



**NETZENTWICKLUNGSPLAN GAS**  
der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber

Konsultationsdokument der deutschen  
Fernleitungsnetzbetreiber

# **Netzentwicklungsplan Gas 2012**

Ansprechpartner:  
Markus Wild  
[info@netzentwicklungsplan-gas.de](mailto:info@netzentwicklungsplan-gas.de)

Berlin, 20. Februar 2012



**1. bayernets GmbH**

Poccistr. 7  
80336 München

**2. Fluxys TENP TSO S.p.A. (ehemals Eni Gas Transport Deutschland S.p.A.)**

Martin-Luther-Platz 28  
40212 Düsseldorf

**3. ERDGAS MÜNSTER Transport GmbH & Co. KG**

Anton-Bruchhausen-Straße 4a  
48147 Münster

**4. EWE NETZ GmbH**

Cloppenburger Str. 302  
26133 Oldenburg

**5. Gasunie Deutschland Transport Services GmbH**

Pelikanplatz 5,  
30177 Hannover

**6. GRTgaz Deutschland GmbH**

Zimmerstraße 56  
10117 Berlin

**7. GVS Netz GmbH**

Am Wallgraben 135  
70565 Stuttgart

**8. ONTRAS - VNG Gastransport GmbH**

Maximilianallee 4  
04129 Leipzig

**9. Open Grid Europe GmbH**

Kallenbergstr. 5  
45141 Essen

**10. Statoil Deutschland Transport GmbH**

Promenade Am Alten Binnenhafen 6  
26721 Emden

**11. Thyssengas GmbH**

Kampstraße 49  
44137 Dortmund

**12. WINGAS TRANSPORT GmbH\***

Baumbachstr. 1  
34119 Kassel

*\* mit Einbeziehung der OPAL NEL TRANSPORT GmbH*



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



**ERDGAS MÜNSTER**  
Transport

Name	Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG	
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	EWE NETZ GmbH - Ressort Ferngasnetz	
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	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	51
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	9.145
Jahresausspeisemenge	TWh	39



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



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	7
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	GVS Netz 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	Open Grid Europe	
Unternehmenssitz	Essen	
Kunden	mehr als 450 nationale und internationale Ferngasgesellschaften, Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	rund 1.600
Ferngasleitungsnetz	km	rund 12.000
Verdichterstationen	Anzahl	29
Verdichtereinheiten	Anzahl	105
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	rund 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	ONTRAS - VNG Gastransport GmbH	
Unternehmenssitz	Leipzig	
Kunden	ca. 250 nationale und internationale Ferngasgesellschaften, Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	rund 70
Ferngasleitungsnetz	km	7.228
Verdichterstationen	Anzahl	2
Verdichtereinheiten	Anzahl	5
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	rund 40
Grenzübergangspunkte	Anzahl	2
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	514
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	44.448
Jahresausspeisemenge	TWh	177



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



Name	WINGAS TRANSPORT GmbH	
Unternehmenssitz	Kassel	
Kunden*	rund 80 Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter*	Anzahl	rund 300
Ferngasleitungsnetz*	km	rund 2.300
Verdichterstationen	Anzahl	9
Verdichtereinheiten*	Anzahl	25
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten*	MW	rund 420
Grenzübergangspunkte	Anzahl	5
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz*	Anzahl	83
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	ca. 61.000
Jahresausspeisemenge	TWh	173

\* Stand 31.12.2011



# Inhalt

<b>Vorwort</b>	<b>1</b>
<b>Executive Summary</b>	<b>2</b>
<b>1 Einführung</b>	<b>4</b>
1.1 Rechtliche Grundlage und Aufgabenstellung	4
1.2 Vorgehensweise und Zeitplan	5
<b>2 Bestätigter Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2012</b>	<b>7</b>
2.1 Wichtige Annahmen des Szenariorahmens	7
2.2 Ergebnisse des Szenariorahmens	9
<b>3 Modellierung der Fernleitungsnetze</b>	<b>12</b>
3.1 Grundsätzliche Vorgehensweise	12
3.2 Eingangsgrößen für die Netzmodellierung	12
3.2.1 Basisdaten	13
3.2.2 Weiterverarbeitung der Basisdaten für die Prognose des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber	14
3.2.3 Austauschkapazitäten innerhalb der Marktgebiete und zwischen den Marktgebieten	17
3.2.4 Kapazitäten an Grenzübergangspunkten	17
3.2.5 Kraftwerksanfragen	18
3.2.6 Speicher	18
3.2.7 Industrielle Gasverbraucher	19
3.2.8 Berechnungswerkzeuge	19
<b>4 Ergebnisse der Modellierung</b>	<b>20</b>
4.1 Status des heutigen Netzausbaus	20
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



<b>5</b>	<b>Liefersicherheit und Power-to-Gas</b>	<b>61</b>
5.1	Power-to-Gas	61
5.1.1	Power-to-Gas – das Konzept	61
5.1.2	Grenzen der Wasserstoffeinspeisung – technische Rahmenbedingungen	61
5.1.3	Potenziäle, Untersuchungen und Ergebnisse zur Einspeisung von Wasserstoff	63
5.1.4	Untersuchungen zum Verlauf der Wasserstoffkonzentration im Transportsystem	64
5.2	Szenarien zu Versorgungsstörungen	66
5.2.1	„Versorgungsstörung H-Gas“	66
5.2.2	„Versorgungsstörung L-Gas“	69
<b>6</b>	<b>Berücksichtigung von § 17 GasNZV</b>	<b>73</b>
<b>7</b>	<b>Perspektiven der Netzentwicklung</b>	<b>77</b>
<b>8</b>	<b>Glossar</b>	<b>79</b>
<b>9</b>	<b>Literatur</b>	<b>81</b>



## Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1:	Szenariorahmen zur Entwicklung des deutschen Gasbedarfs	7
Abbildung 2:	Grundsätzliches Vorgehen bei der Netzmodellierung	12
Abbildung 3:	Eingangsgrößen für die Netzmodellierung	13
Abbildung 4:	Weiterverarbeitung der Basisdaten für die Prognose des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber	14
Abbildung 5:	Zuordnung der Gemeinden zu Versorgungsgebieten	16
Abbildung 6:	Weiterverarbeitung der Daten am Beispiel eines nachgelagerten Netzbetreibers	17
Abbildung 7:	Das deutsche Gas-Fernleitungsnetz im Überblick	22
Abbildung 8:	L-Gas-Netz	28
Abbildung 9:	Deutschlandweite kapazitative L-Gas-Bilanz	30
Abbildung 10:	Kapazitative L-Gas-Bilanz Netz EGMT	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:	Verlauf des Wasserstoffs in Deutschland	65
Abbildung 24:	Szenario zur Versorgungsstörung H-Gas (gemäß Szenariorahmen)	68
Abbildung 25:	Szenario zur Versorgungsstörung H-Gas (zusätzliches Maximalszenario)	69
Abbildung 26:	Gegenüberstellung Verbrauch L-Gas 2009/2010 in Deutschland und Auslegungsleistung des Gasnetzes	71
Abbildung 27:	Durchschnittstemperatur Hannover	72
Abbildung 28:	Statistische Auswertung der TRAC-X aller Auktionen seit Handelsbeginn bis zum 03.01.2012 – Anteil der Fernleitungsnetzbetreiber an der vermarkteten Kapazität	75
Tabelle 1:	Veränderung der in Gaskraftwerken installierten Kraftwerksleistung (netto) in Deutschland	8
Tabelle 2:	Szenario I – Veränderung des Gasbedarfs in Deutschland insgesamt	9
Tabelle 3:	Szenario II – Veränderung des Gasbedarfs in Deutschland insgesamt	9
Tabelle 4:	Szenario III – Veränderung des Gasbedarfs in Deutschland insgesamt	10
Tabelle 5:	Veränderung der Erdgasförderung in Deutschland	10
Tabelle 6:	Veränderung der Biogaseinspeisung in Deutschland	11
Tabelle 7:	Entwicklung des Erdgas-Importbedarfs in den Szenarien I bis III des Szenariorahmens	11
Tabelle 8:	Angenommene Benutzungsstunden zur Umrechnung des Gasbedarfs in Leistungsangaben	15
Tabelle 9:	Bei der Modellierung berücksichtigte Pipeline-Projekte (im Bau und FID) der Fernleitungsnetzbetreiber	21
Tabelle 10:	Emissionsgrenzen entsprechend BImSchV und TA-Luft	25
Tabelle 11:	Maßnahmen zur Einhaltung der Emissionsgrenzen 13. BImSchV und TA-Luft	26
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:	Abschätzung der maximalen Einspeisepotenziale von Wasserstoff auf Basis historischer Flussdaten	64
Tabelle 24:	Abschätzung der notwendigen Investitionen in das Fernleitungsnetz	66



## Vorwort

Sehr geehrte Leserin, sehr geehrter Leser,

mit unserem Fernleitungsnetz leisten wir, die zwölf 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 dieses Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans 2012 vorlegen zu können. Mit diesem Dokument soll die Netzentwicklung dargestellt werden, die den geänderten Anforderungen an die Gas-Infrastruktur gerecht wird. Es basiert auf dem von der Bundesnetzagentur (BNetzA) bestätigten Szenariorahmen.

Da uns der Dialog mit der Öffentlichkeit – vor allem mit den Netzkunden – wichtig ist, führen wir hiermit die Konsultation des Netzentwicklungsplans Gas 2012 durch.

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

Ihre Fernleitungsnetzbetreiber



## Executive Summary

In dem vorliegenden Konsultationsdokument stellen die Fernleitungsnetzbetreiber ihre Ergebnisse zum Netzentwicklungsplan 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 netzübergreifend für Strom und Gas zu untersuchen.

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 4.600 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.





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. Diese Konsultation soll hierzu einen ersten Schritt darstellen.



# 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.

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

### Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs

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

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



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

## 1.2 Vorgehensweise und Zeitplan

Das vorliegende Konsultationsdokument der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan Gas 2012 wurde von den zwölf 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** 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 5 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 6** werden die Aspekte gemäß **§ 17 Abs. 1 GasNZV** behandelt, die in den anderen Kapiteln noch nicht thematisiert wurden.
- In den **Perspektiven der Netzentwicklung** werden die wichtigsten Ergebnisse zusammengefasst.



## **Zeitlicher Ablauf der Erstellung des Netzentwicklungsplans**

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

Nach Beendigung der Konsultation verbleiben noch etwa drei Wochen, um Anregungen aus der Konsultation in den Entwurf des Netzentwicklungsplans aufzunehmen. Die gesetzliche Frist zur Einreichung des Entwurfs des Netzentwicklungsplans bei der BNetzA ist der 01.04.2012.

Die BNetzA hat zu dem von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurf des Netzentwicklungsplans nochmals alle tatsächlichen und potenziellen Netznutzer anzuhören und das Ergebnis zu veröffentlichen. Sie kann anschließend Änderungen des Netzentwicklungsplans verlangen. Das EnWG nennt keine Frist für die Bestätigung des Netzentwicklungsplans durch die BNetzA.



## 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. 5.2).

## 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. m<sup>3</sup>) 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 <sup>3</sup> ]*	14.497	11.034	10.933	10.610	5.197	-64%
Konventionelles Erdgas	[TWh H <sub>o</sub> ]**	142	108	107	104	51	-64%
Konventionelles Erdgas	[TWh H <sub>u</sub> ]***	129	98	97	94	46	-64%

\* Mengenangaben beziehen sich auf Erdgas mit einem einheitlichen Brennwert von 9.7692 kWh/m<sup>3</sup>, oberer Heizwert

\*\* Mengenangaben umgerechnet in TWh (9.7692 kWh/m<sup>3</sup>), 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 5.1 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 zwölf Fernleitungsnetzbetreiber haben gemeinsam eine Methodik zur deutschlandweiten Modellierung der Fernleitungsnetze entwickelt, um damit den in Kapitel 1.1 genannten rechtlichen Anforderungen nachzukommen.

