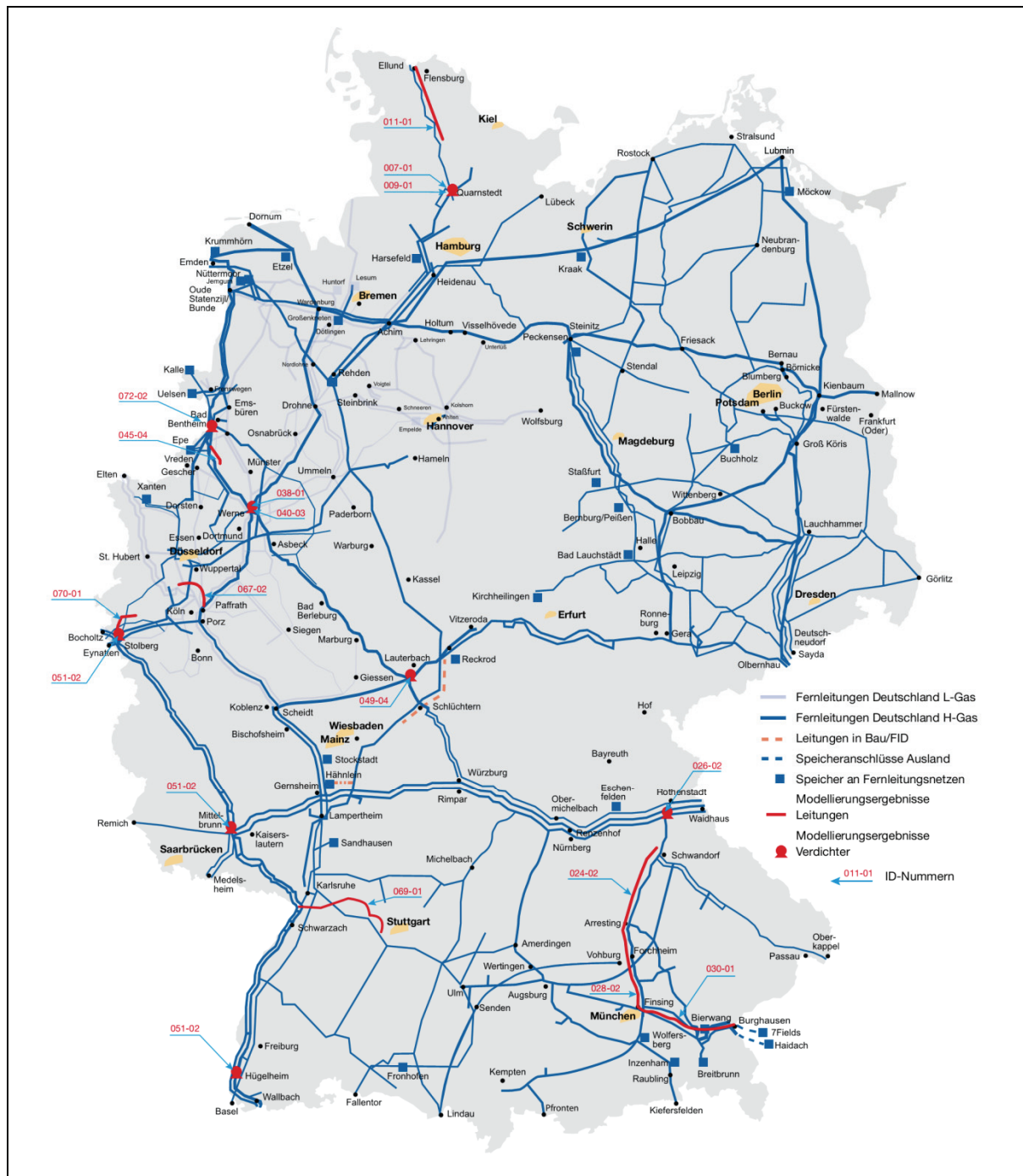
Die aus dieser Modellierungsvariante resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in Anlage 7 zu diesem Dokument aufgeführt.

Abbildung 36: Ausbaumaßnahmen in Variante IIc, H-Gas-Gebiet, bis 2018



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 37: Ausbaumaßnahmen in Variante IIc, H-Gas-Gebiet, bis 2023



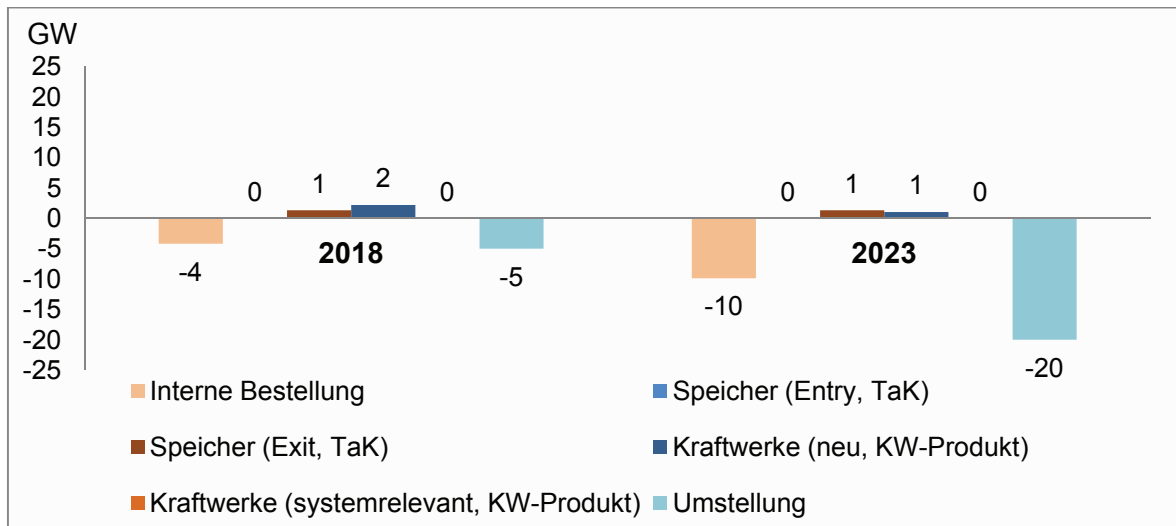
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.3.3 Ergebnisse L-Gas

Geänderte Anforderungen

In Modellierungsvariante IIc sind gegenüber der bisherigen Kapazitätsauslegung (Basisjahr 2013) die folgenden Änderungen enthalten:

Abbildung 38: Variante IIc, L-Gas: Geänderte Anforderungen in 2018 und 2023 ggü. 2013



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Einzelnen stellt sich die Entwicklung wie folgt dar:

Interne Bestellungen:

Die internen Bestellwerte reduzieren sich durch den in Variante IIc unterstellten Verbrauchsrückgang im Eckjahr 2018 um rund 4 GW und in 2023 um rund 10 GW gegenüber der Bestelleistung des Basisjahres 2013.

Speicher:

Durch den Speicher Empelde ergibt sich nach Anbindung mit TaK ein zusätzlicher **Exit-Kapazitätsbedarf** in Höhe von rund 1,3 GW im Spitzenlastfall.

Tabelle 45: Variante IIc, L-Gas: Zusätzliche Speicherkapazitäten in 2018 und 2023 in MWh/h (Exit-Kapazität)

Speicher (Exit)	FNB	2018		2023	
		Angefragt	TaK	Angefragt	TaK
Empelde*	Nowega	1.635	1.308	1.635	1.308
Summe		1.635	1.308	1.635	1.308

* Modellierung nur im Sommerhalbjahr

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Kraftwerke (neu)

Die in Variante IIc zusätzlich zu berücksichtigenden Kraftwerksanfragen sind im Gegensatz zu Variante IIa mit dem Kraftwerksprodukt modelliert worden. Die jeweiligen Entry-Zuordnungen sind in Tabelle 46 dargestellt. Zu beachten ist, dass das Kraftwerk Lausward bis 2023 von L- auf H-Gas umgestellt ist.

Tabelle 46: Variante IIc, L-Gas: zusätzliche Kraftwerkskapazitäten mit Entry-Zuordnung in MWh/h

Kraftwerk	FNB	Zuordnung	Kapazität 2018	Kapazität 2023
KW Braunschweig	GUD	Lehringen	830	830
KW VW	GUD	Lehringen	200	200
Düsseldorf Lausward GuDF	OGE, TG	Elten/ Zevenaar (2018)	1.155	0*
Niehl III	OGE, TG	Ausbaufrei FZK	320	320
Summe			2.505	1.350

* wurde im Jahr 2023 im H-Gas-Netz berücksichtigt

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Kraftwerke (systemrelevant)

Im L-Gas-Gebiet sind keine Kraftwerke als systemrelevant klassifiziert, da die systemrelevanten Kraftwerke ausschließlich im H-Gas-System berücksichtigt werden.

Raum L-Gas West

Planerische Berücksichtigung der geänderten Anforderungen

Den Betrachtungen für Variante IIc liegt die Annahme zugrunde, dass die aktuell kontrahierten Lastflusszusagen in den Jahren 2018 und 2023 in unveränderter Höhe verfügbar sind. Wäre dies nicht der Fall, würden zusätzliche Netzausbauten benötigt um die vermarktete Ausspeisekapazität weiterhin darstellen zu können.

Die im Raum Düsseldorf zusätzlich angefragte Ausspeiseleistung wird in Variante II c 2018 als Kraftwerksprodukt zum Entry Elten/ Zevenaar berücksichtigt. Es sind keine Ausbauten hierfür in 2018 notwendig.

Im Jahr 2023 hat der starke Rückgang der Erdgaslieferungen aus den Niederlanden zur Folge, dass Teile des L-Gas-Absatzgebietes auf H-Gas umgestellt werden müssen, um auch den Spitzenlastbedarf decken zu können. Da die Berücksichtigung des Kraftwerksproduktes nichts am Gesamtbedarf ändert, müssen dieselben Umstellmaßnahmen wie in Variante IIa (siehe 5.1) vorgenommen werden.

Ausbaumaßnahmen

Zur Versorgung des Raums Düsseldorf/ Dormagen ist bis zum Jahr 2023 ein Ausbau des Transportsystems im Raum Köln-Düsseldorf zu realisieren. Darüber hinaus sind für die Umstellung von L-Gas-Absatzgebieten auf H-Gas verschiedene Maßnahmen durchzuführen: Aufgrund der veränderten Flusssituation im Regionalsystem müssen bestehende

Anbindungen durch Rohrleitungen mit größerem Durchmesser ersetzt bzw. parallelisiert werden. Einige Übergabestationen, die innerhalb der auf H-Gas umzustellenden Gebieten liegen, werden auch über 2023 hinaus zunächst weiter mit L-Gas versorgt. Für diese ist zum Teil ein Neubau von Anschlussleitungen an das verbleibende L-Gas-System erforderlich.

Die Ausbaumaßnahmen im Transportsystem, die für die Bereitstellung der zusätzlichen H-Gas-Mengen notwendig werden, sind in Kapitel 5.3.2 beschrieben.

Raum L-Gas Nord

Planerische Berücksichtigung der geänderten Anforderungen

Wie bereits für das H-Gas-System beschrieben, werden in der Variante IIc die neuen und die systemrelevanten Kraftwerke mit einer Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall (KWP) berücksichtigt. Das KW Landesbergen, das derzeit noch an das L-Gas-System angebunden ist, wird bis 2018 gemäß Umstellungszeitplan an das H-Gas-Netz angebunden sein. Die Wirkung der Zuordnungsaufgabe liegt daher in der Planung innerhalb des H-Gas-Netzes.

Die einzige in der L-Gas-Netzplanung wirksame Zuordnungsaufgabe der Kraftwerke Braunschweig und Wolfsburg ist die planerische Verbindung auf Einspeisungen aus der deutschen Produktion aus Lehringen oder in Voigtei. In der Beschreibung des KWP sind Zuordnungen auf Import- und Speicherpunkte vorgesehen – eine Zuordnung auf die Produktionspunkte ist nicht angedacht, würde aber sofort die Versorgung der Kraftwerke abdecken. Aufgrund des Rückgangs der Produktionsleistung auch an diesen Punkten wird eine Berücksichtigung von Zuordnungsaufgaben der Kraftwerke als nicht sinnvoll angesehen.

Ausbaumaßnahmen

Im Vergleich zur Variante IIa ergeben sich keine Änderungen.

Gesamtergebnis Variante IIc

Diese Modellierungsvariante führt zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 47: Ergebnisse im Raum L-Gas in den Zeiträumen bis 2018 und bis 2023 (Variante IIc)

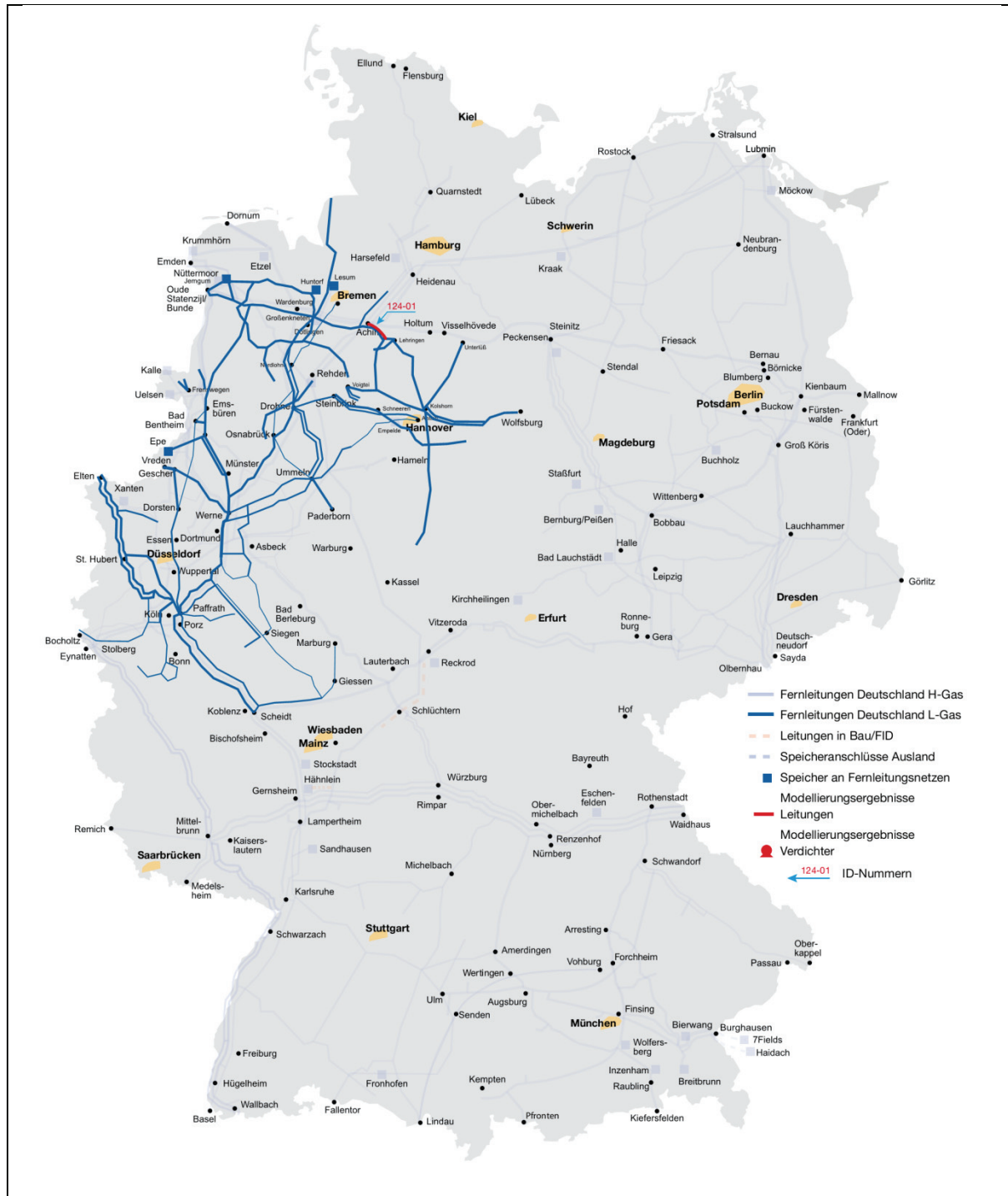
	Bis 2018	Bis 2023
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	0 MW	0 MW
Leitungsbau	25 km	48 km
Umstellungsbedingte Netzmaßnahmen	-	ID 107-01, ID 108-01
Kosten*	47 Mio. €	140 Mio. €

* inklusive GDRM-Anlagen

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

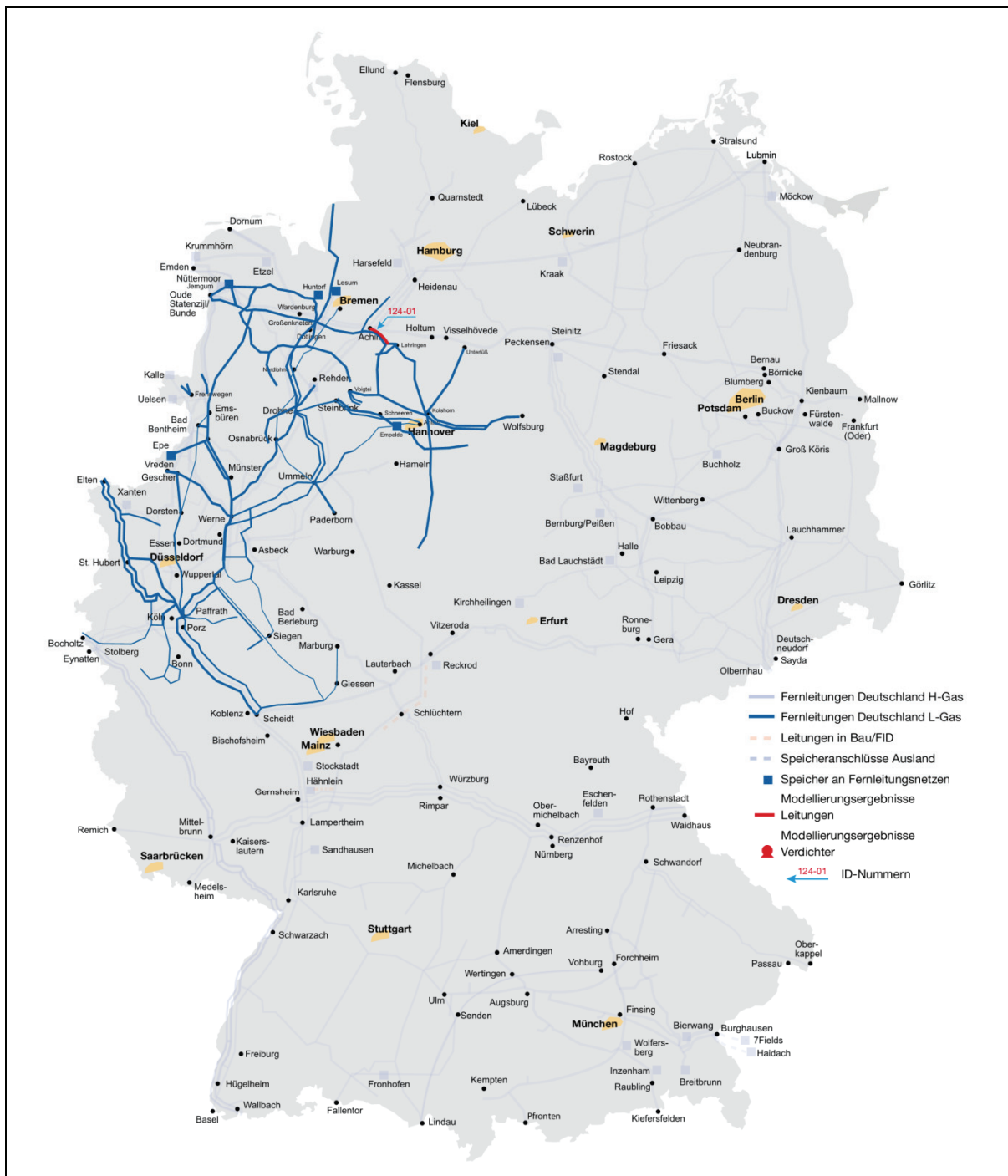
Die aus dieser Modellierungsvariante resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in Anlage 7 zu diesem Dokument aufgeführt.

Abbildung 39: Ausbaumaßnahmen in Variante IIc, L-Gas-Gebiet, bis 2018



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 40: Ausbaumaßnahmen in Variante IIc, L-Gas-Gebiet, bis 2023



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.4 Modellierungsvariante IId

5.4.1 Kurzbeschreibung

In Modellierungsvariante IId liegt der Fokus auf der Modellierung der Speichieranfragen nach § 39 GasNZV mit fester, frei zuordenbarer Kapazität.

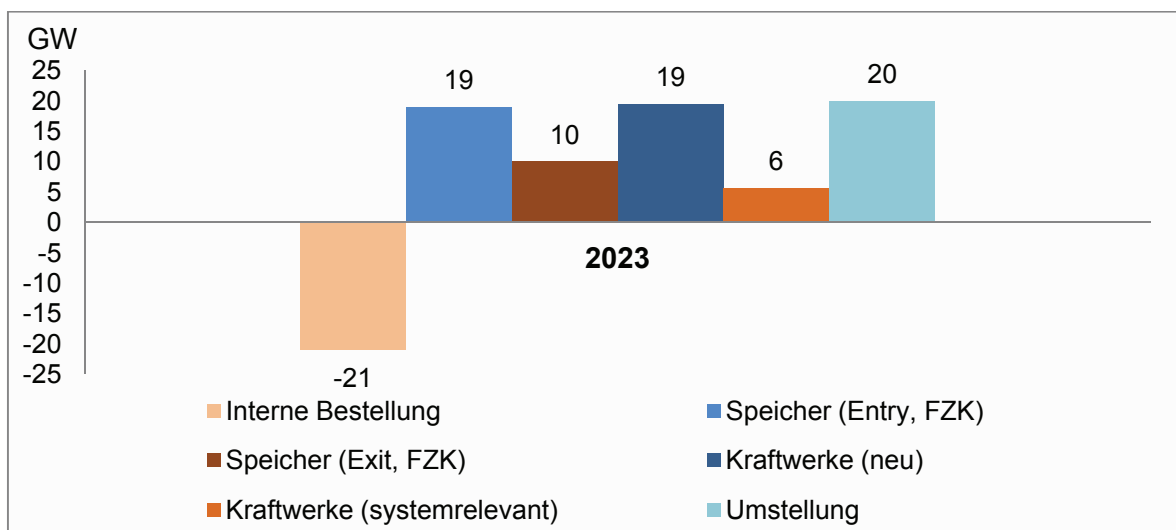
Die internen Bestellungen werden mit der deutschlandweiten Entwicklung auf Basis Szenario II des Szenariorahmens modelliert und die neuen sowie die systemrelevanten Kraftwerke mit fester, frei zuordenbarer Kapazität.

5.4.2 Ergebnisse H-Gas

Geänderte Anforderungen

In Modellierungsvariante IId sind gegenüber der bisherigen Kapazitätsauslegung (Basisjahr 2013) die folgenden Änderungen enthalten:

Abbildung 41: Variante IId, H-Gas: Geänderte Anforderungen in 2023 ggü. 2013



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Einzelnen stellt sich die Entwicklung wie folgt dar:

Interne Bestellungen

Die internen Bestellwerte reduzieren sich analog zu dem in Variante IIa unterstellten Verbrauchsrückgang im Eckjahr 2023 um rund 21 GW gegenüber der Bestelleistung des Basisjahres 2013.

Speicher

Durch die zusätzlichen Speicher ergibt sich ein zusätzlicher, mit FZK zu modellierender **Entry-Kapazitätsbedarf** in Höhe von rund 19 GW.

Tabelle 48: Variante IId, H-Gas: Zusätzliche Speicherkapazitäten in 2023 in MWh/h (Entry-Kapazität)

Speicher (Entry)	FNB	2023
Kiel Rönne	GUD	1.800
Haiming 2 7F	OGE	4.804
Haidach, Stufe II	OGE	2.146
Haidach, Stufe II	OGE	2.585
Etzel	OGE	3.659
CGS Epe	TG	3.758
Summe		18.752

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Bezogen auf die **Exit-Kapazität** ergibt sich ein zusätzlicher, mit FZK zu modellierender **Kapazitätsbedarf** in Höhe von rund 10 GW.

