



Az. 8615-NEP Gas 2013 – Änderungsverlangen

Entscheidung

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Änderung des Netzentwicklungsplans Gas 2013 gem. § 15a Abs. 3 Satz 5 EnWG

gegenüber der

1. bayernets GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,
Poccistraße 7, 80336 München

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 1) -

2. Fluxys TENP GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,
Elisabethstrasse 11, 40217 Düsseldorf

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 2) -

3. Fluxys Deutschland GmbH, vertreten die Geschäftsführung,
Elisabethstrasse 11, 40217 Düsseldorf

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 3) -

4. GASCADE Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,
Kölnische Straße 108-112, 34119 Kassel

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 4) -

5. Gastransport Nord GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,
An der Großen Wisch 9, 26133 Oldenburg (Oldb.)

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 5) -

6. Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,
Pelikanplatz 5, 30177 Hannover
- Fernleitungsnetzbetreiber zu 6) -
7. Gasunie Ostseeanbindungsleitung GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,
Pelikanplatz 5, 30177 Hannover
- Fernleitungsnetzbetreiber zu 7) -
8. GRTgaz Deutschland GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,
Zimmerstraße 56, 10117 Berlin
- Fernleitungsnetzbetreiber zu 8) –
9. jordgasTransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,
Promenade Am Alten Binnenhafen 6, 26721 Emden
- Fernleitungsnetzbetreiber zu 9) –
10. Lubmin-Brandov Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,
Norbertstraße 85, 45131 Essen
- Fernleitungsnetzbetreiber zu 10) –
11. NEL Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,
Kölnische Straße 108-112, 34119 Kassel
- Fernleitungsnetzbetreiber zu 11) -
12. Nowega GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,
Nevinghoff 20, 48147 Münster
- Fernleitungsnetzbetreiber zu 12) -
13. ONTRAS Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,
Maximilianallee 4, 04129 Leipzig
- Fernleitungsnetzbetreiber zu 13) –
14. OPAL Gastransport GmbH & Co. KG, vertreten durch die Geschäftsführung,
Emmerichstraße 11, 34119 Kassel
- Fernleitungsnetzbetreiber zu 14) -

15. Open Grid Europe GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,
Kallenbergstraße 5, 45141 Essen

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 15) -

16. terranets bw GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,
Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 16) -

17. Thyssengas GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,
Kampstraße 49, 44137 Dortmund

- Fernleitungsnetzbetreiber zu 17) -

im Folgenden: die Fernleitungsnetzbetreiber, sowie der

18. E.ON Gas Storage GmbH, Ruhrallee 80, 45136 Essen, vertreten durch die
Geschäftsführung,

- Beigeladene zu 1) -

19. astora GmbH & Co. KG, Kleine Rosenstraße 1, 34117 Kassel, vertreten durch die
Geschäftsführung

- Beigeladene zu 2) -

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen,
Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Jochen Homann,

am 18.12.2013

gem. § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG wie folgt entschieden:

I. Der von den Fernleitungsnetzbetreibern am 01.04.2013 vorgelegte Netzentwicklungsplan
Gas 2013 ist gem. § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG wie folgt abzuändern:

1. Die – aus der Modellierungsvariante IIc resultierenden – Maßnahmen sind entsprechend den Parametern aus dem verbindlichen Netzentwicklungsplan Gas 2012 nach folgenden Maßgaben abzuändern und von den jeweiligen Beteiligten in der Planung und Umsetzung weiterzuführen:

- a. Die Maßnahme der Beteiligten zu 15. Leitung Schwandorf-Arresting (ID-Nr. 024-02) ist in der Planung und Umsetzung auf einen Durchmesser von 1.000 mm (anstatt 900 mm) abzuändern.
- b. Die Maßnahme der Beteiligten zu 15. Leitung Arresting-Finsing (ID-Nr. 028-02) ist in der Planung und Umsetzung auf einen Durchmesser von 1.000 mm (anstatt 900 mm) abzuändern.
- c. Die Maßnahme der Beteiligten zu 15. und der Beteiligten zu 17. Leitung Epe-Werne (ID-Nr. 045-04) ist in der Planung und Umsetzung auf eine Leitungslänge von 69 km (anstatt 15 km) und auf einen Durchmesser von 1.200 mm (anstatt 1.100 mm) abzuändern. Eine eindeutige Aufteilung zur Durchführung und Projektverantwortlichkeit ist bei der Umsetzung des Änderungsverlangens aufzunehmen.
- d. Die Maßnahme der Beteiligten zu 15. Verdichterstation (VDS) Lauterbach (Neubau) (ID-Nr. 049-04) ist in der Planung und Umsetzung auf eine Verdichterleistung von 102 MW (anstatt $(2+1)*11$ MW) abzuändern.

2. Folgende Maßnahmen aus dem verbindlichen Netzentwicklungsplan 2012 sind erneut in den verbindlichen Netzentwicklungsplan 2013 aufzunehmen sowie in der Planung und Umsetzung von den jeweiligen Beteiligten weiterzuführen:

- a. Die Maßnahme der Beteiligten zu 1. und der Beteiligten zu 15. Verdichterstation (VDS) Amerdingen (Neubau) (ID-Nr. 036-01) ist mit einer Verdichterleistung von 30 MW und dem geplanten Inbetriebnahmejahr 2022 aufzunehmen.
- b. Die Maßnahme der Beteiligten zu 15. Verdichterstation (VDS) Stolberg (ID-Nr. 042-01) ist mit einer Verdichterleistung von 11 MW und dem geplanten Inbetriebnahmedatum 01.10.17 aufzunehmen.

- c. Die Maßnahme der Beteiligten zu 15. und der Beteiligten zu 2. Verdichterstation (VDS) Stolberg (ID-Nr. 043-01) ist mit einer Verdichterleistung von 55 MW und dem geplanten Inbetriebnahmejahr 2022 aufzunehmen.
- d. Die Maßnahme der Beteiligten zu 15. und der Beteiligten zu 2. Verdichterstation (VDS) Mittelbrunn (ID-Nr. 056-01) ist mit einer Verdichterleistung von 10 MW und dem geplanten Inbetriebnahmejahr 2022 aufzunehmen.
- e. Die Maßnahme der Beteiligten zu 4. Netzkoppelpunkt Drohne (ID-Nr. 083-01) ist mit einer Leitungslänge von 26 km, einem Durchmesser von 600 mm, in der Druckstufe 90 bar und einer Verdichterleistung von 5 MW mit dem geplanten Inbetriebnahmedatum bis 31.12.2017 erneut aufzunehmen.

3. Die Maßnahme Anbindung Ahlten 3 ist in den Netzentwicklungsplan 2013 aufzunehmen. Bei dieser Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer Verbindungsleitung mit einer Leitungslänge von 400 m, einem Durchmesser von 500 mm, in der Druckstufe 64 bar zwischen der Avacon HDN Station Ahlten 3 und dem Nowega Fernleitungsnetz. Die geplante Inbetriebnahme ist für den 01.10.2014 vorgesehen. Das durchführende Unternehmen ist die Beteiligte zu 12.

4. Nicht bestätigungsfähige Maßnahmen

- a. Derzeit nicht bestätigungsfähig sind die Maßnahmen der Beteiligten zu 15. „Verbindung der L-Gas und H-Gas Netze der OGE“ (ID-Nr. 107-01) und „Maßnahmen in der Region Düsseldorf/ Neuss wegen L-/H-Gas Umstellung“ (ID-Nr. 108-01), soweit hierin ein bloßes Konzept ohne nähere Spezifizierung eventueller Standorte oder der technischen Parameter der zu errichtenden oder zu erweiternden Netzinfrastrukturen vorliegt.
- b. Derzeit nicht bestätigungsfähig ist die Maßnahme der Beteiligten zu 6. „Erarbeitung eines Konzepts zur Umstellung von Netzbereichen von einer Versorgung mit L-Gas auf H-Gas“ (ID-Nr. 013-02), soweit hierin eine Doppelung zu bereits im Netzentwicklungsplan enthaltenen Maßnahmen ID-Nr. 119-01, 121-01, 124-01 vorliegt.

5. Dem Netzentwicklungsplan ist nach obigen Abänderungen eine vollständige Auflistung der verbindlichen Maßnahmen entsprechend der im **Anhang 1** aufgeführten Vorlage anzufügen. Die Kostenschätzungen für die abzuändernden Maßnahmen sowie für die bestätigten

Maßnahmen ID-Nr. 119-01, 121-01, 124-01 sind anzupassen und die geplanten Umsetzungsmaßnahmen bis zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme zu aktualisieren.

II. Im Übrigen wird von Änderungen des Netzentwicklungsplans Gas 2013 abgesehen.

Zur besseren Übersicht wird der Entscheidung eine Gliederung vorangestellt.

Gliederung:

I. Sachverhalt	9
1. Gegenstand des Verfahrens	9
2. Bisheriger Verfahrensablauf.....	9
2.1. Konsultation und Bestätigung des Szenariorahmens.....	9
2.2. Konsultation des Entwurfs des Netzentwicklungsplans durch die Fernleitungsnetzbetreiber und Vorlage	10
2.3. Inhalt der Szenarien und Modellierungsvarianten im Netzentwicklungsplan 2013.....	11
2.4. Konsultation durch die Bundesnetzagentur.....	14
2.5. Ergebnis der Konsultation und Dialogveranstaltungen/Workshop der Bundesnetzagentur	16
2.5.1. Wesentliche Ergebnisse aus der Konsultation	16
2.5.2. Wesentliche Ergebnisse aus den Dialogveranstaltungen und dem Workshop zum Netzentwicklungsplan.....	20
2.6. Gelegenheit zur Stellungnahme für die Fernleitungsnetzbetreiber	21
2.7. Veröffentlichung des Konsultationsergebnisses durch die Bundesnetzagentur.....	21
II. Entscheidungsgründe.....	22
1. Zuständigkeit.....	22
2. Verfahren und Adressaten der Entscheidung	22
3. Rechtsgrundlage des Änderungsverlangens	22
3.1. Einhaltung der verfahrensmäßigen Anforderungen an den Netzentwicklungsplan.....	22
3.2. Berücksichtigung des gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans	23
3.3. Änderungen der Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2013	23
3.3.1. Genehmigungsfähigkeit der Maßnahmen gemäß Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber (Modellierungsvariante IIc)	24
3.3.1.1. Betrachtung des Szenarios II gemäß Bestätigung des Szenariorahmens	25
3.3.1.2. Auswahl der Modellierungsvariante IIc durch die Fernleitungsnetzbetreiber	27
3.3.1.3. Zwischenergebnis.....	34
3.3.2. Anpassungen der Modellierungsparameter.....	34
3.3.2.1. Kapazitätsbedarf der Gaskraftwerke – Zuordnung zu liquiden Handelsmärkten	34
3.3.2.2. Kapazitätsbedarf der Speicher - Anpassungsbedarf der Temperaturgrenzen und Betrachtung ohne einen unterbrechbaren Anteil.....	37
3.3.2.3. Absehen von einer Nachmodellierung.....	38

