



2011

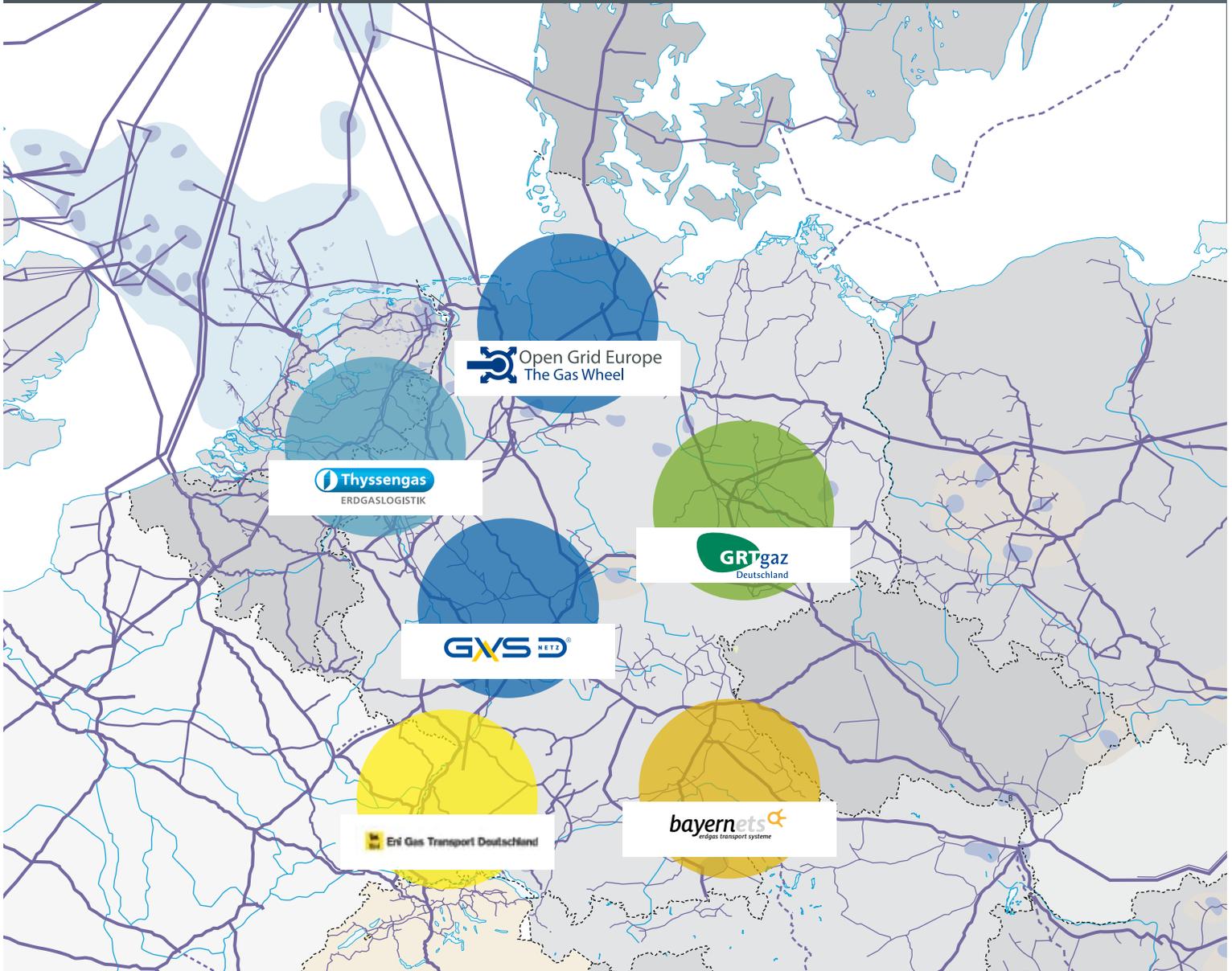
Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs

Marktgebietskooperation der

Unternehmen bayernets GmbH, Eni Gas Transport Deutschland S.p.A.,

GRTgaz Deutschland GmbH, GVS Netz GmbH, Open Grid Europe GmbH und Thyssengas GmbH

Inhalt



Vorwort

1. Einleitung

2. Die Entwicklung des europäischen Gasmarkts

2.1 Europäische rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen

2.2 ENTSOG-Netzentwicklungspläne

2.3 Deutsche rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen

3. Marktgebietskooperation bayernets, Eni D, GRTgaz D, GVS Netz, Open Grid Europe, Thyssengas

3.1 bayernets GmbH

3.2 Eni Gas Transport Deutschland S.p.A.

3.3 GRTgaz Deutschland GmbH

3.4 GVS Netz GmbH

3.5 Open Grid Europe GmbH

3.6 Thyssengas GmbH

4. Langfristige Kapazitätsbedarfsermittlung

4.1 Entwicklung des Verhältnisses von Angebot und Nachfrage

4.2 Vorliegende Erkenntnisse aus durchgeführten Marktabfragen zum langfristigen Kapazitätsbedarf

4.3 Vorliegende Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen, Erkenntnisse über bestehende oder prognostizierte physische Engpässe und Erkenntnisse aus Verweigerungen des Netzzugangs

4.4 Erfahrungen mit Auktionen auf der gemeinsamen Primärkapazitätsplattform (Kapazitätsvergabeverfahren nach § 13 Absatz 1 GasNZV)

4.5 Möglichkeiten zur Kapazitätserhöhung durch Zusammenarbeit mit Fernleitungs- oder Verteilernetzbetreibern

4.6 Vorliegende Erkenntnisse über Kapazitätsbedarf, der sich aus Zusammenlegungen von Marktgebieten ergibt

4.7 Vorliegende Erkenntnisse aus den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplänen

4.8 Vorliegende sowie abgelehnte Kapazitätsreservierungen nach § 38 sowie Anschlussbegehren nach § 39 GasNZV

5. Projekte

5.1 Beschlossene Projekte

5.2 Kapazitätsentwicklung unter Berücksichtigung der beschlossenen Projekte

6. Zusammenfassung und Ausblick

Quellenverzeichnis

Vorwort



*Rainer Dumke
bayernets GmbH*



*Fausto Franco
Eni Gas Transport Deutschland S.p.A.*



*Nicolas Delaporte
GRTgaz Deutschland GmbH*



*Andreas Noichl
GVS Netz GmbH*



*Stephan Kamphues
Open Grid Europe GmbH*



*Dr. Wandulf Kaufmann
Thyssengas GmbH*

Sehr geehrte Leserin, sehr geehrter Leser,

mit dem vorliegenden Dokument stellen wir, die Kooperationspartner des Marktgebiets der NetConnect Germany, Ihnen unsere Ergebnisse der Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs vor.

Der grundlegende Wandel der deutschen und europäischen Gastransportwirtschaft vollzieht sich für alle Beteiligten in einem rasanten Tempo. Mit dem dritten europäischen Energiebinnenmarktpaket hat der europäische Gesetzgeber diesen Veränderungsprozess weiter vorangetrieben. In Deutschland sind die ersten unabhängigen Fernleitungsnetzbetreiber („Independent Transmission Operator“) entstanden, und die erste Periode der Anreizregulierung für den Gassektor hat begonnen. Die Zusammenlegung von Marktgebieten in Kooperationen schreitet weiter voran.

Die bayernets und die heutige Open Grid Europe (ehemals E.ON Gastransport) schlossen zum 1. Oktober 2008 ihre Marktgebiete in der neu gegründeten NetConnect Germany (NCG) zusammen, die das Bilanzkreismanagement verantwortet, den virtuellen Handelspunkt betreibt und die Regelenergie im Auftrag der Kooperationspartner beschafft. Nur ein Jahr später wurde das NCG-Marktgebiet um die Marktgebiete der Eni Gas Transport Deutschland, GRTgaz Deutschland und GVS Netz erweitert. In einem weiteren Schritt werden auch das L-Gas-Marktgebiet der Open Grid Europe sowie die H- und L-Gas-Marktgebiete der Thyssengas in die NCG integriert. Mit dieser Kooperation entsteht ein Erdgas-Marktgebiet mit Fernleitungsnetzen, die eine Gesamtlänge von rund 20.000 Kilometern Länge haben und somit, wenn man diese Netze zu einem langen Strang zusammenfügt, fast den halben Globus umspannt.

Die Aufgabe, das NCG-Marktgebiet umfassende Fernleitungsnetz weiterzuentwickeln und zukunftsfähig zu gestalten, ergibt sich nicht nur aus den rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen. Es ist darüber hinaus unsere unternehmerische und gesellschaftspolitische Verantwortung, mit innovativen Konzepten die Fernleitungsnetze auch in Zukunft tragfähig weiterzuentwickeln und kontinuierlich an die kommenden Anforderungen anzupassen.

Als Kooperationspartner haben wir gemeinsam analysiert, welcher Situation wir netztechnisch im Marktgebiet der NCG gegenüberstehen, welche Entwicklungen wir aufgrund der bereits beschlossenen Maßnahmen erwarten und was diese für den Markt bedeuten. Eingebettet

in die Entwicklung der rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen seit dem Beginn der Liberalisierung betrachten wir zunächst die langfristige Entwicklung auf dem Gasmarkt, welche die Transportnachfrage und die Kapazitätsentwicklungen beeinflusst. Es ist zu erwarten, dass die Nachfrage nach Erdgas stagnieren oder leicht sinken wird. Gleichwohl wird dem Fernleitungsnetz eine wesentliche Rolle beim Übergang in das regenerative Zeitalter und darüber hinaus zukommen.

Kurz- und mittelfristig wirken sich aber insbesondere die regulatorischen Rahmenbedingungen auf das Fernleitungsnetz aus. Die steigenden Anforderungen an die Gastransportflexibilität durch volatiler werdende Handelsgeschäfte führen dazu, dass eine ganze Reihe von Lastflussszenarien im Gesamtsystem berücksichtigt werden müssen. Für jeden Kooperationspartner ergeben sich daraus individuelle Restriktionen: Übergabedrucke, Verdichterleistungen und Fahrwege spielen dabei unter anderem eine Rolle. Weiterhin fließen die Erfahrungen ein, die sich aus der bisherigen Zusammenarbeit der Kooperationspartner ergeben haben.

Betrachtet aus den unterschiedlichen Blickwinkeln zeichnet der Bericht ein Bild, das die aktuellen Aspekte und Anforderungen an das bestehende Fernleitungsnetz wiedergibt und damit eine Grundlage für die Diskussion zur weiteren Entwicklung dieses Fernleitungsnetzes bildet.



Rainer Dumke
Geschäftsführer
bayernets GmbH



Andreas Noichl
Geschäftsführer
GVS Netz GmbH



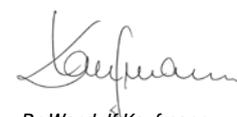
Fausto Franco
Branch Manager
Eni Gas Transport Deutschland S.p.A.



Stephan Kamphues
Sprecher der Geschäftsführung
Open Grid Europe GmbH



Nicolas Delaporte,
Geschäftsführer
GRTgaz Deutschland GmbH



Dr. Wandulf Kaufmann
Geschäftsführung
Thyssengas GmbH

1. Einleitung

In der 2010 verabschiedeten Novelle der deutschen Gasnetzzugangsverordnung („GasNZV“) wurden einige neue Regelungen im Zusammenhang mit dem Netzausbau und Netzanschluss hinzugefügt. Hierzu gehören insbesondere § 17 „Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs“, § 33 „Netzanschlusspflicht für Biogas“, § 38 „Kapazitätsreservierung für Betreiber von Speicher-, LNG- und Produktionsanlagen sowie Gaskraftwerken“ und § 39 „Kapazitätsausbauanspruch für Betreiber von Gaskraftwerken sowie Speicher-, LNG- und Produktionsanlagen“.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind nach § 17 GasNZV verpflichtet, jährlich zum 1. April marktgebietsweit den langfristigen Kapazitätsbedarf unter Berücksichtigung der in § 17 Abs. 1 Ziff. 1-10 GasNZV näher spezifizierten Aspekte zu ermitteln.

Diese Veröffentlichung stellt die erstmalige Umsetzung dieser Verpflichtung durch bayernets GmbH (bayernets), Eni Gas Transport Deutschland S.p.A. (Eni D), GRTgaz Deutschland GmbH (GRTgaz D), GVS Netz GmbH (GVS Netz), Open Grid Europe GmbH (Open Grid Europe bzw. OGE) und Thyssengas GmbH (Thyssengas bzw. TG), welche im Weiteren „Kooperationspartner“ genannt werden, für das Marktgebiet der NCG (im Weiteren NCG-Marktgebiet) dar. Sie wird von den Kooperationspartnern als erster Schritt der voraussichtlich ab 2012 einzuhaltenden Pflicht zur Erstellung eines deutschlandweiten zehnjährigen Netzentwicklungsplans gesehen (siehe z. B. Eckpunkte zur EnWG-Novelle des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie vom 27. Oktober 2010, im Weiteren „Eckpunkte-Papier“ [BMW 2010]).

In Kapitel 2 dieses Dokuments wird die Entwicklung des europäischen Gasmarkts dargestellt. Hierzu wird die Entwicklung der europäischen und deutschen rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen beschrieben. Außerdem werden die Ergebnisse der beiden Zehnjahresnetzentwicklungspläne des European Network of Transmission System Operators for Gas („ENTSO“) vorgestellt.

In Kapitel 3 stellen die Kooperationspartner das NCG-Marktgebiet und die das Marktgebiet aufspannenden Netzbetreiber vor.

Die Kooperationspartner setzen in Kapitel 4 erstmalig zum 1. April 2011 ihre jährliche Verpflichtung zur Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs nach § 17 GasNZV um. Als Stichtag für die zu betrachtenden Marktgebiete wurde der 1. Januar 2011 gewählt, an dem die vier Marktgebiete NCG, Open Grid Europe L-Gas, Thyssengas H-Gas und Thyssengas L-Gas bestanden.

In Kapitel 5 werden die von den Kooperationspartnern beschlossenen Projekte sowie die sich hieraus ergebende Entwicklung der Ein- und Ausspeisekapazitäten der nächsten zehn Jahre an Grenzübergangspunkten, Marktgebietsübergangspunkten und Speicheranschlusspunkten in tabellarischer Form aufgeführt.

Die erzielten Ergebnisse werden in Kapitel 6 mit einem Ausblick zusammengefasst.

2

Die Entwicklung des europäischen Gasmarkts

Abb. 2.1

Entwicklung der europäischen gasmarktbezogenen Richtlinien und Verordnungen



2.1 Europäische rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen

Entwicklung der europäischen Richtlinien und Verordnungen

Die erste EU-Richtlinie zum europäischen Gasmarkt wurde 1998 verabschiedet [EU-Richtlinie 98/30]. Sie zielt auf die Entwicklung eines EU-Binnenmarkts für den Erdgas-Sektor und regelt hierzu den diskriminierungsfreien Zugang Dritter zum Erdgas-Transportnetz. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden verpflichtet, unter wirtschaftlichen Bedingungen und unter gebührender Beachtung des Umweltschutzes sichere, zuverlässige und leistungsfähige Fernleitungsanlagen zu betreiben, zu warten und auszubauen (siehe auch Abb. 2.1).

Die 2003 verabschiedete zweite EU-Richtlinie zum europäischen Gasmarkt führte den regulierten Netzzugang auf der Grundlage veröffentlichter Tarife ein, wobei neue Infrastrukturen auf Antrag vom regulierten Netzzugang ausgenommen werden können [EU-Richtlinie 2003/55].

Während die 2005 verabschiedete europäische Gasnetzzugangsverordnung [EU-Verordnung 1775/2005] keine expliziten Regelungen zur Netzentwicklung enthält, wurde dieses Thema im 2009 verabschiedeten dritten europäischen Energiebinnenmarktpaket ausführlich behandelt. Es enthält unter anderem

- die Pflicht des unabhängigen Fernleitungsnetzbetreibers (ITO) zur jährlichen Erstellung eines zehnjährigen Netzentwicklungsplans (dritte EU-Richtlinie zum europäischen Gasmarkt [EU-Richtlinie 2009/73]),
- die Pflicht der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber zur Erstellung regionaler Investitionspläne im Zwei-Jahres-Turnus (zweite Fassung der europäischen Gasnetzzugangsverordnung [EU-Verordnung 715/2009]),
- die Pflicht des europäischen Netzes der Gasfernleitungsnetzbetreiber (ENTSO-G) zur Erstellung eines gemeinschaftsweiten zehnjährigen Netzentwicklungsplans im Zwei-Jahres-Turnus [EU-Verordnung 715/2009] und
- die Pflicht der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) zur Erarbeitung von Stellungnahmen zu dem Entwurf des gemeinschaftsweiten zehnjährigen Netzentwicklungsplans der ENSO-G (Verordnung zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) [EU-Verordnung 713/2009]).

Europäische Versorgungssicherheitsverordnung

Die europäische Versorgungssicherheitsverordnung [EU-Verordnung 994/2010] wurde 2010 verabschiedet und ersetzt die bisherige europäische Versorgungssicherheitsrichtlinie. Sie enthält im Wesentlichen

- einen Infrastrukturstandard gemäß einer N-1-Formel, nach dem die Summe der Kapazitäten an grenzüberschreitenden Einspeisepunkten und die Lieferfähigkeit der nationalen Produktion, von Speichern und von LNG-Terminals eines Mitgliedstaates oder einer Region bei Ausfall der größten Infrastruktur den Marktbedarf an einem Spitzentag, wie er einmal in 20 Jahren auftritt, abdecken soll,
- eine Verpflichtung zur Einrichtung von Gegenstromkapazitäten („Reverse Flow“) an allen Grenzübergangspunkten (Ausnahmen hiervon sind möglich),
- eine Verpflichtung der Mitgliedsstaaten zur Festlegung geschützter Kundengruppen innerhalb des durch die Verordnung vorgegebenen Rahmens (mindestens Haushaltskunden),
- eine Verpflichtung der Erdgasunternehmen auf einen Versorgungsstandard, d.h. die Gewährleistung der Versorgung der o.g. geschützten Kundengruppen im Falle eines Ausfalls der größten Infrastruktur sowohl an sieben aufeinanderfolgenden Tagen mit Spitzenlast als auch bei einem außergewöhnlich hohen Gasverbrauch an 30 Tagen,
- eine Verpflichtung der Mitgliedsstaaten zur Erstellung von Präventions- und Notfallplänen,
- erweiterte Informationspflichten während einer ausgerufenen Gaskrise und
- eine Verpflichtung der Mitgliedsstaaten zur Information der EU-Kommission über Regierungsvereinbarungen mit Produzenten aus Drittstaaten und Gaslieferverträge mit einer mehr als einjährigen Laufzeit.

Mitteilung der EU-Kommission zur Weiterentwicklung der europäischen Energieinfrastruktur

Ende 2010 hat die EU-Kommission eine Mitteilung zu den Prioritäten der Energieinfrastruktur bis 2020 vorgelegt [KOM (2010) 677]. Erklärtes Ziel dieser Mitteilung ist es, die Energietransportnetze auf die Anforderungen des 21. Jahrhunderts vorzubereiten.

Nach Einschätzung der EU-Kommission sind zur Erreichung der europäischen Energie- und Klimaziele bis 2020 insgesamt eine Billion Euro für Investitionen in die Energieinfrastruktur notwendig. Davon werden ungefähr 200 Mrd. Euro für Investitionen in Strom- und Gasnetze benötigt. Die EU-Kommission geht davon aus, dass Investitionen in Höhe von etwa 100 Mrd. Euro aufgrund von verspäteten Genehmigungsprozessen und fehlenden wirtschaftlichen Anreizen nicht vom Markt getätigt werden.

Um diese Investitionen, die möglicherweise nicht vom Markt erbracht werden, zu fördern, schlägt die EU-Kommission folgendes vor:

- Festlegung einiger weniger Prioritäten für die europäische Energieinfrastruktur, die bis 2020 zur Erreichung der Energie- und Klimaziele notwendig sind.
- Bis 2010 Identifizierung konkreter Projekte zur Erreichung der festgelegten Prioritäten. Diese werden dann als Projekte „von europäischem Interesse“ angesehen.
- Unterstützung der identifizierten Projekte „von europäischem Interesse“ mit neuen Instrumenten, wie z. B. verbesserten Genehmigungsprozessen, finanziellen Förderungen, regionalen Kooperationen und verbesserten Informations- und Kommunikationsprozessen.

Die EU-Kommission schlägt vor, dass es bis 2020 allen EU-Mitgliedsstaaten idealerweise möglich sein soll, über mindestens drei der folgenden fünf Gasbezugsquellen/Gastransportkorridore versorgt zu werden:

- Nördlicher Korridor (Norwegen)
- Östlicher Korridor (Russland)
- Mittelmeer-Korridor (Afrika)
- LNG
- ein noch zu entwickelnder „vierter Korridor“ welcher die EU mit dem Kaspischen Meer und dem Nahen Osten verbinden soll

Weitere Schwerpunkte der Gasinfrastruktur sollen in der Nord-Süd-anbindung von Osteuropa, der Integration des baltischen Marketes sowie in einem Nord-Süd Korridor in Westeuropa, d. h. von der Iberischen Halbinsel und Italien nach Nordwest-Europa, liegen.

2.2 ENTSOE-Netzentwicklungspläne

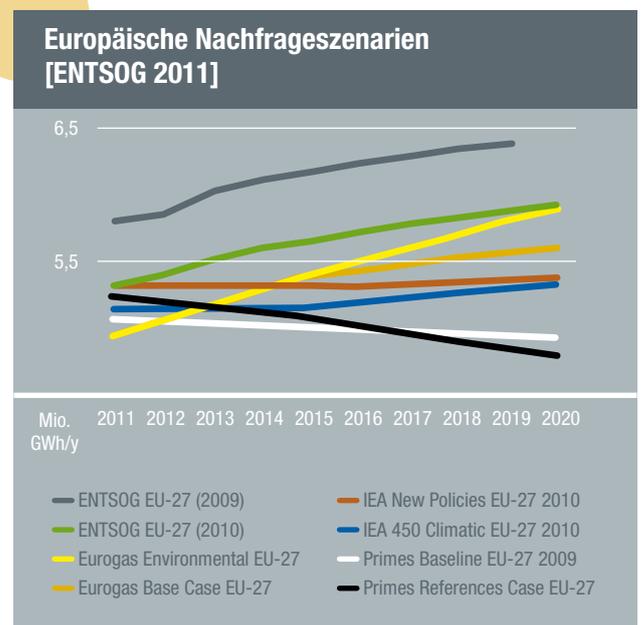
ENTSOE Zehnjahresnetzentwicklungsplan 2010-2019

Die europäischen Fernleitungsnetzbetreiber haben bereits 2008 im Vorgriff auf die ab 3. März 2011 wirksame Pflicht zur Erstellung eines unverbindlichen europäischen Gasnetzentwicklungsplans alle zwei Jahre (siehe Kapitel 2.1) den Dialog zu einem Zehnjahresnetzentwicklungsplan mit der EU-Kommission, europäischen Verbänden und Netznutzern begonnen.

Als Grundlage für die Diskussion haben sie in einem ersten europäischen Kapazitätsentwicklungsbericht (GTE+ Capacity Development Report 2008 [GTE+ 2008]) europäische Investitionsprojekte und die darauf basierende Entwicklung der Grenzübergangskapazitäten dargestellt.

Im Dialog mit der EU-Kommission, europäischen Verbänden und Netznutzern wurde der Kapazitätsentwicklungsbericht in einem Zwischenschritt um eine Verbrauchsentwicklungsvorschau erweitert (GTE+ Demand Scenarios vs Capacity Report, 2009 [GTE+ 2009]). Durch die Aufnahme von europäischen Gasaufkommensszenarien wurde das Dokument im öffentlichen Dialog zu einem vollständigen europäischen Netzentwicklungsplan weiterentwickelt (ENTSOE Ten Year Network Development Plan 2010-2019 [ENTSOE 2009]).

Abb. 2.2



Die europäische Gruppe der Energieregulierungsbehörden („EREGG“) hat diesen Vorgang begleitet und in zwei Stufen ihre Empfehlungen zu einem solchen europäischen Netzentwicklungsplan entwickelt (EREGG recommendations on the 10 year network development plan, evaluation of responses [EREGG 2009] und 10 year network development plan for gas, final EREGG recommendations [EREGG 2010a]). Ende 2010 hat sie eine umfassende Kommentierung des ersten europäischen Netzentwicklungsplans vorgelegt, in dem sie unter anderem das Fehlen eines sogenannten Top-Down-Ansatzes kritisiert (EREGG evaluation of the european 10 year network development plan 2010-2019 [EREGG 2010b]).

ENTSOG Zehnjahresnetzentwicklungsplan 2011-2020

Im Februar 2011 – also noch vor Beginn des am 3. März 2011 gestarteten formellen ENTSOG-Anerkennungsprozesses unter dem dritten europäischen Energiebinnenmarktpaket – hat ENTSOG eine Folgeversion des europäischen Netzentwicklungsplans veröffentlicht (ENTSOG Ten Year Network Development Plan 2011-2020 [ENTSOG 2011]).