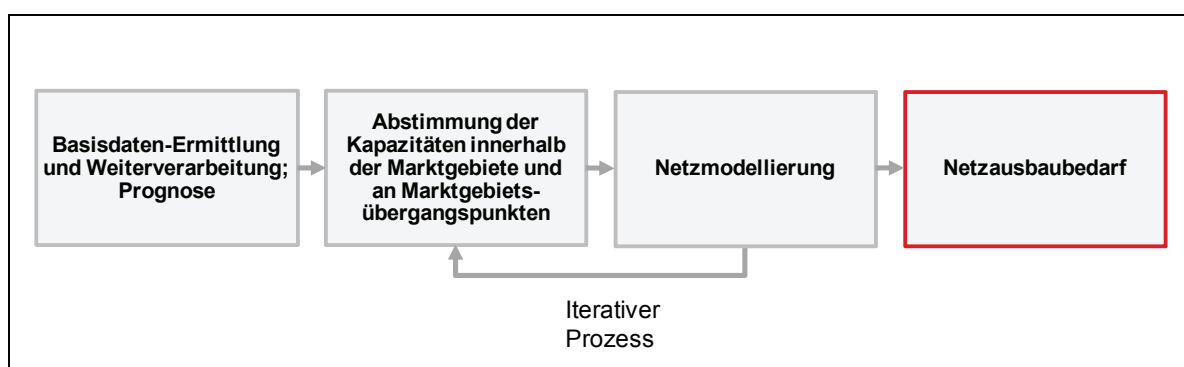
Dieser Modellierungsansatz konnte für Szenario II – das mittlere Gasbedarfsszenario (vgl. 2.1) – vollumfänglich umgesetzt werden. Um in der begrenzten Zeit zwischen der Bestätigung des Szenariorahmens und der Veröffentlichung dieses Dokuments noch Ergebnisse für Szenario I (d. h. höherer Gasbedarf) präsentieren 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



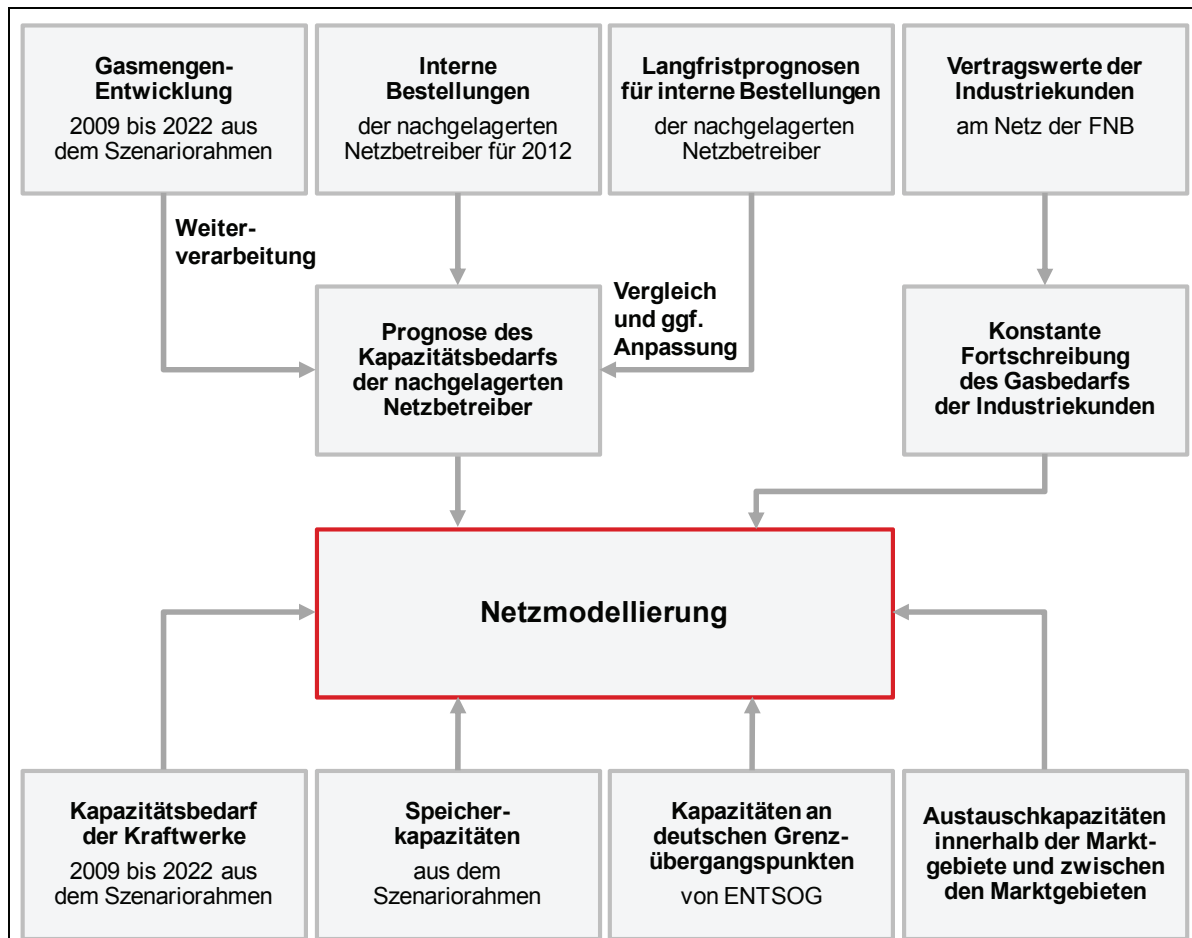
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

#### 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



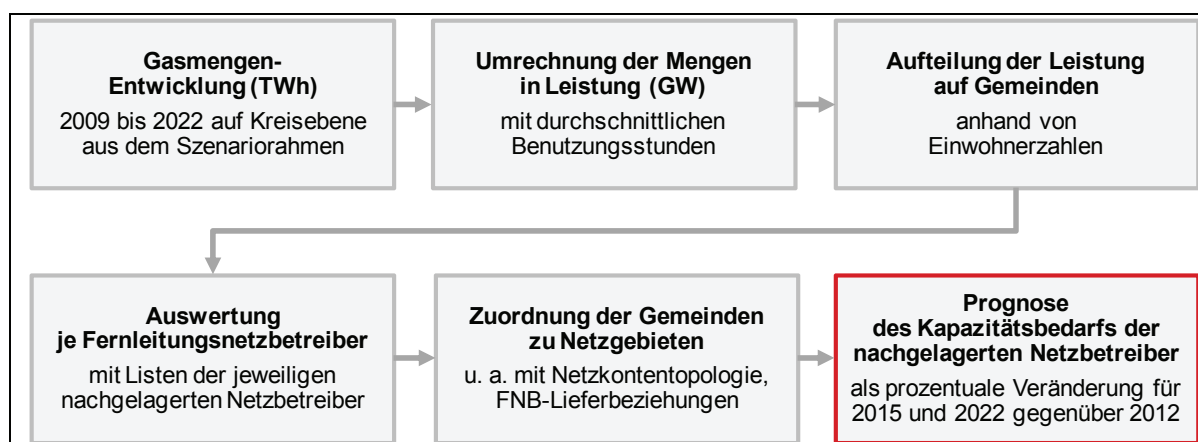
die unverbindlichen langfristigen Prognosen der internen Bestellungen durch die nachgelagerten Netzbetreiber für die Jahre 2013 bis 2022.

- **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 [PLEdoc 2012].

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



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Zunächst wurden die Ergebnisse des Szenario-rahmens 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

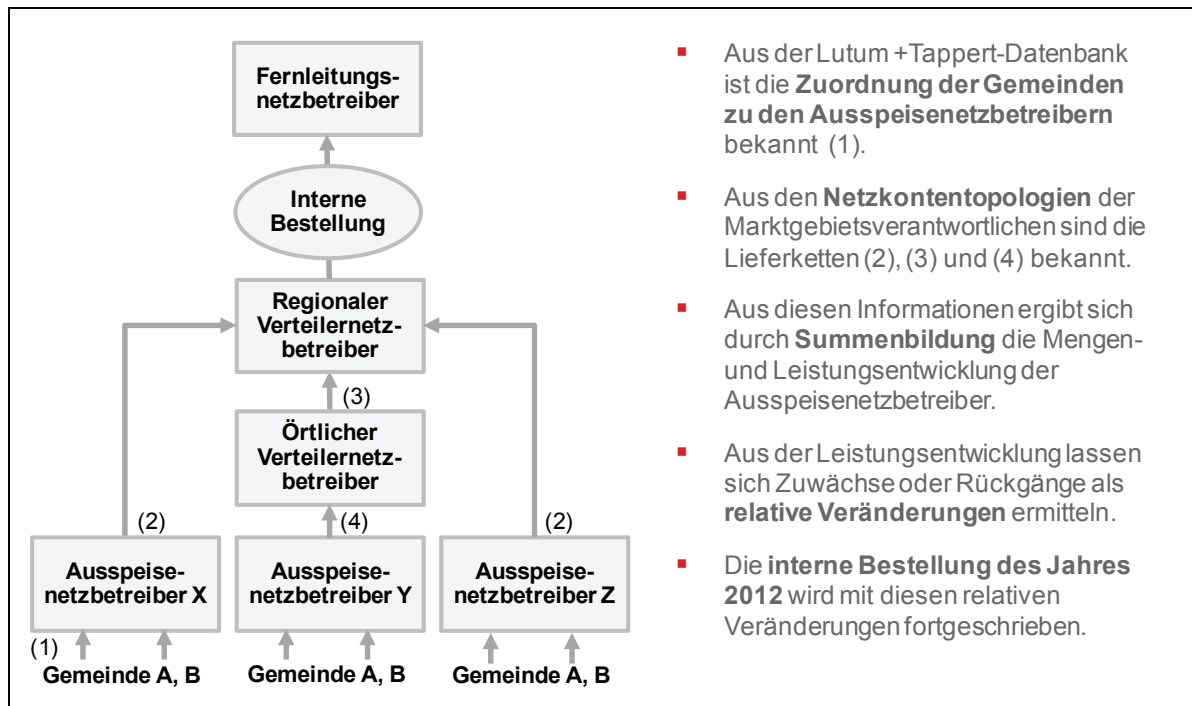
*Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber*

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

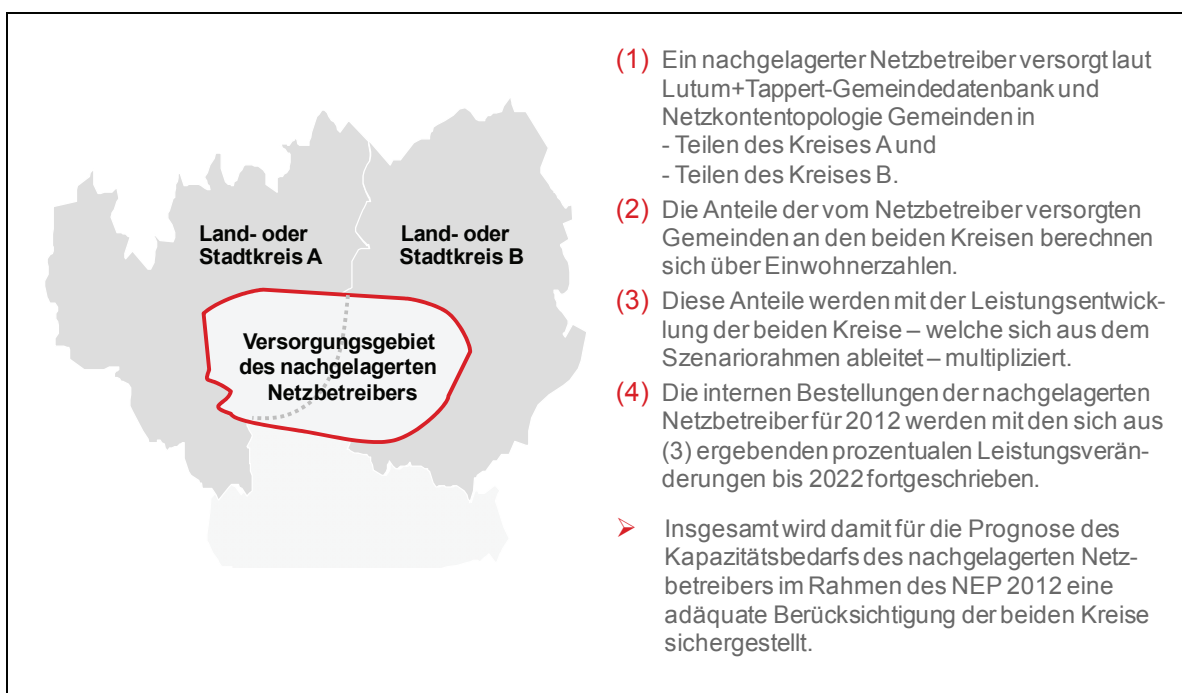
In der **Auswertung je Fernleitungsnetzbetreiber** wurden die Anteile an der Versorgung eines Kreises mit den absoluten Leistungswerten der Kreise (abgeleitet aus dem Szenariorahmen) multipliziert, so dass absolute Leistungswerte für die nachgelagerten Netzbetreiber vorlagen.

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 Entwicklung wurde mit den langfristigen Prognosen der internen Bestellungen verglichen. Bei größeren Abweichungen zwischen beiden Ansätzen wurde zusammen mit den jeweiligen nachgelagerten Netzbetreibern versucht, diese Unterschiede zu erklären. Im Fall einer plausiblen Begründung (z. B. Kraftwerksprojekte, Industrieansiedlungen, Bauprojekte) wurde diese Langfristprognose der internen Bestellungen gemäß Kooperationsvereinbarung IV Gas (KoV IV) verwendet.