3.3.3. Abänderung der Maßnahmen der Variante IIc im Einzelnen.....	43
3.3.3.1. Maßnahme Leitung Schwandorf-Arresting – ID-Nr. 024-02	44
3.3.3.2. Maßnahme Leitung Arresting-Finsing – ID-Nr. 028-02.....	45
3.3.3.3. Maßnahme Leitung Epe-Werne – ID-Nr. 045-04.....	47
3.3.3.4. Maßnahme Verdichterstation Lauterbach (Neubau) – ID-Nr. 049-04.....	49
3.3.4. Fortführung von Maßnahmen aus dem verbindlichen Netzentwicklungsplan 2012	50
3.3.4.1. Maßnahme Verdichterstation Amerdingen (Neubau) – ID-Nr. 036-01	50
3.3.4.2. Maßnahme Verdichterstation Stolberg – ID-Nr. 042-01	52
3.3.4.3. Maßnahme Verdichterstation Stolberg Ausbau – ID-Nr. 043-01	55
3.3.4.4. Maßnahme Verdichterstation Mittelbrunn – ID-Nr. 056-01	58
3.3.4.5. Maßnahme Netzkoppelung Drohne – ID-Nr. 083-01	61
3.3.5. Maßnahmen zur L-H-Gas-Umstellung.....	63
3.3.5.1. Umstellungsprozess	63
3.3.5.2. Bestätigungsfähige Maßnahmen der L-H-Gas-Umstellung	65
3.3.5.3. Informativische, nicht bestätigungsfähige Maßnahmen.....	66
3.3.6. Aufnahme zusätzlicher Maßnahmen nach Vorlage des Entwurfs des Netzentwicklungsplans	68
3.4. Absehen von weiteren Änderungen in Bezug auf Transparenzanforderungen.....	70
3.5. Umsetzungsverpflichtung des Änderungsverlangens	75
III. Rechtsmittelbelehrung.....	76
Anhang 1: Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2013.....	77

Gründe

I. Sachverhalt

1. Gegenstand des Verfahrens

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft den Netzentwicklungsplan Gas 2013 der Fernleitungsnetzbetreiber, den diese zum 01.04.2013 gemeinsam erarbeitet und der Bundesnetzagentur zur Prüfung vorgelegt haben. Mit der Aufstellung des Netzentwicklungsplans Gas wird das Ziel verfolgt, den künftigen Transportbedarf nach Erdgas zu ermitteln und Maßnahmen zu identifizieren, die zur Erfüllung dieses Transportbedarfs sowie zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.

Gemäß § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG hat der Netzentwicklungsplan alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu enthalten, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Der Plan basiert auf dem von der Bundesnetzagentur gem. § 15a Abs. 1 S. 7 EnWG am 18.10.2012 bestätigten Szenariorahmen.

Nach § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG kann die Bundesnetzagentur innerhalb von drei Monaten nach Veröffentlichung des Konsultationsergebnisses Änderungen verlangen. Dem dient die vorliegende Entscheidung.

2. Bisheriger Verfahrensablauf

2.1. Konsultation und Bestätigung des Szenariorahmens

Am 10.08.2012 veröffentlichten die Fernleitungsnetzbetreiber das Konsultationspapier „Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2013 der Fernleitungsnetzbetreiber“ auf der Internetseite <http://www.netzentwicklungsplan-gas.de>. Bis zum 31.08.2012 hatten Marktteilnehmer und Öffentlichkeit die Möglichkeit, eine Stellungnahme zu den im Szenariorahmen getroffenen Annahmen abzugeben. Insgesamt gingen 28 Stellungnahmen ein, die auch auf der Internetseite der Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlicht wurden.

Unter Berücksichtigung der Stellungnahmen aus der Konsultation und aus dem Informationsaustausch zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und den Übertragungsnetzbetreibern zur Verwendung der Kraftwerksliste¹ auf einheitlicher Datengrundlage erfolgte eine Überarbeitung des Entwurfs des Szenariorahmens durch die

¹ Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, siehe <http://www.bundesnetzagentur.de/kraftwerksliste>.

Fernleitungsnetzbetreiber. Die überarbeitete Fassung wurde der Bundesnetzagentur am 01.10.2012 vorgelegt.

Die Bundesnetzagentur hat den Szenariorahmen am 18.10.2012 gemäß § 15a Abs. 2 S. 7 EnWG unter weitgehender Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse bestätigt.²

2.2. Konsultation des Entwurfs des Netzentwicklungsplans durch die Fernleitungsnetzbetreiber und Vorlage

Auf der Grundlage des bestätigten Szenariorahmens haben die Fernleitungsnetzbetreiber einen ersten, noch unvollständigen Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2013 erarbeitet und am 18.02.2013 erstmalig veröffentlicht. Dieser Entwurf wurde in der Zeit vom 18.02. bis zum 08.03.2013 durch die Fernleitungsnetzbetreiber konsultiert. Insgesamt gingen hierzu 47 Stellungnahmen ein.

Die Konsultationsteilnehmer haben folgende Kritik vorgetragen:

- Forderung nach deutlicher Hervorhebung und Begründung der Veränderungen zum vorherigen Netzentwicklungsplan Gas.
- Der seitens der Fernleitungsnetzbetreiber pauschal prognostizierte Rückgang des Kapazitätsbedarfs in nachgelagerten Netzen.
- Das Fehlen von Details zu dem temperaturabhängigen Kapazitätsprodukt für Speicher (TaK) und dem dynamisch zuordenbaren Kapazitätsprodukt für neue Gaskraftwerke (DZK), insbesondere die Kosten-Nutzen-Analysen zu diesen Produkten und zu den kapazitätsreduzierenden Maßnahmen in den Verteilernetzen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben vor dem Hintergrund der Stellungnahmen verschiedene Anpassungen des Plans vorgenommen. Insbesondere wurde eine tabellarische Übersicht der Stellungnahmen zum Konsultationsdokument aufgenommen und dargestellt, wie die Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung berücksichtigt wurden (Kapitel 11 des Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2013). Ferner wurden die geforderte Kosten-Nutzen-Analyse zu den Kapazitätsprodukten TaK und DZK für Kraftwerke beigefügt und weitere Modellierungsergebnisse vorgelegt. Diese waren zum Zeitpunkt der Konsultation noch nicht vollständig. Zudem wurden die aus der Variante IIc 23 resultierenden Maßnahmen von den Fernleitungsnetzbetreibern als Netzentwicklungsplan 2013 vorschlagen. Detailüberlegungen

² Szenariorahmen Netzentwicklungsplan Gas 2013: Entscheidung in dem Verwaltungsverfahren, 18.10.2012, http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP_Gas2013/Szenariorahmen%20Gas-2013/SzenariorahmenGas2013-node.html.

zum Speicherprodukt wurden ergänzend dargelegt und die Projekttabellen und Tabellen mit Informationen zu den in die Modellierung eingegangenen Kapazitäten an Grenzübergangs- und Marktgebietsübergangspunkten, Netzkopplungspunkten zu direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossenen neuen Gaskraftwerken und Speichern sowie an Netzkopplungspunkten zu nachgelagerten Gastransportnetzen (interne Bestellkapazitäten) aktualisiert.

Der überarbeitete Entwurf des Netzentwicklungsplans wurde am 01.04.2013 an die Bundesnetzagentur übergeben und auf der Internetseite der Fernleitungsnetzbetreiber eingestellt.

2.3. Inhalt der Szenarien und Modellierungsvarianten im Netzentwicklungsplan 2013

In dem Plan haben die Fernleitungsnetzbetreiber entsprechend der Vorgaben des am 18.10.2012 bestätigten Szenariorahmens den Netzausbaubedarf unter Berücksichtigung verschiedener Modellierungsvarianten ermittelt (Variante IIa bis II f sowie Szenario I und ein Versorgungssicherheitsszenario) und den Inhalt der Annahmen mit dem jeweiligen Netzausbaubedarf ausführlich im Netzentwicklungsplan dar- und gegenübergestellt.

In allen Modellierungsvarianten wurden die Bedarfe für Industrie, Grenzübergangspunkte und Marktgebietsübergangspunkte gleich angesetzt. Variationen ergaben sich jeweils beim Kapazitätsbedarf der neuen und systemrelevanten Kraftwerke, der Speicher oder dem Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber.

1. Modellierungsvariante IIa – „100 Prozent FZK für systemrelevante und Neubaukraftwerke“

In der Modellierungsvariante IIa wurde der Netzausbaubedarf berechnet, indem der Kapazitätsbedarf der neuen und systemrelevanten Gaskraftwerke vollständig mit fest frei zuordenbarer Kapazität (FZK) zugrunde gelegt worden ist. Der Kapazitätsbedarf der neuen Speicher wurde mit TaK zu einem Anteil von 50 Prozent im Marktgebiet Netconnect Germany und von 80 Prozent im Marktgebiet Gaspool angesetzt (die restlichen Anteile wurden auf unterbrechbarer Basis berechnet).

Der Bedarf der nachgelagerten Netzbetreiber wurde auf Basis einer von den Fernleitungsnetzbetreibern ermittelten Prognose berücksichtigt. Diese Prognose nimmt die verbindlich von den Verteilernetzbetreibern angefragten internen Bestellungen des Jahres 2013 zum Ausgangspunkt und korrigiert die Werte für die nachfolgenden neun Jahre nach einem auf die Regionen bezogenen Modell entsprechend dem prognostizierten sinkenden Gasbedarf (sog. Prognos-Ansatz bzw. Top-Down-Ansatz - hierzu unter 3.3.1.1.).

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in dieser Variante für das Zieljahr 2023 Netzausbaukosten in Höhe von 2,469 Mrd. Euro ermittelt. Hierin sind Maßnahmen im

Umfang von 552 km Leitungslänge und 389 MW zusätzlicher Verdichterleistung oder notwendiger Reversierungen enthalten.

2. Modellierungsvariante IIb – „Berücksichtigung kapazitätsreduzierender Instrumente in nachgelagerten Netzen“

In dieser Variante wurde der Netzausbau unter Ansatz des Kapazitätsprodukts der DZK für die neuen und systemrelevanten Gaskraftwerke und der TaK für die neuen Speicher berechnet (fester Anteil von 50 Prozent im Marktgebiet Netconnect Germany und von 80 Prozent im Marktgebiet Gaspool). Der Fokus der Fernleitungsnetzbetreiber lag vor allem auf dem Einsatz kapazitätsmindernder Instrumente in den Verteilernetzen (wie z.B. technische Einrichtungen wie diverser Gasspeichertypen in den Verteilernetzen oder vertragliche Regelungen über eine Abschaltung von Kunden).

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in dieser Variante Netzausbaukosten in Höhe von 1,395 Mrd. Euro ermittelt, wobei nicht das Zieljahr 2023, sondern das Jahr 2018 betrachtet wurde. Hierin sind Maßnahmen im Umfang von 418 km Leitungslänge und 139 MW zusätzlicher Verdichterleistung oder notwendiger Reversierungen enthalten.

3. Modellierungsvariante IIc – „Kraftwerksprodukt für systemrelevante und Neubaukraftwerke“

In dieser Variante wurde der Netzausbau unter Ansatz des Kapazitätsprodukts der DZK (von den Fernleitungsnetzbetreibern „Kraftwerksprodukt“ genannt) für die neuen und systemrelevanten Gaskraftwerke und der TaK für die neuen Speicher berechnet (fester Anteil von 50 Prozent im Marktgebiet Netconnect Germany und von 80 Prozent im Marktgebiet Gaspool). Der Bedarf der nachgelagerten Netzbetreiber wurde auf Basis des Prognos-Ansatzes zugrunde gelegt (hierzu unter 3.3.1.1.).

