



NETZENTWICKLUNGSPLAN GAS
der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber

Netzentwicklungsplan Gas 2012

der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber

Ansprechpartner:
Stefan Mellahn
info@netzentwicklungsplan-gas.de

Berlin, 10. März 2013



1. bayernets GmbH

Poccistr. 7
80336 München

2. Fluxys TENP TSO S.p.A.

Martin-Luther-Platz 28
40212 Düsseldorf

3. GASCADE Gastransport GmbH

Kölnische Straße 108–112
34119 Kassel

4. Gastransport Nord GmbH

An der Großen Wisch 9
26133 Oldenburg (Oldb)

5. Gasunie Deutschland Transport Services GmbH

Pelikanplatz 5,
30177 Hannover

6. GRTgaz Deutschland GmbH

Zimmerstraße 56
10117 Berlin

7. jordgasTransport GmbH

Promenade Am Alten Binnenhafen 6
26721 Emden

8. Lubmin-Brandov Gastransport GmbH

Norbertstr. 85
45131 Essen

9. Nowega GmbH

Nevinghoff 20
48147 Münster

10. ONTRAS - VNG Gastransport GmbH

Maximilianallee 4
04129 Leipzig

11. OPAL NEL TRANSPORT GmbH

Emmerichstraße 11
34119 Kassel

12. Open Grid Europe GmbH

Kallenbergstr. 5
45141 Essen

13. terranets bw GmbH

Am Wallgraben 135
70565 Stuttgart

14. Thyssengas GmbH

Kampstraße 49
44137 Dortmund



Datenstand 31.12.2010



Name	bayernets GmbH	
Unternehmenssitz	München	
Kunden	41 nachgelagerte Netzbetreiber, davon 8 direkt nachgelagert. Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter*	Anzahl	72
Ferngasleitungsnetz	km	1.313
Verdichterstationen	Anzahl	1
Verdichtereinheiten	Anzahl	1
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	8,25
Grenzübergangspunkte	Anzahl	2
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	151
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	17.190
Jahresausspeisemenge	TWh	77

* Stand 31.12.2011



Name	Fluxys TENP TSO s.p.a.	
Unternehmenssitz	Düsseldorf	
Kunden		8
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	9
Ferngasleitungsnetz	km	1.009
Verdichterstationen	Anzahl	4
Verdichtereinheiten	Anzahl	14
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	165
Grenzübergangspunkte	Anzahl	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	0
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	14.860
Jahresausspeisemenge	TWh	73



Name	GASCADE Gastransport GmbH	
Unternehmenssitz	Kassel	
Kunden*	rund 80 Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter*	Anzahl	ca. 300
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. 61.000
Jahresausspeisemenge	TWh	173

* Stand 31.12.2011



Name	Gastransport Nord GmbH	
Unternehmenssitz	Oldenburg (Oldb)	
Kunden		ca. 50
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	ca. 40
Ferngasleitungsnetz	km	rund 320
Verdichterstationen	Anzahl	0
Verdichtereinheiten	Anzahl	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	0
Grenzübergangspunkte	Anzahl	Oude Statenzijl (Niederlande)
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	51
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	9.145
Jahresausspeisemenge	TWh	39



Datenstand 31.12.2010



Name	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	
Unternehmenssitz	Hannover	
Kunden	ca. 115 Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	ca. 240
Ferngasleitungsnetz	km	3.200
Verdichterstationen	Anzahl	9
Verdichtereinheiten	Anzahl	28
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	158
Grenzübergangspunkte	Anzahl	8
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	180
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	29.637
Jahresausspeisemenge	TWh	157



Name	GRTgaz Deutschland GmbH	
Unternehmenssitz	Berlin	
Kunden	mehr als 30 internationale Ferngasgesellschaften, Stadtwerke und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	17
Ferngasleitungsnetz	km	1.095
Verdichterstationen	Anzahl	6
Verdichtereinheiten	Anzahl	23
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	286
Grenzübergangspunkte	Anzahl	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	26
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	57.372
Jahresausspeisemenge	TWh	347



Name	jordgasTransport GmbH	
Unternehmenssitz	Emden	
Kunden	Die Vermarktung der Transportkapazität erfolgt diskriminierungsfrei über die TRAC-X Plattform.	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	4 + 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	10.417
Jahresausspeisemenge	TWh	0



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. *

* Betriebsaufnahme am 1.10.2011



Datenstand 31.12.2010



Name	Nowega GmbH	
Unternehmenssitz	Münster	
Kunden	Ferngasgesellschaften, Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	7
Ferngasleitungsnetz	km	709,88
Verdichterstationen	Anzahl	0
Verdichtereinheiten	Anzahl	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	0
Grenzübergangspunkte	Anzahl	0
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	111
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	6.369
Jahresausspeisemenge	TWh	25



Name	ONTRAS - VNG Gastransport GmbH	
Unternehmenssitz	Leipzig	
Kunden	ca. 250 nationale und internationale Ferngasgesellschaften, Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	ca. 70
Ferngasleitungsnetz	km	7.228
Verdichterstationen	Anzahl	2
Verdichtereinheiten	Anzahl	5
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	ca. 40
Grenzübergangspunkte	Anzahl	2
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	514
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	44.448
Jahresausspeisemenge	TWh	177



Name	OPAL NEL Transport GmbH *	
Unternehmenssitz	Kassel	
Kunden	k.A.	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	10 + Dienstleister
Ferngasleitungsnetz	km	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. *

* Betriebsaufnahme am 1.10.2011



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. 1.600
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	1.063
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	143.707
Jahresausspeisemenge	TWh	719



Datenstand 31.12.2010



Name	terranets bw GmbH	
Unternehmenssitz	Stuttgart	
Kunden	mehr als 150 Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	197
Ferngasleitungsnetz	km	1.964
Verdichterstationen	Anzahl	2
Verdichtereinheiten	Anzahl	7
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	110,4
Grenzübergangspunkte	Anzahl	5
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	197
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	20.615
Jahresausspeisemenge	TWh	82



Name	Thyssengas GmbH	
Unternehmenssitz	Dortmund	
Kunden	mehr als 200 Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	ca. 300
Ferngasleitungsnetz	km	ca. 4.200
Verdichterstationen	Anzahl	6
Verdichtereinheiten	Anzahl	15
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	ca. 120
Grenzübergangspunkte	Anzahl	5
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	1.064
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	21.800
Jahresausspeisemenge	TWh	75



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 2012	8
2.1 Wichtige Annahmen des Szenariorahmens	8
2.2 Ergebnisse des Szenariorahmens	10
3 Modellierung der Fernleitungsnetze	13
3.1 Grundsätzliche Vorgehensweise	13
3.2 Eingangsgrößen für die Netzmodellierung	13
3.2.1 Basisdaten	14
3.2.2 Weiterverarbeitung der Basisdaten für die Prognose des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber	15
3.2.3 Austauschkapazitäten innerhalb der Marktgebiete und zwischen den Marktgebieten	18
3.2.4 Kapazitäten an Grenzübergangspunkten	19
3.2.5 Kraftwerksanfragen	19
3.2.6 Speicher	20
3.2.7 Industrielle Gasverbraucher	20
3.2.8 Berechnungswerkzeuge	20
4 Ergebnisse der Modellierung	21
4.1 Status des heutigen Netzausbaus	21
4.2 Besonderheiten der L-Gas-Versorgung	27
4.3 Szenario II	32
4.3.1 Raum H-Gas Nord	32
4.3.2 Raum H-Gas West/ Süd	37
4.3.3 Raum H-Gas Ost	43
4.3.4 Raum L-Gas Nord	45
4.3.5 Raum L-Gas West	49
4.3.6 Netzentwicklung in Szenario II	52
4.3.7 Allgemeine Anmerkungen	54
4.4 Szenario I	55
4.5 Zusammenfassung	59
5 Projekte	61
5.1 Voraussetzungen und Bedingungen für die Netzausbaumaßnahmen	61
5.2 Netzausbaumaßnahmen der nächsten drei Jahre	62
5.3 Weitere Netzausbaumaßnahmen bis 2022	68
5.4 Mögliche Netzausbaumaßnahmen des Szenarios I	72



5.5	Berücksichtigung von Speicherprojekten in Szenario II bis 2015	81
5.5.1	Kapazitäten von/zu den Speichern Haidach, Etzel und 7Fields	81
5.5.2	Kapazitäten von/zu dem Speicher Kiel Rönne (K 103)	83
5.5.3	Kapazitäten von/zu dem Speicher Empelde	84
6	Liefersicherheit und Power-to-Gas	85
6.1	Power-to-Gas	85
6.1.1	Power-to-Gas – das Konzept	85
6.1.2	Grenzen der Wasserstoffeinspeisung – technische Rahmenbedingungen	85
6.1.3	Potenziale, Untersuchungen und Ergebnisse zur Einspeisung von Wasserstoff	87
6.1.4	Untersuchungen zum Verlauf der Wasserstoffkonzentration im Transportsystem	90
6.2	Szenarien zu Versorgungsstörungen	92
6.2.1	„Versorgungsstörung H-Gas“	92
6.2.2	„Versorgungsstörung L-Gas“	96
6.3	Erste Erkenntnisse aus der angespannten Versorgungslage im Februar 2012	98
7	Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs nach § 17 GasNZV zum 01.04.2012	100
7.1	Erwartungen der Fernleitungsnetzbetreiber über die Entwicklung des Verhältnisses von Angebot und Nachfrage	100
7.2	Erkenntnisse aus durchgeführten Marktabfragen zum langfristig verbindlich benötigten Kapazitätsbedarf	100
7.3	Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen nach § 9 Absatz 2 Satz 1 GasNZV	100
7.4	Erkenntnisse über bestehende oder prognostizierte physische Engpässe im Netz	100
7.5	Ergebnisse des Kapazitätsvergabeverfahrens nach § 13 Absatz 1 GasNZV	100
7.6	Erkenntnisse aus Verweigerungen des Netzzugangs nach § 25 Satz 1 und 2 des Energiewirtschaftsgesetzes	102
7.7	Möglichkeiten zur Kapazitätserhöhung durch Zusammenarbeit mit angrenzenden Fernleitungs- oder Verteilernetzbetreibern	103
7.8	Erkenntnisse über Kapazitätsbedarf, der sich aus Zusammenlegungen von Marktgebieten nach § 21 GasNZV ergibt	103
7.9	Erkenntnisse aus den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplänen nach der europäischen Netzzugangsverordnung	104
7.10	Kapazitätsreservierungen nach § 38 GasNZV sowie Anschlussbegehren nach § 39 GasNZV	104
8	Perspektiven der Netzentwicklung	105
9	Glossar	107
10	Literatur	109
11	Übersicht der Stellungnahmen zum NEP-Konsultationsdokument	111
	Anhang	112



Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1:	Szenariorahmen zur Entwicklung des deutschen Gasbedarfs	8
Abbildung 2:	Grundsätzliches Vorgehen bei der Netzmodellierung	13
Abbildung 3:	Eingangsgrößen für die Netzmodellierung	14
Abbildung 4:	Weiterverarbeitung der Basisdaten für die Prognose des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber	15
Abbildung 5:	Zuordnung der Gemeinden zu Versorgungsgebieten	17
Abbildung 6:	Weiterverarbeitung der Daten am Beispiel eines nachgelagerten Netzbetreibers	18
Abbildung 7:	Das deutsche Gas-Fernleitungsnetz im Überblick	25
Abbildung 8:	L-Gas-Netz	28
Abbildung 9:	Deutschlandweite kapazitative L-Gas-Bilanz	30
Abbildung 10:	Kapazitative L-Gas-Bilanz Netz Nowega	31
Abbildung 11:	Raum H-Gas Nord (Szenario II)	33
Abbildung 12:	Ergebnisse für 2015* und 2022 im Raum H-Gas Nord (Szenario II)	36
Abbildung 13:	Raum H-Gas West/ Süd (Szenario II)	37
Abbildung 14:	Ergebnisse bis 2015 im Raum H-Gas West/ Süd (Szenario II)	41
Abbildung 15:	Ergebnisse 2012 bis 2022 im Raum H-Gas West/ Süd (Szenario II)	42
Abbildung 16:	Raum H-Gas Ost (Szenario II)	43
Abbildung 17:	Raum L-Gas Nord (Szenario II)	45
Abbildung 18:	Einbindung des Kraftwerks bei Braunschweig im Raum L-Gas Nord	48
Abbildung 19:	Raum L-Gas West (Szenario II)	49
Abbildung 20:	Ergebnis-Übersicht für 2015 im Szenario II	52
Abbildung 21:	Ergebnis-Übersicht für 2022 im Szenario II	53
Abbildung 22:	Ergebnisse für 2022 (Szenario I)	58



Abbildung 23:	Exemplarische Darstellung der Verteilung der Transportleistung an einer Importstelle	89
Abbildung 24:	Verlauf des Wasserstoffs in Deutschland	91
Abbildung 25:	Szenario zur Versorgungsstörung H-Gas (gemäß Szenariorahmen)	94
Abbildung 26:	Szenario zur Versorgungsstörung H-Gas (zusätzliches Maximalszenario)	95
Abbildung 27:	Gegenüberstellung Verbrauch L-Gas 2009/2010 in Deutschland und Auslegungsleistung des Gasnetzes	97
Abbildung 28:	Durchschnittstemperatur Hannover	98
Abbildung 29:	Statistische Auswertung der TRAC-X aller Auktionen seit Handelsbeginn bis zum 03.01.2012 – Anteil der Fernleitungsnetzbetreiber an der vermarkteten Kapazität	102
Tabelle 1:	Veränderung der in Gaskraftwerken installierten elektrischen Kraftwerksleistung (netto) in Deutschland	9
Tabelle 2:	Szenario I – Veränderung des Gasbedarfs in Deutschland insgesamt	10
Tabelle 3:	Szenario II – Veränderung des Gasbedarfs in Deutschland insgesamt	10
Tabelle 4:	Szenario III – Veränderung des Gasbedarfs in Deutschland insgesamt	11
Tabelle 5:	Veränderung der Erdgasförderung in Deutschland	11
Tabelle 6:	Veränderung der Biogaseinspeisung in Deutschland	12
Tabelle 7:	Entwicklung des Erdgas-Importbedarfs in den Szenarien I bis III des Szenariorahmens	12
Tabelle 8:	Angenommene Benutzungsstunden zur Umrechnung des Gasbedarfs in Leistungsangaben	16
Tabelle 9:	Bei der Modellierung berücksichtigte Pipeline-Projekte (im Bau und FID) der Fernleitungsnetzbetreiber	22
Tabelle 10:	Emissionsgrenzen entsprechend 13. BImSchV und TA-Luft	23
Tabelle 11:	Maßnahmen zur Einhaltung der Emissionsgrenzen 13. BImSchV und TA-Luft	24



Tabelle 12:	Geänderte Anforderungen im Raum H-Gas Nord für 2015 und 2022 gegenüber 2012 (Szenario II)	34
Tabelle 13:	Ergebnisse im Raum H-Gas Nord in den Zeiträumen bis 2015 und 2016 bis 2022 (Szenario II)	35
Tabelle 14:	Geänderte Anforderungen im Raum H-Gas West/ Süd für 2015 und 2022 gegenüber 2012 (Szenario II)	39
Tabelle 15:	Ergebnisse im Raum H-Gas West/ Süd in den Zeiträumen bis 2015 und 2016 bis 2022 (Szenario II)	40
Tabelle 16:	Geänderte Anforderungen im Raum H-Gas Ost für 2015 und 2022 gegenüber 2012 (Szenario II)	44
Tabelle 17:	Geänderte Anforderungen im Raum L-Gas Nord für 2015 und 2022 gegenüber 2012 (Szenario II)	46
Tabelle 18:	Ergebnisse im Raum L-Gas Nord in den Zeiträumen bis 2015 und 2016 bis 2022 (Szenario II)	47
Tabelle 19:	Geänderte Anforderungen im Raum L-Gas West für 2015 und 2022 gegenüber 2012 (Szenario II)	50
Tabelle 20:	Geänderte Anforderungen im deutschen Fernleitungsnetz für 2022 gegenüber 2012 (Szenario I)	55
Tabelle 21:	Ergebnisse für das deutsche Fernleitungsnetz für 2022 gegenüber 2012 im Szenario I	57
Tabelle 22:	Ergebnisse der Szenarien I und II für die Jahre 2012 bis 2022	60
Tabelle 23:	Netzausbaumaßnahmen bis 2015 (Szenario II)	63
Tabelle 24:	Weitere Netzausbaumaßnahmen bis 2022 (Szenario II)	69
Tabelle 25:	Netzausbaumaßnahmen bis 2022 (Szenario I)	73
Tabelle 26:	Abschätzung der Ausbaukosten für die Speicher Haidach, Etzel und 7Fields	81
Tabelle 27:	Angesetzte Temperaturen für die Modellierung von temperaturgeführten festen frei zuordenbaren Kapazitäten	82
Tabelle 28:	Geänderte Anforderungen des Szenarios II (2022) gegenüber dem Szenario II (2015)	82
Tabelle 29:	Alternative Abschätzung der Ausbaukosten für die Speicher Etzel, Haidach und 7Fields	83



Tabelle 30:	Abschätzung der maximalen Einspeisepotenziale von Wasserstoff auf Basis historischer Flussdaten	88
Tabelle 31:	Abschätzung der notwendigen Investitionen in das Fernleitungsnetz	92
Tabelle 32:	Anfragen gemäß §§ 38/39 GasNZV nach festen Ausspeise-Kapazitäten für Gaskraftwerke (Eingang 01.12.2011 bis 01.03.2012)	104



Vorwort

Sehr geehrte Leserin, sehr geehrter Leser,

mit unserem Fernleitungsnetz leisten wir, die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, einen wichtigen 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. Dabei hat die Erdgasinfrastruktur zusätzlich das Potenzial, als Transport- und Speichersystem für regenerativ erzeugtes Methan aus überschüssigem Strom zu dienen.

Wir freuen uns, Ihnen nun den von den Fernleitungsnetzbetreibern erstellten Netzentwicklungsplan Gas 2012 vorlegen zu können. Mit diesem Dokument soll die geplante Netzentwicklung dargestellt werden, die den geänderten Anforderungen an die Gas-Infrastruktur gerecht wird. Es basiert auf dem von der Bundesnetzagentur (BNetzA) bestätigten Szenariorahmen.

Die hier vorliegende Fassung greift die Hinweise und Anregungen auf, die im Rahmen der vom 20.02. bis 09.03. 2012 von den Fernleitungsnetzbetreibern durchgeführten öffentlichen Konsultation geäußert wurden, und setzt die Vorgaben des Änderungsverlangens der BNetzA vom 10.12.2012 um. 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 Netzentwicklungsplan Gas 2012 stellen die Fernleitungsnetzbetreiber ihre Ergebnisse zum Netzentwicklungsplan – einschließlich der im Rahmen der öffentlichen Konsultation erlangten Erkenntnisse – und zur Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs vor. Damit erfüllen sie die Vorgaben aus Energiewirtschaftsgesetz und Gasnetzzugangsverordnung.

Auf Basis des von der BNetzA bestätigten Szenariorahmens haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Weiterentwicklung des Fernleitungsnetzes in mehreren Iterationsschritten in enger Abstimmung deutschlandweit modelliert.

Der Stichtag für die Berücksichtigung von Eingangsdaten für die Modellierung ist der 30.11.2011. Inwiefern die angespannten Netzzustände im Februar 2012 Auswirkungen auf die Netzentwicklung haben, ist noch detailliert und netzübergreifend für Strom und Gas zu untersuchen. Erste Erkenntnisse hierzu sind bereits in diesem Dokument enthalten.

Der Schwerpunkt der Modellierung lag auf dem Szenario II (mittlerer Gasbedarf), welches von den Fernleitungsnetzbetreibern als das wahrscheinlichste angesehen wird. Das Szenario I (hoher Gasbedarf) wurde indikativ untersucht. Die Modellierungen führen zu folgenden **Ergebnissen**:

- Für das Szenario II wurden bis 2015 Maßnahmen im Leitungsbau mit einer Gesamtlänge von knapp 200 km und einer zusätzlichen Verdichterleistung von 90 MW ermittelt. Dies führt zu einem Investitionsbedarf in Höhe von rund 600 Mio. Euro. Insgesamt ergeben sich bis 2022 Maßnahmen im Leitungsbau mit einer Gesamtlänge von knapp 730 km und einer zusätzlichen Verdichterleistung von knapp 360 MW. Der Investitionsbedarf hierfür wird auf rund 2.200 Mio. Euro geschätzt.
- Für Szenario I ergibt eine indikative Ermittlung für den Zeitraum 2012 bis 2022 ein Investitionsvolumen in Höhe von rund 4.800 Mio. Euro. Grundlage dieser Kostenschätzung sind Maßnahmen im Leitungsbau mit einer Gesamtlänge von rund 1.840 km und einer zusätzlichen Verdichterleistung von knapp 740 MW.

Maßgeblich für diese Ergebnisse sind neben den internen Bestellungen der nachgelagerten Netzbetreiber insbesondere die Kraftwerks- und Speichieranfragen. Für viele dieser betrachteten Projekte existiert heute weder eine finale Investitionsentscheidung noch liegt bei den Fernleitungsnetzbetreibern eine Langfristbuchung vor. Werden einige dieser Projekte nicht oder an einem anderen Standort realisiert, kann dies erhebliche Auswirkungen auf die Ergebnisse des Netzentwicklungsplans haben.

Darüber hinaus haben folgende **Eingangsprämissen** der Modellierung einen wesentlichen Einfluss auf die erforderlichen Investitionsvolumina:

- Die Bereitstellung von festen frei zuordenbaren Kapazitäten für **Gaskraftwerke**.
- Die effiziente Bereitstellung von festen frei zuordenbaren Kapazitäten unter Berücksichtigung der saisonalen Abhängigkeiten des Einspeise- und Ausspeisekapazitätsbedarfs von **Speichern**.



- Regulatorische Rahmenbedingungen für den **Einsatz kapazitätsersetzender Maßnahmen in nachgelagerten Netzen**, z.B. die Nutzung von Speichern, zur Optimierung der Gesamtkosten in der Gasversorgung.

Der Netzentwicklungsplan zeigt die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Weiterentwicklung des Fernleitungsnetzes auf. Diese beruhen auf den Ergebnissen der Modellierung des Szenarios II. Darüber hinaus werden neben konkreten Maßnahmen auch weitere Schritte zur Projektrealisierung beschrieben.

Die **Finanzierbarkeit** sowie die zeitgerechte rechtliche (insbesondere planungsrechtliche) und technische **Umsetzbarkeit** der oben dargestellten Netzentwicklung wurde in diesem Netzentwicklungsplan nicht behandelt. Diese Aspekte werden bei verbindlichen Anfragen projektspezifisch geprüft.

Es besteht aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber umfangreicher Koordinierungsbedarf zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und allen Investitionsbeteiligten. Hierzu gehört insbesondere die Synchronisierung von Netzausbau, Speicher- und Kraftwerksplanung.

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen vor, die oben genannten Aspekte und die gesamtwirtschaftliche Angemessenheit der Gasinfrastrukturprojekte intensiv mit allen Beteiligten zu diskutieren.



1 Einführung

1.1 Rechtliche Grundlage und Aufgabenstellung

Nach § 15a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sind die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, jährlich – erstmalig zum 01.04.2012 – einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan zu erstellen und der BNetzA als zuständiger Regulierungsbehörde vorzulegen. Nach § 17 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) sind die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber 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.

Die BNetzA hat zu dem von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurf des Netzentwicklungsplans alle tatsächlichen und potenziellen Netznutzer angehört und im Ergebnis am 10.12.2012 ein Änderungsverlangen zum NEP Gas 2012 veröffentlicht (Az. 8615-NEP Gas 2012).

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 Voraussetzungen erfüllt sind.

1.2 Vorgehensweise und Zeitplan

Der vorliegende Netzentwicklungsplan Gas 2012 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 16.12.2011 (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**.
- Der **Ausbaustand** des Fernleitungsnetzes und die **Ergebnisse der Modellierung** sind in **Kapitel 4** dargestellt. Bereits heute sind einige Projekte zum Ausbau des Fernleitungsnetzes im Bau. Andere Projekte sind bereits beschlossen und der Bau steht unmittelbar bevor. Darüber hinaus gibt es Planungen von Relevanz, deren Realisierung aber noch nicht beschlossen ist. In der Modellierung wurden für das Szenario II, welches aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber die höchste Realisierungswahrscheinlichkeit aufweist, detaillierte Berechnungen durchgeführt. Szenario I (hoher Gasbedarf) wurde indikativ behandelt.
- In **Kapitel 5** werden die **Netzentwicklungsmaßnahmen** entsprechend § 15a Abs. 1 EnWG sowie die Voraussetzungen und Bedingungen des Netzausbaus dargestellt. In Anlage 3 finden sich die durch die BNetzA genehmigten Netzausbaumaßnahmen des NEP 2012.
- In **Kapitel 6** erfolgen weitergehende Analysen, die sich auf das bestehende Fernleitungsnetz beziehen. Hier sind erste Überlegungen inklusive einer quantitativen Abschätzung zu den Möglichkeiten von **Power-to-Gas** im deutschen Fernleitungsnetz dargestellt. Darüber hinaus enthält Kapitel 6 Angaben zu etwaigen Folgen eines Ausfalls von Teilen der deutschen Gas-Infrastruktur. Hierdurch wird geprüft, ob die Netze der Fernleitungsnetzbetreiber die **Liefersicherheit** insbesondere für geschützte Kunden gewährleisten können.
- 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 7** werden die Aspekte gemäß **§ 17 Abs. 1 GasNZV** behandelt, die in den anderen Kapiteln noch nicht thematisiert wurden.
- In den **Perspektiven der Netzentwicklung** (Kapitel 8) werden die wichtigsten Ergebnisse zusammengefasst.



Zeitlicher Ablauf der Erstellung des Netzentwicklungsplans

Das Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2012 wurde am 20.02.2012 auf der Internetseite www.netzentwicklungsplan-gas.de veröffentlicht. Im Rahmen einer öffentlichen Konsultation vom 20.02.2012 bis 09.03.2012 wurde allen Marktteilnehmern und Interessenten Gelegenheit zur Äußerung gegeben. Zusätzlich zur Veröffentlichung im Internet fand am 29.02.2012 ein öffentlicher Workshop statt, bei dem der Netzentwicklungsplan erläutert und diskutiert wurde.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den Entwurf des Netzentwicklungsplans innerhalb der gesetzlichen Frist bis zum 01.04.2012 bei der BNetzA eingereicht. Die BNetzA hat zu dem von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurf des Netzentwicklungsplans alle tatsächlichen und potenziellen Netznutzer angehört und das Konsultationsergebnis veröffentlicht. Daraufhin hat die BNetzA am 10.12.2012 ihr Änderungsverlangen zum NEP Gas 2012 veröffentlicht.

1.3 Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung

Die FNB haben entsprechend § 15a Abs. 2 EnWG im Zeitraum vom 20.02.2012 bis 09.03.2012 der Öffentlichkeit und den nachgelagerten Netzbetreibern Gelegenheit zur Äußerung zum Entwurf des Netzentwicklungsplans gegeben. Insgesamt sind in diesem Zeitraum 46 Stellungnahmen eingegangen. Eine Übersicht über die darin enthaltenen Themen befindet sich im Anhang (Kapitel 1).

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

- *Zu kurze Konsultationsfrist*
Die gesetzliche Grundlage zur Erstellung des Netzentwicklungsplans – die EnWG-Novelle – ist am 26.07.2011 ausgefertigt worden. Der Szenariorahmen wurde am 02.02.2012 von der BNetzA bestätigt. Unter Berücksichtigung der von den FNB durchzuführenden Planungs- und Auswertungsarbeiten wurde die Konsultationsfrist von drei Wochen gewählt, um der BNetzA am 01.04.2012 fristgerecht den Entwurf des Netzentwicklungsplans vorlegen zu können.
- *Kapazitätserweiternde Maßnahmen in nachgelagerten Netzen zur Vermeidung von Netzausbau werden nicht ausgeschöpft*
Die FNB stimmen diesem vorgetragenen Kritikpunkt zu. Demnach sollten die regulatorischen Rahmenbedingungen oder ihre Auslegung dahingehend überprüft werden, inwieweit ausreichend Anreize für den Einsatz und die Nutzung von kapazitätserweiternden Maßnahmen in nachgelagerten Netzen gegeben werden. Ziel sollte es dabei sein, diese Maßnahmen gesamtwirtschaftlich angemessenen gegen einen Ausbau des Fernleitungsnetzes abzuwägen.
- *Forderung nach einem Ausbau- und Maßnahmenplan*
Im vorliegenden Netzentwicklungsplan wurde das Kapitel 5 „Projekte“ ergänzt. Die identifizierten Netzausbaumaßnahmen sind dort aufgeführt.
- *Kritik an dem zugrunde gelegten Szenariorahmen*
Die FNB haben vom 22.08. bis 09.09.2011 eine gesonderte Konsultation des



Szenariorahmens durchgeführt. Zudem fand am 31.08.2011 ein öffentlicher Workshop der FNB zum Szenariorahmen statt. Der Szenariorahmen ist am 02.02.2012 von der BNetzA bestätigt worden. Entsprechend der Vorgaben des § 15a Abs. 1 EnWG legen die FNB den bestätigten Szenariorahmen dem Netzentwicklungsplan zu Grunde.

- *Kritik an der prognostizierten Gasbedarfsentwicklung und der Datenerhebung des Szenariorahmens*
Den im NEP verwendeten Szenarien liegen anerkannte öffentliche Studien zugrunde. Die Methodik zur Weiterverarbeitung der Basisdaten ist in Kapitel 3 detailliert dargestellt. Die FNB möchten insbesondere darauf aufmerksam machen, dass die angefragten internen Bestellungen der nachgelagerten Netzbetreiber für 2012 in voller Höhe als Basis für die prognostizierte Weiterentwicklung eingegangen sind.
- *Gasaustausch an Grenzübergangspunkten*
Von Netzbetreibern und Transportkunden aus dem In- und Ausland wurde die mangelnde Berücksichtigung der Grenzübergangskapazitäten im Netzentwicklungsplan kritisiert. Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber haben sich bei der Erstellung des Szenariorahmens und des vorliegenden NEP Gas 2012 diesbezüglich weitgehend auf die Ergebnisse des von ENTSOG erstellten TYNDP bezogen, dem gemäß der EU-Verordnung Nr. 715/2009 die Rolle eines gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans zukommt.
- *Berücksichtigung der Speicher in Szenario II (2015)*
Diese Berücksichtigung der Speicher wird in Kapitel 5.5 behandelt.
- *Forderung einer Bereitstellung von festen Kapazitäten für aktuell bestehende unterbrechbare Verträge*
Nach Auslegung vieler Beteiligter bevorzugt § 39 GasNZV neue Anlagen. Dies ist in dem bestätigten Szenariorahmen auch so berücksichtigt. Wie vor diesem Hintergrund mit Forderungen der Betreiber bestehenden Anlagen umzugehen ist, unterbrechbare Kapazitäten in feste umzuwandeln, ist zu klären.
- *Fehlen detaillierter Ergebnisse der Szenarien I und III, so dass ein Kostenvergleich nicht möglich ist*
Aufgrund der kurzen Zeit zwischen der Bestätigung des Szenariorahmens und der Frist zur Übermittlung des Netzentwicklungsplans an die BNetzA am 01.04.2012 konnten nicht alle Szenarien vollumfänglich modelliert werden. Daher haben die FNB für die umfangreiche Modellierung den Fokus auf das aus ihrer Sicht wahrscheinlichste Szenario II gelegt. Netzausbaumaßnahmen in Verbindung mit dem Szenario I (höchster Gasbedarf) wurden indikativ ermittelt.
- *Veröffentlichung der Kapazitäten an Netzkopplungspunkten erwünscht*
Mitte April 2012 wurde eine Tabelle mit Informationen veröffentlicht, aus der hervorgeht, welche Kapazitäten an Grenzübergangs- und Marktgebietsübergangspunkten, Netzkopplungspunkten zu direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossenen neuen Gaskraftwerken und Speichern sowie an Netzkopplungspunkten zu nachgelagerten Gastransportnetzen (interne Bestellkapazitäten) in die Modellierung eingegangen sind (siehe Anlage 1).



2 Bestätigter Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2012

Die BNetzA bestätigte am 02.02.2012 den von den Fernleitungsnetzbetreibern eingereichten Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2012. Der Szenariorahmen bildet mit seinen Ergebnissen und Festlegungen eine wesentliche Grundlage für die im Netzentwicklungsplan Gas 2012 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/szenariorahmen/szenariorahmen.html>).

2.1 Wichtige Annahmen des Szenariorahmens

Der Szenariorahmen enthält drei Szenarien zur Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in den Verbrauchssektoren bis zum Jahr 2022, wobei für die Gasverstromung eine intensive Abstimmung mit dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Strom 2012 (NEP Strom 2012) und der BNetzA erfolgte.

Abbildung 1: Szenariorahmen zur Entwicklung des deutschen Gasbedarfs

Szenarien zur Stromerzeugung aus Gas			
Szenarien zum Gas-Endenergiebedarf	Szenario I: - Gaskapazitäten stark wachsend - FNB-Szenario hohe Gasnetzbelastung	Szenario II: - Gaskapazitäten moderat wachsend - Übernahme von ÜNB-Szenario B*	Szenario III: - Gaskapazitäten nahezu konstant - 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: Szenariorahmen für den NEP Strom 2012 der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) – Stand 08.12.2011
 ** Quelle: Prognos/EWI: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung 2010/2011
 *** Quelle: IER, RWI, ZEW, Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 (Energieprognose 2009), März 2010

Quelle: Szenariorahmen 2011

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 Bundesregierung 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**

Nach der Havarie im japanischen Kernkraftwerk Fukushima erfolgte 2011 eine Aktualisierung des Energiekonzepts 2010. Die Ergebnisse dieser Aktualisierung für das Zielszenario II B sind als „Ausstiegsszenario“ in den Energieszenarien 2011 [EWI/ Prognos/ GWS 2011] dokumentiert. Das Ausstiegsszenario unterstellt einen stark rückläufigen Energiebedarf durch Effizienzsteigerungen und wurde als niedriger Pfad des Gasbedarfs für den Szenariorahmen ausgewählt.

Entnommen wurden aus den Szenarien jeweils der Endenergiebedarf, der nichtenergetische Verbrauch in Deutschland und indirekt auch der Gasbedarf zur Fernwärmeerzeugung. Der Gasbedarf im Umwandlungssektor (inkl. Eigenbedarf) wurde hingegen aus den Kraftwerksszenarien abgeleitet.

Für den **Gasbedarf der Kraftwerke** wurden für den NEP Gas 2012 ebenfalls drei Szenarien mit einem unterschiedlichen Ausbau der Gasverstromung berechnet und den Endenergiebedarfsszenarien gemäß Abbildung 1 zugeordnet. Die in den Szenarien hinterlegte installierte Leistung der Gaskraftwerke zeigt Tabelle 1.

Tabelle 1: Veränderung der in Gaskraftwerken installierten elektrischen Kraftwerksleistung (netto) in Deutschland

Installierte Nettoleistung Erdgaskraftwerke	Einheit	2009	2015	2022	Veränderung 2022 zu 2009
Szenario I	[GW]	22	40	40	+80%
Szenario II	[GW]	22	32	31	+40%
Szenario III	[GW]	22	28	25	+12%

Quelle: Szenariorahmen 2011

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 2011].

- **Einspeisung Biogas:**

Die deutschlandweite Entwicklung der Biogasnutzung wurde der „Leitstudie 2010“ (Basisszenario 2010 A) entnommen [Leitstudie 2010], darauf aufbauend wurde eine Einschätzung zur künftigen Biogaseinspeisung entwickelt. Es wird für die Szenarien I bis III einheitlich angenommen, dass bis 2022 rund 40 % des eingesetzten Biogases zur Strom- und Wärmebereitstellung in das Gasnetz eingespeist werden.

Weitere Festlegungen des Szenariorahmens betreffen die in der Modellierung des NEP Gas 2012 zu berücksichtigenden **Speicher** in Deutschland – von den Speicherbetreibern



vorgenommene Kapazitätsreservierungen gemäß § 38 GasNZV und geltend gemachte Kapazitätsausbauansprüche gemäß § 39 GasNZV (vgl. 3.2.6) – sowie Vorgaben zur Berechnung der Auswirkungen von **Versorgungsstörungen** (vgl. 6.2).

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 2022 gegenüber 2009 zwischen 3 % (Szenario I) und 19 % (Szenario III) zurück.