Dieser Netzentwicklungsplan enthält insbesondere:

- eine Beschreibung der Entwicklung der europäischen Gastransportinfrastruktur
- eine europäische ENTSOG-Verbrauchsvorausschau („High Daily Demand“) und deren Vergleich mit Verbrauchsvorausschau Dritter (siehe Abb. 2.2 und 2.4)
- Eine europäische Gasaufkommensvorausschau (siehe Abb. 2.3 und 2.4)
- eine Beschreibung der angewendeten Modellierungsmethode, der in der Modellierung angewendeten Szenarien und der wesentlichen Modellierungsergebnisse (siehe Abb. 2.5, Seite 11)
- strukturierte Beschreibungen der europäischen Fernleitungsnetze und deren Betreiber
- strukturierte Projektbeschreibungen
- Detailergebnisse der Modellierung des europäischen Fernleitungsnetzes

Im Rahmen der Modellierung des europäischen Fernleitungsnetzes wurden 67 Szenarien analysiert, welche in die drei Gruppen Referenzszenarien, Versorgungssicherheitsszenarien und Marktintegrations-szenarien eingeteilt wurden.

Fünf Referenzszenarien stellen mögliche Gasflusssituationen unter Ansatz des in der europäischen Versorgungssicherheitsverordnung (siehe Kapitel 2.1) definierten Spitzenlasttages unter Annahme der vollständigen Verfügbarkeit der Transportsysteme dar.

Abb. 2.3

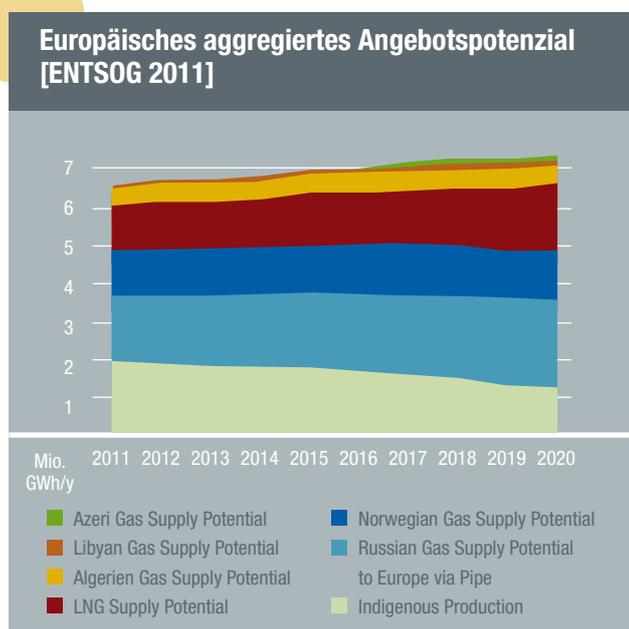
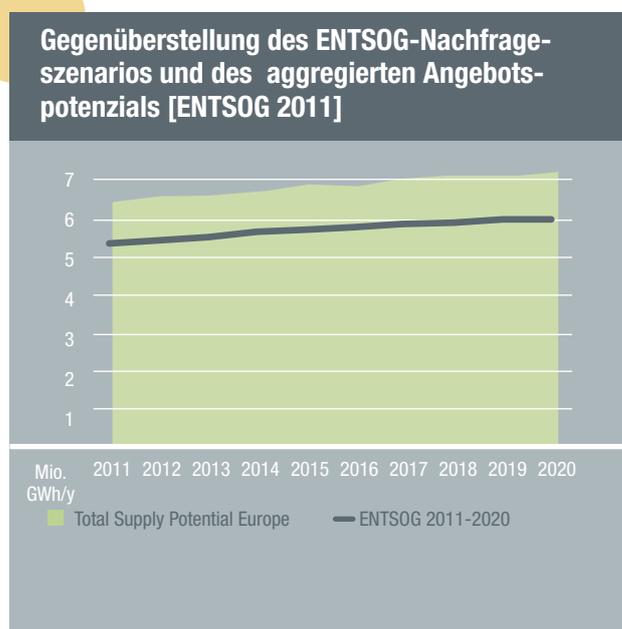


Abb. 2.4



Fünf Versorgungssicherheitsszenarien basieren auf den folgenden Annahmen der Nichtverfügbarkeit von Gastransport- bzw. LNG-Infrastrukturen:

- Ausfall der russischen Gaslieferungen über die Ukraine
- Ausfall der russischen Gaslieferungen über Weißrussland
- Ausfall norwegischer Gaslieferungen nach England
- Ausfall nordafrikanischer Gaslieferungen nach Italien
- Ausfall von LNG-Lieferungen aus Katar nach Europa

Eine Übersicht über wesentliche Modellierungsergebnisse dieser Versorgungssicherheitsszenarien bis 2010 ist in Abb. 2.5 (Seite 11) gezeigt.

Die Szenarien stellen eine grobe Annäherung an den im Kapitel 2.1 beschriebenen Infrastrukturstandard der europäischen Versorgungsicherheitsverordnung dar. Es sei jedoch angemerkt, dass in drei der fünf Szenarien in Analogie zur europäischen Versorgungsicherheitsverordnung zwar der Ausfall einer Gastransportinfrastruktur bzw. einer Erdgasverflüssigungsanlage angesetzt wird, diese Infrastruktur jedoch nicht – wie in der europäischen Versorgungsicherheitsverordnung vorgesehen – innerhalb der EU bzw. an EU-Grenzen liegen. Es ist daher noch offen, ob diese Szenarien eine Bedeutung für eine Kapazitätsbedarfsermittlung in Deutschland haben können.

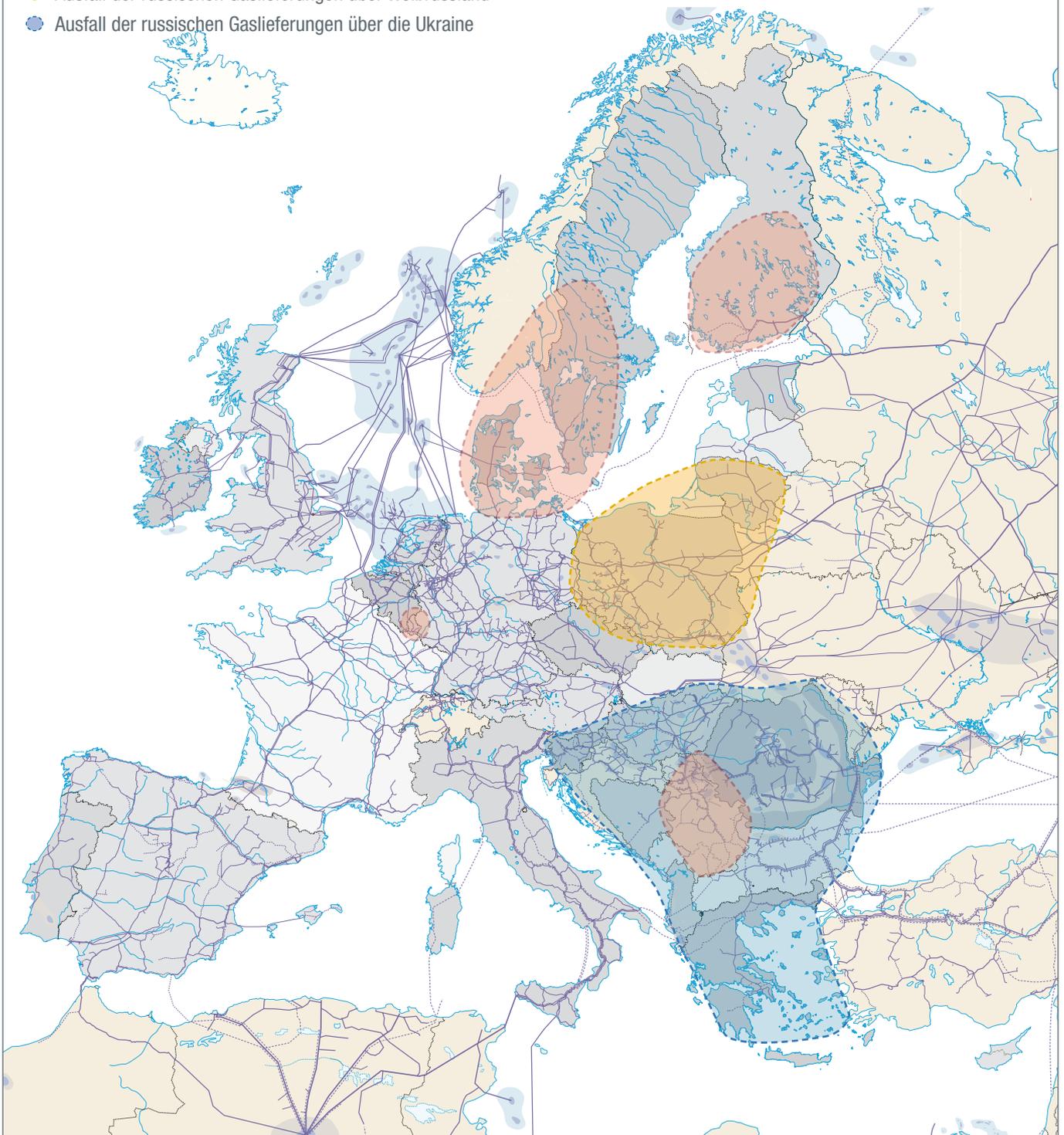
Unabhängig von den o. g. ungeklärten grundsätzlichen Fragen, die in noch viel deutlicherer Weise für die sogenannten Marktintegrations-szenarien gelten, für die unserer Meinung nach eine gesetzliche Grundlage vollständig fehlt, zeigen die ENTSOG-Ergebnisse, dass die in Deutschland benötigten Gasmengen in den nächsten zehn Jahren mit der bestehenden und in beschlossenen Projekten weiter entwickelten Infrastruktur transportiert werden können.

Wie Abb. 2.5 zeigt, fehlen im Referenzszenario mit der bestehenden und in beschlossenen Projekten bis 2020 weiter entwickelten europäischen Transportinfrastruktur Einspeisekapazitäten in die an Deutschland angrenzenden EU-Mitgliedsstaaten Luxemburg und Dänemark. Darüber hinaus fehlen im Versorgungssicherheitsszenario „Ausfall der russischen Gaslieferungen über Weißrussland“ Gasmengen in dem an Deutschland angrenzenden EU-Mitgliedsstaat Polen. Die aus dem ENTSOG Zehnjahresnetzentwicklungsplan 2011-2020 für das NCG-Marktgebiet abzuleitenden Erkenntnisse sind in Kapitel 4.7 beschrieben.

Übersicht über die in dem europäischen Netzentwicklungsplan bis 2020 ausgewiesenen Regionen mit verminderter Flexibilität im Referenzfall und bei Ausfall einer Gasinfrastruktur (basierend auf [ENTSOG 2011])

Legende

- Fehlende Einspeisekapazitäten im Referenzszenario
- Ausfall der russischen Gaslieferungen über Weißrussland
- Ausfall der russischen Gaslieferungen über die Ukraine



2.3 Deutsche rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen

Eine Übersicht über die Entwicklung der deutschen Gesetze und Verordnungen seit der ersten EU-Richtlinie zum europäischen Gasmarkt ist in Abb. 2.6 dargestellt.

Mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes [EnWG 2003] wurden die Anforderungen der ersten EU-Richtlinie zum europäischen Gasmarkt [EU-Richtlinie 98/30] umgesetzt und der verhandelte Netzzugang eingeführt (siehe Abb. 2.6).

Die 2005 in Umsetzung der zweiten EU-Richtlinie zum europäischen Gasmarkt von 2003 [EU-Richtlinie 2003/55] verabschiedete EnWG-Novellierung implementierte den regulierten Netzzugang und in § 28a EnWG die im Kapitel 2.1 beschriebenen Ausnahmen vom regulierten Netzzugang für neue Infrastrukturen. Die Betreiber von Energieversorgungsnetzen wurden zudem verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist (§ 11 Abs. 1 EnWG).

2011 wird eine weitere Novelle des EnWG die Vorgaben aus den Regelungen des dritten EU-Binnenmarktpakets in nationales Recht umsetzen. Unabhängig vom konkreten Entflechtungsmodell sollen in der EnWG-Novelle einheitliche Regelungen nach Maßgabe von Art. 22 der EU-Richtlinie 2009/73 für alle Fernleitungsnetzbetreiber zur Aufstellung von Netzentwicklungsplänen geschaffen werden (siehe Eckpunktepapier, [BMWi 2010]).

Da in Deutschland, anders als in den meisten anderen Mitgliedsstaaten der Europäischen Union, mehrere Gasfernleitungsnetzbetreiber tätig sind, soll in der EnWG-Novelle der Kooperation dieser Gesellschaften besondere Bedeutung zugemessen werden. Laut dem Ende 2010 veröffentlichtem Eckpunkte-Papier ist „ein koordinierter Netzbetrieb und Netzausbau zwischen allen betroffenen Netzbetreibern im Interesse der Versorgungssicherheit und der Kosteneffizienz erforderlich.“

Abb. 2.6



Mit Bezug auf die Netzentwicklung sind gemäß dem Eckpunkte-Papier in der EnWG-Novelle insbesondere folgende Vorgaben vorgesehen:

- Im Planungsprozess ist zwischen den Basisannahmen zur Netzausbauplanung (vgl. Art. 22 Abs. 3 EU-Richtlinie 2009/73), d. h. den Szenarien, und dem konkreten Netzentwicklungsplan zu unterscheiden. Die durch die Unternehmen zugrunde gelegten Parameter und der Szenariorahmen sind den zuständigen Behörden vorab offenzulegen. Der gemeinsame Netzentwicklungsplan ist durch die Netzbetreiber mit allen einschlägigen Interessenträgern zu konsultieren.
- Der konsultierte Netzentwicklungsplan ist der Bundesnetzagentur (im Weiteren „BNetzA“) jährlich, erstmals zum 3. März 2012, vorzulegen.
- Die geplanten Vorhaben müssen in Investitionsmaßnahmen überführt werden. Hierfür sollen der BNetzA Durchsetzungsbefugnisse gemäß Art. 22 Abs. 7 Unterabsatz 1 lit. a) und b), EU-Richtlinie 2009/73 zur Verfügung gestellt werden. Im Rahmen der Durchführung eines Ausschreibungsverfahrens (Art. 22 Abs. 7 Unterabsatz 2 lit. b EU-Richtlinie 2009/73) wird der BNetzA die Möglichkeit eröffnet, die geplante Infrastruktur durch Dritte errichten zu lassen.

Die 2010 verabschiedete Novelle der deutschen GasNZV verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber in § 17 zur jährlichen Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs. Details dieser Regelungen sowie deren erstmalige Umsetzung durch die Kooperationspartner zum 1. April 2011 sind in diesem Dokument beschrieben.

Die Kostenregulierung, die zunächst durch das EnWG (2005) und die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) geregelt wurde, ist 2007 um die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) ergänzt worden. Im Regime der Anreizregulierung wird den Unternehmen je Regulierungsperiode ein Erlöspfad vorgegeben, der sich aus den unternehmensspezifischen Kosten und dem im Effizienzvergleich erzielten Effizienzwert ergibt. Hierdurch sollen Anreize zu effizientem Wirtschaften und zur Kostensenkung gesetzt werden.

Reine Kostensenkungsinstrumente hemmen Investitionen. Zur Sicherstellung von nötigen Netzinvestitionen haben Fernleitungsnetzbetreiber deshalb gemäß § 23 ARegV die Möglichkeit, Investitionsbudgets für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen zu beantragen. Diese erlauben, die Kapitalkosten sowie einen Pauschalanteil an Betriebskosten auch innerhalb einer Regulierungsperiode in der Erlösobergrenze anzusetzen. Durch den in § 4 ARegV bestimmten zweijährigen Zeitverzug beim Ansatz der Kapitalkosten gehen den Fernleitungsnetzbetreibern jedoch regelmäßig die ersten zwei Jahresscheiben der Kapitalkosten und pauschalierten Betriebskosten eines Investitionsprojekts verloren. Darüber hinaus resultieren aus der Genehmigungspraxis der BNetzA nicht die vom Ordnungsgeber mit dem Instrument der Investitionsbudgets einmal intendierten Investitionsanreize. Dazu gehören beispielsweise die Anwendung des Betrages zur Vermeidung von Doppelanerkennung, Befristung der Genehmigungsdauer von Investitionsbudgets auf das Ende der auf die Investitionsbudget-Beantragung folgenden Regulierungsperiode oder auch, dass keine Anreize für die Netzbetreiber etabliert werden, die geplanten Projektkosten bei der Realisierung zu unterschreiten. Insgesamt erscheint das Regulierungsregime damit weiterhin investitionshemmend, die anspruchsvollen Investitionsziele der EU lassen sich dadurch kaum erreichen.

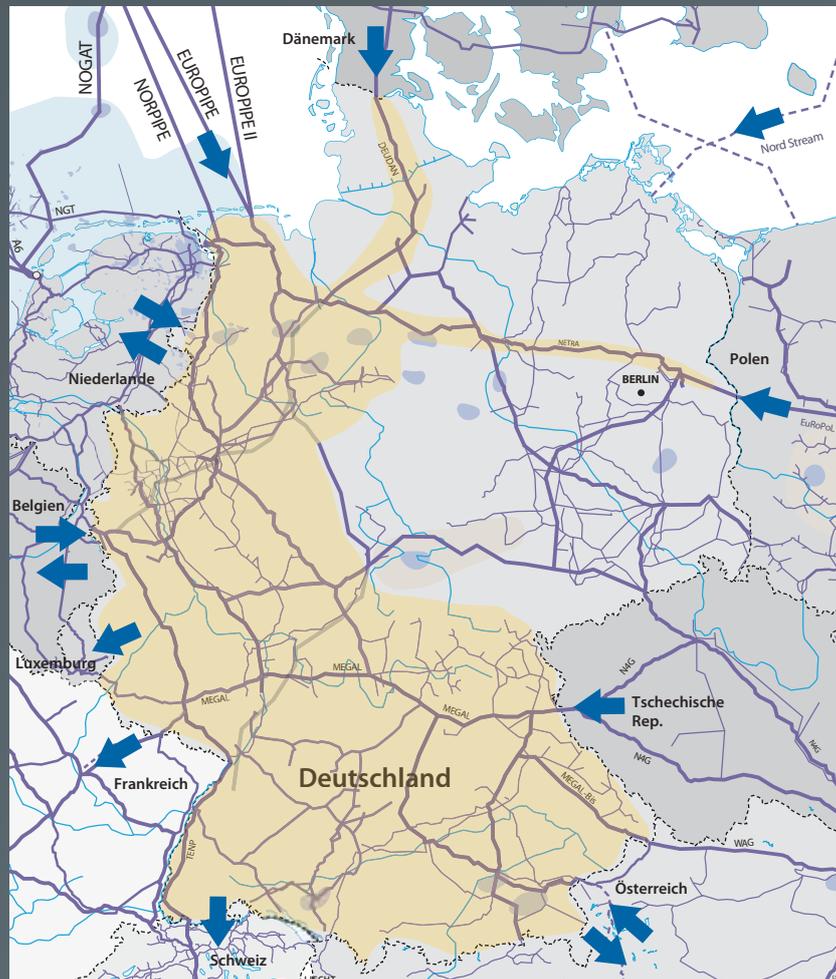
3.

Marktgebiets-kooperation

Die bayernets und die heutige Open Grid Europe (ehemals E.ON Gastransport) schlossen zum 1. Oktober 2008 ihre Marktgebiete in der neu gegründeten NetConnect Germany zusammen. Diese wurde nur ein Jahr später um die Marktgebiete der Eni D, GRTgaz D und der GVS Netz erweitert. In einem weiteren Schritt werden auch das L-Gas Gebiet der Open Grid Europe sowie das H- und L-Gas-Marktgebiet der Thyssengas in die NCG integriert.

Die Hauptaufgaben der NCG sind die Durchführung des Bilanzkreismanagements, der Betrieb des virtuellen Handelspunkts und die Beschaffung von Regelenergie im Auftrag der Kooperationspartner.

Die Kooperationspartner stellen sich in den folgenden Kapiteln kurz mit Angabe der Netzstrukturdaten vor.



3.1 bayernets GmbH

Legende

- Transportleitungen
- Verdichterstationen



Die bayernets GmbH wurde zum 1. Januar 2007 gegründet und ist ein 100 %iges Tochterunternehmen der Bayerngas GmbH mit Sitz in München. bayernets betreibt ein ca. 1.300 km langes Fernleitungsnetz mit einer durchschnittlichen Leitungsdimension von DN 500. Das Netzgebiet befindet sich im südbayerischen Raum und umfasst eine Fläche von ca. 36.000 km².

bayernets stellt den Transport von Erdgas zur Versorgung dieses Gebiets, zur Anbindung von Untertagespeicher und Endkunden sowie den Transit zu anderen Netzen sicher. bayernets agiert im Osten Bayerns mit eigenen Importkapazitäten an dem wesentlichen Grenzübergangspunkt Burghausen/Überacker im europäischen Netzverbund und garantiert im Süden über Kiefersfelden die sichere Versorgung Tirols. Nachgelagert sind der bayernets 41 Netzbetreiber, von denen acht mit dem Netz direkt verbunden sind. bayernets steht für Versorgungssicherheit, technische Sicherheit sowie marktgerechte und komfortable Gastransportdienstleistungen. Das Ziel der bayernets ist die Umsetzung und Sicherstellung eines effizienten und diskriminierungsfreien Zugangs an ihrem Hochdrucknetz. Bereits im Jahr 2010 begann bayernets mit der Ausgestaltung eines unabhängigen Übertragungsnetzbetreibers (ITO) auf Grundlage des 3. Binnenmarktpakets.

Um an der laufenden Entwicklung der Gaswirtschaft in Deutschland und zukünftig auch in Europa mitzuwirken, ist bayernets bereits seit 2008 als marktgebietsaufspannender Netzbetreiber tätig und gründete zusammen mit der Open Grid Europe GmbH zum 1. Oktober 2008 das gemeinsame Marktgebiet NetConnect Germany (NCG). Dieses Marktgebiet wurde zum 1. Oktober 2009 um die weiteren Partner GVS Netz GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH und Eni Gas Transport Deutschland S.p.A. erweitert.

Innerhalb von wenigen Jahren hat sich bayernets von einem regional agierenden zu einem national wirkenden Fernleitungsnetzbetreiber entwickelt. Auf die Veränderungen in Europa und den bevorstehenden wachsenden internationalen und europäischen Regulierungsanforderungen sieht sich bayernets gut vorbereitet.