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in dieser Variante für das Zieljahr 2023 Netzausbaukosten in Höhe von 1,566 Mrd. Euro. ermittelt. Hierin sind Maßnahmen im Umfang von 441 km Leitungslänge und 164 MW zusätzlicher Verdichterleistung oder notwendiger Reversierungen enthalten.

4. Modellierungsvariante IIId - „FZK für neue Speicher“

In dieser Variante wurde der Kapazitätsbedarf sowohl der neuen und systemrelevanten Gaskraftwerke als auch der neuen Speicher mit vollständig fest frei zuordenbarer Kapazität (FZK) zugrunde gelegt. Der Bedarf der nachgelagerten Netzbetreiber wurde auf Basis des Prognos-Ansatzes berechnet (hierzu unter 3.3.1.1.).

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in dieser Variante für das Zieljahr des Netzentwicklungsplans 2023 Netzausbaukosten in Höhe von 3,243 Mrd. Euro ermittelt. Hierin sind Maßnahmen im Umfang von 687 km Leitungslänge und 457 MW zusätzlicher Verdichterleistung oder notwendiger Reversierungen enthalten.

5. Modellierungsvariante IIe – „10-Jahres-Prognose der nachgelagerten Netzbetreiber“

In der Variante IIe wurde der Netzausbau unter Ansatz des Kapazitätsprodukts FZK für die neuen und systemrelevanten Gaskraftwerke sowie des Kapazitätsprodukts der TaK für die neuen Speicher berechnet (fester Anteil von 50 Prozent im Marktgebiet Netconnect Germany und von 80 Prozent im Marktgebiet Gaspool).

Maßgeblich wurde in dieser Variante der langfristige Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber mit der 10-Jahres-Prognose der Verteilernetzbetreiber modelliert. Hier wurde die Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber bis 2023 mit dem Startwert der internen Bestellungen des Jahres 2013 unverändert übernommen (sog. Bottom-Up-Ansatz).

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in dieser Variante für das Zieljahr 2023 Netzausbaukosten in Höhe von 2,732 Mrd. Euro ermittelt. Hierin sind Maßnahmen im Umfang von 680 km Leitungslänge und 389 MW zusätzlicher Verdichterleistung oder notwendiger Reversierungen enthalten.

6. Modellierungsvariante IIlf – „100 Prozent FZK“ und Szenario „Hoher Gasbedarf“ (Szenario I)

In dieser optional zu berechnenden Variante haben die Fernleitungsnetzbetreiber eine indikative Abschätzung der Kosten auf Basis spezifischer Netzausbaukosten vorgenommen. In dieser „Maximal-Variante“ wurden sowohl bestehende als auch zusätzlich angefragte Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten, Marktgebietsübergangspunkten, Speichern, Kraftwerke, Industriekunden und interne Bestellepunkte der Verteilernetzbetreiber mit vollständig fest frei zuordenbaren Kapazitäten modelliert.

In dieser Variante wurden Netzausbaukosten (mit Referenz auf die Variante IIId) in Höhe von rund 24 Mrd. Euro ermittelt.

Gleichermaßen wurde auf Basis spezifischer Netzausbaukosten das Szenario I mit einem hohen Gasbedarf, resultierend aus der Berücksichtigung auch der unverbindlichen Anfragen von Gaskraftwerken oder Gasspeichern und einem hohen Gasbedarf der

Verteilernetzbetreiber (insgesamt Zusatzbedarf von 69 GW), betrachtet. Hier haben die Fernleitungsnetzbetreiber Netzausbaukosten in Höhe von 6,4 Mrd. Euro abgeschätzt.

2.4. Konsultation durch die Bundesnetzagentur

Am 24.04.2013 veröffentlichte die Bundesnetzagentur den Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas sowie die Anlagen in Form von Listen zu den Netzausbaumaßnahmen und zur Kapazitätsentwicklung auf ihrer Internetseite.³ Sie gab den tatsächlichen und potentiellen Netznutzern bis zum 21.06.2013 im Rahmen einer Konsultation gem. § 15a Abs. 3 S. 1 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme. Zeitgleich veröffentlichte sie einen Fragenkatalog für die Konsultationsteilnehmer.⁴

Im Rahmen der Konsultation wurde für die Gaskraftwerksbetreiber und der Speicherbetreiber am 14.05.2013 eine Dialogveranstaltung abgehalten, in der spezifische Fragen der Gaskraftwerks- und Speicherbetreiber erörtert wurden. Den Verteilernetzbetreibern wurde in einer Dialogveranstaltung am 07.06.2013 Gelegenheit zur Diskussion spezieller Fragen zur Berücksichtigung des Kapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber gegeben. Weiterhin fand ein öffentlicher Workshop zum Netzentwicklungsplan Gas 2013 am 18.06.2013 statt, an dem alle potentiellen und tatsächlichen Netznutzer mündlich zum Plan Stellung nehmen konnten.

Insgesamt gingen zum Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 48 Stellungnahmen ein:

³ Netzausbaumaßnahmen im Netzentwicklungsplan Gas und Kapazitätsentwicklung im Netzentwicklungsplan

⁴ Fragen zur Konsultation des Netzentwicklungsplan Gas abrufbar unter

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP_Gas2013/netzentwicklungsplan_Gas2013-node.html

Unternehmen	Gruppe
Astora GmbH & Co. KG	Speicherbetreiber
Avacon Hochdrucknetz GmbH	Verteilernetzbetreiber
Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW)	Verband
BEGA.tec GmbH	Technische Anpassung Gasqualität
Commission de Régulation de l'Énergie	Regulierer (Ausland)
Creos Deutschland GmbH	Verteilernetzbetreiber
Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA)	Verband
Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW)	Verband
E.ON Avacon AG ⁵	Verteilernetzbetreiber
E.ON Hanse AG	Verteilernetzbetreiber
E.ON SE, E.ON Gas Storage GmbH, E.ON Avacon AG	Erzeuger/Gasspeicher/Verteilernetzbetr.
EFET Deutschland e.V. - Verband deutscher Gas- und Stromhändler	Verband
Energie Baden-Württemberg AG (EnBW)	Gaskraftwerksbetreiber
Energienetze Bayern GmbH	Verteilernetzbetreiber
Eni S.p.A.	Gaskraftwerksbetreiber (Ausland)
ENSO Netz GmbH	Verteilernetzbetreiber
EVM Netz GmbH	Verteilernetzbetreiber
EWE Gasspeicher GmbH	Speicherbetreiber
ExxonMobil Gas & Power Marketing	Produzent
Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas)	Verband
Gasunie Transport Services B.V.	FNB (Ausland)
GEODE – Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie, EWIV	Verband
Halber Stadtwerke GmbH	Stadtwerk
Harz Energie Netz GmbH	Verteilernetzbetreiber
Licht-, Kraft- und Wasserwerke Kitzingen GmbH	Stadtwerk
N.V. Nederlandse Gasunie	FNB (Ausland)
OMV Kraftwerk Haiming GmbH	Gaskraftwerksbetreiber
Repower AG & Repower GuD Leverkusen GmbH & Co. KG	Gaskraftwerksbetreiber
Runkel GmbH & Co KG	Technische Anpassung Gasqualität
RWE AG	Gaskraftwerksbetreiber
Schwaben Netz GmbH	Verteilernetzbetreiber
Stadtwerke Achim AG	Stadtwerk
Stadtwerke Homburg GmbH	Stadtwerk
Stadtwerke Kiel AG & Stadtwerke Kiel Netz GmbH	Stadtwerk, Verteilernetzbetreiber
Stadtwerke Stade GmbH	Stadtwerk
Storengy Deutschland GmbH	Speicherbetreiber
Stadtwerke Bremen Netze GmbH & Co. KG	Stadtwerk
Thüga AG	Stadtwerk
Trianel GmbH	Gaskraftwerksbetreiber
Trianel Kraftwerk Krefeld Projektgesellschaft mbH & Co. KG	Gaskraftwerksbetreiber
Vaillant GmbH	Technische Anpassung Gasqualität
Vattenfall Europe Wärme AG	Gaskraftwerksbetreiber
Verband kommunaler Unternehmen e. V.	Verband
Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK) & Verband der chemischen Industrie e.V. (VCI)	Verband
VNG - Verbundnetz Gas AG	Verteilernetzbetreiber
VNG Gasspeicher GmbH	Speicherbetreiber
Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG)	Verband
Wingas GmbH	Produzent

Die Stellungnahmen sind (bis auf wenige Ausnahmen aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen) auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.⁶

⁵ Seit 1. Juli 2013 Avacon AG.

⁶ http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP_Gas2013/netzentwicklungsplan_Gas2013-node.html

2.5. Ergebnis der Konsultation und Dialogveranstaltungen/Workshop der Bundesnetzagentur

2.5.1. Wesentliche Ergebnisse aus der Konsultation

Allgemeines

Die Gestaltung des Netzentwicklungsplans sei laut Marktteilnehmern wesentlich transparenter und nachvollziehbarer als im Vorjahr ausgefallen. Dies betreffe auch die beigefügten Tabellen, z.B. zu Eingangsgrößen, Kapazitäten oder Lastflusszusagen. Anmerkungen aus dem Vorjahr seien aufgenommen und umgesetzt worden.

Bemängelt wird, dass der Entwurf zum Zeitpunkt der Konsultation der Fernleitungsnetzbetreiber noch sehr unvollständig vorgelegen habe. Angesprochen wird auch das Fehlen der von der Beratungsgesellschaft PricewaterhouseCoopers AG (PWC) im Auftrag der Fernleitungsnetzbetreiber erstellten Kosten-Nutzen-Analysen. Diese hätten erst mit Veröffentlichung zur Konsultation der Bundesnetzagentur vollständig einer Bewertung unterzogen werden können.

Es wurde mehrfach angeregt, die Veränderungen zum vorherigen Netzentwicklungsplan Gas deutlicher hervorzuheben, um den jährlichen Prozess einfacher begleiten zu können. Analog zur Beschreibung der Veränderungen in den jährlich aktualisierten Szenariorahmen wird angeraten, bei den geplanten und vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen kenntlich zu machen, welche Veränderungen sich zum Vorjahr aus welchen Gründen ergeben haben.

Die Verteilernetzbetreiber fühlen sich teilweise immer noch zu wenig in den Erstellungsprozess des Netzentwicklungsplans eingebunden. Ein Konsultationsteilnehmer wünscht generell eine zentrale, tagesaktuelle Unterstützung im Prozess, beispielsweise durch Internetseiten, Newsletter oder Informationsplattformen.

Ziel des Netzentwicklungsplans müsse nach Ansicht einiger Marktteilnehmer die Ermittlung eines gesamtwirtschaftlich effizient dimensionierten Fernleitungsnetzes sein, welches die Versorgung der deutschen Gaskunden sicherstellt, ohne die Kosten und Risiken einseitig auf einzelne Marktteilnehmergruppen zu verlagern. Helfen würden hierbei marktbasierende Maßnahmen als Alternative zum physischen Netzausbau. Mehrere Stellungnehmer verweisen auf die von den Speicherbetreibern lancierte Frontier-Studie zum TaK-Produkt.