Tabelle 49: Variante IId, H-Gas: Zusätzliche Speicherkapazitäten in 2023 in MWh/h (Exit-Kapazität)

Speicher (Exit)	FNB	2023
Kiel Rönne	GUD	1.260
Haiming 2 7F	OGE	3.286
Haidach, Stufe II	OGE	1.776
Haidach, Stufe II	OGE	2.585
CGS Epe	TG	887
Summe		9.794

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Kraftwerke (neu)

Die in Szenario II zusätzlich zu berücksichtigenden Kraftwerksanfragen führen zu einem Zusatzbedarf in Höhe von rund 19 GW in 2023.

Tabelle 50: Variante IId, H-Gas: Zusätzliche Kraftwerkskapazitäten in 2023 in MWh/h⁷

Kraftwerk	FNB	2023
CCPP Haiming OMV	bayernets	2.226
Leverkusen Erdgas	GASCADE	1.137
Trianel Kraftwerk Krefeld 0	GASCADE	2.300
KW Mineralölindustrie	GASCADE	270
KW Mittelsbüren GuD MiBÜ	GUD	955
Heizkraftwerk Flensburg Block 12	GUD	280
Gas-HKW Phase 1; Hasselfelde 0	GUD	1.000

⁷ UPM Schongau und HKW Humboldtstr. GT 7/8 führen nicht zu Kapazitätserhöhungen, Gas-HKW Phase 2, Hasselfelde 0 in Anfrage Gas-HKW Phase 1 enthalten.

Kraftwerk	FNB	2023
Wedel 0	GUD	900
Knapsack II 0	OGE	860
GuD Duisburg-Wanheim	OGE	1.200
Düsseldorf Lausward GuDF ⁸	OGE, TG	1.155
GuD Industriepark Zeitz	ONTRAS	339
Leppersdorf	ONTRAS	119
GuD-Kraftwerk Lubmin 0	NEL BTG-Partner	2.286
Stuttgart	terranets	1.254
Sindelfingen	terranets	1.000
Bocholt Power 1	TG	801
GuD Weisweiler GT, DT	TG	1.360
Summe		19.442

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Kraftwerke (systemrelevant)

Da einige systemrelevante Kraftwerke bereits über feste Kapazität verfügen, ergibt sich für die restlichen Kraftwerke Franken I1, I2, Irsching IV, Karlsruhe RDK 4S sowie Landesbergen ein zusätzlicher Kapazitätsbedarf in Höhe von rund 5,7 GW.

Tabelle 51: Variante IId, H-Gas: Zusätzliche Kapazitäten systemrelevanter Kraftwerke in 2023 in MWh/h

Kraftwerk	FNB	2023
Franken I1, Franken I2	OGE	2.550
Karlsruhe DKW RDK 4S	OGE	740
Irsching IV	OGE	1.210
Landesbergen	GUD	1.200
Summe		5.700

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Umstellung von L- auf H-Gas

Durch die Umstellung von L-Gas ergibt sich in 2023 ein Zusatzbedarf von rund 20 GW.

Leistungsbilanzen der Markträume

In der Modellierungsvariante IId werden die Leistungsbilanzen mit der analogen Zielsetzung zur Modellierungsvariante IIa (vgl. 5.1) gebildet. Abweichend von den Leistungsbilanzen der Modellierungsvarianten, in denen TaK Anwendung findet, müssen in Variante IId unterschiedliche Ansätze in den beiden Markträume GASPOOL und NetConnect Germany verwendet werden. Entsprechend dem jeweils üblichen Vorgehen in den Markträumen GASPOOL und NetConnect Germany werden bei der Erstellung der

⁸ Düsseldorf Lausward GuDF wird von L- auf H-Gas umgestellt. Kapazität in Umstellungskapazität enthalten.

Leistungsbilanzen folgende Ansätze für die Berücksichtigung von neuen Speicherkapazitäten gewählt:

- Im Marktgebiet GASPOOL werden die neuen FZK-Speicherkapazitäten in Entry-Richtung (Ausspeicherung) in der Leistungsbilanz als verfügbare Quelle angesetzt. Dies betrifft den Speicher Kiel Rönne.
- Im Marktgebiet NetConnect Germany werden die neuen FZK-Speicherkapazitäten in Exit-Richtung (Einspeicherung) ganzjährig als erwartete Abnahme angesetzt. Dies betrifft speziell die neuen Kapazitäten an den Speichern Haiming 2 7F und Haidach, Stufe II.

In Variante IId ergibt sich für den H-Gas-Bereich von NetConnect Germany für das Betrachtungsjahr 2023 ein Zusatzbedarf von 33,8 GW⁹. Dieser kann zum Teil aus dem Leistungsüberschuss des H-Gas-Bereichs von GASPOOL in Höhe von 3,5 GW gedeckt werden. Der verbleibende Zusatzbedarf in Höhe von 30,3 GW wird entsprechend der Quellenverteilung (vgl. 2.4) angesetzt.

Die FNB gehen davon aus, dass die sich hieraus ergebenden 8,5 GW zusätzlicher Einspeisekapazität aus Greifswald für das Marktgebiet GASPOOL bereitgestellt würden. Somit müssen diese Mengen zur Deckung des Zusatzbedarfs von NetConnect Germany zusätzlich aus dem Marktgebiet GASPOOL übergeben werden.

Es ergeben sich nach diesem Ansatz in der Modellierungsvariante IId insgesamt benötigte Überspeisekapazitäten vom Marktgebiet GASPOOL in das Marktgebiet NetConnect Germany in Höhe von 12 GW.

Die Berechnung wird in Tabelle 52 dargestellt.

Tabelle 52: Leistungsbilanz IId in GWh/h

	IId, 2023
Zusatzbedarf NCG	33,8
Zusätzliche Übergabe GASPOOL an NCG	12,0
<i>Leistungsüberschuss GASPOOL</i>	3,5
<i>Zusatzmenge GASPOOL über Greifswald</i>	8,5
Zusätzliche Mengen NCG über Wallbach/ Medelsheim/ Eynatten	21,8

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Raum H-Gas Nord

Planerische Berücksichtigung der geänderten Anforderungen

In der Variante IId muss im Norden der Speicher Rönne bei einer festen Kapazität ohne Temperaturabhängigkeit in jeder planerischen Lastsituation ein- bzw. auslagernd

⁹ Bei einem Vergleich der Leistungsbilanzen der Variante IIa und IIe im Marktgebiet NetConnect Germany ergibt sich eine Gesamtdifferenz von 20,8 GW. Diese setzt sich zusammen aus 13,2 GW fehlender Auslagerung und 7,6 GW erwarteter Abnahme der Speicher.

berücksichtigt werden. Die für die Auslegung des Netzes relevante Lastsituation ist der Winterbezug: Zusätzlich zum maximalen Export in Richtung Dänemark, dem vollen Bezug der Industrie und der maximalen Abnahme der nachgelagerten Netze lagert der Speicher in dieser Situation planerisch mit seiner Designkapazität ein.

Ausbaumaßnahmen

Das Gas für den Bedarf in Schleswig-Holstein wird in Heidenau aus der NEL übernommen. Der erste Leitungsabschnitt hinter Heidenau nutzt eine DN 600 Leitung. Der Druckabfall auf dem Abschnitt ist bei den Mengen der Variante IId zu hoch. Es würde ein Loop von etwa 10 km mit einem Durchmesser von DN 800 benötigt werden. Der Entnahme in Heidenau muss nicht in jeder Lastsituation eine entsprechende Einspeisung in Greifswald entgegenstehen – um die Mengen in jeder Situation auch aus anderen Netzteilen bereitstellen zu können wird eine zusätzliche Verdichtereinheit in der Station Embsen benötigt.

In der Variante IId ist der Rückgang der Bestellleistung des Szenarios II berücksichtigt – die beschriebenen Maßnahmen decken planerisch daher nicht die Anforderungen von IId in 2018 ab.

Raum H-Gas Ost

Planerische Berücksichtigung der geänderten Anforderungen

Der Versorgungsraum Ost umfasst die fünf neuen Bundesländer einschließlich der Hauptstadt Berlin und wurde vor etwa 15 bis 20 Jahren komplett von Stadtgas auf Erdgas H-Qualität umgestellt. Im Rahmen der Umstellung und in den Folgejahren erfolgten Netz-anbindungen an das osteuropäische System über Polen und die Tschechische Republik und an das westeuropäische System über Steinitz.

Zur Bereitstellung der benötigten Zusatzmengen im H-Gas-Bereich ergeben sich aus der Quellenverteilungen gemäß Kapitel 2.4. höhere Einspeisekapazitäten in Greifswald. Diese Mengen müssen entsprechend aufgenommen und abtransportiert werden.

Der durch den geplanten Anschluss der beiden Gaskraftwerke GuD Industriepark Zeitz und Leppersdorf entstehende zusätzliche Kapazitätsbedarf in Höhe von ca. 0,45 GW in den Jahren 2018 und 2023 wird durch die rückläufige interne Bestellung der nachgelagerten Netzbetreiber infolge von Abwanderung, Einsatz anderer Energieformen sowie erneuerbarer Energien und Wärmedämmung entsprechend dem prognostizierten deutschlandweiten Rückgang des Gasbedarfs gemäß Szenariorahmen 2018 kompensiert. Bis 2023 ist ein weiterer Rückgang des prognostizierten Kapazitätsbedarfs, besonders im Versorgungsgebiet der Bundesländer Brandenburg und Mecklenburg Vorpommern zu erwarten.

Ausbaumaßnahmen

Zur Aufnahme der Zusatzmengen aus Greifswald ist eine Erweiterung des Anlandeterminals in Lubmin erforderlich. Für den Raum H-Gas Ost ergibt sich eine erhöhte Transportleistung in Richtung des Raumes H-Gas Süd/ West. Zu diesem Zweck wäre ohne Anpassung sonstiger Planungsprämissen eine neue Verdichterstation auf der NEL im Raum Schwerin notwendig.

Im Versorgungsraum Ost kann sonst aufgrund des oben dargelegten Kapazitätsbedarfs kein weitergehender Ausbau der bereits vorhandenen Infrastruktur abgeleitet werden.

Raum H-Gas Süd/ West

Planerische Berücksichtigung der geänderten Anforderungen

Die gemäß Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2013 der Fernleitungsnetzbetreiber zu berücksichtigende zusätzliche Kapazität in Variante II d führt im Wesentlichen zu einer erhöhten Belastung der Transportsysteme in Nord-Süd-Richtung, da zur Versorgung der Bedarfe im Süden die zusätzlichen Mengen aus dem Norden herantransportiert werden müssen. Besonders belastend wirken aufgrund ihrer Entfernung die zusätzlichen Süd-Ausspeiseleistungen. Dadurch werden die zur Verfügung stehenden Transportkapazitäten entlang der Nord-Süd-Verbindungen überschritten. Dies hat zur Folge, dass es zu Verletzungen der minimalen Vertragsdrücke entlang der weiterführenden Transportsysteme kommt. Die Verletzung der minimalen Vertragsdrücke pflanzt sich bis tief in den Südraum fort. So werden durch die zusätzlichen Süd-Ausspeiseleistungen in Baden-Württemberg bzw. Bayern Maßnahmen im Südwesten Deutschlands und im ostbayerischen Raum erforderlich.

Die Berücksichtigung der Speicherleistungen als frei zuordenbare Kapazität führt zu einer gegenüber Szenario IIa wesentlich höheren Belastung der Nord-Süd Richtung.

Darüber hinaus führen die zusätzlichen Nord-Ausspeisepunkte bei maximaler Süd-Nord-Transportleistung im Sommer zu einer erforderlichen Reversierung der Verdichterstationen. Dadurch ist es möglich, Gas zur Befüllung der Nord-Speicher sowie zur Versorgung der Kraftwerke und der umzustellenden L-Gas-Gebiete innerhalb fester Kapazitäten in den Norden zu transportieren.

Zur Versorgung eines Teils der neuen Kraftwerke im Westen Deutschlands ergibt sich eine zusätzliche Belastung der Gasnetzinfrastuktur von Ost nach West. Zudem entsteht durch den gesteigerten Austauschbedarf zwischen den Marktgebieten entsprechend der Leistungsbilanzen eine weitere Anforderung an die Gasnetzinfrastuktur.

Ausbaumaßnahmen

Um die zusätzlichen Transporte realisieren zu können, ist es notwendig, die bestehenden Systeme zu verstärken. Insbesondere die Speicher in Österreich, zusätzliche Kraftwerksleistungen im österreichisch-deutschen Grenzraum und der Bedarf des systemrelevanten Kraftwerks Irsching IV bei Forchheim sowie erhöhte Überspeisungen zwischen den Kooperationspartnern in der NCG lassen hier die Doppelung einer bestehenden Leitungstrasse, die nördlich von Regensburg beginnt und nordöstlich von München endet sowie ein Teilabschnitt von Burghausen/ Überackern nach Finsing/ München (MONACO 1), erforderlich werden. Darüber hinaus bedarf es zusätzlicher Verdichterleistung, um die Mengen von der MEGAL in die erforderlichen Räume transportieren zu können.

Die MONACO 1 ist insbesondere vor dem Hintergrund möglicher zusätzlicher Leistungen aus Richtung Österreich im Zusammenhang mit den Leitungsgroßprojekten Nabucco/ South Stream und Tauerngasleitung erforderlich.

Zur Einhaltung erforderlicher Übergabedrucke des Verteilernetzes SW Landshut auch bei Hochlastszenarien und zur Verbesserung der Drucksituation im Teilnetz Niederbayern der Energienetze Bayern ist die Errichtung einer neuen Einspeisestation an der OGE-Leitung Arresting-Bierwang geplant.

Darüber hinaus erfordert der zusätzliche Bedarf in Baden-Württemberg durch erhöhte interne Bestelleistungen und Kraftwerksleistungen sowohl durch neue Kraftwerksprojekte in Stuttgart und Sindelfingen als auch des bestehenden systemrelevanten Kraftwerks bei Karlsruhe und in Bayern – wie oben skizziert – erhebliche Investitionen in der Mitte sowie im Südwesten und Nordwesten Deutschlands. So ergeben sich aus der Modellierung zusätzliche Verdichter nördlich des Ruhrgebietes und nordöstlich Frankfurts sowie Leitungsverstärkungen vom Speicherstandort Epe in Richtung Ruhrgebiet sowie in Baden-Württemberg.

Des Weiteren ergeben sich Maßnahmen, die sich maßgeblich aus den Betrachtungen einer zusätzlichen Transportmöglichkeit aus Richtung Italien/ Schweiz ergeben. Dazu ist eine Erhöhung der Leistungen bzw. Reversierung der Verdichterstationen zwischen der Schweizer Grenze und Belgien bzw. den Niederlanden entlang der TENP erforderlich.

Der Austausch zwischen den Marktgebieten ist unter anderem im Raum Drohne möglich. Für diese Übergabe müsste die Erweiterung der bestehenden Verdichterstation Rehden und der Bau einer Verbindungsleitung zwischen Rehden und Drohne in Betracht gezogen werden. Zur Versorgung der neuen Kraftwerke in Krefeld und Leverkusen wären eine Erhöhung der Verdichterleistung an den bestehenden Verdichterstandorten Rehden und Lippe sowie eine Loopeitung zwischen den beiden Verdichterstandorten erforderlich. Außerdem müsste zur Versorgung der vorgenannten neuen Kraftwerke ein zusätzlicher Verdichterstandort im Raum Hagen eingeplant werden. Für den aufgezeigten Ausbaubedarf zu Versorgung der Kraftwerke in Krefeld und Leverkusen werden noch weitere Alternativen untersucht.

Zusätzliche Erweiterungen des Transportsystems, die den Austausch zwischen den Marktgebieten verstärken, können derzeit noch nicht angegeben werden, bzw. befinden sich in einer sehr groben Projektphase. Hierzu ist zuvor zu untersuchen, ob die bestehende Infrastruktur beispielsweise durch Reversierung der derzeitigen Transportrichtung, die Nutzung vorhandener L-Gas-Transportleitungen aber auch Transportwege über die Niederlande genutzt werden können, um so einen aufwändigen Leitungs- und Verdichterbau vermeidbar zu machen.

Die Verdichterstation Ochtrup ist in dieser Variante auszubauen, um lastabhängig feste Kapazitäten in flexible Kapazitäten umwandeln zu können. Durch eine geänderte Auslegung des Verdichters kann die im NEP 2012 vorgestellte Parallelleitung Epe Ochtrup entfallen. Darüber hinaus ist auch der Bau einer Anschlussleitung zum Kraftwerk Weisweiler geplant, eine Realisierung ist abhängig von einer finalen Bauentscheidung des Kraftwerksbetreibers.

Gesamtergebnis Variante IId

Diese Modellierungsvariante führt zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 53: Ergebnisse im Raum H-Gas in den Zeiträumen bis 2023 (Variante IId)

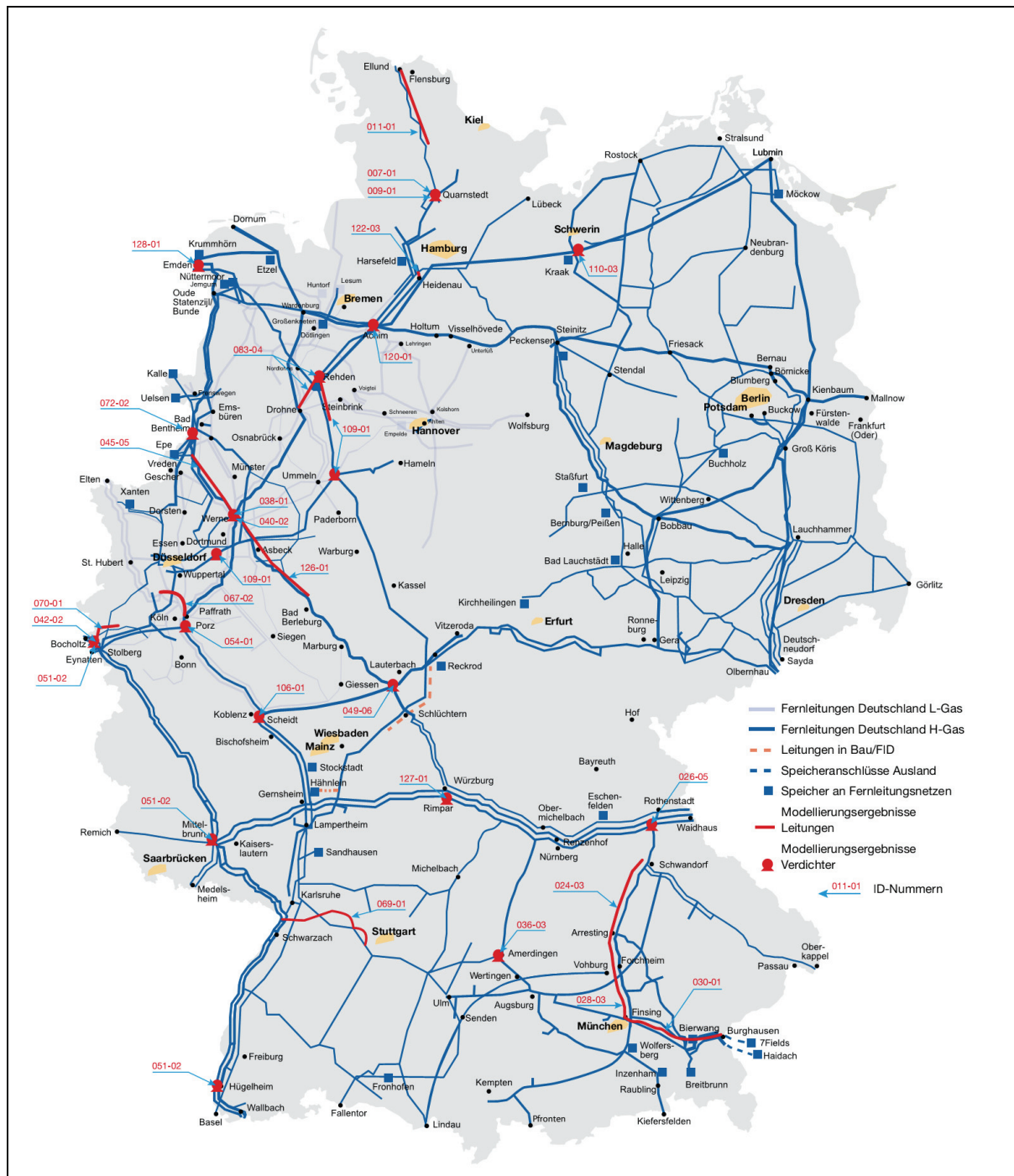
	Bis 2023
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	457 MW
Leitungsbau	639 km
Kosten*	3.108 Mio. €

** inklusive GDRM-Anlagen*

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die aus dieser Modellierungsvariante resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in Anlage 7 zu diesem Dokument aufgeführt.

Abbildung 42: Ausbaumaßnahmen in Variante II d, H-Gas-Gebiet, bis 2023



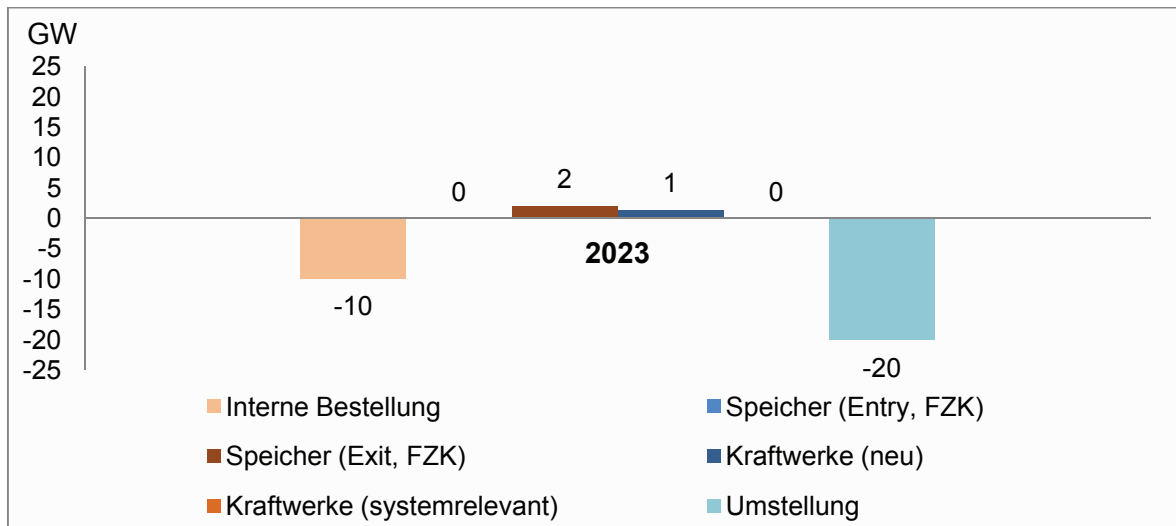
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.4.3 Ergebnisse L-Gas

Geänderte Anforderungen

In Modellierungsvariante IId sind gegenüber der bisherigen Kapazitätsauslegung (Basisjahr 2013) die folgenden Änderungen enthalten:

Abbildung 43: Variante IId, L-Gas: Geänderte Anforderungen in 2023 ggü. 2013



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Einzelnen stellt sich die Entwicklung wie folgt dar:

Interne Bestellungen

Die internen Bestellwerte reduzieren sich analog zu dem in Variante IIda unterstellten Verbrauchsrückgang im Eckjahr 2023 um rund 10 GW gegenüber der Bestelleistung des Basisjahres 2013.

Speicher

Durch den Speicher Empelde ergibt sich ein zusätzlicher **Exit-Kapazitätsbedarf** in Höhe von rund 1,6 GW.

Tabelle 54: Variante IId, L-Gas: Zusätzliche Speicherkapazitäten in 2023 in MWh/h (Exit-Kapazität)

Speicher (Exit)	FNB	2023
Empelde*	Nowega	1.635
Summe		1.635

* Modellierung nur im Sommerhalbjahr

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Kraftwerke (neu)

Die in Szenario II zusätzlich zu berücksichtigenden Kraftwerksanfragen führen zu einem Zusatzbedarf in Höhe von rund 1,3 GW in 2023. Die Kraftwerke Bielefeld und Niehl III verfügen bereits im Basisjahr über entsprechende Kapazitäten (228 MW bzw. 580 MW).