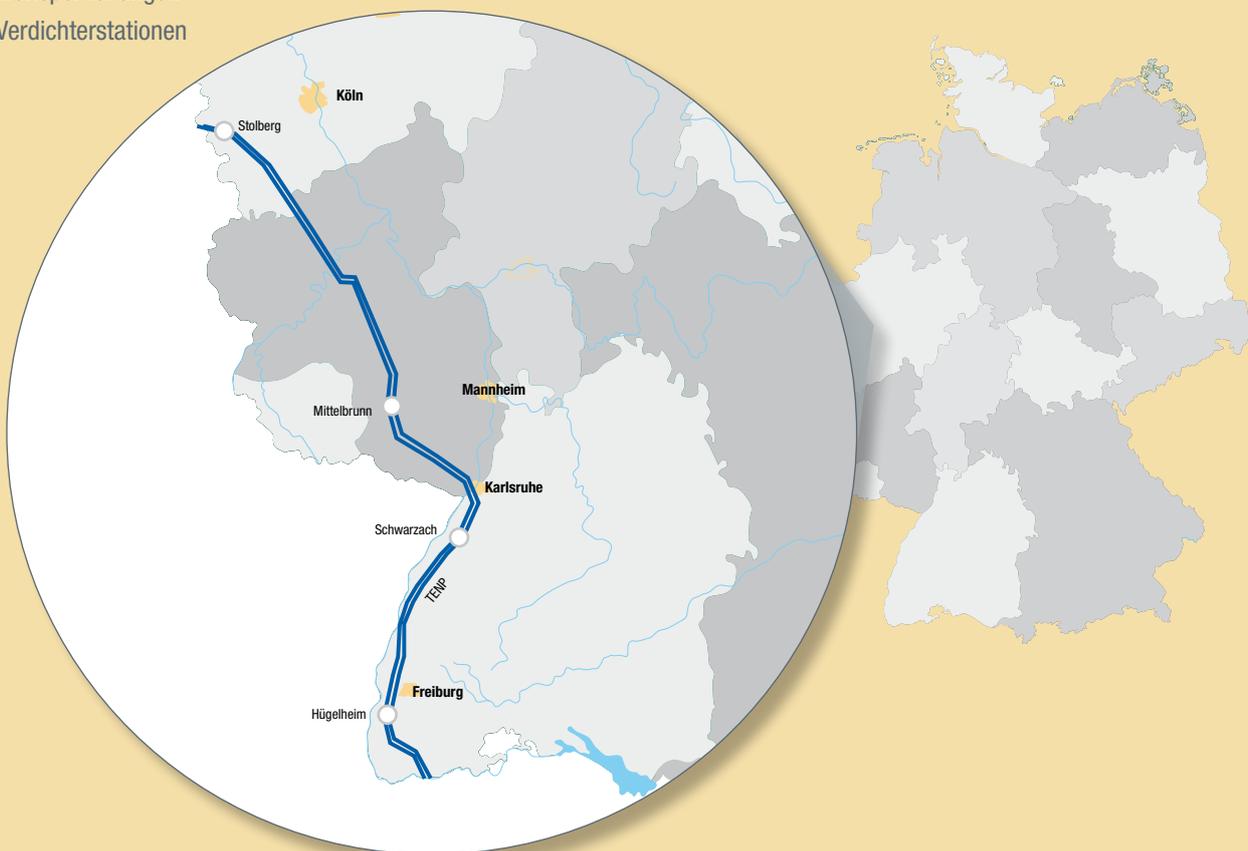
Länge des Hochdrucknetzes nach Leitungsdurchmesserklasse		
Gesamtlänge des Hochdrucknetzes	km	1.314
A (Nennweite DN: $x \geq 1000$ mm)	km	-
B (Nennweite DN: $700 \text{ mm} \leq x < 1000$ mm)	km	325
C (Nennweite DN: $500 \text{ mm} \leq x < 700$ mm)	km	362
D (Nennweite DN: $355 \text{ mm} \leq x < 500$ mm)	km	355
E (Nennweite DN: $225 \text{ mm} \leq x < 355$ mm)	km	141
F (Nennweite DN: $110 \text{ mm} \leq x < 225$ mm)	km	104
G (Nennweite DN: $x < 110$ mm)	km	27
Länge des Mitteldrucknetzes	km	-
Länge des Niederdrucknetzes	km	-
Entnommene Jahresarbeit	TWh	71,9
Ausspeisepunkte		
im Hochdrucknetz	Anzahl	152
im Niederdrucknetz	Anzahl	-
Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen	MWh/h	16.186,6
Zeitpunkt des Auftretens der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen		12.1.2009 9:00-10:00 Uhr

Stichtag 31.12.2009

3.2 Eni Gas Transport Deutschland S.p.A.

Legende

- Transportleitungen
- Verdichterstationen



Eni Gas Transport Deutschland S.p.A. (Eni D) ist eine Gesellschaft, welche zu 100 % im Besitz der Eni S.p.A. ist. Eni D hat den Betrieb eines Teils des TENP-Transportsystems am 16. November 2005 übernommen.

Das TENP-Transportsystem setzt sich aus zwei Leitungen zusammen. Die erste Leitung (36“-38“) ist seit 1974 in Betrieb, die zweite (40“) wurde 2006 komplett fertiggestellt. Einige Abschnitte dieser zweiten Leitung sind bereits seit 1978 in Betrieb.

Die Leitung durchquert das deutsche Gebiet auf einer Länge von etwa 500 km mit Beginn in Bocholtz an der deutsch-holländischen Grenze, wo das TENP-Transportsystem an das holländische Gasnetz angebunden ist, welches von Gas Transport Services B.V. (GTS), betrieben wird, bis zur deutsch-schweizerischen Grenze, nahe Wallbach, wo das TENP-Transportsystem mit dem Transportsystem der Transitgas AG verbunden ist.

Die physische Flussrichtung ist von Norden nach Süden.

Das System verfügt über vier Kompressorstationen; diese befinden sich in Stolberg, Mittelbrunn, Schwarzach und Hülgelheim.

Zum TENP-Transportsystem gehört seit 2007 auch die Anbindung an das belgische Gasnetz mit einer Leitung, die den Kopplungspunkt Stolberg mit der Messanlage Eynatten/Raeren an der deutsch-belgischen Grenze verbindet.

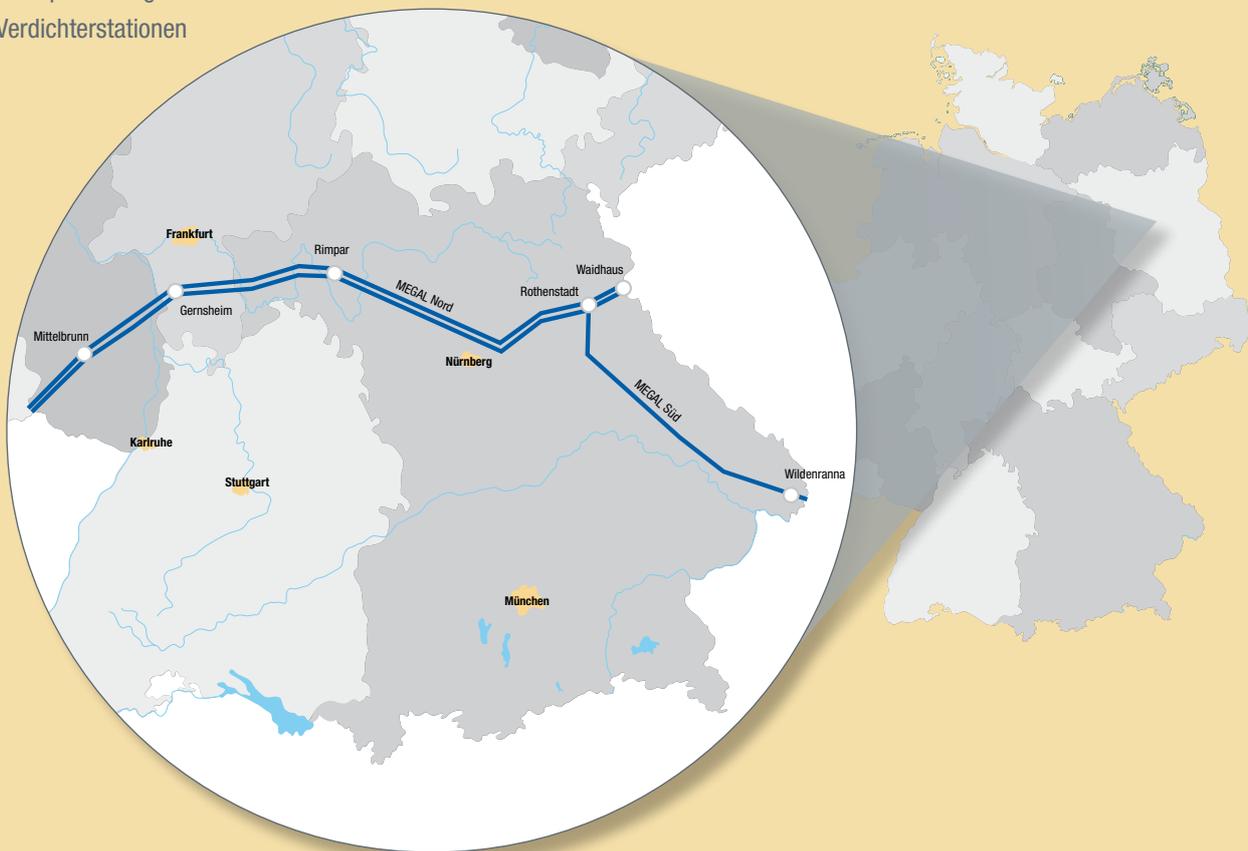
Länge des Hochdrucknetzes nach Leitungsdurchmesserklasse		
Gesamtlänge des Hochdrucknetzes	km	1.009
A (Nennweite DN: $x \geq 1000$ mm)	km	-
B (Nennweite DN: $700 \text{ mm} \leq x < 1000$ mm)	km	453
C (Nennweite DN: $500 \text{ mm} \leq x < 700$ mm)	km	556
D (Nennweite DN: $355 \text{ mm} \leq x < 500$ mm)	km	-
E (Nennweite DN: $225 \text{ mm} \leq x < 355$ mm)	km	-
F (Nennweite DN: $110 \text{ mm} \leq x < 225$ mm)	km	-
G (Nennweite DN: $x < 110$ mm)	km	-
Länge des Mitteldrucknetzes	km	-
Länge des Niederdrucknetzes	km	-
Entnommene Jahresarbeit	TWh	68,5
Ausspeisepunkte		
im Hochdrucknetz	Anzahl	21
im Niederdrucknetz	Anzahl	-
Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen	MWh/h	14.207,9
Zeitpunkt des Auftretens der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen		15.1.2009

Stichtag 31.12.2009

3.3 GRTgaz Deutschland GmbH

Legende

- Transportleitungen
- Verdichterstationen



Die GRTgaz Deutschland GmbH ist einer der größten überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber Deutschlands.

Seit 1. Oktober 2009 ist GRTgaz D marktgebietsaufspannender Netzbetreiber im Marktgebiet der NetConnect Germany.

Sie betreibt eines der bedeutendsten Pipelinesysteme für den Import russischen Erdgases nach Westeuropa. Das Netz verbindet die Tschechische Republik, Deutschland, Österreich und Frankreich.

Das MEGAL-Pipelinesystem besteht aus zwei Leitungen: der MEGAL Nord und der MEGAL Süd, die über eine Verbindungsleitung in Rothenstadt zusammentreffen.

Die MEGAL Nord-Leitung setzt sich aus zwei parallelen Leitungen mit einer Länge von 459 km bzw. 449 km zusammen. Der Gasfluss geht von Ost nach West. Für ihren Betrieb werden derzeit vier Kompressorstationen benötigt. Die Leitung wird mit 80 bar betrieben.

Die MEGAL Süd-Leitung ist 167 km lang und wird mit 67,5 bar betrieben. Der Gasfluss ist bidirektional. Für die MEGAL Süd werden zwei Kompressorstationen betrieben.

Das MEGAL-Pipelinesystem verfügt mit Waidhaus und Oberkappel sowohl über zwei Importpunkte als auch über zwei Exportpunkte, Medelsheim und Oberkappel. Darüber hinaus bestehen Kopplungspunkte mit der überregionalen Leitung METG in Gernsheim sowie mit TENP in Mittelbrunn und von Rimpar in Richtung Ruhrgebiet. Direkt an das GRTgaz Deutschland-Leitungsnetz sind die Netze der Creos, der Gas-Union Transport, der E.ON Gas Grid, der EWR Netz, der bayernets, der Energienetze Bayern, der E.ON Bayern und der Open Grid Europe angeschlossen.

Seit dem Zusammenschluss mit dem Marktgebiet NCG können 24 % der Einspeisekapazität der GRTgaz D fest frei zuordenbar im ganzen Marktgebiet genutzt werden. Die übrige Kapazität wird zurzeit überwiegend mit einer Zuordnungsaufgabe angeboten.

Länge des Hochdrucknetzes nach Leitungsdurchmesserklasse		
Gesamtlänge des Hochdrucknetzes	km	1.095
A (Nennweite DN: $x \geq 1000$ mm)	km	842
B (Nennweite DN: $700 \text{ mm} \leq x < 1000$ mm)	km	243
C (Nennweite DN: $500 \text{ mm} \leq x < 700$ mm)	km	3
D (Nennweite DN: $355 \text{ mm} \leq x < 500$ mm)	km	4
E (Nennweite DN: $225 \text{ mm} \leq x < 355$ mm)	km	2
F (Nennweite DN: $110 \text{ mm} \leq x < 225$ mm)	km	1
G (Nennweite DN: $x < 110$ mm)	km	-
Länge des Mitteldrucknetzes	km	-
Länge des Niederdrucknetzes	km	-
Entnommene Jahresarbeit	TWh	240,8
Ausspeisepunkte		
im Hochdrucknetz	Anzahl	26
im Niederdrucknetz	Anzahl	-
Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen	MWh/h	51.233,0
Zeitpunkt des Auftretens der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen		24.12.2009 16:00-17:00 Uhr

Stichtag 31.12.2009

3.4 GVS Netz GmbH

Legende

- Transportleitungen
- Verdichterstationen



Die GVS Netz GmbH wurde zum 1. Juli 2007 gegründet und ist ein 100 %iges Tochterunternehmen der Gasversorgung Süddeutschland GmbH mit Sitz in Stuttgart. GVS Netz betreibt ein 1.923 km langes Fernleitungsnetz mit Nennweiten bis DN 700. Das Netzgebiet deckt sich weitgehend mit der Fläche Baden-Württembergs, die ca. 36.000 km² beträgt. Dem Netz der GVS sind rund 120 Gasverteilnetze nachgelagert, davon rund 50 direkt.

GVS Netz garantiert den sicheren, wirtschaftlichen und diskriminierungsfreien Transport von Erdgas in ihrem Netzgebiet. Sie stellt den Transport von Erdgas zur Versorgung aller Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden sowie zur Anbindung von zwei Untertagespeichern im Netzgebiet sicher. Zum GVS-Netz gehören zwei Grenzübergangspunkte in die Schweiz im Raum Basel und ein weiterer, Thayngen-Fallentor, bei Schaffhausen. Über einen Grenzübergangspunkt bei Lindau wird ferner das österreichische Bundesland Vorarlberg, das Fürstentum Liechtenstein sowie Graubünden (Schweiz) mit Erdgas beliefert. Um die Transportkapazität im Bedarfsfall erhöhen zu können, betreibt GVS Netz entlang der Leitungsachse Karlsruhe-Ulm zwei Verdichterstationen: die Station Blankenloch bei Karlsruhe und rund 10 km vor Ulm die Station Dornstadt-Scharenstetten.

GVS Netz ist marktgebietsaufspannender Netzbetreiber und bildet gemeinsam mit bayernets, Eni D, GRTgaz D und Open Grid Europe und Thyssengas das NCG-Marktgebiet, welches alle Netze und Teilnetze der Marktgebietspartner umfasst.

Länge des Hochdrucknetzes nach Leitungsdurchmesserklasse		
Gesamtlänge des Hochdrucknetzes	km	1.923
A (Nennweite DN: $x \geq 1000$ mm)	km	-
B (Nennweite DN: $700 \text{ mm} \leq x < 1000$ mm)	km	82
C (Nennweite DN: $500 \text{ mm} \leq x < 700$ mm)	km	210
D (Nennweite DN: $355 \text{ mm} \leq x < 500$ mm)	km	803
E (Nennweite DN: $225 \text{ mm} \leq x < 355$ mm)	km	751
F (Nennweite DN: $110 \text{ mm} \leq x < 225$ mm)	km	76
G (Nennweite DN: $x < 110$ mm)	km	-
Länge des Mitteldrucknetzes	km	-
Länge des Niederdrucknetzes	km	-
Entnommene Jahresarbeit	TWh	75,4
Ausspeisepunkte		
im Hochdrucknetz	Anzahl	196
im Niederdrucknetz	Anzahl	-
Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen	MWh/h	20.122,0
Zeitpunkt des Auftretens der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen		12.1.2009 9:00-10:00 Uhr

Stichtag 31.12.2009

Open Grid Europe betreibt mit einer Länge von rund 12.000 km das größte Ferngasleitungsnetz in Deutschland. Für unsere Kunden engagieren sich circa 1.800 Mitarbeiter, die jahrzehntelange Erfahrung rund um Technik und Vermarktung bündeln.

Als Tochtergesellschaft der E.ON Ruhrgas haben wir über 80 Jahre Expertise im Ferngastransportgeschäft. Seit September 2010 firmieren wir unter dem Namen Open Grid Europe. Als erstes deutsches Unternehmen haben wir uns als unabhängige Netzbetreibergesellschaft (Independent Transmission Operator, kurz ITO) im Sinne des 3. EU-Binnenmarktpakets aufgestellt. Im Rahmen dieser Vorgaben erfüllt Open Grid Europe alle Aufgaben, die für die Geschäftstätigkeit des Unternehmens erforderlich sind, selbständig.

Unsere Kerntätigkeiten sind:

- Planung/Bau: Konzepterstellung, Projektmanagement, Engineering, Bauabwicklung
- Betrieb: Instandhaltung, Steuerung und Überwachung des Transportnetzes und der Speicherstationen
- Kapazitätsmanagement: Kapazitätsermittlung, zentrale Pflege von Stammdaten, Entwicklung neuer Standards für die Gaswirtschaft
- Vermarktung: Vertragsabschluss, Vertragsbetreuung, Dokumentation der Vertragshistorie, Bereitstellung der Online-Plattform EntriX+
- Abrechnung: Technische und vertragliche Mengenermittlung, Rechnungslegung, Datenaustausch mit anderen Netzbetreibern

Die Jahresausspeisemenge unseres Netzes liegt bei circa 650 Mrd. kWh. Dies entspricht in etwa zwei Dritteln des Erdgasverbrauchs in Deutschland. Unsere rund 100 Verdichtereinheiten verfügen über eine Gesamtleistung von etwa 1.000 Megawatt.

Wir sehen es als unsere Aufgabe an, den europäischen Transportmarkt aktiv zu gestalten und den Netzzugang entsprechend den Bedürfnissen unserer Kunden zu optimieren. Allein bis 2012 investieren wir rund 400 Mio. Euro in den Ausbau des europäischen Netzverbunds. Als Mitbegründer der NetConnect Germany zählen wir zu den Pionieren der Marktgebietskooperation im Ferngastransport. Mit unserem modernen und effizienten Leitungsnetz sowie unseren umfassenden Services wird Open Grid Europe die dynamische Entwicklung im europäischen Ferngastransportmarkt mit zukunftsorientierten Transportlösungen für Erdgas weiter mitgestalten.

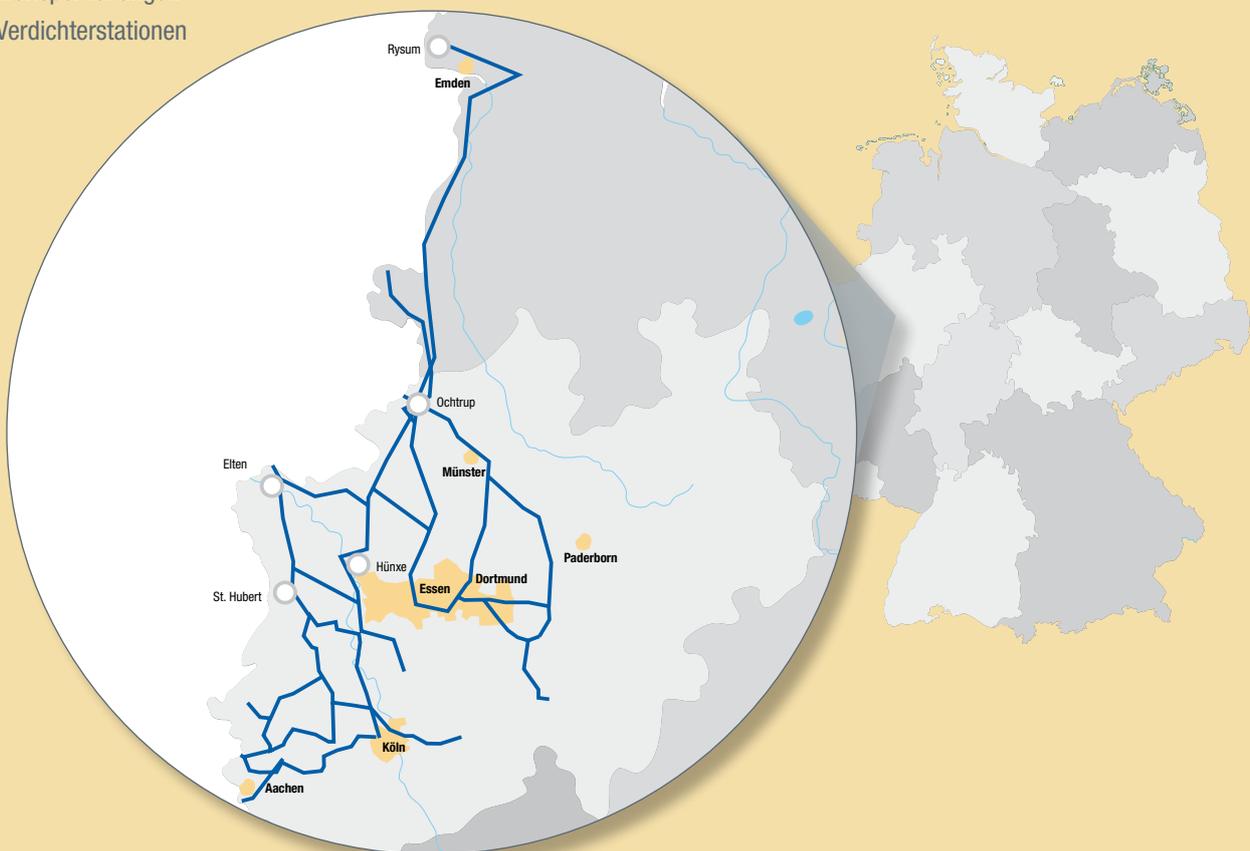
Länge des Hochdrucknetzes nach Leitungsdurchmesserklasse		
Gesamtlänge des Hochdrucknetzes	km	11.551
A (Nennweite DN: $x \geq 1000$ mm)	km	3.062
B (Nennweite DN: $700 \text{ mm} \leq x < 1000$ mm)	km	3.433
C (Nennweite DN: $500 \text{ mm} \leq x < 700$ mm)	km	2.014
D (Nennweite DN: $355 \text{ mm} \leq x < 500$ mm)	km	1.059
E (Nennweite DN: $225 \text{ mm} \leq x < 355$ mm)	km	1.305
F (Nennweite DN: $110 \text{ mm} \leq x < 225$ mm)	km	574
G (Nennweite DN: $x < 110$ mm)	km	105
Länge des Mitteldrucknetzes	km	-
Länge des Niederdrucknetzes	km	-
Entnommene Jahresarbeit	TWh	658,6
Ausspeisepunkte		
im Hochdrucknetz	Anzahl	1.047
im Niederdrucknetz	Anzahl	-
Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen	MWh/h	142.484,1
Zeitpunkt des Auftretens der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen		15.12.2009 21:00 Uhr

Stichtag 31.12.2009

3.6 Thyssengas GmbH

Legende

- Transportleitungen
- Verdichterstationen



Die Thyssengas GmbH mit Sitz in Dortmund ist ein konzernunabhängiger Gasnetzbetreiber und zählt zu den führenden deutschen Erdgastransportnetzgesellschaften. Wir gestalten den Transportmarkt aktiv mit und optimieren stetig die hierzu erforderliche Erdgaslogistik. Jährlich werden bis zu 100 Milliarden Kilowattstunden Erdgas über ein rund 4.200 km langes Leitungsnetz sicher und umweltschonend zu Verteilnetzbetreibern, Industriebetrieben und Kraftwerken transportiert.

Die Thyssengas ist Spezialist und Innovator für den Erdgastransport. Das Unternehmen wurde bereits 1921 gegründet und betrieb die schon 1910 gebaute erste deutsche Ferngasleitung (von Duisburg-Hamborn nach Wuppertal-Barmen). Heute sind wir der unabhängige „Spediteur“ internationaler und nationaler Erdgashandels Häuser. Unser Transportsystem erstreckt sich über weite Teile Nordrhein-Westfalens bis nach Niedersachsen. Wir transportieren Erdgas sicher und umweltschonend von den Landesgrenzen bis zu den Verbrauchszentren. Mit fast 300 Spezialisten ergänzen wir dazu alle Funktionen des klassischen Gastransports um neue Serviceangebote und möchten mit innovativen Produkten unseren Kunden mehr Flexibilität bei der Nutzung des Transportnetzes bieten. Unsere Aufgaben erstrecken sich dabei von der Buchung der Transportkapazität bis zu der für den Verbraucherschutz notwendigen stetigen Analyse des von den Erdgashändlern eingespeisten Erdgases.

Der Energiebedarf und der Wettbewerb wachsen weiter. Wir möchten als Erdgaslogistik-Unternehmen für diesen dynamisch wachsenden Markt neue Kombinationen von Dienstleistungen entwickeln, von denen unsere Transportkunden im Wettbewerb auf dem Wärmemarkt profitieren.

Länge des Hochdrucknetzes nach Leitungsdurchmesserklasse		
Gesamtlänge des Hochdrucknetzes	km	4.216
A (Nennweite DN: $x \geq 1000$ mm)	km	4.216
B (Nennweite DN: $700 \text{ mm} \leq x < 1000$ mm)	km	148
C (Nennweite DN: $500 \text{ mm} \leq x < 700$ mm)	km	457
D (Nennweite DN: $355 \text{ mm} \leq x < 500$ mm)	km	676
E (Nennweite DN: $225 \text{ mm} \leq x < 355$ mm)	km	604
F (Nennweite DN: $110 \text{ mm} \leq x < 225$ mm)	km	698
G (Nennweite DN: $x < 110$ mm)	km	1.513
Länge des Mitteldrucknetzes	km	120
Länge des Niederdrucknetzes	km	-
Entnommene Jahresarbeit	TWh	73,9
Ausspeisepunkte		
im Hochdrucknetz	Anzahl	1.048
im Mitteldrucknetz	Anzahl	8
Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen	MWh/h	26.900,0
Zeitpunkt des Auftretens der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen		7.1.2009 11:00 Uhr

Stichtag 31.12.2009

4

Langfristige Kapazitäts- bedarfsentwicklung

Die Kooperationspartner erfüllen in diesem Kapitel 4 erstmalig zum 1. April 2011 ihre Verpflichtungen nach § 17 GasNZV „Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs“. Als Stichtag für die zu betrachtenden Marktgebiete wurde der 1. Januar 2011 gewählt, an dem die vier Marktgebiete NCG, Open Grid Europe L-Gas, Thyssengas H-Gas und Thyssengas L-Gas bestanden.