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 Kapazitätentwicklung 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:





- GVS Netz GmbH (GVS-N), Statoil Deutschland Transport GmbH (SDT) und teilweise auch bayernets werden im TYNDP von ENTSOE für 2011 bis 2020 nicht aufgeführt.
- Die Open Season der Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (GUD) wird nicht vollumfänglich umgesetzt.
- Der aktuelle TYNDP von ENTSOE 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. m<sup>3</sup> 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 Fernleitungsbetreiber vor, so dass der Fernleitungsbetreiber den Anschluss des Kraftwerks in seine Berechnung direkt mit einschließen konnte.

Im Fall von **Mehrfachnennungen** – wenn also die gleiche Kraftwerksanfrage bei mehreren Fernleitungsbetreibern vorlag – rechnete zunächst jeder Fernleitungsbetreiber 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 Fernleitungsbetreiber, 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](http://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](http://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](http://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 zwölf 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 abgeschlossen. In Hessen wurde das sich anschließende Planfeststellungsverfahren im Januar 2012 abgeschlossen. In Bayern wird der Abschluss kurzfristig erwartet. Mit den vorlaufenden Bauaktivitäten konnte bereits begonnen werden. 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 GDF Suez Energie Deutschland bestehen langfristige Verträge zur Gebrauchs- und Nutzungsüberlassung des Leitungssystems der MEGAL, wobei GDF



Suez Energie Deutschland das aus den Verträgen resultierende Nutzungsrecht der GRT überlassen hat.

Das Raumordnungsverfahren wurde im Jahr 2010, das darauffolgende Planfeststellungsverfahren wurde im Dezember 2011 abgeschlossen. Mit bauvorbereitenden Aktivitäten konnte bereits begonnen werden. Die neue Looleitung soll zum 01.10.2012 betriebsbereit sein.

Im Zuge der Verbindung MEGAL-MIDAL ist zusätzlich der Bau einer Looleitung von Reckrod nach Wirtheim – **MIDAL Süd Loop** – und die **Anschlussleitung Gernsheim** durch WINGAS TRANSPORT GmbH (WITG) 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*

Fernlei- tungs- netz- betreiber	Projektname	Status [im Bau/ FID*]	Länge [km]	Druck- stufe [bar]	Durch- messer [mm]	(Geplanter) Verlauf
OGE	Looleitung Sannerz-Rimpar	im Bau	ca. 67	100	1.000	Sannerz (Hessen) bis Rimpar (Bayern)
OGE	Teilparallelisie- rung MEGAL Bis	im Bau	ca. 72	100	1.000	Schwandorf (Ober- pfalz) bis Windberg (Niederbayern)
WITG	MIDAL Süd-Loop	FID	ca. 86	90	1.000	Reckrod bis Wirtheim
WITG	Anschlussleitung Gernsheim	FID	ca. 16	90	500	Herchenrode bis Gernsheim

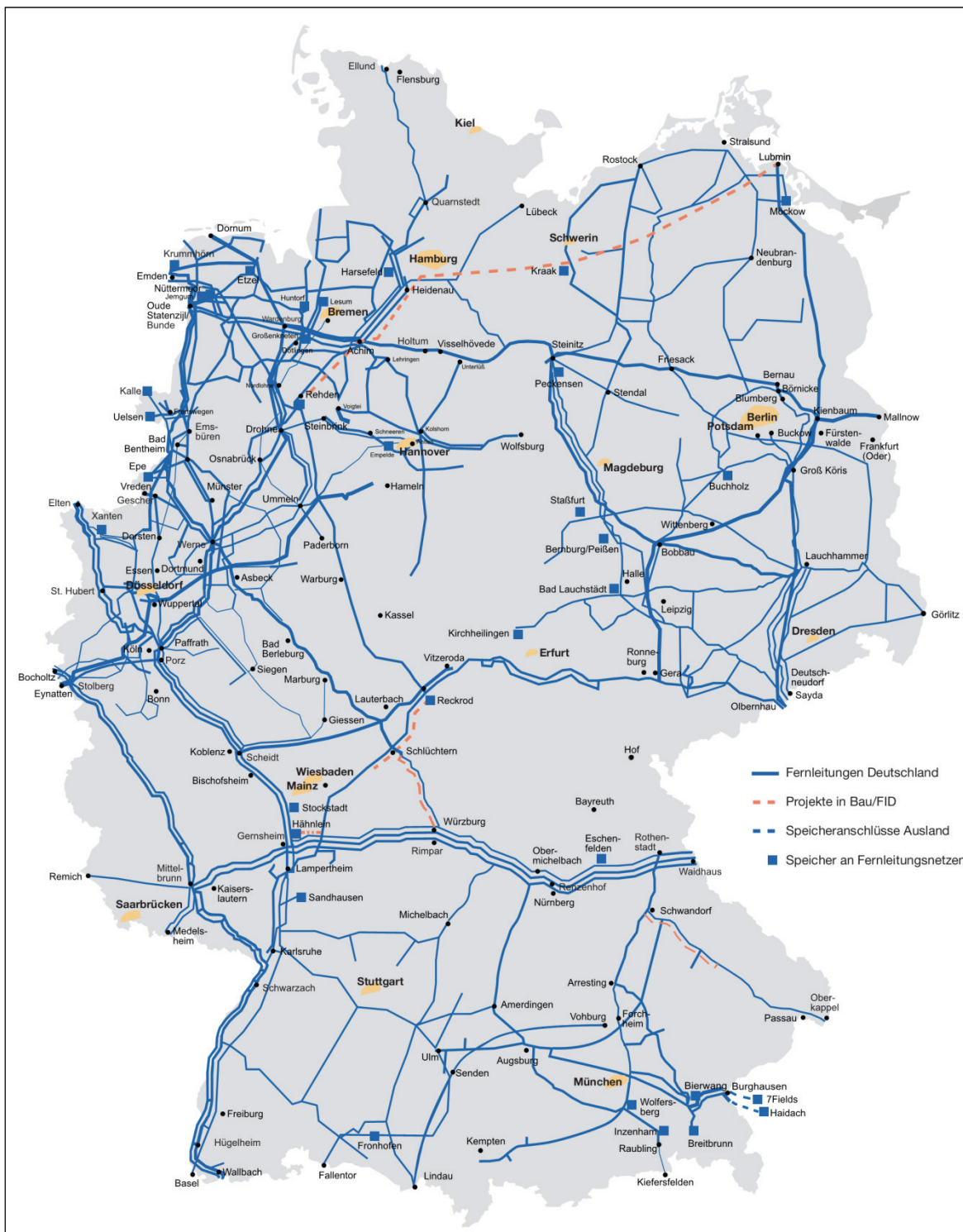
\* FID – Final Investment Decision

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. m<sup>3</sup>/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.



## 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 Gesamtfeuerungswärmeleistung 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 <sub>x</sub> *)	75 mg/Nm <sup>3</sup>
Kohlenmonoxid (CO)	100 mg/Nm <sup>3</sup>

*\* bei einer Feuerungswärmeleistung > 100 MW: 50 mg/Nm<sup>3</sup> NO<sub>x</sub>*

*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<sub>x</sub>-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**

<b>Eigentümer</b>	<b>Anlage</b>	<b>Maßnahme</b>
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
GVS-N	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
WITG	Mallnow Maschineneinheit 1 Mallnow Maschineneinheit 1 Mallnow Maschineneinheit 2 Mallnow Maschineneinheit 3 Rückersdorf Maschineneinheit 1 Rückersdorf Maschineneinheit 2 Rückersdorf Maschineneinheit 3	NOx Red. Programm Netcon NOx Red MicroNetPlus Programm, CO Kat NOx Red MicroNetPlus Programm, CO Kat NOx Red MicroNetPlus Programm, CO Kat NOx Red MicroNetPlus Programm, CO Kat NOx Red MicroNetPlus Programm, CO Kat NOx Red MicroNetPlus Programm

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber





## 4.2 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.

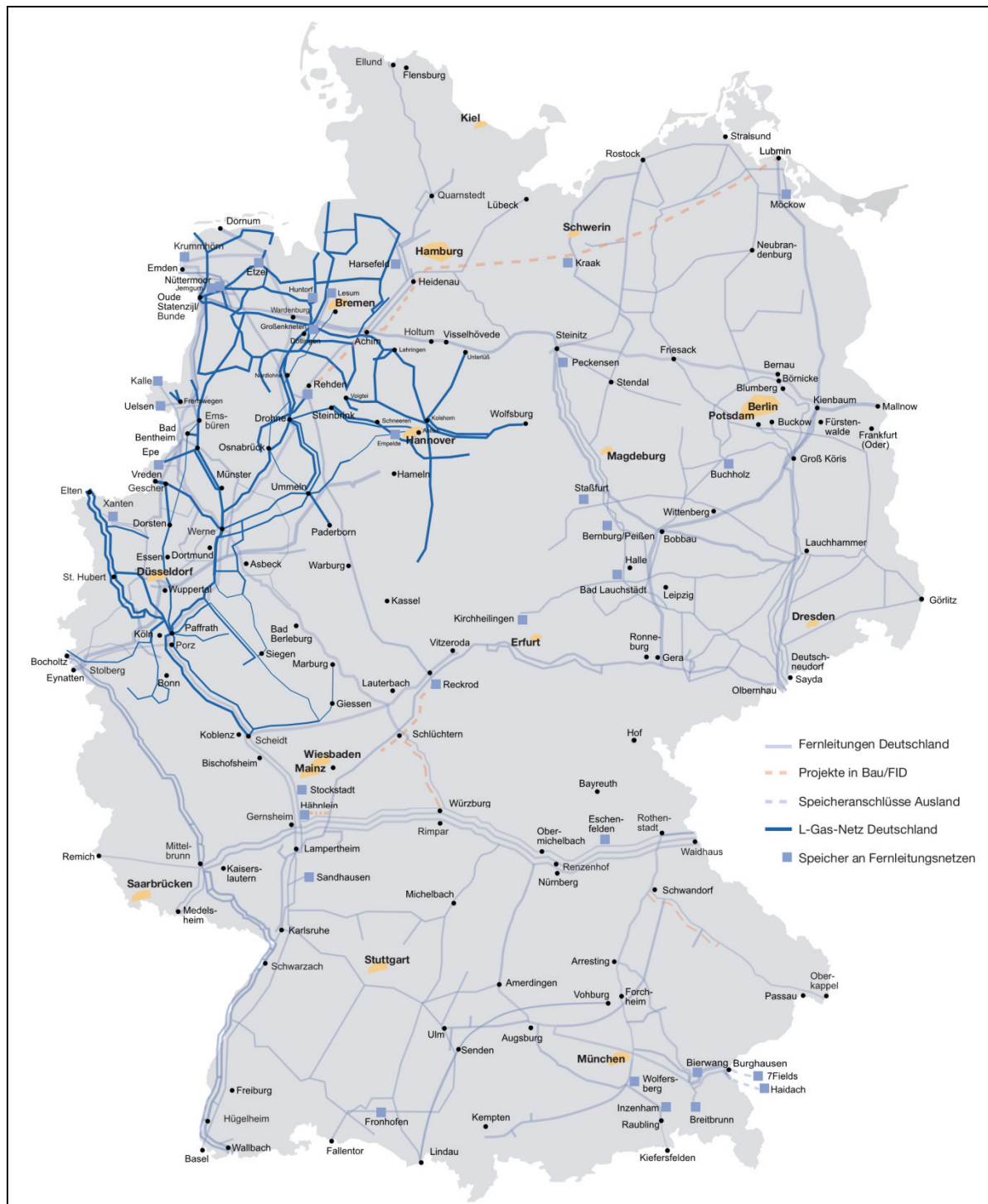
Mittelfristig wird aufgrund des kontinuierlichen Rückgangs der lokalen L-Gas-Produktion in Deutschland die Notwendigkeit für die Umstellung von Netzbereichen auf eine Versorgung mit H-Gas gesehen. Die Ziele bzw. die Anforderungen zur weiteren Versorgung mit L-Gas sind jedoch unterschiedlich und teilweise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