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

Gasbedarf Deutschland Szenario I	Einheit	2009*	2013	2014	2015	2022	Veränderung 2022 zu 2009
Gasbedarf insgesamt	[TWh]	826	829	807	824	802	-3%
Endenergiebedarf Gas	[TWh]	583	561	553	544	532	-9%
Industrie	[TWh]	202	208	204	201	203	+0%
Haushalte	[TWh]	268	234	231	228	225	-16%
GHD	[TWh]	111	115	113	111	93	-16%
Verkehr	[TWh]	1	4	5	5	12	+692%
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	[TWh]	20	24	24	24	24	+17%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	[TWh]	213	235	221	246	237	+11%
Fernheizwerke	[TWh]	24	21	22	22	23	-5%
Kraftwerke	[TWh]	189	214	200	224	214	+13%
Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor	[TWh]	10	10	10	10	9	-5%

Quelle: Szenariorahmen 2011, * Daten zum Gasbedarf für Kraftwerke für 2009 AG Energiebilanzen, ab 2013 Modellergebnisse

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

Gasbedarf Deutschland Szenario II	Einheit	2009*	2013	2014	2015	2022	Veränderung 2022 zu 2009
Gasbedarf insgesamt	[TWh]	826	802	779	784	737	-11%
Endenergiebedarf Gas	[TWh]	583	547	537	528	492	-15%
Industrie	[TWh]	202	206	204	202	192	-5%
Haushalte	[TWh]	268	240	234	228	199	-26%
GHD	[TWh]	111	97	94	92	87	-22%
Verkehr	[TWh]	1	4	5	6	15	+909%
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	[TWh]	20	26	27	28	29	+46%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	[TWh]	213	220	205	219	206	-4%
Fernheizwerke	[TWh]	24	24	23	23	22	-11%
Kraftwerke	[TWh]	189	196	182	196	184	-3%
Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor	[TWh]	10	10	10	10	9	-5%

Quelle: Szenariorahmen 2011, * Daten zum Gasbedarf für Kraftwerke für 2009 AG Energiebilanzen, ab 2013 Modellergebnisse



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

Gasbedarf Deutschland Szenario III	Einheit	2009*	2013	2014	2015	2022	Veränderung 2022 zu 2009
Gasbedarf insgesamt	[TWh]	826	794	767	757	665	-19%
Endenergiebedarf Gas	[TWh]	583	541	530	518	448	-23%
Industrie	[TWh]	202	203	200	197	181	-11%
Haushalte	[TWh]	268	238	232	225	188	-30%
GHD	[TWh]	111	96	93	91	66	-41%
Verkehr	[TWh]	1	4	5	5	14	+866%
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	[TWh]	20	26	27	28	29	+46%
Gaseinsatz im Umwandlungssektor	[TWh]	213	217	201	201	178	-16%
Fernheizwerke	[TWh]	24	24	23	23	20	-18%
Kraftwerke	[TWh]	189	194	177	178	158	-16%
Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor	[TWh]	10	10	10	9	9	-11%

Quelle: Szenariorahmen 2011, * Daten zum Gasbedarf für Kraftwerke für 2009 AG Energiebilanzen, ab 2013 Modellergebnisse

Die **konventionelle Erdgasförderung** wird in Deutschland bis 2022 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	2009	2013	2014	2015	2022	Veränderung 2022 zu 2009
Konventionelles Erdgas	[Mio. m ³]*	14.497	11.034	10.933	10.610	5.197	-64%
Konventionelles Erdgas	[TWh H _o]**	142	108	107	104	51	-64%
Konventionelles Erdgas	[TWh H _u]***	129	98	97	94	46	-64%

* 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 2011

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist das wirtschaftlich förderbare Potenzial des **nicht-konventionellen Gases** in Deutschland noch unbekannt. Daher wird in den Szenarien keine Quantifizierung und Regionalisierung der Förderung solcher Gase vorgenommen. Gleiches gilt für **Power-to-Gas**, das eine vielversprechende und technisch verfügbare Option darstellt, die beabsichtigte Integration der erneuerbaren Energieträger in das Energiesystem zu ermöglichen. Für Power-to-Gas werden entsprechend der Festlegungen des Szenariorahmens in Kapitel 6.1 Möglichkeiten analysiert, den bei einer Elektrolyse mit überschüssigem Strom aus erneuerbaren Energien entstehenden Wasserstoff in bestehende Fernleitungsnetze einzuspeisen.

Die **Biogaseinspeisung** in Deutschland wird deutlich zunehmen. Allerdings kann der Rückgang der konventionellen Erdgasförderung durch den Ausbau der Biogaseinspeisung bis zum Jahr 2022 nicht annähernd ausgeglichen werden.



Tabelle 6: Veränderung der Biogaseinspeisung in Deutschland

	Einheit	2009	2013	2014	2015	2022	Veränderung 2022 zu 2009
Biogas zur Stromerzeugung [Basisszenario 2010 A, Leitstudie]	[TWh]	10	13	14	15	20	+99%
Gasförmige (und flüssige) biogene Brennstoffe zur Wärmebereitstellung [Basisszenario 2010 A, Leitstudie]	[TWh]	17	21	22	23	28	+60%
Biogaseinspeisung in Deutschland* [Prognos]	[TWh]	1	8	9	11	19	+1822%

Quelle: Szenariorahmen 2011, * 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 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	2009	2013	2014	2015	2022	Veränderung 2022 zu 2009
Szenario I	[TWh]	696	723	701	719	737	+6%
Szenario II	[TWh]	696	696	673	680	672	-4%
Szenario III	[TWh]	696	688	660	652	600	-14%

Quelle: Szenariorahmen 2011

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 noch wichtiger ist die **regionale Verteilung** des Gasbedarfs, des Gasaufkommens und – als Bilanzgröße – des Erdgas-Importbedarfs. Der regionale Erdgas- und Kapazitätsbedarf der Kraftwerke lag durch die standortbezogene Modellierung des Kraftwerksparks bereits vor. Auch für das Erdgasaufkommen ergab die Prognose regionale Daten zu den Erdgasquellen. Für die anderen Verbrauchssektoren und die Biogaseinspeisung wurden die Kreisergebnisse mit einem Top-down Ansatz abgeleitet. Mit Datenbeständen aus einem 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 und einer agrarflächenbezogenen Kennziffer. Im Ergebnis dieses Verfahrens lag eine **kreisscharfe Zuordnung des Gasbedarfs** vor.



3 Modellierung der Fernleitungsnetze

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben gemeinsam eine Methodik zur deutschlandweiten Modellierung der Fernleitungsnetze entwickelt, um damit den in Kapitel 1.1 genannten rechtlichen Anforderungen nachzukommen.

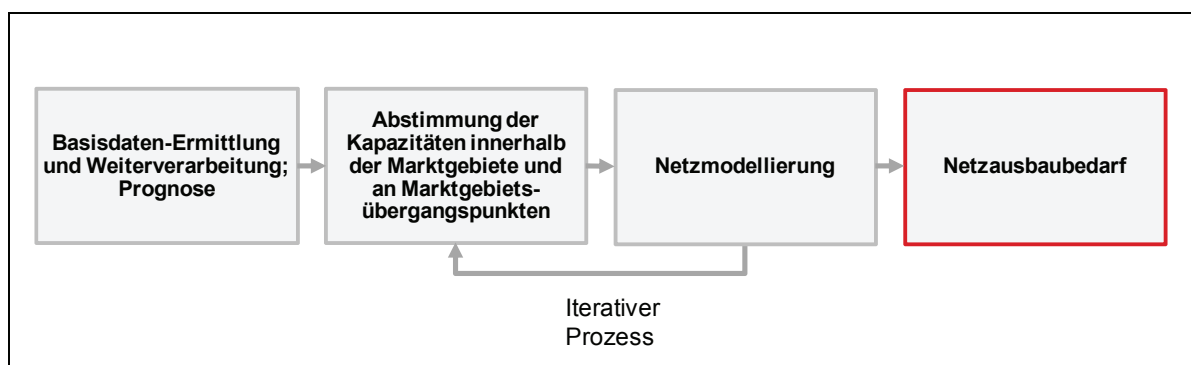
Dieser Modellierungsansatz konnte für Szenario II – das mittlere Gasbedarfsszenario (vgl. 2.1) – vollumfänglich umgesetzt werden. Um in der begrenzten Zeit zwischen der Bestätigung des Szenariorahmens und der Veröffentlichung dieses Dokuments noch Ergebnisse für Szenario I (d. h. höherer Gasbedarf) präsentieren zu können, war es erforderlich, die Detailtiefe in der Betrachtung dieses Szenarios zu reduzieren und auf eine Modellierung des Szenarios III (niedrigerer Gasbedarf) komplett zu verzichten.

Die im Folgenden vorgestellte Methode der Netzmodellierung bezieht sich ausschließlich auf Szenario II.

3.1 Grundsätzliche Vorgehensweise

Ausgangspunkt der Modellierung war die Ermittlung und Weiterverarbeitung von relevanten Daten zu Gasmengen und Kapazitäten sowie darauf aufbauende Prognosen (vgl. Abbildung 2). 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 dienten.

Abbildung 2: Grundsätzliches Vorgehen bei der Netzmodellierung



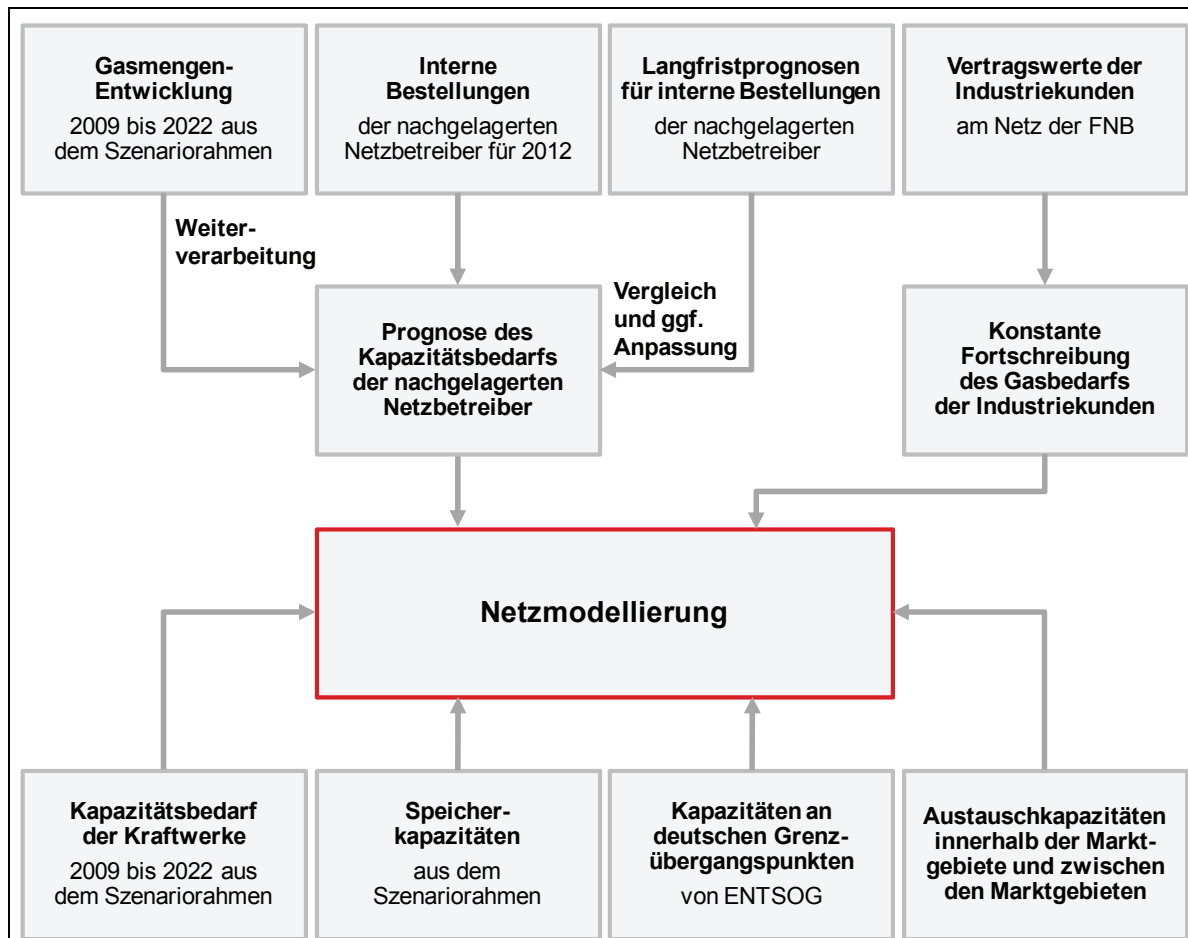
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

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 3 zeigt alle wichtigen Eingangsgrößen für die Netzmodellierung inklusive des Zwischenschritts der Prognose für die Jahre 2015 und 2022.



Abbildung 3: 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 2009 bis 2022 genutzt, die auf Ebene der 412 deutschen Stadt- und Landkreise von der Prognos AG bereitgestellt wurden. Die im Szenariorahmen zugrunde gelegte Kraftwerksliste wurde durch die BNetzA mit den Übertragungsnetzbetreibern abgestimmt. 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 2012 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. Ebenfalls berücksichtigt wurden



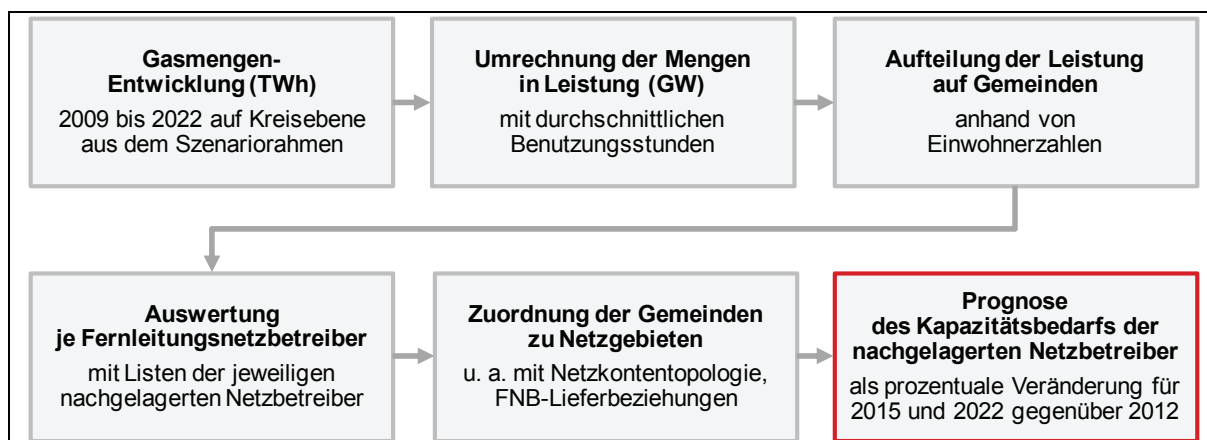
die unverbindlichen langfristigen Prognosen der internen Bestellungen durch die nachgelagerten Netzbetreiber für die Jahre 2013 bis 2022.

- **Industriekunden**
Hier wurden die den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Vertragswerte der Industriekunden genutzt.
- **TYNDP von ENTSOG**
Dem Ten-Year Network Development Plan von ENTSOG (European Network of Transmission System Operators Gas) wurden die Kapazitäten an deutschen Grenzübergangspunkten von 2011 bis 2020 (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 4). Hierin nicht enthalten sind solche Gasverbraucher, wie Kraftwerke und Industriekunden, die direkt an das Netz der Fernleitungsnetzbetreiber angeschlossen sind.

Abbildung 4: Weiterverarbeitung der Basisdaten für die Prognose des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber



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 2009 bis 2022 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 8). Zur Berücksichtigung der Biogaseinspeisungen wurden die im Szenario-rahmen ausgewiesenen Werte mit 8.760 Bh in Leistungswerte umgerechnet (Annahme: konstante Biogaseinspeisung) und von den Leistungsbedarfswerten der Stadt- und Land-



kreise abgezogen. Somit reduziert sich der für die weitere Berechnung zu Grunde gelegte Leistungsbedarf um die jeweiligen Biogaseinspeisungen.

Tabelle 8: 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

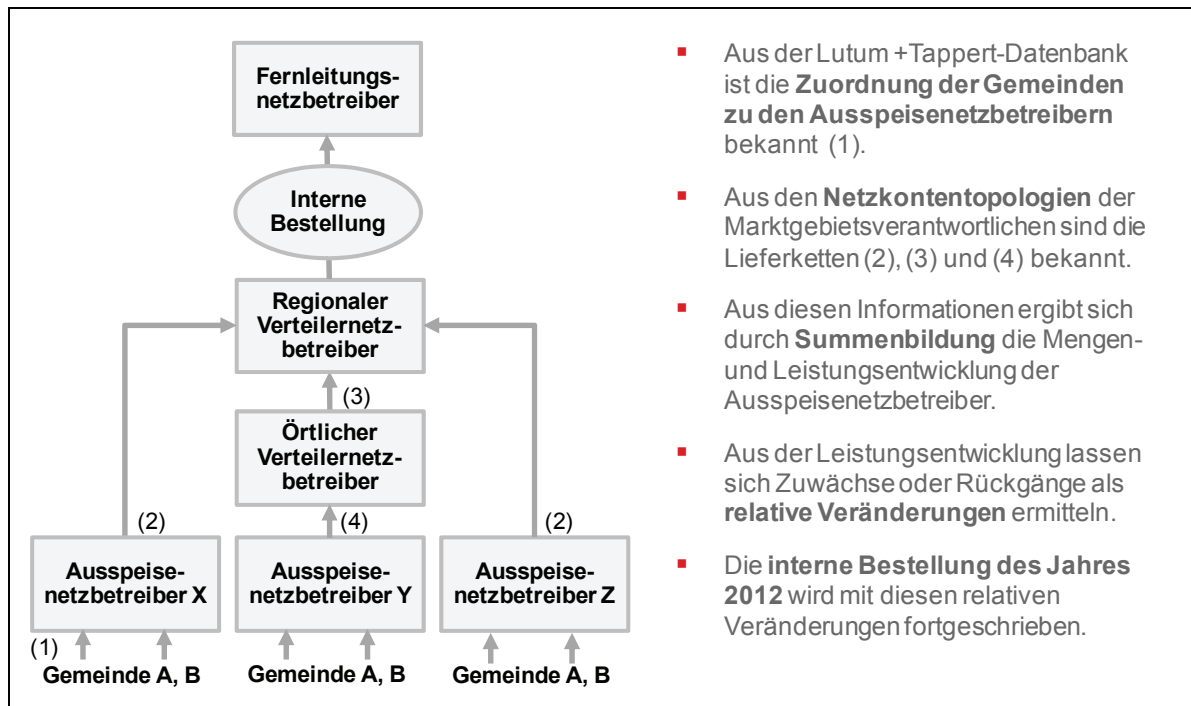
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

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 5). Dieser Schritt lieferte für jeden nachgelagerten Netzbetreiber einen bestimmten Anteil an der Versorgung eines Kreises.



Abbildung 5: 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 abgeleitet. Im Ergebnis liegt eine aus dem Szenariorahmen abgeleitete **Prognose des Kapazitätsbedarfs je nachgelagertem Netzbetreiber** für die Jahre 2015 und 2022 vor.

Diese Prognose bildet auf Basis der ermittelten Gasbedarfsentwicklung im Szenariorahmen die Grundlage für die Fortschreibung der internen Bestellung des Jahres 2012, da sie mit dem in Szenario II prognostizierten Verbrauchs- bzw. Leistungsrückgang korrespondiert.

Die unverbindlichen Langfristprognosen der internen Bestellungen gemäß Kooperationsvereinbarung IV (KoV IV) wurden mit den Ergebnissen der weiterverarbeiteten Basisdaten des Szenariorahmens verglichen. Hierbei wurde festgestellt, dass der weit überwiegende Teil der Langfristprognosen einen konstanten bzw. einen pauschal steigenden Kapazitätsbedarf prognostiziert und somit nicht mit den Annahmen des Szenario II übereinstimmt.

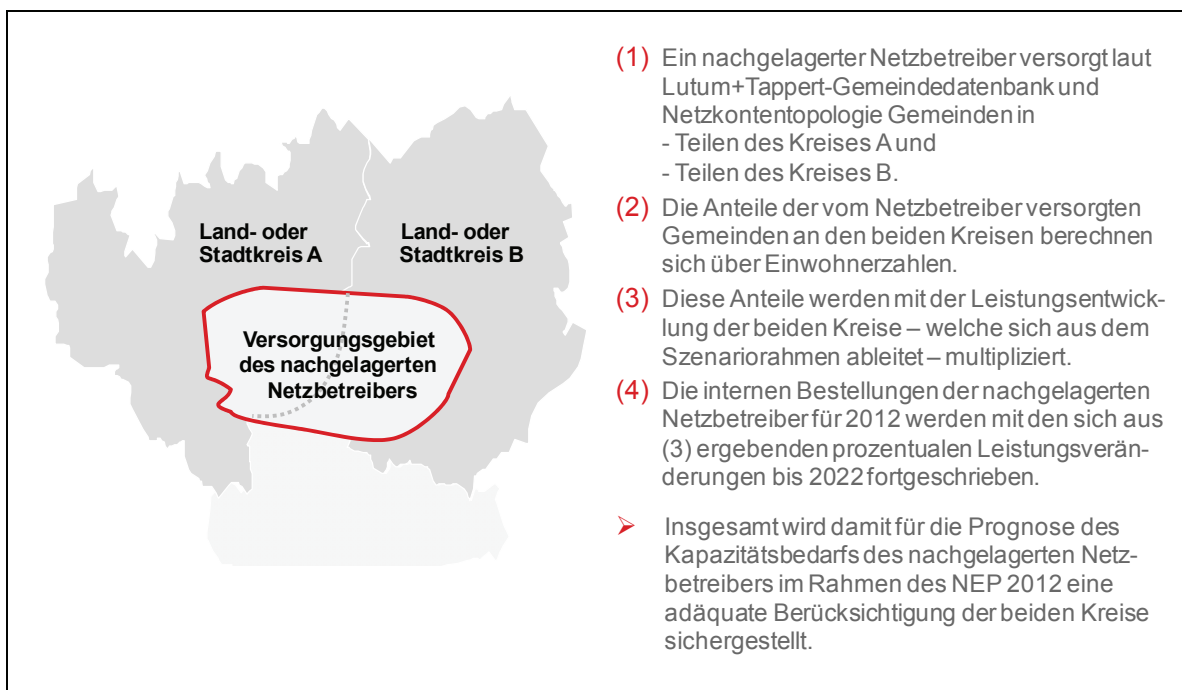
Daher wurden für die Prognose der langfristigen Kapazitätsentwicklung der nachgelagerten Netzbetreiber überwiegend die auf Szenario II beruhenden Fortschreibungen verwendet.



Diejenigen Fälle, in denen von dieser Vorgehensweise abgewichen wurde, sind mit den entsprechenden Begründungen in Anlage 2 aufgeführt.

Die nachfolgende Abbildung 6 veranschaulicht das oben dargestellte Vorgehen zur Weiterverarbeitung der Daten am Beispiel eines nachgelagerten Netzbetreibers.

Abbildung 6: Weiterverarbeitung der Daten am Beispiel eines nachgelagerten Netzbetreibers



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

3.2.3 Austauschkapazitäten innerhalb der Marktgebiete und zwischen den Marktgebieten

Die Austauschkapazitäten 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 2012 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.

Für eine mögliche Umstellung von L- auf H-Gas wurde das Netzumstellungskonzept (d. h. die Umstellreihenfolge) der Arbeitsgruppe L-Gasnetzbetreiber verwendet. Die Umstellung wurde dabei dergestalt berücksichtigt, dass bis zum Jahr 2022 mit einem Rückgang der L-Gas-Produktion um 9 GW zu rechnen ist.



3.2.4 Kapazitäten an Grenzübergangspunkten

In der Langfassung des Szenariorahmens vom 22.08.2011 wurde die geplante Kapazitätsentwicklung gemäß ENTSG an den deutschen Grenzübergangspunkten dargestellt. Die Modellierung zum NEP 2012 folgt dieser Entwicklung größtenteils, weicht hiervon allerdings an einigen Stellen aus folgenden Gründen ab:

- terranets bw GmbH (terranets), jorgasTransport GmbH (jorgas) und teilweise auch bayernets werden im TYNDP von ENTSG für 2011 bis 2020 nicht aufgeführt.
- Die Open Season der Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (GUD) wird nicht vollumfänglich umgesetzt.
- Der aktuelle TYNDP von ENTSG ist im Jahr 2010 entstanden und ist somit bereits in Teilen überholt. Dies betrifft z. B. Marktgebietszusammenlegungen oder fehlende Lastflusszusagen.
- Die Entscheidung vom Dezember 2011, das LNG-Terminal im französischen Dunkerque auf eine Kapazität von rund 10 Mrd. m³ pro Jahr auszubauen sowie der Plan, das LNG-Terminal in Fos Cavaou bei Marseille zu erweitern, führen zu einer weiteren Diversifizierung der Gasversorgung der EU. Mittelfristig werden in Frankreich Gasmengen für den Export nach Norden und Osten zur Verfügung stehen. GRTgaz und GRTgaz Deutschland (GRT) planen, dass ab ca. 2017 ein physischer Transport von Medelsheim in Richtung NetConnect Germany mit zunächst 4,2 GW Leistung zur Verfügung stehen wird.
- Fluxys TENP untersucht die komplette Reversierung des TENP Transportsystems, um den Gasfluss vom Einspeisepunkt Wallbach (CH) zu den Ausspeisepunkten in Eynatten (B) und Bocholtz (NL) zu ermöglichen. Daher wurde in der Modellierung von einer Reverse-Flow-Kapazität bis 2022 von rund 28 GW ausgegangen.

3.2.5 Kraftwerksanfragen

Die für den NEP relevanten Kraftwerksanfragen lassen sich 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. Die jeweiligen Verbrauchswerte sind daher bereits in den Prognosen für die nachgelagerten Netzbetreiber enthalten (vgl. 3.2.2).

In jedem Fall ist entsprechend der Bestätigung des Szenariorahmens durch die BNetzA der Stichtag für die Berücksichtigung von Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüchen im NEP 2012 der 30.11.2011.



3.2.6 Speicher

Die im Szenariorahmen 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 30.11.2011.

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.psiolandgas.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.



4 Ergebnisse der Modellierung

4.1 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. In der Modellierung werden auch an das Fernleitungsnetz der Fernleitungsnetzbetreiber angrenzende Projekte, wie beispielsweise die Nordeuropäische Erdgasleitung (NEL), berücksichtigt. Die NEL befindet sich bereits in der Bauphase. Ziel ist die Anbindung der Nord Stream-Pipeline von Greifswald über die Orte Heidenau und Achim nach Rehden. Im Zuge der Errichtung der NEL erfolgt beispielsweise auch der Bau von zwei Verdichterstationen in Achim und Rehden sowie mehrerer Ausspeisestellen zur Übergabe von Gasmengen aus der NEL. Im Folgenden werden die bei der Modellierung berücksichtigten Projekte (im Bau befindlich und FID) dargestellt.

Die **Loopleitung von Sannerz nach Rimpar** verläuft vorwiegend parallel zu einer bereits bestehenden Leitung der Open Grid Europe (OGE). Startpunkt ist Sannerz in Hessen, der Endpunkt ist Rimpar in Bayern. Die Leitungsverbindung dient dem Transport eines Teils des H-Gases aus Norddeutschland in Richtung Süden. Die Raumordnungsverfahren wurden im Januar 2011, die sich daran anschließenden Planfeststellungsverfahren wurden im Frühjahr 2012 abgeschlossen. Mit den Bauaktivitäten wurde begonnen. Die Inbetriebnahme ist zum 01.10.2012 vorgesehen.

Bei der **Teilparallelisierung MEGAL Bis** (MEGAL) handelt es sich um die Errichtung einer Pipeline entlang zu einer bestehenden Leitung (Loopleitung) 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 Leitung von der deutsch-österreichischen Grenze bei Oberkappel bis Schwandorf. Mit den Gesellschafterinnen Open Grid Europe und GRTgaz Deutschland bestehen langfristige Verträge zur Gebrauchs- und Nutzungsüberlassung des Leitungssystems der MEGAL. Das Raumordnungsverfahren wurde im Jahr 2010, das darauffolgende Planfeststellungs-



verfahren wurde im Dezember 2011 abgeschlossen. Mit bauvorbereitenden Aktivitäten konnte bereits begonnen werden. Die neue Loopeitung soll zum 01.10.2012 betriebsbereit sein.

Im Zuge der Verbindung MEGAL-MIDAL ist zusätzlich der Bau einer Loopeitung von Reckrod nach Wirtheim – **MIDAL Süd Loop** – und die **Anschlussleitung Gernsheim** durch GASCADE Gastransport GmbH (GASCADE) geplant. GRT errichtet die zugehörige Verdichterstation in Gernsheim. Die Inbetriebnahmen sind derzeit für das Jahr 2014 vorgesehen.

Tabelle 9: Bei der Modellierung berücksichtigte Pipeline-Projekte (im Bau und FID) der Fernleitungsnetzbetreiber

Fernleitungsnetzbetreiber	Projektname	Status [im Bau/ FID*]	Länge [km]	Druckstufe [bar]	Durchmesser [mm]	(Geplanter) Verlauf
OGE	Loopeitung Sannerz-Rimpar	im Bau	ca. 67	100	1.000	Sannerz (Hessen) bis Rimpar (Bayern)
OGE	Teilparallelisierung MEGAL Bis	im Bau	ca. 72	100	1.000	Schwandorf (Oberpfalz) bis Windberg (Niederbayern)
GASCADE	MIDAL Süd-Loop	FID	ca. 86	90	1.000	Reckrod bis Wirtheim
GASCADE	Anschlussleitung Gernsheim	FID	ca. 16	90	500	Herchenrode bis Gernsheim

* FID – Final Investment Decision

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Neubau und Erweiterung von Verdichterstationen

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:

- Neubau einer Verdichterstation in Rehden, vorgesehen ist hier ein Anschluss der MIDAL und der NEL (2x 10 MW), geplante Inbetriebnahme 2012.
- Erweiterung der Verdichterstation Bunde (2x 6,5 MW), Messanlage, Gebäude, Stationsverrohrung, geplante Inbetriebnahme 2012.
- Erweiterung der Verdichterstation Lippe (1x 15 MW), Upgrade Verdichter, geplante Inbetriebnahme 2013.
- Neubau einer Verdichterstation in Achim im H-Gas-System (ca. 15 MW), geplante Inbetriebnahme 2014.

Zu den derzeit **geplanten Anlagen** zählen:

- Bei der Verbindung MEGAL-MIDAL erfolgt die Errichtung eines Verdichters (FID liegt vor) 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.

- Erweiterung der Verdichterstation Weisweiler (1x 13 MW), FID liegt vor, geplante Inbetriebnahme 2013.
- Verdichterstation bei Quarnstedt, finale Investitionsentscheidung liegt noch nicht vor (non-FID), beabsichtigt ist eine Verdichtung für Kapazitäten in Richtung Dänemark.

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 Standortes 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 10: 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

Die Fernleitungsnetzbetreiber betreiben Anlagen, welche die Anforderungen der 13. BImSchV bzw. TA-Luft derzeit noch nicht erfüllen. Für diese Altanlagen besteht eine Nachrüstpflicht bis spätestens 01.10.2015 (BImSchV) bzw. nach der TA-Luft bis Juli 2012. 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 11: Maßnahmen zur Einhaltung der Emissionsgrenzen 13. BImSchV und TA-Luft

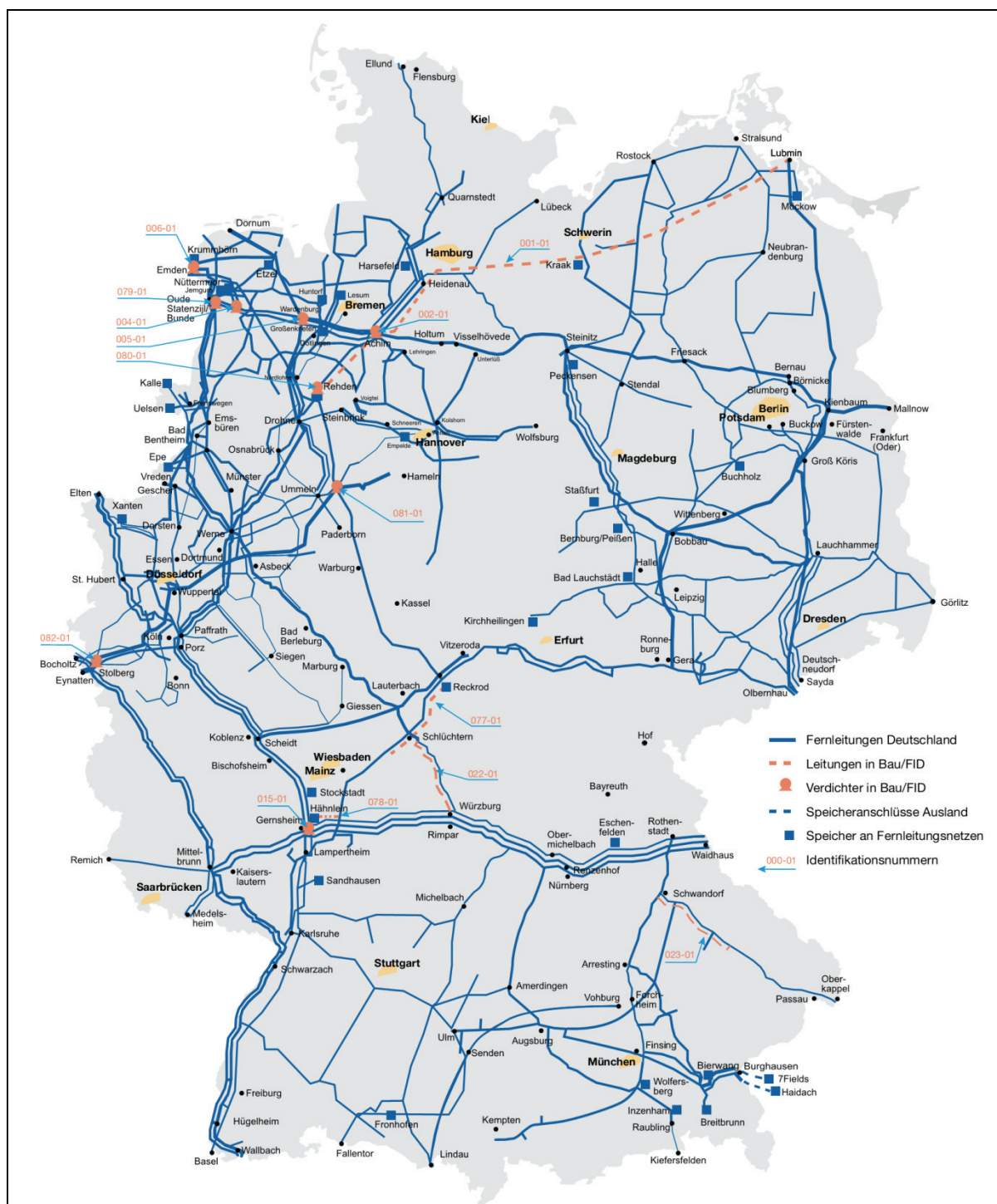
Eigentümer	Anlage	Maßnahme
GUD	Verdichterstation Folmhusen Verdichterstation Wardenburg Verdichterstation Rysum	Zusätzliche Einheit mit erhöhter Leistung, FID Ersatz von Einheiten, Erhöhung der Leistung, in Planung Austausch einer Einheit, Erhöhung der Leistung, in Planung
terraneis	Scharenstetten 2	Ertüchtigung Gasturbine
OGE	Emsbüren Maschineneinheit 2 Emsbüren Maschineneinheit 3 Gernsheim Maschineneinheit 2 Gernsheim Maschineneinheit 3 Krummhörn Maschineneinheit 3 Waidhaus Maschineneinheit 2 Waidhaus Maschineneinheit 3 Werne Maschineneinheit 5 Werne Maschineneinheit 6 Werne Maschineneinheit 7 Werne Maschineneinheit 8	Umbau auf LE Verbrennungssystem Austausch Gasturbine Austausch Kernturbine gegen LE-Version Austausch Kernturbine gegen LE-Version Einsatz EKOL-Flammrohr Umbau auf LE Verbrennungssystem Umbau auf LE Verbrennungssystem Umbau auf LE Verbrennungssystem und Rekuperator Umbau auf LE Verbrennungssystem und Rekuperator Einsatz Kohlenmonoxid-Katalysator 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 Wildenranna Maschineneinheit 1 Wildenranna Maschineneinheit 2 Waidhaus Maschineneinheit 2 Waidhaus Maschineneinheit 3 Waidhaus Maschineneinheit 5	Umbau auf LE Verbrennungssystem Umbau auf LE Verbrennungssystem Umbau auf LE Verbrennungssystem Austausch der Verdichteranlage Austausch der Verdichteranlage Austausch des Maschinenstrangs Austausch des Maschinenstrangs Austausch des Maschinenstrangs
METG	Porz Maschineneinheit 5 Porz Maschineneinheit 6 Scheidt Maschineneinheit 1 Scheidt Maschineneinheit 4	Austausch des Maschinenstrangs Austausch des Maschinenstrangs Austausch des Maschinenstrangs 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



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

Abbildung 7: Das deutsche Gas-Fernleitungsnetz im Überblick



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber



Weitere Pipeline-Projekte ohne finale Investitionsentscheidung

Für die folgenden Projekte liegen keine finalen Investitionsentscheidungen der Fernleitungsbetreiber vor; diese wurden im Zuge der Modellierung überprüft.

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 Transportleitungssystem 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 Voigtslach wurde bereits realisiert. Der hier behandelte zweite rund 26 km lange Teilabschnitt von Voigtslach nach Bergisch Gladbach führt zu einem dann durchgehend parallelisierten Transportsystem.

Bei der **Leitung GuD Kraftwerk Leipheim** handelt es sich um ein Netzanschlussbegehren der SWU Energie GmbH (Stadtwerke Ulm/ Neu-Ulm) zur Errichtung eines GuD Kraftwerkes in Leipheim. Dafür ist eine Verbindungsleitung von der bestehenden Gashochdruckleitung Vohburg-Senden und dem Kraftwerk Leipheim erforderlich. Die Inbetriebnahme wird voraussichtlich im Jahr 2017/2018 erfolgen.

Bei der **MONACO-Leitung** handelt es sich um die Planung einer Gashochdruckleitung von Burghausen nach Amerdingen (Grenze zu Baden-Württemberg), die an das Projekt SEL anschließt. Aktuell wird das Planfeststellungsverfahren für den 1. Bauabschnitt von Burghausen zum Netzknoten Finsing (bei München) vorbereitet. Mit Errichtung der Leitung Burghausen – Finsing 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 Bedarf für neue Netzkunden u. a. Kraftwerksanfragen im Netz der bayernets decken.

Beim Projekt **Ausbau Fockbek-Ellund** geht es um eine Loop-Leitung zur bestehenden Erdgas-Pipeline DEUDAN. Ziel ist hier eine Kapazitätssteigerung des Netzes in Richtung Dänemark.

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.



4.2 Besonderheiten der L-Gas-Versorgung

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 unterschiedlichen Erdgasbeschaffenheiten müssen aus technischen und eichrechtlichen Gründen in definierten Grenzen getrennt voneinander gehalten werden. Kunden, die mit einer veränderten Beschaffenheit versorgt werden müssen, 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 Beschaffenheitsgrenzen beachtet werden.