Da die unter § 17 Abs. 1 Ziff. 3, 4 und 6 beschriebenen Erkenntnisse eng zusammenhängen, wurden die entsprechenden Beschreibungen in Kapitel 4.3 zusammen gefasst. Dementsprechend beziehen sich die Kapitel 4.1 und 4.2. auf § 17 Abs. 1 Ziff. 1 und 2, Kapitel 4.4 auf § 17 Abs. 1 Ziff. 5 und die Kapitel 4.5 bis 4.8 auf § 17 Abs. 1 Ziff. 7-10.

4.1 Entwicklung des Verhältnisses von Angebot und Nachfrage

Die Perspektiven hinsichtlich des zukünftigen Bedarfs nach Erdgas und dessen Rückwirkungen auf das Erdgastransportsystem lassen sich nur vor dem Hintergrund der langfristigen Entwicklung der Energienachfragestruktur mit seinen vielfältigen Wechselwirkungen verstehen und beschreiben.

Aufgrund der langen Zeiträume und der hohen Aufwendungen für die Umsetzung von Veränderungen im Energiesystem werden Betrachtungszeiträume von bis zu 50 Jahren als angemessen betrachtet.

Zur Abschätzung der zukünftigen Entwicklungen der Energienachfrage und der Ableitung von Handlungsempfehlungen berücksichtigen Langzeituntersuchungen eine Vielzahl von äußeren Einflussfaktoren. Nach Expertenauffassung üben dabei die folgenden Aspekte einen signifikanten Einfluss auf die Ergebnisse der Untersuchungen zur zukünftigen Entwicklung des Energiebedarfs und deren Interpretation aus:

- soziodemografische Einflussfaktoren
 - Entwicklung der Bevölkerung
 - Anzahl privater Haushalte
- Entwicklung des Gebäudebestandes
 - Energieeffizienz
 - Belegung
- Entwicklung des Endenergiebedarfs
 - Raumwärme
 - Warmwasser
 - gewerblich-industrieller Prozesswärmebedarf
- Entwicklung der Wirtschaftsleistung
 - national
 - international
- Entwicklung der Energieproduktivität
- Entwicklung der Energieträgerpreise
- Entwicklung der umwelt- und klimapolitischer Rahmenbedingungen im globalen, europäischen und nationalen Kontext

Diese und andere externe Rahmenbedingungen, welche die Entwicklung der Energienachfrage maßgeblich beeinflussen, wurden seit Beginn der 70er Jahre bis heute in verschiedenen Untersuchungen und Langfristszenarien berücksichtigt.

Nachfrage nach Erdgas

Aktuelle Langfristuntersuchungen, wie die im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) erstellte Studie „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ [Prognos 2010] aus dem Jahr 2010, prognostizieren langfristig einen sinkenden Endenergie- und Erdgasverbrauch in Deutschland.

Dieser Trend hinsichtlich der Energienachfrage wurde bereits in den vorhergehenden jüngeren Arbeiten, beispielsweise im Rahmen der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ aus dem Jahr 2002 sowie in der im Auftrag des Umweltbundesamtes erstellten Untersuchungen zu „Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung“ aus dem Jahr 2002, identifiziert [Krewitt et al 2004].

Der sinkende Energiebedarf wird vor allem auf die politischen Rahmenbedingungen für den Klimaschutz mit Emissionshandel und die Förderung erneuerbarer Energien zurückgeführt. Allerdings wird in allen Untersuchungen dem Energieträger Erdgas auch eine Schlüsselrolle zur Reduzierung der Emissionen von klimaschädlichen Treibhausgasen, und hier insbesondere Kohlendioxid, zugesprochen. Dieser Effekt wird jedoch nur als temporär eingeordnet, da die erneuerbaren Energieträger zukünftig langfristig in der führenden Rolle gesehen werden.

In den Langfristszenarien nach [Prognos 2010] wurde u. a. angenommen, dass

- sich die fossilen Energieträger Erdgas, Erdöl und Kraftwerkskohle international und somit auch national erheblich verteuern (Preisentwicklung Grenzübergangspreise für Erdgas von 2,7 Cent/kWh im Jahr 2008 auf 3,2 Cent/kWh im Jahr 2050 – Preisbezug ist hier das Jahr 2008),
- die deutsche Bevölkerung von derzeit ca. 82,1 Mio. Einwohner bis auf 73,8 Mio. Einwohner im Jahr 2050 schrumpft,
- sich die Haushaltsgößen verkleinern und sich die Anzahl an Haushalten vergrößert,
- die Wirtschaftsleistung zwischen 2010 und 2050 durchschnittlich um knapp 1 % pro Jahr zunimmt,
- die Stromnachfrage – szenarienabhängig – zwischen 6 % im Referenzszenario und 20 bis 24 % in den Zielszenarien sinkt,
- sich Verbesserungen im Bereich des Wärmedämmstandards und eines forcierten Einsatzes von erneuerbaren Energieträgern im Wohngebäudebereich ergeben werden und
- sich in den kommenden Jahren Verbesserungen und Veränderungen beispielsweise in der Materialeffizienz und den gewerblich-industriellen Produktionsportfolios ergeben.

Diese und weitere Input- und Rahmenparameter führen in der Untersuchung dazu, dass die gesamte Endenergienachfrage sinken wird. Beispielsweise sinkt in dem konservativ ausgestalteten Referenzszenario der gesamte Endenergieverbrauch privater Haushalte von rund 2.500 PJ/a im Jahr 2008 auf rund 1.886 PJ/a im Jahr 2050. Selbst in dem vergleichsweise kurzen Betrachtungszeitraum bis 2020 sinkt der Endenergieverbrauch bereits auf 2.278 PJ/a ab.

Für den Energieträger Erdgas prognostiziert [Prognos 2010] für das Referenzszenario einen Rückgang des Verbrauchs der privaten Haushalte von derzeit rund 894 PJ/a im Jahr 2008 auf 743 PJ/a im Jahr 2020. Dies entspricht einem Rückgang von rund 17 %. Im industriellen Umfeld sinkt der Erdgasverbrauch von rund 890 PJ/a im Jahr 2008 auf rund 783 PJ/a im Jahr 2020, was einem Rückgang der Nachfrage von rund 12 % entspricht. Eine Zusammenfassung der Erdgasnachfrage für das Referenzszenario ist der nachfolgenden Tab. 4.1 und Abb. 4.1 zu entnehmen [Prognos 2010].

Diese Werte werden in den betrachteten Zielszenarien sogar deutlich unterschritten, wobei hier jedoch unterschiedliche nicht-konservative Annahmen angesetzt werden [Prognos 2010].

Tab. 4.1: Entwicklung des Erdgasverbrauchs – Referenzszenario nach [Prognos 2010]

Erdgasverbrauch (PJ/a)	2008	2020	2030	2040	2050
Private Haushalte	893,8	743,4	618,3	515,9	427,1
Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)	386,1	323,6	267,6	204,2	154,1
Industrie	888,9	783,1	685,2	635,5	627,0
Stromerzeugung aus Erdgas	563,0	233,0	458,0	539,0	405,0

Private Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)

Unter Berücksichtigung der regionalen Besonderheiten der betrachteten Netze wird trotz Reduzierung des jahresbezogenen Energiebedarfs bei bestehenden Netzanschlüssen des Marktsegments „Haushalte und GHD“ eine, wenn auch stark abgeschwächte, Umstellung von Öl auf Erdgas erwartet.

Es wird erwartet, dass der wachsende Einsatz von Geothermie längerfristig zu einer Verdrängung des Erdgaseinsatzes in einzelnen Ballungsgebieten führt.

Die Netzbetreiber rechnen damit, dass die Reduzierung des Erdgasbedarfs in diesem Segment nicht durch die Öl/Gas-Umstellung und durch neue Anschlüsse ausgeglichen wird.

Gaskraftwerke und Gas-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen

Gaskraftwerke und Gas-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (Gas-KWK-Anlagen) eignen sich besonders zur Unterstützung der Nachhaltigkeitsbestrebungen in der Stromerzeugung und der damit verbundenen Anstrengungen der Reduzierung des CO₂-Ausstoßes.

Im Unterschied zu den in der Prognos-Studie angegebenen Erwartungen zur Stromerzeugung aus Erdgas erhalten einige Kooperationspartner vermehrt Anfragen zum Anschluss von Gaskraftwerken und Gas-KWK-Anlagen.

Zudem ist zu berücksichtigen, dass in den kommenden Jahren verstärkt alte Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen außer Betrieb genommen oder ersetzt werden. Es wird erwartet, dass ein wesentlicher Teil dieser Lücke durch Gaskraftwerke und Gas-KWK-Anlagen gefüllt wird und diese damit einen erheblichen Beitrag zur Sicherung der Energieversorgung beitragen.

Des Weiteren lässt sich ein Trend zum Ausbau von Anlagen zur Gas-Kraft-Wärme-Kopplung bei den deutschen Stadtwerken und bei Industrieanlagen feststellen. Dies bestätigt die Einschätzung des von der Bundesregierung im August 2007 verabschiedeten „Integrierte Energie- und Klimaschutzprogramm“ (IEKP), das eine Verdopplung des Anteils von Strom aus Gas-Kraft-Wärme-Kopplung bis 2020 von 12,5 % auf 25,0 % prognostiziert.

Abb. 4.1



Einsatz von Erdgas als Kraftstoff im Straßenverkehr

Mittelfristig erwarten die Netzbetreiber, dass die zunehmende Diversifizierung der Kraftstoffe zu einem Anstieg des Anteils des Erdgasverbrauchs im Straßenverkehr führt. Hierbei kann insbesondere die Beimischung von Biogas zum Erdgas zu einer signifikanten CO₂-Minderung führen. Der Effekt auf die Nachfrage nach Erdgas ist jedoch mengenmäßig eher klein und hängt unmittelbar von der verkehrswirtschaftlichen Strategie und Förderpolitik der EU und der Bundesregierung ab.

Angebot von Erdgas

Das Angebot von Erdgas für den Zeitraum bis 2030 wird allgemein als gesichert angesehen (z.B. [BP 2010], [BMWi 2006]). Untersuchungen und Hochrechnungen ergaben, dass die konventionellen Reserven an Erdgas laut aktuellen Statistiken für etwa 65 Jahre ausreichen [BP 2010]. Eine weitere Steigerung des Angebots wird durch die Erschließung von unkonventionellem Gas (z.B. in Nordamerika) sowie von biogenen Gasen erwartet.

Deutsches L-Gas

Allgemein wird in Deutschland von einem mittel- bis langfristigen Rückgang der heimischen L-Gasproduktion ausgegangen. Eine genaue Aussage zur langfristigen Verfügbarkeit von deutschem L-Gas ist derzeit kaum möglich, da viele Variablen zu berücksichtigen sind (z. B. Gaspreis, Explorationsbemühungen, unkonventionelle Förderung). Um möglichst belastbare Daten zu erhalten, werden zurzeit Abstimmungsprozesse mit anderen Marktbeteiligten wie Produzenten, Netzbetreibern und Händlern durchgeführt. Aktuell schätzt Open Grid Europe auf Basis von veröffentlichten Daten das Produktionsende von L-Gas in Deutschland auf einen Zeitpunkt in 10-15 Jahren. Dabei fallen aber bereits in wenigen Jahren Produktionskapazitäten in einem Maße weg, dass selbst bei leichtem Verbrauchsrückgang schon in näherer Zukunft (innerhalb der nächsten 10 Jahre) eine Kompensation notwendig sein wird.

Biogas

Die GasNZV hat zum Ziel, dass bis zum Jahr 2020 sechs Milliarden Kubikmeter und bis zum Jahr 2030 zehn Milliarden Kubikmeter Biogas jährlich in das Erdgasnetz eingespeist werden: Um dieses Ziel zu erreichen, sollen Biogasanlagen vorrangig an das Erdgasnetz angeschlossen werden. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, das Netz, sofern wirtschaftlich möglich, für den Anschluss einer Biogasanlage auszubauen.

Derzeit (Bezugsjahr 2010) werden rund 54.000 Kubikmeter Biogas pro Stunde in das deutsche Erdgasnetz eingespeist [Sieverding 2010]. Für 2011 ist der erstmalige Anschluss einer Biogasanlage im Saarland an das Fernleitungsnetz der Open Grid Europe geplant.

Die Einspeisung aus einer projektierten Biogasanlage in das Netz der Thyssengas erfordert bei Realisierung zusätzlich zum Anschluss den Umbau einer Station zur Rückspeisung in das vorgelagerte Netz.

4.2. Vorliegende Erkenntnisse aus durchgeführten Markt-abfragen zum langfristigen Kapazitätsbedarf

In diesem Kapitel 4.2 werden zunächst die Erkenntnisse aus durchgeführten Markt-abfragen zum langfristig verbindlich benötigten Kapazitätsbedarf nach § 17 Abs. 1 Ziff. 2 GasNZV beschrieben. Im letzten Abschnitt folgt eine Darstellung von zurzeit laufenden Markt-abfragen.

Open Season 2008 der Open Grid Europe GmbH

Um den Anforderungen und Erwartungen der Transportkunden und der dem Netz der Open Grid Europe nachgelagerten Netzbetreiber (nachfolgend gemeinsam „Kunden“ genannt) an eine bedarfsgerechte Weiterentwicklung der H- und L-Gas Marktgebiete der Open Grid Europe gerecht zu werden, hat Open Grid Europe das von ihr betriebene Netz auf Basis eines transparenten und diskriminierungsfreien Open Season Verfahrens in den Jahren 2008 bis 2009 weiterentwickelt. Dazu wurde der Kapazitätsbedarf der Kunden in den Marktgebieten der Open Grid Europe in Bezug auf das von Open Grid Europe betriebene Netz ermittelt.

Das Open Season-Verfahren orientierte sich an den ERGEG Guidelines for Good Practice for Open Season Procedures [ERGEG 2007] und bestand aus zwei Phasen. Begonnen hatte das Open Season-Verfahren Anfang 2008 mit der unverbindlichen Abfrage des Kapazitätsbedarfs der Kunden. Dieses wurde in der Phase 2, der verbindlichen Bestätigung von Kapazitäten seitens der Kunden, ab Mitte Mai 2008 fortgesetzt.

Auf Grund der außerordentlich umfangreichen Nachfragen der Kunden, offener Fragen zur Planungs- und Investitionssicherheit sowie der damit verbundenen Klärung mit der BNetzA war eine mehrfache Verlängerung des ursprünglich angedachten Zeitrahmens notwendig.

In Phase 1 der Open Season (unverbindliche Kapazitätsabfrage) wurden insgesamt 485 unverbindliche Kapazitätsbedarfsanfragen mit einem Gesamtvolumen von fast 430.000 MWh/h gestellt. Diese große Beteiligung und Kapazitätsnachfrage hat die Erwartungen von Open Grid Europe deutlich übertroffen. Aus diesen Anfragen hätte sich ein theoretisches, mit über 7 Mrd. Euro verbundenes Netzausbauszenario ergeben. Zwischen der Phase 1 und der Phase 2 ging die Kapazitätsnachfrage auf ca. 30 % der ursprünglichen Anfragen zurück. Die in diesem Netzausbauszenario vorgesehenen Baumaßnahmen wären mit Investitionen in Höhe von ca. 3 Mrd. Euro verbunden gewesen. Dies würde einem Zubau des Netzes der Open Grid Europe um ca. die Hälfte der heutigen Größe entsprechen und die Ressourcen der Open Grid Europe weit übersteigen.

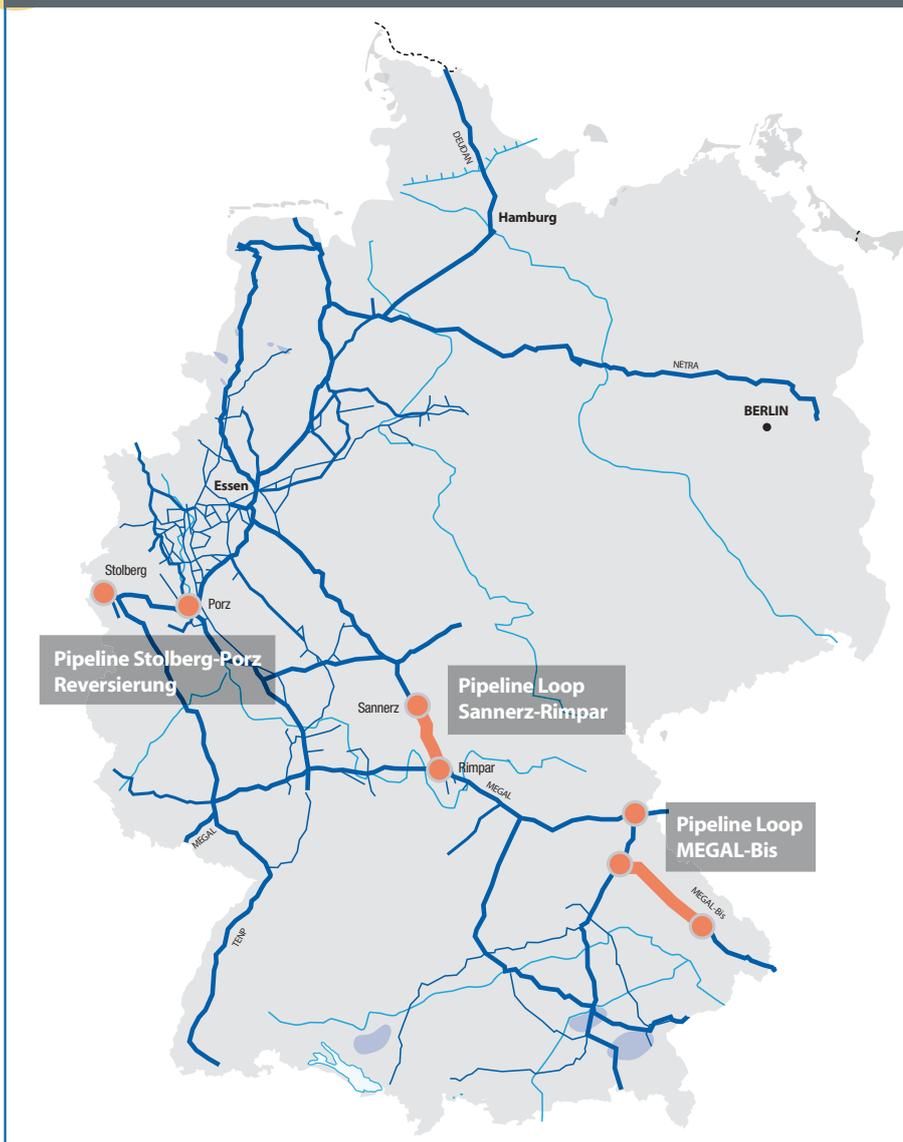
Daher war eine Priorisierung von einzelnen Ausbaumaßnahmen erforderlich, um ein technisch, personell und finanziell für Open Grid Europe umsetzbares Szenario zu entwickeln. Das entsprechende Priorisierungsverfahren, welches auf diskriminierungsfreier Basis erfolgte, wurde in Anlehnung an von der BNetzA vorgeschlagenen Kriterien vorgenommen. Hierbei wurden u.a. die Netzeffizienz, die Stärkung des nationalen und europäischen Netzverbundes und damit die europäische Versorgungssicherheit sowie die Förderung des Wettbewerbs berücksichtigt. In mehreren Gesprächen mit der BNetzA wurde das Priorisierungsverfahren sowie das daraus resultierende Ergebnis für das finale Netzausbauszenario besprochen und von dieser zustimmend zur Kenntnis genommen.

Die Priorisierung führte zu einem finalen Netzausbauszenario mit einem Investitionsvolumen in Höhe von ca. 400 Mio. Euro. Damit kommt Open Grid Europe ihrer gesetzlichen Verpflichtung zum bedarfsgerechten Netzausbau trotz ungünstiger regulatorischer Investitionsbedingungen nach. Dieser Betrag spiegelt dabei die finanzielle Leistungsfähigkeit des Netzbetreibers Open Grid Europe wieder und trägt der wirtschaftlichen Zumutbarkeit im Sinne des EnWG angemessen Rechnung.

Die Effizienz dieser Priorisierung zeigt sich im Ergebnis. So werden mit dem optimierten Netzausbauszenario 35 % der insgesamt verbindlich bestätigten Kapazitätsanfragen umgesetzt. Im H-Gas werden ca. 45 % und im L-Gas 34 % der in der Abschlussphase bestehenden Kapazitätsanfragen realisiert. Insgesamt wurden 29 von 40 Kunden Kapazitäten zugeteilt.

Abb. 4.2

Finales Ausbauszenario Open Grid Europe Open Season 2008



Erste zusätzliche Kapazitäten werden den Kunden ab 1. Oktober 2011 zur Verfügung gestellt. Die Fertigstellung der Ausbaumaßnahmen der Open Season 2008 und damit die vollständige Bereitstellung der Kapazitäten wird zum 1. Oktober 2012 erwartet (siehe Abb. 4.2).

Marktanfragen

Für 2011 ist eine Marktanfrage zum Kapazitätsbedarf im südöstlichen Bereich des Netzgebiets der bayernets vorgesehen.

Thyssengas hat im Sommer 2010 einen Markttest für ein mögliches Leitungsprojekt „Emden-Werne-Eynatten“ durchgeführt. Im Unterschied zu anderen Marktbefragungen hat Thyssengas den möglichen Verlauf dieser Leitung skizziert und Kraftwerksbetreiber, Speicherbetreiber und angrenzende Netzbetreiber nach ihrer unverbindlichen Einschätzung ihres zusätzlichen Kapazitätsbedarfs gefragt. Thyssengas hat den Teilnehmern dieses Markttests die vertrauliche Behandlung der erhobenen Daten zugesichert. Eine Veröffentlichung dieser Daten ist daher im Einzelnen nicht möglich. Thyssengas ist mit den Interessenten, die ihre Kapazitätsbedarfs einschätzung mit einem Realisierungszeitraum verbunden haben, in Gespräche eingetreten. Zum jetzigen Zeitpunkt liegen jedoch noch keine Anfragen nach zusätzlicher Kapazität gemäß § 38 und 39 GasNZV für Vorhaben entlang der geplanten Leitung vor.

4.3 Vorliegende Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen, Erkenntnisse über bestehende oder prognostizierte physische Engpässe und Erkenntnisse aus Verweigerungen des Netzzugangs

Mit der Neugestaltung des Netzzugangs durch die GasNZV wurde im Jahr 2007 das sogenannte Zwei-Vertragsmodell eingeführt. Dieses Modell sieht eine unabhängige Buchung von Ein- und Ausspeisekapazitäten durch Transportkunden vor.

Die Buchung einer Kapazität führt nicht automatisch zu einem physischen Gasfluss. Die gebuchte Kapazität ist aber für den Transportkunden reserviert und gibt ihm das Recht, jederzeit Gas in der gebuchten Höhe einzuspeisen (Einspeisekapazität) bzw. Gas aus dem Transportsystem zu entnehmen (Ausspeisekapazität). Dieses Einspeiserecht gilt „bildlich“ gesprochen vom Einspeisepunkt bis zum sogenannten virtuellen Handelspunkt (VHP), das Ausspeiserecht gilt analog vom VHP bis zur Ausspeisestelle.

Am VHP werden die ein- und ausgespeisten Mengen sowie die eingekauften und verkauften Mengen bilanziert. Diese Flexibilität auf der Gashandelsseite, die die Netzbetreiber aufgrund der vorgeschriebenen strikten Trennung von Handel und Netz nicht beeinflussen können, führt dazu, dass die Netzbetreiber eine große Anzahl möglicher Lastflussszenarien für das Gesamtsystem berücksichtigen müssen.

Um dies in großen zusammenhängenden Gebieten (Marktgebieten) zu gewährleisten, sind alle beteiligten Netzbetreiber gesetzlich zur Zusammenarbeit verpflichtet. Zu diesem Zweck haben sie gemeinsam eine Kooperationsvereinbarung [KoV III] erarbeitet, in der die Mechanismen des Erdgastransports zwischen den Netzbetreibern geregelt werden. Diese Kooperationsvereinbarung wird in der jeweils gültigen Fassung mit der BNetzA abgestimmt und befindet sich zurzeit in Überarbeitung, um Anpassungen vorzunehmen, die sich aus der 2010 verabschiedeten GasNZV ergeben.