Planungsprämissen Kapazitätsprodukte

Die Marktteilnehmer halten grundsätzlich zuordnungsabhängige und temperaturabhängige Parameter als Ausbauprämissen im Rahmen der Systemplanung der Fernleitungsnetzbetreiber für akzeptabel. Die genaue Ausgestaltung der Planungsprämissen für die Anbindung von neuen Speichern bzw. Kraftwerken solle im Rahmen separater Projektgruppen erfolgen. Einzelne Netznutzer halten es für unerlässlich, dass im Plan ein Hinweis aufgenommen werde, dass DZK- und TaK-Ansatz nur Planungsprämissen für den langfristigen Netzausbau seien, am Markt aber weiter fest frei zuordenbare Kapazitäten für alle Speicher und Kraftwerke angeboten werden müssen.

Dynamisch zuordenbare Kapazität für neue Gaskraftwerke

Die Beschreibung des DZK-Produktes sei im Vergleich zur Konsultationsversion des Netzentwicklungsplans von Februar nicht weiter von den Netzbetreibern detailliert worden und somit noch immer unzureichend. Auch wenn die grundsätzliche Funktionsweise in etwa aus der bisher knappen Beschreibung nachvollzogen werden könne, fehlten nach wie vor die entscheidenden Details zur Beurteilung der Funktionsfähigkeit und Praktikabilität eines DZK-Produktes. Dazu zählten ungeklärte Vorankündigungsfristen für Unterbrechungen und mangelnde Liquidität an den alternativ genannten Handelspunkten.

Auf der anderen Seite wird anerkannt, dass effiziente Kapazitätsprodukte wie die DZK für Gaskraftwerke einen Beitrag leisten können, den Netzausbau auf ein volkswirtschaftlich sinnvolles Maß zu begrenzen.

Temperaturabhängige Kapazitäten für Gasspeicher

Die Grundzüge des Produkts seien ausreichend beschrieben, meinen viele der Marktteilnehmer. Allerdings werde der Hinweis, dass die Fernleitungsnetzbetreiber das Produkt jeweils unterschiedlich ausgestalten können, kritisch gesehen. Zumindest für die Modellierung sollten einheitlich definierte Kapazitätsprodukte Anwendung finden; auch solle keine Differenzierung in Nord- oder Südbereiche stattfinden. Sofern Vorbehalte zur TaK als vermarktbare Produkt geäußert werden, beziehen sie sich darauf, dass durch die TaK die bisher vorherrschende Nutzung von Speichern in Form einer Sommer-Winter-Fahrweise gefestigt werde. Speicher hätten jedoch auch mittel- bis kurzfristige Strukturierungsaufgaben. Hier müssten Leistungsspitzen überbrückt werden, die mengenmäßig nur einen kleineren Anteil ausmachten, aber für die Leistungsdarstellung ein größeres hinterlegtes Arbeitsgasvolumen voraussetzten.

Die Stellungnehmer äußern sich kritisch zu den bislang vorgeschlagenen Temperaturgrenzen, da Tagesmitteltemperaturen von niedriger als -10°C und höher als 20°C nur an sehr wenigen Tagen erreicht würden. Die Temperaturkurven seien insgesamt überarbeitungsbedürftig. Die Speicherbetreiber verweisen auf das Ergebnis der Begutachtung durch Frontier Economics zum TaK-Produkt, wonach z.B. im NCG-Marktgebiet und aufgrund der Aufteilung in 50 Prozent TaK und 50 Prozent unterbrechbarer Kapazitätsbereitstellung in Süddeutschland nur 6,5 Prozent der Entry-Kapazität und nur 18 Prozent der Exit-Kapazität fest zur Verfügung stünden.

Nachgelagerte Netzbetreiber

Zu den zur Diskussion gestellten Ansätzen der Berücksichtigung von Kapazitätsbedarfen in nachgelagerten Netzen ergibt sich aus der Konsultation ein kontroverses Bild. Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass derzeit kein standardisiertes Verfahren zur Ermittlung der Langfristprognose existiere. Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen die Gefahr, dass die ihrer Meinung nach stark vereinfachten Annahmen in den Prognosen der Verteilernetzbetreiber zu einem Netzausbau führen würden, der nicht auf einer ausreichend fundierten Einschätzung beruhe. Könne dabei ein Verteilernetzbetreiber die prognostizierten Veränderungen in seinem Netzgebiet plausibel darlegen, sei nach Meinung vieler Marktteilnehmer dem Bottom-Up-Ansatz des Verteilernetzbetreibers immer Vorrang zu gewähren.

Lastflusszusagen

Beim Thema Lastflusszusagen zeigt sich ein geteiltes Bild. Von vielen Marktteilnehmern wird konstatiert, dass die pauschale Fortschreibung von Lastflusszusagen keinen sinnhaften Ansatz für eine Netzmodellierung darstelle, die auf die nächsten zehn Jahre ausgelegt sei. Insofern sei es zu überdenken, die Fortschreibung heute kontrahierter, aber nicht langfristig vereinbarter Lastflusszusagen als Planungsprämisse aufrechtzuerhalten. Differenzierter zeigen sich einzelne Teilnehmer, die eben jene Nichtfortschreibung fordern: Es solle eine Variante nach diesem Prinzip ausgestaltet werden, damit eine Vergleichbarkeit zwischen den beiden Ansätzen möglich sei und der Wert der Lastflusszusagen zumindest im Groben deutlich werde.

Annahmen zu H-Gas-Quellen

Die unterstellte Verteilung der H-Gas-Quellen auf Importpunkte entspricht nicht der Einschätzung eines Marktteilnehmers. Aus Sicht eines weiteren Konsultationsteilnehmers ist es erforderlich, in künftigen Netzentwicklungsplänen mehrere unterschiedliche Varianten der H-Gas-Quellenverteilung zu berechnen.

Heutiger Stand der Netzausbaumaßnahmen

Die rollierenden Netzausbauplanungen ließen laut Meinung einzelner Marktteilnehmer keine gesicherte Bezugs- und Speicherplanung zu. Dies gelte insbesondere für den Abschluss von langfristigen Import- und Speicherverträgen, die einen wesentlichen Baustein bei der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit darstellten.

Marktraumumstellung

Die Marktteilnehmer betonen, dass die Planung der Umstellung sich grundsätzlich an den übergeordneten Zielen der Sicherstellung der Erdgasversorgung und einer gesicherten Ableitbarkeit der Erdgasproduktion orientieren sollte. Die Kriterien für die Findung der Umstellungsbereiche im Netzentwicklungsplan seien grundsätzlich sinnvoll gewählt. Der Plan solle jedoch nur die unmittelbar notwendigen Umstellungen und die Flexibilität beinhalten, Umstellungen zeitlich zu verschieben, wenn sich die Kapazitätsbilanz verändere. An einzelnen Punkten wird angedacht, dass zur Absicherung der Spitzenkapazität Alternativen wie ein kurzfristiger Einsatz von H-Gas mit Stickstoffbeimischung berücksichtigt werden könnten, um eine zu frühe Umstellung zu vermeiden.

Von den Verteilernetzbetreibern wird angemerkt, dass alle Kosten und Kostenansätze für die nachgelagerten Netzbetreiber mit in die Kalkulation des Netzentwicklungsplans aufgenommen werden sollten, sonst entstehe ein Missverhältnis in der Bewertung.

Unterbrechungsanalyse

Einige Marktteilnehmer kritisieren, dass die Fernleitungsnetzbetreiber nicht alle Unterbrechungen analysiert haben, sondern nur die mit einer Dauer von mehr als einem Prozent des Betrachtungszeitraums. Es wird außerdem befürchtet, dass von den seitens der Fernleitungsnetzbetreiber vorgeschlagenen Ausbaumaßnahmen, die wahrscheinlich ohnehin realisiert würden, keine Reduzierung der Unterbrechungshäufigkeit für die Zukunft zu erwarten sei. Für die Beurteilung der Relevanz von Unterbrechungen sei zudem nicht nur deren Dauer, sondern auch die betroffene Gasmenge wesentlich. Daher wird die zusätzliche Aufnahme einer Mengengewichtung in die Analyse der Unterbrechungen vorgeschlagen.

Modellierungsvarianten

Zu den Modellierungsvarianten zeigt sich ein sehr heterogenes Bild in der Gesamtheit der Stellungnahmen. Die Einzelargumente beziehen sich primär auf die angesetzten effizienten Kapazitätsprodukte und auf die Rolle der nachgelagerten Netzbetreiber. Aufgrund der Komplexität der Berechnungsmethodik wird seitens der Marktteilnehmer bezweifelt, dass Nichtbeteiligte die vorgeschlagenen Maßnahmen sachgerecht einschätzen können.

Vorgeschlagen werden auch Konzepte wie ein „Referenzszenario“, um einzelne Parameter abwägbar zu machen. Modellierungsvariante IIc sei zwar als mögliche Endvariante vorstellbar, aber nur unter Anpassung einzelner Parameter wie die zu Lastflusszusagen und internen Bestellungen.

Kosten-Nutzen-Analysen zu den Kapazitätsprodukten DZK für Kraftwerke und TaK für Gasspeicher und zu den kapazitätsreduzierenden Maßnahmen in den Verteilernetzen

Bei der Erstellung der Kosten-Nutzen-Analysen sollten laut Marktteilnehmern die potentiellen Kosten für alle Maßnahmen bei den Fernleitungsnetzbetreibern bestimmt werden, um einen objektiven und validierbaren Kosten-Nutzen-Vergleich verschiedener Netzausbauvarianten zu gewährleisten. Bemängelt wird, dass nicht alle von den Kraftwerks-, Speicherbetreibern und Händlern adressierten Einwände gegen die vorgeschlagenen Kapazitätsprodukte DZK und TaK berücksichtigt worden seien. Das Ergebnis der von PWC erstellten Kosten-Nutzen-Analyse sei laut Marktteilnehmern dadurch vorherbestimmt, dass ein Vergleich von TaK für Speicher und DZK für Kraftwerke nur einem vollständigen Netzausbau für FZK erfolge. Dieser vollständige Netzausbau verursache naturgemäß sehr hohe Kosten und könne nicht als Beleg für die Effizienz der analysierten effizienten Kapazitätsprodukte herangezogen werden. Außerdem würden im Falle des DZK die Beschaffungskosten an alternativen Märkten während Engpässen systematisch unterschätzt, und generell Transportrisiken von den Netzbetreibern auf die Kunden umgewälzt. Zuletzt wird die lückenhafte Datenbasis zu den kapazitätsreduzierenden Möglichkeiten in den nachgelagerten Netzen kritisiert.

2.5.2. Wesentliche Ergebnisse aus den Dialogveranstaltungen und dem Workshop zum Netzentwicklungsplan

Die Bundesnetzagentur und die Marktteilnehmer verständigten sich darauf, die Kapazitätsprodukte DZK und TaK nur als Kapazitätskonzepte in der Netzmodellierung bis 2023 anzusetzen. Wie die Ausgestaltung der letztlich tatsächlich angebotenen Kapazitätsprodukte aussehen könnte, wurde in der Veranstaltung eingehend diskutiert. Die Bundesnetzagentur machte jedoch deutlich, dass die genaue Ausgestaltung nicht weiter im Prozess und Verfahren der Netzentwicklungsplanung zu erörtern sei, da sie über die reine Netzmodellierung und –planung hinausgeht.