Tabelle 55: Variante IId, L-Gas: Zusätzliche Kraftwerkskapazitäten in 2023 in MWh/h

Kraftwerk	FNB	2023
Niehl III	OGE/ TG	320
Düsseldorf Lausward GuDF	OGE/ TG	0*
KW Braunschweig	GUD	830
KW VW	GUD	200
Summe		1.350

* wurde im Jahr 2023 im H-Gas-Netz berücksichtigt

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Kraftwerke (systemrelevant)

Im L-Gas-Gebiet ist das Kraftwerk Landesbergen das einzige systemrelevante Kraftwerk. Dieses Kraftwerk wird bis 2018 auf H-Gas umgestellt.

Raum L-Gas West

Planerische Berücksichtigung der geänderten Anforderungen

Den Betrachtungen für Variante IId liegt die Annahme zugrunde, dass die aktuell kontrahierten Lastflusszusagen im Jahr 2023 in unveränderter Höhe verfügbar sind. Wäre dies nicht der Fall, würden zusätzliche Netzausbauten benötigt um die vermarktete Ausspeisekapazität weiterhin darstellen zu können.

Im Jahr 2023 hat der starke Rückgang der niederländischen Erdgaslieferungen zur Folge, dass Teile des ursprünglichen L-Gas-Absatzgebietes auf H-Gas umgestellt werden müssen, um auch den Spitzenlastbedarf decken zu können. Dieser Umstellbedarf wird aufgrund der in Kapitel 4.7 beschriebenen Bewertung wie folgt gedeckt: Die H-Gas-Versorgung eines Industriekunden im Raum Marl ist aufgrund des kreuzenden H-Gas-Systems ohne wesentliche Ausbauten möglich. Die Umstellung von nachgelagerten Netzen im Bereich Hüthum ist ebenfalls mit vergleichsweise geringem Aufwand möglich. Durch eine Umstellung der nachgelagerter Netze im Raum Bremen, Delmenhorst, Belm und Osnabrück am nördlichen Rand des NCG L-Gas-Systems kann eine Inselversorgung unter Nutzung von marktgebietsübergreifenden Synergieeffekten aufgelöst werden. Zusätzlich werden am südlichen Rand des L-Gas-Systems weitere nachgelagerte Netze im Raum Frankfurt und Limburg umgestellt, wobei die Nähe zum parallel liegenden H-Gas-System genutzt werden kann. Die ehemaligen L-Gas-Leitungen verstärken nach erfolgter Umstellung das H-Gas-Transportsystem. Der verbleibende Umstellbedarf wird durch Umstellung großer Industriekunden im Raum Düsseldorf und Dormagen gedeckt. Hierfür ist eine Parallelisierung des bestehenden Transportsystems notwendig. Es besteht das Potenzial, durch Umstellung weiterer Industriekunden in dieser Region auf Veränderungen der L-Gas-Bilanz kurzfristig zu reagieren.

Ausbaumaßnahmen

Um die Umstellung im Bereich Düsseldorf durchführen zu können, ist ein Ausbau des Transportsystems durch den Loop einer L-Gas-Leitung im Raum Köln-Düsseldorf zu realisieren. Diese Loop-Leitung wird im Szenario IId nach erfolgter Umstellung mit H-Gas betrieben.

Für die Umstellung von L-Gas-Absatzgebieten auf H-Gas sind zusätzlich kleinere Maßnahmen durchzuführen. Aufgrund der veränderten Flusssituation im Regionalsystem müssen bestehende Anbindungen durch Rohrleitungen mit größerem Durchmesser ersetzt bzw. parallelisiert werden. Einige Übergabestationen, die innerhalb der auf H-Gas umzustellenden Gebieten liegen, werden auch über 2023 hinaus zunächst weiter mit L-Gas versorgt. Für diese ist zum Teil ein Neubau von Anschlussleitungen an das verbleibende L-Gas-System erforderlich.

Die Ausbaumaßnahmen im Transportsystem, die für die Bereitstellung der zusätzlichen H-Gas-Mengen notwendig werden, sind in den Ergebnissen bzw. Ausbaumaßnahmen H-Gas beschrieben.

Raum L-Gas Nord

Planerische Berücksichtigung der geänderten Anforderungen

Die Modellierungsvariante IId unterscheidet sich von Variante IIa für das Gebiet L-Gas Nord lediglich durch die zusätzliche Berücksichtigung der Modellierung des Speichers Empele mit fester, frei zuordenbarer Kapazität anstelle von TaK.

Im Rahmen des §39 Verfahrens fordert der Speicherbetreiber im Konsens mit dem Fernleitungsnetzbetreiber (Nowega) zusätzliche Netz-Exit-Kapazitäten ausschließlich für das Sommerhalbjahr von April bis einschließlich September. Im Rahmen der Modellierung wurden dem entsprechend ausschließlich für diesen Zeitraum zusätzliche Kapazitäten im Sinne von fester, frei zuordenbarer Kapazität angesetzt. Hierdurch werden die am Speicher zusätzlich angefragten Kapazitäten bis in das Jahr 2023, unter Berücksichtigung der verfügbaren Leistung aus der Konvertierungsanlage in wenigen Stunden des Sommerhalbjahres, ebenfalls darstellbar.

Dieser Modellierungsansatz führt dazu, dass im L-Gas-Gebiet in Variante IId im Vergleich zur Variante IIa keine weiteren Netzausbaumaßnahmen benötigt werden und die Ausbaumaßnahmen denjenigen der Modellierungsvariante IIa entsprechen.

Ausbaumaßnahmen

Keine Änderung im Ausbau und in der Umstellungsplanung im Vergleich zur Variante IIa.

Gesamtergebnis Variante IId

Diese Modellierungsvariante führt zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 56: Ergebnisse im Raum L-Gas im Zeitraum bis 2023 (Variante II d)

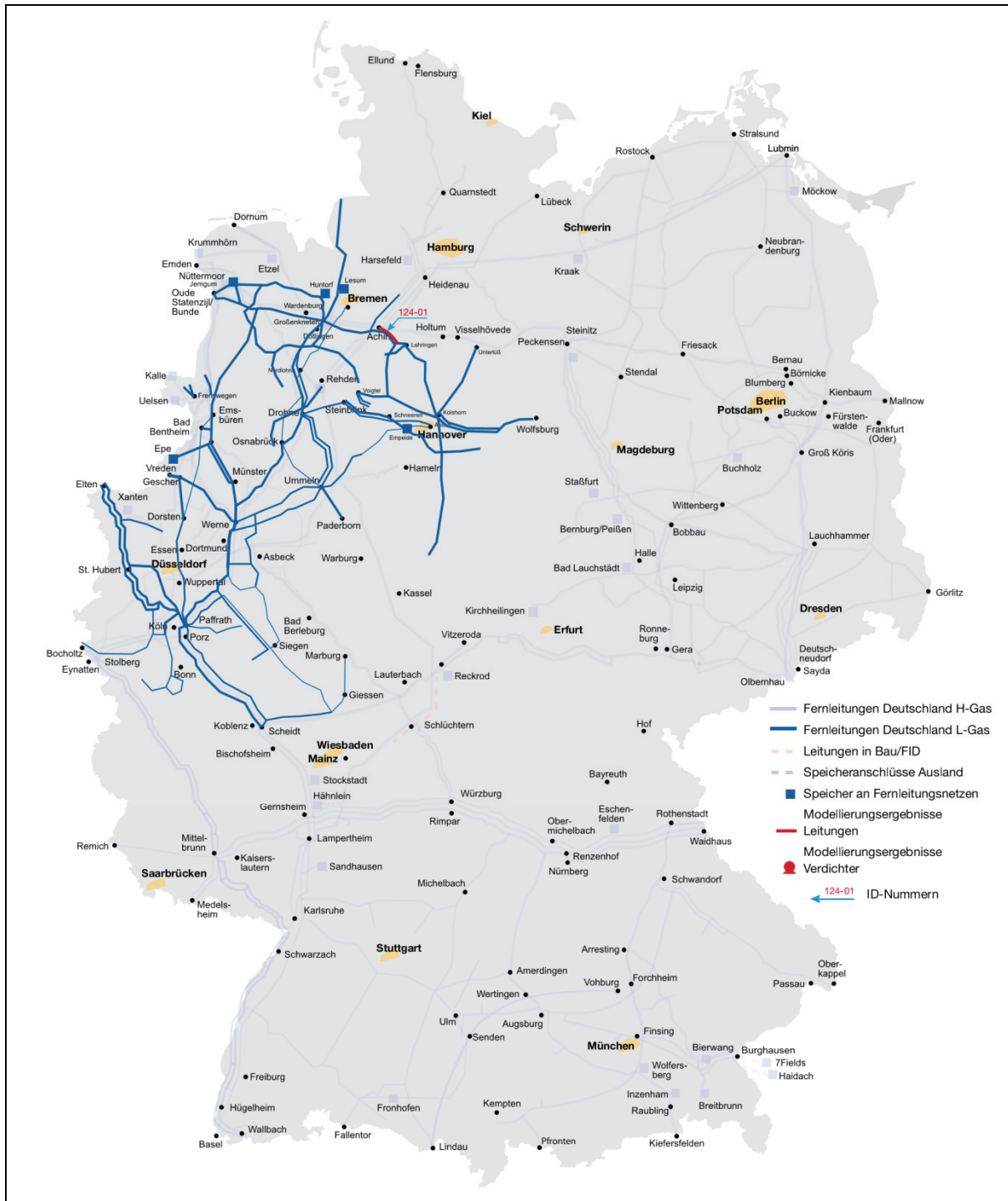
	Bis 2023
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	0 MW
Leitungsbau	48 km
Umstellungsbedingte Netzmaßnahmen	ID 107-01, ID 108-01
Kosten*	135 Mio. €

** inklusive GDRM-Anlagen*

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die aus dieser Modellierungsvariante resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in Anlage 7 zu diesem Dokument aufgeführt.

Abbildung 44: Ausbaumaßnahmen in Variante IId, L-Gas-Gebiet, bis 2023



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.5 Modellierungsvariante IIe

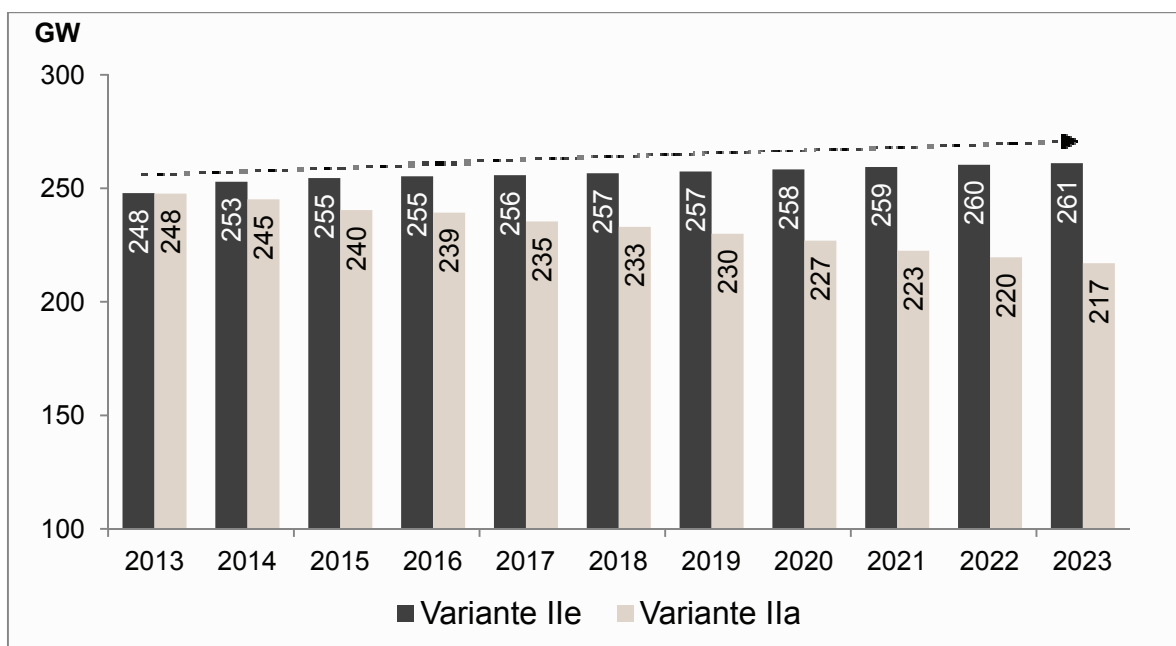
5.5.1 Kurzbeschreibung

In Modellierungsvariante IIe wurde der langfristige Kapazitätsbedarf der nachgelagerten Netzbetreiber (nNB) mit der 10-Jahres-Prognose der nachgelagerten Netzbetreiber modelliert, wobei die Langfristprognosen unverändert übernommen wurden, d. h. sowohl der Startwert als auch die Kapazitätsentwicklung wurden von den FNB nicht verändert.

Im Rahmen der jährlichen internen Bestellung gemäß § 8 Abs. 3 GasNZV bzw. der Anmeldung nach § 8 Abs. 4 GasNZV und § 8 Ziffer 5 Satz 4 prognostizieren nachgelagerte Netzbetreiber unverbindlich ihren Bedarf an Kapazität unter Beachtung gasfachlich üblicher Methoden jährlich neu.

Wie in Abbildung 45 dargestellt, wird hierbei in Summe von den nachgelagerten Netzbetreibern ein leicht steigender Kapazitätsbedarf prognostiziert, d. h. der in vielen Studien prognostizierte und seit 2006 auch real zu beobachtende Rückgang des deutschen Erdgasverbrauchs (temperaturbereinigt -14 % in 2011 gegenüber 2006, siehe Szenariorahmen zum NEP 2013) findet sich in den Prognosen der nachgelagerten Netzbetreiber nicht wieder.

Abbildung 45: Kapazitätsentwicklung gemäß 10-Jahres-Prognose der nachgelagerten Netzbetreiber (GW)



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

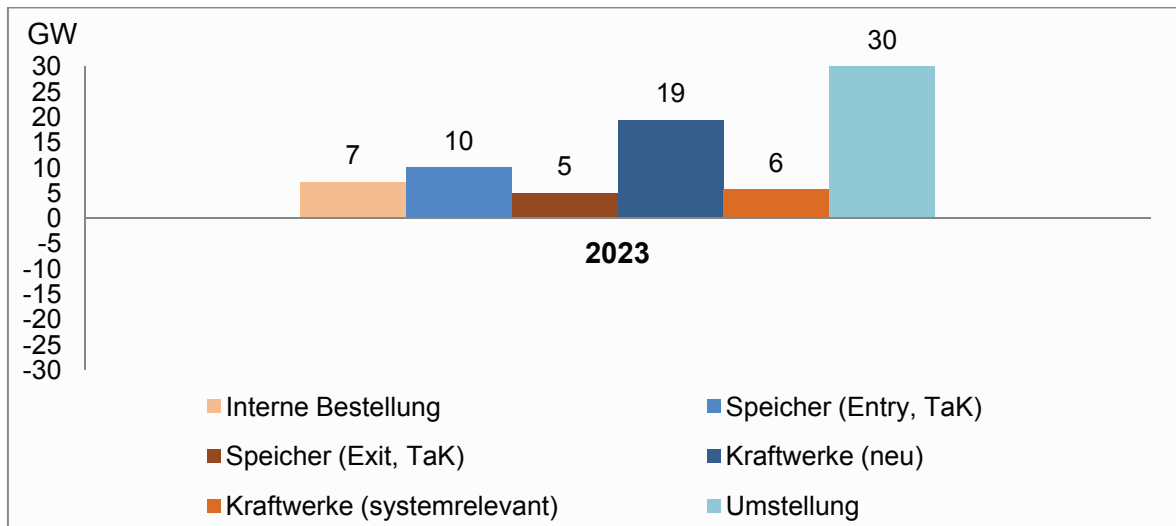
Im Vergleich zu Modellierungsvariante IIa ergibt sich in Variante IIe für das Jahr 2023 ein um rund 44 GW höherer Kapazitätsbedarf.

5.5.2 Ergebnisse H-Gas

Geänderte Anforderungen

In Modellierungsvariante IIe sind gegenüber der bisherigen Kapazitätsauslegung (Basisjahr 2013) die folgenden Änderungen enthalten:

Abbildung 46: Variante IIe, H-Gas: Geänderte Anforderungen in 2023 ggü. 2013



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Einzelnen stellt sich die Entwicklung wie folgt dar:

Interne Bestellungen

Die internen Bestellwerte erhöhen sich in 2023 um 7 GW gegenüber dem Basisjahr 2013.

Kraftwerke/ Speicher

Um eine unmittelbare Vergleichbarkeit mit Variante IIa zu gewährleisten, wurden die übrigen Modellierungsparameter analog zur Festlegung in Variante IIa gewählt, d. h. neue Unterspeicher wurden mit dem TaK-Produkt modelliert und systemrelevante sowie neue Kraftwerke mit frei zuordenbarer Kapazität.

Umstellung

Durch die Umstellung von L-Gas auf H-Gas ergibt sich in 2023 ein Zusatzbedarf von rund 30 GW.

Leistungsbilanzen der Markträume

Die Leistungsbilanzen der Markträume in der Modellierungsvariante IIe werden mit den geänderten Anforderungen analog zur Modellierungsvariante IIa (vgl. 5.1) gebildet.

In Modellierungsvariante IIe wird gemäß Szenariorahmen 2013 nur das Jahr 2023 betrachtet. In diesem ergibt sich für den H-Gas-Bereich des Marktgebietes GASPOOL ein

Zusatzbedarf in Höhe von 7,5 GW. Für den H-Gas-Bereich des Marktgebietes NCG ergibt sich ein Zusatzbedarf von 41 GW. Der gesamte Zusatzbedarf in Höhe von 48,5 GW wird entsprechend der Quellenverteilung (vgl. 2.4) angesetzt.

Die FNB gehen davon aus, dass die sich hieraus ergebenden 13,6 GW (2023) zusätzlicher Einspeisekapazität über Greifswald nach Deutschland an das Marktgebiet GASPOOL angebunden würden. Nach Deckung des dortigen Zusatzbedarfs können also verbleibende 6,1 GW zur Deckung des Zusatzbedarfs des Marktgebietes NCG aus dem Marktgebiet GASPOOL übergeben werden. Der übrig gebliebene Zusatzbedarf von rund 35 GW wird über die Süd-West-Entries Wallbach, Medelsheim und Eynatten bereit gestellt.

Die Berechnung wird in Tabelle 57 dargestellt.

Tabelle 57: Leistungsbilanz Ile in GWh/h

	Ile, 2023
Zusatzbedarf NCG	41,1
Zusatzmenge GASPOOL über Greifswald	13,6
<i>Zusatzbedarf GASPOOL</i>	7,5
<i>Zusätzliche Übergabe GASPOOL an NCG</i>	6,1
Zusätzliche Mengen NCG über Wallbach/ Medelsheim/ Eynatten	35,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Raum H-Gas Nord

Planerische Berücksichtigung der geänderten Anforderungen

Die 10-Jahres-Prognose der nachgelagerten Netzbetreiber in der Variante Ile im H-Gas Nord liegt in 2023 um circa 2,5 GW oberhalb der einzuplanenden Bestellleistung der Variante IIa. Der größte Anteil der zusätzlichen Leistung liegt im Bereich Schleswig-Holstein bzw. Hamburg. Der planerische Ausbaubedarf in Variante Ile erhöht sich signifikant: Es wäre eine deutlich größere technische Maßnahme, z. B. ein längerer Loop nördlich von Heidenau notwendig im Vergleich zu Variante IIa bzw. ein solcher Loop müsste mit einem größeren Durchmesser ausgeführt werden. Die benötigte zusätzliche Leistung in der Verdichterstation Embsen steigt weiter an, ließe sich aber noch mit einer zusätzlichen Einheit in der Station abdecken.

Ausbaumaßnahmen

Als neue Maßnahme wird in der Variante Ile ein Loop westlich von der Verdichterstation Achim/ Embsen benötigt.

Raum H-Gas Ost

Planerische Berücksichtigung der geänderten Anforderungen

Zur Bereitstellung der benötigten Zusatzmengen im H-Gas-Bereich ergeben sich aus den Quellenverteilungen gemäß Kapitel 2.4 höhere Einspeisekapazitäten in Greifswald. Diese Mengen müssen entsprechend aufgenommen und weitertransportiert werden.

Der Kapazitätsbedarf entsprechend der Langfristprognose der nachgelagerten Netzbetreiber in Variante IIe ist in 2023 höher als in der angesetzten Bestelleistung der Variante IIa. Berücksichtigung fanden nur die nach der Abfrage eingegangenen Meldungen der nachgelagerten Netzbetreiber des Versorgungsgebietes H-Gas Ost. Ein planerischer Ausbaubedarf im Versorgungsgebiet der neuen Bundesländer kann aus dem gemeldeten langfristigen Kapazitätsbedarf nicht abgeleitet werden.

Ausbaumaßnahmen

Zur Aufnahme der Zusatzmengen in Greifswald ist eine Erweiterung des Anlandeterminals in Lubmin erforderlich. Für den Raum H-Gas Ost ergibt sich eine erhöhte Transportleistung in Richtung des Raumes H-Gas Süd/ West. Zu diesem Zweck ist eine neue Verdichterstation auf der NEL im Raum Schwerin notwendig.

Raum H-Gas Süd/ West

Planerische Berücksichtigung der geänderten Anforderungen

Die gemäß Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2013 der Fernleitungsnetzbetreiber zu berücksichtigende zusätzliche Kapazität in Variante IIe führt im Wesentlichen zu einer erhöhten Belastung der Transportsysteme in Nord-Süd-Richtung, da zur Deckung des Transportbedarfs im Süden die zusätzlichen Mengen aus dem Norden herantransportiert werden müssen. Belastend wirken aufgrund ihrer Entfernung die zusätzlichen Süd-Ausspeiseleistungen. Dadurch werden die zur Verfügung stehenden Transportkapazitäten entlang der Nord-Süd-Verbindungen überschritten. Dies hat zur Folge, dass es zu Verletzungen der minimalen Vertragsdrücke entlang der weiterführenden Transportsysteme kommt. Die Verletzung der minimalen Vertragsdrücke pflanzt sich bis tief in den Südraum fort. So werden durch die zusätzlichen Süd-Ausspeiseleistungen in Baden-Württemberg bzw. Bayern Maßnahmen im Südwesten Deutschlands und im ostbayerischen Raum erforderlich.

Darüber hinaus führen die zusätzlichen Nord-Ausspeisepunkte bei maximalem Süd-Nord-Fluss im Sommer zu einer erforderlichen Reversierung der Verdichterstationen. Dadurch ist es möglich, Gas zur Befüllung der Nord-Speicher sowie zur Versorgung der Kraftwerke und umzustellenden L-Gas-Gebiete innerhalb fester Kapazitäten in den Norden zu transportieren.

Die gemäß Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2013 der Fernleitungsnetzbetreiber zu berücksichtigende zusätzliche Kapazität in Variante IIe führt im Wesentlichen zu einer erhöhten Belastung der Transportsysteme in Nord-Süd sowie Ost-West Richtung, da zur Versorgung der Bedarfe im Süden und Westen die zusätzlichen Mengen aus dem Norden und Osten herantransportiert werden müssen.

Zur Versorgung eines Teils der neuen Kraftwerke im Westen Deutschlands ergibt sich eine zusätzliche Belastung der Gasnetzinfrastuktur von Ost nach West. Zudem entsteht durch den gesteigerten Austauschbedarf zwischen den Marktgebieten entsprechend der Leistungsbilanzen eine weitere Anforderung an die Gasnetzinfrastuktur.

Ausbaumaßnahmen

Um die zusätzlichen Transporte realisieren zu können, ist es notwendig, die bestehenden Systeme zu verstärken. Insbesondere die Speicher in Österreich, zusätzliche Kraftwerksleistungen im österreichisch-deutschen Grenzraum und der Bedarf des systemrelevanten Kraftwerks Irsching IV bei Forchheim sowie erhöhte Überspeisungen zwischen den Kooperationspartnern in der NCG lassen hier die Doppelung einer bestehenden Leitungstrasse, die nördlich von Regensburg beginnt und nordöstlich von München endet sowie ein Teilabschnitt von Burghausen/ Überackern nach Finsing/ München (MONACO 1), erforderlich werden. Darüber hinaus bedarf es zusätzlicher Verdichterleistung, um die Mengen von der MEGAL in die erforderlichen Räume transportieren zu können.