Die L-Gas-Aufkommen in Deutschland und den Niederlanden gehen in ihrer Leistung kontinuierlich zurück [WEG 2011]. In 2011 wurde ein Arbeitskreis der Fernleitungsnetzbetreiber mit L-Gas Netzen gegründet, der die zukünftige Entwicklung des L-Gas-Bereichs vor dem Hintergrund des Rückgangs der lokalen Produktionsleistung analysiert. Der Arbeitskreis steht im engen Kontakt mit den deutschen und niederländischen L-Gas-Produzenten, der BNetzA sowie mit nachgelagerten Netzbetreibern. Die Ergebnisse des Arbeitskreises sind Basis für die im NEP gezeigten Ergebnisse.

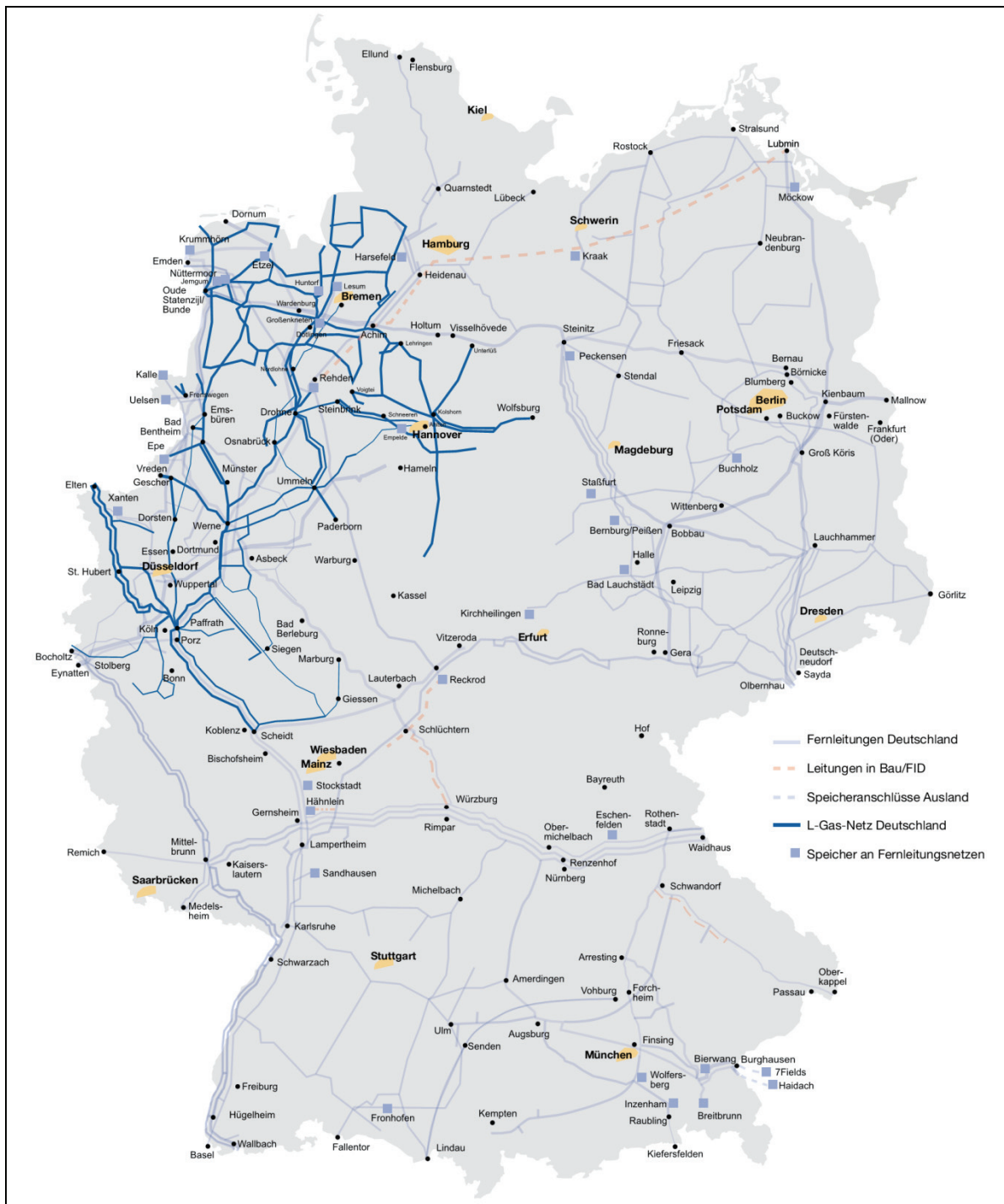
Mittelfristig wird aufgrund des kontinuierlichen Rückgangs der lokalen L-Gas-Produktion in Deutschland die Notwendigkeit für die Umstellung von Netzbereichen auf eine Versorgung mit H-Gas gesehen. Die Ziele bzw. die Anforderungen zur weiteren Versorgung mit L-Gas sind jedoch unterschiedlich und teilweise durchaus konträr zueinander:

- Die sichere Versorgung der aktuell mit L-Gas versorgten Verbraucher muss weiterhin sicher gestellt 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 werden können.
- Die bei einer Umstellung von L-Gas-Bereichen auf H-Gas entstehenden Kosten und deren direkte Weiterbelastung an die betroffenen Verbraucher werden vermutlich zu erheblichen Akzeptanz- und Umsetzungsproblemen führen. Die Umsetzbarkeit und Durchführbarkeit der Umstellung ist vor dem Hintergrund der ungeklärten regulatorischen Frage der Kostenallokation derzeit unsicher.

Durch die Anreizregulierung, der die Fernleitungsnetzbetreiber unterliegen, besteht die Notwendigkeit zu einer effizienten Entwicklung der Netze. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber lassen sich die ersten beiden Ziele am effizientesten durch einen mittelfristigen Umstellungsfahrplan erfüllen.



Abbildung 8: L-Gas-Netz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber



Aktuelle L-Gas-Leistungsbilanz

Die drei Szenarien des Netzentwicklungsplans sollen die Bandbreite der möglichen Entwicklung des Gasmarktes und daraus resultierend des Leistungs- bzw. Transportbedarfs aufzeigen. Die folgende Abbildung 9 zeigt die L-Gas-Bilanz unter Berücksichtigung der drei Szenarien. Die Angebotsseite ist dabei für alle Szenarien gleich.

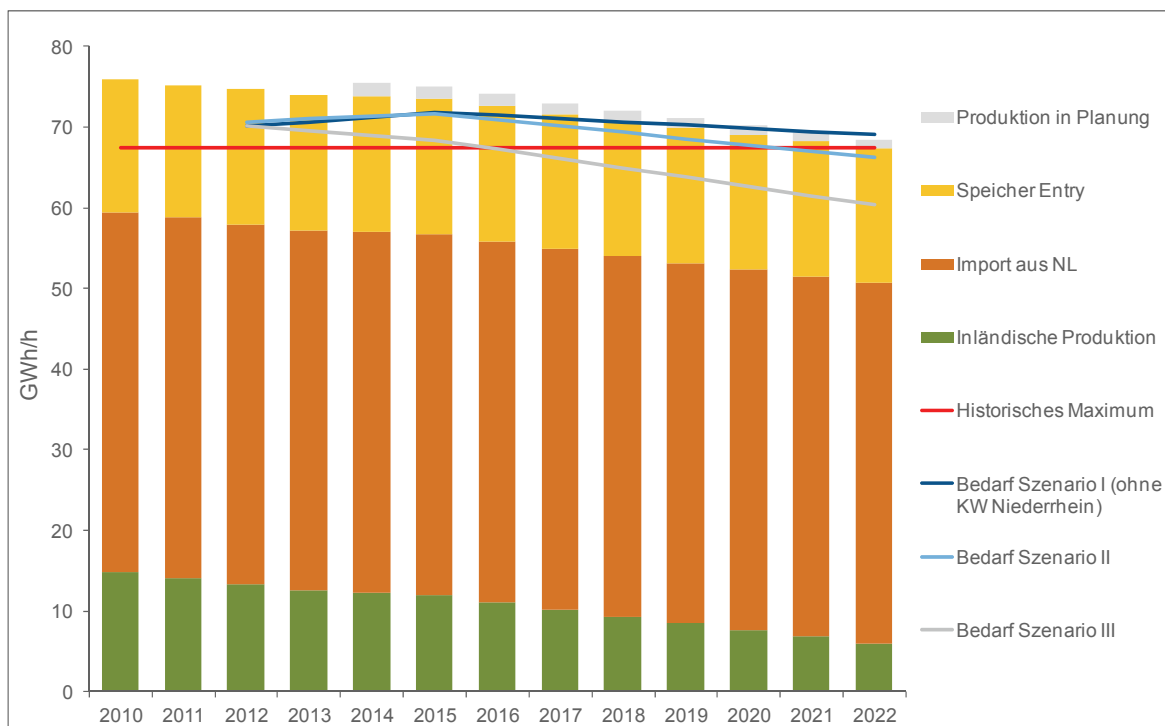
- **Importe aus den Niederlanden:**
Den größten Beitrag auf der Einspeiseseite leisten die Importe aus den Niederlanden. Die aufgezeigte Leistung ist die im Spitzenlastfall übernehmbare Leistung, die die festen Transport-Kapazitäten an den Import-Stationen übersteigt. In Abstimmung mit den niederländischen Produzenten und dem niederländischen Fernleitungsnetzbetreiber ist diese Importleistung aus den Niederlanden bis 2022 als konstant angesetzt. Die Importleistung stellt über 60 % der L-Gas Versorgungsleistung dar.
- **Speicher:**
Bei der Speicherleistung wurden die Auslagerungskennlinien der Speicher berücksichtigt. Hierzu wurde in der Regel ein 50 %-iger Füllstand angesetzt. Es wurden nur Leistungen berücksichtigt, die transporttechnisch realisierbar sind, d. h. die Leistung liegt unterhalb der Summe der Auslagerungsleistungen der Speicher im L-Gas-Gebiet.
- **Inländische Produktion:**
Bei der inländischen Produktion wurde der im Szenariorahmen 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 2011 – ist der zeitgleiche maximale stündliche L-Gasverbrauch in Deutschland. In 2012 ist für alle Szenarien die Leistung eingetragen, wie sie in der Modellierung berücksichtigt wird (ohne Einlagerung in die Speicher). Der Anstieg in den Szenarien I und II in 2015 ist auf die Berücksichtigung neuer Gaskraftwerke in Braunschweig sowie im Raum Düsseldorf/ Köln (im Szenario II) zurückzuführen.

Zusätzlich zu den im Szenario II genannten Kraftwerken ist im Szenario I ein Kraftwerk im Bereich Niederrhein aufgeführt. Bei Berücksichtigung auch dieses Kraftwerkes im L-Gas-Gebiet im Szenario I ist die Leistungsbilanz bereits ab 2015 deutlich unterdeckt, weshalb dieses Kraftwerk in der Leistungsbilanz (vgl. Abbildung 9) nicht berücksichtigt ist.

Ohnehin weist die L-Gas-Bilanz nur eine knappe Deckung des Leistungsbedarfs durch die verfügbare Versorgungsleistung auf. Bis in etwa 2017 ist die Bilanz aber auch im Szenario I noch planerisch gedeckt, ohne die Produktion in Planung zu berücksichtigen.



Abbildung 9: Deutschlandweite kapazitative L-Gas-Bilanz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

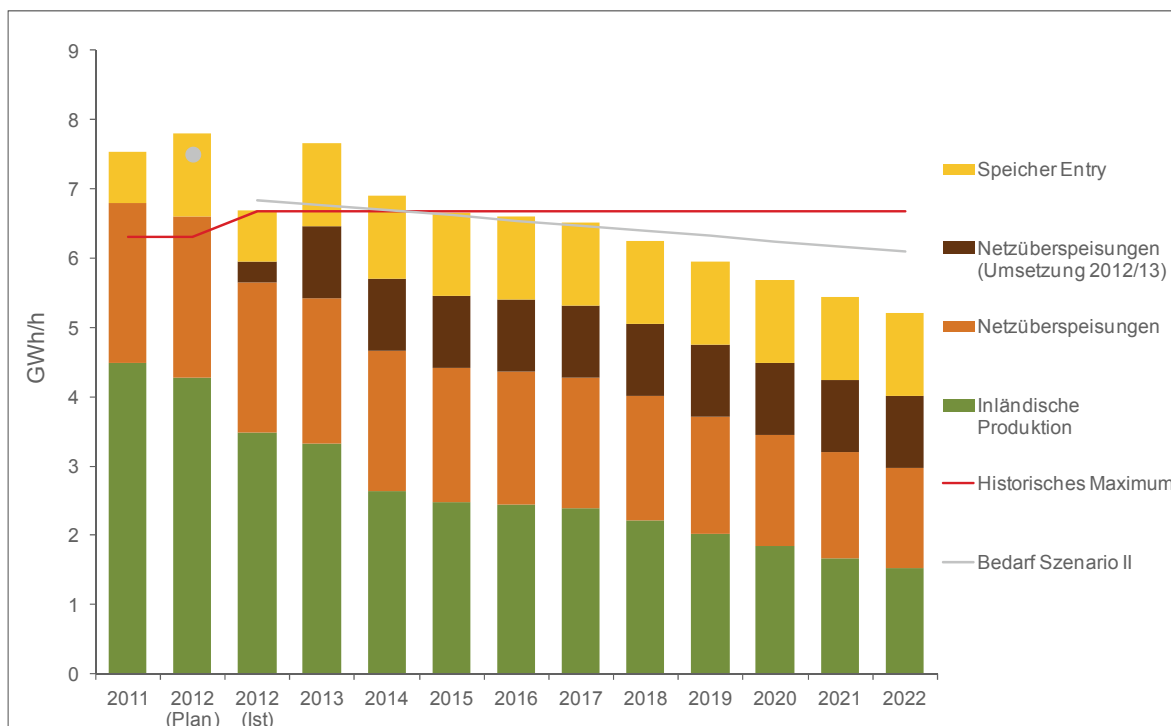
Die deutschlandweite Leistungsbilanz gibt alleine nicht die Versorgungssituation wider.

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 (zusätzliche) Leistungen aus anderen Bereichen zu kompensieren. Zusätzlich zur deutschlandweiten Bilanz wurden daher zwei lokale Bilanzen betrachtet.

Zum Einen ist dies die Bilanz des unmittelbar von Produktionsmengen abhängigen Netzbereiches der Nowega. Auf Basis erster Erkenntnisse aus der Lastflusssituation in der extremen Kälteperiode im Februar 2012 ist mit erheblichen Anpassungen der Leistungsbilanz des Nowega-Netzes zu rechnen (vgl. Abbildung 10):



Abbildung 10: Kapazitative L-Gas-Bilanz Netz Nowega



Quelle: Nowega, vorläufige Auswertung, Datenstand: Mitte Februar 2012

Vor dem Hintergrund dieser erheblichen Veränderungen der Aufkommens- und Abnahmeleistungen werden über die für 2012/2013 geplante Erhöhung von Übergabeleistungen hinaus durch Nowega entsprechend der Verpflichtung zum bedarfsgerechten, kosteneffizienten Ausbau des Netzes Maßnahmen zur Verringerung des lokalen Leistungssengpasses geprüft.

Führt diese Prüfung bis Mitte 2012 zu keinem belastbaren Ergebnis, ist entsprechend der zeitlichen Regelungen für eine Qualitätsumstellung von Netzen die bereits zwischen Nowega und E.ON Avacon erörterte Umstellmaßnahme mit Wirkung zum 01.10.2015 einzuleiten.

Die zweite Bilanz betrifft die Versorgung des Bereiches nördlich von Werne, die von GUD und OGE untersucht wurde. Diese Bilanz ist gedeckt, wenn der prognostizierte starke Rückgang des Bedarfs bei Endverbrauchern gemäß Szenario II eintritt und die Leistung aus der Produktion sich nicht schlechter entwickelt als von der WEG prognostiziert (relevant sind die verfügbaren Mengen aus Großenkneten (im L-Gas) sowie in Ahlten (bzw. Steinbrink).

Notwendig ist eine Umstellung auf H-Gas sicher dann, wenn eine der (lokalen oder die globale) Bilanz planerisch eine Unterdeckung zeigt. Die Umstellung von Netzbereichen wird allein auf Grund der in Abbildung 10 dargestellten Entwicklung bis 2022 als notwendig angesehen. Angesichts des kontinuierlich abnehmenden Verlaufs der deutschlandweiten L-Gas-Bilanz ist die Kompensation eines lokalen Leistungsmangels durch einen umfangreichen Ausbau des Transportnetzes sicher keine nachhaltige Lösung.



Konkret wird aktuell die Umstellung eines kleineren Teilbereichs der E.ON Avacon geprüft. Dieser Bereich kann über die ONTRAS – VNG Gastransport GmbH (ONTRAS) versorgt werden. Wichtig ist, anhand dieses Bereiches die notwendigen Prozesse zu entwickeln und zu etablieren.

In nachfolgenden Netzentwicklungsplänen werden die Umstellungspläne weiter entwickelt.

4.3 Szenario II

Die bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans identifizierten physischen Engpässe lassen sich verschiedenen räumlichen Netzbereichen und Erdgasbeschaffenheiten zuordnen. Gemäß dieser Engpässe gliedern sich die Betrachtungen für Szenario II in die H-Gas-Räume Nord, West/ Süd und Ost sowie die L-Gas-Räume Nord und West.

4.3.1 Raum H-Gas Nord

Beschreibung

In den vergangenen Jahrzehnten war Dänemark ein Gas-Exportland. Die vorherrschende Flussrichtung in Schleswig-Holstein war daher ein Nord-Süd-Fluss von Mengen bis Hamburg und darüber hinaus. Die im Raum Schleswig-Holstein und Hamburg verbrauchten Gasmengen stammten im Wesentlichen aus dänischen Vorkommen. Zukünftig (voraussichtlich nach 2017/2018) stellt sich Dänemark hauptsächlich auf eine Versorgung durch Importe aus Deutschland über die Station Ellund ein.



Abbildung 11: Raum H-Gas Nord (Szenario II)



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber



Geänderte Anforderungen

Gegenüber der bisherigen Kapazitätsauslegung sind im Szenario II die folgenden wesentlichen Änderungen enthalten.

Tabelle 12: Geänderte Anforderungen im Raum H-Gas Nord für 2015 und 2022 gegenüber 2012 (Szenario II)

	2015	2022
Kraftwerke	Neue Gaskraftwerke in Kiel (+1 GW) und Flensburg (+0,3 GW)	Neue Gaskraftwerke in Kiel (+1 GW) und Flensburg (+0,3 GW)
Speicher	-	-
Nachgelagerte Netzbetreiber	Erheblich erhöhte Anfrage nach Bestelleistung gegenüber 2011, da nachgelagerte Speicher planerisch nicht mehr transportersetzend zur Spitzenlastabdeckung eingesetzt werden; in 2015 liegt die eingeplante Bestelleistung weit oberhalb der für 2012 fest zugesagten Bestelleistung (+ 3,2 GW)	Bestelleistung reduziert gegenüber 2015, liegt aber immer noch weit oberhalb der festen Leistung in 2012 (+2,1 GW)
Industrie	-	-
Austausch zwischen den Marktgebieten	-	-
Grenzübergangspunkte	-	Erhöhte Exportkapazität in Richtung Dänemark (+4 GW)

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Planerische Berücksichtigung

Zukünftig ist geplant, die in Schleswig-Holstein benötigte Leistung sowie die Exportleistung in Richtung Dänemark aus der (größtenteils fertiggestellten) NEL über eine bereits in Planung befindliche Station in Heidenau zu übernehmen. Die Mengen können somit aus der Nord Stream stammen oder über eine in Planung befindliche Verdichterstation in Achim aus südlicher Richtung antransportiert werden.

Die Ausspeise-Leistung in Schleswig-Holstein steigt im Szenario II in 2015 und 2022 erheblich an (vgl. jedoch Anmerkungen unten). Obwohl die Mengen in Heidenau mit einem hohen Druck aus der NEL eingeplant werden können, reicht die vorhandene Infrastruktur für die Anforderungen nicht aus.

Dieses Szenario führt zu folgenden Ergebnissen:



Tabelle 13: Ergebnisse im Raum H-Gas Nord in den Zeiträumen bis 2015 und 2016 bis 2022 (Szenario II)

	Bis 2015	2016 bis 2022
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	Neue Station in Quarnstedt (mit einer Leistung von rund 16 MW)	Zusätzliche Einheit in Quarnstedt (mit rund 8 MW)
Leitungsbau	-	Loop Fockbek-Ellund (DN 900, PN 84); Länge 63,5 km
Sonstiges	-	In Abhängigkeit u. a. von der Entwicklung der Bestelleistung können weitere Maßnahmen zur Erweiterung der Kapazität zwischen Heidenau und Quarnstedt notwendig werden
Kosten	98 Mio. Euro	210 Mio. Euro

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Restriktionen/ Annahmen

- Mit den beschriebenen Maßnahmen sind in 2015 die (gegenüber 2011) erheblich gestiegenen Bestelleistungen nicht vollständig abgedeckt.
- In 2022 wird planerisch ein Teil des Leistungsbedarfs in Schleswig-Holstein nicht aus dem Süden über die Verdichterstation in Achim herantransportiert, sondern den Einspeisekapazitäten in Greifswald (Nord Stream) zugeordnet.

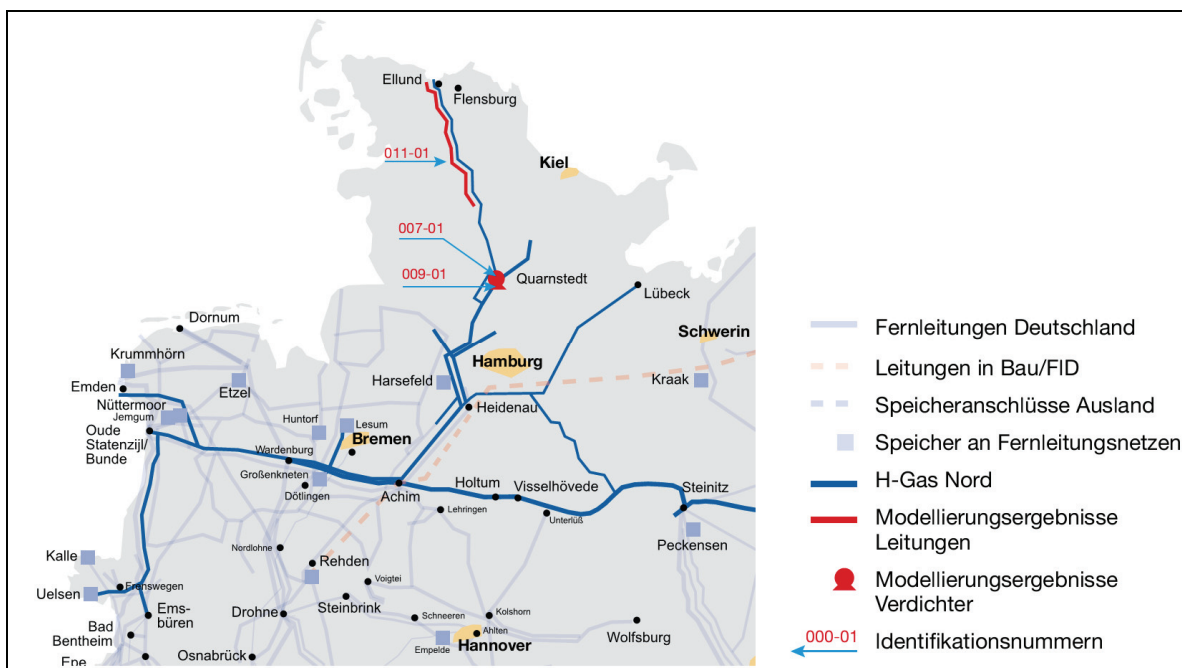
Anmerkungen

- Die noch in Bau bzw. erst in Planung befindlichen Projekte (NEL, Verdichterstation Achim, Mess- und Regelstation Heidenau) müssen in 2015 bereits realisiert sein, damit das beschriebene Konzept nutzbar ist. Dieses ist aufgrund der üblichen Vorlaufzeiten von zwischen 4 bis 6 Jahren unsicher.
- Die erhebliche Erhöhung der Bestelleistung im Raum Nord beruht nicht auf einem erhöhten Erdgasbedarf, sondern auf der geänderten Einplanung von vorhandenen Speichern in nachgelagerten Netzen. Die Auswirkung der unterschiedlichen Berücksichtigung nachgelagerter Speicher wird zur Zeit im Gespräch mit der BNetzA geklärt. Die vorhandene Infrastruktur deckt die (unveränderte) Versorgungsaufgabe derzeit und auch in Zukunft voll ab. Eine Substitution vorhandener und ausreichender Infrastrukturen durch die Schaffung von zusätzlichen, redundanten Transportkapazitäten ist vor dem Hintergrund des Zieldreiecks Preisgünstigkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit zu überprüfen.
- Ein Großteil des Infrastrukturbedarfs in 2015 (Verdichterstation Quarnstedt) ist bedingt durch den Anschluss der beiden neuen Kraftwerke in Kiel und Flensburg. Die Verpflichtung zur Realisierung der beschriebenen Projekte hängt von der in § 39 GasNZV beschriebenen wirtschaftlichen Zumutbarkeit ab. Die Kriterien des § 39 müssen entsprechend erfüllt sein.



- Dänemark plant bis 2036 den Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger. Vor diesem Hintergrund ist die Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit der in 2022 benötigten Maßnahmen zu überprüfen.
- Eine bedarfsgerechte Anpassung, d. h. Ausbau der Transportinfrastruktur an die aus heutiger Sicht unsichere Bedarfslage 2022 kann insbesondere durch den gestuften Ausbau (Loop) des Transportleitungssystems zwischen Heidenau und Quarnstedt realisiert werden.

Abbildung 12: Ergebnisse für 2015* und 2022 im Raum H-Gas Nord (Szenario II)



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber * 2015 nur neue Verdichterstation in Quarnstedt, d. h. kein Leitungsbau



4.3.2 Raum H-Gas West/ Süd

Abbildung 13: Raum H-Gas West/ Süd (Szenario II)



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber



Beschreibung

Der Raum H-Gas West/ Süd 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 in der deutschen Gaswirtschaft spielt der Import großer Mengen aus dem Nordwesten Deutschlands. Ebenfalls große Mengen gelangen über die Leitungssysteme aus östlicher bzw. nordöstlicher Richtung in den Raum H-Gas West/ Süd. 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 des beschriebenen Raumes H-Gas West/ Süd 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 West/ Süd erfüllt dabei sowohl Transit- als auch Versorgungsaufgaben.

Geänderte Anforderungen

Gegenüber der bisherigen Kapazitätsauslegung sind im Szenario II die folgenden wesentlichen Änderungen enthalten.



Tabelle 14: Geänderte Anforderungen im Raum H-Gas West/ Süd für 2015 und 2022 gegenüber 2012 (Szenario II)

	2015	2022
Kraftwerke	<ul style="list-style-type: none"> Burghausen Duisburg-Mündelheim Emsland-Lingen Gersteinwerk Irsching Block 4 Knapsack-Hürth Weisweiler +10,7 GW	<ul style="list-style-type: none"> Burghausen Duisburg-Mündelheim Emsland-Lingen Gersteinwerk Irsching Block 4 Knapsack-Hürth Stuttgart Sindelfingen Weisweiler +9,8 GW
Speicher		Einspeisung*: +16,7 GW Ausspeisung*: +13,5 GW
Nachgelagerte Netzbetreiber	-2,5 GW	-6,9 GW
Industrie	-	-
Austausch zwischen den Marktgebieten	+14,4 GW (GASPOOL → NCG)	+14,4 GW (GASPOOL → NCG)
Grenzübergangspunkte	-	Reverse Flow Frankreich (4 GW Einspeisung aus Frankreich) und Schweiz (28 GW Einspeisung aus Schweiz)

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber; * Bezeichnung Ein-/ Ausspeisung aus Sicht eines Fernleitungsnetzbetreibers
In den angegebenen Summen sind Ersatzkraftwerke leistungsmindernd berücksichtigt. Die Standorte der Ersatzkraftwerke sind nicht explizit ausgewiesen.

Planerische Berücksichtigung

Im Rahmen der Modellierung frei zuordenbarer Kapazität (FZK) ergibt sich folgendes Bild: Die angefragte zusätzliche Kapazität in Szenario II führt im Spitzenlastfall (mit einer unterstellten Abnahmestruktur bei Auslegungstemperatur nach DIN 12831) zu einer erhöhten Belastung der Nord-Süd-Achse, da zur Versorgung der Ausspeisepunkte die zusätzlichen Mengen aus dem Norden bzw. Nordosten herantransportiert werden müssen. Besonders belastend wirken aufgrund ihrer Entfernung die zusätzlichen Süd-Ausspeisepunkte. Dadurch werden die Kapazitäten in den Verdichterstationen entlang der Nord-Süd-Verbindungen überschritten. Dies hat zur Folge, dass es zu Verletzungen der minimalen Vertragsdrücke entlang den weiterführenden Leitungen und damit u. a. auch am Grenzübergangspunkt Eynatten/ Raeren kommt. Das Druckproblem pflanzt sich bis tief in den Südraum fort. So werden durch die zusätzlichen Süd-Ausspeisepunkte in Baden-Württemberg bzw. Bayern Maßnahmen im östlichen Teil nahe der tschechischen Grenze und in Richtung ostbayerischer 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, feste Ausspeisepunkte zur Befüllung der Speicher im Norden mit festen Einspeisepunkten im Süden über den virtuellen Handelspunkt zu verbinden, was im Rahmen der freien Zuordenbarkeit gewährleistet werden muss.



Zusätzliche Ein- und Ausspeise-Leistungen in 2022 – im Wesentlichen bedingt durch die Speichieranfragen im Süden – lassen einen gegenüber dem Jahr 2015 erweiterten Ausbau im Norden und Osten Bayerns erforderlich werden. Um die Transporte realisieren zu können, ist es notwendig, im Großraum Würzburg-Nürnberg und die bestehenden Systeme beginnend im Osten in Richtung Süden weiter zu verstärken. Insbesondere die Speicher in Österreich und zusätzliche Kraftwerksleistungen im österreichisch-deutschen Grenzraum lassen hier eine neue Leitungstrasse erforderlich werden (1. Bauabschnitt MONACO – Burghausen/ Überackern – Finsing/ München).

Eine erhebliche Erhöhung der Bestelleistung in Baden-Württemberg (rund 1 GW Nichtnutzung von Speichermöglichkeiten in nachgelagerten Systemen) und zusätzliche Kraftwerke im Raum Stuttgart lassen entsprechende Leitungsverstärkungen erforderlich werden.

Ergänzend zum TYNDP der ENTSOG wird in diesem Szenario für 2022 eine Einspeisekapazität in Medelsheim in Höhe von 4,2 GW angenommen, die jedoch keine Maßnahmen erfordert, da die Kapazität nur alternativ zur Einspeisung in Waidhaus oder Oberkapfel genutzt werden kann.

Des Weiteren ergeben sich in den Jahren nach 2015 weitere Maßnahmen, die sich maßgeblich aus den Betrachtungen einer zusätzlichen Transportmöglichkeit aus Richtung Italien/ Schweiz in Richtung Belgien/ Niederlande ergeben (BZK – beschränkt zuordenbare Kapazität). Dazu ist eine Verstärkung aus dem Raum Nördliches Ruhrgebiet in Richtung belgische Grenze und eine Erhöhung der Leistungen bzw. Reversierung der Verdichterstationen zwischen der Schweizer Grenze und Belgien bzw. den Niederlanden erforderlich.

Zur Schaffung zusätzlicher Kraftwerkskapazitäten ist ein Ausbau von Kopplungskapazitäten zwischen Fernleitungsnetzbetreibern in Nordrhein-Westfalen erforderlich. Um eine freie Zuordenbarkeit von (Aus-) Speicherkapazitäten zu gewährleisten, ist zusätzlich eine Reversierung der Netzkopplung notwendig. Dieses Szenario führt zu folgenden Ergebnissen:

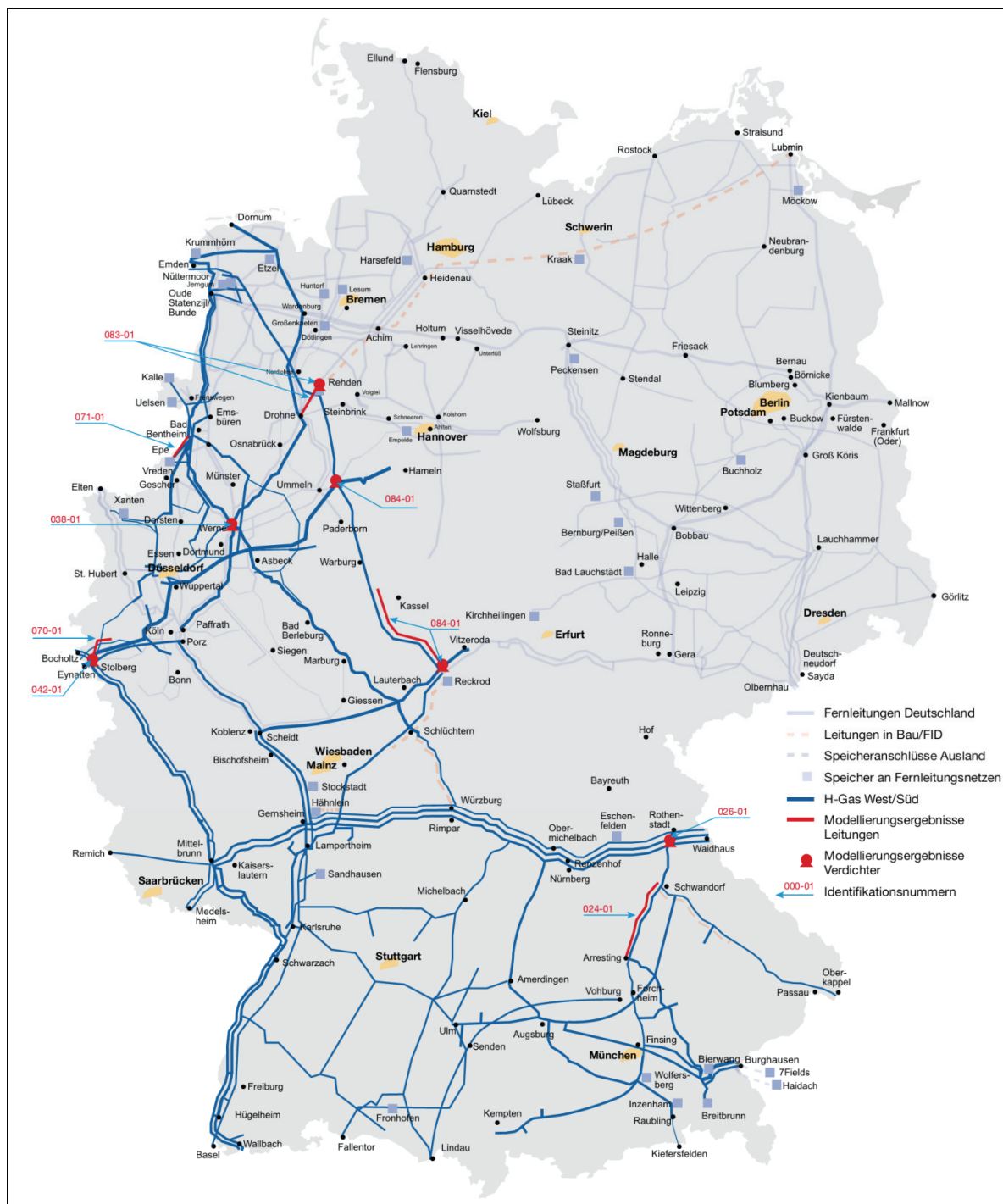
Tabelle 15: Ergebnisse im Raum H-Gas West/ Süd in den Zeiträumen bis 2015 und 2016 bis 2022 (Szenario II)

	Bis 2015	2016 bis 2022
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	74 MW	259 MW
Leitungsbau	190 km	471 km
Kosten	517 Mio. Euro	1.364 Mio. Euro