Nachgelagerte Netzbetreiber (in der Regel Verteilnetzbetreiber) bestellen zur Abwicklung von Transporten innerhalb eines Marktgebiets einmal jährlich in dem vorgelagerten Fernleitungsnetz eine maximale vorzuhaltende feste Ausspeisekapazität (interne Bestellung nach § 8 Ziff. 3 GasNZV). Nach Bestätigung der Bestellung wird der vorgelagerte Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, die vertraglich vereinbarte Kapazität an Netzkopplungspunkten bzw. Ausspeisezonen zu diesem nachgelagerten Netz vorzuhalten.

Die Bestätigung der Bestellung ist mindestens in der Höhe zu erteilen, in der die Bestellung des nachgelagerten Netzbetreibers den Vorjahreswert nicht überschreitet.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind durch die geänderten rechtlichen Rahmenbedingungen in erheblichem Umfang mit Planungsrisiken konfrontiert. Insbesondere der verstärkte Wettbewerb im Gashandel führt zu einer deutlichen Änderung der Nutzung von Transportkapazitäten.

Hierzu ist eine Vielzahl an komplexen statistischen und physischen Auswertungen erforderlich. Die Erkenntnisse aus diesen sind in den nachfolgenden Abschnitten beschrieben.

NCG-Marktgebiet

Nachfolgende Ausführungen beschreiben die Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen für die H-Gas Transportsysteme der marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber im NCG-Marktgebiet. Aufgrund der wechselseitigen Abhängigkeiten der einzelnen Netzbetreiber ist eine separate Kapazitätsbetrachtung der einzelnen Netze nur bedingt aussagekräftig. Frei zuordenbare Kapazitäten im NCG-Marktgebiet können in der Regel nicht durch Ausbau des Leitungssystems eines einzelnen Netzbetreibers geschaffen werden.

Beschreibung und Erkenntnisse der bayernets

Das Netz der bayernets besteht aus dem sogenannten Hauptnetz, welches auf ein Druckniveau von 67,5 bar abgesichert ist. Diesem drucktechnisch überlagert sind die Leitungen Burghausen-Schnaitsee (84 bar) und Amerdingen-Schnaitsee mit 80 bar (hellblaue Linie der nachfolgenden Abb. 4.3).

Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen zur Ermittlung der netzinternen Engpässe

Engpässe innerhalb des Netzes der bayernets bestehen auf

- einem Teilstück der Leitung Moosburg-Landshut und
- der Leitung Finsing-Bierwang.

Die Leitung Moosburg-Landshut dient vornehmlich der Übergabe von Gasmengen zu den nachgelagerten Netzbetreibern Energienetze Bayern GmbH (ENB) und Stadtwerke Landshut (SWL).

Die Leitung Moosburg-Landshut wird in nebenstehende Leitungsabschnitte unterschiedlicher Dimension unterteilt.

Abschnitte nach Leitungsdimensionen

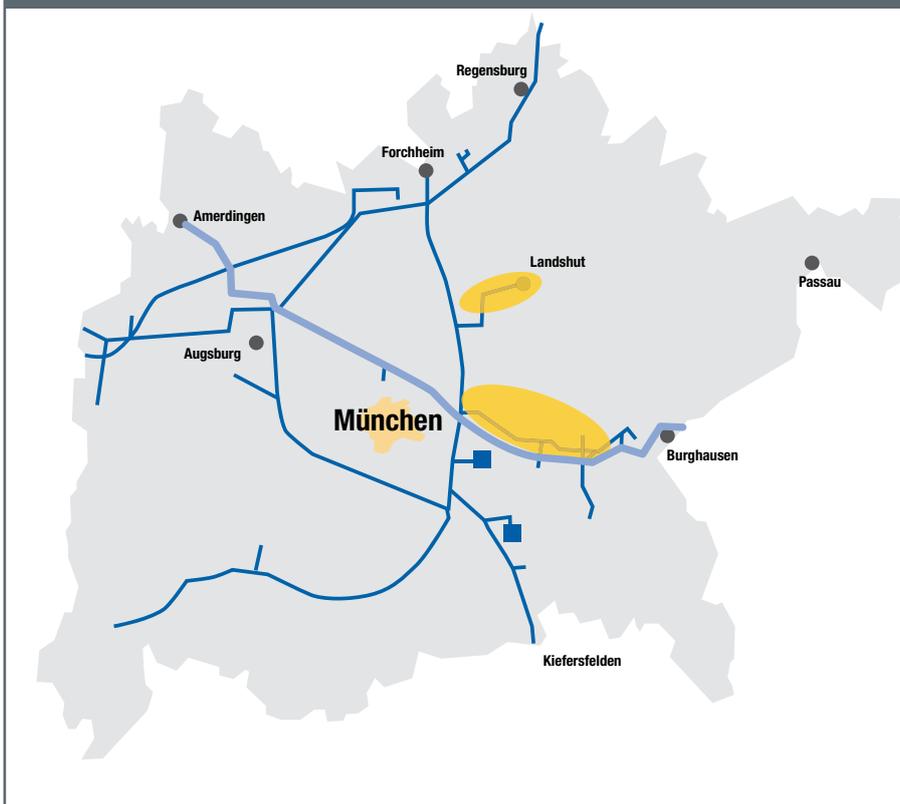
Abschnitt	Länge (m)	Dimension
1201 Moosburg/Rosenau-NKP Moosburg/Lände (ENB)	2.740	DN 400
1201 Moosburg/Lände-NKP Altdorf (SWL)	17.033	DN 150
1203 Altdorf-NKP Dreissesselstraße (SWL)	2.744	DN 200

Aufgrund des Abschnittes 1201 mit der Dimensionierung DN 150 ist der Druckverlust bis zu den Netzkopplungspunkten der Stadtwerke Landshut so groß, dass der vertraglich zugesicherte Übergabedruck bei maximaler Netzbelastung (gewünschte Höhe der internen Bestellung) im Winterhalbjahr nicht eingehalten werden kann. Deshalb kann ein Teil der von den Stadtwerken Landshut bestellten Kapazität aus strömungsmechanischen Gründen nicht sichergestellt werden. Dieser Teil der internen Bestellung wurde daher von bayernets abgelehnt.

Eine endgültige Auflösung dieses Engpasses im Netz der bayernets ist durch Austausch der kleinen gegen eine größere Leitungsdimension oder einen Loop des Leitungsabschnittes 1201 möglich. Alternativ kann die Stadtwerke Landshut eine Netzverbindung mit der Energienetze Bayern GmbH zur Übernahme von Gasmengen nutzen. Dadurch ist eine zwingende Realisierung der o. g. Baumaßnahme zur Zeit nicht erforderlich.

Abb. 4.3

Schematische Darstellung des Netzes der bayernets inkl. der Darstellung der netzinternen Engpässe



Die Leitung Finsing-Bierwang weist einen Leitungsdurchmesser von 500 mm auf. Um die am Grenzübergangspunkt Überacker/Burghausen anstehenden Mengen über die Leitungen Burghausen-Schnaitsee und Finsing-Bierwang zum bayernets-Hauptnetz transportieren zu können, wurde in Haiming/Burghausen 2008 eine Verdichterstation in Betrieb genommen, wodurch eine deutliche Transportmengenerhöhung realisiert werden konnte. Auf der Leitung Finsing-Bierwang tritt jedoch bei Vollast ein Druckverlust von bis zu 19 bar auf.

Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen zur Ermittlung der netzübergreifenden Engpässe zur Open Grid Europe

Im Zuge der Marktgebietskooperation mit der Open Grid Europe zum 1. Oktober 2008 wurden an den Netzkopplungspunkten zwischen bayernets und Open Grid Europe verbindlich abgestimmte Lastflussgrenzen vereinbart. Der tatsächlich erforderliche Fluss an den Netzkopplungspunkten (NKP) ergibt sich aus der jeweiligen Netzlast und der Beschäftigung der Ein- und Ausspeisepunkte am Netz der bayernets.

Die mit Open Grid Europe vereinbarten oberen Lastflussgrenzen, welche in Spitzenlastszenarien von entscheidender Bedeutung sind, reichen nicht aus, die Netzlast der bayernets in allen Lastflussszenarien abzudecken. Höhere Überspeisemengen können derzeit durch Open Grid Europe nicht realisiert werden (siehe nachfolgende Engpassbeschreibung Open Grid Europe, Abb. 4.9).

Da bayernets deshalb die interne Bestellung nachgelagerter Verteilnetzbetreiber nicht dauerhaft vollständig darstellen konnte, wurden die internen Bestellungen nachgelagerter Verteilnetzbetreiber nicht in ihrer Gesamthöhe als feste Kapazität bestätigt. Der über die mögliche feste Kapazität hinausgehende Bedarf wurde als unterbrechbare Kapazität angeboten.

Um dennoch eine sichere Versorgung der direkt und indirekt angeschlossenen Letztverbraucher darstellen zu können, werden die fehlenden Gasmengen durch Lastflusszusagen an Ein- und Ausspeisepunkten mit Wirkung auf das Netz der bayernets abgedeckt. Da die Lastflusszusagen aus regulatorischen Gründen nur für jeweils ein Jahr ausgeschrieben werden können und dadurch nicht dauerhaft fest gesichert sind, können diese Kapazitäten gegenüber den nachgelagerten Netzbetreibern nur als unterbrechbare Kapazität angeboten werden.

Für die Ermittlung fester Einspeisekapazitäten sind die Lastflüsse in Minimalflussszenarien ausschlaggebend.

Eine Rückspeisung in das Netz der Open Grid Europe ist derzeit nicht möglich. Hierzu müsste einerseits die Gasdruck-Regel- und Messanlage (GDRM-Anlage) Forchheim reversibel umgebaut werden, andererseits wäre der Übergabedruck entsprechend anzustellen. Da der Übergabedruck seitens bayernets aus dem normalen Netzbetrieb heraus derzeit nicht in entsprechender Höhe zur Verfügung gestellt werden kann, müsste Open Grid Europe den Druck reduzieren. Dies würde aber zu Kapazitätsrestriktionen im Fernleitungsnetz der Open Grid Europe führen.

Kapazitätsanfragen, z. B. durch neue Netzanschlüsse für Gaskraftwerke und Untergrundspeicher, können aktuell nur unterbrechbar, temperaturabhängig (saisonal) oder beschränkt zuordenbar zur Verfügung gestellt werden. Anfragen nach festen frei zuordenbaren Kapazitäten (fFK) im NCG-Marktgebiet müssen abgelehnt werden.

Eine Verbesserung der Netzsituation ohne zusätzliche Investitionsmaßnahmen bei anderen deutschen Fernleitungsnetzbetreibern kann durch die Errichtung der geplanten Gashochdruckleitung Burghausen-Finsing, geschaffen werden. Damit können die in den nächsten Jahren am Grenzübergangspunkt (GÜP) Überackern/Burghausen anstehenden Gasmengen in einer Höhe von voraussichtlich mehr als 2.900.000 m³/h in definierten Lastszenarien für die Versorgung neuer Netzanschlüsse, bzw. zur Sicherung bestehender Anfragen genutzt werden. Um diese vom Grenzübergangspunkt Überackern/Burghausen abtransportieren zu können, ist die geplante Verbindungsleitung von Burghausen zum Netzknoten Finsing (bei München) erforderlich (siehe Abb. 4.4).

Abb. 4.4



Um den sich bereits zum jetzigen Zeitpunkt abzeichnenden erheblichen zusätzlichen Bedarf an Abtransportkapazität ermöglichen zu können, ergibt sich die Erfordernis zur Errichtung einer Erdgastransportleitung DN600 (regionaler Bedarf bayernets) oder DN1200 (überregionaler Bedarf). Die Trassenerkundung und das Raumordnungsverfahren sind abgeschlossen.

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

Aus den entsprechend § 25 Satz 2 EnWG abgelehnten Netzzugangs-anfragen lassen sich keine über die oben beschriebenen Erkenntnisse hinausgehenden Rückschlüsse ziehen. Insbesondere ist die bayernets immer wieder gezwungen, Kapazitätsanfragen für den Einspeisepunkt Überackern abzulehnen.

Beschreibung und Erkenntnisse der GVS Netz

Studie zur Entwicklung von Gasbedarf und Transportkapazität im GVS-Netzgebiet

GVS Netz hat im Jahr 2009 mit Unterstützung eines namhaften Beratungsunternehmens eine Studie zur Entwicklung von Gasbedarf und Transportkapazität im GVS-Netzgebiet erarbeitet. Dabei wurde der Erdgasbedarf für alle Stadt- und Landkreise ermittelt (Basis 2007) und unter Berücksichtigung einer Vielzahl von Faktoren bis zum Jahr 2030 prognostiziert. Die wesentlichen Ergebnisse der Studie sind:

- Das Transportnetz der GVS Netz ist zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie (2009) in der Lage, den Erdgasbedarf der angeschlossenen Netzkunden zu decken.
- Der Gasbedarf im Netzgebiet der GVS Netz wird im Zeitraum von 2008 bis 2030 stagnieren, jedoch wird es zu signifikanten Kapazitätsverschiebungen hin zu den wirtschaftlich starken Regionen kommen. In der Mehrzahl der Kreise geht der Erdgasverbrauch bis 2030 zurück.
- Im Nordwesten Baden-Württembergs und in der Region Stuttgart wird der Gasbedarf in diesem Zeitraum steigen. Dadurch wird das Netz mittelfristig im Süden und Osten entlastet, während im Nordwesten und im Großraum Stuttgart die Belastung des Netzes steigt oder bestenfalls konstant bleibt.
- Durch neue Gaskraftwerke und zunehmender Nicht-Nutzung der Möglichkeiten zur Vergleichmäßigung des Gasflusses in nachgelagerten Netzen ist ein Netzausbau erforderlich.
- Der Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung in Baden-Württemberg wird im Basisszenario (Kernenergieausstieg) um 40 % zuneh-

men. Dadurch steigt der Erdgasverbrauch geringfügig (+0,4 %). Bereits ein 400-MW-Gaskraftwerk im Großraum Stuttgart wird zwingend eine weitere Verbindung des Netzes mit einer der großen überregionalen Transportleitungen wie des Transportsystems der Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH & Co. KG (TENP-Leitungsgesellschaft), welches im Folgenden „TENP-Transportsystem“ genannt wird, oder des Transportsystem der MEGAL GmbH & Co. KG Mittel-Europäische Gasleitungsgesellschaft (MEGAL-Leitungsgesellschaft), welche im Folgenden „MEGAL-Transportsystem“ genannt wird, erforderlich machen.

Entwicklung des Bedarfs an Transportkapazität

Die Auslegung eines Transportsystems für Erdgas muss u. a. entsprechend der maximal angefragten Kapazität erfolgen, damit das Erdgas auch in Zeiten hohen Bedarfs (Spitzenlast) zuverlässig transportiert werden kann. Dafür müssen die nachgelagerten Netzbetreiber dem vorgelagerten Netzbetreiber rechtzeitig vor Beginn eines Kalenderjahres mitteilen, welche Kapazität vom jeweils vorgelagerten Netzbetreiber bereitgestellt werden muss (interne Bestellungen). Diese Meldungen werden kumuliert und bilden die Grundlage für die Transportplanung jedes einzelnen Netzbetreibers.

Das heute in Deutschland geltende Netzzugangsregime fördert den Gas-zu-Gas-Wettbewerb mit dem Ziel, dass Transportkunden, d.h. Gashändler, ihre Kunden flexibel und ohne physikalische Einschränkungen beliefern können. Die gewünschte Liberalisierung des Gasmarkts führt jedoch bei Netzbetreibern wie der GVS Netz dazu, dass zum Transport des Gases mehr Kapazität als bisher vorgehalten werden muss. Dies hängt u. a. auch damit zusammen, dass die Gashändler ihr Gas entsprechend dem günstigsten Beschaffungspreis und nicht wie früher nach dem regionalen Bedarf in die Netze einspeisen. Damit muss Gas, ähnlich wie auch im Strombereich, teilweise über transporttechnisch ungünstige, weite Strecken transportiert werden. Auch das trägt zum Anstieg der Spitzenlast im Transportnetz (effektiv transportierte höchste Stundenmenge) bei.

Erkenntnisse Transporte/Anfragen GVS Netz

Durch eine deutliche Erhöhung der „internen Bestellungen“ sind die verfügbaren Transportkapazitäten der GVS Netz mittlerweile weitestgehend ausgeschöpft bzw. überschritten. Neben der transporttechnisch suboptimalen Einspeisung in die Transportnetze ist ein weiterer möglicher Grund für diese Entwicklung, dass nachgelagerte Netzbetreiber den Netzpuffer, Peak-Shaving-Anlagen und andere Anlagen zur Vergleichmäßigung des Gastransports in ihren Netzen nicht mehr wie

in der Vergangenheit üblich einsetzen. Netzbetreiber stellen vermehrt Überlegungen an, entsprechende Anlagen stillzulegen. Als Folge ist damit zu rechnen, dass die bestellten Transportkapazitäten dauerhaft auf hohem Niveau bleiben oder weiter ansteigen. Bereits für das Kalenderjahr 2011 konnten interne Bestellungen teilweise nur unterbrechbar angeboten werden, da feste Transportkapazität nicht in ausreichender Menge zur Verfügung steht.

Im Winterhalbjahr 2008/2009 hat GVS Netz in ihrem Netz ungefähr die gleiche Energiemenge transportiert wie im Winterhalbjahr 2007/2008; die höchste effektiv transportierte Stundenmenge war jedoch um rund 10 % höher als im Jahr 2007/2008. Im Gaswirtschaftsjahr 2009/2010 sank, vor allem aufgrund der Wirtschaftskrise, die transportierte Jahresmenge um ca. 8 %. Die maximale Stundenmenge blieb aber auf dem Vorjahresniveau. Im Dezember 2010 stieg die höchste effektiv transportierte Stundenmenge sogar nochmals um ca. 2 % im Vergleich zum bisherigen historischen Spitzenwert an. Diese Feststellungen deuten stark darauf hin, dass im neuen Netzzugangsregime mehr Kapazität im Netz benötigt wird als früher.

Dieser Knappheitssituation hinsichtlich der Gastransportkapazitäten in Baden-Württemberg stehen Anfragen für den Anschluss von Gaskraftwerken mit einem Bedarf von über 200.000 m³/h gegenüber. Diese zusätzliche Kapazität kann GVS Netz derzeit nicht bereitstellen.

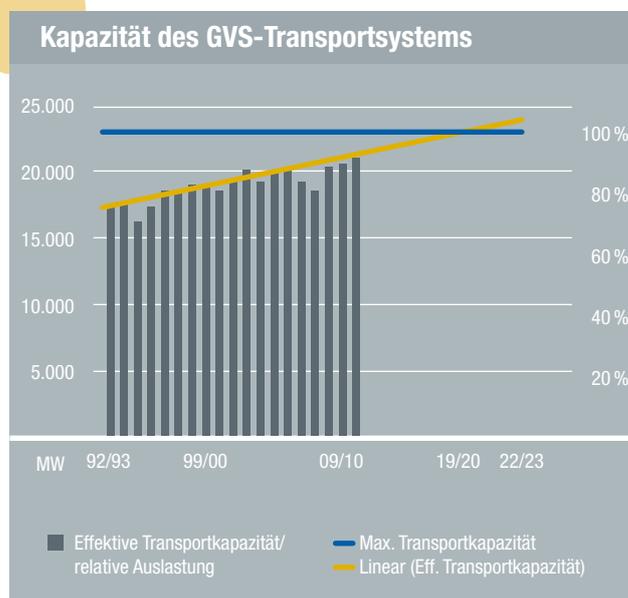
Aus der Sicht der Landesregierung Baden-Württemberg ist diese Tatsache unbefriedigend, da es eine dringende Forderung des Landesentwicklungsplans Baden-Württemberg [BW 2002] ist, mehr Gas aus verschiedenen Fördergebieten nach Baden-Württemberg zu transportieren: „Eine räumlich ausgewogene Zuführung von Erdgas aus verschiedenen Quellen und Einspeisepunkten ist sicherzustellen. Der bedarfsgerechte Ausbau des Transportleitungsnetzes und die Sicherung der entsprechenden Trassen ist ein Grundsatz des Landesentwicklungsplans 2002: PS 4.2.9 (G): „Das Leitungsnetz für Erdgas ist bedarfsgerecht weiter auszubauen ...“

Im Energiekonzept 2020 des Landes Baden-Württemberg [BW 2020] führt die Landesregierung noch einen weiteren Grund für den Ausbau des Erdgasnetzes an, nämlich: „... , dass nur über höhere Transportkapazitäten in den Netzen ein verstärkter Gashandel zwischen den Regionen und damit die Angleichung der Preise und Wettbewerb möglich wird.“ Auch in den Regionalplänen Mittlerer Oberrhein und Stuttgart wird der Ausbau der Infrastruktur zur Energieversorgung gefordert und auch andere Gebietskörperschaften stellen ähnliche Forderungen. Die im politischen Raum geäußerten Forderungen unterstützen GVS Netz in ihrer Aufgabe, den Ferntransport von Erdgas in Baden-Württemberg langfristig technisch und wirtschaftlich sicher zu stellen.

Lastflusssimulationen GVS Netz

GVS Netz untersucht regelmäßig die Lastflussverteilung im Netz, um eventuelle Engpässe möglichst frühzeitig zu erkennen. Mit umfangreichen Lastflusssimulationen werden verschiedenste Szenarien analysiert und bewertet, um die technisch und wirtschaftlich vorteilhaftesten Maßnahmen zur Erhöhung der Transportkapazität in einzelnen Netzabschnitten sowie im Gesamtnetz zu ermitteln. Mit den durchgeführten Simulationen wurde sehr deutlich, dass für die Gesamtkapazität die hydraulischen Verhältnisse im Schwarzwald entscheidend sind. Aus den Ergebnissen wurden Maßnahmen abgeleitet. Ein Beispiel für die abgeleiteten Maßnahmen ist der Bau zweier umschaltbarer Regelleitungen zur Integration der ehemaligen Rohölleitung CEL (Central Europe Line) in das GVS-Transportsystem, die 2009/2010 realisiert wurde (siehe Abb. 4.5).

Abb. 4.5



Zur Verbesserung der Versorgung des mittleren Neckarraums und des Raums Heilbronn hat sich im Rahmen der umfangreichen Untersuchungen eine weitere Anbindung an das TENP-System als die geeignetste Maßnahme erwiesen. Unter dem Namen „Nordschwarzwaldleitung“ (NOS) plant GVS Netz daher eine Gashochdruckleitung von Au am Rhein im Landkreis Rastatt nach Leonberg im Landkreis Böblingen. Die ca. 70 km lange, über Ettlingen und Pforzheim führende Leitung der Dimension DN 600 soll an mehreren Stellen mit dem bestehenden Leitungssystem verbunden werden (siehe Abb. 4.6).

Weitere, mögliche Maßnahmen, die sich in den Simulationen als besonders effektiv in Bezug auf die Erhöhung der Transportkapazität im Netz erwiesen haben, sind:

- Bau einer ca. 28 km langen Querspange von Stuttgart nach Reutlingen zur Verbindung der Schwabenleitung (Karlsruhe-Stuttgart) mit der Schwarzwaldleitung (Villingen-Kirchheim/Teck)
- Bau einer ca. 18 km langen Leitung DN 500 vom Raum Pforzheim in den Raum Heilbronn zur Verbindung der Schwabenleitung (Karlsruhe-Stuttgart) mit der Kraichtalleitung (Bietigheim-Bissingen-Heilbronn)
- Bau einer Gasbezugsstation im Illertal bei Senden am Kopplungspunkt des GVS-Teils der CEL (DOB) und der Transportsysteme der bayernets und der Open Grid Europe GmbH

Mit der Realisierung dieser Maßnahmen könnte die Transportkapazität des GVS-Transportsystems um rund 10 % erhöht werden und es verbliebe eine Kapazitätsreserve, mit der ein zusätzlicher Bedarf von 1 % pro Jahr noch bis zum Jahr 2020 gedeckt werden könnte.

Marktgebietskooperation

Im Rahmen der NCG-Marktkooperation haben die Kooperationspartner an den Kopplungspunkten zwischen ihren Netzen Lastflussgrenzen abgestimmt. Der erforderliche Gasfluss an diesen Netzkopplungspunkten ergibt sich aus der jeweiligen Netzlast und der Beschäftigung der Ein- und Ausspeisepunkte des Netzes der GVS Netz.

Die mit den Partnern vereinbarten oberen Lastflussgrenzen, welche in Maximalflusszenarien von entscheidender Bedeutung sind, reichen nicht aus, die Netzlast der GVS Netz in allen Lastflusszenarien abzudecken. Höhere Überspeisemengen können derzeit nicht realisiert bzw. verbindlich zugesagt werden.

Um dennoch eine sichere Versorgung der direkt und indirekt angeschlossenen Letztverbraucher darstellen zu können, werden die fehlenden Gasmengen durch Lastflusszusagen an Ein- und Ausspeisepunkten mit Wirkung auf das Netz der GVS Netz abgedeckt.