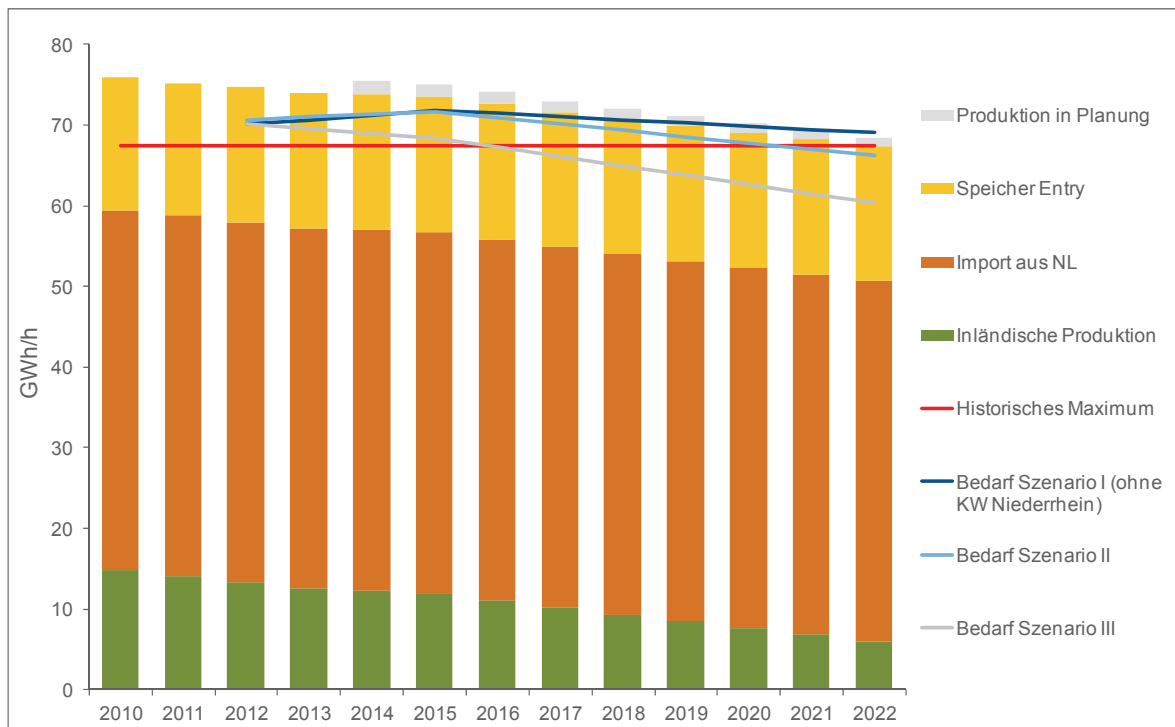
- **Importe aus den Niederlanden:**  
Den größten Beitrag auf der Einspeiseseite leisten die Importe aus den Niederlanden. Die aufgezeigte Leistung ist die im Spitzenlastfall übernehmbare Leistung, die die festen Transport-Kapazitäten an den Import-Stationen übersteigt. In Abstimmung mit den niederländischen 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

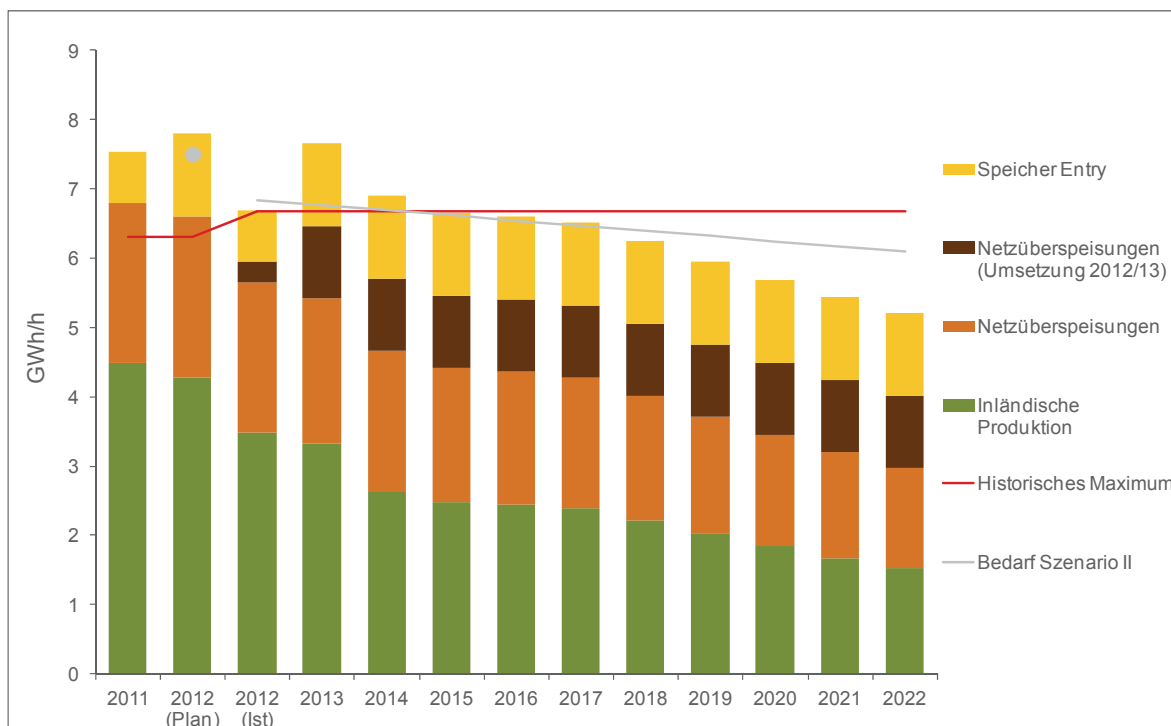
Die deutschlandweite Leistungsbilanz gibt alleine nicht die Versorgungssituation wider.

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 EGMT. Auf Basis erster Erkenntnisse aus der Lastflusssituation in der extremen Kälteperiode im Februar 2012 ist mit erheblichen Anpassungen der Leistungsbilanz des EGMT-Netzes zu rechnen (vgl. Abbildung 10):



Abbildung 10: Kapazitative L-Gas-Bilanz Netz EGMT



Quelle: EGMT, 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 EGMT entsprechend der Verpflichtung zum bedarfsgerechten, kosteneffizienten Ausbau des Netzes Maßnahmen zur Verringerung des lokalen Leistungsengpasses geprüft.

Führt diese Prüfung bis Mitte 2012 zu keinem belastbaren Ergebnis, ist entsprechend der zeitlichen Regelungen für eine Qualitätsumstellung von Netzen die bereits zwischen EGMT 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)**

	<b>Bis 2015</b>	<b>2016 bis 2022</b>
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.

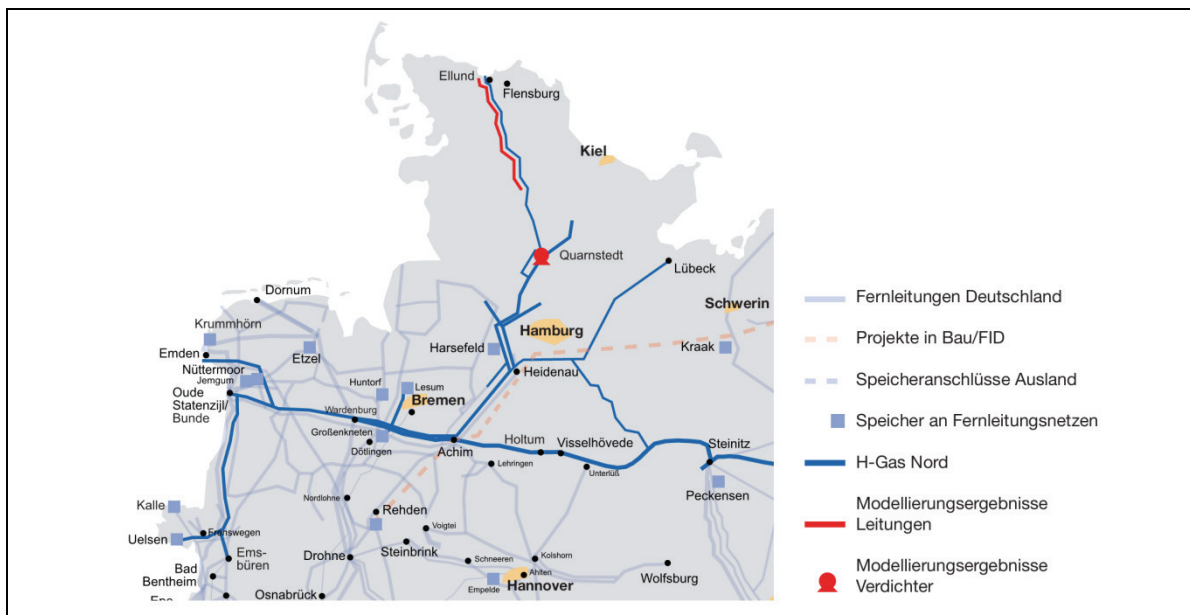
### Anmerkungen

- 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 Quarndorf realisiert werden.

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



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber \* 2015 nur neue Verdichterstation in Quarndorf, 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"> <li>Burghausen</li> <li>Duisburg-Mündelheim</li> <li>Emsland-Lingen</li> <li>Gersteinwerk</li> <li>Irsching Block 4</li> <li>Knapsack-Hürth</li> <li>Weisweiler</li> </ul> +10,7 GW	<ul style="list-style-type: none"> <li>Burghausen</li> <li>Duisburg-Mündelheim</li> <li>Emsland-Lingen</li> <li>Gersteinwerk</li> <li>Irsching Block 4</li> <li>Knapsack-Hürth</li> <li>Stuttgart</li> <li>Sindelfingen</li> <li>Weisweiler</li> </ul> +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)*

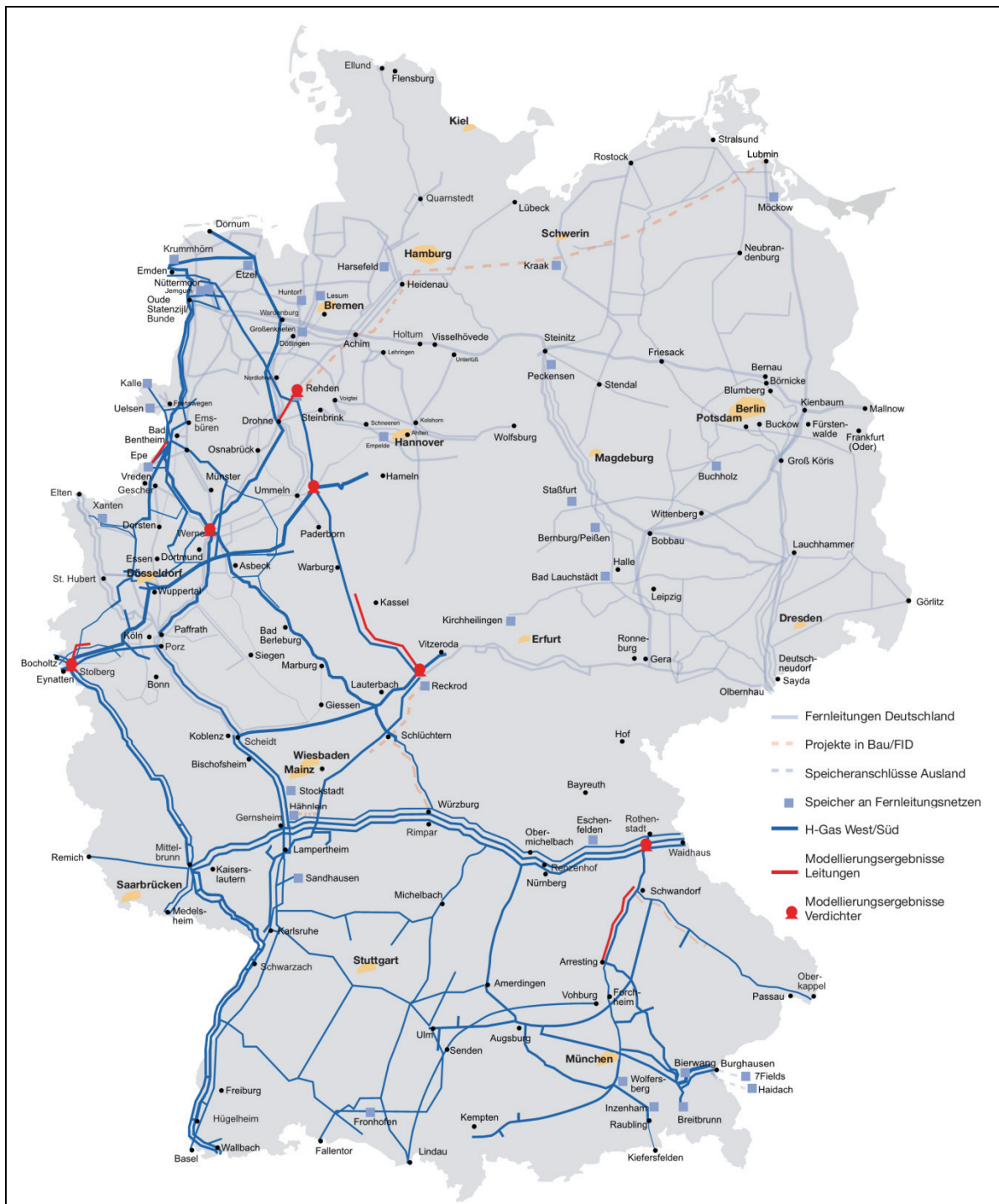
	<b>Bis 2015</b>	<b>2016 bis 2022</b>
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen)	74 MW	259 MW
Leitungsbau	190 km	471 km
Kosten	517 Mio. Euro	1.364 Mio. Euro