Bezüglich der Kapazitätsbedarfe der nachgelagerten Netzbetreiber gab es Diskussionen um den richtigen Ansatz der Prognosen. Prinzipiell steht die Berechnungsmethodik der Fernleitungsnetzbetreiber den Langfristprognosen der nachgelagerten Netzbetreiber gegenüber. Die Verteilernetzbetreiber kritisierten, dass die Mengenerwicklung in den nachgelagerten Netzen mit den Benutzungsstunden auf eine Leistungsentwicklung

umgerechnet werde. Dies führe zwangsläufig zu einem zu niedrig angesetzten Leistungsbedarf.

2.6. Gelegenheit zur Stellungnahme für die Fernleitungsnetzbetreiber

Zwischen dem 28.11.2013 und dem 09.12.2013 hatten alle Fernleitungsnetzbetreiber die Gelegenheit, sich schriftlich zu der beabsichtigten Entscheidung der Bundesnetzagentur zu äußern. In Bezug auf die Abänderung und Wiederaufnahme der Maßnahmen Verdichterstation (VDS) Stolberg (Neubau) [ID-Nr. 042-01]; Verdichterstation Stolberg (ID-Nr. 043-01) und Verdichterstation Mittelbrunn (ID-Nr. 056-01) wurde dargelegt, dass jene Maßnahmen zu einem überdimensionierten Netz führen könnten. Es wird vorgebracht, dass der Kapazitätsbedarf der terranets bw und der Thyssengas durch andere Netzausbaumaßnahmen abgedeckt werden könne.

Außerdem habe mit Bezug auf die Maßnahmen ID-Nr. 043-01 und ID-Nr. 056-01 eine zwischenzeitlich von Fluxys TENP durchgeführte Marktbefragung ergeben, dass für das Reverseflow-Projekt eine deutlich geringere Einspeisekapazität in Wallbach zugrunde zu legen sei. Diese sei in der Modellierung des Netzentwicklungsplans 2013 mit entsprechend geänderten Auslegungsparametern berücksichtigt und durch das Projekt „Reversierung (Süd-Nord) der VDS Hügelsheim, Mittelbrunn und Stolberg und Ausbau der VDS Stolberg“ (ID-Nr. 51-02) abgedeckt.

Im Zusammenhang mit den nicht-bestätigungsfähigen Maßnahmen der Marktraumumstellung ID-Nr. 013-02, ID-Nr. 107-01 und ID-Nr. 108-01 unterstreichen die Fernleitungsnetzbetreiber, dass im Zeitpunkt der Erstellung des Netzentwicklungsplans jene Projekte noch nicht detaillierter zu beschreiben waren. Auch heben sie die Notwendigkeit einer zeitnahen Umstellung von Markträumen von L- auf H-Gas zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit hervor.

2.7. Veröffentlichung des Konsultationsergebnisses durch die Bundesnetzagentur

Das von der Bundesnetzagentur erstellte Ergebnis der Konsultation (vgl. § 15a Abs. 3 S. 1 und 5 EnWG) wird zeitgleich mit dieser Entscheidung am 18.12.2013 veröffentlicht.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akte Bezug genommen.

II. Entscheidungsgründe

1. Zuständigkeit

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für diese Entscheidung ergibt sich aus § 54 Abs. 1 Hs. 1 und Abs. 3 EnWG, der Ausschluss der Beschlusskammerzuständigkeit aus § 59 Abs. 1 S. 2 EnWG.

2. Verfahren und Adressaten der Entscheidung

Die Fernleitungsnetzbetreiber wurden gemäß § 28 Abs. 1 VwVfG zur beabsichtigten Entscheidung angehört.

Die Entscheidung richtet sich gemäß § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG an die Betreiber von Fernleitungsnetzen i.S.v. § 3 Nr. 5 EnWG.

3. Rechtsgrundlage des Änderungsverlangens

Der Plan entspricht teilweise nicht den Anforderungen von § 15a Abs. 1 S. 2 und S. 3 EnWG. Im Rahmen dieser Entscheidung wird gem. § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG eine Änderung des Maßnahmenkatalogs angeordnet, um sicherzustellen, dass der von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegte Netzentwicklungsplan alle wirksamen Maßnahmen enthält, die zum bedarfsgerechten Netzausbau und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.

3.1. Einhaltung der verfahrensmäßigen Anforderungen an den Netzentwicklungsplan

Von den Fernleitungsnetzbetreibern wurden schließlich die Anforderungen von § 15a Abs. 2 EnWG an die verfahrensmäßigen Abläufe eingehalten. Sie haben eine erste Konsultation des Entwurfs des Netzentwicklungsplans gem. § 15a Abs. 2 S. 1 und 2 EnWG durchgeführt, bevor er der Bundesnetzagentur vorgelegt wurde.

Dazu hatten die Fernleitungsnetzbetreiber aber nicht alle Informationen auf Ihrer Internetseite zur Verfügung gestellt⁷, sondern lediglich einige Modellierungsvarianten ohne genaue Benennung ihres Vorschlags für den Netzentwicklungsplan und ohne die in der Bestätigung des Szenariorahmens geforderten Kosten-Nutzen-Analysen. Die Bundesnetzagentur erachtet es für künftige Netzentwicklungspläne als unerlässlich, bereits mit der ersten Konsultation des Netzentwicklungsplans den Marktteilnehmern alle erforderlichen Informationen zur Verfügung zu stellen. Anderenfalls ist die Konsultation

⁷ Vgl. <http://www.netzentwicklungsplan-gas.de/>

weitgehend ihrer Funktion beraubt. Zu den erforderlichen Informationen zählen im Mindestmaß eine Aufstellung des Netzausbaubedarfs aus den vollständig berechneten Modellierungsvarianten und ein Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber, welche Ausbaumaßnahmen aus den betrachteten Varianten sie als Netzentwicklungsplan vorschlagen werden. Maßgabe hierfür ist, dass die Fernleitungsnetzbetreiber in der ersten Konsultation diese Informationen von den Marktteilnehmern und der Öffentlichkeit bewerten lassen, um nach § 15a Abs. 2 S. 4 EnWG ihre Abwägungsentscheidung für die Auswahl, aus welchen Gründen sie unter mehreren Planungsmöglichkeiten den Netzentwicklungsplan vorschlagen, unter deren Einbeziehung treffen können.

Der der Bundesnetzagentur am 02.04.2013 vorgelegte Netzentwicklungsplan enthält eine vollständige Betrachtung aller vorgegebenen Modellierungsvarianten, die Kosten-Nutzen-Analysen sowie ferner im Kapitel 1.3 eine Darstellung, wie die Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung in dem Plan berücksichtigt wurden, und eine Übersicht der Stellungnahmen, sodass die Marktteilnehmer und die Öffentlichkeit schließlich Gelegenheit hatten, in der Konsultation der Bundesnetzagentur umfassend Stellung zu nehmen. Damit wurden die verfahrensmäßigen Abläufe eingehalten.

3.2. Berücksichtigung des gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im Netzentwicklungsplan gem. § 15a Abs. 1 S. 5 EnWG die derzeitigen Erkenntnisse des gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans nach Art. 8 Abs. 3b der Verordnung (EU) Nr. 715/2009 ausreichend berücksichtigt. Die Fernleitungsnetzbetreiber konnten sich bei der Netzmodellierung nur auf die Fassung des ENTSO-G Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) aus dem Jahr 2011 beziehen, weil eine neue Fassung erst im Frühjahr 2013 zur Verfügung stand. Die Erkenntnisse aus dem TYNDP von ENTSO-G Stand 2011 haben die Fernleitungsnetzbetreiber der Modellierung im Netzentwicklungsplan zugrunde gelegt. Neuerungen bezüglich der Entwicklung der Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten im Netzentwicklungsplan haben sie ausreichend gewürdigt und nachvollziehbar dargelegt (Kapitel 3.2.4. des Netzentwicklungsplans).

3.3. Änderungen der Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2013

Der Netzentwicklungsplan ist in der tenorierten Weise abzuändern.

Die Bundesnetzagentur sieht den Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber, basierend auf den Parametern und der Modellierung mit der Modellierungsvariante IIc, im Grundsatz als geeignet an, um das Ziel des § 15a EnWG zu erreichen. Im Hinblick auf einzelne Annahmen der Parameter zugunsten des Kapazitätsbedarfs der neuen und systemrelevanten

Kraftwerke, der Speicher und der nachgelagerten Netzbetreiber besteht jedoch Änderungsbedarf. Sofern die Bundesnetzagentur bei den Maßnahmen keinen Änderungsbedarf gesehen hat, wurden die Maßnahmen aus der Variante IIc entsprechend dem Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber im Anhang 1 übernommen.

Dazu im Einzelnen:

3.3.1. Genehmigungsfähigkeit der Maßnahmen gemäß Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber (Modellierungsvariante IIc)

Nach § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG muss der Netzentwicklungsplan alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit enthalten, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Insbesondere müssen die Netzausbaumaßnahmen aufgenommen werden, die in den nächsten drei Jahren durchgeführt werden müssen, sowie ein Zeitplan für die Durchführung aller Netzausbaumaßnahmen.

Das Kriterium der Bedarfsgerechtigkeit verpflichtet die Netzbetreiber, die tatsächlich vorhandene und konkrete Marktnachfrage nach Transportkapazitäten zu befriedigen. In der Gesamtschau ist dabei der Bedarf objektiv im Sinne einer „erforderlichen Menge“ bzw. Leistung zu verstehen.⁸ Ein bedarfsgerechter Ausbau stellt die Befriedigung des aktuellen und zukünftig zu erwartenden Bedarfs in ein Verhältnis zum entstehenden Aufwand.⁹ Darüber hinaus ist der Aspekt der Versorgungssicherheit in der Bedarfsermittlung mit zu berücksichtigen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den Netzausbaubedarf auf Basis der im Szenariorahmen zu Szenario II vorgegebenen Modellierungsvarianten berechnet (hierzu unter 3.3.1.1.). Aus diesen haben sie die Maßnahmen der Modellierungsvariante IIc als Netzentwicklungsplan ausgewählt und der Bundesnetzagentur zur Prüfung vorgelegt (hierzu unter 3.3.1.2.).

⁸ Vgl. Leitfaden der Bundesnetzagentur zu Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV 2012, S. 4.
http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/BK4/Investitionsbudgets_Strom_und_Gas/LeitfadenAntraegeInvestitionsbudgets/Leitfaden_zu_Investitionsantraegen_2012.html?nn=53940

⁹ Vgl. Leitfaden zu Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV 2012, S. 4.
http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/BK4/Investitionsbudgets_Strom_und_Gas/LeitfadenAntraegeInvestitionsbudgets/Leitfaden_zu_Investitionsantraegen_2012.html?nn=53940

3.3.1.1. Betrachtung des Szenarios II gemäß Bestätigung des Szenariorahmens

Die Bundesnetzagentur teilt die Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber, dass das Szenario II die plausibelsten Annahmen zur Entwicklung des zukünftigen Gas- und Kapazitätsbedarfs enthält.

Das Szenario II bildet insgesamt einen mittleren Pfad ab zwischen der sehr hohen Gas- und Kapazitätsnachfrage des Szenarios I und der sehr niedrigen Prognose des Gas- und Kapazitätsbedarfs des Szenarios III. Es basiert auf der Annahme eines mittleren Gasbedarfs bei den Endverbrauchern und geht von einem moderaten Rückgang des Gasverbrauchs aus. Auch wenn diese Annahmen in der Konsultation des Netzentwicklungsplanes von einigen Marktteilnehmern kritisiert wurden, geht die Bundesnetzagentur gegenwärtig davon aus, dass es sich um eine realistische Einschätzung handelt, weil hiermit eine sich bereits seit einigen Jahren einstellende Entwicklung fortgeschrieben wird. Des Weiteren belegen verschiedene Studien einen (temperaturbereinigt) kontinuierlich leichten Rückgang des Gasverbrauchs (vgl. Netzentwicklungsplan 2013, S. 14ff.).