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber



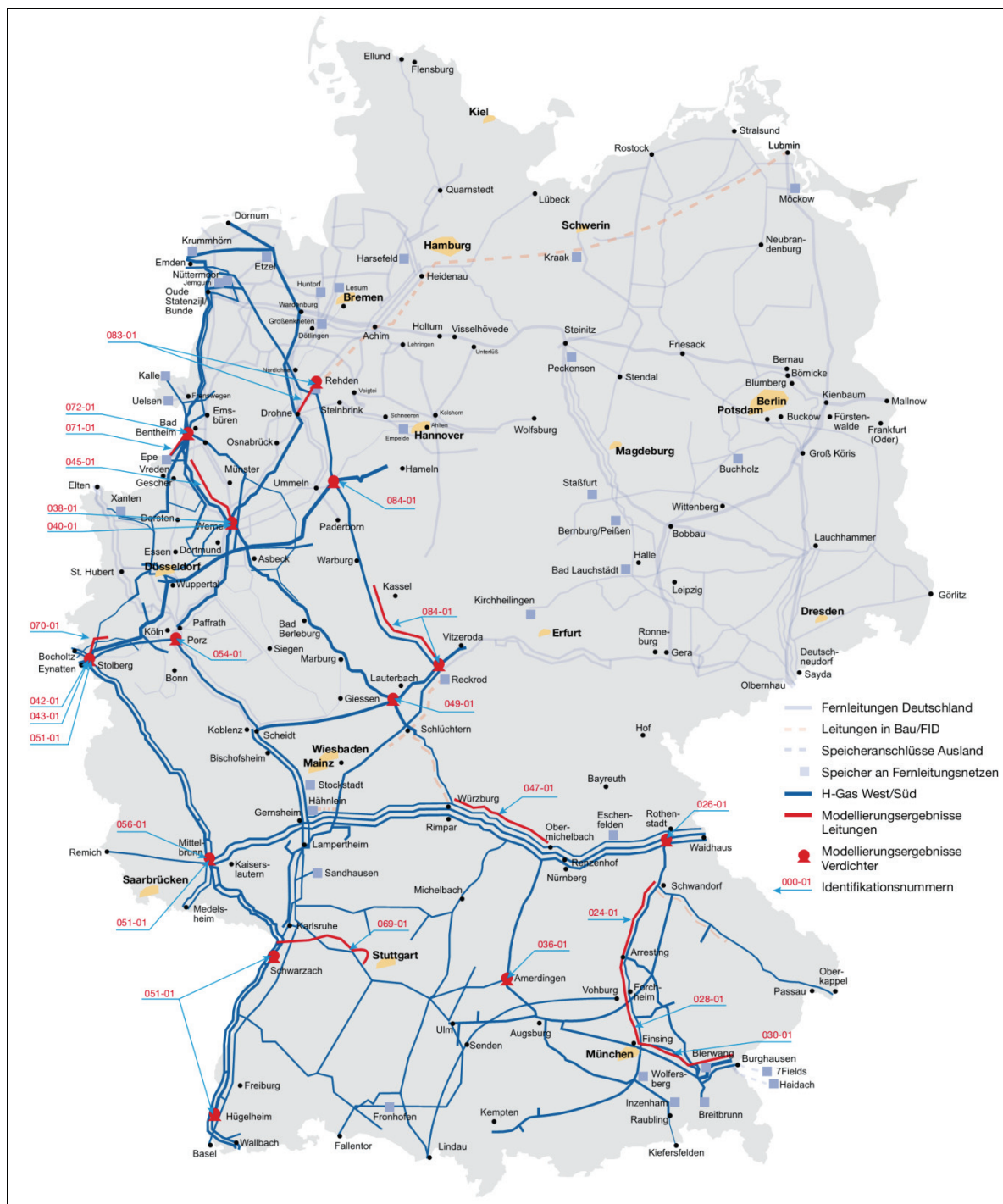
Abbildung 14: Ergebnisse bis 2015 im Raum H-Gas West/ Süd (Szenario II)



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber



Abbildung 15: Ergebnisse 2012 bis 2022 im Raum H-Gas West/ Süd (Szenario II)

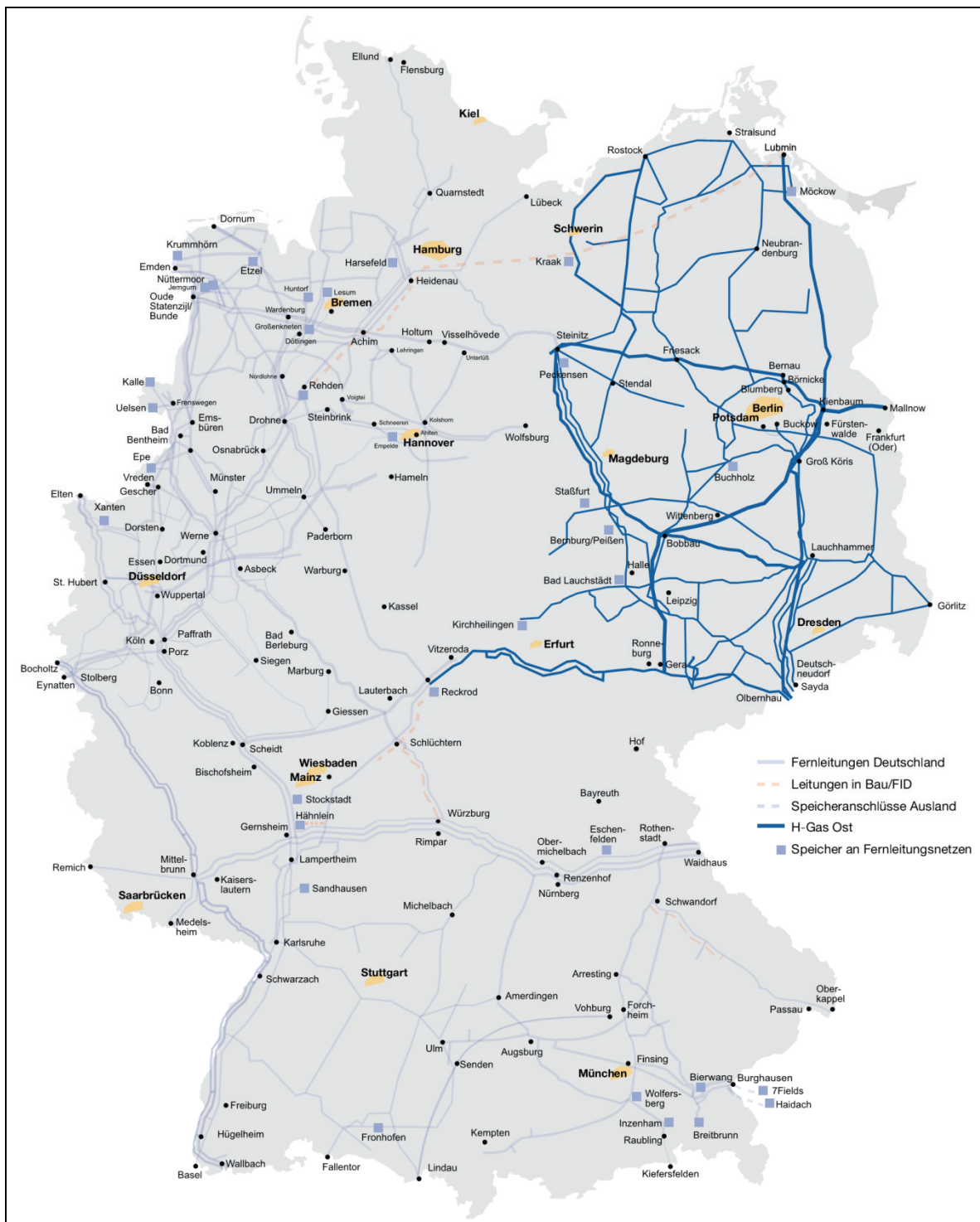


Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber



4.3.3 Raum H-Gas Ost

Abbildung 16: Raum H-Gas Ost (Szenario II)



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber



Beschreibung

Der Versorgungsraum Ost 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.

Durch den Anschluss neuer Gaskraftwerke entsteht ein zusätzlicher Kapazitätsbedarf von rund 2,8 GW in den Jahren 2015 und 2022. Die im Szenariorahmen zu verzeichnende rückläufige interne Bestellung der nachgelagerten Netzbetreiber infolge von Abwanderung, Einsatz anderer Energieformen sowie erneuerbarer Energie und Wärmedämmung kann 2015 im Wesentlichen durch die neuen Gaskraftwerke kompensiert werden. In 2022 ist jedoch ein Rückgang des prognostizierten Kapazitätsbedarfs, besonders im Raum nördlich von Berlin, zu erwarten.

Geänderte Anforderungen

Gegenüber der bisherigen Kapazitätsauslegung sind im Szenario II die folgenden wesentlichen Änderungen enthalten.

Tabelle 16: Geänderte Anforderungen im Raum H-Gas Ost für 2015 und 2022 gegenüber 2012 (Szenario II)

	2015	2022
Kraftwerke	<ul style="list-style-type: none">• GuD Zeitz GmbH• Leppersdorf• Premnitz 2015• Eisenhüttenstadt EKO1• Eisenhüttenstadt EKO2 +2,8 GW	<ul style="list-style-type: none">• GuD Zeitz GmbH• Leppersdorf• Premnitz 2015• Eisenhüttenstadt EKO1• Eisenhüttenstadt EKO2 +2,8 GW
Speicher	-	-
Nachgelagerte Netzbetreiber	-1,9 GW	-5,9 GW
Industrie	-	-
Austausch zwischen den Marktgebieten	-	-
Grenzübergangspunkte	-	-

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

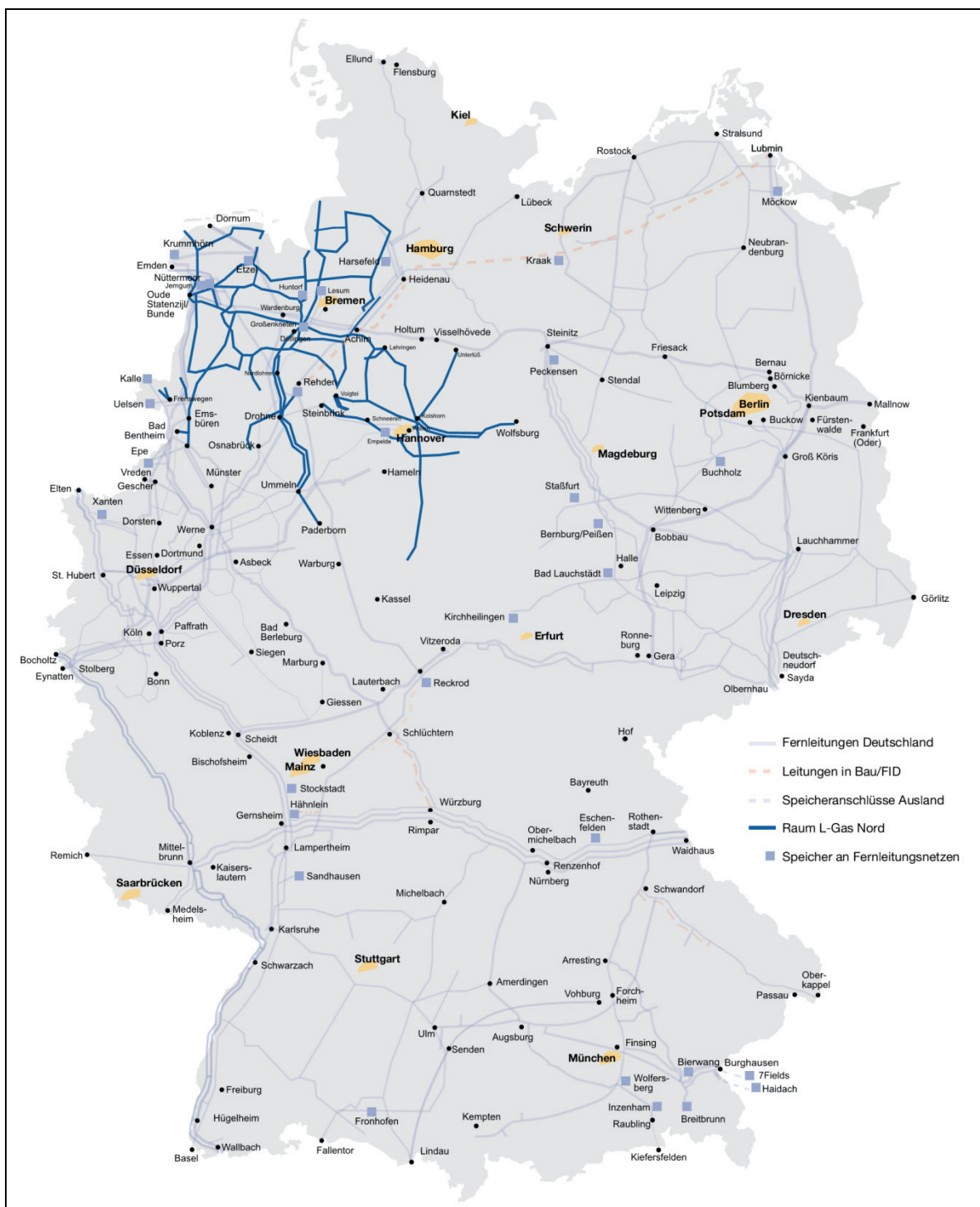
Planerische Berücksichtigung

Aufgrund der Entwicklung des prognostizierten Kapazitätsbedarfs reicht die vorhandene Infrastruktur für die Anforderungen aus. Ein Netzausbau kann daraus nicht abgeleitet werden.



4.3.4 Raum L-Gas Nord

Abbildung 17: Raum L-Gas Nord (Szenario II)



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. Der Bereich ist geprägt durch die Versorgung von Endverbrauchern und zeigt daher eine starke Temperaturabhängigkeit.

Geänderte Anforderungen

Gegenüber der bisherigen Kapazitätsauslegung sind im Szenario II die folgenden wesentlichen Änderungen enthalten.

Tabelle 17: Geänderte Anforderungen im Raum L-Gas Nord für 2015 und 2022 gegenüber 2012 (Szenario II)

	2015	2022
Kraftwerke	Neues Gaskraftwerk in Braunschweig (+1 GW)	Neues Gaskraftwerk in Braunschweig (+1 GW)
Speicher	Empelde: angefragte Erhöhung der Ausspeise-Leistungen aufgrund von Ausbauplanungen (+0,6 GW)	Empelde: angefragte Erhöhung der Ausspeise-Leistungen aufgrund von Ausbauplanungen (+0,6 GW)
Nachgelagerte Netzbetreiber	Teilweise erhöhte Anfrage nach Bestelleistung in 2012; auch in 2015 liegt die Leistung teilweise noch oberhalb der für 2012 fest zugesagten Leistung. Generell aber rückläufiger Markt (+0,5 GW).	Generell rückläufiger Markt. Summe Ausspeiseleistung unter dem Niveau von 2012 (-0,1 GW).
Industrie	-	-
Austausch zwischen Teilnetzen	Erhöhung der Leistung GUD → Nowega in Reiningen und Schümers-Mühle (+1 GW)	Erhöhung der Leistung GUD → Nowega in Reiningen und Schümers-Mühle (+1 GW)
Grenzübergangspunkte	-	-

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Planerische Berücksichtigung

Die hauptsächliche Herausforderung in den nördlichen L-Gas-Netzen ist der Rückgang der Produktionsmengen. Die Netze wurden ursprünglich für eine Versorgung aus den lokalen Aufkommen gebaut. Durch den Rückgang der Produktionsleistung können diese Quellen nicht mehr belastbar als Einspeisung eingeplant werden. Gasmengen müssen planerisch von anderen Quellen herantransportiert werden können, was die festen Ausspeisekapazitäten senkt. Die Tatsache, dass an den Bestellpunkten teilweise nur unterbrechbare Kapazitäten vergeben wurden, hat in diesem Rückgang ihre Ursache. Der Standort Braunschweig für das zusätzliche Kraftwerk liegt in dem am stärksten betroffene-



nen Bereich – auch ein Bedarf im östlichen Randbereich des L-Gas-Netzes müsste (planerisch) über Importmengen versorgt werden können.

Dieses Szenario führt zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 18: Ergebnisse im Raum L-Gas Nord in den Zeiträumen bis 2015 und 2016 bis 2022 (Szenario II)

	Bis 2015	2016 bis 2022
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	Geänderte Nutzungsstrategie der vorhandenen Stationen	Geänderte Nutzungsstrategie der vorhandenen Stationen
Leitungsbau	-	-
Sonstiges	a) Anbindung des Kraftwerks in Braunschweig im H-Gas; Umstellung von Stationen auf H-Gas b) Berücksichtigung erhöhter Leistung der Produktion	a) Anbindung des Kraftwerks in Braunschweig im H-Gas; Umstellung von Stationen auf H-Gas b) Berücksichtigung erhöhter Leistung der Produktion
Kosten	-	-

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Berücksichtigung im H-Gas

Die knappe L-Gas-Leistungsbilanz (vgl. 4.2) bietet keine sichere Grundlage für eine langfristige Versorgung dieses Kraftwerkes (Braunschweig) mit L-Gas. Die Versorgung mit L-Gas ist daher kein sinnvolles Konzept, wenn zusätzliche Investitionen in die Erdgasinfrastruktur dazu notwendig wären. Die Maßnahmen wären nicht (sicher) nachhaltig nutzbar.

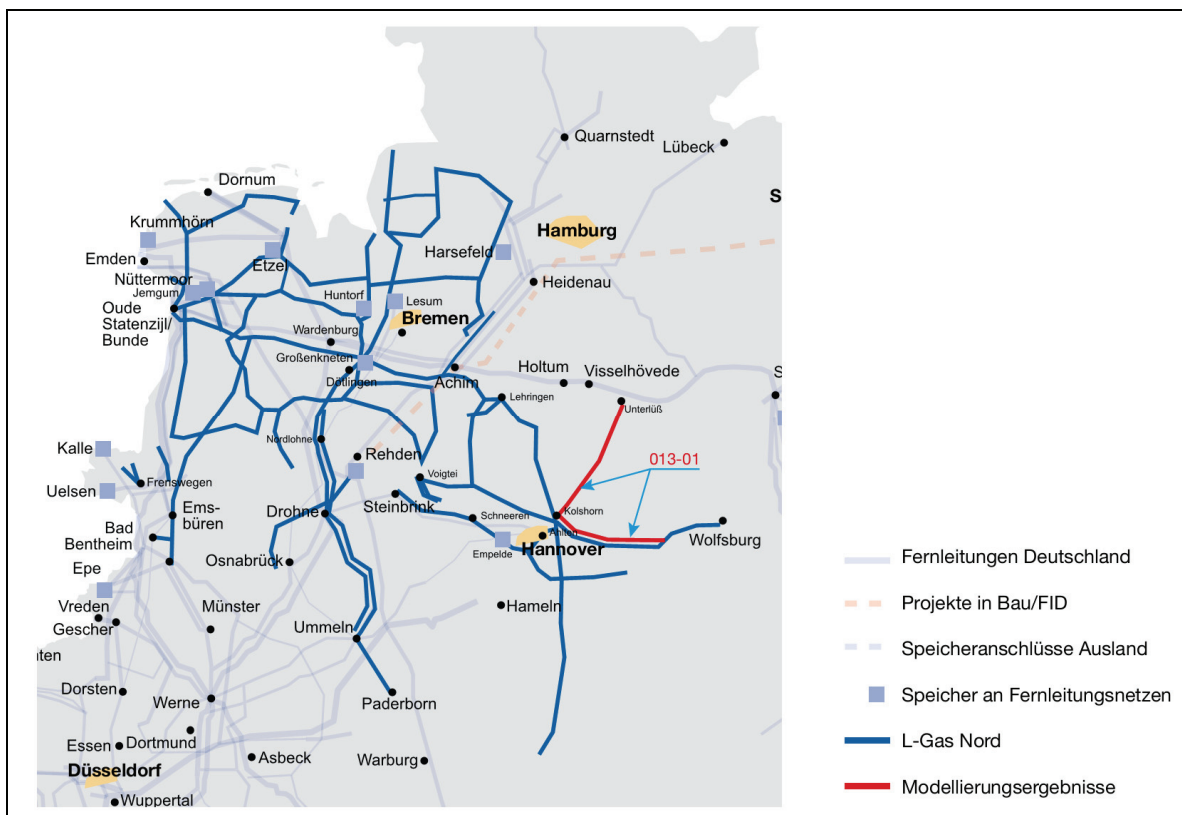
Der Versorgung des Kraftwerks in Braunschweig erfolgt aus heutiger transportwirtschaftlicher Sicht am effizientesten mit H-Gas, das über die Leitungen von Unterlüß nach Kolshorn (ETL64) und von Kolshorn nach Sophiental (ETL25) von der NETRA herantransportiert werden könnte.

Berücksichtigung im L-Gas

Alternativ könnte eine Versorgung des zusätzlichen Bedarfs durch eine planerische Berücksichtigung zusätzlicher Leistungen aus der Produktion erfolgen, wenn sich dieses als belastbare Planungsgrundlage herausstellen sollte.



Abbildung 18: Einbindung des Kraftwerks bei Braunschweig im Raum L-Gas Nord



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Restriktionen/ Annahmen

- Die im Szenariorahmen genannte Einspeise-Leistung in Nütermoor steht – wie aktuell auch – in Konkurrenz zu der im TYNDP genannten Leistung in Oude Statenzijl L. Eine Allokation auf die Einspeisepunkte erfolgt nach der Nachfrage des Marktes.
- Eine Erhöhung der festen Netz-Ausspeisekapazitäten im Rahmen des Ausbaufahrens gemäß § 39 GasNZV für den Speicher Empelde ist aufgrund der lokalen L-Gas-Bilanz derzeit nur temperatur- bzw. netzlastabhängig zu vertreten.



4.3.5 Raum L-Gas West

Abbildung 19: Raum L-Gas West (Szenario II)



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber



Beschreibung

Das L-Gas-Netz in Deutschland 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.

Geänderte Anforderungen

Gegenüber der bisherigen Kapazitätsauslegung sind im Szenario II die folgenden wesentlichen Änderungen enthalten.

Tabelle 19: Geänderte Anforderungen im Raum L-Gas West für 2015 und 2022 gegenüber 2012 (Szenario II)

	2015	2022
Kraftwerke	<ul style="list-style-type: none">• Bielefeld• Köln-Niehl* +1,8 GW	<ul style="list-style-type: none">• Bielefeld• Köln-Niehl* +2,0 GW
Speicher	-	-
Nachgelagerte Netzbetreiber	-2,4 GW	-6,7 GW
Industrie	-	-
Austausch zwischen den Marktgebieten	-	-
Grenzübergangspunkte	-	-

*Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber * war ursprünglich in H- und L-Gas angefragt
In den angegebenen Summen sind Ersatzkraftwerke leistungsmindernd berücksichtigt. Die Standorte der Ersatzkraftwerke sind nicht explizit ausgewiesen.*

Planerische Berücksichtigung

Der hohe Anteil an Haushaltskunden im westlichen L-Gas-System sorgt dafür, dass die prognostizierte Reduktion der internen Bestelleistung trotz zusätzlicher Kraftwerksmengen in Summe zu einem Absatzrückgang im Szenario II der Jahre 2015 und 2022 führt. Trotz einer regionalen Absatzverschiebung tritt im Auslegungsfall, in dem alle Einspeisepunkte beschäftigt werden, kein Engpass auf.

Restriktionen treten in Zwischenlastfällen auf, in denen überwiegend die Überspeisungen aus dem nordöstlichen L-Gas-System beschäftigt werden (bei geringen Einspeisungen aus den Niederlanden). In diesen Transportsituationen ist zu prüfen, ob die Ableitbarkeit der L-Gas-Mengen aus deutscher Produktion sichergestellt werden kann. Die zusätzlichen Ausspeise-Kapazitäten durch die neu zu berücksichtigenden Kraftwerksmengen führen dazu, dass größere Gasmengen in die Absatzschwerpunkte im Raum Düsseldorf/Köln transportiert werden müssen, wodurch es zu Unterschreitungen minimaler Übergabedrucke kommt. Eine Verringerung des Nord-Süd-Flusses und somit eine Vermeidung



des Engpasses lässt sich durch eine Versorgung von Ausspeisepunkten über eine alternative Transportroute erreichen. Zur Realisierung dieser alternativen Transportroute ist der Ausbau zweier Mess- und Regelstationen notwendig.

Restriktionen/ Annahmen

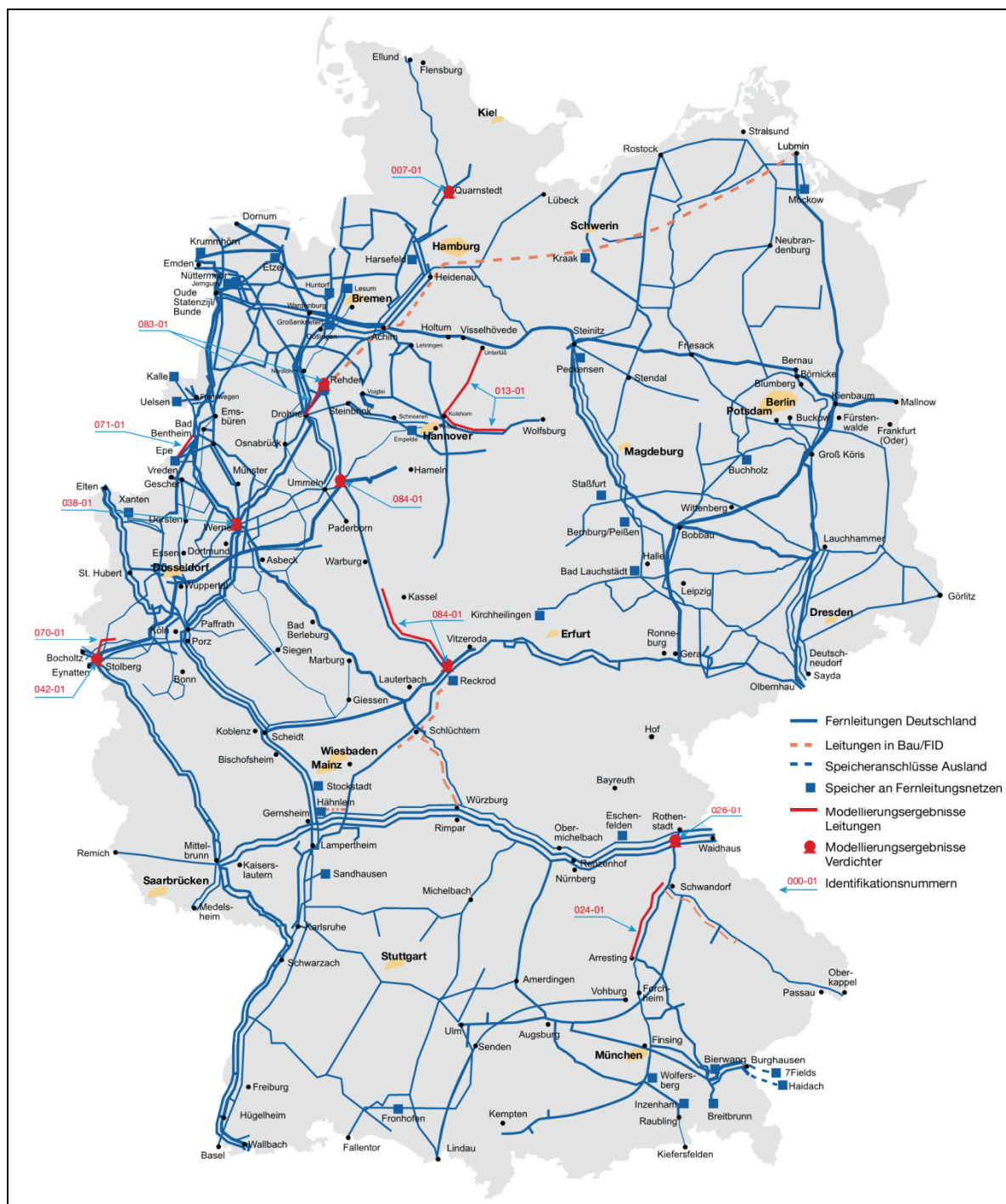
- Die Leistungen für bestehende Kraftwerke, deren Ersatz im Netzentwicklungsplan berücksichtigt wird, sind zum Teil in der internen Bestellung enthalten.
- Für die Jahre 2015 und 2022 wurde die zusätzliche Leistung angesetzt, die Ersatzkraftwerke im Endausbau gegenüber den Bestandskraftwerken benötigen. Ein paralleler Betrieb von Bestands- und Ersatzkraftwerk (der sich gegebenenfalls nur auf wenige Jahre beschränkt) wurde bei der Ausbauplanung nicht zugrunde gelegt.
- Derzeit bestehende Lastflusszusagen wurden für die Jahre 2015 und 2022 fortgeschrieben. Sollten diese Lastflusszusagen nicht beschafft werden können, ist die zusätzliche Ausspeise-Kapazität nicht ohne weitere Maßnahmen darstellbar.



4.3.6 Netzentwicklung in Szenario II

Die folgenden beiden Abbildungen zeigen zusammenfassend die Ergebnisse für das deutsche Fernleitungsnetz in Szenario II.

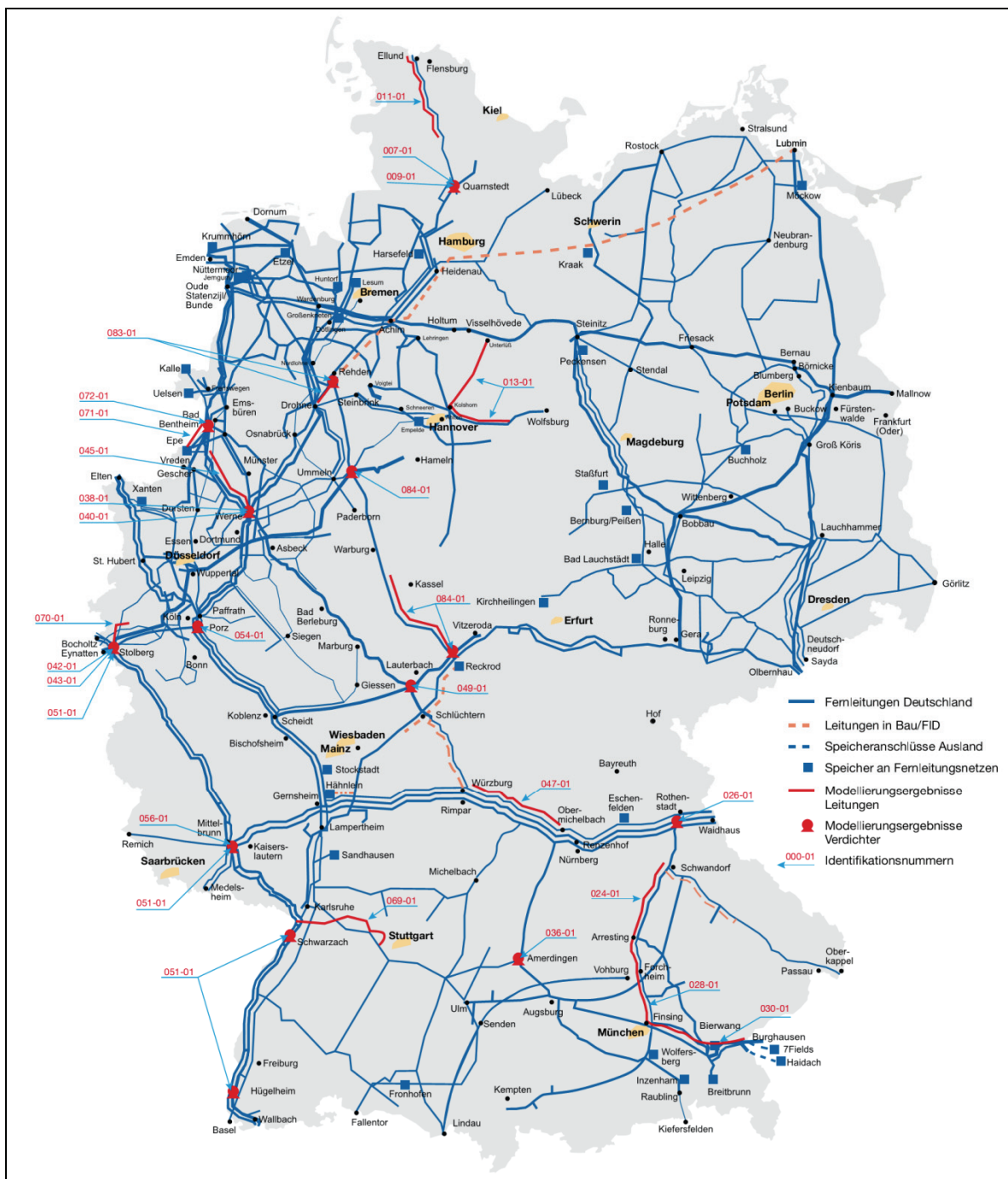
Abbildung 20: Ergebnis-Übersicht für 2015 im Szenario II



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber



Abbildung 21: Ergebnis-Übersicht für 2022 im Szenario II



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber



4.3.7 Allgemeine Anmerkungen

- In den Kostenaufstellungen der Ergebnisübersichten sind die Kosten für Mess- und Regelstationen nicht enthalten.
- Die Leistungen der Speichieranfragen werden in der Modellierung unter netzplanerisch sinnvollen Prämissen angesetzt. Einspeicherung bei niedrigeren Temperaturen kann aus Bilanzgründen nicht betrachtet werden, da keine zusätzlichen Gasmengen mehr über die Einspeisepunkte dem System zugeführt werden können. Gleiches gilt für die Ausspeicherung bei höheren Temperaturen, da keine zusätzlichen Gasmengen mehr über die Ausspeisepunkte aus dem System abgeführt werden können. Bestandspeicher wurden wie in der Vergangenheit auch modelliert.
- Die existierenden Lastflusszusagen und Nutzungseinschränkungen werden in der Modellierung als weiterhin vorhanden angesetzt. Sollten diese Lastflusszusagen nicht beschafft werden können oder die Nutzungseinschränkungen nicht mehr anwendbar sein, ist die zusätzliche Ausspeise-Kapazität nicht ohne weitere Maßnahmen darstellbar.
- Aufgelistet sind Maßnahmen, die in 2015 bzw. 2022 für die gewachsenen Anforderungen aus dem Szenario II notwendig sind. Die Frage der Realisierbarkeit der Maßnahmen ist separat zu behandeln.
- Sollte die Entwicklung der internen Bestellleistung von der Prognose abweichen, können weitere Maßnahmen notwendig werden.



4.4 Szenario I

Geänderte Anforderungen

Gegenüber der bisherigen Kapazitätsauslegung sind im Szenario I die folgenden wesentlichen Änderungen enthalten.

Tabelle 20: Geänderte Anforderungen im deutschen Fernleitungsnetz für 2022 gegenüber 2012 (Szenario I)

	2022
Kraftwerke	Sämtliche im Szenariorahmen gelisteten Kraftwerke mit einer zusätzlichen Gesamtkapazität von rund 26,5 GW
Speicher	Gesamt Einspeisung*: +50,5 GW Ausspeisung*: +40,6 GW
Nachgelagerte Netzbetreiber	-3 GW
Industrie	-
Austausch zwischen den Marktgebieten	+14 GW (GASPOOL → NCG)
Grenzübergangspunkte	Reverse Flow Frankreich (4 GW Einspeisung aus Frankreich) und Schweiz (28 GW Einspeisung aus der Schweiz)

*Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber * Bezeichnung Ein-/ Ausspeisung aus Sicht eines Fernleitungsnetzbetreiber
In den angegebenen Summen sind Ersatzkraftwerke leistungsmindernd berücksichtigt. Die Standorte der Ersatzkraftwerke sind nicht explizit ausgewiesen.*

Raum H-Gas Nord/ H-Gas Ost

Für den Anschluss der Speicher Moeckow, Peißen, Jemgum und Nüttormoor und der daraus resultierenden Modellierung von zusätzlichen frei zuordenbaren Kapazitäten in Höhe von rund 30 GW ergibt sich ein zusätzlicher Ausbaubedarf gegenüber dem Szenario II, der überwiegend aus der Notwendigkeit resultiert, große Mengen aus Speichern in Richtung Süden zu transportieren. Zusätzlich ist bei der Auslegung des Gasnetzes zu berücksichtigen, dass Gas aus Speichern andere Einspeisungen – auch in geografisch entfernt liegenden Regionen – verdrängen kann. Situationen, in denen Gas aufgrund unterschiedlicher betriebswirtschaftlicher Bewertungen von einem Speicher über eine große räumliche Distanz in einen anderen Speicher transportiert wird, sind zudem im derzeitigen rechtlichen Umfeld vorstellbar. Ein solches Transportszenario ist bei einer Überprüfung von FZK-Kapazitäten zu berücksichtigen.

Im Wesentlichen ist ein Loop der gerade im Bau befindlichen NEL (Anschluss Speicher Moeckow), die Verstärkungen der bestehenden Infrastruktur in Niedersachsen (Anschluss Speicher Jemgum und Nüttormoor) sowie einer weiteren Verbindung von Niedersachsen nach Hessen notwendig. Zusätzlich sind Leitungsverstärkungen in Sachsen-Anhalt, Sachsen und Thüringen für den Anschluss des Speichers Peißen notwendig. Neben den notwendigen Leitungsverstärkungen sind erhebliche zusätzliche Ausbaumaßnahmen zur Steigerung der Transportleistung bereits vorhandener Verdichteranlagen sowie der Neubau von mehreren Verdichterstationen an verschiedenen Standorten notwendig.



Raum H-Gas West/ Süd

Im Rahmen der Modellierung frei zuordenbarer Kapazität ergibt sich für den H-Gas-Raum West/ Süd folgendes Bild:

Die angefragte bzw. aus geringeren Absatzrückgängen resultierende zusätzliche Kapazität in Szenario I führt gegenüber Szenario II zu Änderungen in den Belastungen der Nord-Süd-Achse. Um die resultierenden Transporte darstellen zu können, sind bezogen auf die Maßnahmen in Szenario II weitere Verstärkungen erforderlich (vgl. Abbildung 22).

Die grundsätzliche Beschreibung der Flusssituation mit den damit verbundenen Engpässen entspricht qualitativ denen aus Szenario II.

Insbesondere die Transportsituation in Bayern und Baden-Württemberg ist in Szenario I neu zu überdenken. Neben zusätzlicher Kraftwerksleistung im Südraum sollten hier die Entwicklungen am Grenzübergang Haiming näher in Betracht gezogen werden. Die Ergebnisse des Market Survey „Five Gas Market Links“ zeigen einen zusätzlichen Bedarf von 1,2 GW Einspeisung bzw. 7,5 GW Ausspeisung an diesem Grenzübergangspunkt in das Marktgebiet der NCG [Tauerngasleitung 2011]. Dabei stellte der „Five Gas Markets Links“ eine Markterhebung des Bedarfs der zukünftigen Gasinfrastruktur an den Grenzübergangspunkten der mitteleuropäischen Netzbetreiber Geoplin plinovodi d.o.o. (Slowenien), NET4GAS s.r.o. (Tschechien), Tauerngasleitung GmbH (Österreich) und der bayernets GmbH (Deutschland) dar. Die Bedarfsumfrage fand im Zeitraum vom 15.08.2011 bis zum 28.10.2011 statt und umfasste die Ermittlung der zukünftigen Transportkapazitäten an den internationalen Netzkopplungspunkten Haiming, Oberkappel (beide D/ AT), Tarvisio (I/ AT), Tschechien/ Österreich und Slowenien/ Österreich. Darüber hinaus besteht am Punkt Haiming ein Bedarf an Netzübergangskapazität von rund 3,8 GW Einspeise-Leistung zwischen den Systemen der bayernets und der GASCADE. Im Lichte dieses zusätzlichen Bedarfs rückt eine Trassierung entlang der bestehenden Systeme aus dem Fokus. Vielmehr ist eine Trassierung aus dem Frankfurter Raum in Richtung Stuttgart betrachtenswert. Eine Weiterführung der Trasse und Anbindung an die geplante MONACO-Leitung in Richtung Augsburg/ München führte im Fall einer Fertigstellung zu einer erheblichen Reduktion von Ausbaumaßnahmen im Ostbayerischen Raum und entlang der Mainlinie. So ergibt sich im Szenario I eine Ausbauvariante gegenüber Szenario II, in der alternativ zur Nordschwarzwaldleitung der nördliche Teil einer Verbindung des Systems im Frankfurter Raum mit dem Ostbayerischen Raum (SEL+MONACO) planerisch aufgenommen wird.