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)

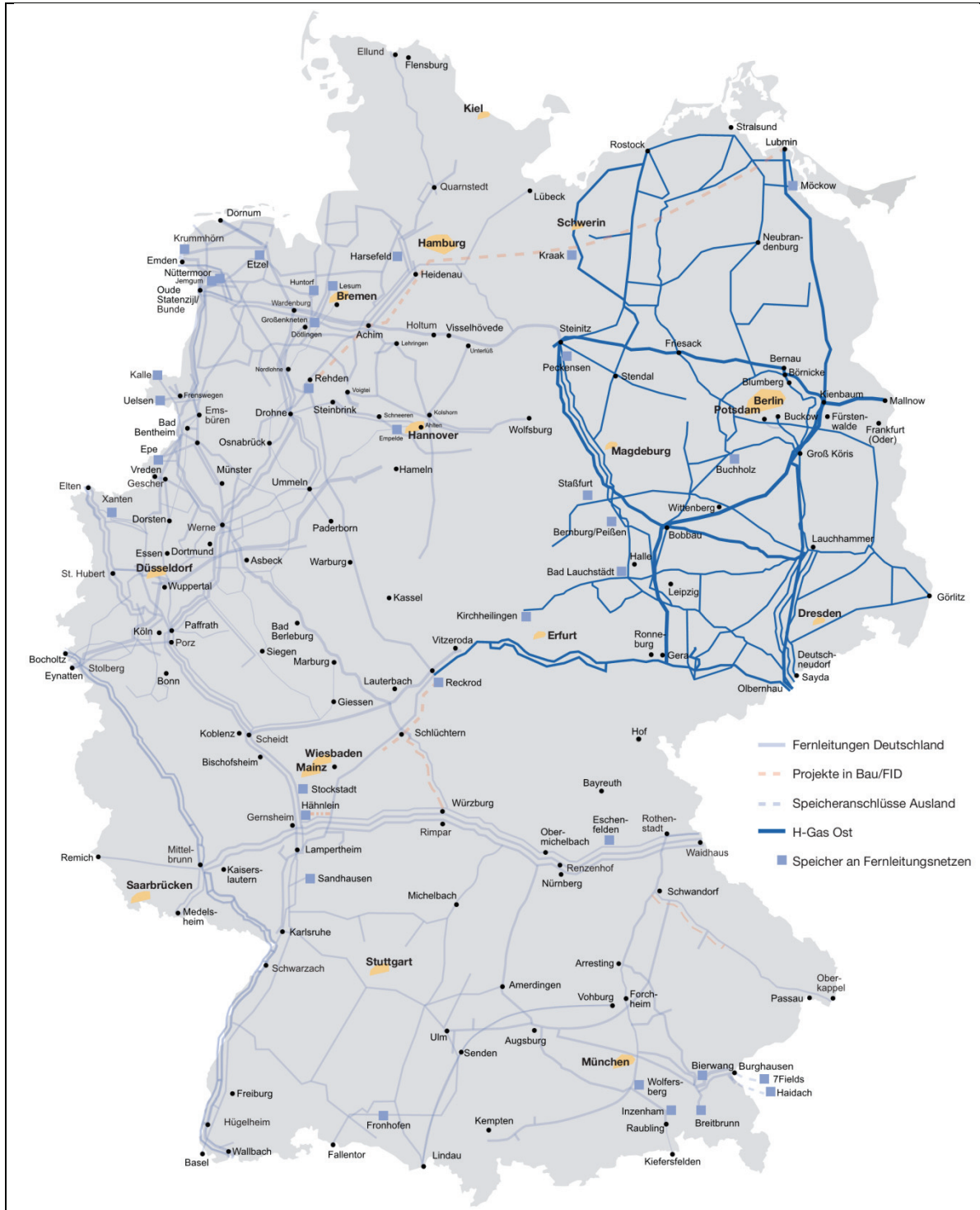


Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber



### 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 Szenarioahmen 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"><li>• GuD Zeitz GmbH</li><li>• Leppersdorf</li><li>• Premnitz 2015</li><li>• Eisenhüttenstadt EKO1</li><li>• Eisenhüttenstadt EKO2</li></ul> +2,8 GW	<ul style="list-style-type: none"><li>• GuD Zeitz GmbH</li><li>• Leppersdorf</li><li>• Premnitz 2015</li><li>• Eisenhüttenstadt EKO1</li><li>• Eisenhüttenstadt EKO2</li></ul> +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 → EGMT in Reiningen und Schümers-Mühle (+1 GW)	Erhöhung der Leistung GUD → EGMT 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)*

	<b>Bis 2015</b>	<b>2016 bis 2022</b>
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.

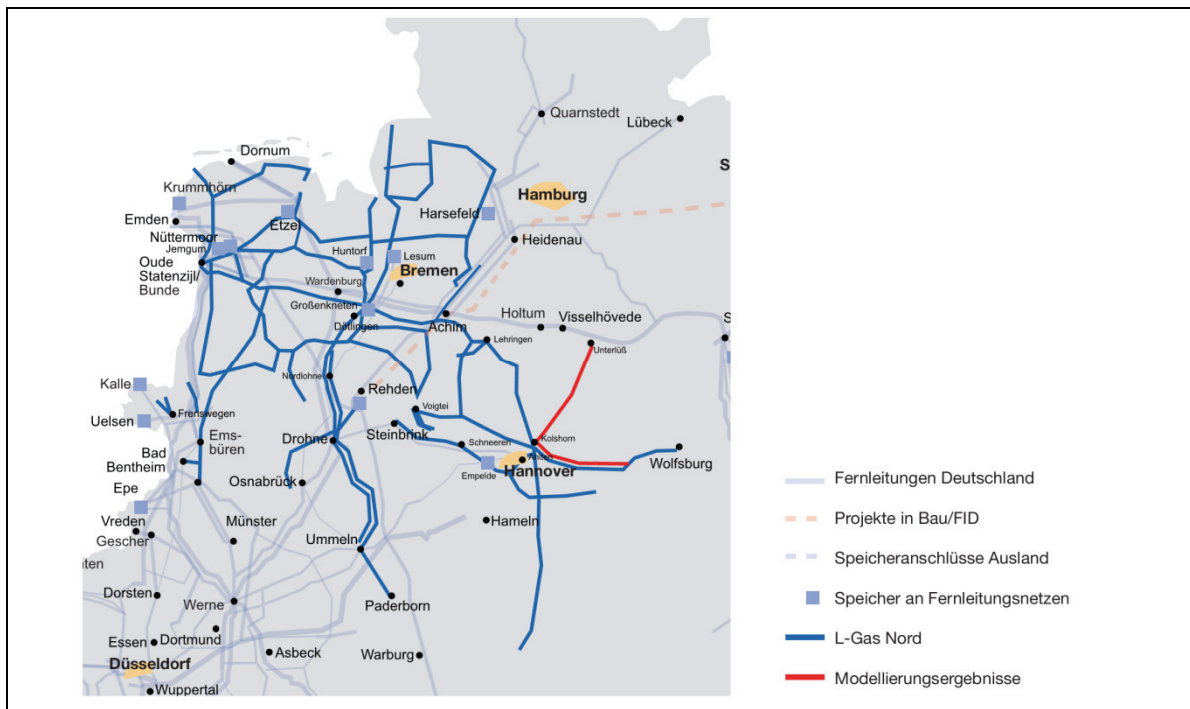
Der Versorgung des Kraftwerks in Braunschweig erfolgt aus heutiger transportwirtschaftlicher Sicht am effizientesten mit H-Gas, das über die Leitungen von Unterlüß nach Kolshorn (ETL64) und von Kolshorn nach Sophiental (ETL25) von der NETRA herantransportiert werden könnte.

### **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 Nüstermoor 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 Ausbaurverfahrens 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"><li>• Bielefeld</li><li>• Köln-Niehl*</li></ul> +1,8 GW	<ul style="list-style-type: none"><li>• Bielefeld</li><li>• Köln-Niehl*</li></ul> +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**

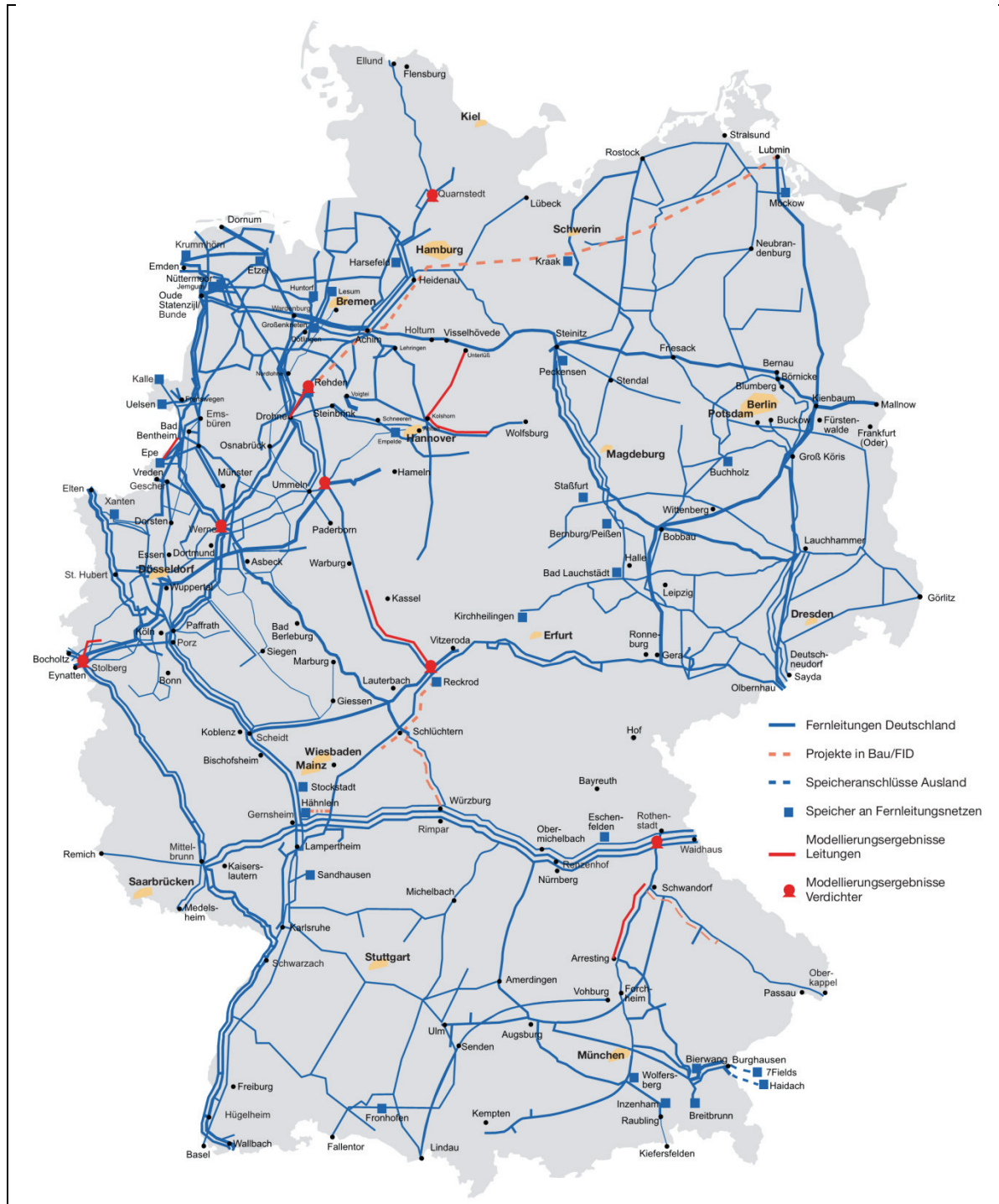
- Die Leistungen für bestehende Kraftwerke, deren Ersatz im Netzentwicklungsplan berücksichtigt wird, sind zum Teil in der internen Bestellung enthalten.
- Für die Jahre 2015 und 2022 wurde die zusätzliche Leistung angesetzt, die Ersatzkraftwerke im Endausbau gegenüber den Bestandskraftwerken benötigen. 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.