Die MONACO 1 ist insbesondere vor dem Hintergrund möglicher zusätzlicher Leistungen aus Richtung Österreich im Zusammenhang mit den Leitungsgroßprojekten Nabucco/ South Stream und Tauerngasleitung erforderlich.

Zur Einhaltung erforderlicher Übergabedrucke des Verteilernetzes SW Landshut auch bei Hochlastszenarien und zur Verbesserung der Drucksituation im Teilnetz Niederbayern der Energienetze Bayern ist die Errichtung einer neuer Einspeisestation an der OGE-Leitung Arresting-Bierwang geplant.

Darüber hinaus erfordern die Zuwächse in Baden-Württemberg durch erhöhte interne Bestelleistungen und Kraftwerksleistungen sowie durch neue Kraftwerksprojekte in Stuttgart und Sindelfingen neben dem Bau der Nordschwarzwaldleitung, von Au am Rhein über Ettlingen, Pforzheim nach Leonberg, zusätzliche Verstärkungen des Leitungsnetzes der terranets. Die Leitungsverstärkungen betreffen den Raum Pforzheim/ Bietigheim sowie die Region Leonberg/ Reutlingen. Daneben müsste eine zusätzliche Verdichteranlage bei Karlsruhe gebaut werden sowie ein Ausbau der bestehenden Verdichteranlage in Scharenstetten bei Ulm vorgenommen werden. Zusätzliche Mess- und Regelanlagen sind für die Einbindung der oben genannten Maßnahmen erforderlich.

Diese erhöhte Kapazitätsnachfrage sowie der Bedarf bestehender systemrelevanter Kraftwerke bei Karlsruhe und in Bayern erfordern – wie oben skizziert – zudem erhebliche Investitionen in der Mitte und im Nordwesten Deutschlands. So ergeben sich aus der Modellierung zusätzliche Verdichter nördlich des Ruhrgebietes.

Im Vergleich zu Variante IIa sind weniger umfangreiche Ausbaumaßnahmen im Netz der OGE notwendig, da die erhöhten Leistungen der nachgelagerten Netzbetreiber (10-Jahres-Prognose der nachgelagerten Netzbetreiber) im Wesentlichen nahe bzw. strömungsmechanisch günstig zu den zusätzlichen unter 2.4 beschriebenen H-Gas-Quellen liegen. Da die Fehlmenge im H-Gas-Transportsystem gegenüber Variante IIa größer ist, werden die zusätzlichen H-Gas-Quellen höher angesetzt, was zu der oben beschriebenen Entlastung gegenüber Variante IIa führt.

Sollten die in Variante IIe zusätzlich unterstellten H-Gas-Quellen nicht wie angenommen zur Verfügung stehen und die zusätzlichen Mengen aus dem Norden antransportiert werden müssen, so würden sich in Variante IIe deutlich höhere Netzausbaukosten als in Variante IIa ergeben.

Sollten die zusätzlich erforderlichen H-Gas-Mengen aus Süd-Ost-Europa antransportiert werden, z. B. im Zusammenhang mit den Leitungsgroßprojekten Nabucco/ South Stream

und Tauerngasleitung, so würde sich für den Abtransport bzw. die Verteilung dieser Mengen alternativ eine kapazitätsstarke Leitungsverbindung zwischen Burghausen und Lampertheim anbieten. Dies würde bedeuten, dass zusätzlich zur Leitung MONACO 1 die Weiterführung mit den in Kapitel 4.5 genannten, bereits in Planung befindlichen, Projekten Leitung MONACO 2 und Süddeutsche Erdgasleitung (SEL) benötigt würden.

Des Weiteren ergeben sich Maßnahmen, die sich maßgeblich aus den Betrachtungen einer zusätzlichen Transportmöglichkeit aus Richtung Italien/ Schweiz ergeben. Dazu ist eine Erhöhung der Leistungen bzw. Reversierung der Verdichterstationen zwischen der Schweizer Grenze und Belgien bzw. den Niederlanden entlang der TENP erforderlich.

Der Austausch zwischen den Marktgebieten ist unter anderem im Raum Dronne möglich. Für diese Übergabe müsste die Erweiterung der bestehenden Verdichterstation Rehden und der Bau einer Verbindungsleitung zwischen Rehden und Dronne in Betracht gezogen werden. Zur Versorgung der neuen Kraftwerke in Krefeld und Leverkusen wären eine Erhöhung der Verdichterleistung an den bestehenden Verdichterstandorten Rehden und Lippe sowie eine Loopeitung zwischen den beiden Verdichterstandorten erforderlich. Außerdem müsste zur Versorgung der vorgenannten neuen Kraftwerke ein zusätzlicher Verdichterstandort im Raum Hagen eingeplant werden. Für den aufgezeigten Ausbaubedarf zu Versorgung der Kraftwerke in Krefeld und Leverkusen werden noch weitere Alternativen untersucht.

Zusätzliche Erweiterungen des Transportsystems, die den Austausch zwischen den Marktgebieten verstärken, können derzeit noch nicht angegeben werden, bzw. befinden sich in einer sehr groben Projektphase. Hierzu ist zuvor zu untersuchen, ob die bestehende Infrastruktur beispielsweise durch Reversierung der derzeitigen Transportrichtung, die Nutzung vorhandener L-Gas-Transportleitungen aber auch Transportwege über die Niederlande genutzt werden können, um so einen aufwändigen Leitungs- und Verdichterbau vermeidbar zu machen.

Auch in dieser Variante ist der Bau einer Leitung aus Richtung Belgien/ Eynatten zum Anschluss der geplanten Erweiterung des Kraftwerks Weisweiler sowie die Erweiterung der Verdichterstation Ochtrup als erforderlich identifiziert worden.

Gesamtergebnis Variante IIe

Diese Modellierungsvariante führt zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 58: Ergebnisse im Raum H-Gas in den Zeiträumen bis 2023 (Variante IIe)

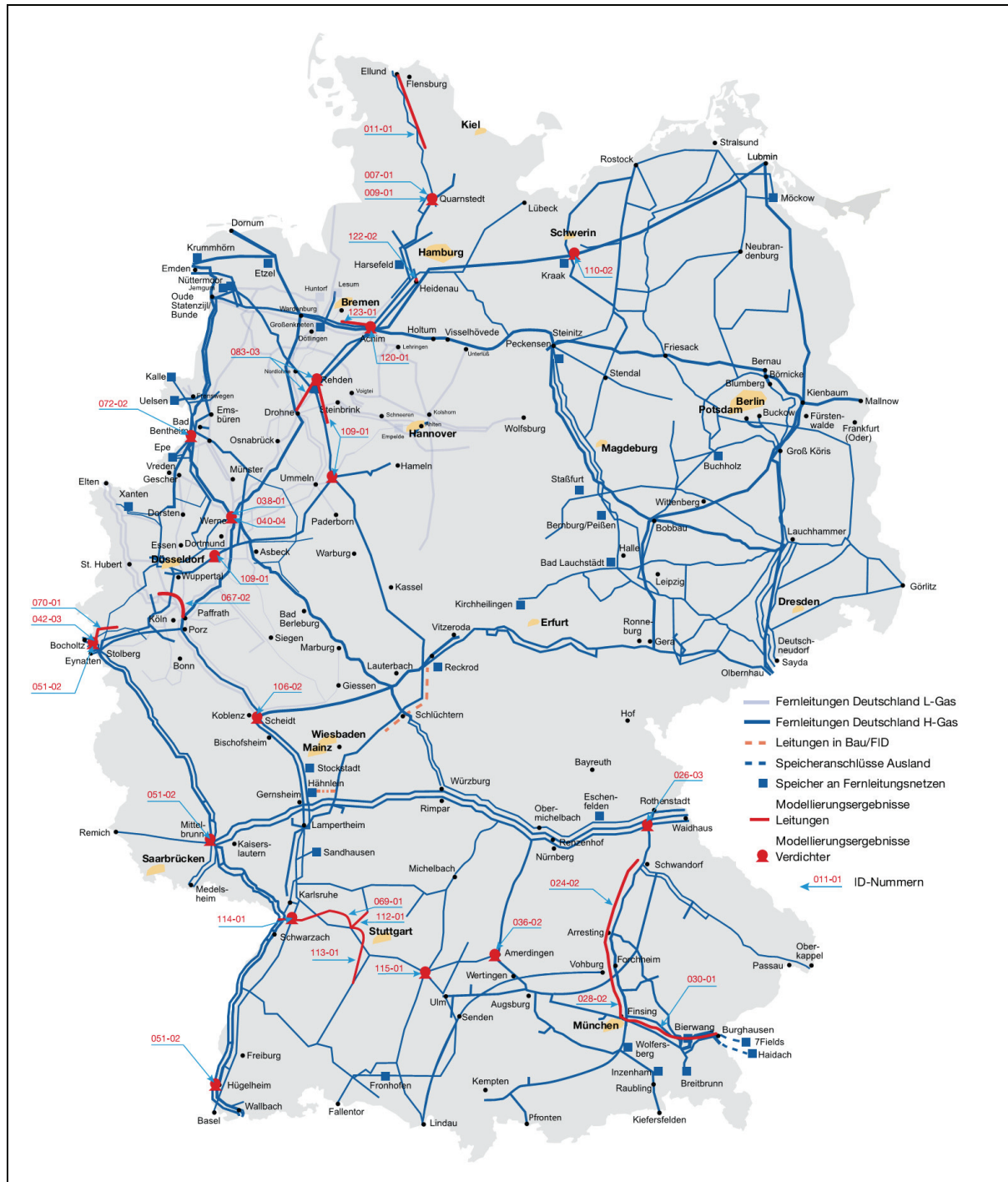
	Bis 2023
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	389 MW
Leitungsbau	543 km
Kosten*	2.434 Mio. €

** inklusive GDRM-Anlagen*

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die aus dieser Modellierungsvariante resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in Anlage 7 zu diesem Dokument aufgeführt.

Abbildung 47: Ausbaumaßnahmen in Variante IIe, H-Gas-Gebiet, bis 2023



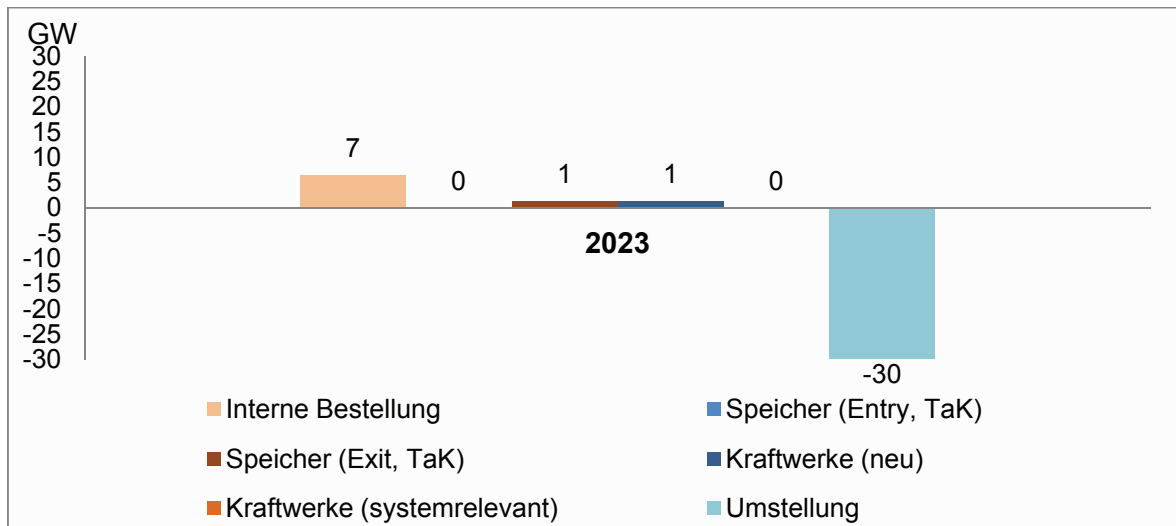
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.5.3 Ergebnisse L-Gas

Geänderte Anforderungen

In Modellierungsvariante IIe sind gegenüber der bisherigen Kapazitätsauslegung (Basisjahr 2013) die folgenden Änderungen enthalten:

Abbildung 48: Variante IIe, L-Gas: Geänderte Anforderungen in 2023 ggü. 2013



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Einzelnen stellt sich die Entwicklung wie folgt dar:

Interne Bestellungen

Die internen Bestellwerte erhöhen sich in 2023 um rund 7 GW gegenüber dem Basisjahr 2013.

Kraftwerke/ Speicher

Um eine unmittelbare Vergleichbarkeit mit Variante IIa zu gewährleisten, wurden die übrigen Modellierungsparameter analog zur Festlegung in Variante IIa gewählt, d. h. neue Untergrundspeicher wurden mit dem TaK-Produkt modelliert und systemrelevante sowie neue Kraftwerke mit frei zuordenbarer Kapazität, sofern sie innerhalb des L-Gas-Gebietes in Betracht kommen.

Raum L-Gas West

Planerische Berücksichtigung der geänderten Anforderungen

Den Betrachtungen für Variante IIe liegt die Annahme zugrunde, dass die aktuell kontrahierten Lastflusszusagen in den Jahren 2018 und 2023 in unveränderter Höhe verfügbar sind. Wäre dies nicht der Fall, würden zusätzliche Netzausbauten benötigt um die vermarktete Ausspeisekapazität weiterhin darstellen zu können.

Der starke Rückgang der Erdgaslieferungen aus den Niederlanden und die Langfristprognose der nachgelagerten Netzbetreiber haben in Variante IIe 2023 zur Folge, dass Teile des L-Gas-Absatzgebietes auf H-Gas umgestellt werden müssen, um den Spitzenlastbedarf decken zu können. Der erhöhte Absatz in Variante IIe führt dazu, dass über die in Variante IIa beschriebenen Maßnahmen weitere Umstellungen erfolgen müssen. Ausgehend vom südlichen Rand des NCG L-Gas-Systems sind weitere nachgelagerte Netze im Raum Rhein-Main und Bonn umzustellen. Wie im Fall der Bereiche Frankfurt und Limburg kann die Nähe zum parallel liegenden H-Gas-System genutzt werden, und die ehemaligen L-Gas-Leitungen verstärken nach erfolgter Umstellung das H-Gas-Transportsystem. Die Umstellung von nachgelagerten Netzen im Bereich Hühthum ist mit vergleichsweise geringem Aufwand möglich. Zur Deckung des verbleibenden Umstellbedarfs wird eine H-Gas-Versorgung der Kunden an der Aggertalleitung berücksichtigt. Trotz des erhöhten Brennwertes kann der hohe zusätzliche Bedarf dieser Kunden in Variante IIe nur durch weitere Ausbauten im Regionalsystem gedeckt werden.

Ausbaumaßnahmen

In der Variante IIe wäre eine im Vergleich zur Variante IIa schnellere Umstellung einiger L-Gas-Gebiete zur Abdeckung der Anforderungen notwendig.

Zur Versorgung des Raums Düsseldorf/ Dormagen ist bis zum Jahr 2023 ein Ausbau des Transportsystems im Raum Köln-Düsseldorf zu realisieren. Darüber hinaus sind zusätzliche Maßnahmen im Regionalsystem durchzuführen, die sich sowohl durch die in Variante IIe unterstellte Langfristprognose der nachgelagerten Netzbetreiber als auch die Umstellung von L-Gas-Absatzgebieten auf H-Gas begründen:

Aufgrund der veränderten Flusssituation müssen bestehende Anbindungen durch Rohrleitungen mit größerem Durchmesser ersetzt bzw. parallelisiert werden. Einige Übergabestationen, die innerhalb der auf H-Gas umzustellenden Gebieten liegen, werden auch über 2023 hinaus zunächst weiter mit L-Gas versorgt. Für diese ist zum Teil ein Neubau von Anschlussleitungen an das verbleibende L-Gas-System erforderlich.

Die Ausbaumaßnahmen im Transportsystem, die für die Bereitstellung der zusätzlichen H-Gas-Mengen notwendig werden, sind in Kapitel 5.5.2 beschrieben.

Zur Versorgung des Raums südwestlich und östlich von Köln sind in dieser Variante Ausbaumaßnahmen im Regionalsystem zu realisieren, die sich durch die in Variante IIe unterstellte Langfristprognose der nachgelagerten Netzbetreiber begründen.

Raum L-Gas Nord

Planerische Berücksichtigung der geänderten Anforderungen

In der Variante IIe wird der Bedarf der nachgelagerten Netzbetreiber mit den 10-Jahres-Prognosen berücksichtigt. In Summe bleibt der Bedarf nach diesen Prognosen in etwa auf dem Niveau der Anfragen für 2013 – liegt also rund 1,4 GW über den aktuell fest zugesagten Kapazitäten.

Ausbaumaßnahmen

In der Variante IIe wäre eine im Vergleich zur Variante IIa schnellere Umstellung der L-Gas-Gebiete (Umstellungsgebiete 12, 13) zur Abdeckung der Anforderungen notwendig. Die Leistungsbilanz bis 2023 wird durch die teilweise Berücksichtigung von zusätzlichen redundanten Speicherleistungen gedeckt. Die beschriebenen Ausbaumaßnahmen entsprechend der Variante IIa werden auch in dieser Variante IIe umgesetzt.

Gesamtergebnis Variante IIe

Diese Modellierungsvariante führt zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 59: Ergebnisse im Raum L-Gas in den Zeiträumen bis 2023 (Variante IIe)

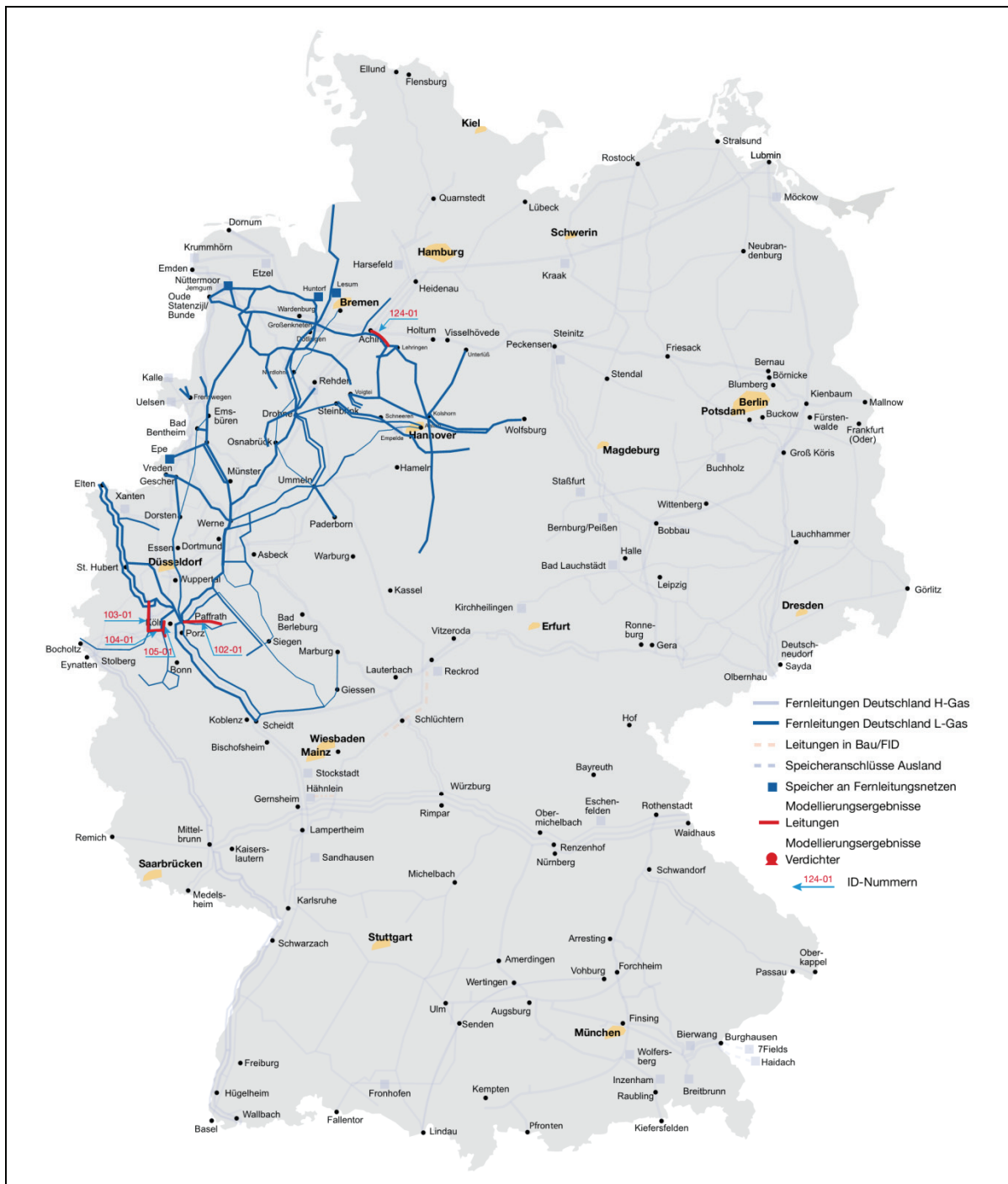
	Bis 2023
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	0 MW
Leitungsbau	137 km
Umstellungsbedingte Netzmaßnahmen	ID 107-02, ID 108-02
Kosten*	298 Mio. €

** inklusive GDRM-Anlagen*

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die aus dieser Modellierungsvariante resultierenden Netzausbaumaßnahmen sind detailliert in Anlage 7 zu diesem Dokument aufgeführt.

Abbildung 49: Ausbaumaßnahmen in Variante IIe, L-Gas-Gebiet, bis 2023



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.6 Modellierungsvariante II

5.6.1 Kurzbeschreibung

In Modellierungsvariante II, die gemäß Bestätigung des Szenariorahmens optional zu behandeln ist, liegt der Fokus auf der Modellierung des gesamten Netzes mit fester, frei zuordenbarer Kapazität (FZK).

Dies betrifft sowohl bestehende als auch zusätzlich angefragte Kapazitäten an Grenzübergangspunkten, Marktgebietsübergangspunkten, Untergrundspeichern sowie Kraftwerke, Industriekunden und interne Bestellpunkte und stellt somit – verglichen mit den übrigen Modellierungsvarianten – eine maximale Anforderung an das Erdgastransportnetz. Insbesondere die große Bedeutung des deutschen Erdgasnetzes und der deutschen Gasspeicher für den Transit in Europa verlangen eine hohe Redundanz, wenn alle Punkte frei zuordenbar sein sollen.

Da eine detaillierte Modellierung der Variante II vor dem Hintergrund der bereits sehr umfangreichen Modellierungsvarianten und des engen Zeitrahmens des NEP 2013 nicht möglich war, wird im Folgenden eine indikative Kostenschätzung auf Basis spezifischer Netzausbaukosten sowie der im NEP-Dokument veröffentlichten Kapazitätsdaten vorgenommen.

5.6.2 Ergebnisse H- und L-Gas

Kapazitätssituation

Auf Basis der am 18.02.2013 im Rahmen des Konsultationsdokuments zum NEP 2013 veröffentlichten Inputliste (Anlage 1, „Inputliste Modellierung“) stellte sich die Kapazitätssituation im Jahr 2012 wie folgt dar:

Tabelle 60: Kapazitäten im Jahr 2012 gemäß Anlage 1 vom 18.02.2013

	FZK [GW]	Fest mit Auflage [GW]	Unter- brechbar [GW]
Speicher	99	95	125
Entry	52	66	83
Exit	47	29	42
Kraftwerke	17	2	15
Exit	17	2	15
GÜP	212	139	150
Entry	147	89	95
Exit	65	50	55
MÜP	25	10	21
Entry	8	10	13
Exit	17	8	8
Summe	354	253	311
Entry	208	165	191
Exit	146	88	121

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Bezogen auf die in der Inputliste veröffentlichten Netzknoten entfielen im Betrachtungsjahr rund 38 % (354 GW) auf feste, frei zuordenbare Kapazität, rund 28 % (253 GW) auf feste Kapazitäten mit Zuordnungsaufgaben sowie rund 34 % (311 GW) auf unterbrechbare Kapazitäten.