Für die Ausweisung fester Einspeisekapazitäten, im Falle der GVS Netz z. B. am Marktgebietsübergangspunkt Lampertheim von der Wingas Transport GmbH, ist die im Netz abzusetzende Menge unter Berücksichtigung der von den Marktgebietspartnern verbindlich zu übernehmenden Gasmengen in Minimalflusszenarien ausschlaggebend. Eine Rück- bzw. Überspeisung von Mengen in die Netze der Marktgebietspartner ist derzeit nicht verbindlich möglich.

Abb. 4.6



Um hier dennoch eine entsprechende freie Zuordenbarkeit von Kapazitäten anbieten zu können, wird den netzseitigen Restriktionen ebenfalls mit Lastflusszusagen begegnet.

Beschreibung und Erkenntnisse der Eni D

Die Höhe der technischen Kapazität des Leitungssystems der Eni D beruht auf den Gebrauchs- und Nutzungsrechten am TENP-Transportsystem.

Ziel der Marktgebietskooperation ist es, gemeinsam die technischen Kapazitäten zu maximieren. Die von Open Grid Europe durchgeführte Berechnung der Ein- und Ausspeisekapazitäten hat ergeben, dass die bisherige Kapazität der Eni D aufgrund von ermittelten Engpässen im Gesamtnetz des Marktgebietes, welche ausführlich in den Erkenntnissen von Open Grid Europe beschrieben werden, nur zum Teil frei zuordenbar angeboten werden kann.

Auf der Grundlage dieser Berechnung, und um die Überschreitung der Werte zu vermeiden die zum Engpass führen, weist Eni D zurzeit 16 % ihrer technischen Einspeisekapazität als frei zuordenbare Kapazität aus. 49 % der eigenen technischen Einspeisekapazität wird als bedingt frei zuordenbare Kapazität angeboten, die in bestimmten Temperatur- und Lastflusssituationen unterbrochen werden kann. Die übrige Einspeisekapazität wird als beschränkt zuordenbare Kapazität zu den Ausspeisepunkten in ihrem eigenen Netz angeboten.

Aufgrund der wechselseitigen Abhängigkeiten im gemeinsamen Marktgebiet kann durch einen Ausbau im Netz der Eni D der Anteil der frei zuordenbaren Einspeisekapazitäten nicht erhöht werden.

Beschreibung und Erkenntnisse der GRTgaz D

Die Höhe der technischen Kapazität des Leitungssystems der GRTgaz Deutschland beruht auf den Gebrauchs- und Nutzungsrechten am MEGAL-Transportsystem.

Ziel der Marktgebietskooperation ist es, gemeinsam die technischen Kapazitäten zu maximieren. Die Berechnung der Ein- und Ausspeisekapazitäten nach § 9 Abs. 3 GasNZV hat ergeben, dass die bisherige Kapazität der GRTgaz D aufgrund von ermittelten Engpässen im Gesamtnetz des NCG-Marktgebietes nur zum Teil frei zuordenbar angeboten werden kann.

Hier ergaben strömungsmechanische Prüfungen für zusätzliche Einspeise-Kapazitäten im Süden in den engpassrelevanten Simulationsrechnungen, dass die Umwandlung von Teilen bis hin zur gesamten technischen Kapazität der GRTgaz D in frei zuordenbare Kapazitäten (FZK) oder eine Erhöhung der Nachfrage nach zusätzlichen Kapazitäten zu einem größeren Gasfluss aus Süden in Richtung Norden führen würde. Weitergehende Ausführungen zu den Engpässen sind u. a. im Erläuterungsteil der Open Grid Europe dargestellt.

GRTgaz D musste Anfragen nach fester frei zuordenbarer Ausspeisekapazität in Richtung Österreich ablehnen, da – wie ebenfalls im Erläuterungsteil der Open Grid Europe dargestellt – im NCG-Marktgebiet keine zusätzliche frei zuordenbare Kapazität an Ausspeisepunkten im Süden möglich ist.

GRTgaz D weist zurzeit zur Vermeidung der Verletzung systemtechnischer Randbedingungen 24 % ihrer technischen Einspeisekapazität als feste frei zuordenbare Kapazität aus. 60 % ihrer Einspeisekapazität bietet sie als beschränkt zuordenbar zu den Ausspeisepunkten in ihrem eigenen Netz an. Außerdem offeriert sie 16 % ihrer Einspeisekapazität als bedingt feste frei zuordenbare Kapazität, die in bestimmten Lastflusssituationen unterbrochen werden kann.

Aufgrund der wechselseitigen Abhängigkeiten im gemeinsamen Marktgebiet kann durch einen Ausbau im Netz der GRTgaz Deutschland GmbH der Anteil der frei zuordenbaren Einspeisekapazitäten nicht erhöht werden.

Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen zur Ermittlung der FZK an Ausspeisepunkten im Norden

Der Wunsch nach einer Erhöhung frei zuordenbarer Ausspeisekapazitäten im Norden kann durch eine zusätzliche Nachfrage oder durch eine Umwandlung bestehender Verträge über beschränkt zuordenbare Kapazität (BZK) in FZK-Verträge zustande kommen.

Strömungsmechanische Prüfungen von zusätzlichen Ausspeisekapazitäten im Norden oder Einspeisekapazitäten im Süden (bezogen auf die gedachte Linie in Abb. 4.7) führen in den engpassrelevanten Simulationsrechnungen zu einem größeren Gasfluss aus Richtung Süden in Richtung Norden.

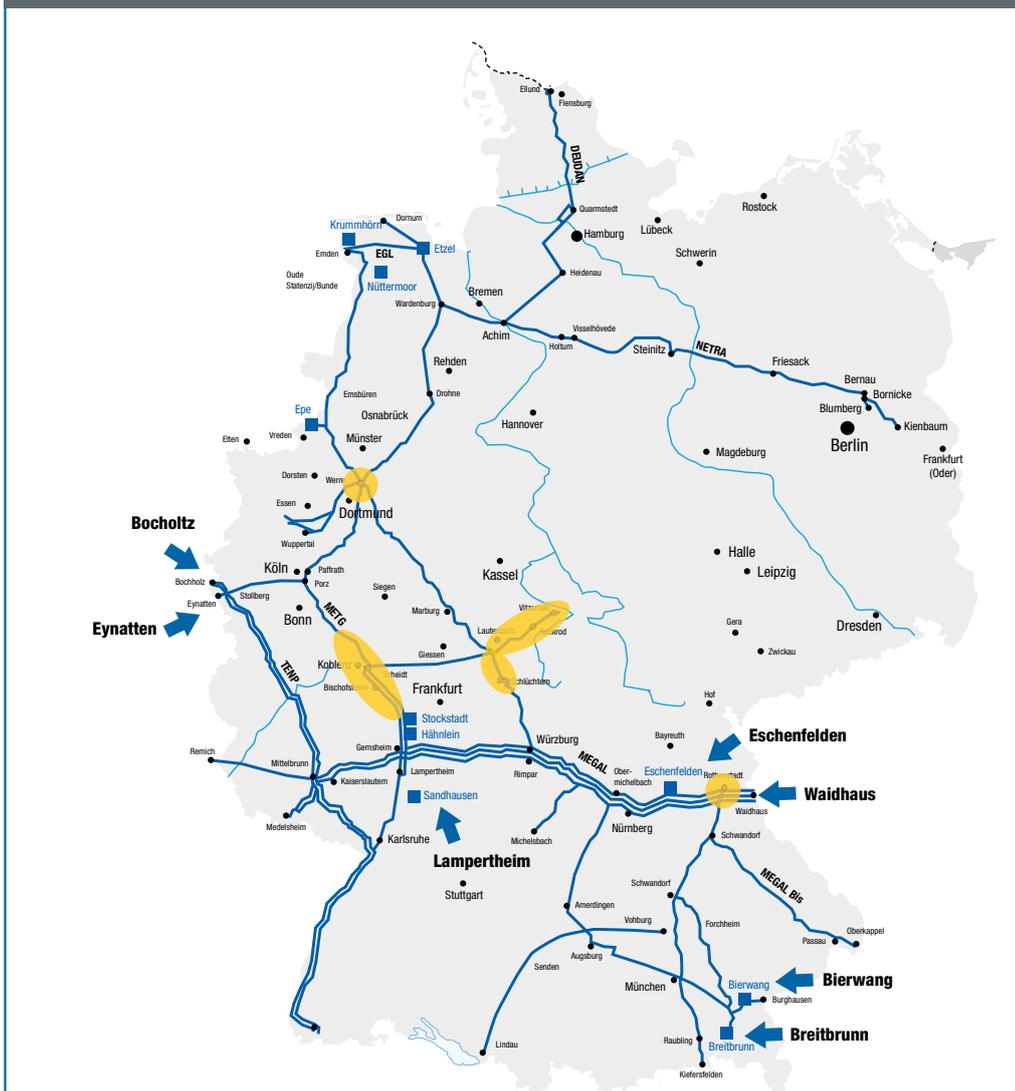
Zur Sicherstellung eines zusätzlichen Süd-Nord-Gasflusses müssen diese Einspeisemengen an den Entrypunkten der Südgruppe aus dem MEGAL-Transportsystem über die Verdichterstationen in Rimpar bzw. Gernsheim und damit über den Mischgasring (Leitungssysteme Rimpar-Schlüchtern-Werne bzw. Gernsheim-Paffrath-Werne) in Richtung Norden strömen.

Unter Berücksichtigung der vorhandenen Infrastruktur kann der Transport von zusätzlichen Gasmengen in Richtung Norden nicht weiter erhöht werden. Identifiziert wurden hierbei folgende Engpässe (orange Markierungen in Abb. 4.8). Die minimalen Übergabedrucke auf dem östlichen Mischgasring (Schlüchtern, Reckrod, Vitzroda) oder auf dem westlichen Mischgasring (Scheidt) sowie in der Verdichterstation Werne würden nicht eingehalten werden können. Einen weiteren

Engpass stellt die Verdichterstation in Rothenstadt zum Weitertransport über das MEGAL-Transportsystem in Richtung Westen bzw. Norden dar.

Abb. 4.8

Schematische Darstellung von Engpässen für Ausspeisepunkte im Norden des H-Gas Transportsystems der Open Grid Europe inkl. Leitungsgesellschaften



abgesenkt werden, was jedoch zu einer Unterschreitung der vertraglich vereinbarten Mindestdrücke im Raum Rimpar (Übergabe zu E.ON Gas Grid GmbH und GVS Netz) führen würde.

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

Aus den entsprechend § 25 Satz 2 EnWG abgelehnten Netzzugangs-anfragen lassen sich keine über die oben beschriebenen Erkenntnisse hinausgehenden Rückschlüsse ziehen.

Infrage zu stellen ist bereits die Aussagekraft abgelehnter Netzzugangs-anfragen, da Open Grid Europe ab 1. Februar 2006 ein Online-Buchungsverfahren betrieben hat. In diesem wird dem Transportkunden die verfügbare Kapazität online zur sofortigen Buchung angeboten, ohne dass es einer vorherigen Netzzugangs-anfrage bedarf. In welchem Umfang Transportkunden in der Vergangenheit bei Feststellung, dass keine Kapazität verfügbar war, keinen weiteren Kontakt zu Open Grid Europe aufgenommen haben, ist Open Grid Europe nicht bekannt.

Die verbleibenden Open Grid Europe zugegangenen verbindlichen Netzzugangs-anfragen wurden von Open Grid Europe in sogenannten Einzelfallprüfungen geprüft. Bei positivem Ausgang wurde ein entsprechender Kapazitätsvertrag abgeschlossen. Die nach negativem Ausgang der Einzelfallprüfung offenen Netzzugangs-anfragen, über welche sowohl der anfragende Transportkunde als auch die BNetzA schriftlich informiert wurden, lassen aufgrund ihrer räumlichen und zeitlichen Verteilung unter Berücksichtigung der angefragten Kapazitätshöhe keine belastbare über die in den vorhergehenden Beschreibungen hinausgehenden Erkenntnisse für die hier durchgeführte Kapazitätsbedarfsermittlung zu. Insbesondere waren keine klaren einzelnen Ein- und Ausspeisepunkte zu erkennen, auf welche sich die abgelehnten Netzzugangs-anfragen konzentrieren.

Zudem ist beim Start der Open Season 2008 der Open Grid Europe allen Transportkunden, deren Kapazitätsanfragen noch offen waren, angeboten worden, sich an dem Open Season-Verfahren zu beteiligen und dort ihre Kapazitätsanfragen einzubringen. Insoweit wird auf die Beschreibung in Kapitel 2.2 verwiesen.

Für die Zukunft gehen wir davon aus, dass das entsprechend § 13 GasNZV ab 1. August 2011 eingeführte Versteigerungsverfahren auf der deutschlandweiten Primärkapazitätsplattform entsprechend § 12 GasNZV zu aussagekräftigeren Ergebnissen führt. Hierbei werden sowohl die kommerziellen Auktionsergebnisse (Auktionsaufschlag) als auch die nicht berücksichtigten Gebote, die gemäß § 13 Abs. 1 GasNZV als Netzzugangsverweigerungen gelten, auszuwerten sein.

Marktgebiet Thyssengas H-Gas und Marktgebiet Thyssengas L-Gas

Als marktgebietsaufspannender Netzbetreiber vermarktet Thyssengas Ein- und Ausspeisekapazitäten zweier Marktgebiete: Thyssengas H-Gas und Thyssengas L-Gas.

Das Marktgebiet Thyssengas H-Gas erstreckt sich von Emden in Norden bis Aachen im Südwesten und Winterberg /Sauerland im Südosten. Es besteht aus dem H-Gasnetz der vormaligen Thyssengas, der VEW Energie und der WFG. Es wird aufgespeist über die Grenzübergangspunkte Emden (N), Bocholtz (NL) und Eynatten (B) und ist verbunden mit Speichern in Epe, Kalle und Xanten. Die technischen Maßnahmen zur Herstellung eines engpassfreien Marktgebiets sind bereits abgeschlossen, sodass der Umfang der zur beschaffenden Lastflusszusagen reduziert werden konnte. Die mit der Einbringung in das NCG-Marktgebiet verbundenen Maßnahmen (gaswirtschaftliche Produkte/Investitionen) können zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses für dieses Dokument noch nicht abgeschätzt werden.

Das Marktgebiet L-Gas erstreckt sich von der niederländischen Grenze bei Zevenaar im Nordwesten über den Niederrhein und die Kölner Bucht bis in das Bergische Land. Die L-Gaseinspeisung erfolgt über den Grenzübergangspunkt Zevenaar und zu einem geringen Teil in ein räumlich begrenztes Gebiet nördlich von Aachen über den Grenzübergangspunkt Haanrade. Das Marktgebiet Thyssengas-L-Gas überschneidet sich mit dem niederrheinischen Teil des Marktgebiets OGE L-Gas. Das Marktgebiet Thyssengas L-Gas ist engpassfrei. Die mit der Einbringung in das NCG-Marktgebiet verbundenen Maßnahmen (gaswirtschaftliche Produkte/Investitionen) können zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses für dieses Dokument noch nicht abgeschätzt werden.

Zum Zwecke der Kapazitätsbedarfsermittlung hat Thyssengas Analysen von Buchungen bzw. internen Bestellungen und Nutzung vermarkteter Ein- und Ausspeisekapazitäten vorgenommen.

Die Analyse von Buchungen unterbrechbarer Kapazität an Ein- und Ausspeisepunkten lässt dabei nicht auf akuten Kapazitätsbedarf schließen. Dies gilt selbst dann, wenn die Annahme zugrunde gelegt wird, dass Transportkunden, die auf unterbrechbarer Basis gebucht haben, eigentlich feste Kapazität erwerben wollten. Diese Erkenntnis ist insbesondere damit zu begründen, dass unterbrechbare Kapazität im Netz der Thyssengas im Jahre 2010 in der Regel nicht unterbrochen wurde. Allerdings sei darauf verwiesen, dass eine informelle Anfrage nach Umwandlung von unterbrechbarer in feste Kapazität nach Diskussionen mit dem Netzanschlussnehmer nicht weiter verfolgt wurde.

Thyssengas geht zusätzlich davon aus, dass aufgrund der Entstehung weiterer einspeiseseitiger Alternativen im größeren NCG-Marktgebiet auch zukünftig kein akuter Bedarf auf Einspeiseseite im Thyssengas-Netz bestehen wird. Hier werden allerdings die Ergebnisse aus der Vergabe von Einspeisekapazitäten mittels Auktionen (siehe auch Kapitel 4.4) nähere Erkenntnisse liefern, die gemäß § 17 Abs.1 GasNZV zur Kapazitätsbedarfsermittlung in Zukunft heranzuziehen sind.

Den Bedarf an zusätzlicher Kapazität aufgrund höherer interner Bestellungen nach Veränderung der Berechnungsmethode sieht Thyssengas ebenfalls nicht. Schon in der Vergangenheit hat Thyssengas Bedarfe für interne Bestellungen auf Basis einer linearen Regression vorgehalten und erwartet demnach keine nicht zu befriedigenden internen Bestellungen. Diese Einschätzung wird durch die Analyse der tatsächlichen Inanspruchnahme intern bestellter Kapazität in der Regel bestätigt. Es besteht allerdings Bedarf an zusätzlicher Kapazität in Höhe von rund 35 MW aufgrund von Neuanschlüssen, der von einem nachgelagerten Netzbetreiber gegenüber Thyssengas angezeigt wurde.

Marktgebiet L-Gas der Open Grid Europe

Einleitend werden hier zunächst die topologischen Besonderheiten des L-Gas Transportsystems der Open Grid Europe beschrieben:

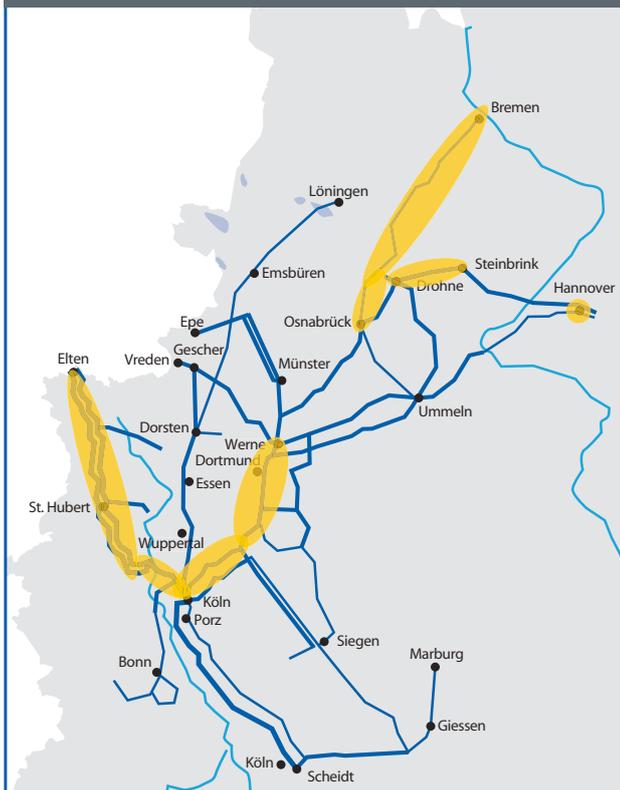
Das L-Gas Transportsystem der Open Grid Europe (siehe Abb. 4.10) erstreckt sich von Bremen über Hannover, das Ruhrgebiet samt Niederrhein und Rheinland bis nach Koblenz. Charakteristisch für das gewachsene Transportsystem ist die Bedeutung für die regionale Versorgung einer hohen Anzahl an Ausspeisepunkten (ca. 900). Mit diesem Transportsystem werden keine Transitlieferungen an andere Länder durchgeführt, sondern hauptsächlich nachgelagerte Netzbetreiber in Deutschland mit Gas beliefert. Alle Einspeisungen sind im Norden des Transportsystems angesiedelt. Viele dieser Punkte stehen in direkter Konkurrenz bezüglich der Einspeisemöglichkeiten in das System, da sie teilweise über kurze Verbindungen direkt strömungsmechanisch in Beziehung zueinander stehen oder über einen gemeinsamen Engpass zur Verteilung der eingelieferten Gasmengen transportieren müssen. Dabei nimmt der Einspeisepunkt Elten eine besondere Stellung ein, da er durch die Verdichterstation Werne von den anderen Einspeisepunkten strömungsmechanisch „getrennt“ ist und von Elten nur ein räumlich begrenzter Absatzraum versorgt werden kann. Umgekehrt gibt es Ausspeisepunkte, die nur vom Einspeisepunkt Elten aus beliefert werden können.

Des Weiteren verfügt das Transportsystem über sogenannte „Inselversorgungen“. Hierbei handelt es sich um Ausspeisepunkte, die aufgrund von technischen Beschränkungen der Transportmöglichkeiten nur aus einem einzigen Einspeisepunkt versorgt werden können.

Die im Folgenden beschriebenen Engpässe im L-Gas-Transportsystem stammen aus topologischen Besonderheiten des L-Gas-Transportnetzes. Die Engpässe an der NETG bzw. im Ostraum resultieren aus Szenarien, in denen der Einspeisepunkt Elten bzw. die Einspeisepunkte Drohne, Steinbrink und Emsbüren nur sehr gering beschäftigt werden.

Abb. 4.10

Schematische Darstellung des L-Gas Transportsystems der Open Grid Europe



Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen zur Ermittlung der FZK an Ausspeisepunkten an der Leitung NETG

Werden größere Ausspeisekapazitäten an der Leitung NETG und den angrenzenden Systemen benötigt, so müssen in bestimmten Nominierungssituationen größere Gasmengen über die Station Werne geleitet und in die Leitung Heros-L verdichtet werden. Diese Nominierungssituationen sind durch eine geringe Einspeisung am Einspeisepunkt Elten charakterisiert. An diesem Punkt kann ein Mindestfluss durch Lastflusszusagen erzeugt werden, der für die Versorgung der Kunden hinter den bereits vermarkteten Ausspeisekapazitäten auf der Leitung NETG und den angrenzenden Systemen ausreichend hoch ist. Unter Berücksichtigung der vorhandenen Infrastruktur ist der Abtransport von zusätzlichen Gasmengen aus einem der anderen Einspeisepunkte nicht möglich, da der Ausgangsdruck der Station Werne auf den maximalen Leitungsdruck der Heros-L begrenzt ist, ein größerer Volumenstrom zu einem höheren Druckabfall auf der Heros-L führt und hierdurch der vertraglich vereinbarte Minimaldruck auf der Leitung NETG verletzt wird.

Abgesehen davon kommt es vor, dass der zusätzlich angefragte Transport nicht über die Anschlussleitung des Punktes mit der NETG ohne eine Verletzung von Übergabedruck möglich ist.

Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen zur Ermittlung der FZK an Ausspeisepunkten im Ostraum des L-Gas Transportsystems

Zusätzlich angefragte Ausspeise-Kapazität im Ostraum (nördlich der Verdichterstation Werne) kann je nach Lage dazu führen, dass größere Gasmengen über die Leitung Drohne-Steinbrink transportiert werden müssen. Unter Berücksichtigung der vorhandenen Infrastruktur ist der Abtransport von zusätzlichen Gasmengen nicht möglich, da der Betriebsdruck dieser Leitung durch die Übergabedrucke der Einspeisepunkte Drohne und Steinbrink beschränkt ist, ein größerer Volumenstrom zu einem höheren Druckabfall führt und hierdurch minimale Übergabedrucke an der Leitung Drohne-Steinbrink und angrenzenden Systemen verletzt werden.

Wenn die zusätzlich angefragte Kapazität durch diesen Engpass nicht beschränkt wird, so kann sie dennoch nicht aus einem beliebigen Einspeisepunkt beliefert werden, da die Verdichterstation Werne einen weiteren Engpass darstellt.

Zum Beispiel ist es in engpassrelevanten Situationen nicht möglich, das zusätzliche Gas aus dem Einspeisepunkt Vreden in den Ostraum zu leiten, da dies durch Werne entsprechend verdichtet werden müsste und Werne schon voll ausgelastet ist.

Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen zur Ermittlung der FZK an Ausspeisepunkten in Inselversorgungen

Angefragte Kapazitäten an Ausspeisepunkten in Inselversorgungslage können im Wesentlichen aus drei verschiedenen Gründen im Einzelfall nicht auf fester Basis angeboten werden:

- Die Versorgung des angefragten Ausspeisepunktes kann nur aus einem bestimmten Einspeisepunkt erfolgen. Der am Einspeisepunkt vereinbarte Mindestfluss (eingekaufte Lastflusszusage der Open Grid Europe zur Darstellung fester Kapazitäten) wird in voller Höhe für die bereits vermarkteten Abnahmen in diesem Teilsystem benötigt.
- Der Transport zusätzlicher Mengen aus dem einzigen in dieser Insel verfügbaren Einspeisepunkt zum Abnahmepunkt führt zu hohen Druckverlusten auf den Leitungen zwischen der Ein- und Ausspeisung in diesem Teilsystem, sodass vertraglich vereinbarte Mindestdrücke nicht mehr eingehalten werden können.
- Durch den vertraglich vereinbarten Übergabedruck an dem in dieser Insel verfügbaren Einspeisepunkt kann keine Versorgung des angefragten Punktes mit dem gewünschten hohen Mindestdruck garantiert werden.