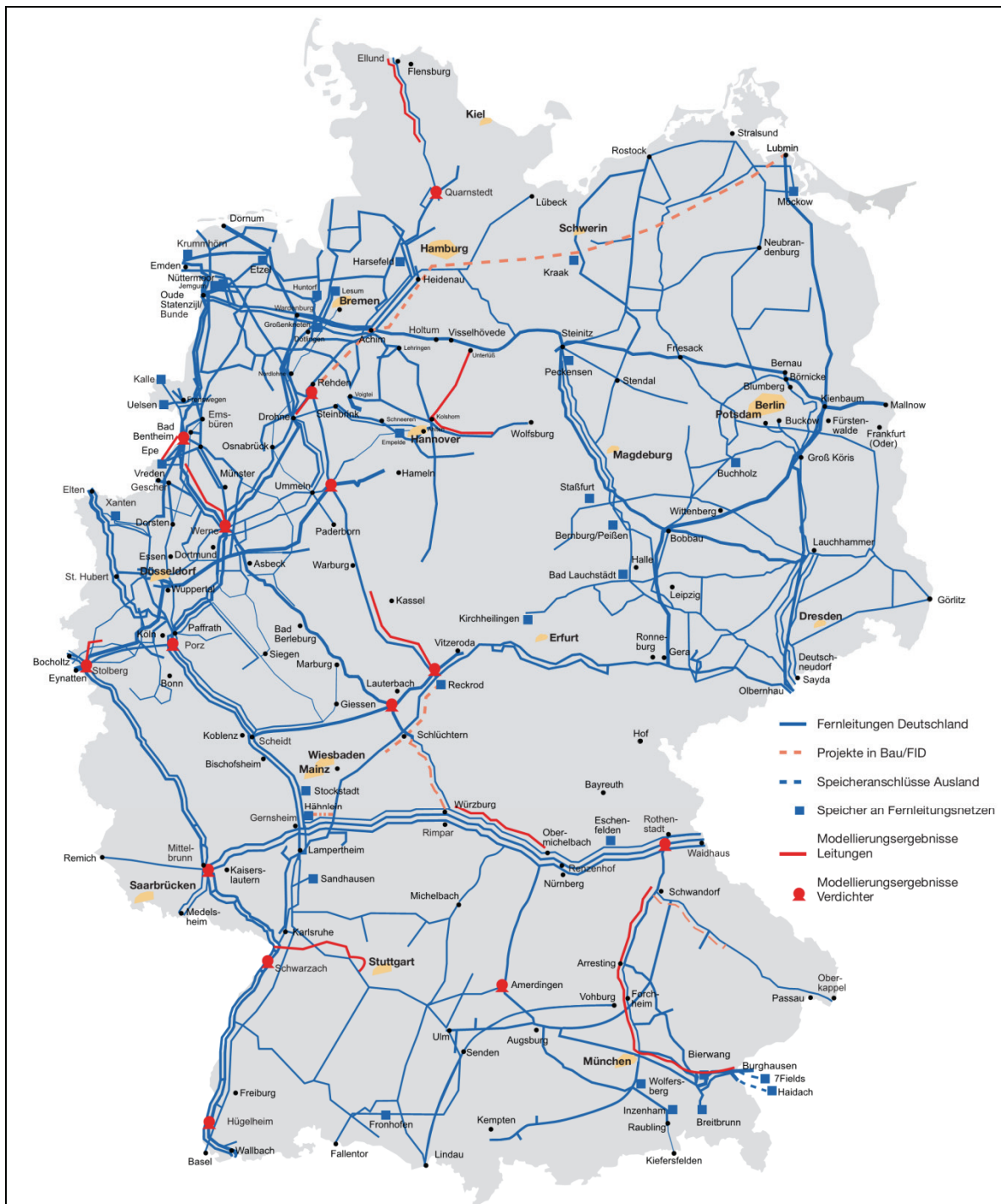
Abbildung 20: Ergebnis-Übersicht für 2015 im Szenario II



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 Nüftermoor 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 Nüftermoor) 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 WITG. 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	4.636 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

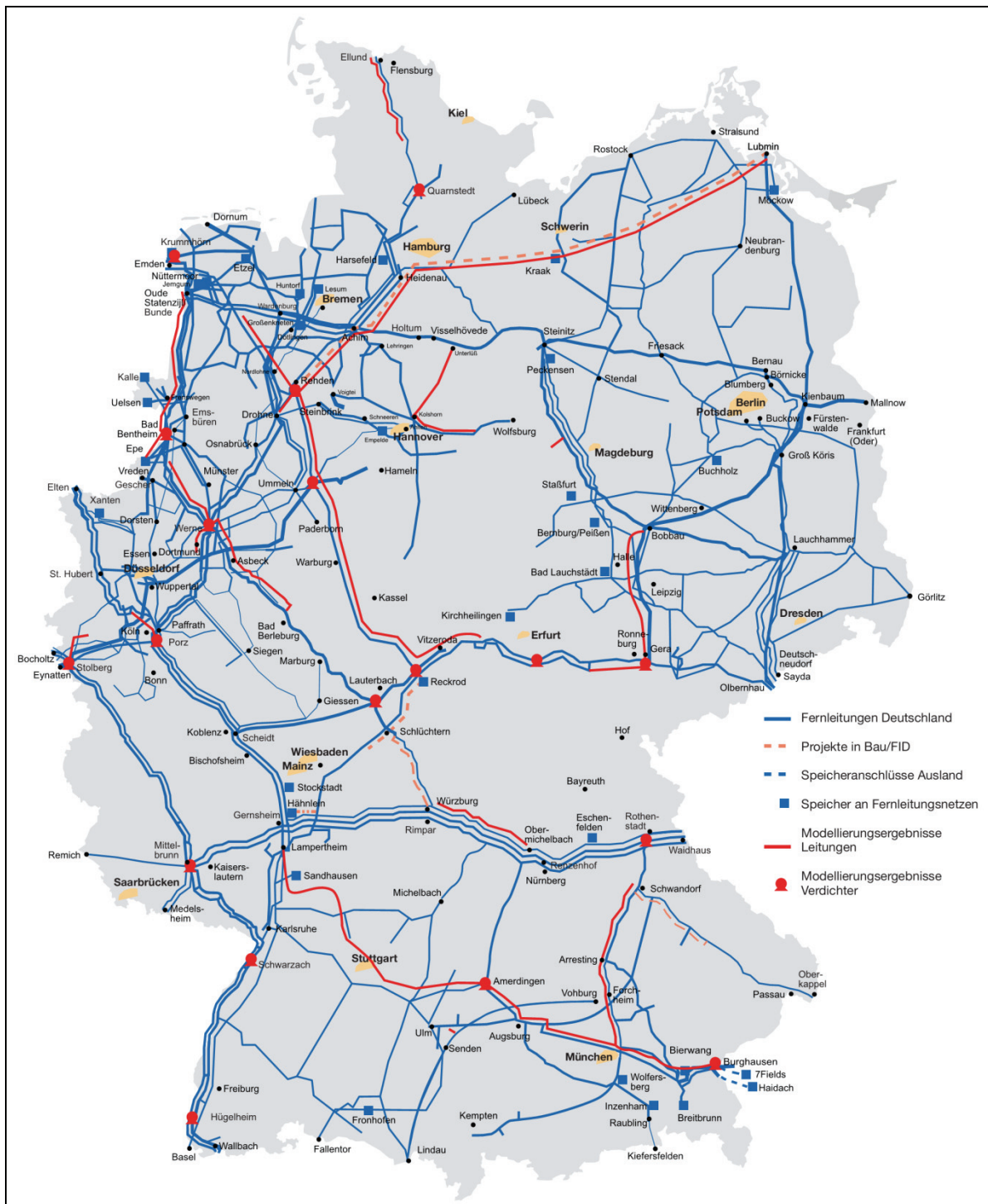
Die Erhöhung der internen Bestellung durch das nachgelagerte Kraftwerk im Bereich Niederrhein wurde nach dem aktuellen Bezugsverhältnis auf die Übergabestationen der Aus-



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 herauskristallisieren.

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 4,6 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*

	<b>Szenario I</b>	<b>Szenario II</b>
Verdichterleistung	738 MW	357 MW
Leitungsbau	1.835 km	728 km
Kosten	4.636 Mio. Euro	2.189 Mio. Euro

*Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber*



## 5 Liefersicherheit und Power-to-Gas

### 5.1 Power-to-Gas

#### 5.1.1 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 einzige System, das im Vergleich zu anderen Speicheroptionen größere 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 Kohlenmonoxid 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.

#### 5.1.2 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 ( $\leq 10$  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 insbeson-





dere 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<sub>2</sub>S-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.

### **5.1.3 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 Vielfaltigkeit 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 23 können die Abschätzungen der Potenziale für die Einspeisung von Wasserstoff in das bestehende Fernleitungsnetz entnommen werden.

*Tabelle 23: Abschätzung der maximalen Einspeisepotenziale von Wasserstoff auf Basis historischer Flussdaten*

Importpunkt	1 Vol. % Wasserstoff Maximum	10 Vol. % Wasserstoff Maximum
Emden	69,2 MWh/h (92 MW <sub>el</sub> )*	691,7 MWh/h (923 MW <sub>el</sub> )*
Dornum	93,1 MWh/h (124 MW <sub>el</sub> )*	930,4 MWh/h (1.240 MW <sub>el</sub> )*
Lubmin	234,5 MWh/h (312 MW <sub>el</sub> )*	2.345 MWh/h (3.120 MW <sub>el</sub> )*

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

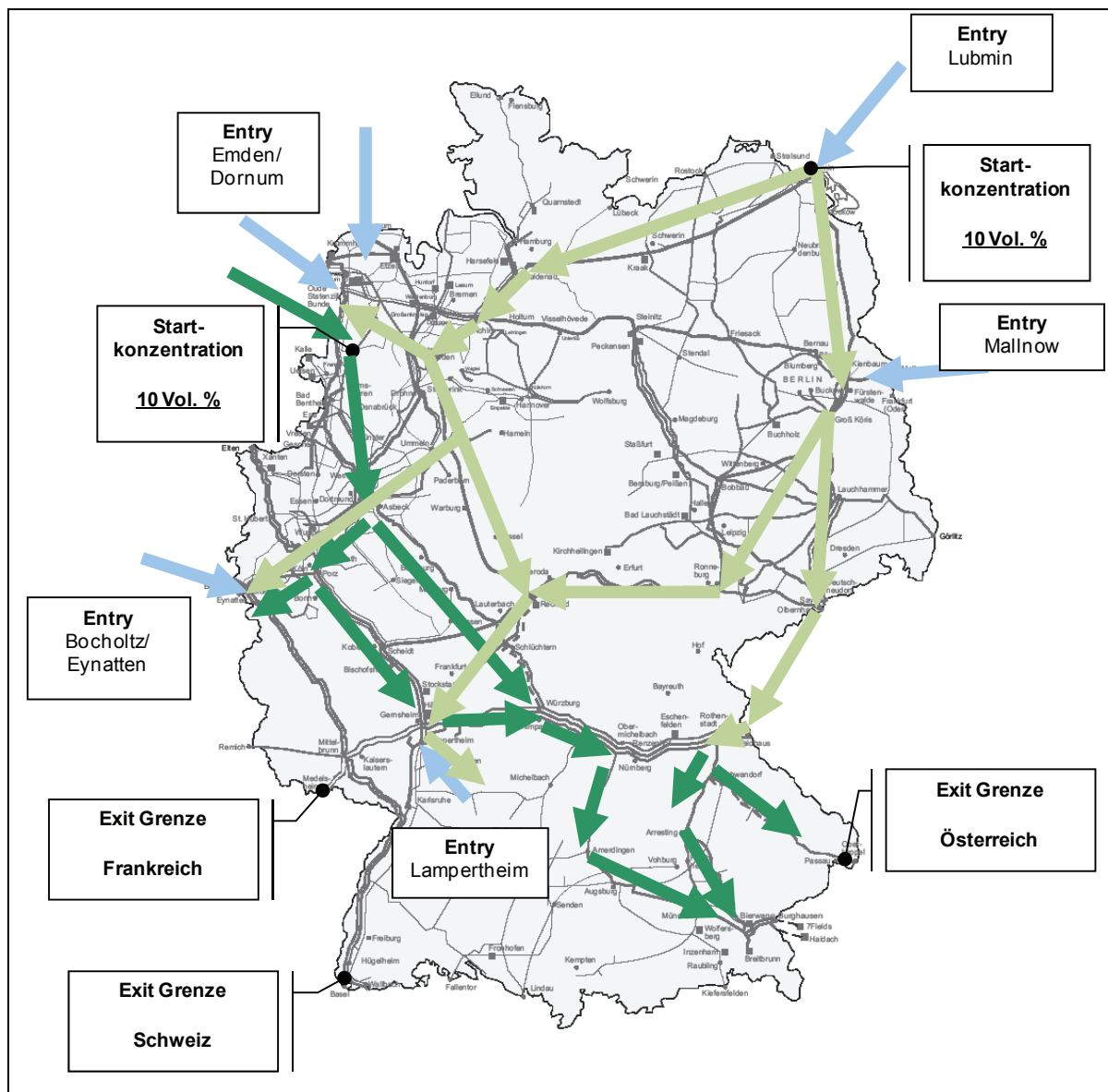
Sollte die gesamte Einspeiseleistung der Offshore-Windkraftanlagen zur Umwandlung in Wasserstoff verwendet werden, sind weitreichende Ausbau- und Erweiterungsmaßnahmen des Transportsystems unvermeidbar. Im Fall der prognostizierten elektrischen Einspeiseleistungen aus dem genehmigten Szenarioahmen der 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. m<sup>3</sup>(Vn) Wasserstoff pro Stunde entsprechen. Unter Berücksichtigung der historischen Gasflüsse würden in diesem Fall Wasserstoffkonzentrationen von mehr als 60 Vol. % in weiten Teilen des Fernleitungsnetzes nicht auszuschließen sein. Bei diesen Konzentrationshöhen wäre der Aufbau einer eigenständigen Wasserstoffinfrastruktur zu überlegen.