Unter der Annahme, dass ein Ausbau von frei zuordenbaren Entry-Kapazitäten in der für diese Modellierungsvariante relevanten Größenordnung die Bereitstellung von Exit-Kapazitäten impliziert, werden für die Abschätzung der Ausbaukosten lediglich die Entry-Kapazitäten betrachtet.

Umzuwandeln in feste, frei zuordenbare Kapazitäten sind dem entsprechend

- 165 GW bisher fester Entry-Kapazität mit Zuordnungsaufgabe sowie
- 191 GW bisher unterbrechbarer Entry-Kapazität.

Hinsichtlich der unterbrechbaren Kapazitäten ist zu beachten, dass diese unter anderem sowohl technisch existente Stationskapazitäten, die aber in den gegebenen Marktgebietskonstellationen nur unterbrechbar angeboten werden können, als auch Überbuchungen, die die FNB nach § 11 Abs. 1 GasNZV anbieten müssen, enthalten. Alle diese Kapazitäten werden bei der Abschätzung der Ausbaukosten berücksichtigt, d. h. planerisch in FZK umgewandelt.

Abschätzung spezifischer Ausbaukosten

Zur Abschätzung der spezifischen Ausbaukosten bietet sich Modellierungsvariante IId (vgl. 0) an, bei der u.a. die Kosten für den FZK-Ausbau für neue Speicher und (systemrelevante und neue) Kraftwerke ermittelt wurden. Für das H-Gas und das Eckjahr 2023 ergibt sich folgende Abschätzung:

Tabelle 61: Durchschnittliche Ausbaukosten Modellierungsvariante IId, 2023, H-Gas

Ausbaukosten gemäß Variante IId bis 2023:	3.108 Mio. €
Geänderte Anforderungen 2023 ggü. 2013:	
Interne Bestellung:	-21 GW
Speicher - Entry:	19 GW
Speicher - Exit:	10 GW
Kraftwerke (neu + systemrelevant):	25 GW
Umstellung:	20 GW
Saldo	53 GW
Durchschnittliche Ausbaukosten:	59 Mio. €/GW

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die durchschnittlichen, spezifischen Netzausbaukosten zur Bereitstellung von 53 GW zusätzlicher Kapazität betragen somit rund 59 Mio. €/GW.

Abschätzung der Netzausbaukosten

Auf Basis spezifischer Netzausbaukosten in Höhe von 59 Mio. €/GW ergeben sich in Modellierungsvariante IId folgende Kostenschätzungen:

- Für die Umwandlung von 165 GW bisher fester Entry-Kapazität mit Zuordnungsaufgabe in FZK:
rund 9,7 Mrd. €
- Für die Umwandlung von 191 GW unterbrechbarer Entry-Kapazität in FZK:
rund 11 Mrd. €

Zusammen mit den in Modellierungsvariante II d ermittelten Netzausbaukosten in Höhe von mehr als 3,1 Mrd. € ergeben sich damit für die Modellierungsvariante II f indikativ abgeschätzte Netzausbaukosten in Höhe von rund 24 Mrd. €.

5.7 Szenario I

5.7.1 Kurzbeschreibung

Szenario I ist gemäß Bestätigung des Szenariorahmens optional zu behandeln. Der Fokus liegt auf der Modellierung des Prognos-Szenarios I „Hoher Gasbedarf“, der Modellierung systemrelevanter und neuer Kraftwerke gemäß Szenario I der Kraftwerksliste mit fester, frei zuordenbarer Kapazität (FZK) sowie der Berücksichtigung von unverbindlichen Speicheranfragen und Anfragen gemäß §§ 38, 39 GasNZV.

Da eine detaillierte Modellierung des Szenario I vor dem Hintergrund der bereits sehr umfangreichen Modellierungsvarianten des Szenario II und des engen Zeitrahmens des NEP 2013 nicht möglich war, werden im Folgenden die wesentlichen Zusatzanforderungen beschrieben und mögliche Konsequenzen für einen Netzausbau aufgezeigt.

5.7.2 Ergebnisse H- und L-Gas

Geänderte Anforderungen

Im Vergleich zur Modellierungsvariante des Szenario II a ergeben sich in Szenario I insbesondere folgende Modifikationen:

- Interne Bestellung: Verwendung des Szenarios I „Hoher Gasbedarf“
- Speicher: Zusätzliche Berücksichtigung von §38-Anfragen sowie von unverbindlichen Anfragen
- Kraftwerke: Berücksichtigung der in Szenario I aufgeführten Kraftwerke

Im Einzelnen ergibt sich in Szenario I folgender Zusatzbedarf:

Tabelle 62: Zusatzbedarf Szenario I vs. Szenario IIa (2023)

	Zusatz-bedarf Variante I vs. Variante IIa [GW]
Interne Bestellung¹⁰	15,0
Speicher (Entry)	37,3
Unverbindliche Anfragen	33,7
Peckensen (§38)	3,6
Kraftwerke	16,6
HKW Halle	0,17
GTKW DA 0	0,25
Kraftwerk Hattorf 0	0,13
KWK AOS GmbH GT 1/2	0,07
Heizkraftwerk Sindelfingen S5	0,14
Heizkraftwerk Karlstraße	0,23
Cogen Dow Stade Cogen	0,96
HKW Hiltrop 0	0,03
KW Weiher Weiher 4	0,72
Leipzig 2016/2017	0,12
GuD-Kraftwerk Dörpen	2,20
GuD-KW Havelland	0,72
Gaskraftwerk Ensdorf	1,60
Leipzig 2018	0,13
KW Leipheim	2,49
Gersteinwerk GuD Werne	1,33
Calbe Gas1	1,52
Ludwigsau NA	2,00
KW Griesheim	0,90
Leipzig 2020	0,02
Rheinhafendampfkraftwerk Bl. 6 RDK 6	0,83
Summe	68,9

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Insgesamt ergibt sich ein Zusatzbedarf von rund 69 GW bis 2023.

Abschätzung spezifischer Ausbaurkosten

Zur Abschätzung der spezifischen Ausbaurkosten bietet sich Modellierungsvariante IIa (vgl. Kapitel 5.1) an, bei der u. a. die Kosten für den FZK-Ausbau für (systemrelevante

¹⁰ Abschätzung auf Basis der Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Szenario I vs. Szenario II.

und neue) Kraftwerke und TaK an Speichern ermittelt wurden. Für das H-Gas und das Eckjahr 2023 ergibt sich folgende Abschätzung:

Tabelle 63: Durchschnittliche Ausbaurkosten Modellierungsvariante IIa, 2023, H-Gas

Ausbaurkosten gemäß Variante IIa bis 2023:	2.334 Mio. €
Geänderte Anforderungen 2023 ggü. 2013:	
Interne Bestellung:	-21 GW
Speicher - Entry:	10 GW
Speicher - Exit:	5 GW
Kraftwerke (neu + systemrelevant):	25 GW
Umstellung:	20 GW
Saldo	39 GW
Durchschnittliche Ausbaurkosten:	59 Mio. €/GW

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die durchschnittlichen, spezifischen Netzausbaurkosten zur Bereitstellung von 39 GW zusätzlicher Kapazität betragen somit in Variante IIa rund 59 Mio. €/GW.

Abschätzung der Netzausbaurkosten für das Szenario I

Für den in Szenario I ermittelten Zusatzbedarf in Höhe von rund 69 GW ergeben sich somit auf Basis spezifischer Netzausbaurkosten in Höhe von 59 Mio. €/GW Kosten in Höhe von rund 4,1 Mrd. €.

Mit den in Variante IIa ermittelten Kosten in Höhe von rund 2,3 Mrd. € ergeben sich damit für das Szenario I abgeschätzte Netzausbaurkosten in Summe von rund 6,4 Mrd. €.

5.8 Versorgungssicherheitsszenarien

Entsprechend Tenor 9 der Bestätigung des Szenariorahmens sind die im dortigen Anhang 3 aufgeführten Gasversorgungsstörungen zu berücksichtigen. Anhang 3a bezieht sich hierbei auf das Versorgungssicherheitsszenario „Versorgungsengpass Februar 2012“, Anhang 3b auf Versorgungssicherheitsszenario „L-Gas-Leistungsbilanz“,

Das Versorgungssicherheitsszenario „Versorgungsengpass Februar 2012“ wird in dem folgenden Kapitel 5.8.1 behandelt.

Das Versorgungssicherheitsszenario „L-Gas-Leistungsbilanz“ wird in Kapitel 4.7 und den L-Gas-Ergebniskapiteln zu den Modellierungsvarianten der Kapitel 5.1 bis 0 behandelt.

Ergänzend enthält Kapitel 5.8.2 eine kurze Betrachtung der Situation bezüglich des N-1-Infrastrukturstandards der Europäischen Versorgungssicherheitsverordnung.

5.8.1 H-Gas

Gemäß Szenariorahmen 2013 soll im Versorgungssicherheitsszenario H-Gas die Gasliefersituation der ersten Februarhälfte 2012 untersucht werden. Ein wesentlicher Aspekt war die Reduktion der Einspeisemengen am Grenzübergabepunkt Waidhaus in

Verbindung mit der extremen Kältewelle. Daher werden in der Modellierung drei Varianten untersucht:

- Reduzierung des Gasflusses um 30 % des Transportsystems am Grenzübergabepunkt Waidhaus
- Reduzierung des Gasflusses um 50 % des Transportsystems am Grenzübergabepunkt Waidhaus
- Reduzierung des Gasflusses um 70 % des Transportsystems am Grenzübergabepunkt Waidhaus

Die Modellierung erfolgt unter folgenden Prämissen:

- Spitzenlastfall unter Ansatz der erhöhten internen Bestellung für das Kalenderjahr 2013
 - Nachgelagerte Netzbetreiber der OGE: +2,9 GW
 - Nachgelagerte Netzbetreiber der bayernets: +3,3 GW
 - Nachgelagerte Netzbetreiber der terranets: +4,2 GW
- Alle systemrelevanten Kraftwerke erhalten frei zuordenbare Kapazitäten: +4,6 GW
- Grenzübergabepunkte, die über dynamisch zuordenbare Kapazität mit dem reduzierten Einspeisepunkt Waidhaus verbunden sind, werden in entsprechender Höhe reduziert (Medelsheim und Oberkappel)

Im Ergebnis sind die möglichen Ausbaumaßnahmen und die damit verbundenen Kosten im H-Gas-Netz darzustellen, die für eine Kompensation der Lieferausfälle in Waidhaus erforderlich wären.

Ergebnis

Die drei oben genannten Modellierungsvarianten führen zu folgenden reduzierten Lastflüssen am Einspeisepunkt Waidhaus:

- 30 % Variante: -14,8 GW
- 50 % Variante: -24,7 GW
- 70 % Variante: -34,6 GW

Um diese Reduzierung am Einspeisepunkt Waidhaus modellieren zu können, ist es erforderlich die Auswirkungen auf die H-Gas Bilanz zu bewerten. In der H-Gas Bilanz werden sämtliche festen Kapazitäten und unterbrechbaren Buchungen an Bestandspeichern, Marktgebiets- sowie Grenzübergangspunkten berücksichtigt.

Aufgrund dieser Bilanz, die trotz der getroffenen Annahmen unterdeckt ist, werden zusätzliche Gasmengen aus Europa benötigt.

Da unter der Prämisse der hier unterstellten Liefereinschränkung in Waidhaus nur noch geringe Mengen aus Russland nach Deutschland transportiert werden und die

Liefermengen aus Norwegen schon maximiert worden sind, können nur noch Mengen aus West-/Südeuropa zur Bedarfsdeckung herangezogen werden. Somit werden in dieser Situation die Exporte nach Italien und Frankreich reduziert, um den Bedarf in Deutschland zu decken. Planerisch entspricht dies einer notwendigen Einspeisung über Wallbach und Medelsheim (Reverse Flow).

Die für die Modellierung angenommene Verteilung der zusätzlich erforderlichen H-Gas Quellen ist in der Tabelle 64 dargestellt:

Tabelle 64: Zusätzliche H-Gas Quellen im SoS-Szenario

Modellierungs- variante	Zusätzliche H-Gas Quellen [GW]					Summe
	GÜP Wallbach	GÜP Medelsheim	MÜP Drohne	UGS 7Fields /Haidach	NCG Nord- speicher	
30 % Waidhaus	17,7	4,2	6,0	4,1	6,6	38,6
50 % Waidhaus	11,0	4,2	6,0	4,1	6,6	31,9
70 % Waidhaus	8,5	-	6,0	4,1	6,6	25,2

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Für zusätzliche H-Gas Mengen am MÜP Drohne und die genannten Speicher sind Netzausbaumaßnahmen erforderlich. Da diese Mengen in den drei Varianten unverändert bleiben, ergeben sich identische Ausbaumaßnahmen.

Durch die H-Gas-Mengen im Norden Deutschlands, die in den Absatzschwerpunkt im Süden Deutschlands transportiert werden müssen, ist eine Stärkung des Nord-Süd Transports vom Speicherstandort Epe in Richtung Ruhrgebiet (Werne) erforderlich.

Um die zusätzlichen Speicherleistungen in 7Fields und Haidach zu den Absatzschwerpunkten transportieren zu können, ist die Doppelung einer bestehenden Leitungstrasse, die nördlich von Regensburg beginnt und nordöstlich von München endet, erforderlich.

Die Mengen aus Westeuropa an den Einspeisepunkten Medelsheim und Wallbach werden je nach Bedarf (8 GW bis 22 GW) unterschiedlich angesetzt. Da diese Mengen im Gegenstrom abgefahren werden, ergeben sich hier keine weiteren Ausbaumaßnahmen.

Somit erklären sich die für alle drei Reduzierungsvarianten identischen Netzausbaumaßnahmen.

Gesamtergebnis Versorgungssicherheitsszenario H-Gas

Diese Modellierungsvariante führt zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 65: Ergebnisse im Versorgungssicherheitsszenario H-Gas

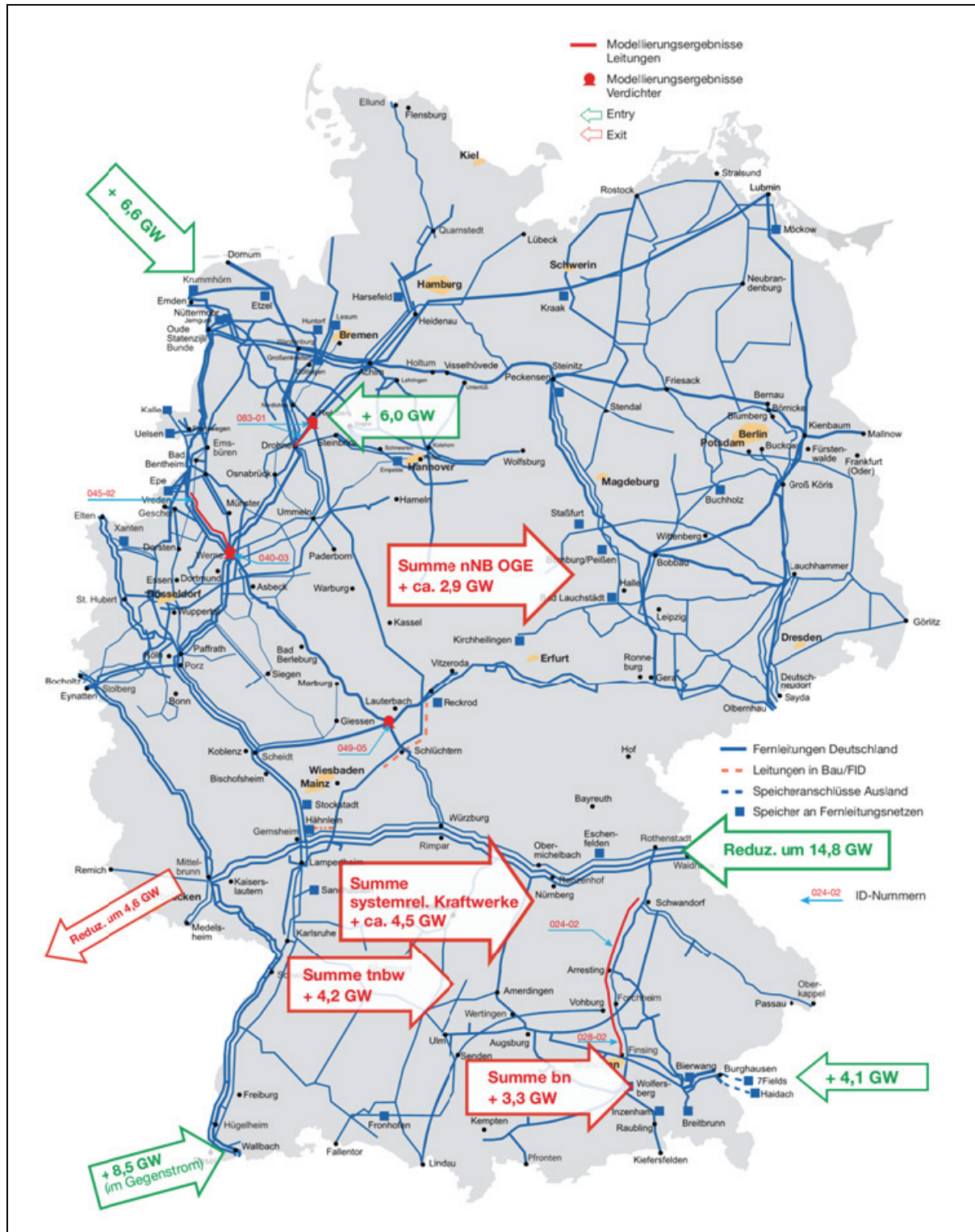
	Versorgungssicherheitsszenario H-Gas
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	91 MW
Leitungsbau	244 km
Kosten*	766 Mio. €

** inklusive GDRM-Anlagen*

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

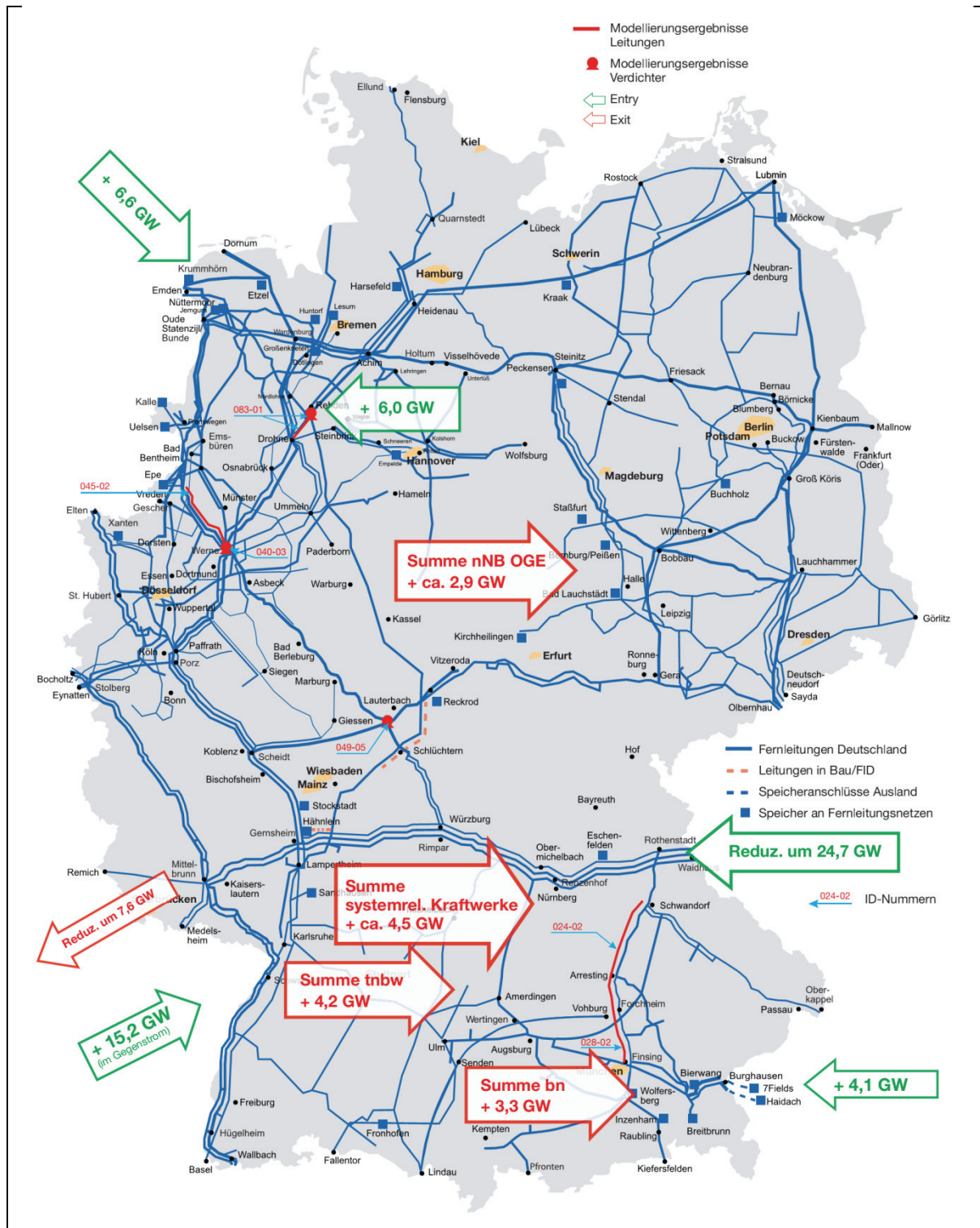
Im Folgenden sind die erforderlichen Ausbaumaßnahmen sowie die wesentlichen Annahmen und Änderungen zum Status Quo in den drei Varianten grafisch dargestellt:

Abbildung 50: Ausbaumaßnahmen in Versorgungssicherheitsszenario H-Gas, Variante 30 % Waidhaus



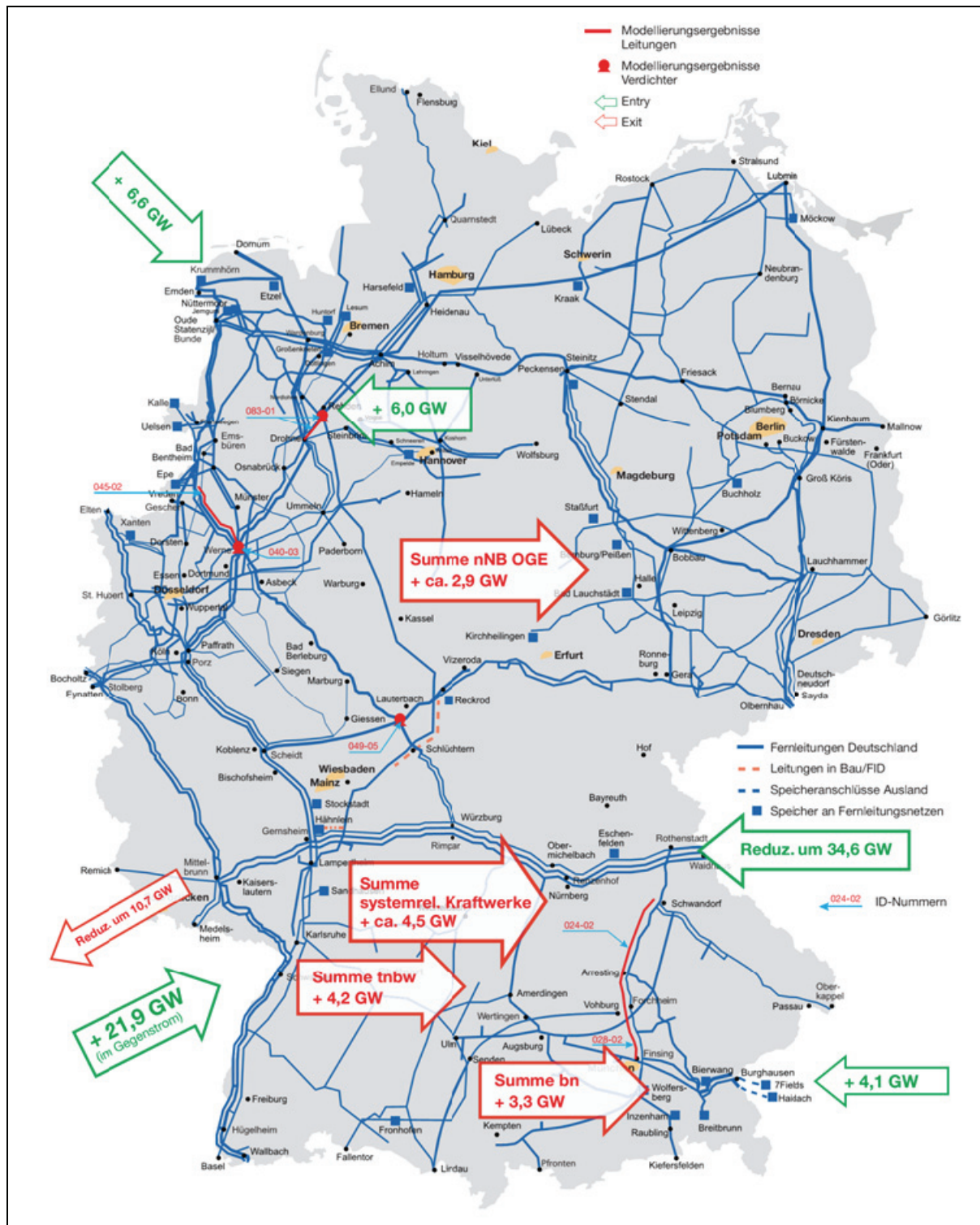
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 51: Ausbaumaßnahmen in Versorgungssicherheitsszenario H-Gas, Variante 50 % Waidhaus



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 52: Ausbaumaßnahmen in Versorgungssicherheitsszenario H-Gas, Variante 70 % Waidhaus



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.8.2 N-1-Infrastrukturstandard der europäischen Versorgungssicherheitsverordnung

Der N-1-Infrastrukturstandard wird in der europäischen Versorgungssicherheitsverordnung in Art. 6 Abs. 1 VO (EU) Nr. 994/2010 definiert. Der Schwerpunkt des N-1-Infrastrukturstandards liegt auf der Verfügbarkeit von ausreichender Gastransportinfrastruktur bei Ausfall des größten Einspeisepunktes eines EU-Mitgliedsstaates.