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

Die Ausführungen der Open Grid Europe in dem entsprechenden Abschnitt zum NCG-Marktgebiet gelten auch für das Marktgebiet L-Gas der Open Grid Europe.

L-Gas Produktionsrückgang deutscher Quellen

Der zu erwartende Produktionsrückgang aus deutschen L-Gas-Quellen ist in Kapitel 4.1 beschrieben. Die hierdurch resultierende Unterdeckung auf der Einspeiseseite kann durch verschiedene Maßnahmen behoben werden:

- Erzeugung von L-Gas:
Bei ausreichendem L-Gasangebot auf niederländischer Seite könnten Transportkapazitäten in den Raum der deutschen Produktionsstätten (für Open Grid Europe also in den östlichen L-Gasraum) geschaffen werden. Es könnten Konditionierungsanlagen an zentralen Punkten im Netz der Open Grid Europe oder an strategisch günstigen Punkten des Gasunie Deutschland Netzes installiert werden, um gezielt H-Gas in L-Gas umzuwandeln.
- Umstellung:
Der L-Gasbedarf kann durch physische Umstellung von Ausspeisestellen und Leitungssystemen an die verringerte Verfügbarkeit angepasst werden, wobei auch hier in Ausbaumaßnahmen zum Transport der neuen H-Gas Mengen in die umgestellten Räume investiert werden muss und zusätzlich alle Endverbrauchergeräte technisch an die neue Gasbeschaffenheit angepasst werden müssen.

Beide Alternativen erfordern erhebliche Investitionen, wobei die physische Umstellung langfristig die volkswirtschaftlich günstigere Lösung darstellt, da die hohen Betriebskosten für die L-Gas Erzeugung die Wirtschaftlichkeit in Frage stellen.

Die für eine solche Kompensation notwendigen Gebiete umfassen kapazitiv etwa ein Drittel des heutigen L-Gassystems. Dabei wurde angenommen, dass der L-Gasbedarf sich zukünftig gegenüber dem heutigen Stand nicht wesentlich ändert. Aus einer Vielzahl von Umstellvarianten sind in Abb. 4.11 beispielhaft zwei Varianten räumlich dargestellt.

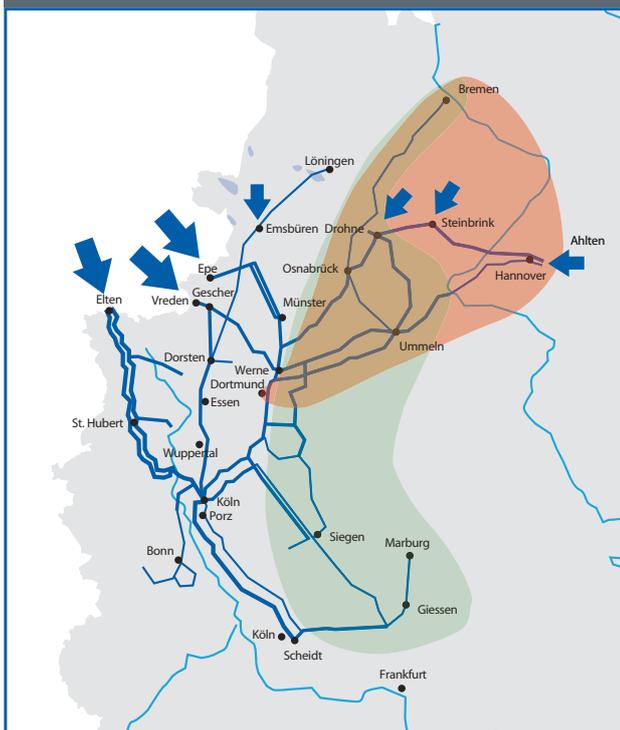
4.4. Erfahrungen mit Auktionen auf der gemeinsamen Primärkapazitätsplattform (Kapazitätsvergabeverfahren nach § 13 Absatz 1 GasNZV)

Die Primärkapazitätsplattform befindet sich in der Entwicklung und es ist beabsichtigt, sie im Rahmen des von der GasNZV vorgesehenen Zeitplans bis zum 1. August 2011 in Betrieb zu nehmen.

Da die Primärkapazitätsplattform zurzeit noch nicht zur Verfügung steht, wurden bisher noch keine Kapazitätsvergabeverfahren nach § 13 Absatz 1 GasNZV durchgeführt und es liegen somit noch keine Erkenntnisse vor.

Abb. 4.11

Zwei Varianten der räumlichen Umstellung von L-Gas auf H-Gas



4.5. Möglichkeiten zur Kapazitätserhöhung durch Zusammenarbeit mit Fernleitungs- oder Verteilernetzbetreibern

Fernleitungsnetzbetreiber und die Betreiber nachgelagerter Netze sind gemäß § 9 Abs. 2 GasNZV verpflichtet, mit dem Ziel der Maximierung der technischen Kapazitäten verbindlich zusammenzuarbeiten. Können diese technischen Kapazitäten nicht im ausreichenden Maße fest frei zuordenbar angeboten werden, können Fernleitungsnetzbetreiber folgende wirtschaftlich zumutbaren Maßnahmen anwenden um das Angebot an festen frei zuordenbaren Kapazitäten zu erhöhen. Die Maßnahmen sind dabei in der folgenden Reihenfolge zu prüfen und anzuwenden:

- Einsatz von Lastflusszusagen
Vereinbarung mit Dritten (z. B. Transportkunden, Fernleitungsnetzbetreibern) über die Zusage eines bestimmten Gasflusses an einem Ein- oder Ausspeisepunkt.
- Angebot von Kapazitäten mit Zuordnungsaufgaben
Dies ist u. a. möglich durch Beschränkung der freien Zuordenbarkeit der Ein- und Ausspeisekapazitäten.
- Ausschluss einzelner Ein-/Ausspeisepunkte von der freien Zuordenbarkeit.

Verfügt ein dem marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber nachgelagerter Netzbetreiber über einen Netzpuffer, so muss er nach § 11 [KoV III] diesen Netzpuffer im Rahmen seiner operativen Netzsteuerung mit dem Ziel einsetzen, auftretende Lastspitzen an den Netzkopplungspunkten seines Netzes zum vorgelagerten Netz zu glätten.

Die Möglichkeiten der marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber zur Nutzung nachgelagerter Netzpuffer sind allerdings stark eingeschränkt. Nachgelagerte Netzbetreiber müssen ihren Netzpuffer als kapazitätsrelevantes Instrument nur nutzen, soweit ihnen dies technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar ist. Da bisher der Netzpuffereinsatz aus Sicht der nachgelagerten Netzbetreiber keine Berücksichtigung in der Entgelt- bzw. Anreizregulierung gefunden hat, besteht für diese kein Anreiz zum Einsatz des Netzpuffers.

Die technischen Parameter („Kopplungsbedingungen“) an einem Netzkopplungspunkt (= Übergabepunkt von Gasmengen) zu angrenzenden Fernleitungs- oder Verteilernetzbetreibern werden vor der Einrichtung des entsprechenden Netzkopplungspunktes vereinbart. Im Rahmen der Weiterentwicklung und Optimierung des Gastransportnetzes wird mit den entsprechenden angrenzenden Fernleitungs- oder Verteilernetzbetreibern auch über mögliche Anpassungen der Kopplungsbedingungen gesprochen. Stimmen die beteiligten Netzbetreiber einer Anpassung zu, wird der Netzkopplungsvertrag (siehe § 7 GasNZV) entsprechend geändert.

Innerhalb Deutschlands wird dies unter anderem in Umsetzung von § 20 Abs. 1b EnWG und der [KoV III] durchgeführt.

Auf europäischer Ebene wird dies im Rahmen der allgemeinen Zusammenarbeitspflichten innerhalb ENTSOG (Art. 4 EU-Verordnung 715/2009) sowie der Pflicht der Entwicklung des europäischen Netzentwicklungsplans (Art. 8 (3) Ziff. b) EU-Verordnung 715/2009) und der regionalen Investitionspläne (Art. 12 (1) EU-Verordnung 715/2009) umgesetzt.

4.6 Vorliegende Erkenntnisse über Kapazitätsbedarf, der sich aus Zusammenlegungen von Marktgebieten ergibt

Gemäß § 21 GasNZV soll die Anzahl der Marktgebiete in Deutschland weiter reduziert werden. Durch die Zusammenlegung von Marktgebieten erhöhen sich die zu realisierenden Kombinationsmöglichkeiten der Ein- und Ausspeisekapazitäten und die darzustellende freie Zuordenbarkeit der Kapazitäten wird geografisch real erweitert.

Feste frei zuordenbare Kapazität erlaubt die unabhängige Buchung und Nutzung von Kapazität im gesamten Marktgebiet. Die Buchung einer Einspeisekapazität ermöglicht den Transportkunden die Zuordnung von Gasmengen von einem Einspeisepunkt zum VHP; eine Ausspeisekapazität ermöglicht den Transportkunden die Zuordnung von Gasmengen vom VHP zu einem gebuchten Ausspeisepunkt in diesem Marktgebiet. Die Zuordnung der Ein- und Ausspeise-Kapazität erfolgt über den VHP des jeweiligen Marktgebiets. Damit ergeben sich in einem gemeinsamen Marktgebiet durch die Nutzung dieser erhöhten Kombinationsfähigkeit (Flexibilität) durch Transportkunden höhere Anforderungen an die Transportfähigkeit der Fernleitungsnetze im Vergleich zu der Situation vor einer Zusammenlegung.

Bei jeder Marktgebietserweiterung müssen die Kapazitätsmodelle im Marktgebiet überprüft und bei der Ausweisung bestehender und neuer Kapazitäten berücksichtigt werden. Die Integration historisch entwickelter Gastransportnetze mit vielen Ein- und Ausspeisepunkten in ein Marktgebiet und die Bedingung der freien Zuordenbarkeit der Kapazitäten führt zu einer überaus komplexen Kapazitätsberechnung. Aus den vorgenannten Eigenschaften der festen FZK lässt sich der Schluss ziehen, dass bei einer räumlichen und damit strömungsmechanischen Vergrößerung des Netzes der Erhalt der Gesamthöhe von FZK nicht realisierbar ist.

Ohne geeignete Gegenmaßnahmen wird es bei Marktgebietskooperationen in der Regel zu Reduktionen der festen FZK kommen. Zudem ist das Verhalten der Transportkunden und damit der Bedarf an festen FZK für den Netzbetreiber in größeren Markträumen schwieriger vorhersagbar.

Langfristig kann der Erhalt bzw. die Erhöhung von festen frei zuordenbaren Kapazitäten auf dem aktuell hohen Qualitätsniveau nur durch Investitionen in das Leitungsnetz erreicht werden.

Marktgebietskooperation NetConnect Germany

Zur Herstellung und Sicherstellung der freien Zuordenbarkeit möglichst aller Ein- und Ausspeisekapazitäten im gemeinsamen NCG-Marktgebiet wurden von den Kooperationspartnern Kapazitätsmodelle entwickelt, die als Grundlage der Kapazitätsermittlung in den jeweiligen Netzen angewendet werden. Hierbei werden gemeinsame Netzberechnungen durchgeführt, bzw. die Berechnungen der Kooperationspartner werden an den Netzkopplungspunkten aufeinander abgestimmt.

Für die Gestaltung der Ein- und Ausspeisekapazitäten wenden die Kooperationspartner folgende Kapazitätsinstrumente zur Absicherung fester frei zuordenbarer Kapazitäten im NCG-Marktgebiet an:

- Lastflusszusagen (LFZ)
- Unterbrechbare Kapazitäten (uFZK)
- Temperaturabhängige Kapazitäten (TAK_(t))
- Beschränkt zuordenbare Kapazitäten (BZK)
- Bedingt feste frei zuordenbare Kapazitäten (bFZK)

Darüber hinaus setzen die Kooperationspartner zur Vermeidung von Einschränkungen in der Nutzung unterbrechbarer Kapazitäten alle hierzu geeigneten Kapazitätsinstrumente im erforderlichen Maße ein.

Unter Ausschöpfung der vorhandenen technischen Möglichkeiten arbeiten die Kooperationspartner partnerschaftlich zusammen, um Einschränkungen von Kapazitätsverträgen zu vermeiden bzw. zu minimieren.

Werden von einem Kooperationspartner an einen anderen Kooperationspartner Kapazitätsanfragen gestellt, die durch das bestehende Transportsystem dieses Kooperationspartners nicht abgebildet werden können, so können diese zur Prüfung auf Umsetzbarkeit in Ausbauplanungen eines anderen Kooperationspartners, wie z. B. in einen Open Season-Prozess, eingebracht werden.

4.7 Vorliegende Erkenntnisse aus den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplänen

Die wesentlichen Ergebnisse des aktuellen ENTSOG Zehnjahresnetzentwicklungsplans sind in Kapitel 2.2. beschrieben. Unabhängig davon, dass die Veröffentlichung dieses Zehnjahresnetzentwicklungsplans vor der Wirksamkeit des dritten Energiebinnenmarktpakets erfolgt ist und dem entsprechend die formellen Stellungnahmen von ACER und der EU-Kommission zu den ENTSOG-Statuten zum Veröffentlichungszeitpunkt noch nicht vorlagen, lässt sich feststellen, dass zum gegenwärtigen Zeitpunkt außer der bereits in Diskussion befindlichen Einrichtung von Gegenstromkapazitäten (Reverse Flow) an der deutsch-dänischen Grenze keine Auswirkungen auf das hier vorliegende Dokument für das NCG-Marktgebiet erkennbar sind. Im Bezug auf die im Referenzszenario für Luxemburg fehlenden Einspeisekapazitäten beginnt im April 2011 die verbindliche Phase der Open Season der Fernleitungsnetzbetreiber Creos (Luxemburg) und GRTgaz (Frankreich) zur Erweiterung der Grenzübergangskapazität von Frankreich nach Luxemburg. Daher wird der deutsch-luxemburgische Grenzübergang hier nicht weiter betrachtet.

4.8 Vorliegende sowie abgelehnte Kapazitätsreservierungen nach § 38 sowie Anschlussbegehren nach § 39 GasNZV

Open Grid Europe hat nach Inkrafttreten der GasNZV am 9. September 2010 drei Reservierungsanfragen nach § 38 GasNZV erhalten. Hiervon betrafen zwei Anfragen Gaskraftwerke und eine Anfrage Speicher. Diese Anfragen befanden sich am 1. März 2011 in Prüfung entsprechend § 38 Abs. 3 Satz 3.

Thyssengas liegt eine Reservierungsanfrage nach § 38 GasNZV eines Kraftwerksbetreibers in Höhe von 900 MW bis 1200 MW (je nach Variante) vor. Da angesichts der angefragten Größenordnung die bei Thyssengas reservierbare Kapazität in Höhe von 100 MW als nicht ausreichend anzusehen ist, wird die Einleitung eines Verfahrens nach § 39 GasNZV erwartet. Dies macht eine Abstimmung zwischen den beteiligten Netzbetreibern und dem Anfragenden erforderlich. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass für die Ermittlung des Kapazitätsbedarfs innerhalb eines Marktgebiets zu berücksichtigen ist, dass die angefragte Kapazität nicht doppelt benötigt wird.

5 ● Projekte

Die Geschäftstätigkeiten der Partner in der Marktgebietskooperation unterliegen der Regulierung, die der BNetzA übertragen ist. Seit 2005 überwacht die BNetzA die Einhaltung des Energiewirtschaftsgesetzes, der Verordnungen sowie sonstiger bindender Festlegungen.

Durch das EnWG besteht für Betreiber von Energieversorgungsnetzen die rechtliche Verpflichtung, die Leitungsnetze bei technischer und wirtschaftlicher Zumutbarkeit auszubauen, um Transportbegehren in ausreichendem Maße zu bedienen. Die folgenden Auszüge aus dem EnWG geben wesentliche Elemente der Verpflichtungen in Bezug auf den Netzausbau wieder:

§ 11 Abs. 1 EnWG:

„Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“

§ 15 Abs. 3 EnWG:

„Betreiber von Fernleitungsnetzen 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.“

Die Kooperationspartner haben auf Basis dieser gesetzlichen Vorgaben Projekte vorgesehen, die im Folgenden dargelegt werden.

Die Projekte befinden sich naturgemäß in unterschiedlichen Planungs- und Realisierungsständen. In Kapitel 5.1 werden wesentliche von den Kooperationspartnern beschlossene Projekte beschrieben. Die sich daraus in den nächsten zehn Jahren ergebende Entwicklung der Einspeise- und Ausspeisekapazitäten ist in Kapitel 5.2 in tabellarischer Form aufgeführt.

5.1 Beschlossene Projekte

Open Grid Europe

Die beschlossenen Projekte von Open Grid Europe basieren auf dem 2008/2009 durchgeführten Open Season-Verfahren. In diesem Verfahren wurde durch eine Abfrage bei bestehenden und potentiellen Transportkunden der verbindliche Transportbedarf ermittelt. Daraus ergab sich, ob und wo zusätzliche Ausbaumaßnahmen notwendig sind.

Wie in Kapitel 4.2 dargestellt, orientierte sich das Open Season-Verfahren von Open Grid Europe an den von der Organisation der europäischen Regulierungsbehörden (ERGEG) herausgegebenen Guidelines for Good Practice for Open Season Procedures. Nicht alle theoretisch möglichen Leitungsbaumaßnahmen aus der Open Season konnten umgesetzt werden. In enger Abstimmung mit der BNetzA wurde daher eine Priorisierung vorgenommen, die in Anlehnung an von der BNetzA vorgeschlagene Kriterien entwickelt und von der BNetzA akzeptiert wurde. Zu den hier im Folgenden beschriebenen großen Ausbaumaßnahmen wurde ebenfalls eine Vielzahl kleinerer Projekte, die hier nicht detailliert aufgeführt werden, umgesetzt.

Loopleitung Sannerz - Rimpär

Die neue Leitung wird im Durchmesser DN 1000 errichtet, ist für die Druckstufe DP 100 ausgelegt und wird eine Länge von ca. 67 km haben. Startpunkt ist Sannerz in Hessen, der Endpunkt ist Rimpär in Bayern (siehe Abb. 5.1).

Die Leitungsverbindung dient dem Transport eines Teils des von Werne kommenden H-Gases aus Norddeutschland in Richtung Süden zum MEGAL-Transportsystem. Die Überspeisung erfolgt in Rimpär. Dort befinden sich die beiden Verdichterstationen Rimpär der Open Grid Europe und der MEGAL-Leitungsgesellschaft, über die das Gas unverdichtet, einfach verdichtet oder durch beide Stationen verdichtet in das MEGAL-Transportsystem eingebracht werden kann.

Die Einbindung in Sannerz soll unmittelbar vor dem Regler Sannerz auf der Strecke zwischen Lauterbach und Sannerz erfolgen. Die Einbindung in Rimpär erfordert die Errichtung einer neuen GDRM-Anlage der MEGAL-Leitungsgesellschaft. Im Rahmen dieses großen Ausbauprojektes sollen auch die maximalen Drücke hinter den Verdichterstationen überprüft, die Regeltoleranzen reduziert und damit die transportwirksamen Drücke am jeweiligen Stationsausgang nach Möglichkeit angehoben werden.

Grundsätzlich soll die Trasse als „Loop“, also parallel zu der bestehenden Erdgastransportleitung verlegt werden. Im Raum des Sinnerts (Hessen) und des Gemeindegebiets Zeitlofs (Freistaat Bayern) sind an der Landesgrenze auf einer Länge von ca. 10 km drei Trassenvarianten untersucht worden. Neben der vorwiegenden Paralleltrasse zur bestehenden Leitung sind noch weitere großräumige Trassenvarianten in diesem Bereich erarbeitet worden. Im Raumordnungsverfahren wurden diese möglichen Alternativen untersucht und den Behörden zur Beurteilung und Prüfung vorgelegt.

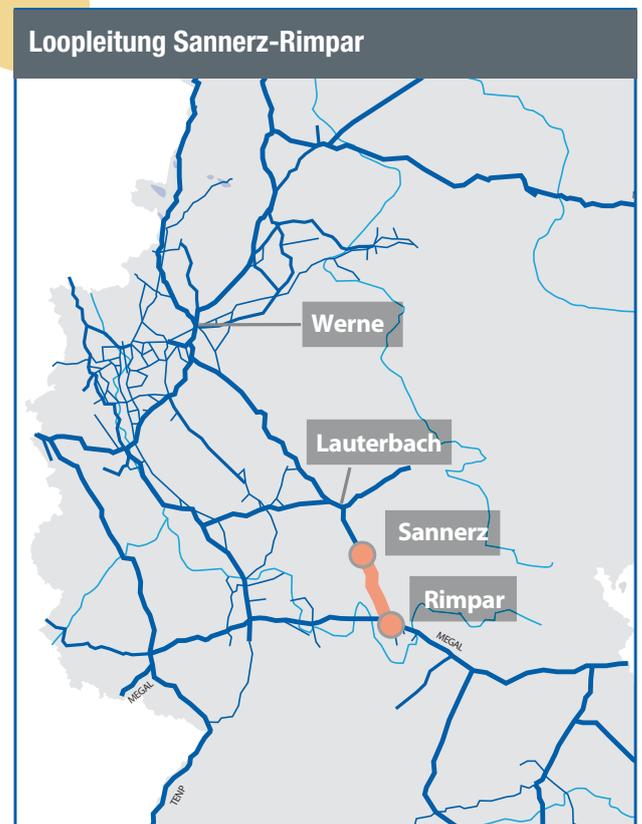
Das Raumordnungsverfahren wurde im Januar 2011 abgeschlossen. Das anschließende Planfeststellungsverfahren soll im Januar 2012 abgeschlossen sein. Die Inbetriebnahme ist zum 1. Oktober 2012 vorgesehen.

Teilparallelisierung MEGAL-Bis

Bei dem zweiten der beiden großen Neubauprojekte handelt es sich um die Errichtung einer Parallelisierung auf einem Teilabschnitt parallel zu einer bestehenden Leitung (Loopleitung) der MEGAL-Leitungsgesellschaft in Verbindung mit notwendigen Begleitmaßnahmen an bestehenden Anlagenkomponenten. 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 (MEGAL Bis).

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 GRTgaz Deutschland überlassen hat.

Abb. 5.1



Die neue Loopeitung wird im Durchmesser DN 1000 errichtet, ist für die Druckstufe DP 100 ausgelegt und wird eine Länge von ca. 72 km haben. Der Startpunkt ist Schwandorf in der Oberpfalz, der Endpunkt ist Windberg in Niederbayern (siehe Abb. 5.2).

In Schwandorf schließt die Loopeitung an den südlichen Teil der Leitung Weiden (Rothenstadt)-Forchheim/Donau an, in Windberg wird die Loopeitung in die bestehende MEGAL-Bis eingebunden. Aufgrund des geplanten Zweidruckbetriebs der Parallelleitungen ist an der Einbindungsstelle in die MEGAL-Bis eine entsprechende Druckregelung und Messanlagen an den Einbindungspunkten (Schwandorf und/oder Windberg) zu berücksichtigen.

Das Raumordnungsverfahren wurde 2010 abgeschlossen und das darauffolgende Planfeststellungsverfahren eingeleitet.

Die neue Loopeitung soll zum 1. Oktober 2012 betriebsbereit sein.

Abb. 5.2



Reversierung der Leitung Stolberg-Porz

In der von Open Grid Europe durchgeführten Open Season 2008 wurde Ausspeisekapazität in Eynatten, Einspeisekapazität in Eynatten und Einspeisekapazität in Bochoholt angefragt. Für den reversiblen Transport dieser Kapazitäten über die ca. 85 km lange Leitung Stolberg-Porz, zwischen der Verdichterstation Porz und der Verdichterstation Stolberg wurden folgende Maßnahmen erforderlich:

- Reversierung der Maschinen M11/M12 in Porz zur Verdichtung aus Stolberg Richtung Scheidt (METG). Die Maschineneinheiten 11 und 12 wurden errichtet, um Mengen von Porz Richtung Eynatten (Lichtenbusch) zu verdichten. Durch die in der Open Season angefragten Einspeisekapazitäten am Punkt Eynatten und am Punkt Bochoholt kann es auf der Leitung Stolberg-Porz zwischen Verlautenheide 3 und Porz zu einer Flussumkehr kommen. Um diese Mengen von Porz weiter zu transportieren, wird eine Verdichtung mit den Maschinen M11/M12 in die METG benötigt
- Geänderte Einbindung der Maschinen M5/M6 in Porz zur Verdichtung von Stolberg Richtung Paffrath bzw. Scheidt.