1. Annahmen zu Kraftwerken und Gasspeichern

Nach gegenwärtigen Erkenntnissen sind die im Szenario II enthaltenen Annahmen zur Entwicklung der Gaskraftwerke als am wahrscheinlichsten anzusehen. Grundlage für die prognostizierte installierte Gaskraftwerksleistung im Szenario II ist eine zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern abgestimmte Auflistung der Bestands- und Ersatzkraftwerke, der in Bau und in Planung befindlichen Gaskraftwerke sowie der Bestandskraftwerke, die erstmalig als Folge der Versorgungssituation im Februar 2012 von den Übertragungsnetzbetreibern als „systemrelevant“ benannt wurden. Berücksichtigt wurden im Szenario II alle Anfragen der Kraftwerksbetreiber gem. §§ 38,39 GasNZV bei den Fernleitungsnetzbetreibern, die auch nach § 9 KraftNAV bei den Übertragungsnetzbetreibern entweder Anfragen gestellt haben oder bereits im Kraftwerks-Anschlussregister aufgeführt sind (Stichtag: 31.08.2012). Bei den Bestandsanlagen wurde davon ausgegangen, dass diese – sofern sie bis zum Jahr 2023 das Ende ihrer planerisch angenommenen Laufzeit von 45 Jahren erreicht haben – nach ihrer Stilllegung am gleichen Standort mit gleicher Leistung baugleich ersetzt werden, wenn eine Fernwärmeversorgung besteht. Berücksichtigung fanden auch solche Vorhaben, für die bei einem Übertragungsnetzbetreiber ein Anschlussbegehren gestellt worden ist und für die vor Inkrafttreten der §§ 38, 39 GasNZV im September 2010 eine Kapazitätsanfrage des jeweiligen Kraftwerksbetreibers vom Fernleitungsnetzbetreiber positiv beantwortet wurde. Schließlich haben auch Anlagen in nachgelagerten Netzen Eingang gefunden, über deren Planungen ein Übertragungsnetzbetreiber, z. B. über Anschlussbegehren an das Stromnetz,

Kenntnis hat, und die im Rahmen der internen Bestellung oder der plausibilisierten 10-Jahres-Kapazitätsprognose eines nachgelagerten Netzbetreibers berücksichtigt wurden.

Auch wenn die Prognose der Kraftwerksentwicklung in den kommenden zehn Jahren naturgemäß mit erheblichen Unsicherheiten verbunden ist – gerade vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen der Erneuerbaren Energien, der aktuellen wirtschaftlichen Situation der Gaskraftwerke und der politischen Diskussionen um eine Änderung der regulatorischen Rahmenbedingungen im Kraftwerksbereich –, erscheint ein Abstellen auf konkrete Planungsprojekte, die ihren Niederschlag in Planungsanträgen nach §§ 38, 39 GasNZV sowie Anfragen bei den Übertragungsnetzbetreibern nach KraftNAV gefunden haben, ein plausibles und sinnvolles Vorgehen, da einerseits nicht alle beliebig bekannt gewordenen Kraftwerksprojekte berücksichtigt werden (wie etwa in Szenario I), andererseits nicht nur auf den aktuellen Bestand und der sich im Wesentlichen bereits im Bau befindlichen Anlagen abgestellt wird (wie in Szenario III).

Entsprechendes gilt für das in Szenario II hinsichtlich der Berücksichtigung von Speicheranlagen gewählte Vorgehen. Bei den Speicherbetreibern wurden bis zum Stichtag des 31.08.2012 geltend gemachte Kapazitätsausbauansprüche nach § 39 GasNZV berücksichtigt. Es erfolgte keine Berücksichtigung der unverbindlichen Anfragen.

2. Kapazitätsbedarf der nachgelagerten Netzbetreiber

Für den Kapazitätsbedarf der nachgelagerten Netzbetreiber haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Szenario II die Bedarfe gemäß den Vorgaben aus dem Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan 2013 angemessen berücksichtigt. Sie haben dafür die verbindlich angefragten internen Bestellungen für das Jahr 2013 als Basisdaten herangezogen und die unverbindlichen langfristigen Prognosen der internen Bestellungen durch die nachgelagerten Netzbetreiber für die Jahre bis 2023 berücksichtigt, wobei der Bedarf in den Varianten IIa, IIb, IIc und IId mittels einer abgeleiteten Prognose des Kapazitätsbedarfs je nachgelagertem Netzbetreiber für die Jahre 2018 und 2023 korrigiert wurde. In der Variante IIe wurde die 10-Jahres-Prognose der Verteilernetzbetreiber für die relevanten Jahre 2018 und 2023 als Kapazitätsbedarf hinterlegt. Auch der vorgeschlagene Netzausbau, basierend auf der Variante IIc hat die abgeleitete Prognose zum Gegenstand. Die Korrektur der Prognose der nachgelagerten Netzbetreiber in den Varianten IIa bis IId wurde in der Konsultation zum Netzentwicklungsplan 2013 von den nachgelagerten Netzbetreibern deutlich kritisiert. Hier wurde insbesondere das Prinzip des Top-Down-Verfahrens, in dem der sinkende Gasbedarf anteilig rationalisiert wurde und zu sinkenden Kapazitätsbedarfen der einzelnen Verteilernetzbetreiber geführt hat, kritisiert.

Hauptkritikpunkt war, dass ein solches Verfahren nicht die individuellen Kenntnisse und Prognosen der Verteilernetzbetreiber über ihren eigenen Kapazitätsbedarf ersetzen könne. Weiterhin könne mit einem solchen Ansatz und der darauf aufbauenden Generierung von Netzausbau die ohnehin derzeitig prekäre Kapazitätssituation der Verteilernetzbetreiber insbesondere in Süddeutschland nicht behoben werden.

Die Bundesnetzagentur unterstreicht, dass dem Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber ähnlich dem Kapazitätsbedarf für Gaskraftwerke und Speicher eine besondere Bedeutung zukommt. Die in der abgeleiteten Prognose vorgenommene Umrechnung auf den Leistungsbedarf der Verteilernetzbetreiber bildet in einzelnen Fällen (gerade in Süddeutschland) ihren tatsächlichen Kapazitätsbedarf nicht angemessen ab.

Die Bundesnetzagentur hat jene Punkte nicht im Änderungsverlangen adressiert, da die Berechnungen der Modellierungsvariante IIc auf dem bestätigten Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan 2013 beruhen. Hierin war dem Grunde nach die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene abgeleitete Prognose auch in der maßgeblichen Modellierungsvariante IIc angelegt. Inzwischen ist aber die Erkenntnis gereift, dass dem Kapazitätsbedarf eine wesentliche Bedeutung zukommt und es zeichnet sich – dokumentiert durch die Stellungnahmen in der Konsultation – ab, dass mit einer abgeleiteten Prognose in Süddeutschland dem Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber nicht gerecht werden kann. Diesem Umstand und der o. g. Kritik der Verteilernetzbetreiber wurde dann maßgeblich bei der Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2014 durch die Heranziehung unterschiedlicher Modellierungsvarianten Rechnung getragen. So wird im Netzentwicklungsplan 2014 der Schwerpunkt auf die Berechnung einer Variante (II.1.) gelegt werden, bei der die Verteilernetzbetreiber den Kapazitätsbedarf im Rahmen der Langfristprognose der internen Bestellungen abschätzen (für die ersten fünf Jahre, anschließend wird konstant fortgeschrieben). Dies stellt eine Art Bottom-Up-Verfahren zur Ermittlung des Kapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber dar. Ein zweiter Schwerpunkt ist die Variante II.2., in der eine Kombination des Bottom-Up-Verfahrens der Verteilernetzbetreiber und der Top-Down-Variante der Fernleitungsnetzbetreiber gerechnet wird. Zusätzlich können die Fernleitungsnetzbetreiber die Top-Down-Variante mit der sogenannten Prognos-Absenkung erneut berechnen (Variante II.3.). Aus den jeweiligen Ergebnissen können sich folglich im nächsten Plan Änderungen ergeben.

3.3.1.2. Auswahl der Modellierungsvariante IIc durch die Fernleitungsnetzbetreiber

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben nach Gegenüberstellung des Netzausbaus in den verschiedenen Modellierungsvariantenrechnungen die Ergebnisse der Modellierungsvariante IIc als Netzentwicklungsplan 2013 vorgeschlagen. In der Variante IIc wird der Fokus auf die Modellierung der neuen und systemrelevanten Kraftwerke mit DZK und der neuen Speicher

mit TaK gelegt. Dies erscheint angemessen, weil hiermit im Grundsatz ein effizienter Netzausbau vorgeschlagen wird.

1. Effizienter Netzausbau zugunsten der Anbindung neuer Kraftwerke mit DZK

a. Inhalt des DZK-Produkts

Für neue und stromseitig systemrelevante Gaskraftwerke haben die Fernleitungsnetzbetreiber in der Modellierung DZK angesetzt. Das DZK-Produkt beinhaltet eine feste Ausspeisekapazität am Kraftwerk bei Zuordnung zu einem oder mehreren Einspeisepunkten mit einem unterbrechbaren Zugang zum virtuellen Handlungspunkt des Marktgebietes, an dessen Fernleitungsnetz das Kraftwerk angeschlossen ist.

Für den Gaskraftwerksbetreiber bedeutet dies, dass die Versorgung seines Kraftwerks in jedem Falle fest ist. Zur betriebswirtschaftlichen Optimierung kann er sich in Zeiten ohne Engpässe im Gasnetz stets an allen virtuellen Handlungspunkten gasbezugs- und kapazitätstechnisch frei bewegen. Sollte der Fernleitungsnetzbetreiber in Ausnahmefällen absehen, dass gewisse Lastflüsse in seinem Netz nicht dargestellt werden können, so ist der Gaskraftwerksbetreiber bei Befeuierungsbedarf dazu gezwungen, das Gas aus einem vorab definierten Zuordnungspunkt in das Marktgebiet einzuspeisen.

Der Planungsansatz der DZK kommt den Nutzungsinteressen der Gaskraftwerksbetreiber weitestgehend entgegen und scheint geeignet, gleichzeitig den Netzausbau auf ein gesamtwirtschaftlich effizientes Maß zu beschränken.

b. Gesamtwirtschaftliche Beurteilung durch Variantenvergleich

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in der Gegenüberstellung der berechneten Modellierungsvarianten dargelegt, dass ein Ausbau des Netzes derart, dass auch in allen Fällen für die neuen und systemrelevanten Gaskraftwerke die Transportwünsche nach festen frei zuordenbaren Kapazitäten erfüllt werden können, aus gesamtwirtschaftlichen Gründen nicht sinnvoll und somit nicht angemessen erscheint. Dies verdeutlicht der Variantenvergleich im Netzentwicklungsplan:

Der aus der Modellierungsvariante IIa resultierende Netzausbaubedarf, der die neuen und systemrelevanten Kraftwerke mit dem Kapazitätsgut FZK in der Netzmodellierung berücksichtigt, würde zu Investitionskosten in Höhe von rund 2,5 Mrd. Euro führen. Im Vergleich dazu führt der Vorschlag im Netzentwicklungsplan in der Variante IIc bei ansonsten vergleichbaren Parametern und der Modellierung mit dem DZK-Produkt zu Kosten in Höhe von rund 1,6 Mrd. Euro. Ein Netzausbau für FZK für neue und systemrelevante Kraftwerke würde damit zu zusätzlichen Investitionskosten in Höhe von insgesamt ca. 900 Mio. Euro führen.