Laut Verordnung liegt die Gewährleistung des Infrastrukturstandards in der Verantwortung der Mitgliedstaaten oder deren zuständiger Behörde. Nach VO (EU) Nr. 994/2010 zuständige Behörde in Deutschland ist gemäß § 54a Abs. 2 Nr. 3 EnWG die Bundesnetzagentur. Der Mitgliedstaat und die Bundesnetzagentur werden verpflichtet, alle notwendigen Maßnahmen zu ergreifen, um bis zum 03.12.2014 den Infrastrukturstandard gemäß der N-1-Formel herzustellen.

Laut Monitoring-Bericht der Bundesnetzagentur ist der N-1-Infrastrukturstandard in Deutschland erfüllt [BNetzA 2012b, S. 170].

6 Netzausbaumaßnahmen

6.1 Voraussetzungen und Bedingungen für die Netzausbaumaßnahmen

Die Maßnahmen zum Ausbau des Transportnetzes erfordern erhebliche finanzielle Mittel, die von den FNB bereitgestellt werden müssen. Die durch den Netzausbau entstehenden Kosten werden nach den heute geltenden regulatorischen Regelungen über die Netzentgelte zu Lasten der Transportkunden und damit auch zu Lasten des Endverbrauchers umgelegt. Es ist daher von allen an der Entwicklung des Netzentwicklungsplanes Beteiligten besonderes Augenmerk darauf zu legen, dass der Netzausbau für die Gesellschaft unter langfristigen Gesichtspunkten gesamtwirtschaftlich sinnvoll und für die investierenden Unternehmen wirtschaftlich zumutbar bleibt. Dies erfordert vor allem einen stabilen aber auch risikoadäquaten Regulierungsrahmen. Ein investitionsfördernder und stabiler Regulierungsrahmen hat eine wesentliche Bedeutung für das Rating und die Bonität der FNB und entscheidet somit maßgeblich darüber, ob das erforderliche Fremdkapital heute und in Zukunft zu akzeptablen Konditionen beschafft werden kann. Eine Verschlechterung der wirtschaftlichen Situation der FNB durch eine methodenbedingte Absenkung des Effizienzwertes oder durch sonstige fundamentale Änderungen des Regulierungsrahmens gefährdet die Investitionsfähigkeit zur Bewältigung der Energiewende. Die Kosten zur Finanzierung der Energiewende werden durch ein schlechteres Ratingergebnis erhöht und treiben die Netzentgelte damit zu Lasten der Endverbraucher in die Höhe.

Daneben führen die durch den Netzentwicklungsplan initiierten Investitionen oftmals nicht vollumfänglich zu einer Verbesserung der messbaren Strukturdaten in den jeweiligen Netzen, da beispielsweise die Versorgungssicherheit im Rahmen der Energiewende oder die Kapazitätsvermarktung in angrenzenden Netzen gewährleistet werden soll. Dies führt nicht zwangsläufig zu einer Erhöhung der im Effizienzvergleich verwendeten Output-Parameter. Somit kommt es für den investierenden Netzbetreiber auch hier bei einem Effizienzvergleich in der Regel zu einer Effizienzverschlechterung und einem sinkenden Erlöspfad für das Gesamtnetz.

Die mehrfach angeführte mögliche Verschlechterung des Effizienzwertes eines Fernleitungsnetzbetreibers ist kein internes Problem der Fernleitungsnetzbetreiber. Ein niedrigerer Effizienzwert hat eine Verschlechterung der finanziellen Situation des Netzbetreibers und seiner inneren und äußeren Finanzierungskraft zur Folge und führt letztlich dazu, dass nicht ausreichend Finanzmittel für zukünftige Investitionen zur Verfügung stehen. Daher müssen durch Investitionsmaßnahmen des NEP bedingte etwaige Verzerrungen im Effizienzvergleich entsprechend bereinigt werden.

Die FNB weisen nochmals ausdrücklich darauf hin, dass die aktuellen Entwicklungen ein deutliches Auseinanderklaffen der technischen und wirtschaftlichen Nutzungsdauern erkennen lassen. So bedient ein Großteil der im Rahmen des Netzentwicklungsplans angestrebten Erweiterungsinvestitionen den prognostizierten Bedarf von Gaskraftwerks- und Speicherbetreibern. Weder die technische Nutzungsdauer von Gaskraftwerken noch der aktuelle Planungshorizont der Gaskraftwerksbetreiber unterstützen eine Anwendung der in der GasNEV festgehaltenen Nutzungsdauern (z. B. Stahlleitungen 55 bis 65 Jahre). Zudem sind die Marktbedingungen aufgrund der energiepolitischen Ziele der

Bundesregierung äußerst unsicher. Die bereits seit mehreren Jahren festgestellte des Gasverbrauchs in Deutschland und die beabsichtigte nahezu vollständige Energieversorgung mittels erneuerbarer Energien in 2050 lässt eine weitere stetige Abnahme des Erdgasverbrauchs in Deutschland erwarten. Für die FNB bedeutet dies ein enormes Auslastungsrisiko der Netzinfrastruktur. Eine Anpassung der GasNEV-Nutzungsdauern für Neuprojekte an die wirtschaftliche Nutzbarkeit der über das Gasnetz versorgten Anlagen ist daher aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber zur Sicherstellung der Amortisation von Neuinvestitionen unerlässlich.

Zwar werden Mengeneffekte einer geringeren Auslastung von neu errichteten Leitungen und Anlagen über das Regulierungskonto abgefangen, dennoch hat die Nichtnutzung von geschaffenen Kapazitäten negative Effekte: Zum einen entsteht durch die Unterauslastung das Risiko, in einem folgenden Effizienzvergleich – durch Berücksichtigung von kapazitäts- oder gasflussinduzierten Output-Parametern – abgewertet zu werden und zum anderen müssen die fehlenden Erlöse dieser Kapazitäten an anderen Punkten erlöst werden, was einer Quersubventionierung gleichkommt. Im Falle eines „stranded investments“ werden durch die damit verbundene Sonderabschreibung die von den verbleibenden Netzkunden zu entrichtenden Transportentgelte erhöht, was ebenfalls zu einer Quersubventionierung führt. Die Fernleitungsnetzbetreiber halten daher langfristige Vertragsbindungen von Netzanschluss- bzw. Transportkunden für eine zusätzliche wesentliche Voraussetzung für eine Investition.

Neben dem erforderlichen Einsatz von erheblichen finanziellen Mitteln zum Bau der Maßnahmen, sind die Maßnahmen im Vorfeld mit komplexen Planungs- und Genehmigungsschritten verbunden. Diese sind in der Regel voneinander abhängig und im Rahmen der Umsetzung der Maßnahmen ein wesentliches zeitbestimmendes Element. Beispielhaft sei hier der erfolgreiche Abschluss der entsprechenden öffentlich-/ rechtlichen und privatrechtlichen Genehmigungsverfahren (Raumordnungsverfahren, Planfeststellungsverfahren, Sicherung der beschränkt persönlichen Dienstbarkeiten und Genehmigungsverfahren nach BlmschV) angeführt. Die Kostenanerkennung dieser umfangreichen Studien und Planungsverfahren muss in jedem Fall gewährleistet sein.

Die vorgenannten Aspekte zeigen aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber den noch bestehenden Handlungsbedarf auf, damit die Energiewende und die damit verbundenen Ausbaumaßnahmen erfolgreich umgesetzt werden können.

6.2 Netzausbaumaßnahmen 2014 bis 2023

In diesem Kapitel werden die durchzuführenden Netzausbaumaßnahmen benannt. Diese sind aus den Ergebnissen der Modellierung und den von PwC erstellten Kosten-Nutzen-Analysen (vgl. Anlage 9) abgeleitet. Damit erfüllen die FNB die Anforderungen des § 15a Absatz 1 EnWG.

Der ausgewählte Netzausbau entspricht den für die Variante IIc für 2023 (vgl. Kapitel 5.3) ermittelten Maßnahmen. Diese Maßnahmen stellen die feste Versorgung aller Ausspeisungen zu Bestellkunden und Kraftwerken sicher und ermöglichen eine gesamtwirtschaftlich sinnvolle Nutzung von Speichern. Die Gegenüberstellung der Modellierungsergebnisse zeigt, dass die ermittelten Ausbaumaßnahmen in Variante IIc die Versorgungsaufgaben sehr effizient lösen. Die Kosten-Nutzen-Analysen von PwC bestätigen die gesamtwirtschaftlichen Vorteile einer Nutzung von TaK und KWP. Die

weitere Berücksichtigung kapazitätsmindernder Instrumente in nachgelagerten Netzen wird von den FNB weiterhin als sinnvoll angesehen. Gleichwohl haben die FNB wegen der wenig belastbaren Datenbasis und der fehlenden Kenntnis über die tatsächliche Reaktivierbarkeit dieser Instrumente in den nachgelagerten Netzen davon abgesehen die Maßnahmen der Variante IIb (vgl. Kapitel 0) für den Netzausbau vorzuschlagen. Mit Blick auf die Ende des Jahres 2012 in das EnWG aufgenommene Regelung zur Steuerung von vertraglichen Abschaltvereinbarungen halten die FNB eine weitere Klärung insbesondere durch die nachgelagerten Netzbetreiber und die BNetzA für erforderlich.

Entsprechend Tenor Nr. 7 der Bestätigung des Szenariorahmens für den NEP 2013 wurde der dort aufgeführte Kapazitätsbedarf für die Speicher Haidach und 7Fields auch in der Modellierung der Variante IIc berücksichtigt. Die sich aus dieser Modellierung ergebenden Netzausbaumaßnahmen sind in der Tabelle 66 sowie Anlage 7 enthalten. Diese Netzausbaumaßnahmen führen auch zu einer entsprechenden Realisierung des Kapazitätsbedarfs der Speicher Haidach und 7Fields mit dem Kapazitätsprodukt TaK in dem Zeitraum bis 2018.

Das Vorliegen der Voraussetzungen der §§ 38, 39 GasNZV für die Speicher Haidach und 7Fields ist weiterhin klärungsbedürftig.

Die Netzausbaumaßnahmen 2014 bis 2023 sind in der folgenden Tabelle 66 aufgelistet.

Tabelle 66: Übersicht der Netzausbaumaßnahmen 2014 bis 2023

ID-Nr.	Netzausbaumaßnahmen/Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	Region	Leitung			Verdichter [MW]	Kosten	Aktueller Projektstatus		Planerische Inbetriebnahme ¹	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung	Durchführendes Unternehmen
				Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]			Entwicklungsstand	FID/ non-FID			
007-01/ 009-01	VS Quarnstedt (neu)	Neubau einer Verdichtestation zur Verdichtung in die DEUDAN in Süd-Nord-Richtung	H-Gas Nord				(2+1) x 8	131 Mio. €	Engineering, Genehmigungsunterlagen eingereicht	FID	2016	Anschluss der neuen Kraftwerke in Kiel und Flensburg Steigerung der Exportleistung in Richtung Dänemark	GUD
011-01	Loop Fockbek-Ellund	Teilweiser Loop zur DEUDAN (von Fockbek bis Ellund)	H-Gas Nord	63,5	900	84		177 Mio. €	Basic Engineering, PFV	FID	2016	Anschluss der neuen Kraftwerke in Kiel und Flensburg Steigerung der Exportleistung in Richtung Dänemark	GUD
013-02	Umstellung auf H-Gas	Einarbeitung eines Konzepts zur Umstellung von Netzbereichen von einer Versorgung mit L-Gas auf H-Gas; Konkrete Maßnahmen im NEP 2013: Loop Achim-Lütum; M+R Achim; M+R Gandekesee	L-Gas Nord						Projektkonzept	non-FID	2018	Anschluss Kraftwerk Braunschweig Umstellung unterbrechbarer Transportleistung auf feste Kapazitäten Langfristig Deckung zusätzlichen Bedarfs (Volkswagen AG) Langfristige Versorgungssicherheit	GUD
024-02	Ltg. Schwandorf - Arresting	Loop Schwandorf - Arresting inkl. GDRM-Anlagen	H-Gas West/ Süd	61,5	900	100		119 Mio. €	Start Erstellung Planungs-Memorandum, Projektstart eingeleitet	non-FID	12/2017	Kraftwerk Isching 4 Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets, Speicher 7Fields, Haldach	OGE
026-02	VDS Rothenstadt	Neubau VDS Rothenstadt	H-Gas West/ Süd				(2+1) x 14	111 Mio. €	Start Erstellung Planungs-Memorandum	non-FID	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets, Speicher 7Fields, Haldach	GRtgaz/OGE
028-02	Ltg. Arresting Finsing	Loop Arresting - Finsing inkl. GDRM-Anlagen	H-Gas West/ Süd	83,0	900	100		164 Mio. €	Projektkonzept	non-FID	12/2018	Kraftwerke Isching 4, Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets, Speicher 7Fields, Haldach	OGE s. Fußnote 2
030-01	MONACO 1	Errichtung MONACO-Leitung Bauabschnitt 1 von Burghausen nach Finsing (inkl. GDRM-Anlagen)	H-Gas West/ Süd	85,0	1000	100		190 Mio. €	ROV abgeschlossen	non-FID	2017/18	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE/ bayernets, Bedarfsdeckung Speicher 7Fields, Haldach, Kraftwerk Burghausen	bayernets
038-01	VDS Werne	Reversierung Süd-Nord	H-Gas West/ Süd					26 Mio. €	Start Erstellung Planungs-Memorandum, Projektstart eingeleitet	non-FID	12/2017	L-H-Umschaltgebiete, Erhöhung der Überspeisekapazitäten mit TG	OGE

040-03	VDS Werne	Neubau VDS Werne	H-Gas West/ Süd				(1+1) x 25	118 Mio. € Projektidee	non-FID	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayemets/ teranets bw/ TG Überspeisekapazität TG zu OGE Speicher Haldach, 7Fields, Etzel L-H-Umsattelgebiete	OGE
045-04	Ltg. Epe - Werne	Loop Epe - Werne inkl. GDRM-Anlagen	H-Gas West/ Süd	15,0	1100	100		41 Mio. € Projektidee	non-FID	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayemets/ teranets bw/ TG Überspeisekapazität TG zu OGE Speicher Haldach, 7Fields, Etzel L-H-Umsattelgebiete	OGE/TG
049-04	VDS Lauterbach	Neubau VDS Lauterbach	H-Gas West/ Süd				(2+1) x 11	100 Mio. € Projektidee	non-FID	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayemets/ teranets bw/ TG Überspeisekapazität TG zu OGE Speicher Haldach / 7Fields, Etzel	OGE
051-02	Reversierung TENP	Reversierung (Süd-Nord) der VDS Hugelheim, Mittelbrunn und Stolberg und Ausbau der VDS Stolberg	H-Gas West/ Süd					64 Mio. € Projektidee	non-FID	2017	Erhöhung der Überspeisekapazität zum MG NCG, Überspeisekapazität Fluxys TENP zu MG GASPOOL	Fluxys TENP
062-01	M+R Landshut	Erichtung GDRM-Anlage Landshut	H-Gas West/ Süd					4 Mio. € Projektstart eingeleitet	non-FID	31.12.2014	Erhöhung Exit-Kapazität zu nachgelagerten Netzbetreibern	bayemets
067-02	Ltg. Voigtslach - Paffrath	Loop Ltg. Voigtslach - Paffrath (NETG)	L-Gas West	23,2	900	70		48 Mio. € PFV	non-FID	12/2023	L-H-Umsattelgebiete	OGE/TG
069-01	Nordschwarzwalde- leitung	Anschluss an das TENP- Transportsystem südöstlich von Karlsruhe (Au am Rhein). Streckenverlauf von Au am Rhein über Ettlingen, Pforzheim nach Leonberg.	H-Gas West/ Süd	71	600	80		80 Mio. € 1. Abschnitt PFV abgeschlossen 2. Abschnitt PFV läuft	non-FID	2015 (solem Kapazität aus vorgelegten Netzebenen rechtzeitig als feste Kapazität garantiert wird)	Erhöhung der Exit-Kapazität Bereitstellung für neue Kraftwerke im Raum Stuttgart	teranets bw
070-01	Anbindung Verlauten- heide-Weisweiler	Ausbau der Netzkopplung OGE zu TG in Verlautenheide; Anbindung Broichweiden-Weisweiler	H-Gas West/ Süd	14,0	500	70		15 Mio. € Projektidee	non-FID	01.01.2018	Anbindung Kraftwerk Weisweiler	TG
072-02	VDS Ochtrup	Schaffung einer Überspeisemöglichkeit von TG zu OGE; zusätzlicher Fahrweg gegenüber NEP 2012	H-Gas West/ Süd				15	83 Mio. € Projektidee	non-FID	01.10.2017	Bereitstellung zusätzlicher Einspeisekapazität (Tak) für Speicher in Epe; Reduzierung von Restriktionen bestehender lastabhängig fest frei zuordenbarer Einspeisekapazitäten (latZK) der TG	TG
101-01	Konvertierung Rehden	Erichtung GDRM-Anlage zur Konvertierung von H-Gas	L-Gas Nord					6 Mio. € Projektidee	non-FID	01.01.2016	- Umstellung unterbrechbarer Transportleistung auf feste Kapazitäten - Spitzenlastkappung - Kompensation rückläufiger dt. L-Gas Produktion zu Spitzenlastzeiten - Absicherung von Tak Speicher Kapazitäten	Nowega

107-01	Verbindung der L-Gas- und H-Gas Netze der OGE	Neubau GDRM-Anlagen/Stationspiping zur Anbindung der L-Gas Umstellgebiete an das H-Gas-Netz der OGE	L-Gas West					32 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2023	L-H-Umstellgebiete	OGE
108-01	Maßnahmen in der Region Düsseldorf/Neuss wegen L/H-Gas Umstellung	Erkächtigung des L-Gas-Netzes der OGE zur Aufrechterhaltung der Versorgungswege im L-Gas-Netz	L-Gas West					12 Mio. €	Projektidee	non-FID	12/2023	L-H-Umstellgebiete	OGE
119-01	M+R Achim	Anbindung L-Gas Versorgung und Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen Drucksystemen H-Gas	H-Gas Nord						Projektidee	non-FID	2018	Netzverstärkung Umstellung von L-Gas Bereichen	GUD
121-01	M+R Gandekesee	Anbindung L-Gas Versorgung und Erhöhung der Überspeisekapazität	H-Gas Nord						Projektidee	non-FID	2020	Netzverstärkung Umstellung von L-Gas Bereichen	GUD
124-01	Loop Achim-Lutrum	Vorraussetzung für H-Umstellung von Achim aus: Loop Leitung von der Station Achim/ Erbsen bis zur Station Lutrum	L-Gas Nord	25,0	800	84		41 Mio. €	Projektidee	non-FID	2016	Alle L-Gas Anforderungen	GUD
125-01	Projekt Wedel	Kapazitätsbereitstellung für KW Wedel	H-Gas Nord					3 Mio. €	Projektidee	non-FID	2016	neuer Anschluss KW Wedel	GUD

Fußnoten

- 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.
- Für die Durchführung der Maßnahme wurde(n) die (der) genannte(n) Fernleitungsnetzbetreiber durch das Änderungsverlangen der BNetzA zum NEP 2012 vom 10.12.2012 gemäß EnWG § 15a Abs. 3 S.6 bestimmt.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

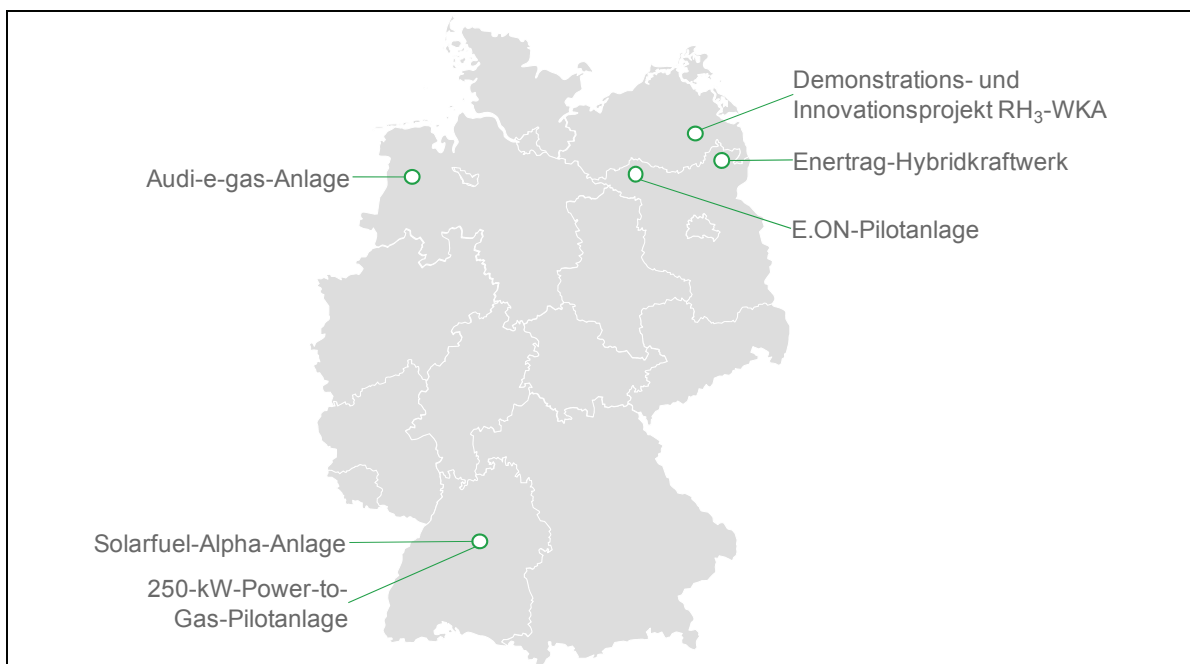
7 Power-to-Gas

7.1 Aktueller Stand politische Diskussion, Energie-Speicherstrategien für Deutschland

Die Umsetzung der von der Bundesregierung beschlossenen Energiewende führt zu besonderen Herausforderungen beim Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von regenerativem Strom und dessen Transport. Der produzierte Wind- und Solarstromüberschuss, der von den Stromnetzen nicht aufgenommen werden kann, ist ein ungenutztes Potenzial, das sich mit Power-to-Gas (nachfolgend PtG) größtenteils erschließen ließe. PtG macht dabei den Ausbau der Stromnetze nicht überflüssig, könnte jedoch den regionalen Abbau des Stromüberangebots unterstützen und damit die Lage in den Übertragungsnetzen wesentlich entspannen.