Die Maschinen M5 und M6 müssen so eingebunden werden, dass eine Verdichtung der Mengen aus Verlautenheide 3 möglich ist. Diese Einbindung ist notwendig, um die großen Betriebsvolumenströme (bedingt durch relativ niedrige Vordrücke) aus Verlautenheide 3 Richtung Paffrath und Scheidt verdichten zu können.

- Die GDRM-Anlage Verlautenheide 3 ist bidirektional zu schalten und durch eine vierte Mess- und Regelstrecke zu erweitern,
- Einrichtung einer vordruckseitigen Überspeisung vor der Verdichterstation Stolberg von der TENP-Leitungsgesellschaft in die Leitung Lichtenbusch-Stolberg.

Die Maßnahmen sollen bis zum 1. Oktober 2011 umgesetzt werden.

bayernets

Projekt Irsching

Die Gemeinschaftsleitung Senden-Vohburg (CEL) der Open Grid Europe und der bayernets wird einzig über die GDRM-Anlage in Wertingen im westlichen Teil der CEL aufgespeist. Der Schwerpunkt der Nachfrage an Ausspeisekapazitäten befindet sich jedoch am östlichen Ende der CEL.

Aufgrund der aktuellen Netzstruktur, den vorherrschenden Druckverhältnissen, den aktuellen und zu erwartenden Anfragen für Ausspeisekapazitäten und der zu gewährleistenden Versorgungssicherheit ist ein bedarfsgerechter Ausbau des Netzes erforderlich. Das vorliegende Versorgungskonzept sieht den Bau einer neuen GDRM-Anlage in Irsching mit dazugehöriger Anschlussleitung und Leitungseinbindung in die beiden Leitungssysteme Forchheim-Irsching (DN800, PN100) der Open Grid Europe und CEL (DN 500, PN 60) vor (siehe Abb. 5.3).

Einhaltung der Emissionsgrenzen 13. BImSchV und TA-Luft

Im Juli 2004 ist die Verordnung über Großfeuerungs- und Gasturbinenanlagen (13. BImSchV) 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 vom 24. Juli 2002 Anwendung, die am 1. Oktober 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:

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

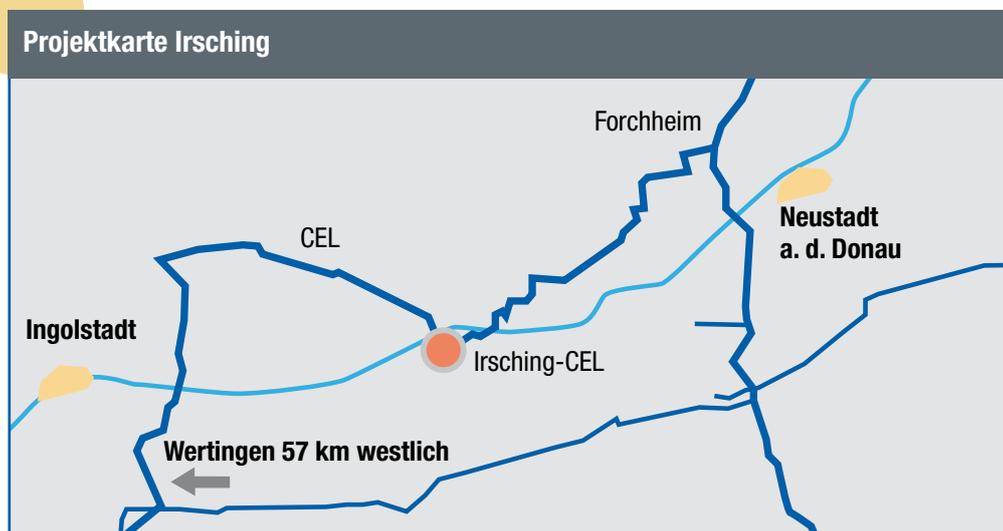
* bei einer Feuerungswärmeleistung > 100 MW: 50 mg /Nm³ NO_x.

Die Kooperationspartner betreiben Anlagen, welche die Anforderungen der 13. BImSchV bzw. TA-Luft derzeit noch nicht erfüllen. Es besteht daher Nachrüstpflicht für diese Altanlagen bis spätestens 1. Oktober 2015 bzw. nach TA-Luft bis Juli 2012. Von der Nachrüstpflicht sind Gasturbinen mit einer NO_x-Emission von weniger als 20 Tonnen pro Jahr ausgenommen.

Zur Einhaltung der neuen Emissionsgrenzen sind in Abhängigkeit des jeweiligen Gasturbinentyps verschiedene technische Maßnahmen möglich. Diese Maßnahmen umfassen die Nachrüstung einzelner Komponenten, den Umbau des Verbrennungssystems oder den kompletten Austausch des Antriebs.

Die im Einzelnen geplanten Maßnahmen mit der Zielsetzung, die durch diese Anlagen bewirkten Transportkapazitäten im Wesentlichen zu erhalten, sind in der nachfolgenden Tabelle genannt:

Abb. 5.3



Eigentümer	Anlage	Maßnahme
OGE	Emsbüren Maschineneinheit 2	Umbau auf LE Verbrennungssystem
OGE	Emsbüren Maschineneinheit 3	Austausch Gasturbine
OGE	Gernsheim Maschineneinheit 1	Austausch Kernturbine gegen LE-Version
OGE	Gernsheim Maschineneinheit 2	Austausch Kernturbine gegen LE-Version
OGE	Gernsheim Maschineneinheit 3	Austausch Kernturbine gegen LE-Version
OGE	Krummhörn Maschineneinheit 3	Einsatz EKOL-Flammrohr
OGE	Waidhaus Maschineneinheit 2	Umbau auf LE Verbrennungssystem
OGE	Waidhaus Maschineneinheit 3	Umbau auf LE Verbrennungssystem
OGE	Werne Maschineneinheit 5	Umbau auf LE Verbrennungssystem und Rekuperator
OGE	Werne Maschineneinheit 6	Umbau auf LE Verbrennungssystem und Rekuperator
OGE	Werne Maschineneinheit 7	Einsatz Kohlenmonoxid-Katalysator
OGE	Werne Maschineneinheit 8	Einsatz Kohlenmonoxid-Katalysator
TENP	Stolberg Maschineneinheit 1	Austausch Gasturbine
TENP	Stolberg Maschineneinheit 2	Umbau auf LE Verbrennungssystem
TENP	Mittelbrunn Maschineneinheit 1	Umbau auf LE Verbrennungssystem und Rekuperator
TENP	Mittelbrunn Maschineneinheit 2	Umbau auf LE Verbrennungssystem und Rekuperator
TENP	Mittelbrunn Maschineneinheit 3	Austausch Gasturbine
TENP	Schwarzach Maschineneinheit 2	Austausch Gasturbine
TENP	Schwarzach Maschineneinheit 3	Umbau auf LE Verbrennungssystem
TENP	Hügelheim Maschineneinheit 1	Umbau auf LE Verbrennungssystem
TENP	Hügelheim Maschineneinheit 2	Umbau auf LE Verbrennungssystem
MEGAL	Mittelbrunn Maschineneinheit 1	Umbau auf LE Verbrennungssystem
MEGAL	Mittelbrunn Maschineneinheit 2	Umbau auf LE Verbrennungssystem
MEGAL	Mittelbrunn Maschineneinheit 3	Umbau auf LE Verbrennungssystem
MEGAL	Wildenranna Maschineneinheit 1	Austausch der Verdichteranlage
MEGAL	Wildenranna Maschineneinheit 2	Austausch der Verdichteranlage
MEGAL	Waidhaus Maschineneinheit 1	Austausch des Maschinenstrangs
MEGAL	Waidhaus Maschineneinheit 2	Austausch des Maschinenstrangs
MEGAL	Waidhaus Maschineneinheit 3	Austausch des Maschinenstrangs
MEGAL	Waidhaus Maschineneinheit 5	Austausch des Maschinenstrangs
METG	Porz Maschineneinheit 3	Umbau auf LE Verbrennungssystem
METG	Porz Maschineneinheit 5	Austausch des Maschinenstrangs
METG	Porz Maschineneinheit 6	Austausch des Maschinenstrangs
METG	Scheidt Maschineneinheit 1	Austausch des Maschinenstrangs
METG	Scheidt Maschineneinheit 4	Umbau auf LE Verbrennungssystem
NETG	Elten Maschineneinheit 4	Umbau auf LE Verbrennungssystem
NETG	Elten Maschineneinheit 1	Austausch des Maschinenstrangs

5.2. Kapazitätsentwicklung unter Berücksichtigung der beschlossenen Projekte

Die unter Einbeziehung der in Kapitel 5.1 beschriebenen beschlossenen Projekte abgeschätzte Entwicklung der Kapazitäten an den Ein- und Ausspeisepunkten des Marktgebiets in den nächsten zehn Jahren sind in den folgenden Tabellen dargestellt.

Die in den Tabellen aufgeführten Kapazitätswerte wurden am 1. Januar 2011 bzw. für OGE am 1. Februar 2011 ermittelt und haben die Einheit Mio. kWh/Tag (bezogen auf 24 Stunden) und gelten für den 1. Januar des in der jeweiligen Spaltenüberschrift angegebenen Kalenderjahres. Sie enthalten die Summe der entsprechend der GasNZV definierten festen frei und beschränkt zuordenbaren Kapazitäten.

Es sei insbesondere darauf hingewiesen, dass die Angaben nicht verbindlich sind und u. a. auf der Annahme der termingerechten Umsetzung der in Kapitel 5.1 dargestellten beschlossenen Projekte und unter dem Vorbehalt der ausreichenden Verfügbarkeit von Lastflusszusagen sowie deren Anerkennung durch die BNetzA stehen. Insbesondere zu den Angaben der Open Grid Europe war bereits zum Zeitpunkt der Drucklegung erkennbar, dass einige Kapazitäten aufgrund der zwischenzeitlich aufgetretenen Nicht-Verfügbarkeit von LFZ reduziert werden müssen.

Tab. 5.1: Entwicklung der Einspeisekapazitäten an Grenzübergangspunkten

	Einspeisekapazitäten an Grenzübergangspunkten (Mio. kWh/Tag)									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
AT-DE Burghausen/Überacker (bayernets)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
AT-DE Kiefersfelden (bayernets) *	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AT-DE Oberkappel (OGE)	13	13	25	25	25	25	25	25	25	25
AT-DE Oberkappel (GRTgaz D)	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133
BE-DE Eynatten/Raeren (OGE)	96	94	142	148	148	148	148	148	148	148
BE-DE Eynatten/Raeren (Eni D)	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
BE-DE Eynatten/Lichtenbusch (TG)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CZ-DE Waidhaus (OGE)	571	571	571	571	571	571	571	571	571	571
CZ-DE Waidhaus (GRTgaz D)	458	458	458	458	458	458	458	458	458	458
DK-DE Eilund (OGE)	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
NL-DE Bocholtz (OGE)	42	69	119	119	119	119	119	119	119	119
NL-DE Bocholtz (Eni D)	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371
NL-DE Bocholtz-Vetschau (TG)	15	15	15	15	15	13	13	13	13	13
NL-DE Bunde/Oude Stanzijl (H, OGE)	109	75	75	75	75	75	75	75	75	75
NL-DE Elten/Zevenaar (OGE)	110	270	263	263	263	263	263	263	263	263
NL-DE Haanrade (TG)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
NL-DE Vreden/Winterswijk (OGE)	301	311	311	311	311	311	311	311	311	311
NL-DE Zevenaar (TG)	224	224	224	224	224	224	224	224	224	224
NO-DE Dornum (OGE)	474	474	481	481	481	481	481	481	481	481
NO-DE Emden EPT1 (OGE)	220	220	242	242	242	242	242	242	242	242
NO-DE Emden NPT (OGE)	79	75	75	75	75	75	75	75	75	75
NO-DE Emden EPT1 und Emden NPT (TG)	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74

* Strömungsmechanisch kein Fluss möglich, es werden Gegenstromkapazitäten (unterbrechbar) vermarktet.

Tab. 5.2: Entwicklung der Ausspeisekapazitäten an Grenzübergangspunkten

	Ausspeisekapazitäten an Grenzübergangspunkten (Mio. kWh/Tag)									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
DE-AT Burghausen/Überackern (bayernets) *	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DE-AT Kiefersfelden (bayernets)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
DE-AT RC Lindau/Leiblach (GVSN)	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
DE-AT Oberkappel (GRTgaz D)	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
DE-AT Oberkappel (OGE)	73	94	186	186	186	186	186	186	186	186
DE-BE Eynatten/Raeren (OGE)	237	282	260	260	260	260	260	260	260	260
DE-BE Eynatten/Raeren (Eni D)	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82
DE-CH RC Basel (GVSN)	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
DE-CH Tayngen-Fallentor (GVSN)	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
DE-CH Wallbach (OGE)	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218
DE-CH Wallbach (ENI D)	371	371	371	371	371	371	371	371	371	371
DE-DK Ellund (OGE)	0	17	17	0	0	0	0	0	0	0
DE-FR Medelsheim/Obergailbach (OGE)	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118
DE-FR Medelsheim/Obergailbach (GRTgaz D)	543	543	543	543	543	543	543	543	543	543
DE-LU Remich (OGE)	28	27	27	27	27	27	27	27	27	27
DE-NL Bunde/Oude Statenzijl (H, OGE)	218	211	211	211	211	211	211	211	211	211
DE-NL Elten/Zevenaar (OGE)	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1

* Strömungsmechanisch kein Fluss möglich, es werden Gegenstromkapazitäten (unterbrechbar) vermarktet.

Tab. 5.3: Entwicklung der Einspeisekapazitäten aus anderen Marktgebieten

	Einspeisekapazitäten aus anderen Marktgebieten (Mio. kWh/Tag)									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ahlten (L-Gas, OGE von EGMT)	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Broichweiden Süd (H-Gas, TG von WGT)	11	11	11	11	11	13	13	13	13	
Bunder Tief (H-Gas, OGE von GuD)	34	39	39	39	39	39	39	39	39	39
Drohne (L-Gas, OGE von GuD)	65	54	54	54	54	54	54	54	54	54
Emsbüren (H-Gas, TG von GuD)	27	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Emsbüren (L-Gas, OGE von GuD)	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78
Quarnstedt (H-Gas, OGE von GuD)	0	17	17	0	0	0	0	0	0	0
Kienbaum (H-Gas, OGE von WGT)	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67
Lampertheim I (H-Gas, OGE von WGT)	37	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Lampertheim IV (H-Gas, GVSN von WGT)	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Nordlohne (L-Gas, OGE von GuD)	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Steinbrink (L-Gas, OGE von EGMT)	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
Steinitz (H-Gas, OGE von Ontras)	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67
Wardenburg (H-Gas, OGE von GuD und Statoil Dtschld. Transport)	6	6	0	0	0	0	0	0	0	0

EGMT: ERDGAS MÜNSTER Transport GmbH & Co. KG, GuD: Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, Ontras: ONTRAS - VNG Gastransport GmbH, Statoil Dtschld. Transport: Statoil Deutschland Transport GmbH, WGT: WINGAS TRANSPORT GmbH

5.4 Entwicklung der Ausspeisekapazitäten zu anderen Marktgebieten

	Ausspeisekapazitäten zu anderen Marktgebieten (Mio. kWh/Tag)									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Bunder Tief (H-Gas, OGE an GuD)	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Etzel (H-Gas, OGE an Statoil Dtschld. Transport)	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129
Lemförde (L-Gas, OGE an EGMT)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Reckrod I (H-Gas, OGE an WGT)	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Steinitz (H-Gas, OGE an Ontras)	25	34	34	34	34	34	34	34	34	34
Wardenburg (H-Gas, OGE an GuD und Statoil Dtschld. Transport)	0	24	24	24	24	24	24	24	24	24

EGMT: ERDGAS MÜNSTER Transport GmbH & Co. KG, GuD: Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, Ontras: ONTRAS - VNG Gastransport GmbH, Statoil Dtschld. Transport: Statoil Deutschland Transport GmbH, WGT: WINGAS TRANSPORT GmbH

Tab. 5.5: Entwicklung der Einspeisekapazitäten von Speichern (in Klammern der Fernleitungsnetzbetreiber der Einspeisestelle)

	Einspeisekapazitäten von Speichern (Mio. kWh/Tag)									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Bierwang (OGE)	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205
Breitbrunn (OGE)	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
Emlichheim – Kalle – 1 (TG)	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126
Epe H (OGE)	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72
Epe KGE/EGS (TG)	0	147	147	147	147	147	147	147	147	147
Epe L (OGE)	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98
Epe – I (TG)	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206
Epe – III (TG)	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Eschenfelden (OGE)	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Epe KGE/EGS (TG)	0	147	147	147	147	147	147	147	147	147
Etzel (OGE)	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192
Fronhofen (GVSN)	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Grounau-Epe L2 (OGE)	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Nüttermoor (OGE)	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71
Sandhausen (GVSN)	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Wolfersberg (bayernets) *	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Xanten – I (TG)	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71

* Wird nur im Zeitraum von Oktober bis einschließlich März als feste Kapazität angeboten, in den restlichen Monaten nur unterbrechbare Kapazität möglich.

**Tab. 5.6: Entwicklung der Ausspeisekapazitäten zu Speichern
(in Klammern der Fernleitungsnetzbetreiber der Ausspeisestelle)**

	Ausspeisekapazitäten zu Speichern (Mio. kWh/Tag)									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Bierwang (OGE)	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
Breitbrunn (OGE)	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67
Epe – II (TG)	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
Epe H (OGE)	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113
Epe L (OGE)	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
Eschenfelden (OGE)	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Etzel (OGE)	57	77	77	77	77	77	77	77	77	77
Friedeburg-Etzel (OGE)	0	21	21	21	21	21	21	21	21	21
Fronhofen (GVSN)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Grounau-Epe H1 (OGE)	37	72	72	70	70	70	70	70	70	70
Grounau-Epe L1 (OGE)	0	0	49	49	49	49	49	49	49	49
Hähnlein (OGE)	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Krummhörn (OGE)	27	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Nüttermoor (OGE)	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
Sandhausen (GVSN)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Stockstadt (OGE)	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Wolfersberg (bayernets) *	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Xanten – 2 (TG)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25

* Wird nur im Zeitraum von April bis einschließlich September als feste Kapazität angeboten, in den restlichen Monaten nur unterbrechbare Kapazität möglich.

6

● Zusammenfassung und Ausblick

Mit diesem Dokument erfüllen die Kooperationspartner erstmalig ihre Verpflichtung zur marktgebietsweiten Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs entsprechend § 17 GasNZV. Diese wird in Kapitel 4 nach einer Übersicht über die Entwicklung des europäischen Gasmarkts in Kapitel 2 und einer Vorstellung des NCG-Marktgebiets in Kapitel 3 dargestellt und ergab insbesondere:

- Auf Jahresbasis eine stagnierende und mittelfristig eher sinkende Gasnachfrage in Deutschland, die von einer deutlichen Änderung der Abnahmestruktur gekennzeichnet ist. Es wird erwartet, dass eine mittelfristige Reduktion der jährlichen Gasabnahme im Privathaushalts- und GHD-Bereich durch einen Anstieg des Leistungsbedarfs von Gaskraftwerken und Gas-KWK-Anlagen regional bzw. lokal zu einer Erhöhung der Abnahmeleistung führt.
- Langfristig kann der Erhalt bzw. die Erhöhung von festen freizuordnenden Kapazitäten auf dem aktuell hohen Qualitätsniveau nur durch Investitionen in das Leitungsnetz erreicht werden.
- Aus dem aktuellen europäischen ENTSOE-Netzentwicklungsplan ergeben sich – bis auf die bereits in Diskussion befindliche Einrichtung von Gegenstromkapazitäten („Reverse Flow“) an der deutsch-dänischen Grenze – keine weiteren Erkenntnisse für das NCG-Marktgebiet.
- Einige Kooperationspartner haben erste Reservierungsanfragen nach § 38 GasNZV erhalten, ohne dass zurzeit hieraus generelle Erkenntnisse abgeleitet werden können.

Insgesamt sind eine Reihe von Anforderungen an den Transportnetzausbau sowohl auf nationaler als auch auf internationaler Ebene zu erkennen. Hierzu gehören insbesondere:

- Anschluss von Biogaserzeugungsanlagen
- Anschluss von Gasspeichern
- Anschluss von Gas-Kraftwerken
- Anschluss von Haushalten (über regionale und örtliche Verteilnetze)
- Anschluss von Industrie-Anlagen (direkt oder über regionale und örtliche Verteilnetze)
- Umstellung von L- auf H-Gas aufgrund der abnehmenden Verfügbarkeit von L-Gas
- Weiterentwicklung der Grenzübergangskapazitäten
- Gegenstromkapazitäten (Reverse Flow)
- Zusammenlegung von Marktgebieten (national und international)

Wie diese unterschiedlichen Szenarien und Anforderungen zu bewerten sind, wird im Rahmen des zu entwickelnden deutschen Netzentwicklungsplans zu konsultieren sein. In diesem Konsultationsprozess ist ein politischer und gesellschaftlicher Konsens zu finden, welche Investitionen als volkswirtschaftlich angemessen anzusehen sind.

Darüber hinaus appellieren die Kooperationspartner an den Gesetzgeber und die BNetzA, angemessene Anreize für die erforderlichen Investitionen in das Ferngastransportnetz zu geben.

Quellenverzeichnis

13. BimSchV

Verordnung über Großfeuerungs- und Gasturbinenanlagen, Juli 2004

ARegV

Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV) vom 29. Oktober 2007, BGBl. 2007 Teil I Nr. 55 S. 2529ff

BMWi 2006

BMWi: Arbeitsgruppe Energierohstoffe, Abteilung III - Kurzbericht, Verfügbarkeit und Versorgung mit Energierohstoffen 2006

BMWi 2010

Eckpunkte zur EnWG-Novelle 2011, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 27.10.2010

BP 2008

BP Statistical Review of World Energy 2008, London
June 2008

BP 2010

BP Statistical Review of World Energy 2010, London
June 2010

BW 2002

Landesentwicklungsplan 2002, Landesregierung Baden-Württemberg, Stuttgart

BW 2020

Energiekonzept Baden-Württemberg 2020, Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg, Stuttgart

ENTSOG 2009

ENTSOG European Ten Year Network Development Plan 2010-2019, 23 December 2009, Ref. 09ENTSOG-02

ENTSOG 2011

ENTSOG European Ten Year Network Development Plan 2011-2020

EnWG

Erstes Gesetz zur Änderung des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 20. Mai 2003, BGBl. 2003 Teil I Nr. 20 S. 686ff; geändert durch das zweite Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 7. Juli 2005, BGBl. 2005 Teil I Nr. 42 S. 197ff

EREGEG 2007

EREGEG Guidelines for Good Practice on Open Season Procedures (GGPOS), Ref. C06-GWG-29-05c, 21 May 2007

EREGEG 2009

EREGEG recommendations on the 10-year network development plan, Evaluation of Responses, 11 November 2009, Ref: E09-GNM-10-08

EREGEG 2010a

10-year network development plan for gas, Final EREGEG Recommendations, 13 July 2010, Ref: E10-GIF-01-03

EREGEG 2010b

EREGEG evaluation of the European Ten Year Network Development Plan 2010-2019 published by ENTSOG, 11 November 2010, Ref: E10-GIF-01-04

EU-Richtlinie 98/30

Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Juni 1998 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt

EU-Richtlinie 2003/55

Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG

EU-Richtlinie 2009/73

Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG

EU-Verordnung 713/2009

Verordnung (EG) Nr. 713/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden

EU-Verordnung 715/2009

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

EU-Verordnung 994/2010

Verordnung (EU) Nr. 994/2010 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Oktober 2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates

EU-Verordnung 1775/2005

Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 28. September 2005 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen

GasNEV

Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung - GasNEV) vom 25. Juli 2005, BGBl. 2005 Teil I Nr. 46 S. 2197ff

GasNZV

Verordnung zur Neufassung und Änderung von Vorschriften auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bergrechts vom 3. September 2010, BGBl. 2010 Teil I Nr. 47 S. 1261ff

GTE+ 2008

GTE+ European Capacity Development Report 2008, 28 Nov 2008, Ref: 08GTE+298

GTE+ 2009

GTE+ Demand Scenarios vs. Capacity report, 31 July 2009, Ref: 09GTE+144

KOM (2010) 677

Energieinfrastrukturprioritäten bis 2020 und danach – ein Konzept für ein integriertes europäisches Energienetz, Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, 17.11.2010

KoV III

Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen (Änderungsfassung vom 29.07.2008)

Krewitt et al 2004

Krewitt, Pehnt, Fishedick, Temming, Brennstoffzellen in der Kraft-Wärme-Kopplung – Ökobilanzen, Szenarien, Marktpotenziale, Erich Schmidt Verlag, Berlin 2004

Prognos 2010

Prognos/EWI/GWS; Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung – Studie im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2010

Sieverding 2010

Sieverding, M.: Biogaseinspeiseprojekte bei RWE. In: GWF Gas Erdgas. 151. Jg., 2010, Nr. 11

TA-Luft

Technische Anweisung Luft vom 24. Juli 2002