Noch größer wird die Kostendiskrepanz, wenn man einen Ausbau zugunsten der Nutzungsmöglichkeit von FZK für Neuanfragen bei Kraftwerken und Speichern ansetzt; in diesem Fall entstünden Ausbaukosten in Höhe von ca. 3,2 Mrd. Euro. Dies stellte nahezu eine Verdopplung der Investitionssumme gemäß Variante IIc dar.

Durch die Art des planerisch angesetzten Kapazitätsproduktes kann also auf der Netzausbauseite ein unterschiedlich dimensioniertes Investitionserfordernis entstehen. Die Kosten wirken sich jedoch auch auf die Netznutzer je nach Ansatz aus. In der Kosten-Nutzen-Analyse im Gutachten der Fernleitungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan 2013 wurden für die im Netzentwicklungsplan betrachteten Kraftwerke durch das DZK-Produkt potentiell verursachten zusätzlichen Gasbezugskosten abgeschätzt. Bei einer Unterbrechungswahrscheinlichkeit von fünf Prozent betragen diese im Jahr 2023 ca. 16,6 Mio. Euro jährlich. Dabei sinken die zusätzlichen Gasbezugskosten, wenn die Unterbrechungswahrscheinlichkeit sinkt. Bei einer Unterbrechungswahrscheinlichkeit von drei Prozent beläuft sich die Verteuerung des Gasbezugs auf durchschnittlich 10,7 Mio. Euro und bei einer Unterbrechungswahrscheinlichkeit von einem Prozent 4,4 Mio. Euro. Die Gasbezugskosten können deswegen generell höher ausfallen, weil der Kraftwerksbetreiber in Engpasszeiten höhere Preise an den für ihn zugänglichen Märkten akzeptieren und zudem mit einer Kapazitätsbuchung auf Marktgebiets-Entry-Seite und auf benachbarter Exit-Seite kalkulieren muss, die im Falle einer FZK nicht hätten gebucht werden müssen.

Diesen höheren Gasbezugskosten für die Kraftwerksbetreiber werden die jährlich eingesparten Kosten des Netzausbaus zugunsten FZK in Höhe von 184,8 Mio. Euro gegenüber gestellt. In der Analyse wird hieraus der Schluss gezogen, dass das Produkt gesamtwirtschaftlich vorteilhaft ist, da die Handlungsalternative DZK gegenüber FZK mit minimalem Ressourcenaufwand (Kosten) für die Fernleitungsnetzbetreiber erreicht wird.¹⁰

Ein für einen FZK-Ausbau sprechender oder hieraus ableitbarer Wohlfahrtsgewinn ist nicht von den Gaskraftwerksbetreibern vorgebracht worden. Weitergehende Flexibilität (hier: die feste freie Zuordenbarkeit) diene ausschließlich einer wirtschaftlichen Optimierung der Kraftwerksbetreiber. Im Dialogtermin mit den Kraftwerksbetreibern bei der Bundesnetzagentur zur Konsultation des Netzentwicklungsplans wurde deutlich, dass bezüglich etwaiger Investitionsentscheidungen oder anderer Margenüberlegungen potentielle Einschnitte durch die Bereitstellung von DZK statt FZK nicht von wesentlicher Bedeutung sind. Im Gegenteil wird es in der Regel so sein, dass durch Buchung von DZK ein

¹⁰ Kosten-Nutzen-Analyse der Fernleitungsnetzbetreiber im Anhang zum Netzentwicklungsplan, S. 11 u. 45.

geringerer Kostensatz als bei einer hinsichtlich Höhe und Laufzeit gleichwertigen FZK-Buchung anfällt. Dies steht jedoch vor dem Vorbehalt der oben beschriebenen zusätzlichen Buchungen im Engpassfall.

Zu berücksichtigen ist, dass die Kosten des Netzausbaus nicht singulär von den Kraftwerksbetreibern zu tragen sind, sondern im Ergebnis auf alle Netznutzer über die Netzentgelte gewälzt werden. Dieser Umstand wird insbesondere dann deutlich, wenn auf der einen Seite für eine spezielle Kundengruppe (hier: Kraftwerksbetreiber) kostenintensiver Netzausbau durchgeführt wird, und auf der anderen Seite dieselbe Gruppe tendenziell nicht vorgesehene („teure“) Kapazitäten, sondern kostengünstigere unterbrechbare Kapazitäten bucht. Oder anders gesagt: Einerseits wird vom Petenten ein Maximum an individueller Flexibilität eingefordert, andererseits besteht aber keine Pflicht, die entstandenen Kosten durch Buchung möglicher „höherwertiger“ Kapazitätsprodukte mitzutragen. Bekannt ist, dass Kraftwerksbetreiber aus Optimierungsgründen oft nur Transportverträge auf unterbrechbarer Basis in Anspruch nehmen (wobei eine Pauschalisierung bei weitem nicht sachgerecht ist). Das gegenwärtige Buchungsverhalten eines Großteils der Kraftwerke lässt zumindest nicht auf einen stärkeren Ansatz und Bedürfnisse nach FZK schließen.

Letztlich führte ein Ausbau zugunsten von FZK dazu, dass die Kosten des Netzausbaus über die Entgeltssystematik sozialisiert werden und der Nutzen hingegen individualisiert wird, ohne gleichzeitig einen verursachungsgerechten Beitrag von den Kraftwerksbetreibern abzuverlangen.

Auch aus dem Kreis der Stellungnehmer (z.B. E.ON, Vattenfall) wird geäußert, dass ein Kraftwerksprodukt (im Sinne des DZK-Ansatzes) eine sinnvolle Planungsprämisse für den Netzausbau sein kann. Soweit die Stellungnehmer aus der Gruppe der Kraftwerksbetreiber äußern, ihnen müssten zugangsseitig weiterhin FZK angeboten werden, ist darauf zu verweisen, dass in diesem Kontext zwischen den Planungsansätzen für die langfristige Netzentwicklungsplanung und dem tatsächlich – entsprechend der netztechnischen Begebenheiten verfügbaren – vorhandenen Angebot an Kapazitäten zu unterscheiden ist. Den Fernleitungsnetzbetreibern wird keineswegs verwehrt, weiterhin FZK anzubieten. Sie bleiben vielmehr nach § 8 Abs. 2, § 9 Abs. 3 GasNZV dazu verpflichtet, ein möglichst ausreichendes Maß an FZK anzubieten. Es ist durchaus möglich, dass durch neue Netzgegebenheiten, die durch Kapazitätsverlagerungen oder -rückgaben oder die Kontrahierung von Lastflusszusagen entstanden sind, zum Zeitpunkt der Realisierung eines Kraftwerksprojektes ausreichend Kapazitäten für neue Kraftwerke und/oder andere

Netznutzer zur Verfügung stehen werden. Vor diesem Hintergrund wäre es nicht sachgerecht, darüber hinausgehend weiteren Netzausbau zu betreiben.

2. Effizienter Netzausbau zugunsten der Anbindung neuer Speicher mit TaK

a. Inhalt der temperaturabhängig festen frei zuordenbaren Kapazität

Für neue Speicher haben die Fernleitungsnetzbetreiber TaK in der Modellierung hinterlegt. Damit sind die Netznutzung und die vermarktete Einspeise- und Ausspeise-Kapazität innerhalb eines definierten Temperaturbereiches fest. Außerhalb der Grenztemperaturen haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Möglichkeit, die Ein- oder Ausspeisekapazitäten in Engpassfällen zu unterbrechen.

Der Planungsansatz der TaK kommt den Nutzungsinteressen der Speicherkunden und den Speicherbetreibern weitestgehend entgegen und scheint geeignet, gleichzeitig den Netzausbau auf ein gesamtwirtschaftlich effizientes Maß zu beschränken. Es wird gewährleistet, dass die Fernleitungsnetzbetreiber nach erfolgtem Netzausbau im Zeitraum der Ausspeicherperiode Oktober bis März und der Einspeicherperiode von April bis September die für die Versorgungssicherheit notwendigen und historisch bedingten speicheroriginären Aufgaben wahrnehmen können. Darüber hinaus können auch marktorientierte Nutzungsweisen des Speichers unabhängig von den vorherrschenden Temperaturen erfolgen, sofern dies netztechnisch möglich ist.

b. Gesamtwirtschaftliche Beurteilung durch Variantenvergleich

Ein Ansatz der Speicher mit vollumfänglich fest frei zuordenbaren Kapazitäten als Planungsprämisse – die es Speicherkunden ermöglicht, auf fester Basis auch bei hohen Temperaturen aus dem Speicher aus- und bei niedrigen Temperaturen in den Speicher einspeichern zu können und sich quasi dadurch „abnahmekonträr“ zu verhalten – würde dazu führen, dass der Netzausbau gesamtwirtschaftlich ineffizient wird. Das Netz müsste deutlich stärker ausgebaut werden, um Mengen für die Einspeicherung gleichzeitig neben den Mengen für den Spitzenabsatz zu transportieren. Umgekehrt müssten im Sommer neben den Importmengen bei geringem Absatz Mengen aus dem Speicher abtransportiert werden.

Dieser Befund wird durch die Variantenrechnungen im Netzentwicklungsplan 2013 verdeutlicht: Die Modellierungsvariante IId, die lediglich die neu zu errichtenden Speicher zu 100 Prozent mit dem hochwertigsten Kapazitätsgut FZK in der Netzmodellierung berücksichtigt hatte, führte zu Kosten in Höhe von insgesamt 3,2 Mrd. Euro. Im Vergleich zu der Variante IIa, die neue Speicher mit TaK berechnet – allerdings nur zu 50 Prozent im Marktgebiet NCG und zu 80 Prozent in Marktgebiet Gaspool – ergaben sich Kosten in Höhe von insgesamt 2,4 Mrd. Euro. Dies entspricht einem zusätzlichen Ausbau für FZK von

insgesamt ca. 800 Mio. Euro. Die Varianten sind nicht unmittelbar vergleichbar, da zum einen nur die neuen Speicher und zum anderen in der Variante IIa Speicher nur anteilig je Marktgebiet mit TaK zugrunde gelegt wurden. Die Abweichung würde bei direkt vergleichbaren Varianten deutlich höher ausfallen. Die Modellierungsvariante mit dem Ansatz von FZK für alle Netzkoppelpunkte führte zu Netzausbaukosten von 24 Mrd. Euro und stellt damit die maximal berechneten Ausbaukosten dar.

In der Kosten-Nutzen-Analyse im Gutachten der Fernleitungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan 2013 wurde zudem der im Mittel durch TaK entgangene Nutzen der Speicherbetreiber bei einer Unterbrechungswahrscheinlichkeit von 5 Prozent mit 3,4 Mio. Euro jährlich beziffert und den jährlich anzunehmenden Investitionskosten für den Netzausbau in Höhe von 99,5 Mio. Euro gegenübergestellt. Die Speicherbetreiber haben dagegen den entgangenen Nutzen in einem eigenen Gutachten bei einer Unterbrechungswahrscheinlichkeit von 5 Prozent auf durchschnittlich ca. 33,5 Mio. Euro bemessen. Im Gegensatz dazu ist ein aus dem Ausbau zugunsten FZK ableitbarer Wohlfahrtsgewinn weder von den Fernleitungsnetzbetreibern noch von den Speicherbetreibern bestimmt worden.