Die technischen Verfahren zum PtG bieten die Möglichkeiten, Strom aus erneuerbaren Energien in Wasserstoff oder in synthetisches Methan umzuwandeln und in der Erdgasinfrastruktur (Transportsystem und Speicher) zu speichern. Alle sonstigen inländischen Speichermöglichkeiten, wie zum Beispiel Pumpspeicherkraftwerke, sind nicht in der Lage, vergleichbar große Energiemengen längerfristig zu speichern. Somit eröffnet PtG eine technisch realisierbare Möglichkeit, größere Mengen Strom aus erneuerbaren Energien zu speichern und beispielsweise in Gaskraftwerken bedarfsgerecht wieder bereitzustellen, um die zukünftig von volatilen Aufkommensquellen abhängige Stromversorgung in der erforderlichen Weise stabil zu gewährleisten. Erste Pilotanlagen werden 2013 regenerativ erzeugtes synthetisches Methan und Wasserstoff ins Gasnetz einspeisen (vgl. Abbildung 53).

Abbildung 53: Power-to-Gas-Pilotanlagen



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber nach dena 2012

Das Konzept für PtG ist bereits im Rahmen des NEP 2012 mit dem Schwerpunkt auf die Einspeisung des Energieträgers Wasserstoff umfassend dargelegt worden. Bei der Betrachtung des Potenzials der Zumischung von Wasserstoff zum Erdgasstrom ist festzuhalten, dass selbst an den großen Einspeisestandorten (Emden, Dornum, Lubmin) große Bandbreiten der Erdgaseinspeisung bestehen. Dadurch können sich im Extremfall Wasserstoffkonzentrationen von 60 Vol. % einstellen. Für diesen Fall ist der Aufbau eines eigenen Wasserstoffnetzes zu überlegen. Die Untersuchungen zur Verteilung der Wasserstoffkonzentration im Transportnetz haben gezeigt, dass in ausgewählten Transportszenarien auch in weit entfernten Leitungsnetzen noch 30 Vol. % der ursprünglichen Wasserstoffkonzentration am Einspeisepunkt zu finden sind.

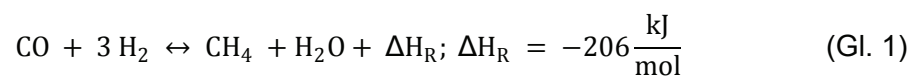
Bei Wasserstoffkonzentrationen bis zu 1 Vol. % müssen im Transportnetz bereits Anpassungen vorgenommen werden. Die Kosten für die Umrüstung des Transportnetzes sind im Rahmen des NEP 2012 für eine Konzentration von maximal 1 Vol. % und alternativ von maximal 10 Vol. % ermittelt worden. Sie sind im ersten Fall auf rund 100 Mio. € geschätzt worden, im zweiten Fall belaufen sich die Kostenschätzungen auf rund 3,7 Mrd. €. Diese Kostenschätzungen sind allein auf die Infrastruktur der FNB beschränkt; in diesen Beträgen sind noch nicht die Kosten für die Umrüstungen in den Verbrauchseinrichtungen und Speichern enthalten. Sollte der Erdgasabsatz nicht wie prognostiziert zurückgehen, sind zusätzliche Investitionen in die Infrastruktur erforderlich. Wasserstoff besitzt verglichen mit natürlichem Erdgas-(H-Gas) einen um 2/3 geringeren Energieinhalt. Um dieselbe Energiemenge zu transportieren, müssen größere Gasvolumina bewegt werden, was an einigen Stellen des Ferngasnetzes zu Engpasssituationen führt und einen Ausbaubedarf zur Folge hat.

Vor dem Hintergrund des hohen Investitionsbedarfs hat die BNetzA in ihrer Entscheidung zum Szenariorahmen des NEP 2013 vom 18.10.2012 festgehalten, dass die Erdgasinfrastruktur großes Potenzial zur Speicherung bietet, der Schwerpunkt in der weiteren Betrachtung jedoch auf die Methanisierung des Wasserstoffs zu legen ist. Die hierzu bereits aufgebauten bzw. im Bau befindlichen Anlagen haben als Pilotanlagen Technikumsmaßstab. Die bei diesen Anlagen erreichbaren Einspeisevolumina sind für eine systematische Berücksichtigung im Rahmen des Netzentwicklungsplans noch zu gering. Dennoch ist es wichtig, sich hiermit bereits heute methodisch zur Identifikation potenzieller Standorte für Methanisierungsanlagen auseinander zu setzen.

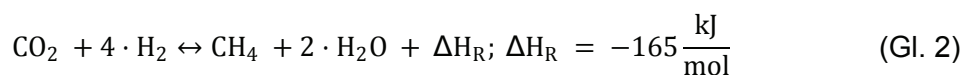
Insgesamt sind angesichts der Chancen, die in den Verfahren zur Umwandlung von elektrischer Energie in andere Sekundärenergieträger liegen, rechtzeitig gesamtwirtschaftliche Betrachtungen zu berücksichtigen. Es gibt z. B. noch keine Marktmodelle, welche die Belange von Strom- und Gaswirtschaft sowie der Kunden gleichermaßen berücksichtigen und bei denen die Kosten sachgerecht auf alle Beteiligten verteilt werden. Dies gilt auch für die notwendigen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten. Entscheidend für den Erfolg von PtG ist, dass Erzeugung und Einspeisung synthetischer Gase (aus regenerativ erzeugtem Strom) am Ende für die Gesellschaft bezahlbar bleiben.

7.2 Kurzbeschreibung und Konzepte

Mit Hilfe der Methanisierung nach dem Sabatier-Prozess¹¹ wird aus Wasserstoff (H₂) und Kohlenstoffdioxid (CO₂)¹² synthetisches Methan (CH₄) erzeugt. Das bei der Methanisierung benötigte CO₂ kann grundsätzlich aus fossilen oder regenerativen Quellen stammen. Auf fossilen Energieträgern beruhende CO₂-Quellen sind z. B. aus Kohlekraftwerken abgeschiedenes CO₂ oder industrielle Prozesse wie die Herstellung von Roheisen- und Stahl. Durch die Nutzung biogener CO₂-Quellen, wie Biogasanlagen, Biomassevergasungsanlagen oder Kläranlagen, kann synthetisches Erdgas aus rein erneuerbaren Quellen hergestellt werden. Die Reaktion der Methanisierung ist stark exotherm, dies bedeutet das erhebliche Mengen Wärme abzuleiten sind.



Beim Einsatz von Katalysatoren, zum Beispiel von Nickelkatalysatoren, kann neben Kohlenmonoxid auch das chemisch stabilere Kohlenstoffdioxid (CO₂) als für die Methansynthese eingesetzt werden.



Diese Reaktion ist ebenfalls exotherm und bedarf der Abfuhr von Wärme. Die Erzeugung von synthetischem Methan aus anderen kohlenstoffhaltigen Edukten (kohlenstoffhaltige Gase oder Feststoffe) ist ein komplexer Prozess. In Abhängigkeit vom eingesetzten Kohlenstoffträger sind zusätzliche Aufbereitungsprozesse wie beispielsweise Reformier- oder Vergasungsprozesse¹³ inklusive nachgeschalteter Rohgasreinigungsprozesse zu berücksichtigen.

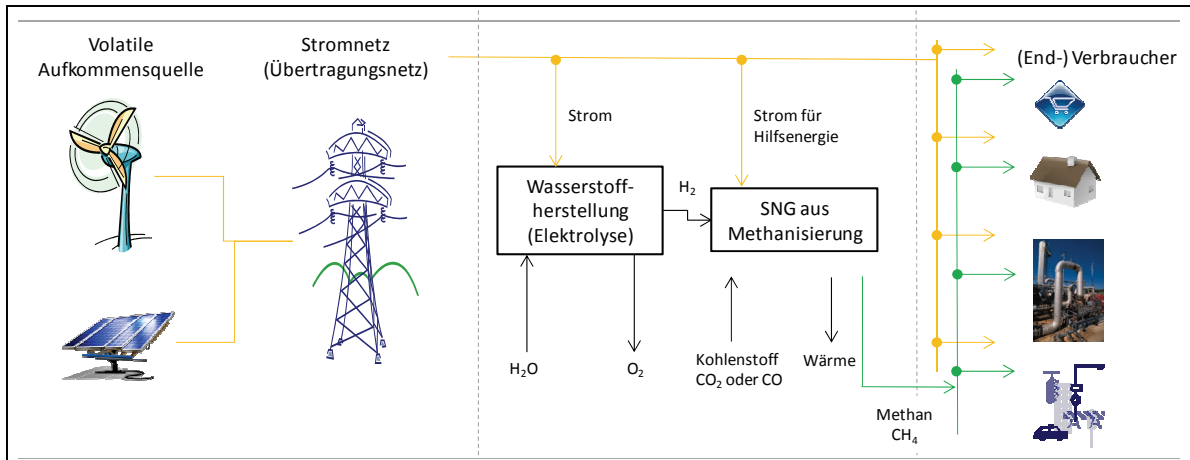
Da wie oben beschrieben der technische Gesamtprozess eine erhebliche Komplexität aufweist, wird zur Schaffung eines systematischen Überblicks in der nachfolgenden Abbildung 54 der Weg von der volatilen Stromaufkommensquelle bis zur Nutzung des Gases beim (End-) Verbraucher vereinfacht zusammengefasst dargestellt.

¹¹ Der Sabatier-Prozess oder die Sabatier-Reaktion, benannt nach dem französischen Chemiker Paul Sabatier, beschreibt eine chemische Reaktion bei der Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff in Methan und Wasser umgewandelt wird [Sternier 2009].

¹² Sowie auch Kohlenstoffmonoxid (CO).

¹³ Chemisch-verfahrenstechnische Methoden und Prozesse zur Herstellung von Wasserstoff aus elektrischer Energie werden in diesem Dokument nicht weiter beschrieben. An dieser Stelle wird auf die allgemeine Fachliteratur verwiesen.

Abbildung 54: Vereinfachte Prozesskette zur Herstellung und Verteilung von synthetischem Methan



SNG –Synthetisches Methan (Synthetic Natural Gas)
 Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Zur Einschätzung, welche Mengen CO_2 zur Herstellung von synthetischem Methan benötigt werden, so dass ein deutlich entlastender Effekt für das elektrische Übertragungsnetz erzielt werden kann, soll folgendes Berechnungsbeispiel dienen:

Beispiel:

Umwandlung von 1.000 MW überschüssiger elektrischer Leistung in synthetisches Methan.

Eckdaten sind dabei:

- 64 % Systemwirkungsgrad der gesamten Umwandlungskette¹⁴
- Vollständige Abführbarkeit der Prozesswärme (ohne zusätzliche Systeme und Verluste)

Hieraus errechnet sich eine chemische Brennstoffleistung (Methan) zu:

$$P_{\text{chem,CH}_4} = \eta_{\text{Prozess}} \cdot P_{\text{el}} = 0,64 \cdot 1.000 \text{ MW}_{\text{el}} = 640 \text{ MW}_{\text{chem,CH}_4}$$

Unter Berücksichtigung des spezifischen Energieinhaltes (chemisch) von CH_4 (Methan) in Höhe von rund 10 kWh/m^3 (Vn) errechnet sich ein Produktgas-Volumenstrom (Methan) von $64.000 \text{ m}^3/\text{h}$ (Vn).

Gemäß Reaktionsgleichung für Kohlenstoffdioxid (Gl. 2) folgt, dass zur Umwandlung ebenfalls rund $64.000 \text{ m}^3/\text{h}$ CO_2 (Vn) benötigt werden. Dies entspricht einer Masse von etwa $125.000 \text{ kg } CO_2$ ¹⁵ pro Stunde.

¹⁴ Prozesskette vom produziertem Strom bis zum auf 80 bar komprimiertes synthetisches Methan; Wirkungsgradbereich von 50 % bis 64 % [IWES 2011].

¹⁵ Spezifische Dichte Kohlenstoffdioxid (CO_2) = $1,98 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$ (bei 0°C und 1.013 hPa).

Bereits diese vergleichsweise geringe umzuwandelnde elektrische Leistung verdeutlicht, dass zur großtechnischen Anwendung erhebliche Mengen Kohlenstoffdioxid zur Verfügung stehen müssen. Dies prädestiniert konzentrierte Aufkommensquellen, wie beispielsweise industrielle Standorte im Vergleich zu regenerativen CO₂-Aufkommensquellen wie beispielsweise Biogasanlagen. Aufgrund dieser Erkenntnisse wird in der nachfolgenden Betrachtung zu den methodischen Ansätzen zur Identifikation von möglichen Standorten auf die Nutzung von industriellen Kohlenstoffquellen eingegangen.

Ergänzende Betrachtungen zur Berücksichtigung biogener Aufkommensquellen können im Rahmen späterer Untersuchungen und Ausführungen der folgenden Netzentwicklungspläne aufgegriffen und vertieft werden.

7.3 Methodische Ansätze zur Identifikation von möglichen Standorten

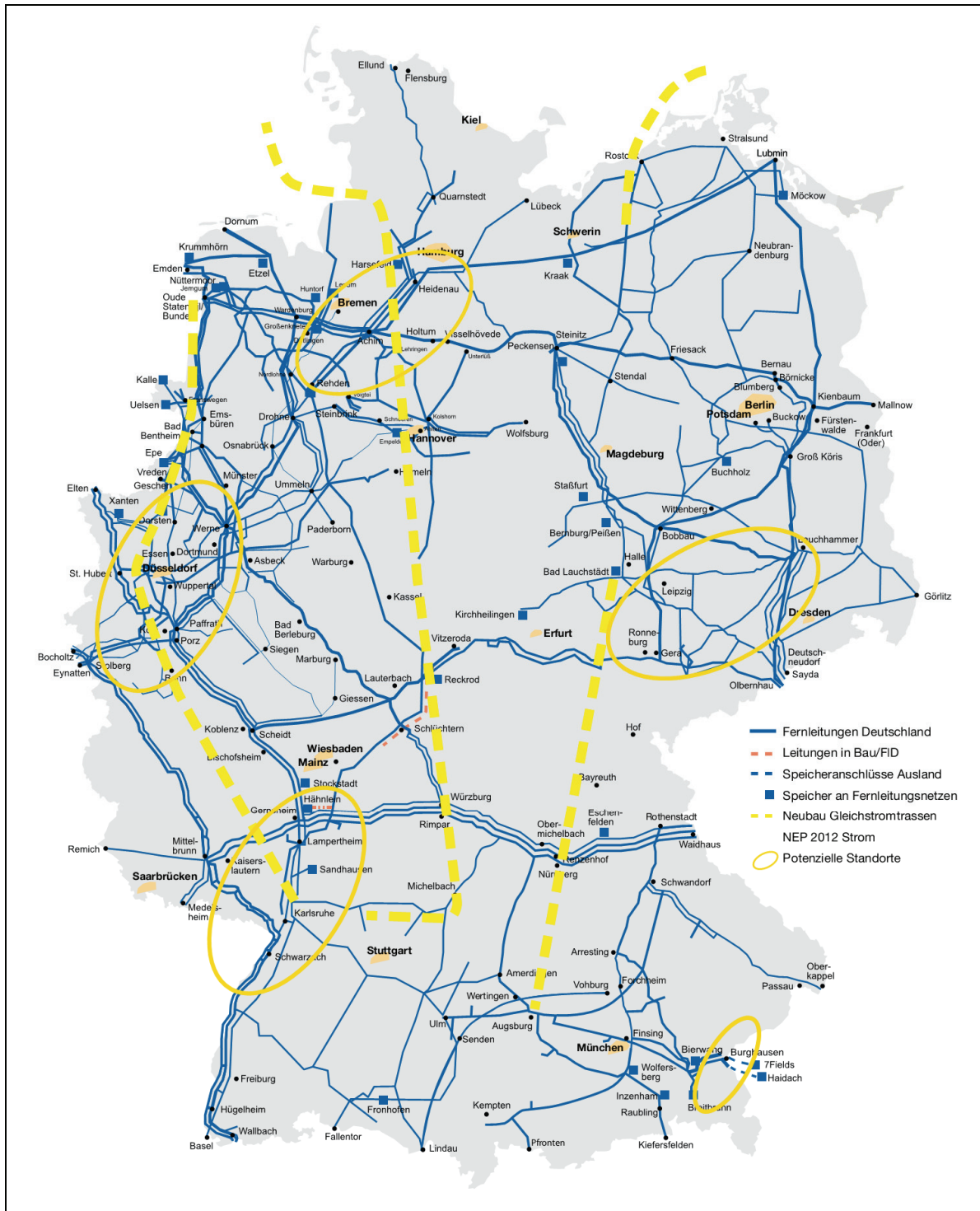
Ein methodischer Ansatz zur Identifikation potenzieller Standorte für großtechnische Anlagen zur Umwandlung elektrischer Energie zu synthetischem Methan ist die Verschneidung der Lage von Aufkommensquellen für Strom und in Betracht kommenden kohlenstoffhaltigen Gasen, den zum An- und Abtransport benötigten Infrastruktursystemen, wie das Gastransport- und das elektrische Übertragungsnetz (derzeitig und zukünftig gemäß jeweiliger Netzentwicklungspläne) sowie der Verbrauchsschwerpunkte der Sekundärenergieträger. Basierend auf den Erkenntnissen des Netzentwicklungsplan Strom aus dem Jahr 2012, welcher eine Verstärkung des elektrischen Übertragungsnetzes zum Transport von Windenergiemengen aus dem Norden zu den Verbrauchsschwerpunkten vorsieht und unter Berücksichtigung der vorhandenen Fernleitungsnetze lassen sich erste Bereiche als potenzielle Ansiedlungsstandorte für PtG-Anlagen identifizieren.

Bereiche bzw. Regionen, die sowohl über ein hinreichendes Dargebot an vorhandenen Kohlenstoffquellen, als auch über die oben genannten Infrastrukturen verfügen und über eine moderate Transportentfernung zu den Haupteinspeisestellen regenerativ erzeugten Stroms besitzen, sind:

- Region Bremen Hamburg
- Region Rhein-Ruhr – westliches Ruhrgebiet, Düsseldorf, Leverkusen, Köln
- Mitteldeutsches Chemiedreieck – Halle (Saale), Merseburg, Bitterfeld, Leipzig

Weitere Regionen, wie beispielsweise im Süd-Westen (Regionen Rhein-Main und Ludwigshafen/ Mannheim) oder im Süden (Industrieregion Ingolstadt oder der Chemiestandort Burghausen) haben aufgrund ihrer Entfernung zu Netzbereichen mit sehr hohen Windenergieeinspeiseleistung systembedingte Nachteile. Hier könnten jedoch Potenziale durch Verknüpfung dieser Standorte mit den ebenfalls stark volatilen Einspeisungen von Sonnenenergie-Strom (Photovoltaik) gehoben werden.

Abbildung 55: Graphische Darstellung zur Identifikation von Standorten



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

7.4 Kostenaspekte

Erdgase enthalten als wesentlichen Bestandteil Methan in Konzentrationen zwischen rund 84 Vol. % und rund 97 Vol. % [DVGW 2012]. Bedingt durch die zwangsläufig chemische Ähnlichkeit und die unmittelbar vergleichbaren thermodynamischen Eigenschaften von synthetischem Methan im Vergleich zu natürlichem Erdgas werden keine zusätzlichen Umrüstkosten gegenüber einer Einspeisung von Wasserstoff in signifikanter Höhe erwartet.

Kosten, die entstehen, sind insbesondere aufgrund von Verstärkungen des Transportsystems zum Abtransport von Einspeisungen und in Einzelfällen ggf. auf Konditionierungen mittels Stickstoff im Fall von Einspeisungen von synthetischem Methan in L-Gas-Versorgungsbereiche zurückzuführen. Diese Kosten können zum gegenwärtigen Zeitpunkt aufgrund des Fehlens von Erkenntnissen hinsichtlich der erwarteten Einspeisung nicht verlässlich beziffert werden. Aufgrund der derzeit beginnenden Fachdiskussion können darüber hinaus zum derzeitigen Stand keine Datenangaben über die gesamtwirtschaftlichen Kosten und über das wirtschaftlich erschließbare Einspeisepotenzial bei einer großtechnischen Umsetzung von PtG getroffen werden.

8 Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs nach § 17 GasNZV zum 01.04.2013

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben nach § 17 GasNZV jährlich zum 01.04. den langfristigen Kapazitätsbedarf in einem netzbetreiberübergreifenden, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren marktgebietsweit zu ermitteln. Dies erfolgt zum 01.04.2013 wie nachfolgend beschrieben.

8.1 Erwartungen der Fernleitungsnetzbetreiber über die Entwicklung des Verhältnisses von Angebot und Nachfrage

Die Erwartungen der Fernleitungsnetzbetreiber über die Entwicklung des Verhältnisses von Angebot und Nachfrage sind in Kapitel 2 dieses Dokuments dargestellt.

8.2 Erkenntnisse aus durchgeführten Marktabfragen zum langfristig verbindlich benötigten Kapazitätsbedarf

Seit der letzten Vorlage des ermittelten langfristigen Kapazitätsbedarfs hat kein deutscher Fernleitungsnetzbetreiber eine separate Marktabfrage – z. B. in Form eines Open Season Verfahrens – durchgeführt. Daher sind hieraus keine neuen Erkenntnisse ableitbar. Zum Redaktionsschluss dieses Dokuments war die laufende Abfrage der Fluxys noch nicht ausreichend ausgewertet.

Zur bedarfsgerechten Abschätzung des Kapazitätsbedarfs eines sich verändernden Marktes wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern bayernets, Geoplin plionvodi d.o.o. (Slowenien), NET4GAS, s.r.o. (Tschechien) und Tauerngasleitung GmbH (Österreich), die Marktumfrage "5GL Market Survey" durchgeführt. Ziel dieser nicht verbindlichen Marktumfrage war, den aktuellen Bedarf an Ein- und Ausspeisekapazität unter anderem am Grenzübergangspunkt Haiming (Burghausen/ Überackern) zu ermitteln. Bayernets wertet die Nachfrage am Interconnection Point Haiming positiv. Zusätzlich zu den bestehenden Buchungen fester und unterbrechbarer Entry-Kapazitäten in das Marktgebiet NetConnect Germany (NCG) wurden auch feste Exit-Kapazitäten in Höhe von 180,74 GWh/d nachgefragt. Über die bestehenden Gastransportsysteme im Marktgebiet NCG können die angefragten Kapazitäten aktuell nicht bereitgestellt werden. Dieses Ergebnis bestätigt die Notwendigkeit einer Verstärkung der Anbindung des Interconnection Point Haiming (Burghausen/Überackern) an das Marktgebiet NCG. Weitere Informationen zur Marktabfrage sind erhältlich unter <http://www.tgl.co.at/5GL>.

8.3 Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen nach § 9 Absatz 2 Satz 1 GasNZV

Die vorliegenden Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen nach § 9 Absatz 2 Satz 1 sind in Kapitel 5 dargestellt.

8.4 Erkenntnisse über bestehende oder prognostizierte physische Engpässe im Netz

Die vorliegenden Erkenntnisse über bestehende oder prognostizierte physische Engpässe im Netz sind in Kapitel 5 dargestellt.

8.5 Ergebnisse des Kapazitätsvergabeverfahrens nach § 13 Absatz 1 GasNZV

Langfristige Kapazitätsvergabeverfahren nach § 13 Abs. 1 GasNZV werden an deutschen Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten seit dem 04.10.2011 auf der deutschlandweiten Primärkapazitätsplattform „TRAC-X primary“ (TRAC-X) bzw. „PRISMA primary“ (PRISMA) durchgeführt. Nach dem mit der BNetzA abgestimmten Konzept werden Kapazitäten für die nächsten beiden Gaswirtschaftsjahre lediglich als Quartalsprodukte vermarktet. Jahreskapazitäten werden demgegenüber nur für die dann folgenden Gaswirtschaftsjahre Y3 bis Y15 angeboten.