Die in Szenario II für 2012 erwähnte Einspeisekapazität in Medelsheim in Höhe von 4,2 GW wird hier als feste frei zuordenbare Kapazität, unabhängig von anderen Einspeisepunkten der MEGAL angenommen.

Des Weiteren ergeben sich in den Jahren nach 2015 weitere Maßnahmen, die sich maßgeblich aus den Betrachtungen einer zusätzlichen Transportmöglichkeit aus Richtung Italien/ Schweiz in Richtung Belgien/ Niederlande ergeben (BZK – beschränkt zuordenbare Kapazität). Darüber hinaus werden in Szenario I rund 0,7 GW als FZK am Einspeisepunkt Wallbach berücksichtigt.



Raum L-Gas Nord

Die Bestelleistung der nachgelagerten Netzbetreiber liegt in Szenario I leicht oberhalb der von Szenario II. Im Szenario I ist die L-Gas Leistungsbilanz nach der aktuellen Planung nicht mehr gedeckt, und die Umstellung von L-Gas Netzbereichen auf eine Versorgung mit H-Gas wird notwendig werden. Konkrete Planungen werden für einen Teilbereich der E.ON Avacon durchgeführt. Weitere Bereiche werden in folgenden Netzentwicklungsplänen untersucht werden.

Es ergeben sich aus kapazitativer Sicht keine Ausbaumaßnahmen

Raum L-Gas West

Im Vergleich zum Szenario II liegt im Szenario I ein geringerer Rückgang der internen Bestelleistung vor. Neben den Kraftwerken auf Ebene der Fernleitungsnetzbetreiber im Raum Düsseldorf und Köln ist zusätzlich noch ein Kraftwerk im nachgelagerten Netz im Bereich Niederrhein mit einer Leistung von 2,1 GW zu berücksichtigen.

Der höhere Ausspeise-Bedarf verschärft die Situation in den unter Szenario II beschriebenen Zwischenlastfällen, in denen überwiegend die Einspeisungen aus dem nördlichen L-Gas-System beschäftigt werden. Der durch den erhöhten Nord-Süd-Fluss bedingte Druckabfall ist nicht mehr durch Versorgung von Ausspeisepunkten über eine alternative Transportroute zu kompensieren. Stattdessen sind Loops bestehender Leitungssysteme zwischen dem Ruhrgebiet und dem Rheinland zu betrachten, um trotz des erhöhten Transportbedarfs die Kundenversorgung unter Beachtung der notwendigen Übergabedrucke sicherzustellen. Die im Szenario I angegebenen Kosten beziehen sich auf die oben beschriebene Planung. Wie im Kapitel 4.2 dargestellt, ist diese Versorgung im L-Gas-Gebiet jedoch kein langfristig sinnvolles Konzept.

Für **Deutschland** insgesamt ergibt sich im Szenario I folgendes Ergebnis:

Tabelle 21: Ergebnisse für das deutsche Fernleitungsnetz für 2022 gegenüber 2012 im Szenario I

	2022
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	738 MW
Leitungsbau	1.835 km
Kosten	4.784 Mio. Euro

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In den angegebenen Summen sind Ersatzkraftwerke leistungsmindernd berücksichtigt. Die Standorte der Ersatzkraftwerke sind nicht explizit ausgewiesen.

Restriktionen/ Annahmen für H-und L-Gas

Die Restriktionen und Annahmen entsprechen denen des Szenarios II.

Anmerkungen für L-Gas

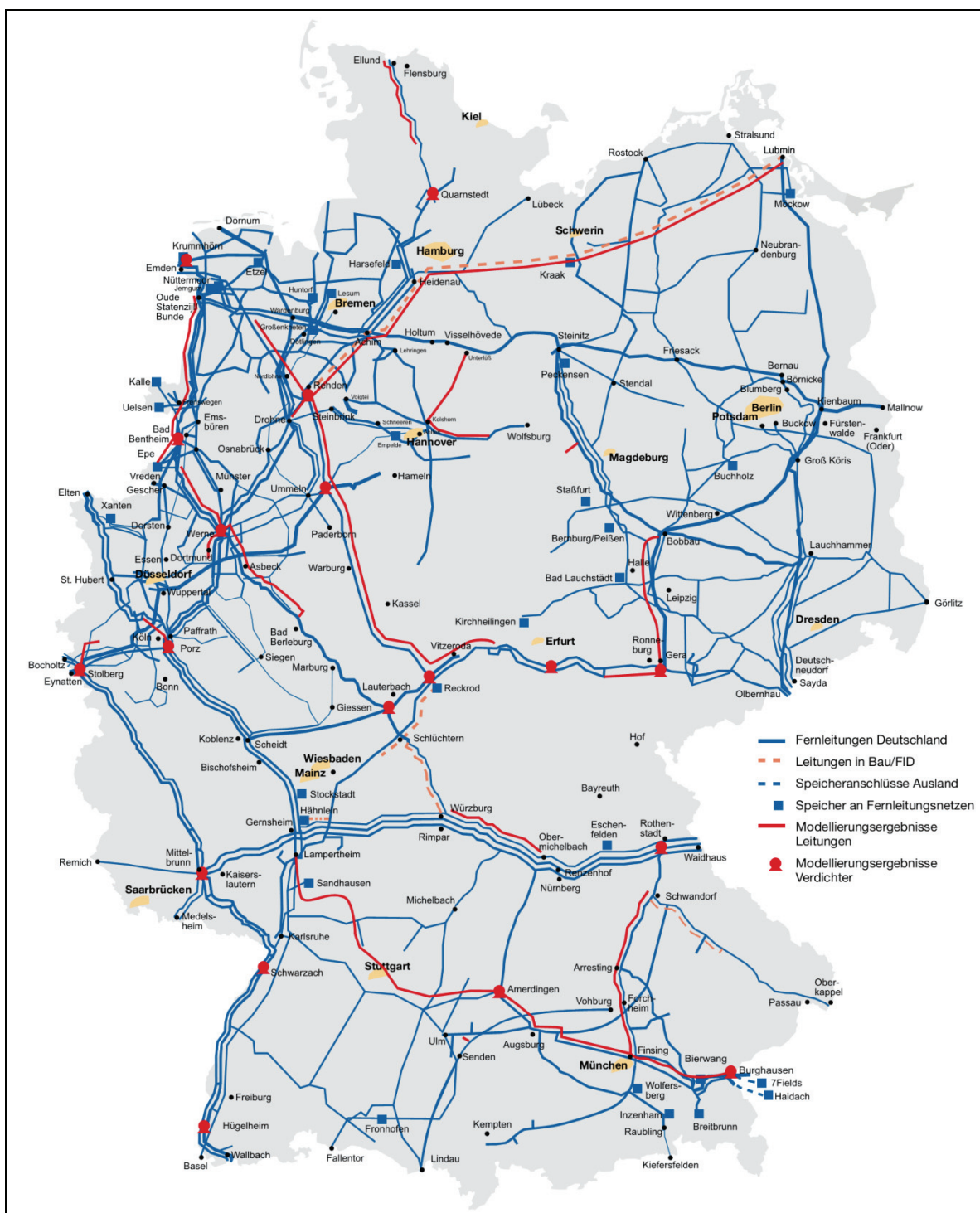
Die Erhöhung der internen Bestellung durch das nachgelagerte Kraftwerk im Bereich Niederrhein wurde nach dem aktuellen Bezugsverhältnis auf die Übergabestationen der Aus-



speisezone verteilt. Sollten die Kraftwerksmengen nach einem anderen Verhältnis verteilt werden, kann dies zusätzlichen (lokalen) Ausbaubedarf hervorrufen.

Die folgende Abbildung zeigt zusammenfassend die Ergebnisse für das deutsche Fernleitungsnetz in Szenario I für das Jahr 2022.

Abbildung 22: Ergebnisse für 2022 (Szenario I)



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber



4.5 Zusammenfassung

Die unter Berücksichtigung aller Anforderungen der Szenarien I und II erforderliche Netzentwicklung wurde dargestellt. Bis auf wenige begründete Ausnahmen wurden frei zuordenbare Kapazitätsprodukte (FZK) ohne Nutzungseinschränkungen zugrunde gelegt.

Maßgeblich für diese Ausbauten sind neben den internen Bestellungen der nachgelagerten Netzbetreiber die Kraftwerks- und Speichieranfragen. Die direkt bei Fernleitungsnetzbetreibern angeschlossene Industrie – als weiterer potenzieller Treiber von Infrastrukturmaßnahmen – wird in diesem Netzentwicklungsplan in der Regel konstant fortgeschrieben.

Der Kapazitätsbedarf der **nachgelagerten Netzbetreiber** geht in Szenario I bis zum Jahr 2022 gegenüber der fest zugesagten internen Bestellung 2012 um 3 GW zurück. Demgegenüber liegt der Rückgang im Szenario II bei rund 17 GW. Gleichzeitig sind die Werte der internen Bestellungen aufgrund des für 2012 geänderten Ermittlungsverfahrens der Kooperationsvereinbarung vom 30.06.2011 (KoV IV) gestiegen. Die nachgelagerten Verteilernetze konnten für 2012 kapazitätsersetzende Maßnahmen wie unterbrechbare Ausspeisekapazitäten/ Umschaltverträge, Netzpuffer, Speicher und Lastflusszusagen nicht mehr wie in der Vergangenheit nutzen.

Die Gesamtleistung der **Kraftwerke** nimmt in Szenario I im Jahr 2022 gegenüber 2012 um 26,5 GW zu, während in Szenario II die Leistung um knapp 17 GW steigt. Allerdings liegt für die Kraftwerksprojekte im Wesentlichen weder eine finale Investitionsentscheidung noch eine Langfristbuchung bei den Fernleitungsnetzbetreibern vor, so dass unklar ist, ob sie tatsächlich realisiert werden. Die oben beschriebenen Ausbaumaßnahmen hängen stark von der Lokalität der zusätzlichen Kraftwerksleistung im System ab. Hier müssen sich im Zuge der Veränderung des deutschen Kraftwerksparks mögliche Standorte erst noch herauskristalisieren.

Die Gesamtleistung der **Speicher** nimmt in Szenario I im Jahr 2022 gegenüber 2012 um rund 51 GW (Einspeisung in das Fernleitungsnetz) bzw. 41 GW (Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz) zu. In Szenario II beträgt dieser Zuwachs rund 17 GW (Einspeisung) bzw. 14 GW (Ausspeisung). Die nach § 39 GasNZV bei den Fernleitungsnetzbetreibern angefragten Speicher erfüllen noch nicht die dort erwähnten Wirtschaftlichkeitskriterien für den Ausbau.

Der erwartete Rückgang des Kapazitätsbedarfs aufgrund des sinkenden Endenergiebedarfs setzt nicht die Kapazitäten frei, die nötig wären, um die zusätzlichen Leistungen für Speicher und Kraftwerke zu decken. Dies trifft sowohl bei einer bilanziellen Gesamtbetrachtung als auch bei lokalen Betrachtungen zu.

Die **Ausbauplanungen** in den Szenarien I und II ergeben für den Zeitraum 2012 bis 2022 ein grob geschätztes Investitionsvolumen in Höhe von rund 4,8 Mrd. Euro in Szenario I und 2,2 Mrd. Euro in Szenario II.

Um die zuvor genannten Investitionen in ein gesamtwirtschaftlich sinnvolles Maß zu überführen, ist es erforderlich, sich hinsichtlich der Kapazitätsart für Speicher und Kraftwerke neu zu orientieren. Ein mögliches Lösungsmodell wäre „FZK mit Nutzungseinschränkung“ (z. B. regional begrenzte Kapazitätsprodukte). Hierdurch kann der Ausbaubedarf deutlich



reduziert werden. Integraler Bestandteil der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen sind die kapazitätsreduzierenden Maßnahmen der nachgelagerten Netzbetreiber.

Die in Kapitel 4 vorgestellten Maßnahmen müssen bei weiterer Konkretisierung hinsichtlich eines möglichen Inbetriebnahmezeitpunktes individuell betrachtet werden. Aufgrund der komplexen Genehmigungsverfahren mit frühzeitiger Einbindung der Öffentlichkeit wird es als ambitioniert angesehen, die beschriebenen Ergebnisse in konkrete Maßnahmen insbesondere bis 2015 umzusetzen.

Tabelle 22: Ergebnisse der Szenarien I und II für die Jahre 2012 bis 2022

	Szenario I	Szenario II
Verdichterleistung	738 MW	357 MW
Leitungsbau	1.835 km	728 km
Kosten	4.784 Mio. Euro	2.189 Mio. Euro

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber



5 Projekte

Die Netzentwicklungsmaßnahmen werden entsprechend § 15a Abs. 1 EnWG in diesem Kapitel aufgeführt. In Kapitel 5.1 sind die Voraussetzungen und Bedingungen für die Netzausbaumaßnahmen vorangestellt. In Kapitel 5.2 werden die Maßnahmen der nächsten drei Jahre und in Kapitel 5.3 die weiteren Netzausbaumaßnahmen bis 2022 dargestellt. In Kapitel 5.4 sind die möglichen Netzausbaumaßnahmen, welche sich aus Szenario I ergeben, beschrieben. In Kapitel 5.5 wird die Berücksichtigung der Speicher in Szenario II bis 2015 behandelt.

In Anlage 3 finden sich die durch die BNetzA genehmigten Netzausbaumaßnahmen des NEP 2012. Diese wurden auf Basis der in den Kapiteln 5.2 bis 5.3 dargestellten Projekte ermittelt.

5.1 Voraussetzungen und Bedingungen für die Netzausbaumaßnahmen

Die beschriebenen Maßnahmen sind Projekte mit komplexen Planungs- und Genehmigungsschritten. Diese sind in der Regel voneinander abhängig und erfordern zudem bestimmte Voraussetzungen, auf deren Erfüllung die FNB hinwirken:

- Durchführung der entsprechenden Baumaßnahmen für Kapazitätserweiterungen nach §§ 38/ 39 GasNZV erst bei Vorliegen einer verbindlichen, nicht-kündbaren langfristigen Kapazitätsbuchung des Anlagenbetreibers
- Vermeidung von negativen Auswirkungen der Projekte auf die Effizienzwermittlung. Hierzu gehört insbesondere die langfristige Anerkennung der Kosten der Maßnahmen im Rahmen der Anreizregulierung, auch wenn zu einem späteren Zeitpunkt aus vom Fernleitungsnetzbetreiber nicht zu vertretenden Gründen die Projektvoraussetzungen wegfallen (stranded investments)
- Anerkennung der mit einer Investition verbundenen Kosten einschließlich der bei einer möglichen Nichtrealisierung eines (Teil-) Projektes anfallenden Planungskosten durch die BNetzA

Vor dem Hintergrund des Einstiegs in das Zeitalter der erneuerbaren Energien bei gleichzeitigem Ausstieg aus der Stromerzeugung durch Kernkraft („Energiewende“) und dem zugrundeliegenden Ziel der Reduzierung des Ausstoßes von Treibhausgasen wird dem Erdgas als Brücken-Energieträger eine bedeutende Rolle zukommen. Unter Annahme der Erreichung dieser Ziele entsprechen die in Anlage 1 der GasNEV festgelegten betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern von neuen Anlagegütern in der Gasversorgung nicht dem absehbaren Verwendungshorizont dieser Anlagengüter. Um die ambitionierten Ziele der Energiewende auch netztechnisch umsetzen zu können, halten es die FNB für erforderlich, angemessene betriebsgewöhnliche Nutzungsdauern für Neuinvestitionen festzulegen.

Darüber hinaus ist eine Voraussetzung für die Umsetzung der Investitionsmaßnahmen der erfolgreiche Abschluss der entsprechenden öffentlich-/rechtlichen und privatrechtlichen Genehmigungsverfahren (Raumordnungsverfahren, Planfeststellungsverfahren,



Sicherung der beschränkt persönlichen Dienstbarkeiten und Genehmigungsverfahren nach BlmschV) sowie die Anerkennung möglicher Zusatzkosten aus diesen Verfahren.

5.2 Netzausbaumaßnahmen der nächsten drei Jahre

In der folgenden Tabelle 23 sind alle wirksamen Maßnahmen nach § 15a Abs. 1 S. 3 EnWG zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, die in den nächsten drei Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind, aufgeführt. Wie in dem am 16.12.2011 an die BNetzA übermittelten Entwurf des Szenariorahmens dargelegt, halten die FNB das Szenario II für das wahrscheinlichste. Daher sind die ausgewählten Maßnahmen auf Basis der Modellierungsergebnisse des Szenarios II für 2015 ermittelt worden.

In den kommenden drei Jahren werden nur Maßnahmen fertigstellbar sein, die bereits vor Erstellung des NEP von den FNB begonnen worden sind. Bei den aktuell üblichen Projektlaufzeiten (Planung, Genehmigungsprozesse, Umsetzung) von ca. 3-4 Jahren für Verdichterstationen sowie ca. 4-5 Jahren bei Leitungsprojekten werden Projekte, die neu im NEP 2012 identifiziert worden sind, voraussichtlich nicht in den nächsten drei Jahren abgeschlossen werden können. Die Realisierung der in Tabelle 23 beschriebenen Maßnahmen würde zusätzlich zu den Anforderungen aus dem Szenario II (für 2015) auch den Kraftwerksbedarf des Szenarios II bis einschließlich 2017 abdecken.

Die Notwendigkeit der einzelnen Maßnahmen bei geänderten Rahmenbedingungen (insbesondere des Szenariorahmens) wird in folgenden Netzentwicklungsplänen überprüft werden. Sollte sich ein aktuell vorhandener Bedarf als nicht nachhaltig herausstellen, so kann eine im aktuellen NEP geplante Maßnahme sich in einem späteren Netzentwicklungsplan als unnötig herausstellen. Die Projektliste ist dementsprechend in dem jährlichen NEP-Erstellungsprozess an geänderte Anforderungen anzupassen.



Tabelle 23: Netzausbaumaßnahmen bis 2015 (Szenario II)

Lfd. Nummer	NA-Maßnahmen/Projekt (ggf. Ort/Strecke)	Region	Netzgebiete	Leitung			Verdichter [MW]	Aktueller Projektstatus		Geplante Maßnahmen bis NEP 2013 (01.04.2013)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2014 (01.04.2014)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2015 (01.04.2015)	Planerische Inbetriebnahme*	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung	Erläuterung im Kapitel
				Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]		Entwicklungsstand	FID/non-FID						
1	NEL (Nordeuropäische Erdgasleitung)	H-Gas Nord	Diverse	440,0	1400	100		Im Bau	FID	Inbetriebnahme	---		01.11.2012	-Anbindung des Entries Greifswald -Transport in Richtung Dänemark und Schleswig-Holstein, sowie nach Süd- und Westdeutschland, Niederlande, Belgien und Frankreich	
2	VDS Emsen/Achim (Neu)	H-Gas Nord	GUD/OGE/Staßfurt				15	Genehmigungsprozess (BlmSch) wird im zweiten Halbjahr 2012 starten	FID	Detailed Engineering / Procurement	Beginn Realisierung	Fertigstellung	01.10.2014	-Anbindung des Entries Greifswald -Anbindung des Exits Rehden -Transport in Richtung Dänemark und Schleswig-Holstein	
3	Gasübernahmestation Heidenau	H-Gas Nord	GUD					Genehmigungsprozess (BlmSch) wird im zweiten Halbjahr 2012 starten	FID	Detailed Engineering / Procurement / Beginn Realisierung	Fertigstellung	---	01.10.2013	-Anbindung des Entries Greifswald -Anbindung des Exits Rehden -Transport in Richtung Dänemark und Schleswig-Holstein	
4	VDS Fohrhusen	L-Gas Nord	GUD				8	Im Genehmigungsprozess (BlmSch)	FID	Detailed Engineering / Procurement	Realisierung der Maßnahme	---	01.10.2013	-Erhöhung der Exit Kapazitäten im L-Gas Netz	
5	VDS Wardenburg	L-Gas Nord	GUD				16	Planungsentscheidung getroffen	non-FID	Start Basic Engineering	Detailed Engineering / Procurement	Realisierung der Maßnahme	01.01.2015	-Erhöhung der Exit Kapazitäten im L-Gas Netz -Erhöhung der Export Leistung in Richtung NL	
6	VDS Rysum		GUD/ TG				20	Planungsentscheidung getroffen	non-FID	Start Basic Engineering	Detailed Engineering / Procurement	Realisierung der Maßnahme (erste Einheit) / Procurement	Erste Einheit 01.10.2014 Zweite Einheit 01.10.2016	-Höhere Flexibilität	
7	VDS Quarnstedt (neu)	H-Gas Nord	GUD/OGE				16	Im Genehmigungsprozess (BlmSch)	non-FID	Fortsetzung Genehmigungungsverfahren	Detailed Engineering	Procurement	01.10.2016	-Anschluss der neuen Kraftwerke in Kiel und Flensburg -Steigerung der Exportleistung in Richtung Dänemark -Anschluss weiterer Kunden	4.3.1



Lfd. Nummer	NA-Maßnahmen/Projekt (ggf. Ort/Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	Region	Netzgebiete	Leitung			Verdichter [MW]	Aktueller Projektstatus		Geplante Maßnahmen bis NEP 2013 (01.04.2013)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2014 (01.04.2014)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2015 (01.04.2015)	Planerische Inbetriebnahme*	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung	Erläuterung im Kapitel
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]		Entwicklungsstand	FID/non-FID						
8	H-Gas Umstellung östlich Hannover	Erarbeitung eines Konzepts zur Umstellung von Netzbereichen von einer Versorgung mit L-Gas auf H-Gas	L-Gas Nord	GUID					Projektidee	non-FID	Machbarkeitsstudien, Erarbeitung von Umstellungsplan	Ankündigung von Umstellungsmaßnahmen; Detailed Engineering (Baumaßnahmen)	Procurement	01.10.2017	-Anschluss Kraftwerk Braunschweig -Umstellung unterbrechbarer Transportleistung auf feste Kapazitäten -Langfristig Deckung zusätzlichen Bedarfs (Volkswagen AG) -Langfristige Versorgungssicherheit	4.3.4
9	VDS Gernsheim	Verbindung von MEGAL und MIDAL	H-Gas West/Süd	GASCAD E/GRtgazD/OGE				8	Umweltverträglichkeitsprüfung	FID	Fertigstellung	Fertigstellung		01.01.2014	Erhöhung der Kopplungskapazität zwischen Gaspool und NCG	4.1
10	Ausbau Reiningen	-	L-Gas Nord	Nowega						FID	Fertigstellung			01.10.2012	Regionale Netzverstärkung	4.3.4
11	Ausbau Schürmers Mühle Rimpf	-	L-Gas Nord	Nowega						non-FID	Detailed Engineering	Fertigstellung		01.10.2013	Regionale Netzverstärkung	4.3.4
12	Ltg. Sammerz - Rimpf	Loop Sammerz - Rimpf Open Season 2008		OGE	67,0	1000	100		im Bau	FID	Inbetriebnahme	Rekultivierung, Ausgleichs- & Ersatzmaßnahmen	---	01.10.2012	Open Season 2008	4.1
13	Ltg. Schwandorf - Windberg	Loop Megal bis		GRtgazD/OGE	72,0	1000	100		im Bau	FID	Inbetriebnahme	Rekultivierung, Ausgleichs- & Ersatzmaßnahmen	---	01.10.2012	Open Season 2008	4.1
14	Ltg. Schwandorf - Arresting	Loop Schwandorf - Arresting inkl. GDRM-Anlagen	H-Gas West/Süd	bayernets/OGE	58,0	1000	100		Projektidee	non-FID	Vorbereitung ROV	Durchführung ROV, Umweltverträglichkeitsuntersuchungen, Vorbereitung PFV	Durchführung PFV	01.10.2017	Kraftwerke Burghausen, Isching 4 Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets	4.3.2
15	VDS Rothenstadt	Ausbau VDS Rothenstadt	H-Gas West/Süd	GRtgazD/OGE				20	Projektidee	non-FID	Start Basic Engineering	Basic Engineering, Detailed Engineering	Detailed Engineering, Genehmigungsverfahren (BlmschV), Procurement	01.10.2017	Kraftwerke Burghausen, Isching 4 Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets	4.3.2



Lfd. Nummer	NA-Maßnahmen/Projekt (ggf. Ort/Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	Region	Netzgebiete	Leitung			Verdichter [MW]	Aktueller Projektstatus		Geplante Maßnahmen bis NEP 2013 (01.04.2013)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2014 (01.04.2014)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2015 (01.04.2015)	Planerische Inbetriebnahme*	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung	Erläuterung im Kapitel
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]		Entwicklungsstand	FID/non-FID						
16	VDS Weme	Reversierung Süd-Nord	H-Gas West/Süd	OGE					Projektkonzept	non-FID	Start Basic Engineering	Basic Engineering, Detailed Engineering	Detailed Engineering, Genehmigungsverfahren (BlmschV), Procurement	01.10.2017	Kraftwerke Duisburg-Mündelheim, Emsland-Lingen, Gersteinwerk	4.3.2
17	VDS Stolberg	Ausbau VDS Stolberg	H-Gas West/Süd	Fluxys/OGE/ TG				11	Projektkonzept	non-FID	Start Basic Engineering	Basic Engineering, Detailed Engineering	Detailed Engineering, Genehmigungsverfahren (BlmschV), Procurement	01.10.2017	Kraftwerk Knapsack-Hürth Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit terranets bw/ TG	4.3.2
18	M+R Anwalting	Ausbau GDRM-Anlage Anwalting	H-Gas West/Süd	bayernets/OGE					im Bau	FID	Inbetriebnahme			01.12.2012	Erhöhung Exit-Kapazität zu nachgelagerten Netzbetreibern	4.3.2
19	M+R Landshut	Errichtung GDRM-Anlage Landshut	H-Gas West/Süd	bayernets/OGE					Projektkonzept	non-FID			Inbetriebnahme	01.12.2015	Erhöhung Exit-Kapazität zu nachgelagerten Netzbetreibern	4.3.2
20	Anbindung Verlauteheide - Weisweiler	Ausbau der Netzkopplung OGE zu TG in Verlauteheide; Anbindung Broichweiden-Weisweiler	H-Gas West/Süd	Fluxys/Gascade/OGE/ TG	14,0	500	70		Projektkonzept	non-FID	Konkretisierung mit Kraftwerksbetreiber	Machbarkeitsstudie; Vorbereitung ROV	ROV	01.01.2018	Bereitstellung FZK für Kraftwerk in Weisweiler	4.3.2
21	Anbindungsleitung Speicher Epe - Ochtrup	Loop der Leitung Epe - Ochtrup	H-Gas West/Süd	OGE/ TG	16,0	600 oder 800	70		Machbarkeitsstudie abgeschlossen; Investitionsantrag gestellt	non-FID	Machbarkeitsstudie zu Alternativlösung	ROV	Feintrassierung; Vorbereitung PFV	01.06.2017	Bereitstellung zusätzlicher, lastabhängig frei zuordenbarer Einspeisekapazität (Ausspeicherung) ins H-Gas-Netz für neuen Speicher in Epe	4.3.2
22	MIDAL Süd Loop	Bau einer Loopleitung von Reckrod nach Wirthheim, geplante Inbetriebnahme 2014	H-Gas West/Süd	GASCAD E	86,0	1000	90		Vorbereitung und Durchführung Genehmigungsverfahren	non-FID	Abschluss Genehmigungsverfahren, Bau der Leitung	Inbetriebnahme	-	01.01.2014	Erhöhung der Marktaustrauschkapazität zwischen GASPOOL und NCG	



Lfd. Nummer	NA-Maßnahmen/Projekt (ggf. Ort/Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	Region	Netzgebiete	Leitung			Verdichter [MW]	Aktueller Projektstatus		Geplante Maßnahmen bis NEP 2013 (01.04.2013)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2014 (01.04.2014)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2015 (01.04.2015)	Planerische Inbetriebnahme*	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung	Erläuterung im Kapitel
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]		Entwicklungsstand	FID/non-FID						
23	Anschlussleitung Gernsheim	Bau einer Anschlussleitung zur Verbindung der MIDAL und MEGAL, geplante Inbetriebnahme 2014	H-Gas West/Süd	GASCAD E	16,0	500	90		Vorbereitung und Durchführung Genehmigungsverfahren	FID	Abschluss Genehmigungsverfahren, Bau der Leitung	Inbetriebnahme	-	01.01.2014	Erhöhung der Marktgebietsaustauschkapazität zwischen GASPOOL und NCG	
24	VS Bunde	Erweiterung der bisherigen Verdichterstation inklusive neuem Gebäude, Erneuerung Stationsverrohrung, Messanlagen; geplante Inbetriebnahme 2012	H-Gas West/Süd	GASCAD E				13	im Bau	FID	-	-	-	01.11.2012	Erhöhung der Exportkapazitäten in die Niederlande	
25	VS Rehden	Anschluss der NEL an die MIDAL, geplante Inbetriebnahme 2012	H-Gas West/Süd	GASCAD E				20	im Bau	FID	-	-	-	01.11.2012	Erhöhung diverser Kapazitäten zwischen GASPOOL und NCG, nach Belgien und in die Niederlande	
26	VS Lippe	Erweiterung der Verdichterstation Lippe, geplante Inbetriebnahme 2013	H-Gas West/Süd	GASCAD E				15	Detailed Engineering, Procurement	FID	Bau der Anlage	Inbetriebnahme	-	01.01.2014	Erhöhung Kapazitäten zwischen GASPOOL und NCG nach Belgien	
27	VS Weisweiler	Erweiterung der Verdichterstation Weisweiler, geplante Inbetriebnahme 2013	H-Gas West/Süd	GASCAD E				13	Detailed Engineering, Procurement	FID	Bau der Anlage, Inbetriebnahme	-	-	01.10.2014	Erhöhung der Exportkapazität nach Belgien	



Lfd. Nummer	NA-Maßnahmen/Projekt (ggf. Ort/Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	Region	Netzgebiete	Leitung			Verdichter [MW]	Aktueller Projektstatus		Geplante Maßnahmen bis NEP 2013 (01.04.2013)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2014 (01.04.2014)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2015 (01.04.2015)	Planerische Inbetriebnahme*	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung	Erläuterung im Kapitel
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]		Entwicklungsstand	FID/non-FID						
28	Netzkopplung Drohne	Verknüpfung der Netze der Marktgebiete GASPOOL und NCG zwischen dem Ende der NEL und der OGE-Leitung Wardenburg-Werne, beinhaltet einen Ausbau der VS Rehden oder alternativ dem Neubau einer Verdichterstation in Drohne sowie eine Verbindungsleitung.	H-Gas West/Süd	GASCAD E/ NEL-BTG-Partner/ OGE	26,0	600	90	5	Projektkategorie	non-FID	Projektstudie, Vorbereitung ROV/PFV	Vorbereitung ROV/PFV, Durchführung ROV/PFV	Durchführung ROV/PFV, Detailed Engineering	31.12.2017	Schaffung Überspeisekapazität zwischen GASPOOL und NCG wegen neuer Kraftwerke und Erhöhung Überspeisekapazität innerhalb Marktgebiet NCG; Reversierung TENP	4.3.2, 4.3.6, 4.4
29	Ausbau Netzkopplung Reckrod	Verknüpfung der Netze der Marktgebiete GASPOOL und NCG am bestehenden Knotenpunkt Reckrod, beinhaltet Ausbauten an den VS Lippe und Reckrod sowie den Bau einer zusätzlichen, mitteldeutschen Leitung.	H-Gas West/Süd	GASCAD E/ OGE	80,0	1000	100	38	Projektkategorie	non-FID	Projektstudie, Vorbereitung ROV/PFV	Vorbereitung ROV/PFV, Durchführung ROV/PFV	Durchführung ROV/PFV, Detailed Engineering	31.12.2017	Schaffung Überspeisekapazität zwischen GASPOOL und NCG wegen neuer Kraftwerke und Erhöhung Überspeisekapazität innerhalb Marktgebiet NCG; Reversierung TENP	4.3.2, 4.3.6

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

* 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 „Projektkategorie“) basiert die „Planerische Inbetriebnahme“ auf einer üblichen Realisierungszeit einer Leitung bzw. einer Verdichterstation. Eventuelle maßnahmenspezifische Details wurden nicht berücksichtigt.



5.3 Weitere Netzausbaumaßnahmen bis 2022

In der folgenden Tabelle 24 sind alle wirksamen Maßnahmen nach § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb voraussichtlich erforderlich sind und nicht bereits in Kapitel 5.2 dargestellt sind, aufgeführt. Die FNB halten das Szenario II für das wahrscheinlichste. Daher sind die ausgewählten Ausbaumaßnahmen auf Basis der Modellierungsergebnisse des Szenarios II für 2022 ermittelt worden. Aus Sicht der FNB sollte vor dem Netzausbau für freizuordenbare Kapazitäten für Gaskraftwerke und Speicher eine Kosten-Nutzen-Analyse unter Berücksichtigung des erzielbaren Wohlfahrtsgewinns durchgeführt werden.



Tabelle 24: Weitere Netzausbaumaßnahmen bis 2022 (Szenario II)

Lfd. Nummer	NA-Maßnahmen/Projekt (ggf. Ort/Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	Region	Netzgebiete	Leitung			Aktueller Projektstatus		Geplante Maßnahmen bis NEP 2013 (01.04.2013)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2014 (01.04.2014)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2015 (01.04.2015)	Planerische Inbetriebnahme*	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung	Erläuterung im Kapitel
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]	Verdichter [MW]	Entwicklungsstand						
1	VDS Quarnstedt (neu) Erweiterung	Zusätzliche Einheit zur neuen Station Quarnstedt (2+1)	H-Gas Nord	GDJ/OGE				8	Im Genehmigungsprozess (BlmSch) (s.o.)	Fortsetzung Genehmigungsverfahren	Detailed Engineering	Procurement	01.10.2017	-Zusätzliche Exportleistung in Richtung Dänemark	4.3.1
2	Loop Fokbeck-Ellund	Teilweiser Loop zur DEUDAN (von Fokbeck bis Ellund)	H-Gas Nord	GDJ/OGE	63,5	900	84		Vorbereitung der Unterlagen für PFV	Durchführung PFV	Durchführung PFV / Detailed Engineering	Procurement	01.10.2017	-Zusätzliche Exportleistung in Richtung Dänemark	4.3.1
3	Plotprojekt Qualitätsumstellung	-	L-Gas Nord	Nowega					Projektidee					L/H-Umstellung	4.3.4
4	Ltg. Arresting Finsing	Loop Arresting Finsing inkl. GDRM-Anlagen	H-Gas West/Süüd	bayernets/OGE	78,0	1000	100		Projektidee	keine				Kraftwerke Franken I 1/2, Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets Speicher Haidach / 7Fields, Haiming	4.3.2
5	Monaco-Leitung (BA 1)	Monaco-Leitung, 1. Bauabschnitt Burghausen-Finsing im Jahr 2016-2022.	H-Gas West/Süüd	bayernets/OGE	85,0	1000	100		ROV abgeschlossen	Start PFV			01.10.2017	erhöhte Überspeisekapazität OGE mit bayernets Speicher Haidach / 7Fields, Haiming	4.3.2
6	VDS Amerdingen	Neubau VDS Amerdingen	H-Gas West/Süüd	bayernets/OGE/terrannets bw				30		keine				Kraftwerke Franken I 1/2, Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets Speicher Haidach / 7Fields, Haiming	4.3.2
7	VDS Werne	Ausbau VDS Werne	H-Gas West/Süüd	OGE				47	Projektidee	keine				Kraftwerke Ennsland-Lingen, Franken I 1/2, Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/terrannets bw/ TG Speicher Haidach / 7Fields, Haiming, Etzel BZK Wallbach - Bochoitz/Eynatten	4.3.2
8	VDS Stolberg	Ausbau VDS Stolberg	H-Gas West/Süüd	Fluxys/OGE/ TG				55	Projektidee	keine				Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit terrannets bw/ TG BZK Wallbach - Bochoitz/Eynatten	4.3.2



Lfd. Nummer	NA-Maßnahmen/Projekt (ggf. Ort/Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	Region	Netzgebiete	Leitung			Verdichter [MW]	Aktueller Projektstatus		Geplante Maßnahmen bis NEP 2013 (01.04.2013)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2014 (01.04.2014)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2015 (01.04.2015)	Planerische Inbetriebnahme*	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung	Erläuterung im Kapitel
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]		Entwicklungsstand	FID/non-FID						
9	Ltg. Epe - Werne	Loop Epe - Werne inkl. GDRM-Anlagen	H-Gas West/Süd	OGE/ TG	69,0	1200	100		Projektidee	non-FID	keine				Kraftwerke Emsland-Lingen, Franken I 1/2, Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw/ TG Speicher Haidach / 7Fields, Haiming, Etzel BZK Wallbach - Bochoholz/Eynatten	4.3.2
10	Ltg. MEGAL Rimpf - Obermichelbach	Loop MEGAL Rimpf - Obermichelbach inkl. GDRM-Anlagen	H-Gas West/Süd	GRTgaz/D/ OGE	79,0	1200	100		Projektidee	non-FID	keine				Speicher Haidach / 7Fields, Haiming	4.3.2
11	VDS Lauterbach	Neubau VDS Lauterbach	H-Gas West/Süd	GASCAD E/ OGE				102	Projektidee	non-FID	keine				Kraftwerke Franken I 1/2, Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw/ TG Speicher Haidach / 7Fields, Haiming, Etzel BZK Wallbach - Bochoholz/Eynatten	4.3.2
12	Reversierung aller TENP-Stationen	Reversierung (Süd-Nord) der VDS Schwarzach, Hugelheim, Mittelbrunn, Stolberg	H-Gas West/Süd	Fluxys/ OGE					Projektidee	non-FID	keine				BZK Wallbach - Bochoholz/Eynatten	4.3.2
13	VDS Porz Laufzeugwechsel	Laufzeugwechsel VDS Porz an zwei Verdichtereinheiten	H-Gas West/Süd	OGE/ TG					Projektidee	non-FID	keine				Erhöhung der Überspeisekapazität OGE/ TG BZK Wallbach - Bochoholz/Eynatten	4.3.2
14	VDS Mittelbrunn	Ausbau VDS Mittelbrunn	H-Gas West/Süd	Fluxys/ GRTgaz/D/ OGE				10	Projektidee	non-FID	keine				Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit Fluxys/ OGE/ terranets bw BZK Wallbach - Bochoholz/Eynatten	4.3.2
15	M+R Radevormwald	M+R Radevormwald	L-Gas West	OGE					Projektidee	non-FID	keine				Kraftwerk Werdohl-Elveringsen	4.3.5
16	M+R Bergisch-Gladbach	M+R Bergisch-Gladbach	L-Gas West	OGE/ TG					Projektidee	non-FID	keine				Kraftwerk Werdohl-Elveringsen	4.3.5



Lfd. Nummer	NA-Maßnahmen/Projekt (ggf. Ort/Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	Region	Netzgebiete	Leitung			Verdichter [MW]	Aktueller Projektstatus		Geplante Maßnahmen bis NEP 2013 (01.04.2013)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2014 (01.04.2014)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2015 (01.04.2015)	Planerische Inbetriebnahme*	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung	Erläuterung im Kapitel
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]		Entwicklungsstand	FID/non-FID						
17	Nordschwarzwaldleitung	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	Fluxys/OGE/terraneis bw	71,0	600	80	-	PFV läuft	non-FID	keine	keine	keine	01.10.2017	Erhöhung der Exit-Kapazität Bereitstellung FZK für Kraftwerke im Raum Stuttgart	4.3.2
18	VDS Ochtrup	Schaffung einer Überspannungsmöglichkeit von TG zu OGE;	H-Gas West/Süd	OGE/TG				15	Projektidee	non-FID	keine	keine	keine	01.01.2022	Umwandlung lastabhängig frei zuordenbarer Einspeisekapazität (Ausspeicherung) in FZK für neue Speicher in Epe und Jemgum	4.3.2

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

* 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.