#### **5.1.4 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 23 zu entnehmen.



Abbildung 23: 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 24 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 24: 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)
<b>Summe Einspeisung, Umbau und Anschluss</b>	<b>105</b>	<b>3.730</b>

*Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber*

Erdgas besteht im Wesentlichen aus Methan. Für zukünftige Betrachtungen bietet die Umwandlung von Wasserstoff in synthetisches Methan deshalb den großen Vorteil, dass es aufgrund seiner dem Erdgas nahezu identischen Eigenschaften problemlos in das Erdgastransportnetz eingespeist werden könnte. Hierdurch ließen sich insbesondere die spezifischen Hemmnisse, die einer Wasserstoffeinspeisung entgegenstehen, vermeiden.

## 5.2 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.

### 5.2.1 „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 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.

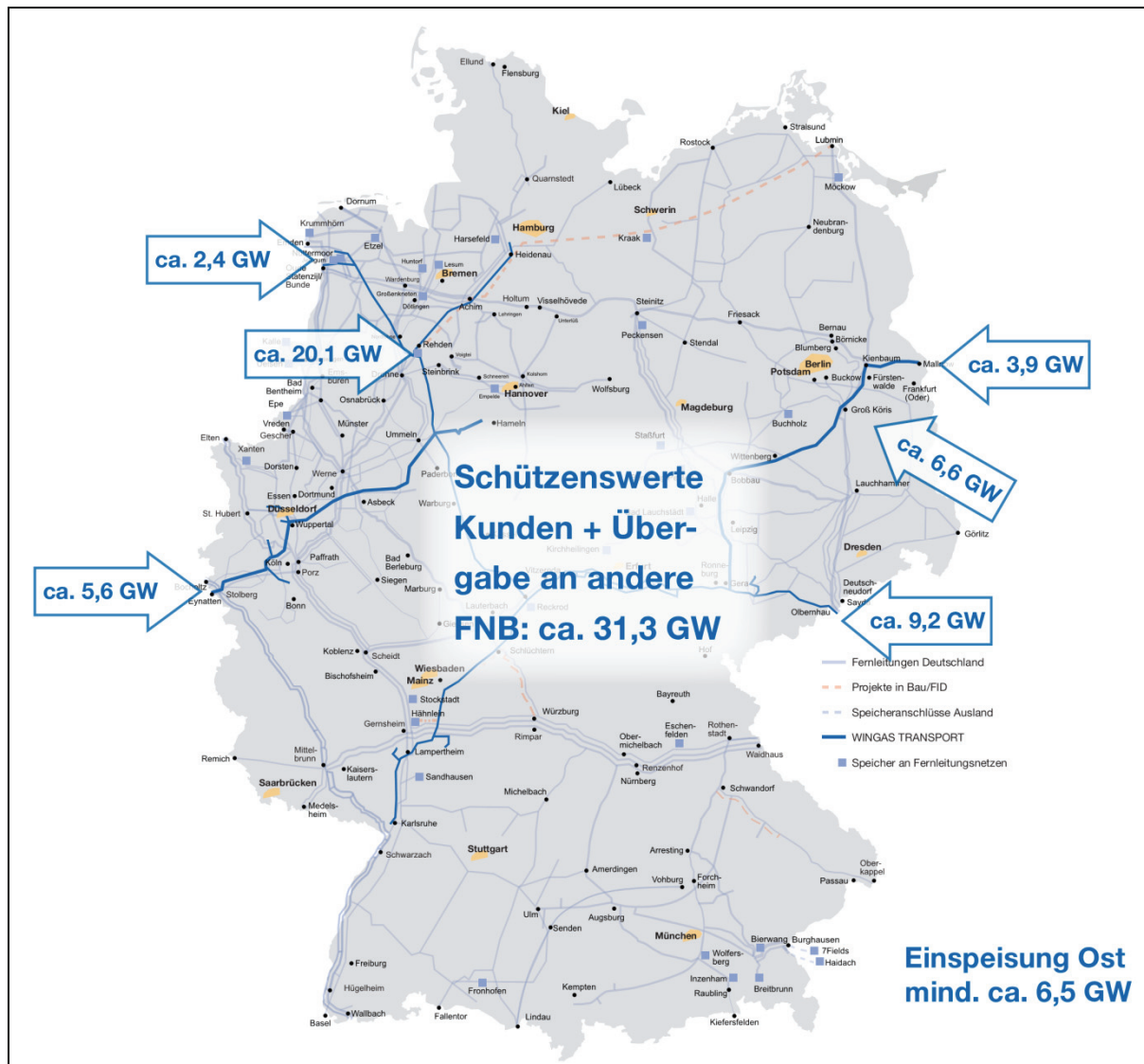
Das relevante Netzgebiet wurde hierbei mit dem Netzgebiet der WITG gleichgesetzt. Dementsprechend hat WITG die möglichen Transportleistungen aus anderen Einspeisepunkten untersucht, um so auch die unterschiedlichen Möglichkeiten der Versorgung in diesem Szenario zu ermitteln.

Das Szenario wurde so modelliert, dass die angrenzenden Fernleitungsnetzbetreiber in den Marktgebieten GASPOOL und NetConnect Germany aus dem Fernleitungsnetz der WITG 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 WITG (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 WITG bewegen sich zwischen 2,6 GW und 20,1 GW je nach Beschäftigung der übrigen Einspeisepunkte.



Abbildung 24: 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 WITG 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.

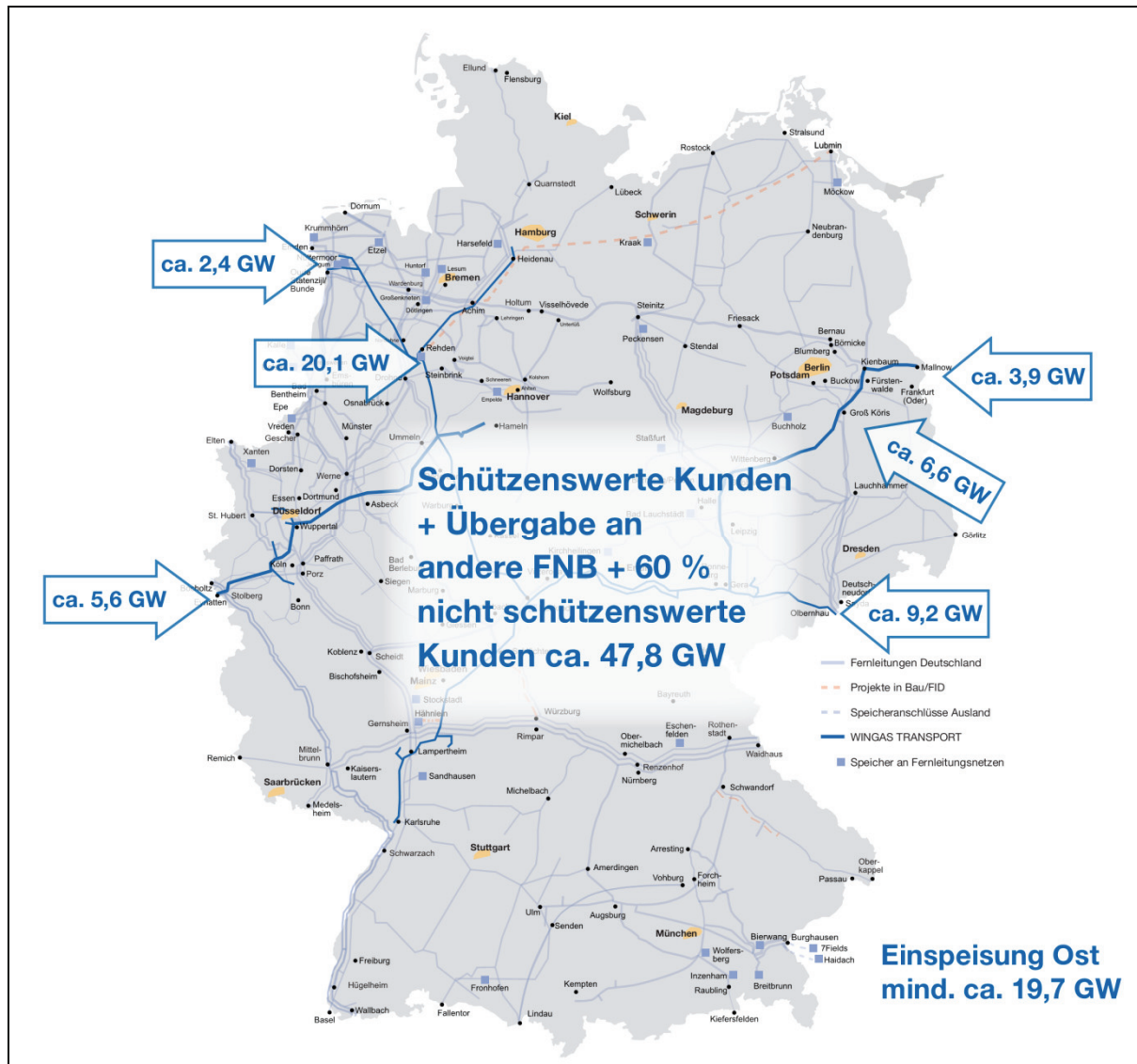
Die Auswertung dieser Betrachtung führt zu dem Ergebnis, dass neben den angrenzenden Fernleitungsnetzbetreibern in den Marktgebieten GASPOOL und NetConnect Ger-





many sowie den geschützten Kunden in den nachgelagerten Netzen der WITG auch die ungeschützten Kunden im relevanten Netzgebiet mit 60 % ihrer Leistung versorgt werden können.

Abbildung 25: Szenario zur Versorgungsstörung H-Gas (zusätzliches Maximalszenario)



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## 5.2.2 „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, EWE-N und EGMT transportieren kann, wobei das Netz der EGMT 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 EGMT. Basis der Untersuchung sind die für das Jahr 2012 vorgehaltenen Leistungen der Transportnetze. Für die Überspeisung aus den Netzen der GUD und EGM(T) in die übrigen Netze (EWE-N, 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 EGMT wurde geprüft, ob die schützenswerten Kunden für die geforderten 20 Tage versorgt werden können.

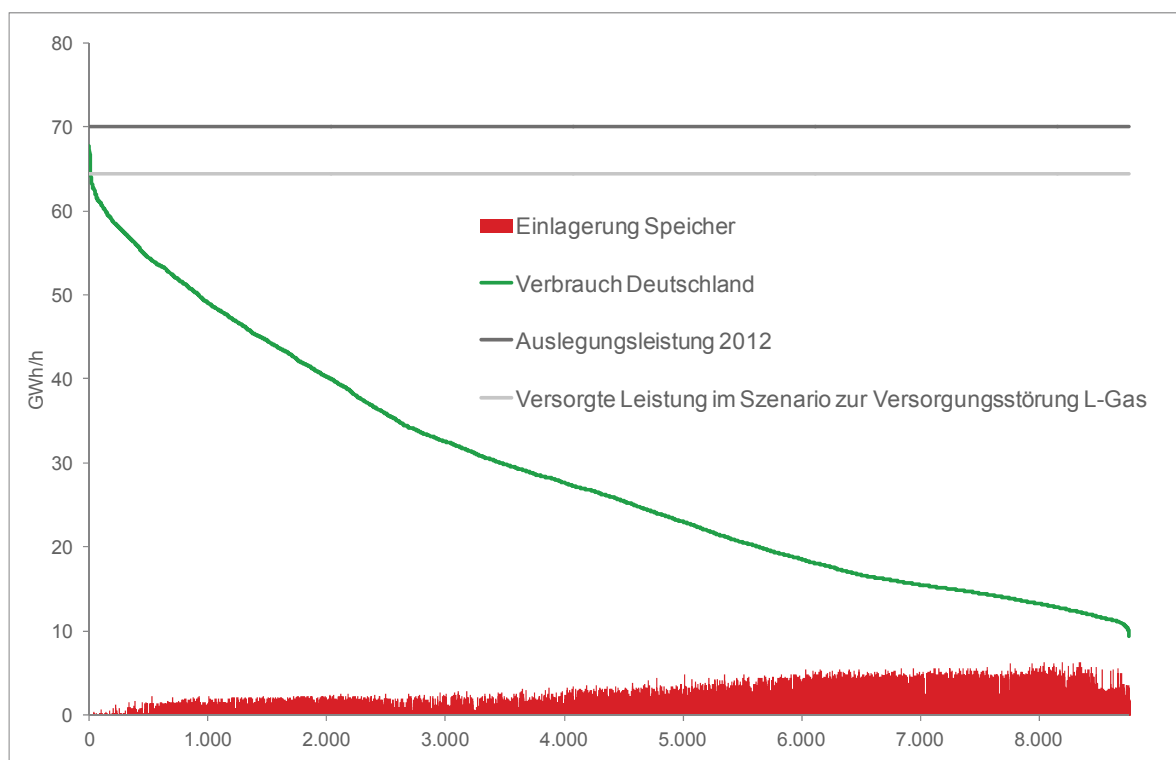
Von den angefragten Bestelleistungen für das Jahr 2012 wurden bei GUD und EGMT jeweils 50 % berücksichtigt. Dieser Wert wurde auch in den Auswertungen zur europäischen Versorgungssicherheitsverordnung als durchschnittlicher Anteil schützenswerter Kunden angesetzt. Bei den Speichern wurde ein Füllstand 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 26). 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 26: Gegenüberstellung Verbrauch L-Gas 2009/2010 in Deutschland und Auslegungsleistung des Gasnetzes*