Für die Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs nach § 17 GasNZV wurden in einem ersten Schritt die Auktionen von Jahreskapazitäten herangezogen. Sollten diese Auktionen für die Gaswirtschaftsjahre Y3 bis Y15 keine Engpasssignale in Form von Auktionsaufschlägen ergeben, so ist kein langfristiger zusätzlicher Kapazitätsbedarf erkennbar. In diesem Fall können Engpässe in Auktionen kurzfristigerer Kapazitäten auftreten. Diese können jedoch allenfalls bei deren Auftreten über einen längeren Zeitraum von mehreren Jahren als Ausbausignale nach § 17 Ziff. 5 GasNZV gedeutet werden. Treten in den Auktionen von Jahreskapazitäten dagegen Auktionsaufschläge auf, so ist dies allein ebenfalls noch kein eindeutiger Hinweis auf einen langfristigen zusätzlichen Kapazitätsbedarf, da nach § 14 GasNZV erhebliche Anteile von 20 % bzw. 35 % der verfügbaren technischen Kapazitäten für kurzfristigere Buchungszeiträume zu reservieren sind. Erst beim Zusammentreffen mit entsprechenden Engpasssignalen in den folgenden Quartals- und Monatsauktionen könnte dies ein Ausbausignal darstellen.

Die Ergebnisse der Jahresauktionen im Jahr 2012 lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Insgesamt wurden 356 Jahresauktionen auf TRAC-X primary eingestellt, bei denen Kapazitätsprodukte an 51 Netzknoten gehandelt wurden. Von den bei TRAC-X platzierten 665 GWh/h vermarkteten sechs Fernleitungsnetzbetreiber 5,6 GWh/h.
- 14 Auktionen an elf Grenzübergangspunkten (Elten, Eynatten, Lampertheim IV, OUDE STATENZIJL H, RC Basel, RC Thayngen-Fallentor, Remich, Überackern, Vreden, Wallbach und Zevenaar) endeten mit einem Überangebot, d. h. die Kapazitäten wurden zum regulierten Entgelt ohne Auktionsaufschlag vergeben.
- Bei keiner Auktion überstieg die Nachfrage das zu vermarktende Angebot der FNB.

Da im Jahr 2011 die Nachfrage das zu vermarktende Angebot während der Jahresauktion an dem Punkt Lasow (Ausspeisung) überstieg, wurden in einem zweiten Schritt die Ergebnisse der kurzfristigen Auktionen im Jahr 2012 an diesem Punkt analysiert.

Am Punkt Lasow (Ausspeisung) überstieg dabei während der ersten Auktionsrunde für die drei ersten Quartale im Jahr 2014 ebenfalls die Nachfrage das Angebot. Hieraus lässt

sich allerdings kein erhöhter Kapazitätsbedarf ableiten, da Kapazität für die gebündelte Vermarktung, die im Jahr 2013 erfolgen wird, reserviert wurde.

Im Jahr 2011 überstieg - ebenfalls während der Jahresauktion - die Nachfrage das zu vermarktende Angebot an den Punkten RC Basel (Ausspeisung) und RC Thayngen-Fallentor (Ausspeisung). Es wurden 65 Prozent der technischen Jahreskapazitäten der Jahre 2016 bis 2026 vermarktet. Eine Analyse der Ergebnisse der kurzfristigen Auktionen war nicht möglich, da aufgrund der jetzigen Buchungssituation eine Vermarktung der Quartalsprodukte erst zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen wird.

Die technischen Kapazitäten an den Punkten RC Basel und RC Thayngen-Fallentor sind bis zum Jahr 2015 zu 100 Prozent vermarktet. Eine Analyse des abgeschlossenen Kalenderjahres 2012 ergab, dass bei kurzfristigen Auktionen weder feste Kapazitäten aus Renominierungsbeschränkungen noch unterbrechbare Kapazitäten an diesen Ausspeisepunkten nachgefragt wurden. Aufgrund dieser Erkenntnisse lässt sich an diesen Punkten kein Engpasssignal und somit kein zusätzlicher Kapazitätsbedarf ableiten.

8.6 Erkenntnisse aus Verweigerungen des Netzzugangs nach § 25 Satz 1 und 2 des Energiewirtschaftsgesetzes

Treten in Auktionen von Primärkapazitäten Auktionsaufschläge auf, stellen diese entsprechend den Vorgaben der BNetzA Netzzugangsverweigerungen dar. Die Auswertung dieser Auktionsergebnisse sowie die hieraus ableitbaren Erkenntnisse zum langfristigen Kapazitätsbedarf sind in Kapitel 8.5 dargestellt worden.

Im Kalenderjahr 2012 wurden für Kapazitäten an weiteren maßgeblichen Punkten Netzzugangsverweigerungen in Höhe von insgesamt 1,2 GW ausgesprochen. Die FNB gehen davon aus, dass hiermit eventuell verbundener langfristiger Kapazitätsbedarf im Rahmen der in diesem NEP dargestellten Ausbaumaßnahmen abgedeckt werden kann.

Die 2012 angefragten internen Bestellungen der nachgelagerten Netzbetreiber sind in voller Höhe in die modellierten Varianten eingegangen. Auch der Teil der internen Bestellungen, der in 2013 nicht bestätigt werden konnte, und damit eine Netzzugangsverweigerung darstellte, ist in den in Kapitel 6.2 aufgeführten Netzausbaumaßnahmen berücksichtigt.

Nicht im angefragten Umfang bedienbare Kapazitätsanfragen im Zusammenhang mit § 38 GasNZV sind in Kapitel 8.10 berücksichtigt.

8.7 Möglichkeiten zur Kapazitätserhöhung durch Zusammenarbeit mit angrenzenden Fernleitungs- oder Verteilernetzbetreibern

Die Ergebnisse der Zusammenarbeit mit angrenzenden Fernleitungs- oder Verteilernetzbetreibern sind in Kapitel 5 dargestellt.

8.8 Erkenntnisse über Kapazitätsbedarf, der sich aus Zusammenlegungen von Marktgebieten nach § 21 GasNZV ergibt

Die FNB haben entsprechend § 21 GasNZV im Jahr 2012 eine Marktgebietsanalyse (Kosten-Nutzen-Analyse) unter anderem zur Zusammenlegung der Marktgebiete von GASPOOL und NCG durchführt. Am 01.10.2012 wurden die Ergebnisse an die BNetzA übermittelt. Hiernach würde eine Zusammenlegung der Marktgebiete von GASPOOL und NCG einen Investitionsbedarf in Höhe von rund 3 Mrd. € erfordern. Die dadurch bedingte Steigerung der Erlösobergrenzen der Fernleitungsnetzbetreiber übersteigt den ermittelten gesamtwirtschaftlichen Nutzen deutlich.

Die BNetzA hat diese Kosten-Nutzen-Analyse konsultiert und in ihrer „Mitteilung der Beschlusskammer 7 zum Marktgebietsbericht der Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 21 GasNZV“ [BNetzA 2013] vom 19.03.2013 festgestellt, dass die Kosten der Marktgebietszusammenlegung deutlich oberhalb des Nutzens liegen.

8.9 Erkenntnisse aus den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplänen nach der europäischen Netzzugangsverordnung

Die den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Erkenntnisse aus den europäischen gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplänen nach Artikel 8 Absatz 3 Buchstabe b der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 sind in Kapitel 2 dieses Dokuments dargestellt.

8.10 Kapazitätsreservierungen nach § 38 GasNZV sowie Anschlussbegehren nach § 39 GasNZV

Die vorliegenden sowie abgelehnten Kapazitätsreservierungen nach § 38 sowie Anschlussbegehren nach § 39 sind für den Zeitraum bis 31.08.2012 für Gaskraftwerke in der Bestätigung des Szenariorahmens aufgeführt und für Speicher in der von der BNetzA auf ihrer Webseite veröffentlichten Speicherliste dargestellt.

Im Zeitraum vom 01.09.2012 bis zum 01.03.2013 haben die FNB keine Anfragen gemäß §§ 38/39 GasNZV erhalten.

9 Glossar

Fernleitungsnetzbetreiber

bayernets	<i>bayernets</i> GmbH
Fluxys	Fluxys TENP GmbH
Fluxys D	Fluxys Deutschland GmbH
GASCADE	GASCADE Gastransport GmbH
GOAL	Gasunie Ostseeanbindungsleitung GmbH
GRT	GRTgaz Deutschland GmbH
GTG Nord	Gastransport Nord GmbH
GUD	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
jordgas	jordgasTransport GmbH
LBTG	Lubmin-Brandov Gastransport GmbH
NEL	NEL Gastransport GmbH
Nowega	Nowega GmbH
OGE	Open Grid Europe GmbH
ONTRAS	ONTRAS – VNG Gastransport GmbH
OPAL	OPAL Gastransport GmbH
terranets	terranets bw GmbH
TG	Thyssengas GmbH

Sonstige Abkürzungen

ARegV	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze/ Anreizregulierungsverordnung
bar	Druck bezogen auf Normalnull
bFZK	bedingt feste frei zuordenbare Kapazität: Kapazität ist fest, wenn beschäftigungs-/ gasflussabhängige Bedingungen erfüllt sind.
Bh	Benutzungsstunden
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.
CID	Commercial Investment Decision
DEUDAN	Deutsch-Dänische Erdgastransport-Gesellschaft mbH

DN	Normdurchmesser
DP	Design Pressure (Auslegungsdruck)
DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazität. Kapazität ist fest, wenn sie ohne Nutzung des VHP zu bilanziell ausgeglichenem Transport zwischen Ein- und Ausspeisekapazitäten mit Nominierungspflicht genutzt werden.
Entry	Einspeisung
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators Gas
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
Exit	Ausspeisung
ETL 25/ 64	Erdgastransportleitung (25/ 64)
FID	Final Investment Decision
FNB	(Gas-)Fernleitungsnetzbetreiber
FZK	Frei zuordenbare Kapazitäten, ermöglichen es, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfads zu nutzen
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen/ Gasnetzzugangsverordnung
GASPOOL	GASPOOL Balancing Services GmbH
GTS	Gasunie Transport Services B.V.
H-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert (<i>high calorific value</i>)
ITO	Independent Transmission Operator
KoV IV	Kooperationsvereinbarung IV Gas
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 (<i>low calorific value</i>)
LNG	Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)
Loop	Parallel zu einer vorhandenen Leitung verlegte Leitung
MCA	Multi Case Analysis
MEGAL	Mittel-Europäische-Gasleitung
MIDAL	Mitteldeutsche Anbindungsleitung
NCG	NetConnect Germany
NEL	Nordeuropäische Erdgas-Leitung
NEP	Netzentwicklungsplan Gas 2012
NETG	Nordrheinische. Erdgastransportgesellschaft

NETRA	Norddeutsche Erdgas-Transversale
nNB	nachgelagerte(r) Netzbetreiber
non-FID	(noch) keine finale Investitionsentscheidung
OPAL	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung
PN	Normdruck
STEGAL	Sachsen-Thüringen-Erdgas-Leitung
TaK	Temperaturabhängige Kapazität: Kapazität ist innerhalb eines definierten Temperaturbereichs fest und außerhalb unterbrechbar.
TA Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung von Luft
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Leitung
TRAC-X	Transport Capacity Exchange GmbH
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan (von ENTSOG)
VHP	Virtueller Handelspunkt
WEDAL	West-Deutschland-Anbindungs-Leitung

Hinweise zur ID-Nummernvergabe

Für die Nummerierung der Projekte in der Maßnahmenliste gelten folgende Regeln:

- Bei der ID-Vergabe wird, im Gegensatz zum bisherigen NEP Gas 2012, das Jahr nicht mehr genannt, die Struktur sieht wie folgt aus: „xxx-yy“, wobei „xxx“ für eine laufende Nummer steht und „yy“ für eine Versionsnummer des entsprechenden Projektes.
- Sind Projekte im Vergleich zum NEP 2012 unverändert geblieben, behalten sie ihre ID aus dem NEP 2012, allerdings ohne Jahresangabe.
- Die laufenden Nummern („xxx“) von 0 bis 100 sind/ waren für den NEP 2012 reserviert, ab der laufenden Nummer 100 erfolgt die Aufzählung der neuen NEP 2013-Projekte.
- Ist ein Projekt aus dem NEP 2012 erhalten geblieben, jedoch haben sich Parameter geändert (z. B. Erhöhung der Druckstufe) bleibt die laufende Nummer aus dem NEP 2012 erhalten, es erfolgt jedoch eine Erhöhung der Versionsnummer auf „xxx-02“.
- Ergeben sich im NEP 2013 verschiedene Versionsnummern (z. B. durch verschiedene Ausbaustufen in den einzelnen Varianten) erfolgt eine weitere Nummerierung der Versionsnummer (z. B. „100-01“ in Variante IIa und „100-02“ für Variante IIe).

10 Literatur

- [AG Energiebilanzen 2012] Vorläufige Auswertungstabellen zur Energiebilanz 2010 für die Bundesrepublik Deutschland, download unter:
<http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=139>
- [BGW/ VKU 2007] Abwicklung von Standardlastprofilen. Praxisinformation P 2007/13, Gastransport/ Betriebswirtschaft, BGW/ VKU
- [BNetzA 2012a] Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/2012, Bundesnetzagentur, 03. Mai 2012
- [BNetzA 2012b] Monitoring- Bericht 2012, Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB, Bundesnetzagentur, download unter (Download am 06.02.2013):
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf?__blob=publicationFile
- [BNetzA 2013] Mitteilung der Beschlusskammer 7 der BNetzA zum Marktgebietsbericht der Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 21 GasNZV vom 19.03.2013
- [destatis 2012] Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte
<https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Indikatoren/Konjunkturindikatoren/Konjunkturindikatoren.html>
- [dena 2012] Power-to-Gas-Pilotprojekte. Deutsche Energie-Agentur. download unter (Download am 11.02.2013):
<http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte.html>
- [DK 2013] DK Energy Agreement, March 22 2012, Danish Ministry of Climate, Energy and Building
- [DVGW 2012] DVGW Regelwerk, Technische Regel G 260 (A) – Stand Januar 2012 – Tabelle A.2 „Typische Zusammensetzung von ausgewählten Erdgasen und aufbereiteten Biogasen (unodoriert)“
- [ENTSOG 2011] Ten-Year Network Development Plan 2011 – 2020, European Network of Transmission System Operators for Gas, Februar 2011, download unter <http://www.entsog.eu>
- [EU 2010] Verordnung (EU) Nr. 994/2010 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Oktober 2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie

2004/67/EG des Rates, download unter (Download am 06.02.2013): <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:295:0001:0022:DE:PDF>

- [EWI/ Prognos/ GWS 2010] Energieszenarien für ein Energiekonzept 2010, August 2010, download unter (Download am 10.08.2011): <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Service/publikationen,did=356294.html>
- [EWI/ Prognos/ GWS 2011] Energieszenarien 2011, Juli 2011, download unter (Download am 16.08.2011): http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/11_08_12_Energieszenarien_2011.pdf
- [Galsi 2012] Galsi. Algeria-Sardinia-Italy Gas Pipeline, download unter (Download am 30.11.2012) <http://www.edison.it/en/company/gas-infrastructures/galsi.shtml>
- [GIE 2012] Gas Infrastructure Europe, Gas LNG Europe, download unter (Download am 30.11.2012): http://www.gie.eu.com/download/maps/GLE_LNG_MAY2012.pdf
- [Green Stream 2012] Green Stream BV, download unter (Download am 30.11.2012): <http://www.greenstreambv.com/en/pages/greenstream-pipeline/greenstream-pipeline.shtml>
- [GRTgaz 2012] Ten Year Development Plan for the GRTgaz Network 2012-2021, download unter (Download am 07.02.2013): http://www.grtgaz.com/fileadmin/plaquettes/en/10years2012_2021_EN_08102012.pdf
- [IEA 2012] World Energy Outlook 2012. International Energy Agency/OECD, <http://www.worldenergyoutlook.org/>
- [IER/ RWI/ ZEW 2010] Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 (Energieprognose 2009), März 2010, download unter (Download am 16.09.2011): ftp://ftp.zew.de/pub/zew-docs/gutachten/Energieprognose_2009_Hauptbericht.pdf
- [IWES 2011] Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), download unter (Download am 08.02.2013): http://www.solar-verein.de/Greenpeace_Energy_Gutachten_Windgas_Fraunhofer_Sterner.pdf

[Leitstudie 2011]	„Leitstudie 2011“ – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, März 2012, inklusive Datenanhang II, download unter (Download am 30.05.2012): http://erneuerbare-energien.de/erneuerbare_energien/doc/48514.php
[Medgaz 2012]	Deepwater gas pipeline Beni Saft-Ameria, download unter (Download am 30.11.2012): http://www.medgaz.com/medgaz/pages/index-eng.htm
[Nabucco 2012]	Nabucco Gas Pipeline, download unter (Download am 30.11.2012): http://www.nabucco-pipeline.com/portal/page/portal/en
[Nord Stream 2012]	Nord Stream, download unter (Download am 30.11.2012): http://www.nord-stream.com/de/
[South Stream 2012]	South stream, download unter (Download am 30.11.2012): http://www.south-stream.info/en/
[Szenariorahmen 2013]	Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2013 der Fernleitungsnetzbetreiber, Prognos AG, 01.10.2012
[Sternen 2009]	Bioenergy and renewable power methane in integrated 100 % renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems. Dissertation, Kassel university press, ISBN online: 978-3-89958-799-9
[TAP 2012]	Trans Adriatic Pipeline, download unter (Download am 30.11.2012): http://www.trans-adriatic-pipeline.com
[ÜNB 2012]	Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2013 – Entwurf, Stand 17. Juli 2012 (Download am 20. Juli 2012): http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Szenariorahmen/Eingereichter%20Szenariorahmen%20zum%20NEP%202013.pdf?__blob=publicationFile
[WEG 2006-2011]	Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. – Jahresbericht Zahlen und Fakten 2005 bis 2010, download unter (Download am 01.09.2011): http://www.erdoel-erdgas.de/article/articleview/75/1/68/
[WEG 2012]	Vorausschau – Produktion und Kapazitäten in den Gebieten Elbe-Weser und Weser-Ems, 2012

11 Auswertung der Stellungnahmen

Kap.	Inhalt	Stellungnahmen-Häufigkeit	selten (bis 4)	häufig (5-15)	sehr häufig (>15)
0. Übergeordnete Themen					
	Zu kurze Konsultationsfrist		x		
	Projektgruppen und Mitwirkung am NEP			x	
	Unterstützung Thüga-Stellungnahme			x	
	Unterstützung BDEW-Stellungnahme		x		
	Unterstützung der WEG-Stellungnahme		x		
	<u>Zusätzlicher Untersuchungsbedarf:</u>				
	"Wirkung interner Bestellungen auf Modellierungsergebnisse"		x		
	Ausbaureduzierung durch kapazitative maßnahmen, Speicher und LFZ untersuchen		x		
	Potenzial der Speicher zur Verminderung des Netzausbaus besser berücksichtigen		x		
	Forderung der Beseitigung bestehender Netzengpässe		x		
	Lob (insbesondere gegenüber NEP 2012)			x	
2. Szenariorahmen					
	Gasbedarfsentwicklung		x		
	Berücksichtigung von Kraftwerken				
	KW Ens Dorf		x		
	Anschluss KW Leverkusen an OGE und Gascade gleichberechtigt prüfen		x		
	BNA 0861-KW		x		
	Verbindlichkeit §§ 38/39 für Kraftwerke in Verteilnetzen unklar		x		
	Sonstiges				
	Ergänzung: H-Gas-Quellen		x		
	Zweifel, ob grenzüberschreitender Kapazitätsbedarf in TYNDP ausreichend abgebildet ist		x		
	Regionale Besonderheiten berücksichtigen		x		
	Zusätzliche Erläuterungen und Details zu PtG		x		
	Bestandsspeicher		x		
	PtG und TaK		x		
	Kündigung LFZ Speicher		x		
3. Modellierung der Fernleitungsnetze					
	Entwicklung des Kapazitätsbedarfs				
	Rückgang des Kapazitätsbedarfs in Frage gestellt			x	
	Überprüfung des Verfahrens zur Ermittlung der Prognosewerte			x	
	Versorgungssicherheitsszenario H-Gas				
	Vorgehensweise H-Gas-Versorgungssicherheitsszenario in Bezug auf Reduzierung Medelsheim prüfen		x		
	H-Gas-Versorgungssicherheitsszenario auch für Greifswald		x		
	Neue Produkte und kapazitätsmindernde Maßnahmen				
	Fehlende Details zu TaK, KWP			x	
	Prüfung der Auswirkungen von KWP und TaK auf Gashändler prüfen		x		
	Marktbasierte Instrumente (Overbooking and Buy Back) statt KWP/ TaK			x	
	Abstimmung zu kapazitätsmindernden Maßnahmen notwendig		x		
	Nur 2 Produkte: FZK und unterbrechbare FZK		x		
	Forderung einer Umwandlung unterbrechbarer in feste Kapazitäten		x		
	Detaillfragen zu TaK				x
	Detaillfragen zum KWP			x	
	Sonstiges				
	Interne Bestellungen 2013 fehlerhaft		x		
	Zu geringe Berücksichtigung von internen Bestellungen/ interne Bestellungen nur unterbrechbar zugesagt		x		
	Österreichische Speicher 7Fields und Haidach in Deutschland berücksichtigen		x		
	Aufstellung zu LFZ mit Laufzeit/ Kundbarkeit in NEP aufnehmen			x	
	Einbeziehung der Tauerngasleitung am Übergabepunkt Haiming)		x		
	Berücksichtigung der Rolle Deutschlands als europäische Gasdrehscheibe unklar		x		
4. Das heutige Fernleitungsnetz					
	Umstellung von L- auf H-Gas technisch/ organisatorisch				x
	Umstellungskosten			x	
	Gasbeschaffenheit			x	
	Unterbrechungsstatistik			x	
5. Ergebnisse der Modellierung					
	Vollständigkeit der Szenarien				
	Fehlen konkret anvisierter Netzausbauprojekte ("konkreter NEP")			x	
	Fehlende Ergebnisse Szenarien IIb und IIc		x		
	Fehlende Ergebnisse Szenarien IIc und IIb		x		
	Variante IIc sollte berechnet werden		x		
	Fehlende Ergebnisse der Szenarien I und III - Kostenvergleich nicht möglich		x		
	Weitere Szenarien (Mischvariante) berechnen		x		
	Detaillierungsgrad				
	Fehlende Zuordnung der Maßnahmen zur Entwicklung von Kapazitäten			x	
	Separate Kostenausweisung für Verbesserung des Speicherschlusses		x		
	"Szenariounabhängige" Maßnahmen benennen		x		
	Kosten-Nutzen-Analyse (TaK, KWP, kap.-reduzierende Instrumente)				x
	Sonstige Anmerkungen			x	
6. Netzausbaumaßnahmen					
	Variante IIc verwenden, da Kapazitätsdefizit im Norden kostengünstig zu beseitigen		x		
	Interessen der Anschlussnehmer angemessen berücksichtigen		x		
7. Power-to-Gas					
8. Anhang/ Anlagen				x	

Anhang

Die folgenden Anlagen sind auf der Internetseite <http://www.netzentwicklungsplan-gas.de> verfügbar:

Anlage 1: Input-Liste für die Modellierung

Anlage 2: Zuordnung für Kraftwerke

Anlage 3: Liste mit Lastflusszusagen

Anlage 4: Stand der Umsetzung der Projekte aus dem NEP Gas 2012

Anlage 5: Umstellungsbereiche von L- auf H-Gasversorgung

Anlage 6: Unterbrechungsliste

Anlage 7: Maßnahmenlisten NEP 2013 für die Modellierungsvarianten IIa, IIc, IIe, H-Gas Versorgungssicherheit

Anlage 8: Maßnahmen-Übersicht NEP 2012/2013

Anlage 9: Kosten-Nutzen-Analyse im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2013
Für das Speicherprodukt, das Kraftwerksprodukt und Flexibilitätsinstrumente
in nachgelagerten Netzen gemäß bestätigtem Szenariorahmen zum
Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2013