5.4 Mögliche Netzausbaumaßnahmen des Szenarios I

Die in der Modellierung des Szenarios I identifizierten möglichen Maßnahmen sind in der folgenden Tabelle 25 dargestellt.



Tabelle 25: Netzausbaumaßnahmen bis 2022 (Szenario I)

Lfd. Num-mer	NA-Maßnahmen/Projekt (ggf. Ort/Strecke)	Maßnahmen-beschreibung	Region	Netz-gebiete	Leitung			Ver-dich-ter [MW]	Aktueller Projektstatus		Geplante Maßnahmen bis NEP 2013 (01.04.2013)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2014 (01.04.2014)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2015 (01.04.2015)	Planerische Inbetrieb-nahme*	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung	Erläute-rung im Kapitel
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]		Entwicklungs-stand	FID/non-FID						
1	NEL (Nordeuropäische Erdgasleitung)	Verbindung zur Nord Stream (in Lubmin). Verlauf über die Stationen Heidenau und Achim nach Rehden	H-Gas Nord	Diverse	440,0	1400	100		Im Bau	FID	Inbetriebnahme	---		01.11.2012	-Anbindung des Entrees Greifswald -Transport in Richtung Dänemark und Schleswig-Holstein, sowie nach Süd- und Westdeutschland, Niederlande, Belgien und Frankreich	
2	VDS Embesen/Achim (Neu)	Neubau einer Verdichterstation zur Verdichtung vom vorhandenen GUD-Netz aus in die NEL	H-Gas Nord	GUD/OGE/Statoil				15	Genehmigungsprozess (BlmSch) wird im zweiten Halbjahr 2012 starten	FID	Detailed Engineering / Procurement	Beginn Realisierung	Fertigstellung	01.10.2014	-Anbindung des Entrees Greifswald -Anbindung des Exits Rehden -Transport in Richtung Dänemark und Schleswig-Holstein	
3	Gasübernahmestation Heidenau	Aufbau einer Gasübernahmestation mit Messung und Gasvorwärmung	H-Gas Nord	GUD					Genehmigungsprozess (BlmSch) wird im zweiten Halbjahr 2012 starten	FID	Detailed Engineering / Procurement / Beginn Realisierung	Fertigstellung	---	01.10.2013	-Anbindung des Entrees Greifswald -Anbindung des Exits Rehden -Transport in Richtung Dänemark und Schleswig-Holstein	
4	VDS Folmhusen	Installation einer zusätzlichen dritten Einheit	L-Gas Nord	GUD				8	Im Genehmigungsprozess (BlmSch)	FID	Detailed Engineering / Procurement	Realisierung der Maßnahme	---	01.10.2013	-Erhöhung der Exit Kapazitäten im L-Gas Netz	
5	VDS Wardenburg	Erweiterung zweier Einheiten durch leistungsgesteigerte Einheiten	L-Gas Nord	GUD				16	Planungsentscheidung getroffen	non-FID	Start Basic Engineering	Detailed Engineering / Procurement	Realisierung der Maßnahme	01.01.2015	-Erhöhung der Exit Kapazitäten im L-Gas Netz -Erhöhung der Export Leistung in Richtung NL	
6	VDS Rysum	Erweiterung zweier Einheiten durch eine für die operative Nutzung optimierte Einheiten		GUD/ TG				20	Planungsentscheidung getroffen	non-FID	Start Basic Engineering	Detailed Engineering / Procurement	Realisierung der Maßnahme (erste Einheit) / Procurement	Erste Einheit 01.10.2014 Zweite Einheit 01.10.2016	-Höhere Flexibilität	
7	VDS Quarnstedt (neu)	Neubau einer Verdichterstation zur Verdichtung in die DEUDAN in Süd-Nord Richtung	H-Gas Nord	GUD/OGE				16	Im Genehmigungsprozess (BlmSch)	non-FID	Fortsetzung Genehmigungsverfahren	Detailed Engineering	Procurement	01.10.2016	-Anschluss der neuen Kraftwerke in Kiel und Flensburg -Steigerung der Exportleistung in Richtung Dänemark -Anschluss weiterer Kunden	4.4
8	VDS Quarnstedt (neu) Erweiterung	Zusätzliche Einheit zur neuen Station Quarnstedt	H-Gas Nord	GUD/OGE				8	Im Genehmigungsprozess (BlmSch) (s.o.)	non-FID	Fortsetzung Genehmigungsverfahren	Detailed Engineering	Procurement	01.10.2017	-Zusätzliche Exportleistung in Richtung Dänemark	4.4



Lfd. Nummer	NA-Maßnahmen/Projekt (ggf. Ort/Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	Region	Netzgebiete	Leitung			Verdichter [MW]	Aktueller Projektstatus		Geplante Maßnahmen bis NEP 2013 (01.04.2013)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2014 (01.04.2014)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2015 (01.04.2015)	Planerische Inbetriebnahme*	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung	Erläuterung im Kapitel
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]		Entwicklungsstand	FID/non-FID						
9	Loop Fokbeck-Ellund	Teilweiser Loop zur DEUDAN (von Fokbeck bis Ellund)	H-Gas Nord	GUD/OGE	63,5	900	84		Vorbereitung der Unterlagen für PFV	non-FID	Durchführung PFV	Durchführung PFV / Detailed Engineering	Procurement	01.10.2017	Zusätzliche Exportleistung in Richtung Dänemark	4.4
10	H-Gas Umstellung östlich Hannover	Erarbeitung eines Konzepts zur Umstellung von Netzbereichen von einer Versorgung mit L-Gas auf H-Gas	L-Gas Nord	GUD					Projektidee	non-FID	Machbarkeitsstudien, Erarbeitung von Umstellungsplan	Ankündigung von Umstellungsmaßnahmen; Detailed Engineering (Baumaßnahmen)	Procurement	01.10.2017	-Anschluss Kraftwerk Braunschweig -Umstellung unterbrechbarer Transportleistung auf feste Kapazitäten -Langfristig Deckung zusätzlichen Bedarfs (Volkswagen AG) -Langfristige Versorgungssicherheit	4.4
11	VDS Gernsheim	Verbindung von MEGAL und MIDAL	H-Gas West/Süd	GASCAD E/ GRTgazD/OGE				8	Umweltverträglichkeitsprüfung	FID		Fertigstellung		01.01.2014	Erhöhung der Kopplungskapazität zwischen Gaspool und NCG	4.1
12	Ausbau Reiningen	-	L-Gas Nord	Nowega						FID	Fertigstellung			01.10.2012	Regionale Netzverstärkung	4.4
13	Ausbau Schumers Mühle	-	L-Gas Nord	Nowega						non-FID	Detailed Engineering	Fertigstellung		01.10.2013	Regionale Netzverstärkung	4.3.4
14	Pilotprojekt Qualitätsumstellung	-	L-Gas Nord	Nowega					Projektidee	non-FID					L/H-Umstellung	4.4
15	Ltg. Sannerz - Rimpf	Loop Sannerz - Rimpf Open Season 2008		OGE	67,0	1000	100		im Bau	FID	Inbetriebnahme	Rekultivierung, Ausgleichs- & Ersatzmaßnahmen	---	01.10.2012	Open Season 2008	4.1
16	Ltg. Schwandorf - Windberg	Loop Megal bis		GRTgazD/OGE	72,0	1000	100		im Bau	FID	Inbetriebnahme	Rekultivierung, Ausgleichs- & Ersatzmaßnahmen	---	01.10.2012	Open Season 2008	4.1
17	Ltg. Schwandorf - Arresting	Loop Schwandorf - Arresting inkl. GDRW-Anlagen	H-Gas West/Süd	bayernets/OGE	58,0	1000	100		Projektidee	non-FID	Vorbereitung ROV	Durchführung ROV, Umweltverträgliche Untersuchungen, Vorbereitung PFV	Durchführung PFV	01.10.2017	Kraftwerke Burghausen, Isching 4 Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets Speicher Haidach / 7Fields, Haiming	4.4



Lfd. Num.	NA-Maßnahmen/Projekt (ggf. Ort/Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	Region	Netzgebiete	Leitung			Aktueller Projektstatus		Geplante Maßnahmen bis NEP 2013 (01.04.2013)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2014 (01.04.2014)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2015 (01.04.2015)	Planerische Inbetriebnahme*	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung	Erläuterung im Kapitel
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]	Verdichter [MW]	Entwicklungsstand						
18	VDS Rothenstadt	Ausbau VDS Rothenstadt	H-Gas West/Süd	GRTgaz/ OGE				20	Projektkonzept	Start Basic Engineering	Basic Engineering, Detailed Engineering	Detailed Engineering, Genehmigungsverfahren (BlmschV), Procurement	01.10.2017	Kraftwerke Burghausen, Isching 4 Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets Speicher Haidach / 7Fields, Haiming	4.4
19	Ltg. Arresting Finsing	Loop Arresting Finsing inkl. GDRM-Anlagen	H-Gas West/Süd	bayernets/ OGE	78,0	1000	100		Projektkonzept	keine				Kraftwerke Franken I 1/2, Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets Speicher Haidach / 7Fields, Haiming	4.4
20	Monaco-Leitung (BA 1)	Monaco-Leitung, 1. Bauabschnitt Burghausen-Finsing im Jahr 2012-2022.	H-Gas West/Süd	bayernets/ OGE	85,0	1000	100		ROV abgeschlossen.	Start PFV				Kraftwerke Leipheim (Günzburg) Erhöhte Überspeisekapazität OGE mit bayernets Speicher Haidach / 7Fields, Haiming	4.4
21	VDS Haiming	Ausbau VDS Haiming / Reversierung VDS	H-Gas West/Süd	bayernets/ OGE				10	Projektkonzept	keine				Kraftwerke Burghausen, Isching 4, Günzburg Erhöhung Exit-Kapazität Burghausen	4.4
22	Ltg. GuD Kraftwerk Leipheim	Anschlussleitung GuD Kraftwerk Leipheim/Günzburg	H-Gas West/Süd	bayernets/ OGE	6,0	500			Machbarkeitsstudie abgeschlossen	keine	keine	keine		Kraftwerk Leipheim (Günzburg)	4.4
23	Ltg. SEL Bauabschnitt Lampertheim - Stuttgart	SEL Bauabschnitt Lampertheim - Stuttgart	H-Gas West/Süd	OGE/ terranets bw	116,0	1000	100		PFV abgeschlossen bzw. läuft					Kraftwerke Stuttgart und Sindelfingen; Erhöhte feste Überspeisekapazität terranets bw;	4.4
24	Monaco 2. BA (Finsing - Amerdingen) und Ltg. SEL Bauabschnitte Amerdingen - Stuttgart	Leitung Finsing-Amerdingen als Alternative für die Projekte Ltg. Schwandorf - Arresting; Ltg. Arresting - Finsing; VDS Rothenstadt; Ltg. MEGAL Rimpf - Obermichelbach	H-Gas West/Süd	OGE/ terranets bw / bayernets	274,0	1000	100		Monaco 2. BA: Machbarkeitsstudie abgeschlossen SEL: PFV abgeschlossen bzw. im Verfahren	Monaco 2. BA: Einleitung ROV SEL: Abschluss PFV				Kraftwerke Burghausen, Isching 4 Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets Speicher Haidach / 7Fields, Haiming	4.4



Lfd. Num.	NA-Maßnahmen/ Projekt (ggf. Ort/Strecke)	Maßnahmen- beschreibung	Region	Netz- gebiete	Leitung			Ver- dichter [MW]	Aktueller Projektstatus		Geplante Maßnahmen bis NEP 2013 (01.04.2013)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2014 (01.04.2014)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2015 (01.04.2015)	Planerische Inbetrieb- nahme*	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung	Erläute- rung im Kapitel
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]		Entwicklungs- stand	FID/ non- FID						
25	VDS Amerdingen	Neubau VDS Amerdingen	H-Gas West/Süd	bayernets/ OGE/ terranets bw				30	Projekti- dee	non- FID	keine				Kraftwerke Franken I 1/2, Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets Speicher Haidach / 7Fields, Haiming	4.4
26	VDS Weme	Reversierung Süd-Nord	H-Gas West/Süd	OGE					Projekti- dee	non- FID	Start Basic Engineering	Basic Engineering, Detailed Engineering	Detailed Engineering, Genehmigungsverfahren (BlmschV), Procurement	01.10.2017	Kraftwerke Duisburg-Mündelheim, Emden, Emsland-Lingen, Geithe, Gersteinwerk Speicher Etzel FZK-Entry Medelsheim und Wallbach	4.4
27	VDS Weme	Ausbau VDS Weme	H-Gas West/Süd	OGE				47	Projekti- dee	non- FID	keine				Kraftwerke Daxlanden, Emsland-Lingen, Franken I 1/2, Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw/ TG Speicher Haidach / 7Fields, Haiming, Etzel BZK Wallbach - Bochoholz/Eynatten	4.4
28	VDS Stolberg	Ausbau VDS Stolberg	H-Gas West/Süd	Fluxys/ OGE/ TG				66	Projekti- dee	non- FID	keine	Anteil aus Szenario II 2015 siehe Szenario II 2015	Anteil aus Szenario II 2015 siehe Szenario II 2015		Kraftwerke Daxlanden, Knapsack-Hürth Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit terranets bw/ TG BZK Wallbach - Bochoholz/Eynatten	4.4
29	Ltg. Epe - Weme	Loop Epe - Weme inkl. GDRM-Anlagen	H-Gas West/Süd	OGE/ TG	69,0	1200	100		Projekti- dee	non- FID	keine				Kraftwerke Daxlanden, Emsland-Lingen, Franken I 1/2, Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw/ TG Speicher Haidach / 7Fields, Haiming, Etzel BZK Wallbach - Bochoholz/Eynatten	4.4
30	Ltg. MEGAL Rimpf - Obermichelbach	Loop MEGAL Rimpf - Obermichelbach inkl. GDRM-Anlagen	H-Gas West/Süd	GRTgaz/D/ OGE	79,0	1200	100		Projekti- dee	non- FID	keine				Speicher Haidach / 7Fields, Haiming	4.4



Lfd. Nummer	NA-Maßnahmen/Projekt (ggf. Ort/Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	Region	Netzgebiete	Leitung			Verdichter [MW]	Aktueller Projektstatus		Geplante Maßnahmen bis NEP 2013 (01.04.2013)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2014 (01.04.2014)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2015 (01.04.2015)	Planerische Inbetriebnahme*	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung	Erläuterung im Kapitel
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]		Entwicklungsstand	FID/non-FID						
31	VDS Lauterbach	Neubau VDS Lauterbach	H-Gas West/Süd	GASCAD E/ OGE				102	Projektidee	non-FID	keine				Kraftwerke Daxlanden, Franken I 1/2, Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw/ TG Speicher Haidach / 7Fields, Haiming, Etzel BZK Wallbach - Bochtoltz/Eynatten	4.4
32	Reversierung aller TENP-Stationen	Reversierung (Süd-Nord) der VDS Schwarzach, Hügelsheim, Mittelbrunn, Stolberg	H-Gas West/Süd	Fluxys/ OGE					Projektidee	non-FID	keine				BZK Wallbach - Bochtoltz/Eynatten FZK-Entry Wallbach	4.4
33	VDS Schwarzach Kühler	Zubau Kühler VDS Schwarzach	H-Gas West/Süd	Fluxys/ OGE/ terranets bw					Projektidee	non-FID	keine				Kraftwerk Daxlanden Erhöhung der Überspeisekapazität Fluxys/ OGE/ terranets bw BZK Wallbach - Bochtoltz/Eynatten	4.4
34	VDS Porz Laufzeugwechsel	Laufzeugwechsel VDS Porz an zwei Verdichtereinheiten	H-Gas West/Süd	OGE/ TG					Projektidee	non-FID	keine				Erhöhung der Überspeisekapazität OGE/ TG BZK Wallbach - Bochtoltz/Eynatten	4.4
35	VDS Mittelbrunn	Ausbau VDS Mittelbrunn	H-Gas West/Süd	Fluxys/ GRTgazD/ OGE				10	Projektidee	non-FID	keine				Kraftwerk Daxlanden Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit Fluxys/ OGE/ terranets bw BZK Wallbach - Bochtoltz/Eynatten	4.4
36	VDS Krummhörn	Ausbau VDS Krummhörn	H-Gas West/Süd	OGE				14	Projektidee	non-FID	keine				Kraftwerke Burghausen, Daxlanden, Duisburg-Mündelheim, Emden, Emsland-Lingen, Franken I 1/2, Geithe, Gersteinwerk, Irsching 4, Knapsack-Hürth, Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw/ TG Speicher Haidach / 7Fields, Haiming, Etzel BZK Wallbach - Bochtoltz/Eynatten	4.4



Lfd. Nummer	NA-Maßnahmen/Projekt (ggf. Ort/Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	Region	Netzgebiete	Leitung			Verdichter [MW]	Aktueller Projektstatus		Geplante Maßnahmen bis NEP 2013 (01.04.2013)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2014 (01.04.2014)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2015 (01.04.2015)	Planerische Inbetriebnahme*	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung	Erläuterung im Kapitel
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]		Entwicklungsstand	FID/non-FID						
37	Ltg. Bunde - Ochtrup	Loop Bunde - Ochtrup inkl. GDRM-Anlagen	H-Gas West/Süd	GUD/ OGE/ TG	117,0	1100	100		Projekti- d- stand	non-FID	keine				Kraftwerke Burghausen, Daxlanden, Duisburg-Mündelheim, Emsland-Lingen, Franken I 1/2, Geithe, Gersteinwerk, Isching 4, Knapsack-Hürth, Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bwl TG Speicher Haidach / 7Fields, Haiming, Etzel BZK Wallbach - Bocholtz/Eynatten	4.4
38	Ltg. Werne - Winterberg	Loop Werne - Winterberg inkl. GDRM-Anlagen	H-Gas West/Süd	Gascade/ OGE	96,0	1200	100		Projekti- d- stand	non-FID	keine				Kraftwerke Burghausen, Daxlanden, Franken I 1/2, Isching 4, Knapsack-Hürth, Speicher Haidach / 7Fields, Haiming, Etzel Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bwl TG BZK Wallbach - Bocholtz/Eynatten	4.4
39	M+R Radevormwald	M+R Radevormwald	L-Gas West	OGE					Projekti- d- stand	non-FID	keine				Kraftwerke Köln-Niehl, Düsseldorf Lausward und Werdohl-Elveringsen	4.4
40	M+R Bergisch-Gladbach	M+R Bergisch-Gladbach	L-Gas West	OGE/ TG					Projekti- d- stand	non-FID	keine				Kraftwerke Köln-Niehl, Düsseldorf Lausward und Werdohl-Elveringsen	4.4
41	Ltg. Voigtlschlach - Paffrath	Loop Ltg. Voigtlschlach - Paffrath (NETG)	L-Gas West	OGE/ TG	27,0	1000	70		PFV läuft	non-FID	Abschluss PFV				Kraftwerke Köln-Niehl; Düsseldorf Lausward und Uerdingen	4.4
42	Teilloop Ltg. Werne-Paffrath	Teilloop Ltg. Werne-Paffrath	L-Gas West	OGE	12,0	1000	70		Projekti- d- stand	non-FID	keine				Kraftwerke Köln-Niehl; Düsseldorf Lausward und Uerdingen	4.4
43	Anbindung Verlauteheide - Weisweiler	Ausbau der Netzkopplung OGE zu TG in Verlauteheide; Anbindung Broichweiden-Weisweiler	H-Gas West/Süd	Fluxys/ Gascade/ OGE/ TG	14,0	500	70		Projekti- d- stand	non-FID	Konkretisierung mit Kraftwerksbetreiber	Machbarkeitsstudie; Vorbereitung ROV	ROV	01.01.2018	Bereitstellung FZK für Kraftwerk in Weisweiler	4.3.2
44	Anbindungsleitung Speicher Epe - Ochtrup	Loop der Leitung Epe - Ochtrup	H-Gas West/Süd	OGE/ TG	16,0	600 oder 800	70		Machbarkeitsstudie abgeschlossen; Investitionsantrag gestellt	non-FID	Machbarkeitsstudie zu Alternativlösung	ROV	Feintrasierung; Vorbereitung PFV	01.06.2017	Bereitstellung zusätzlicher, lastabhängig frei zuordenbarer Einspeisekapazität (Auspeicherung) ins H-Gas-Netz für neuen Speicher in Epe	4.3.2



Lfd. Num.	NA-Maßnahmen/ Projekt (ggf. Ort/Strecke)	Maßnahmen- beschreibung	Region	Netz- gebiete	Leitung			Ver- dichter [MW]	Aktueller Projektstatus		Geplante Maßnahmen bis NEP 2013 (01.04.2013)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2014 (01.04.2014)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2015 (01.04.2015)	Planerische Inbetrieb- nahme*	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung	Erläute- rung im Kapitel
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]		Entwicklungs- stand	FID/ non- FID						
45	VDS Ochtrup	Schaffung einer Überspeisemöglich- keit von TG zu OGE;	H-Gas West/Süd	OGE/ TG				15	Projektidee	non- FID	keine	keine	keine	01.01.2022	Umwandlung lastabhängig frei zuordenbarer Einspeisekapazität (Auspeicherung) in FZK für neue Speicher in Epe und Jemgum	4.3.2
46	H-Gas- Umstellung L- Gas-Netz Nowega (E.ON Avacon)	Errichtung Anschlussleitung einschließlich M+R- Anlagen Ontras- Netz zum L-Gas- Netz Nowega / E.ON Avacon	L-Gas Nord	Nowega/ ONTRAS					Projektidee		keine				Ersatz L-Gas durch H-Gas	4.4
47	MIDAL Süd Loop	Bau einer Loopleitung von Reckrod nach Wirthheim, geplante Inbetriebnahme 2014	H-Gas West/Süd	GASCAD E	86,0	1000	90		Vorbereitung und Durchführung Genehmigungs verfahren	non- FID	Abschluss Genehmigungsverfahren, Bau der Leitung	Inbetriebnahme	-	01.01.2014	Erhöhung der Marktgebietsaustauschkapazität zwischen GASPOOL und NCG	
48	Anschlussleitung Gernsheim	Bau einer Anschlussleitung zur Verbindung der MIDAL und MEGAL, geplante Inbetriebnahme 2014	H-Gas West/Süd	GASCAD E	16,0	500	90		Vorbereitung und Durchführung Genehmigungs verfahren	FID	Abschluss Genehmigungsverfahren, Bau der Leitung	Inbetriebnahme	-	01.01.2014	Erhöhung der Marktgebietsaustauschkapazität zwischen GASPOOL und NCG	
49	VS Bunde	Erweiterung der bisherigen Verdichterstation inklusive neuem Gebäude, Erneuerung Stationsverrohrung, Messanlagen; geplante Inbetriebnahme 2012	H-Gas West/Süd	GASCAD E				13	im Bau	FID	-	-	-	01.11.2012	Erhöhung der Exportkapazitäten in die Niederlande	
50	VS Renden	Anschluss der NEL an die MIDAL, geplante Inbetriebnahme 2012	H-Gas West/Süd	GASCAD E				20	im Bau	FID	-	-	-	01.11.2012	Erhöhung diverser Kapazitäten zwischen GASPOOL und NCG, nach Belgien und in die Niederlande	



Lfd. Nummer	NA-Maßnahmen/Projekt (ggf. Ort/Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	Region	Netzgebiete	Leitung			Verdichter [MW]	Aktueller Projektstatus		Geplante Maßnahmen bis NEP 2013 (01.04.2013)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2014 (01.04.2014)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2015 (01.04.2015)	Planerische Inbetriebnahme*	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung	Erläuterung im Kapitel
					Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]		Entwicklungsstand	FID/non-FID						
51	VS Lippe	Erweiterung der Verdichterstation Lippe, geplante Inbetriebnahme 2013	H-Gas West/Süd	GASCAD E				15	Detailed Engineering, Procurement	FID	Bau der Anlage	Inbetriebnahme	-	01.01.2014	Erhöhung Kapazitäten zwischen GASPOOL und NCG und nach Belgien	
52	VS Weisweiler	Erweiterung der Verdichterstation Weisweiler, geplante Inbetriebnahme 2013	H-Gas West/Süd	GASCAD E				13	Detailed Engineering, Procurement	FID	Bau der Anlage, Inbetriebnahme	-	-	01.10.2014	Erhöhung der Exportkapazität nach Belgien	
53	diverse Altsystemverstärkung	diverse Verstärkung von zentraler Infrastruktur in Nord-, Mittel- und Ostdeutschland	H-Gas West/Süd	GASCAD E/ GUID/ NEL-BTG-Partner/ OGE/ TG	1000	700-1200	90-100	40	Projektkategorie	non-FID	-	-	-	2022	diverse Speicheranbindungen, Kraftwerksanbindungen, MÜT- und GÜP-Kapazitäten	4.4

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

* 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 „Projektkategorie“) basiert die „Planerische Inbetriebnahme“ auf einer üblichen Realisierungszeit einer Leitung bzw. einer Verdichterstation. Eventuelle maßnahmenspezifische Details wurden nicht berücksichtigt.



5.5 Berücksichtigung von Speicherprojekten in Szenario II bis 2015

5.5.1 Kapazitäten von/zu den Speichern Haidach, Etzel und 7Fields

Die laut der Bestätigung des Szenariorahmens in 2015 zu berücksichtigenden Speicher Haidach, Etzel und 7Fields sind in der Modellierung des Szenarios II (2022), nicht jedoch in der Modellierung des Szenarios II (2015), berücksichtigt worden.

Aufgrund entsprechender Anfragen in der Konsultation wird in diesem Kapitel eine Abschätzung der für die Bereitstellung temperaturgeführter fester frei zuordenbarer Kapazitäten erforderlichen Ausbaukosten durchgeführt. Da diese Kosten jedoch aus Sicht der FNB unter Berücksichtigung gesamtwirtschaftlicher Erwägungen unverhältnismäßig sind, wird ein Vorschlag zur Behandlung des Kapazitätsbedarfs für diese Speicher vorgestellt.

Abschätzung der Ausbaukosten für die Speicher Etzel, Haidach und 7Fields

Die folgenden Ausbaumaßnahmen aus der Modellierung des Szenarios II (2022) sind für die Bereitstellung von temperaturgeführten festen frei zuordenbaren Kapazitäten für die Speicher Haidach, Etzel und 7Fields vollständig oder zum wesentlichen Teil erforderlich.

Tabelle 26: Abschätzung der Ausbaukosten für die Speicher Haidach, Etzel und 7Fields

Projekt	Laufende Nummer*	geschätzte Kosten [Mio. €]
Loop Leitung Arresting-Finsing inkl. GDRM-Anlagen	4	156,0 Mio. €
Monaco-Leitung 1. Bauabschnitt Burghausen-Finsing	5	170,3 Mio. €
Neubau VDS Amerdingen	6	78,0 Mio. €
Ausbau VDS Werne	7	96,2 Mio. €
Loop Leitung Epe-Werne	9	171,6 Mio. €
Loop Leitung MEGAL Rimpar – Obermichelbach inkl. GDRM-Anlagen	10	197,6 Mio. €
Neubau VDS Lauterbach	11	191,1 Mio. €
Ausbau VDS Stolberg	8	111,8 Mio. €
Ausbau VDS Mittelbrunn	14	29,9 Mio. €
Summe		1.202,5 Mio. €

* Zuordnung zu den laufenden Nummern der weiteren Netzausbauten bis 2022 aus Szenario II in Tabelle 25

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Mit diesen Maßnahmen sind Kosten von mehr als 1.000 Mio. € verbunden. Diese Kosten würden aus Sicht der FNB unter Berücksichtigung gesamtwirtschaftlicher Erwägungen zu einem unverhältnismäßigen Netzausbau führen.

Für die Modellierung der temperaturgeführten festen frei zuordenbaren Kapazitäten wurden folgende Temperaturen angesetzt:



Tabelle 27: Angesetzte Temperaturen für die Modellierung von temperaturgeführten festen frei zuordenbaren Kapazitäten

	Temperatur
Obere Grenze der festen Kapazität für Einspeisung vom Gasspeicher in das Fernleitungsnetz	0°C
Untere Grenze der festen Kapazität für Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz zu den Gasspeichern Haidach und 7-Fields	10°C
Untere Grenze der festen Kapazität für Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz zu dem Gasspeicher Etzel	16°C

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Aus Tabelle 14 („Geänderte Anforderungen im Raum H-Gas West/ Süd für 2015 und 2022 gegenüber 2012 (Szenario II)“) lässt sich ableiten, dass diese Ausbaurkosten für die Bereitstellung von temperaturgeführten festen frei zuordenbaren Kapazitäten zum wesentlichen Teil für die Speicher Haidach, Etzel und 7Fields erforderlich sind:

Tabelle 28: Geänderte Anforderungen des Szenarios II (2022) gegenüber dem Szenario II (2015)

	Geänderte Anforderung des Szenarios II (2022) gegenüber dem Szenario II (2015)
Kraftwerke	-0,9 GW
Speicher	Einspeisung: +16,7 GW Ausspeisung: +13,5 GW
Nachgelagerte Netzbetreiber	-4,4 GW
Grenzübergangspunkte	Reverse Flow Frankreich (4 GW Einspeisung aus Frankreich) und Schweiz (28 GW Einspeisung aus Schweiz)

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Der bei den Kraftwerken ausgewiesene Rückgang des Leistungsbedarfs um -0,9 GW ergibt sich trotz der zwei neu hinzukommenden Kraftwerke Stuttgart und Sindelfingen. Dies ist auf die höhere Effizienz der Ersatzkraftwerke entsprechend der zugrundegelegten Kraftwerksliste zurückzuführen.

Auf Seite 40 wird der an den Grenzübergangspunkten ausgewiesene zusätzliche Leistungsbedarf bewertet. Für die Einspeisekapazität in Medelsheim werden demnach keine Maßnahmen erforderlich, da die Kapazität nur alternativ zur Einspeisung in Waidhaus oder Oberkappel genutzt werden kann.

Die Betrachtungen der zusätzlichen Transportmöglichkeit aus Richtung Italien/ Schweiz in Richtung Belgien/ Niederlande wurden lediglich als beschränkt zuordenbare Kapazität vorgenommen. Die damit verbundenen Anteile der den Speichern zugeordneten Ausbaumaßnahmen wurden in dem nicht wesentlichen Anteil der Kosten berücksichtigt.

Die bestimmende Größe für die sich ergebenden Ausbaumaßnahmen und die damit verbundenen aufgezeigten Kosten von ca. 1 Mrd. € sind somit die Speicher.



Alternative Modellierungsvariante

Entsprechend Tenor 5 der Bestätigung des Szenariorahmens haben die FNB in einem solchen als unverhältnismäßig angesehenen Fall eine alternative Modellierungsvariante unter der Prämisse durchzuführen, dass die angefragten Kapazitäten mittels der in § 9 Abs. 3 GasNZV aufgeführten Maßnahmen bereitgestellt werden können. Hierbei ist den Interessen der Speicherbetreiber und damit letztlich der Speicherkunden nach festen, frei zuordenbaren Kapazitäten soweit wie möglich nachzukommen.

Die FNB schlagen daher vor, in der von der BNetzA für diesen NEP durchzuführenden Konsultation die Umsetzung der folgenden Maßnahmen in dem Zeitraum von 2015 bis 2017 zu prüfen:

Tabelle 29: Alternative Abschätzung der Ausbaukosten für die Speicher Etzel, Haidach und 7Fields

Projekt	geschätzte Kosten [Mio. €]
Monaco-Leitung 1. Bauabschnitt Burghausen-Finsing	170,3 Mio. €
Ausbau VDS Werne	96,2 Mio. €
Loop Leitung Epe-Werne	171,6 Mio. €
Neubau VDS Lauterbach	191,1 Mio. €
Ausbau VDS Stolberg	111,8 Mio. €
Ausbau VDS Mittelbrunn	29,9 Mio. €
Summe	770,9 Mio. €

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Durch die Umsetzung dieser Maßnahmen, welche mit Kosten von etwa 750 Mio. € verbunden wären, könnten feste Kapazitäten in der jeweils angefragten Höhe mit Nutzungseinschränkungen entsprechend § 9 Abs. 3 GasNZV bereitgestellt werden.

5.5.2 Kapazitäten von/zu dem Speicher Kiel Rönne (K 103)

Der laut der Bestätigung des Szenariorahmens in 2015 zu berücksichtigende Speicher Kiel Rönne (K 103) ist in der Modellierung des Szenarios II nicht berücksichtigt worden. Die für das Szenario II (2015) geplante Maßnahme „VDS Quarnstedt (neu)“ in Verbindung mit dem „Leitungsloop Fockbek – Ellund“, die im Zuge des erhöhten Kapazitätsbedarfs nach Dänemark derzeit geplant werden, decken die zusätzliche Einlagerungsleistung der neuen Kaverne in Rönne temporär für maximal drei Jahre ab, da von einem sukzessiven Antreten der effektiven Transporte nach Dänemark ausgegangen wird. Bei einer dauerhaften FZK Berücksichtigung der Einlagerungsleistung werden erhebliche weitere Investitionen (Loopleitung des Systems ab Heidenau, ca. 100 Mio. €) erforderlich.

Die FNB halten es unter Berücksichtigung gesamtwirtschaftlicher Erwägungen für sinnvoller eine Einlagerung der Kaverne nur alternativ zur Erfüllung der Versorgungsaufgaben einzuplanen, was z.B. durch temperaturabhängige Beschränkungen erfolgen könnte.



5.5.3 Kapazitäten von/zu dem Speicher Empelde

Der laut Bestätigung des Szenariorahmens in 2015 zu berücksichtigende Speicher Empelde ist in der Modellierung des Szenarios II nicht berücksichtigt worden. Die geplanten Maßnahmen (Reiningen, Schümers Mühle) erhöhen die Kapazitätsverfügbarkeit außerhalb der Leistungsspitze. Die FNB halten eine Einlagerung in den Speicher alternativ zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe für eine gesamtwirtschaftlich sinnvollere Lösung. Dies könnte z.B. durch temperaturabhängige bzw. saisonale Beschränkungen erfolgen. Eine konkrete Lösung wird in diesem Fall im Rahmen des Verfahrens gemäß §39 GasNZV weiter erörtert.



6 Liefersicherheit und Power-to-Gas

6.1 Power-to-Gas

6.1.1 Power-to-Gas – das Konzept

Das Verfahren „Power-to-Gas“ (Gas aus Strom) bietet eine Möglichkeit, Strom aus erneuerbaren Energien in Wasserstoff oder synthetisches Methan umzuwandeln und in der Erdgasinfrastruktur (Transportsystem und Speicher) zu speichern. Die Erdgasinfrastruktur Deutschlands ist derzeit das System, das im Vergleich zu anderen Speicheroptionen die größten Mengen an Energie speichern, transportieren und abgeben kann.

Alle sonstigen Speichermöglichkeiten, wie zum Beispiel Pumpspeicherkraftwerke, Batterien, Druckluftspeicher oder Schwungräder, sind auch in Zukunft nicht in der Lage, vergleichbar große Energiemengen zu speichern. Somit eröffnet Power-to-Gas prinzipiell eine technisch realisierbare Möglichkeit, größere Mengen Strom aus erneuerbaren Energien zu speichern und in Gaskraftwerken bedarfsgerecht wieder bereitzustellen, um die zukünftig von volatilen Erzeugern abhängige Stromversorgung in der erforderlichen Weise stabil zu gewährleisten.