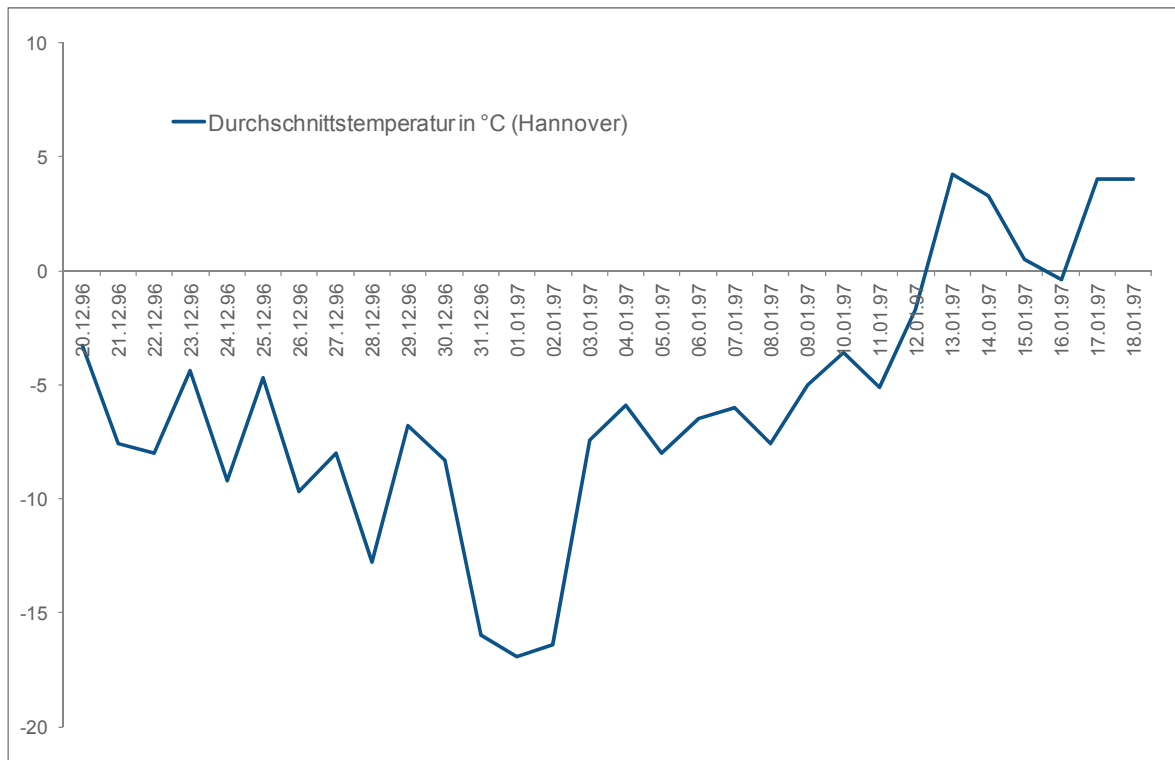
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

- 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  $-13^{\circ}\text{C}$  (vgl. Abbildung 27). 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 27: Durchschnittstemperatur Hannover



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, Wetterstation Hannover



## 6 Berücksichtigung von § 17 GasNZV

Der § 17 GasNZV (Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen – Gasnetz-zugangsverordnung) lautet wie folgt:

*„(1) Fernleitungsnetzbetreiber sind verpflichtet, marktgebietsweit, jährlich zum 1. April den langfristigen Kapazitätsbedarf in einem netzbetreiberübergreifenden, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu ermitteln. Dabei berücksichtigen die Fernleitungs-netzbetreiber insbesondere:*

- 1. ihre Erwartungen über die Entwicklung des Verhältnisses von Angebot und Nachfrage,*
- 2. vorliegende Erkenntnisse aus durchgeführten Marktabfragen zum langfristig verbindlich benötigten Kapazitätsbedarf,*
- 3. vorliegende Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen nach § 9 Absatz 2 Satz 1,*
- 4. Erkenntnisse über bestehende oder prognostizierte physische Engpässe im Netz,*
- 5. Ergebnisse des Kapazitätsvergabeverfahrens nach § 13 Absatz 1,*
- 6. Erkenntnisse aus Verweigerungen des Netzzugangs nach § 25 Satz 1 und 2 des Energiewirtschaftsgesetzes,*
- 7. Möglichkeiten zur Kapazitätserhöhung durch Zusammenarbeit mit angrenzenden Fernleitungs- oder Verteilernetzbetreibern,*
- 8. vorliegende Erkenntnisse über Kapazitätsbedarf, der sich aus Zusammenlegungen von Marktgebieten nach § 21 ergibt,*
- 9. vorliegende Erkenntnisse aus den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplänen nach Artikel 8 Absatz 3 Buchstabe b der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 36, L 229 vom 1.9.2009, S. 29), sowie*
- 10. vorliegende sowie abgelehnte Kapazitätsreservierungen nach § 38 sowie Anschlussbegehren nach § 39.*

*Fernleitungsnetzbetreiber sollen bei der Kapazitätsbedarfsermittlung mit den Betreibern angrenzender ausländischer Fernleitungsnetze zusammenarbeiten und nach Möglichkeit die Verfahren grenzüberschreitend durchführen. Fernleitungsnetzbetreiber sind verpflichtet, den ermittelten Kapazitätsbedarf auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen.*

*(2) Fernleitungsnetzbetreiber sind verpflichtet, auf der Grundlage der Ergebnisse des Kapazitätsermittlungsverfahrens den dauerhaft erforderlichen Netzausbau gemäß § 11 des Energiewirtschaftsgesetzes durchzuführen.“*



Ein Großteil der Forderungen des § 17 GasNZV sind im vorliegenden Konsultationsdokument der Fernleitungsnetzbetreiber (Netzentwicklungsplan Gas 2012) bereits enthalten.

Die entsprechend § 17 Abs. 1 Ziff. 1, 9 und 10 GasNZV aufzuarbeitenden Erwartungen und Erkenntnisse werden in dem von den Fernleitungsnetzbetreibern ausgearbeiteten und konsultierten Szenariorahmen berücksichtigt und in Kapitel 2 aufgeführt.

Die unter § 17 Abs. 1 Ziff. 2, 3, 4, 7 und 8 GasNZV zu behandelnden Möglichkeiten und Erkenntnisse werden in den Kapiteln 3 und 4 dieses Dokuments behandelt.

Auf die Ergebnisse des Kapazitätsvergabeverfahrens nach § 13 Absatz 1 GasNZV (§ 17 Abs. 1 Ziff. 5 GasNZV) sowie die Erkenntnisse aus Verweigerungen des Netzzugangs nach § 25 Satz 1 und 2 des Energiewirtschaftsgesetzes (§ 17 Abs. 1 Ziff. 6 GasNZV) wird im Folgenden eingegangen.

### **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.

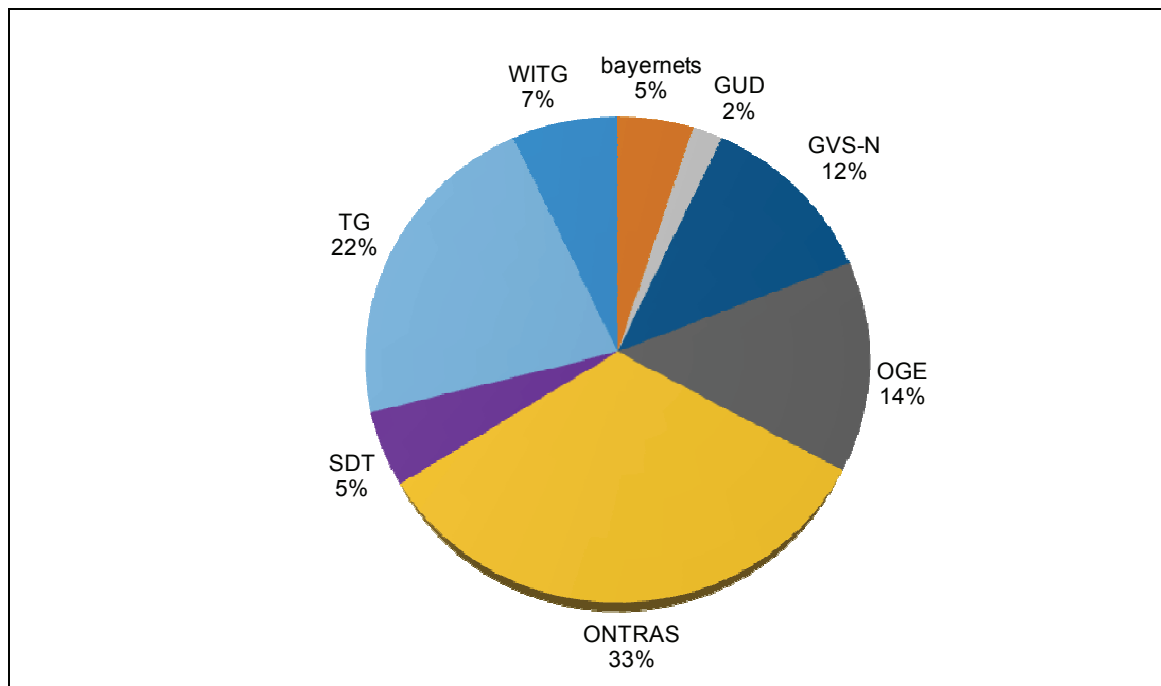
Die Ergebnisse der bisher vollzogenen Jahresauktionen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- 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 28: 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.



## **Erkenntnisse aus Verweigerungen des Netzzugangs nach § 25 Satz 1 und 2 EnWG**

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

Infrage zu stellen ist zudem die Aussagekraft abgelehnter Netzzugangsanfragen, da in der Regel Fernleitungsnetzbetreiber bis zur Einführung der Primärkapazitätsplattform TRAC-X primary 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 Netzsituation.

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 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 4.600 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 netzübergreifend für Strom und Gas zu untersuchen.

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.



## 8 Glossar

### Fernleitungsnetzbetreiber

bayernets	<i>bayernets</i> GmbH
Fluxys	Fluxys TENP TSO S.p.A. (ehemals Eni Gas Transport Deutschland S.p.A.)
EGMT	Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG
EWE-N	EWE NETZ GmbH
GUD	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
GRT	GRTgaz Deutschland GmbH
GVS-N	GVS Netz GmbH
OGE	Open Grid Europe GmbH
ONTRAS	ONTRAS - VNG Gastransport GmbH
SDT	Statoil Deutschland Transport GmbH
TG	Thyssengas GmbH
WITG	WINGAS TRANSPORT 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)



## 9 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](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](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](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/](http://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-2885/4422_read-15254/)



[PLEdoc 2012]	NEP 2012 – Datenmodellierung und Auswertung. Für den BDEW, 05.01.2012, unveröffentlicht
[Szenariorahmen 2011]	Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2012 der Fernleitungsnetzbetreiber, Prognos AG, 16.12.2011
[Tauerngasleitung 2011]	Five Gas Markets Link. <a href="http://www.tauerngasleitung.at/index.php?id=118">http://www.tauerngasleitung.at/index.php?id=118</a>
[WEG 2006-2011]	Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. – Jahresbericht Zahlen und Fakten 2005 bis 2010, download unter (Download am 01.09.2011): <a href="http://www.erdoel-erdgas.de/article/articleview/75/1/68/">http://www.erdoel-erdgas.de/article/articleview/75/1/68/</a>
[WEG-Prognose 2011]	Vorausschau – Produktion und Kapazitäten in den Gebieten Elbe-Weser und Weser-Ems, 2011