Das technische Grundprinzip beruht bei dem Power-to-Gas-Verfahren darauf, dass sich Wasser mittels der Elektrolyse in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff aufspalten lässt, (Gl. 1).



Der Wasserstoff kann dann ins Erdgasnetz eingespeist werden.

Wird dem Wasserstoff in einem weiteren Verarbeitungsschritt Kohlenstoffdioxid (CO_2) zugefügt, entsteht (synthetisches) Methan (SNG) (Gl. 2).



Durch den zusätzlichen Prozessschritt ist die Herstellung von synthetischem Methan kostenintensiver und geht mit einem Wirkungsgradverlust einher. Bezogen auf die ursprüngliche elektrische Energiemenge (Stromdargebot aus der Windenergie) errechnet sich, unter Berücksichtigung der gegenwärtigen Umwandlungstechniken, bei der Rückverstromung von Wasserstoff eine Gesamtenergieeffizienz von 34 % bis 44 % [FhG-IWES 2011]. Durch die Zwischenschaltung der Methanisierung fällt die Effizienz weiter auf 30 % bis 38 %. In der Fachwelt wird davon ausgegangen, dass die Wirkungsgrade zukünftig noch gesteigert werden können.

6.1.2 Grenzen der Wasserstoffeinspeisung – technische Rahmenbedingungen

Bei der Zumischung von Wasserstoff in das bestehende Erdgassystem sind im Gegensatz zum synthetischen Methan technische Restriktionen zu berücksichtigen. Untersuchungen haben gezeigt, dass in Erdgastransportsystemen nahezu alle Parameter (z. B. Brennwert, Dichte, Wobbe-Index etc.) durch eine Wasserstoffeinspeisung beeinflusst werden.



Verdichteranlagen

Verdichteranlagen, insbesondere die Feuerungssysteme der Antriebsmaschinen, reagieren vergleichsweise sensibel auf Wasserstoff im Brenngas. Beispielsweise sind Leistungseinbußen aufgrund geringerer Brennwerte oder Materialschädigungen bis hin zur kompletten Zerstörung der Antriebsmaschinen nicht auszuschließen. Einzelne Gasturbinentypen lassen laut Herstellerangaben eine Wasserstoffzumischung zum Brenngas von bis zu 10 Vol. % zu. Die Mehrzahl der heute in Deutschland betriebenen Anlagen erlauben dagegen nur einen deutlich geringeren Wasserstoffanteil (Bandbreite typenabhängig von rund 1 Vol. % bis 5 Vol. %).

Abgrenzend zu den Aussagen einzelner Gasturbinenhersteller ist anzumerken, dass zum gegenwärtigen Zeitpunkt aufgrund fehlender Praxisuntersuchungen keine Aussagen zu den von den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern eingesetzten Gasturbinen getroffen werden können. Die Wasserstoffverträglichkeit von Gasturbinen wird maßgeblich von der verwendeten Brennertechnik beeinflusst. Bereits geringe Wasserstoffkonzentrationen >1 Vol. % bis 2 Vol. % können bei modernen emissionsarmen Feuerungssystemen zum Flammenrückschlag und somit zum Ausfall der Maschinentechnik führen oder verhindern, dass die Anforderungen der 13. BImSchV und der TA-Luft erfüllt werden.

Leitungen und Leitungsbestandteile

Material- und werkstoffwissenschaftliche Untersuchungen haben gezeigt, dass Wasserstoff unter bestimmten Voraussetzungen zur Versprödung und anderen Verschlechterungen der Materialeigenschaften von Leitungen und Leitungsbestandteilen führen kann. Bei vergleichsweise geringen Wasserstoffkonzentrationen (≤ 10 Vol. %) und unter Berücksichtigung von typischen Betriebsbedingungen im Erdgastransportsystem (Lastzyklen, Druckspiele und Schwingungen) sind nur geringe Einflüsse auf die Bauteilintegrität zu erwarten. Ausnahmen bilden jedoch hochfeste Stähle, die eine deutlich geringere Wasserstoffresistenz besitzen. Um abschließende Aussagen und Bewertungen im Hinblick auf die Langzeitverträglichkeit treffen zu können, sind – insbesondere im Bereich von Armaturen – weitergehende Materialprüfungen erforderlich.

Gasmesstechnik

Die in Fernleitungsnetzen verwendeten Gasanalysegeräte, wie beispielsweise Prozessgaschromatographen (PGC), können derzeit in der Regel keinen Wasserstoff analysieren und sind entsprechend zu modifizieren. Andere Gasanalysegeräte, wie beispielsweise Schwefelmessgeräte (Querempfindlichkeit mit Wasserstoff), sind durch geeignete Alternativen auszutauschen oder hinsichtlich der Messtechnik zu erweitern. Die Messgeräte zur Mengenermittlung sind darüber hinaus neu zu parametrieren oder zu ersetzen.

Angrenzende Infrastrukturen

Erdgasspeicher: Da eine Einlagerung von wasserstoffhaltigem Erdgas in Untertagespeicher erfolgen wird, sind Auswirkungen auf die Erdgasspeicher nicht auszuschließen. Aktuelle Forschungsergebnisse hierzu (z. B. im Auftrag des DVGW) werden noch in diesem Jahr erwartet. Zudem haben Erfahrungen aus der Vergangenheit gezeigt, dass insbesondere Poren- und Aquiferspeicher sehr sensibel auf Wasserstoff bzw. auf Umwandlungsprodukte des Wasserstoffs reagieren. Fachexperten schließen langfristig irreversible



Schäden bis hin zu Ausfällen von Poren- und Aquiferspeichern nicht aus. Aspekte, wie beispielsweise

- erhöhte Verluste von Wasserstoff durch Migration in nicht zugängliche Speicherbereiche,
- Wasserstoffverluste infolge der Entstehung neuer chemischer Verbindungen,
- Verstopfungen der Poren des Speichergesteins und
- zusätzliche technische Aufwendungen zur Gasaufbereitung (H_2S -Problematik),

sind dabei nur einige der in der Fachwelt diskutierten Fragen.

Europäischer Transport: Das deutsche Fernleitungsnetz ist die größte Drehscheibe für den Transport von Erdgas in Europa. Deshalb besteht grundsätzlich noch weiterer Klärungsbedarf, inwieweit Wasserstoff im Erdgas innerhalb des grenzüberschreitenden Transportes bei den europäischen Nachbarländern Akzeptanz findet.

6.1.3 Potenziale, Untersuchungen und Ergebnisse zur Einspeisung von Wasserstoff

Im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2012 haben die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber untersucht, inwieweit Wasserstoff dem Erdgas beigemischt werden kann. Aufgrund der Vielfältigkeit verschiedener Einspeisestellen, Wirkungen auf die Transportsysteme und der daraus resultierenden Maßnahmen sowie Kosten werden nachfolgend, beispielhaft für die in Deutschland operierenden Fernleitungsnetzbetreiber, Einspeisungen von Wasserstoff in das Transportsystem an den Einspeisepunkten der Offshore-Erdgastransportleitungen an Nord- bzw. Ostsee in die Marktgebiete GASPOOL und NetConnect Germany vorgestellt.

Einspeisepotenziale

Als potenzielle Einspeisepunkte für den aus Offshore-Windstrom produzierten Wasserstoff wurden die Netzbereiche in der Nähe der Importpunkte Emden (Europipe I und Norpipe), Dornum (Europipe II) und Lubmin (Nord Stream) identifiziert, da dort dauerhaft gerichtete Erdgasströme zum Mischen verfügbar sind. In diesen Netzbereichen sind die Bedingungen vergleichsweise günstig, da zusätzlich auch die technischen Voraussetzungen von Seiten der Stromnetze vorhanden sind. Erdgasträgerströme sind bei der Einspeisung von Wasserstoff notwendig, um unkontrollierbare Wasserstoffkonzentrationen (Wasserstoffpfropfen) im deutschen Erdgasnetz zu vermeiden, da ansonsten lokale Konzentrationssprünge nicht auszuschließen sind.

Die **folgenden Randbedingungen wurden** bei den Varianten berücksichtigt:

- Die Auswahl der zu betrachtenden Einspeisestellen wird auf die in eine Richtung (unidirektional) betriebenen Importleitungen begrenzt.
- Bei der Zumischung von Wasserstoff in die bestehenden Fernleitungsnetze wird unterstellt, dass dies im Rahmen der zur Verfügung stehenden Kapazitäten erfolgt. Bei Revisionen oder einer maximalen Kapazitätsnutzung der Fernleitungsnetze besteht folglich kein Einspeisepotenzial für Wasserstoff.



- Zur Bewertung der Einspeisemöglichkeiten im Rahmen einer Beimischung werden die historischen Lastflüsse in den vergangenen fünf Jahren betrachtet und damit die Zukunft prognostiziert. Bei neuen Einspeisepunkten werden vergleichbare vorhandene Einspeisepunkte zur Erstellung eines solchen Lastgangs herangezogen.

Nachstehender Tabelle 30 können die Abschätzungen der Potenziale für die Einspeisung von Wasserstoff in das bestehende Fernleitungsnetz entnommen werden.

Tabelle 30: Abschätzung der maximalen Einspeisepotenziale von Wasserstoff auf Basis historischer Flussdaten

Importpunkt	1 Vol. % Wasserstoff Maximum	10 Vol. % Wasserstoff Maximum
Emden	76,9 MWh/h (102 MW _{el})*	769 MWh/h (1025 MW _{el})*
Dornum	103,4 MWh/h (138 MW _{el})*	1.035 MWh/h (1.380 MW _{el})*
Lubmin	234,5 MWh/h (312 MW _{el})*	2.345 MWh/h (3.120 MW _{el})*

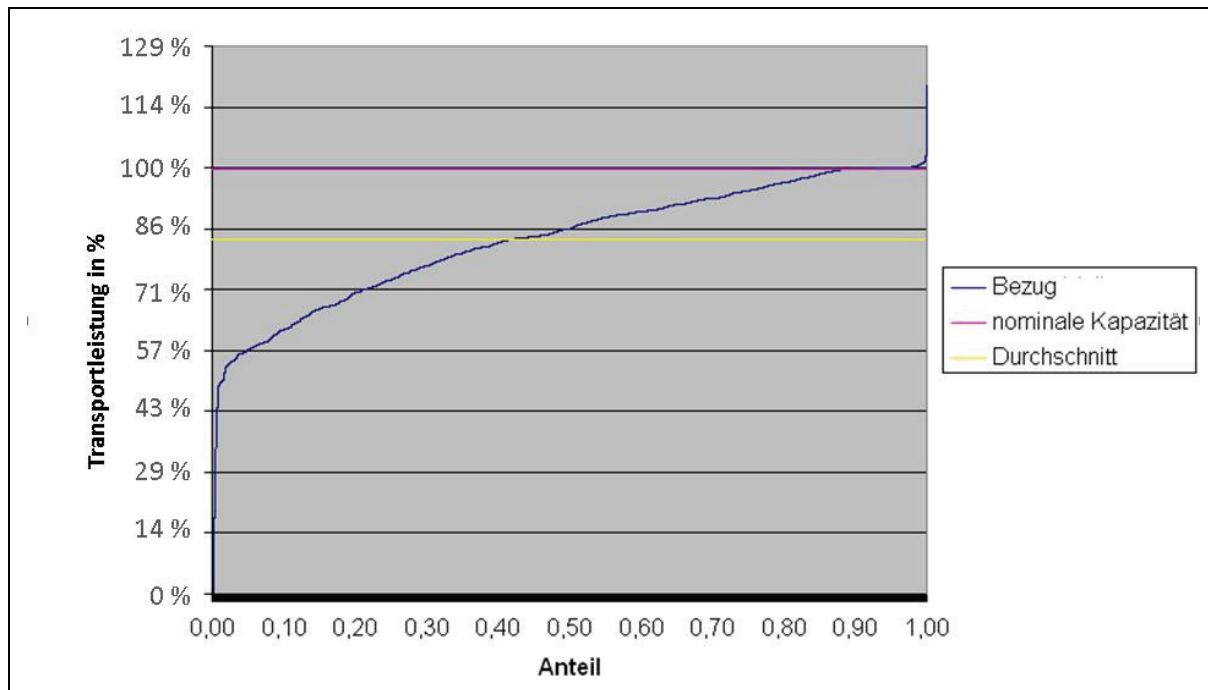
*Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber * Annahme: 75 % Wirkungsgrad der Elektrolyseanlagen zur Erzeugung von Wasserstoff*

Zur Erläuterung

Grundlage zur Abschätzung des Einspeisepotenzials von Wasserstoff bilden Auswertungen der an den Importpunkten Emden und Dornum geflossenen Gasmengen. Da für den Importpunkt Lubmin (Nord Stream) keine historischen Daten vorliegen, wurde unterstellt, dass das Nutzerverhalten dem der JAMAL Europa Leitung am Importpunkt Mallnow entspricht. Die Auswertung der Gasflüsse der letzten fünf Jahre zeigte eine immense Bandbreite des Gasflusses. Dieser reicht vom Nullfluss bis hin zum Erreichen der maximalen Stationsleistung.



Abbildung 23: Exemplarische Darstellung der Verteilung der Transportleistung an einer Importstelle



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Nullflüsse sind beispielsweise auf Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen der Stationen oder Stillstände im vorgelagerten System zurückzuführen. Diese traten jedoch vergleichsweise selten auf, sind jedoch im Hinblick auf die Bemessung des Wasserstoffeinspeisepotenzials zu berücksichtigen. Im Fall von fehlenden Trägergasströmen ist das Potenzial zur Einspeisung von Wasserstoff auf Null limitiert. Im Fall des Erreichens der jeweiligen maximalen Stationsleistung, welche eine Überschreitung der festen gesicherten Einspeisemengen (Transport nach Können und Vermögen) bedeutet, könnten zusätzliche Einspeisungen von Wasserstoff nur dann erfolgen, wenn diese Importströme substituieren würden. Da weitere Gasströme technisch nicht abtransportierbar sind, ist auch in diesen Fällen kein Einspeisepotenzial vorhanden. Aufgrund der erheblichen Bandbreite der Gasflüsse, wurden zur Abschätzung der Obergrenze von Wasserstoff die derzeit (Stand Frühjahr 2012) technisch verfügbaren festen Einspeisekapazitäten der Importpunkte herangezogen. Bei einer teilweisen Nutzung der technischen möglichen Importleistung reduziert sich das Einspeisepotenzial für Wasserstoff im gleichen Verhältnis. Das Wasserstoffeinspeisepotenzial wurde nach folgender Berechnungsmethodik (Gl. 3 bis Gl. 6) ermittelt.

Ermittlung des gerichteten Trägergasstroms am Importpunkt ($T_{\text{Importpunkt}}$)

$$T_{\text{Importpunkt}} = \frac{\sum_{i=1}^n \text{TVK}_{\text{Importpunkt, TSO}_i}}{\text{cv}_{\text{Importpunkt}}} \quad (\text{Gl. 3})$$

mit

TVK: technisch verfügbare feste Kapazität an der Importstelle
 cv: Brennwert des Erdgases (durchschnittlich) an der Importstelle



Ableitung der max. Wasserstoffmenge am Importpunkt (Q_{H_2})

$$Q_{H_2} = T_{\text{Importpunkt}} \cdot x_{H_2, \text{max}} \quad (\text{Gl. 4})$$

mit

$x_{H_2, \text{max}}$: maximale Wasserstoffkonzentration - Vol. % -

Bestimmung der Wasserstoffleistung (\dot{Q}_{H_2})

$$\dot{Q}_{H_2} = Q_{H_2} \cdot cv_{H_2} \quad (\text{Gl. 5})$$

mit

cv_{H_2} : Brennwert Wasserstoff 3,56 kWh/Nm³

Bestimmung der äquivalenten elektrischen Leistung aus Windenergie ($P_{\text{el, Wind}}$)

$$P_{\text{el, Wind}} = \frac{\dot{Q}_{H_2}}{\eta_{\text{Elektrolyseanlage}}} \quad (\text{Gl. 6})$$

$\eta_{\text{Elektrolyseanlage}}$: Wirkungsgrad der Elektrolyseanlagen zur Erzeugung von Wasserstoff, hier 75 %

Sollte die gesamte Einspeiseleistung der Offshore-Windkraftanlagen zur Umwandlung in Wasserstoff verwendet werden, sind weitreichende Ausbau- und Erweiterungsmaßnahmen des Transportsystems unvermeidbar. Im Fall der prognostizierten elektrischen Einspeiseleistungen aus dem genehmigten Szenariorahmen der Strom-Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB-Szenario B) von 13.000 MW im Jahr 2022 [BNetzA 2011] würde dies bei einem angenommenen Umwandlungswirkungsgrad der Elektrolyseanlagen zur Erzeugung von Wasserstoff von 75 % einer Menge von rund 2,7 Mio. m³(Vn) Wasserstoff pro Stunde entsprechen. Unter Berücksichtigung der historischen Gasflüsse wären in diesem Fall Wasserstoffkonzentrationen von mehr als 60 Vol. % in weiten Teilen des Fernleitungsnetzes nicht auszuschließen. Bei diesen Konzentrationshöhen wäre der Aufbau einer eigenständigen Wasserstoffinfrastruktur zu überlegen.

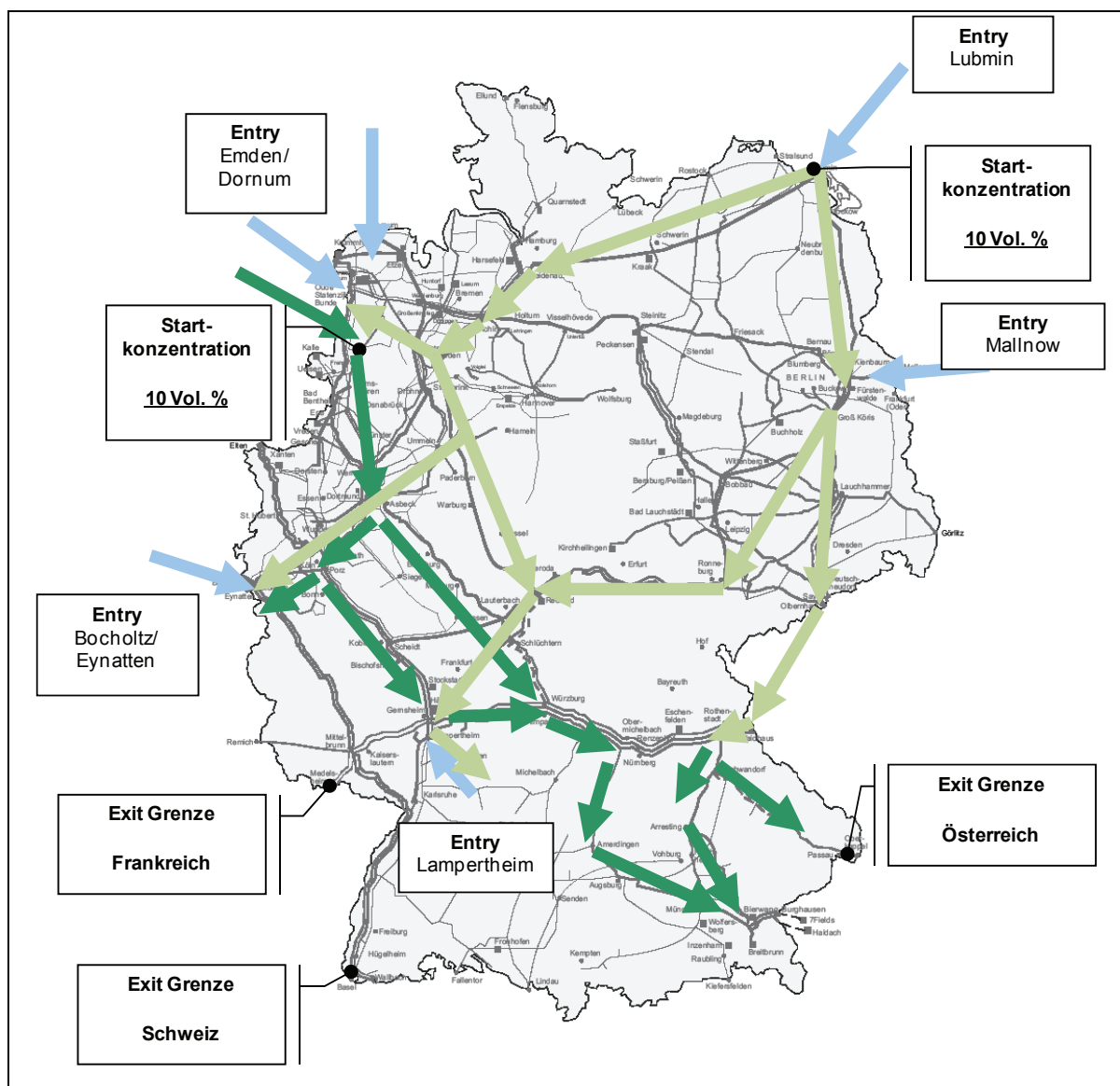
6.1.4 Untersuchungen zum Verlauf der Wasserstoffkonzentration im Transportsystem

Zur Bestimmung der Auswirkungen der Wasserstoffeinspeisung wurde im Rahmen von strömungsmechanischen Netzberechnungen exemplarisch eine Zufuhr von Wasserstoff im Nord-Westen und alternativ im Nord-Osten Deutschlands untersucht. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen lassen sich wie folgt zusammenfassen: Die Einspeisemengen von Wasserstoff verteilen sich im gesamten deutschen Fernleitungsnetz. Dies ist insbesondere bei geringerer bis mittlerer Netzbelastung der Fall, da in diesen Zeiten ein Großteil des deutschen Versorgungsgebietes aus den norddeutschen Importquellen versorgt werden könnte. Im Fernleitungsnetz findet eine Verdünnung mit anderen Erdgasmengen statt. Allerdings finden sich in ausgewählten Transportszenarien sogar in Süddeutschland noch



mindestens 30 % der ursprünglichen Wasserstoffkonzentration wieder. Die Ergebnisse der strömungsmechanischen Untersuchungen sind der Abbildung 24 zu entnehmen.

Abbildung 24: Verlauf des Wasserstoffs in Deutschland



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Wege des Wasserstoffs - dunkle Pfeile Wasserstoff aus Einspeisungen an der Nordsee - helle Pfeile Wasserstoff aus Einspeisungen an der Ostsee

Kostenabschätzung

Die Simulationsergebnisse verdeutlichen, dass die Wasserstoffzumischung weite Teile des Fernleitungssystems betrifft und größere Investitionen auslösen kann. In der nachfolgenden Tabelle 31 sind erste Kostenschätzungen dargestellt. Bei dieser Kostenschätzung ist unterstellt, dass die Einspeisung von Wasserstoff in den vorhandenen Transportkapazitäten erfolgt. Weitere zusätzliche Kosten außerhalb des Fernleitungsnetzes (z. B. Speicher, Kraftwerke, Industrie, Verkehrssektor, nachgelagerte Netze etc.) sind nicht berücksichtigt.



Tabelle 31: Abschätzung der notwendigen Investitionen in das Fernleitungsnetz

Maßnahme, Anlagen	Wasserstoff ≤ 1 Vol. % [Mio. Euro]	Wasserstoff 10 Vol. % [Mio. Euro]
Mess-/ Regelstationen	30	30
Umbau der Gasturbinen für Brenngasaufbereitung	75	75
Modifikation/ Ersatz der Gas- turbinen und Umrüstung Ver- dichter	-	rund 3.625 (Ersatz)
Summe Einspeisung, Umbau und Anschluss	105	3.730

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Entsprechend dem bestätigten Szenariorahmen waren die Möglichkeiten von Power-to-Gas bei einer Einspeisung von Wasserstoff in die Transportnetze zu untersuchen. Angesichts der erheblichen Investitionen, die alleine in den Netzen der Fernleitungsnetzbetreiber notwendig wären, sowie der unklaren Auswirkungen auf nachgelagerte Netze, Speicher und Verbraucher, sollten hier kurz die Vorzüge von Power-to-Gas auf der Basis von synthetischem Methan genannt werden.

Erdgas besteht im Wesentlichen aus Methan. Die Umwandlung von Wasserstoff in synthetisches Methan bietet deshalb den großen Vorteil, dass es aufgrund seiner dem Erdgas nahezu identischen Eigenschaften problemlos in das Erdgastransportnetz eingespeist werden könnte. Hierdurch ließen sich die spezifischen Hemmnisse, die einer Wasserstoffeinspeisung entgegen sprechen, vermeiden. Die Einspeisung von synthetischem Methan müsste nicht an den großen Importpunkten der Netze erfolgen, da kein vorhandener Erdgasstrom zum Mischen benötigt würde. Eine Einspeisung könnte an jeder Stelle im Netz erfolgen. Das mögliche Einspeisepotential hinge nur von der Aufnahmefähigkeit des Gastransportnetzes an den jeweiligen Einspeisepunkten ab.

6.2 Szenarien zu Versorgungsstörungen

Entsprechend § 15a EnWG haben die Betreiber von Fernleitungsnetzen bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans die Auswirkungen denkbarer Störungen der Versorgung zu berücksichtigen. Im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2012 sind zwei Szenarien zu Versorgungsstörungen, jeweils eines für das H-Gas- und L-Gas-Gebiet, definiert.

6.2.1 „Versorgungsstörung H-Gas“

Im Szenariorahmen, der die Basis für den Netzentwicklungsplan Gas 2012 bildet, sind folgende Vorgaben für die Versorgungsstörung im H-Gas-Gebiet definiert:



Ausfall der größten separat betriebenen Gasimportleitung

- Reduzierung des Gasflusses um 90 % des Transportsystems am Grenzübergangspunkt Mallnow für eine Dauer von 30 Tagen
- Erdgasverbrauch der geschützten Kunden im relevanten Netzgebiet wird mit 50 % der internen Bestellungen angesetzt
- Darstellung der Auswirkung der Versorgungsstörung auf die Gruppe der „geschützten Kunden“ gemäß § 53a EnWG

Ergebnis

Die Untersuchung des Szenarios „Versorgungsstörung durch den Ausfall der größten separat betriebenen Gasimportleitung“ führt zu folgendem Ergebnis: Die Versorgung geschützter Kunden im relevanten Netzgebiet sowie die volle Versorgung in den übrigen Netzgebieten können unter den zuvor genannten Prämissen aufrecht erhalten werden. Darüber hinaus führten weiter gehende Betrachtungen zu der Erkenntnis, dass im relevanten Netz (inkl. nachgelagerter Netzbetreiber) ausreichend Transportkapazitäten zur Verfügung stehen, um auch 60 % der Leistung aller nicht geschützten Kunden bereitzustellen.

Vorgehensweise

Am Grenzübergangspunkt Mallnow wird russisches Erdgas über die durch Weißrussland und Polen führende Jamal-Europa-Pipeline nach Deutschland importiert. Für dieses Szenario war zu untersuchen, inwieweit die Reduktion dieses Gasflusses bei Aufrechterhaltung der Ausspeisungen durch andere Einspeisepunkte ausgeglichen werden muss.

Das relevante Netzgebiet wurde hierbei mit dem Netzgebiet der GASCADE gleichgesetzt. Dementsprechend hat GASCADE die möglichen Transportleistungen aus anderen Einspeisepunkten untersucht, um so auch die unterschiedlichen Möglichkeiten der Versorgung in diesem Szenario zu ermitteln.

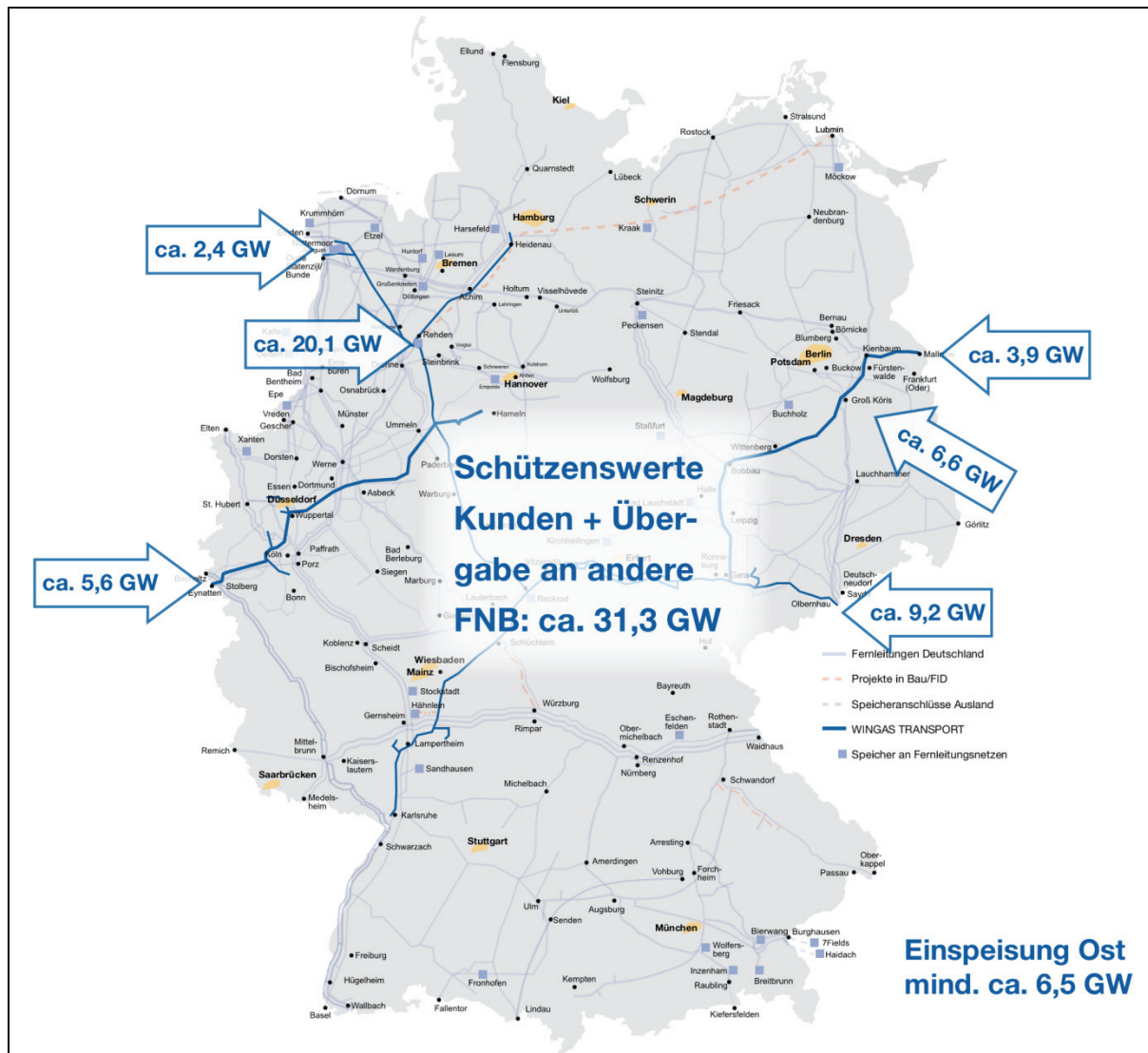
Das Szenario wurde so modelliert, dass die angrenzenden Fernleitungsnetzbetreiber in den Marktgebieten GASPOOL und NetConnect Germany aus dem Fernleitungsnetz der GASCADE weiterhin mit der notwendigen Transportleistung versorgt werden, um ihre sämtlichen Versorgungsaufträge ohne Einschränkungen zu erfüllen. Zusammen mit den geschützten Kunden in den nachgelagerten Netzen der GASCADE (gemäß Szenariorahmen angesetzt mit 50 % der internen Bestellungen) ergeben sich notwendige Ausspeiseleistungen von rund 31,3 GW. Diese lassen sich unter Beachtung der Strömungsmechanik von den Einspeisepunkten versorgen.

Hierbei werden mindestens 6,5 GW Einspeisungen im Osten (Übernahme aus OPAL, restliche Menge Mallnow, Brandov-STEGAL) angestellt, also an Importpunkten für russisches Erdgas. Die Beschäftigung des Erdgasspeichers Rehden wurde im Rahmen dieses Szenarios fokussiert untersucht. Der WINGAS-Speicher im norddeutschen Rehden ist mit seiner Arbeitsgaskapazität von mehr als vier Milliarden Kubikmetern auf einer unterirdischen Fläche von rund acht Quadratkilometern der größte in Westeuropa. Er verfügt über rund ein Fünftel der gesamten in Deutschland vorhandenen Speicherkapazität und leistet damit einen nachhaltigen Beitrag zur Versorgungssicherheit des Landes. Die für dieses Szenario notwendigen Einspeisungen aus dem Speicher Rehden in das Netz der



GASCADE bewegen sich zwischen 2,6 GW und 20,1 GW je nach Beschäftigung der übrigen Einspeisepunkte.

Abbildung 25: Szenario zur Versorgungsstörung H-Gas (gemäß Szenariorahmen)



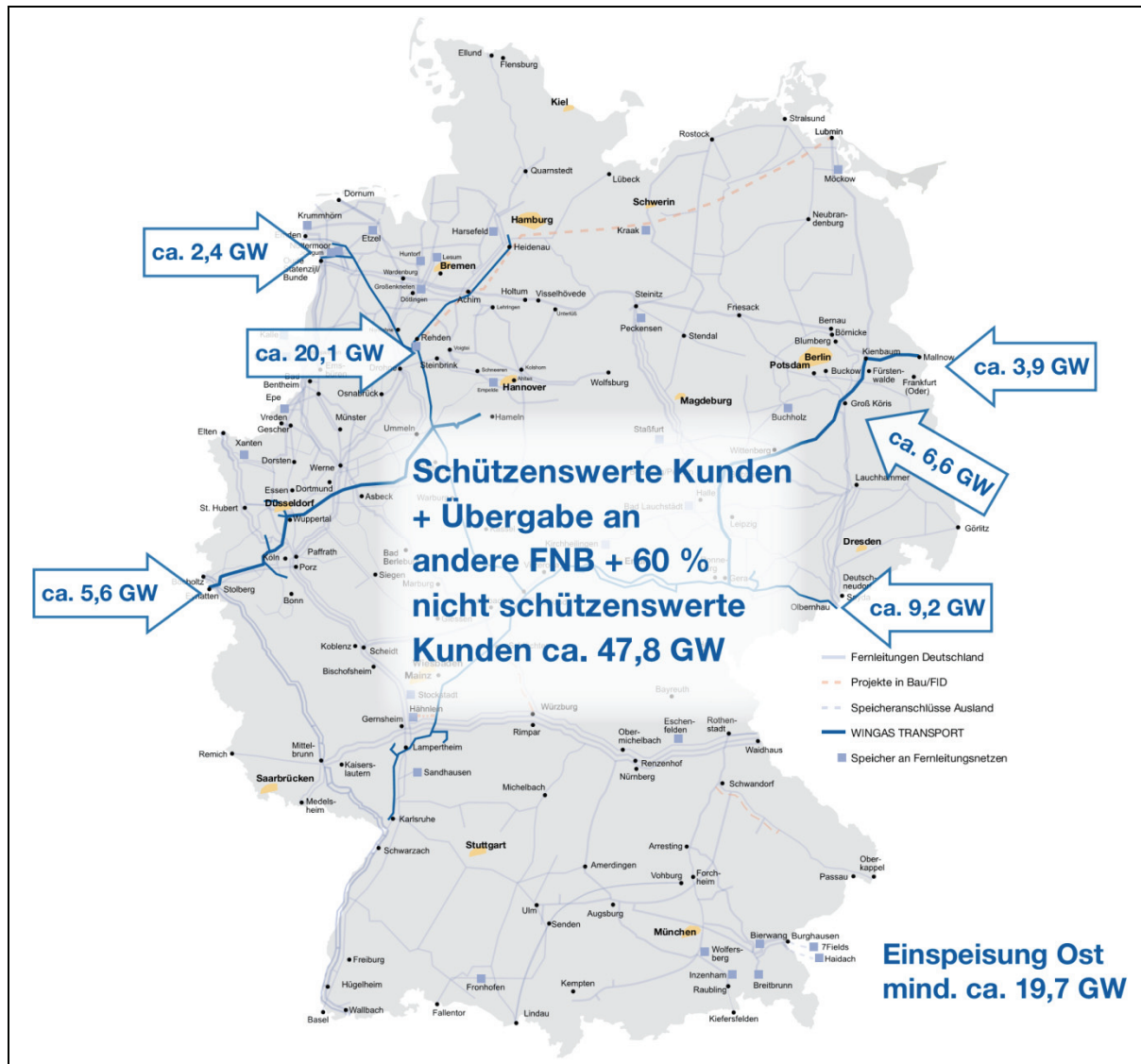
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Zusätzlich zur reinen Abbildung des vorgegebenen Szenarios „Versorgungsstörung durch den Ausfall der größten separat betriebenen Gasimportleitung“ wurde im Rahmen dieses Netzentwicklungsplans 2012 untersucht, welche Ausspeiseleistungen aus dem Netz der GASCADE sich bei einer Reduzierung des Gasflusses in Mallnow um 90 % weiterhin nutzen lassen. Für diese Ermittlung wurde ein funktionierender europäischer Binnenmarkt angenommen. Die Reduzierung der Gaseinspeisung in Mallnow würde folglich dafür sorgen, dass andere Einspeisepunkte so weit wie möglich beschäftigt würden, um diese Reduktion weitestgehend zu kompensieren. Konkret sind in diesem Fall – neben den bereits oben aufgeführten Einspeisungen im Osten – die westlichen Einspeiseleistungen aus den Niederlanden (am Einspeisepunkt Bunde), aus dem Gasspeicher Rehden und aus Belgien (am Einspeisepunkt Eynatten) zu nennen.



Die Auswertung dieser Betrachtung führt zu dem Ergebnis, dass neben den angrenzenden Fernleitungsnetzbetreibern in den Marktgebieten GASPOOL und NetConnect Germany sowie den geschützten Kunden in den nachgelagerten Netzen der GASCADE auch die ungeschützten Kunden im relevanten Netzgebiet mit 60 % ihrer Leistung versorgt werden können.

Abbildung 26: Szenario zur Versorgungsstörung H-Gas (zusätzliches Maximalszenario)



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber



6.2.2 „Versorgungsstörung L-Gas“

Im Szenariorahmen, der die Basis für den Netzentwicklungsplan Gas 2012 bildet, sind folgende Vorgaben für die Versorgungsstörung im L-Gas-Gebiet definiert:

„Reduzierung der inländischen Produktion“

- Ausfall der zwei größten Produktions-Aufkommen in Deutschland
- Dauer 20 Tage
- Erdgasverbrauch im relevanten Netzgebiet während der kältesten aufeinanderfolgenden Tage der letzten 20 Jahre
- Darstellung der Auswirkung der Versorgungsstörung auf die Gruppe der „geschützten Kunden“ gemäß § 53a EnWG

Ergebnis

Der zu betrachtende Ausfall der zwei größten Produktions-Aufkommen in Deutschland wurde durch einen Ausfall der beiden Erdgas-Reinigungsanlagen in Großenkneten und Voigtei für den geforderten Zeitraum modelliert. Die Untersuchung hat gezeigt, dass der Ausfall der beiden Anlagen ohne Auswirkungen für die geschützten Kunden nach § 53 EnWG bleiben würde. Bei dieser Untersuchung wurden insbesondere auch mögliche lokale Engpässe sowie Transportrestriktionen berücksichtigt.

Vorgehensweise

Die Reinigungsanlage Großenkneten speist am Übergabepunkt „Dötlingen Ü“ in das L-Gas Netz der Gasunie Deutschland (GUD) ein. Die Anlage in Voigtei liegt am Produktions-Netz der Erdgas Münster (EGM), welches die Mengen in die Netze der Fernleitungsnetzbetreiber GUD, OGE, Gastransport Nord (GTG) und Nowega transportieren kann, wobei das Netz der Nowega am direktesten betroffen ist. Um die Auswirkungen auf die schützenswerten Kunden abzuschätzen, konzentrierte sich die Auswertung auf die Auswirkungen in den Netzen von GUD und Nowega. Basis der Untersuchung sind die für das Jahr 2012 vorgehaltenen Leistungen der Transportnetze. Für die Überspeisung aus den Netzen der GUD und EGM bzw. Nowega in die übrigen Netze (GTG Nord, OGE, unter Berücksichtigung des Absatzes der Thyssengas (TG)) wurde die minimale Leistung angesetzt, die notwendig ist damit es auch im maximalen Auslegungsfall in diesen Netzen zu keinen Versorgungseinschränkungen kommt. Hierbei wurden insbesondere die Transporteinschränkungen der Netze berücksichtigt. In den Netzen von OGE und TG wurde angenommen, dass die Einspeisungen über die niederländischen Grenzübergangspunkte Elten/ Zevenaar und Vreden in Höhe der historischen Mengen zur Verfügung stehen. Darüber hinaus wurde die maximale Ausspeicherleistung der Kavernen in Epe (bei einem Füllstand von 50 %) für den Zeitraum der Versorgungsstörung angesetzt. Für die Netze der GUD und Nowega wurde geprüft, ob die schützenswerten Kunden für die geforderten 20 Tage versorgt werden können.

Von den angefragten Bestellleistungen für das Jahr 2012 wurden bei GUD und Nowega jeweils 50 % berücksichtigt. Dieser Wert wurde auch in den Auswertungen zur europäischen Versorgungssicherheitsverordnung als durchschnittlicher Anteil schützenswerter Kunden angesetzt. Bei den Speichern wurde ein Füllstand von 50 % angenommen (bei

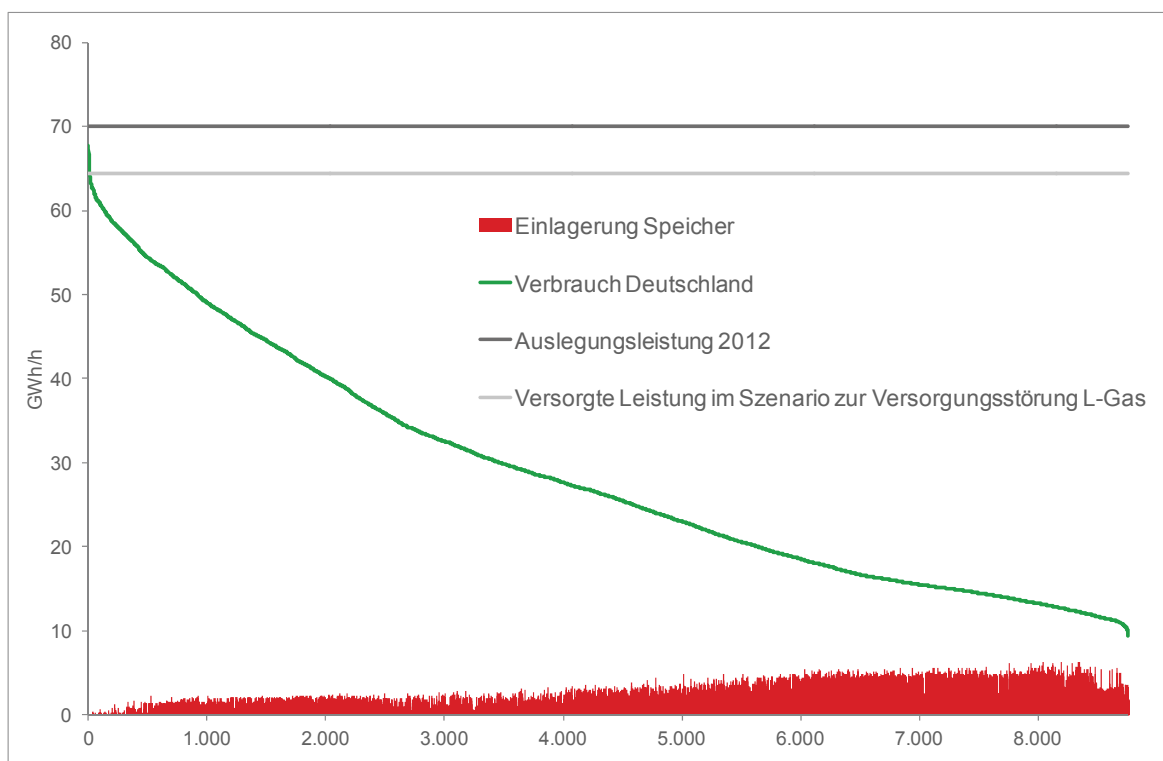


GUD nur für den Speicher Lesum und eine Kaverne in Nüttermoor). Als Leistung aus den Speichern wurde nur die Leistung berücksichtigt, die einer gleichmäßigen Auslagerung des Arbeitsgases über 20 Tage entspricht.

Anmerkungen

- Der gleichzeitige Ausfall der beiden Anlagen, wie im Szenario Versorgungsstörung L-Gas angenommen, stellt – insbesondere für einen langen Zeitraum – ein extremes und nach der Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber unwahrscheinliches Ereignis dar.
- Die Beschränkung der Auswirkungen auf die beiden direkt betroffenen Netze dient nur der groben Abschätzung der Wirkung auf schützenswerte Kunden – in realistischeren Lastsituationen (unterhalb der Netzauslegung) würden die Auswirkungen durch mehr Netze getragen werden, was die maximalen Auswirkungen für den einzelnen Kunden erheblich reduzieren würde.
- Die Leistung, auf welche die L-Gas-Netze ausgelegt sind, wird nur in sehr wenigen Stunden auch nur annähernd erreicht, exemplarisch anhand der Daten aus 2009/2010 gezeigt (vgl. Abbildung 27). Wenn es die Transportsituation zulässt, ist es in einer realistischeren Marktsituation wahrscheinlich, dass der Ausfall der beiden Anlagen ohne Einschränkungen für die Verbraucher bleiben würde.

Abbildung 27: Gegenüberstellung Verbrauch L-Gas 2009/2010 in Deutschland und Auslegungsleistung des Gasnetzes

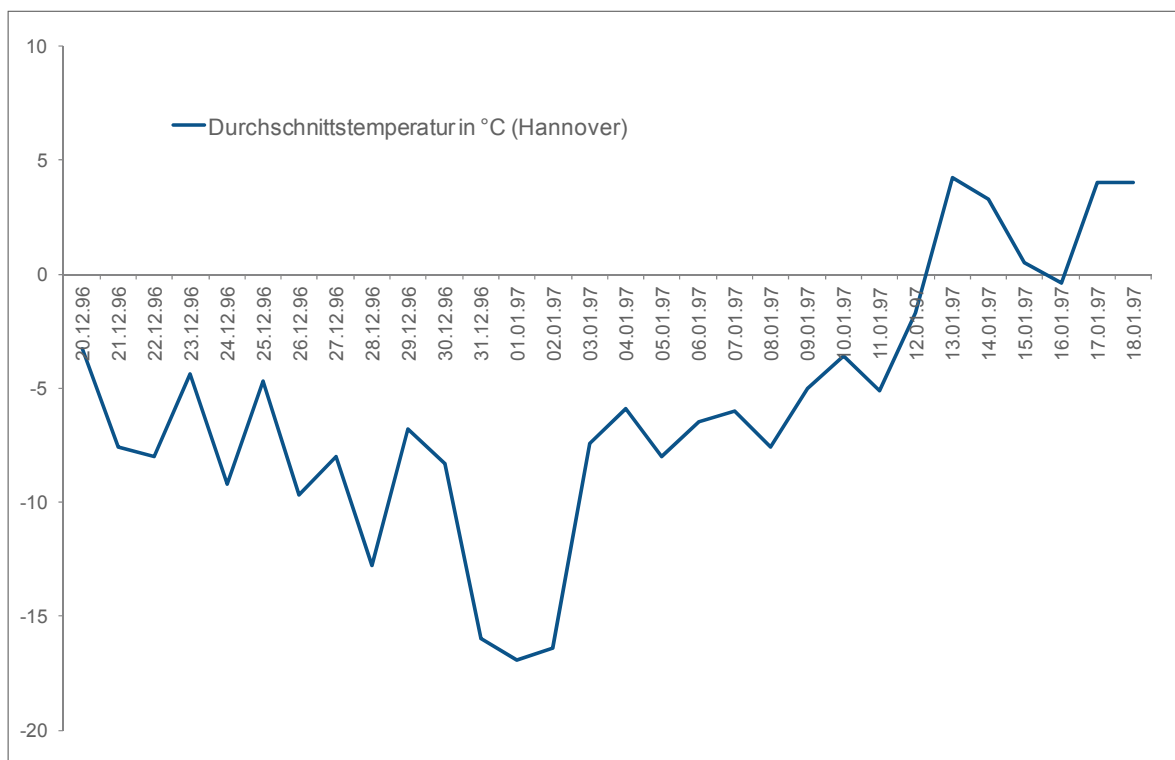


Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber



- Der Gasverbrauch der 20 kältesten Tage der letzten 20 Jahre lässt sich nicht direkt auf die aktuelle Netzsituation übertragen – die Netze, aber auch die versorgten Kunden, haben sich erheblich gewandelt. Für die Abschätzung des Bedarfs wurde ein Absatz von 20 Tagen mit der Auslegungsleistung der jeweiligen Netze angesetzt. Der Temperaturverlauf der kältesten 20 Tage (beispielhaft für Hannover: 21.12.1996 bis 09.01.1997) lag an nur drei Tagen unterhalb der mittleren Auslegungstemperatur von -13°C (vgl. Abbildung 28). Der Gesamtabsatz ist mit einem 20-tägigen Bezug bei Auslegungsleistung sicher nach oben abgeschätzt. Die planerisch höhere Absatzleistung bei Temperaturen unterhalb der Auslegungstemperatur ist durch Leistung aus den Speichern kompensierbar. Die Speicherleistung wurde niedrig angesetzt – Speicher können die Strukturierung der benötigten Leistung über die 20 Tage sicherstellen.

Abbildung 28: Durchschnittstemperatur Hannover



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, Wetterstation Hannover

6.3 Erste Erkenntnisse aus der angespannten Versorgungslage im Februar 2012

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind sich der besonderen Bedeutung der Gasinfrastruktur und der an diese angeschlossenen Erzeugungsanlagen wie erdgasbetriebene Gas- und Dampfturbinenkraftwerke bewusst. Diese Erdgaskraftwerke gewinnen durch die zunehmende Einspeisung regenerativer Energien immer größere Bedeutung für die Stabilisierung des deutschen bzw. europäischen Stromnetzes.

Anfang Februar 2012 ist es zu angespannten Versorgungssituationen im Stromnetz in Süddeutschland gekommen, da nur unzureichende Reserveleistungen verfügbar waren.



In diesem Zusammenhang wurde von den Stromnetzbetreibern für einige Kraftwerke angefragt, ob diese über ihre festen Transportkapazitäten hinaus mit zusätzlichen Erdgas-mengen hätten beliefert werden können.

Vor diesem Hintergrund wird in diesem Netzentwicklungsplan auch angesprochen, wie sich die zukünftigen Ausbaumaßnahmen der Erdgasversorgungsnetze in Deutschland auf die Verfügbarkeit von Erdgaskraftwerken auswirken. Dies und die Bedeutung bestimmter Erdgaskraftwerke für die Systemstabilität der Stromnetze (sogenannte „systemrelevante“ Kraftwerke) ist in Zusammenarbeit mit den Übertragungsnetzbetreibern und der BNetzA zu klären.

Schon in 2013 wird durch den Ausbau Sannerz-Rimpar im Fernleitungsnetz der Open Grid Europe die Fähigkeit, große Erdgas-mengen von Norddeutschland nach Süddeutschland zu transportieren, signifikant erhöht. Gleichzeitig gehen die Fernleitungsnetzbetreiber davon aus, dass die BNetzA in enger Zusammenarbeit mit den Übertragungsnetz- und Speicherbetreibern sowie Gashändlern geeignete Maßnahmen ergreifen und Prozesse etablieren wird, damit die Übertragungsnetzbetreiber kritischen Systemzuständen im Übertragungsnetz auch durch Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG entgegenwirken können. Diese Maßnahmen werden im Schreiben der BNetzA vom 10.02.2012 ausdrücklich angesprochen. Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass durch dieses Maßnahmenbündel bereits im Jahre 2012 dem Entstehen einer mit der im Februar 2012 vergleichbaren kritischen Situation der Stromnetze effektiv entgegengewirkt werden kann.

In 2013 wird mit der Fertigstellung der Gazelle-Leitung in der Tschechischen Republik die Verfügbarkeit von Gas-mengen am Einspeisepunkt Waidhaus in Süddeutschland deutlich erhöht. Hierdurch wird insbesondere auch die Abhängigkeit vom Transportweg durch die Ukraine verringert. Mit einer vollen Leistungsverfügbarkeit in Waidhaus und den für 2012 zu realisierenden Maßnahmen würde in 2013 das Risiko einer mit der im Februar 2012 vergleichbaren kritischen Netzsituation erneut erheblich reduziert.

In 2014 wird die Anbindungsmaßnahme der MEGAL an die MIDAL durch die Netzbetreiber GASCADE und GRTgaz Deutschland realisiert, was die Leistungsverfügbarkeit und Flexibilität im Südraum erneut deutlich erhöhen wird.

Zusammenfassend lässt sich damit festhalten, dass bereits mit den in 2012 zu realisierenden Maßnahmen kurz- und mittelfristig dem erneuten Eintreten einer mit der im Februar 2012 vergleichbaren Netzsituation im Stromnetz wirksam entgegengetreten wird. Mit den in diesem Netzentwicklungsplan für den Zeitraum 2015 bis 2017 zusätzlich vorgesehenen Maßnahmen zur Anbindung großer Speicherinfrastrukturen in Österreich werden dann die Projekte finalisiert, um den Speichern ausreichende Transportkapazitäten zur Verfügung zu stellen.



7 Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs nach § 17 GasNZV zum 01.04.2012

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 01.4.2012 wie nachfolgend beschrieben.

7.1 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.

7.2 Erkenntnisse aus durchgeführten Marktabfragen zum langfristig verbindlich benötigten Kapazitätsbedarf

Seit der letzten Vorlage des ermittelten langfristigen Kapazitätsbedarfs zum 01.04.2011 hat kein deutscher Fernleitungsnetzbetreiber eine Marktabfrage – z.B. in Form eines Open Season Verfahrens – durchgeführt. Daher sind hieraus keine neuen Erkenntnisse ableitbar. Für die Ergebnisse vorangegangener Open Season Verfahren verweisen wir auf die jeweils für die Marktgebiete NCG und GASPOOL zum 01.04.2011 veröffentlichten Dokumente zur Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs.

7.3 Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen nach § 9 Absatz 2 Satz 1 GasNZV

Die vorliegenden Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen nach § 9 Absatz 2 Satz 1 sind in den Kapiteln 3 und 4 dargestellt.

7.4 Erkenntnisse über bestehende oder prognostizierte physische Engpässe im Netz

Die vorliegenden Erkenntnisse über bestehende oder prognostizierte physische Engpässe im Netz sind in den Kapiteln 3 und 4 dargestellt.

7.5 Ergebnisse des Kapazitätsvergabeverfahrens nach § 13 Absatz 1 GasNZV

Langfristige Kapazitätsvergabeverfahren nach § 13 Abs. 1 GasNZV wurden an deutschen Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten erstmalig beginnend am 04.10.2011 auf der neu eingeführten deutschlandweiten Primärkapazitätsplattform „TRAC-X primary“ (TRAC-X) 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.

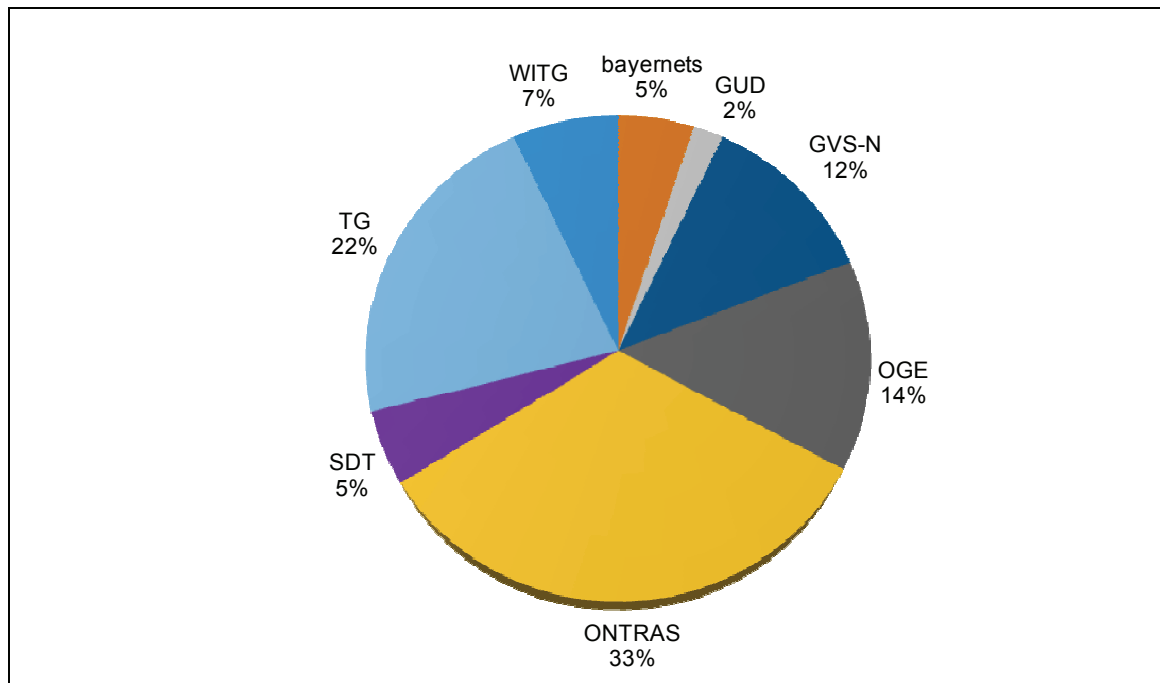
Für die Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs nach § 17 GasNZV wurden die Auktionen von Jahreskapazitäten herangezogen. Sollten diese Auktionen für die Gaswirtschaftsjahre Y3 bis Y15 keine Engpasssignale in Form von Auktionsaufschlägen ergeben, so ist kein langfristiger zusätzlicher Kapazitätsbedarf 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 Auktionen für kurzfristigere Kapazitäten wäre ein Ausbausignal festzustellen.

Die Ergebnisse der bisher vollzogenen Jahresauktionen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Insgesamt wurden 319 Jahresauktionen auf TRAC-X primary eingestellt, bei denen 823 Kapazitätsprodukte an 58 Netzknoten gehandelt wurden. Von den bei TRAC-X platzierten 1.157 GWh/h vermarkteten acht Fernleitungsnetzbetreiber 115 GWh/h.
- 38 Auktionen an sieben Grenzübergangspunkten (Emden, Eynatten, Deutschneudorf (Einspeisung), Vreden, RC Basel (Einspeisung), RC Thayngen-Fallentor (Einspeisung), Oude Statenzijl) endeten mit einem Überangebot, d. h. die Kapazitäten wurden zum regulierten Entgelt ohne Auktionsaufschlag vergeben.
- Bei 23 Auktionen an den Grenzübergangspunkten Lasow (Ausspeisung), RC Basel (Ausspeisung) sowie RC Thayngen-Fallentor (Ausspeisung) überstieg die Nachfrage das zu vermarktende Angebot der Fernleitungsnetzbetreiber.



Abbildung 29: Statistische Auswertung der TRAC-X aller Auktionen seit Handelsbeginn bis zum 03.01.2012 – Anteil der Fernleitungsnetzbetreiber an der vermarkteten Kapazität



Quelle: TRAC-X

Aufgrund der oben dargestellten Reservierungspflicht nach § 14 GasNZV sowie noch nicht vorliegender Erkenntnisse aus den erst zukünftig durchzuführenden Auktionen kurzfristigerer Kapazitäten ist ein physischer Engpass derzeit nicht erkennbar. Die Ergebnisse stellen daher keine ausreichende Basis für potenzielle Netzausbauplanungen dar.

Darüber hinaus ist festzustellen, dass sich der Kapazitätsmarkt insgesamt in einem Umbruch befindet. So ist erkennbar, dass Transportkunden zunehmend größere Anteile ihres Kapazitätsportfolios als kurzfristigere Kapazitäten buchen. Gleichzeitig bestehen jedoch an vielen Stellen noch langfristige Altverträge, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten auslaufen. Derzeit ist noch nicht zu erkennen, ob diese in entsprechender Höhe weitergebucht werden oder ob nach deren Auslaufen gegebenenfalls aktuell festzustellende vertragliche Engpässe wegfallen.

7.6 Erkenntnisse aus Verweigerungen des Netzzugangs nach § 25 Satz 1 und 2 des Energiewirtschaftsgesetzes

Aus den im Kalenderjahr 2011 entsprechend § 25 Satz 2 EnWG abgelehnten Netzzugangsansuchen lassen sich keine Rückschlüsse ziehen, die über die in Kapitel 4 hinausgehen.

Infrage zu stellen ist zudem die Aussagekraft abgelehnter Netzzugangsansuchen, da in der Regel Fernleitungsnetzbetreiber bis zur Einführung der Primärkapazitätsplattform TRAC-X primär zum 01.10.2011 Online-Buchungsverfahren betrieben haben. In diesen Online-Buchungsverfahren wurde den Transportkunden die verfügbare Kapazität online



zur sofortigen Buchung angeboten, ohne dass es einer vorherigen Netzzugangsanfrage bedurfte.

In welchem Umfang Transportkunden in der Vergangenheit bei Feststellung, dass keine Kapazität verfügbar war, keinen weiteren Kontakt zu den Fernleitungsnetzbetreibern aufgenommen haben, ist nicht bekannt. Eingegangene verbindliche Netzzugangsanfragen wurden von den Fernleitungsnetzbetreibern geprüft. Bei positivem Ausgang wurde ein entsprechender Kapazitätsvertrag abgeschlossen. Bei einem negativen Ergebnis der Prüfung wurden sowohl der anfragende Transportkunde als auch die BNetzA schriftlich informiert.

Letztlich stellen einzelne Netzzugangsverweigerungen nur eine Momentaufnahme bei der Kapazitätsvergabe an einem Netzknoten dar. Es ist zu prüfen, ob regelmäßig über einen längeren Zeitraum Netzzugangsverweigerungen an demselben Netzknoten auftreten. Doch selbst hieraus können noch keine eindeutigen Rückschlüsse gezogen werden, inwieweit ein dauerhafter Engpass vorliegt, welcher zu einer Ausbaumaßnahme führen sollte. Netzzugangsverweigerungen eignen sich somit lediglich als Indikation für die Existenz von Engpässen, sie ersetzen jedoch nicht eine umfangreiche Prüfung der tatsächlichen Netz-situation.

Die negativ beschiedenen Netzzugangsanfragen lassen daher aufgrund ihrer Kapazitätshöhe sowie der räumlichen und zeitlichen Verteilung keine belastbaren über die in Kapitel 4 hinausgehenden Erkenntnisse zu. Insbesondere war nicht zu erkennen, dass sich die abgelehnten Netzzugangsanfragen auf bestimmte Ein- und Ausspeisepunkte konzentrieren.

7.7 Möglichkeiten zur Kapazitätserhöhung durch Zusammenarbeit mit angrenzenden Fernleitungs- oder Verteilernetzbetreibern

Die Ergebnisse der Zusammenarbeit mit angrenzenden Fernleitungs- oder Verteilernetzbetreibern sind in den Kapiteln 3 und 4 dargestellt.

7.8 Erkenntnisse über Kapazitätsbedarf, der sich aus Zusammenlegungen von Marktgebieten nach § 21 GasNZV ergibt

Die den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Erkenntnisse über den Kapazitätsbedarf, der sich aus Zusammenlegungen von Marktgebieten nach § 21 ergibt, sind in den Kapiteln 3 und 4 dargestellt.



7.9 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.

7.10 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 30.11.2011 für Gaskraftwerke in der Bestätigung des Szenariorahmens aufgeführt und für Speicher in der von der BNetzA auf ihrer Webseite veröffentlichten Speicherliste dargestellt.

Für den Zeitraum vom 01.12.2011 bis zum 01.03.2012 liegen den Fernleitungsnetzbetreibern in Summe folgende Anfragen für Gaskraftwerke vor:

Tabelle 32: Anfragen gemäß §§ 38/39 GasNZV nach festen Ausspeise-Kapazitäten für Gaskraftwerke (Eingang 01.12.2011 bis 01.03.2012)

	Feste Ausspeise-Kapazitäten [MWh/h] 01.12.2011 bis 01.03.2012
Anfragen	
nach § 38	4.702
nach § 39	0
Summe	4.702

Für den Zeitraum vom 01.12.2011 bis zum 01.3.2012 liegen den Fernleitungsnetzbetreibern keine Anfragen gemäß §§ 38/39 GasNZV für Speicher vor.



8 Perspektiven der Netzentwicklung

Die im Jahr 2011 beschlossene Energiewende stellt die Energie-Transportnetze vor geänderte Herausforderungen. Mit der EnWG-Novelle (veröffentlicht am 03.08.2011) wurden die Gas-Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, jährlich einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan zu erstellen. Grundlage hierfür ist der von den Fernleitungsnetzbetreibern vom 22.08.2011 bis 09.09.2011 konsultierte und am 02.02.2012 von der BNetzA bestätigte Szenariorahmen.

Unter Ansatz der Szenarien des bestätigten Szenariorahmens haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Weiterentwicklung des Fernleitungsnetzes in mehreren Iterationsschritten in enger Abstimmung deutschlandweit modelliert. Der Schwerpunkt lag hierbei auf dem Szenario II (mittlerer Gasbedarf), welches von den Fernleitungsnetzbetreibern als das wahrscheinlichste angesehen wird. Im Hinblick auf die im EnWG vorgesehene Verbindlichkeit des Netzentwicklungsplans für die ersten drei Jahre des Betrachtungszeitraums wurde die Modellierung für die Jahre 2015 und 2022 durchgeführt. Das Szenario I (hoher Gasbedarf) wurde dabei indikativ untersucht, Szenario III (niedriger Gasbedarf) konnte aus Zeitgründen nicht weiter analysiert werden.

Für das Szenario II wurden bis 2015 Maßnahmen im Leitungsbau mit einer Gesamtlänge von knapp 200 km und einer zusätzlichen Verdichterleistung von 90 MW ermittelt. Dies führt zu einem Investitionsbedarf in Höhe von rund 600 Mio. Euro. Im Zeitraum 2012 bis 2022 ergeben sich insgesamt Maßnahmen im Leitungsbau mit einer Gesamtlänge von knapp 730 km und einer zusätzlichen Verdichterleistung von knapp 360 MW. Der Investitionsbedarf hierfür wird auf rund 2.200 Mio. Euro geschätzt.

Für Szenario I ergibt eine indikative Ermittlung für den Zeitraum 2012 bis 2022 ein Investitionsvolumen in Höhe von rund 4.800 Mio. Euro. Grundlage dieser Kostenschätzung sind Maßnahmen im Leitungsbau mit einer Gesamtlänge von rund 1.840 km und einer zusätzlichen Verdichterleistung von knapp 740 MW.

Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber haben insbesondere die folgenden Eingangsprämissen der Modellierung einen wesentlichen Einfluss auf die erforderlichen Investitionsvolumina. Die gesamtwirtschaftliche Angemessenheit sollte daher intensiv mit allen Beteiligten diskutiert werden.

- Die Bereitstellung von festen frei zuordenbaren Kapazitäten für **Gaskraftwerke**.
- Die effiziente Bereitstellung von festen frei zuordenbaren Kapazitäten unter Berücksichtigung der saisonalen Abhängigkeiten des Einspeise- und Ausspeisekapazitätsbedarfs von **Speichern**.
- Regulatorische Rahmenbedingungen für die Nutzung von **Speichern** bzw. Einsatz kapazität ersetzender Maßnahmen in **nachgelagerten Netzen** zur Optimierung der Gesamtkosten in der Gasversorgung.

Darüber hinaus besteht umfangreicher Koordinierungsbedarf zwischen den verschiedenen Investitionsprozessen und -beteiligten. Hierzu gehört insbesondere die **Synchronisierung** von Netzausbau, Speicher- und Kraftwerksplanung unter Berücksichtigung der entsprechenden gesetzlichen Fristen (z. B. der Mindestvorlaufzeit von 18 Monaten für die verbindliche langfristige Buchung nach § 39 GasNZV).



Inwiefern die angespannten Netzzustände im Februar 2012 Auswirkungen auf die Netzentwicklung haben, ist noch detailliert und netzübergreifend für Strom und Gas zu untersuchen.

Der Netzentwicklungsplan zeigt die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Weiterentwicklung des Fernleitungsnetzes auf. Diese beruhen auf den Ergebnissen der Modellierung des Szenarios II. Darüber hinaus werden neben konkreten Maßnahmen auch weitere Schritte zur Projektrealisierung beschrieben.

Die Finanzierbarkeit sowie die zeitgerechte rechtliche (insbesondere planungsrechtliche) und technische Umsetzbarkeit der oben dargestellten Netzentwicklung wurde in diesem Netzentwicklungsplan nicht behandelt. Diese Aspekte werden bei verbindlichen Anfragen projektspezifisch geprüft.



9 Glossar

Fernleitungsnetzbetreiber

bayernets	<i>bayernets</i> GmbH
Fluxys	Fluxys TENP TSO S.p.A.
GASCADE	GASCADE Gastransport GmbH
GRT	GRTgaz Deutschland GmbH
GTG Nord	Gastransport Nord GmbH
GUD	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
jordgas	jordgasTransport GmbH
LBTG	Lubmin-Brandov Gastransport GmbH
Nowega	Nowega GmbH
OGE	Open Grid Europe GmbH
ONTG	OPAL NEL TRANSPORT GmbH
ONTRAS	ONTRAS - VNG Gastransport GmbH
terranets	terranets bw GmbH
TG	Thyssengas GmbH

Sonstige Abkürzungen

Bh	Benutzungsstunden
BImSchV	Bundesimmissionsschutz-Verordnung
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BZK	beschränkt zuordenbare Kapazität
DEUDAN	Deutsch-Dänische Erdgastransport-Gesellschaft mbH
DN	Normdurchmesser
DP	Design Pressure (Auslegungsdruck)
Entry	Einspeisung
ENTSOG	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
H-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert (<i>high calorific value</i>)
KoV IV	Kooperationsvereinbarung IV Gas
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
non-FID	(noch) keine finale Investitionsentscheidung
OPAL	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung
PN	Normdruck
STEGAL	Sachsen-Thüringen-Erdgas-Leitung
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)

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-Entwurf 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. Die laufenden Nummern („xxx“) von 0 bis 100 sind für den NEP 2012 reserviert.



10 Literatur

- [AG Energiebilanzen 2011] Energiebilanz 2009 für die Bundesrepublik Deutschland, download unter: <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=63>
- [BGW/ VKU 2007] Abwicklung von Standardlastprofilen. Praxisinformation P 2007/13, Gastransport/ Betriebswirtschaft, BGW/ VKU
- [BNetzA 2011] „Genehmigung des Szenariorahmens zur energiewirtschaftlichen Entwicklung nach § 12a EnWG“, Pressekonferenz, 7.12.2011, Bundesnetzagentur, download unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/HintergrundinfosPressekonferenzen/111207Szenariorahmen/111207PKSzenariorahmenFolien.pdf?__blob=publicationFile
- [ENTSOG 2011] Ten-Year Network Development Plan 2011 – 2020, European Network of Transmission System Operators for Gas, Februar 2011
- [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
- [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
- [FhG-IWES 2011] „Welche Rolle spielt die Speicherung erneuerbarer Energien im zukünftigen Energiesystem?“, Präsentation vom 22.11.2011,
- [Leitstudie 2010] „Leitstudie 2010“ – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Dezember 2010, inklusive Datenanhang II, download unter (Download am 10.08.2011): http://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-2885/4422_read-15254/



[Szenariorahmen 2011]	Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2012 der Fernleitungsnetzbetreiber, Prognos AG, 16.12.2011
[Tauerngasleitung 2011]	Five Gas Markets Link. http://www.tauerngasleitung.at/index.php?id=118
[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-Prognose 2011]	Vorausschau – Produktion und Kapazitäten in den Gebieten Elbe-Weser und Weser-Ems, 2011



11 Übersicht der Stellungnahmen zum NEP-Konsultationsdokument

Themen	Stellungnahmen-Häufigkeit	selten (bis 4)	häufig (5-15)	sehr häufig (>15)
Übergeordnete Themen				
Zu kurze Konsultationsfrist				x
Stärkerer Austausch zwischen den Marktteilnehmern bei der Erstellung des NEP erwünscht			x	
NEP untersucht nur Systemstabilität/ Versorgungssicherheit und nicht aber Marktflexibilität			x	
Inwieweit besteht Rechtsverbindlichkeit des NEP?			x	
Die Verbindlichkeit §§ 38, 39 GasNZV ist unklar	x			
Es fehlen eindeutige Kriterien für die Aufnahme von Projekten in den NEP	x			
Möglichkeiten von kapazitätserweiternden Maßnahmen (im nachgelagerten Netz) zur Vermeidung von Netzausbau werden im Hinblick auf den gesamtwirtschaftlichen Nutzen nicht ausreichend ausgeschöpft				x
Forderung der Beseitigung bestehender Netzengpässe			x	
Forderung eines Ausbau- bzw. Maßnahmenplan				x
Forderung nach alternativen Modellierungsvarianten unter Berücksichtigung § 9 GasNZV	x			
Hinweis auf regulatorische Hemmnisse			x	
Vortrag und Befürwortung von bestimmter Projekte	x			
Konsultationsdokument sollte auch in Englisch vorgelegt werden	x			
Szenariorahmen				
Mangelnde Transparenz des Szenariorahmens	x			
Kritik an der prognostizierten Gasbedarfsentwicklung und der Datenerhebung des Szenariorahmens				x
Kritik an der Berücksichtigung von Grenzübergangskapazitäten				x
Kritik an der Berücksichtigung von Kraftwerken	x			
Modellierung der Fernleitungsnetze				
Ansatz von Kapazitäten in Frage gestellt (Inland)/ Vorgehen intransparent				x
Ansatz von Kapazitäten in Frage gestellt bzw. Erhöhung gewünscht (Ausland)			x	
Ungenügende Berücksichtigung von Speicherkapazitäten				x
Die Umstellung von L- auf H-Gas wird nicht ausreichend thematisiert	x			
Forderung einer generellen Bereitstellung von festen Kapazitäten für aktuell bestehende unterbrechbare Verträge			x	
Forderung nach Transparenz bzgl. der Eingangsgrößen	x			
Forderung nach gleichrangiger Berücksichtigung aller Letztverbraucher/ Industrie/ Speicher/ Kraftwerke			x	
Die Modellierung mit Lutum+Tappert wird in Frage gestellt			x	
Industriekunden wurden nicht (ausreichend) berücksichtigt	x			
Ergebnisse der Modellierung				
Kleinere Projekte und deren Auswirkungen werden nicht ausreichend aufgeführt.	x			
Verfügbarkeit von L-Gas	x			
Es fehlen die Ergebnisse der Szenarien I und III. Hierdurch sei auch kein Kostenvergleich möglich.				x
Eine Veröffentlichung der Entwicklung von Kapazitäten an den Netzknoten wird erwünscht.				x
Power-to-Gas und Liefersicherheit				
Kritik an den untersuchten H- und L-Gas-Versorgungsstörungen				x
Kritik am Power-to-Gas-Szenario			x	
Berücksichtigung § 17 GasNZV				
Die Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs nach § 17 GasNZV ist unvollständig bzw. nicht ausreichend dargestellt.	x			



Anhang

Die folgenden Anlagen sind auf der Internetseite <http://www.netzentwicklungsplan-gas.de> verfügbar:

Anlage 1: Input-Liste für die Modellierung (vom 23.05.2012)

Anlage 2: Berücksichtigung von Kapazitäten bei nachgelagerten Netzbetreibern:
Abweichungen vom Standardvorgehen

Anlage 3: Genehmigte Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2012