Letztlich wird auch von den Speicherbetreibern in der Konsultation geäußert, dass ein Netzausbau zugunsten fest frei zuordenbarer Kapazitäten – im Sinne eines effizienten Netzausbaus – nicht sachgerecht erscheint.

Zwar haben einige Speicherbetreiber und Netzkunden in der Konsultation auch vorgetragen, dass die TaK nicht als Planungsgrundlage für die Netzmodellierung dienen könne, weil die handelsgesteuerte Speichernutzung dadurch begrenzt würde und gerade Kavernenspeicher nicht volkswirtschaftlich genutzt werden könnten. Andere Teilnehmer sehen jedoch den Ausbau der Netze zu Gunsten der Speicher nur insoweit als gesamtwirtschaftlich vertretbar an, sofern die Speicher anschließend zu Versorgungssicherheitszwecken einsetzbar sind und damit die historische Hauptaufgabe – Sicherstellung der Versorgung – unterstützen.

3. Kein Anspruch auf Ausbau des Netzes zugunsten FZK

Den Produktansätzen TaK und DZK für den Netzausbau steht auch nicht das Zugangsmodell in § 20 Abs. 1b) EnWG sowie auf Verordnungsebene die Vorschriften der § 8 Abs. 2 und § 9 Abs. 3 GasNZV entgegen, die im Ausgangspunkt von der *Bereitstellung* von (festen) FZK ausgehen.

Aus dem Netzzugangsmodell und der allgemeinen in § 15a EnWG konkretisierten Verpflichtung zum Netzausbau kann nicht abgeleitet werden, dass das Netz in allen Fällen auf die Bereitstellung von FZK auszubauen ist.

Nach § 20 Abs. 2 EnWG kann insbesondere im Fall netztechnischer Unmöglichkeit ein auf § 20 Abs. 1b) EnWG gestütztes Netzzugangsbegehren abgelehnt werden. Netztechnische Restriktionen, verursacht insbesondere durch den fortgeschrittenen Prozess der Marktgebietszusammenlegungen, führen dazu, dass mittlerweile in erheblichem Umfang keine fest frei zuordenbaren Kapazitäten mehr seitens der Fernleitungsnetzbetreiber zur Verfügung gestellt werden können. Diesen Umstand greift auch die GasNZV auf, die den Fernleitungsnetzbetreibern in § 9 Abs. 3 unter bestimmten Voraussetzungen das Recht einräumt, Kapazitäten bereitzustellen, die nicht das Merkmal der freien Zuordenbarkeit aufweisen. EnWG und GasNZV knüpfen in Konkretisierung des allgemeinen Zugangsanspruchs daran an, dass ein ausreichendes Maß an frei zuordenbaren Kapazitäten *bereitgestellt* wird.

Bei der Frage, welche Kapazitäten für die Netznutzer im Rahmen des *Netzausbaus* zu schaffen sind, sind zudem § 11 und § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG heranzuziehen. Sowohl die Verpflichtung zum Netzausbau in § 11 EnWG als auch die Erstellung des Netzentwicklungsplans gem. § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG stehen unter der Maßgabe, dass der Netzausbau den Kriterien der Bedarfsgerechtigkeit und der Erforderlichkeit entsprechen muss. Das Kriterium der Bedarfsgerechtigkeit verpflichtet die Netzbetreiber, die tatsächlich vorhandene Nachfrage nach Transportkapazitäten zu befriedigen. In der Gesamtschau ist dabei der Bedarf objektiv im Sinne einer „erforderlichen Menge“ zu verstehen.¹¹ Ein bedarfsgerechter Ausbau stellt die Befriedigung des aktuellen und zukünftig zu erwartenden Bedarfs in ein Verhältnis zum entstehenden Aufwand.¹²

Dieser Befund wird unterstrichen, indem nach § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG bei der Aufstellung des Netzentwicklungsplans nur die „erforderlichen“ Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes in den Plan aufgenommen werden müssen. Der Gesetzgeber geht in diesem Zusammenhang – ähnlich dem Wortlaut des europäischen Richtliniengebers in Art. 22 Abs. 1 der Richtlinie 2009/73/EG – davon aus, dass im Ergebnis der Netzausbau insgesamt dem Kriterium der

¹¹ Vgl. Leitfaden der Bundesnetzagentur zu Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV 2012, S. 4.
http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/BK4/Investitionsbudgets_Strom_und_Gas/LeitfadenAntraegeInvestitionsbudgets/Leitfaden_zu_Investitionsantraegen_2012.html?nn=53940.

¹² Vgl. Leitfaden zu Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV 2012, S. 4.
http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/BK4/Investitionsbudgets_Strom_und_Gas/LeitfadenAntraegeInvestitionsbudgets/Leitfaden_zu_Investitionsantraegen_2012.html?nn=53940.

Angemessenheit entsprechen muss.¹³ Diese Vorgabe ist Ausdruck des allgemeinen Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes und beinhaltet eine Gesamtabwägung hinsichtlich der Kosten des Ausbaus der Infrastruktur für die Netzbetreiber, die letztlich von der Allgemeinheit der Netznutzer getragen werden, im Gegensatz zur Begehr und der Nachfrage nach Transportkapazitäten und dem durch die Kapazitätsbereitstellung für die Nachfrager entstehenden Nutzen.

Bei der Beurteilung der Angemessenheit des Netzausbaus hat die Bundesnetzagentur abzuwägen zwischen dem Bedarf der Netznutzer, möglichst hohe Freiheitsgrade in der Nutzung des Netzes erfahren zu wollen, der Entscheidung der Fernleitungsnetzbetreiber, ein zumutbares Maß an Netzausbau realisieren zu können und dem Interesse der Allgemeinheit an einem gesamtwirtschaftlich effizientem Netzausbau. Die Letztverbraucher sollen nur mit angemessenen Kosten für den Netzausbau und -betrieb belastet werden.

3.3.1.3. Zwischenergebnis

Der Auswahl der Maßnahmen der Modellierungsvariante IIc als Grundlage für den Netzausbaubedarf durch die Fernleitungsnetzbetreiber stehen keine grundsätzlichen Bedenken entgegen.

3.3.2. Anpassungen der Modellierungsparameter

Es besteht Anpassungsbedarf bei den jeweiligen Kapazitätsprodukten zugunsten des Kapazitätsbedarfs der Kraftwerke und der Speicher. Dies ergibt sich auch aus den Stellungnahmen der Konsultationsteilnehmer. Im Übrigen wurde diesem bereits in der Bestätigung des Szenariorahmens für den künftigen Netzentwicklungsplan Gas 2014 Rechnung getragen. Dennoch wird davon abgesehen, von den Fernleitungsnetzbetreibern eine Nachmodellierung zu fordern.

3.3.2.1. Kapazitätsbedarf der Gaskraftwerke – Zuordnung zu liquiden Handelsmärkten

Änderungsbedarf ergibt sich bei der im Rahmen des DZK-Produktes von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgenommenen Zuordnung einzelner Kraftwerke zu den alternativen Einspeisepunkten bei Wallbach und Greifswald.

Es muss sichergestellt sein, dass die Zuordnung so ausgestaltet ist, dass ein Kraftwerk im Engpassfall fest versorgt werden kann. Dies ist nur bei Zuordnungspunkten gegeben, hinter denen ein liquider Handelsmarkt liegt. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist es unerlässlich, dass die Gaskraftwerke auch eine valide und marktbasierete Möglichkeit der Absicherung

¹³ Gesetzesbegründung, BT-Drs. 17/6072, S. 74.

bekommen. Die im Netzentwicklungsplan verwendeten Zuordnungspunkte bei Wallbach und Greifswald erfüllen dieses Kriterium derzeit nicht.

Bei der Frage der Liquidität der zugeordneten Punkte (bzw. der vorgelagerten Märkte oder virtuellen Handelspunkte) wird von den Marktteilnehmern attestiert, dass die Day-Ahead-Märkte zumindest bei NetConnect Germany, Gaspool und TTF ausreichend Volumen in handelbaren Kontrakten böten. Mit solchen Abschätzungen lässt sich leicht feststellen, ob ein zugeordneter Einspeisepunkt für einen Netznutzer wirtschaftlich ist oder ob Risiken in der Beschaffung berücksichtigt werden müssen.

Beim Großteil der vorgeschlagenen zuordenbaren Handelspunkte im Entwurf des Netzentwicklungsplans befinden sich die Fernleitungsnetzbetreiber insofern weitgehend im Einklang mit dem Meinungsbild der Marktteilnehmer, als dass diese als liquide zu bewerten sind und für einen (erfahrenen) Gashändler keinen unüberwindbaren Handelsaufwand bedeuten.

Derzeit bestehen aber Zweifel, ob die in der Netzmodellierung angesetzten Zuordnungspunkte Wallbach und Greifswald die Voraussetzungen erfüllen. Das DZK-Produkt besteht aus einem unterbrechbaren Zugang zu einem der beiden virtuellen Handelspunkte Gaspool und NetConnect Germany und wird mit einem festen Zugang zu einem oder mehreren vereinbarten Einspeisepunkten kombiniert. In der Praxis hieße das, im Unterbrechungsfall erfolgt die Absicherung der Belieferung des Kraftwerks durch die Buchung einer festen Transportkapazität an Grenz- bzw. Marktgebietsübergangspunkten und eventuell Speichern. Voraussetzung für eine Zuordenbarkeit ist allerdings, dass genügend Liquidität und feste Kapazität „hinter“ den Zuordnungspunkten gegeben ist. Dementsprechend ist der Zugang zu einem liquiden Handelspunkt eine der Bedingungen, die zur Praktikabilität des DZK-Produktes beitragen.

Die Punkte hinter den Grenzübergangspunkten Wallbach und Greifswald stellen aus Sicht der Bundesnetzagentur derzeit keine geeignete Zuordnung für das DZK-Produkt dar. Eine (alleinige) Zuordnung zum Grenzübergangspunkt Greifswald erfüllt diese Bedingung nicht, da es keinen vorgelagerten Handelsmarkt gibt, an dem im Falle einer Unterbrechung des Zugangs zum virtuellen Handelspunkt Gas und Transportkapazitäten beschafft werden könnten. Die Fernleitungsnetzbetreiber argumentieren, der Importpunkt Greifswald stelle auch ohne börsennotierten Handel einen genügenden Zuordnungspunkt dar, da weitere Möglichkeiten bestünden, „Einspeisemengen über einen liquiden OTC-Markt zu kontrahieren“. Mit aktiven Händlern an diesem Punkt hätten die betroffenen

Kraftwerksbetreiber die Möglichkeit, „eine Option zur Belieferung abzuschließen“. Aus Sicht der Bundesnetzagentur sind die Beispiele jedoch nicht ausreichend. Eine sogenannte Handloption für Kraftwerksbetreiber oder ein OTC-Handel ist nach derzeitigem Stand keine nachhaltige Bezugsoption und genügt dem Erfordernis eines liquiden Marktes nicht. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben gegenwärtig noch keinen tragbaren Lösungsvorschlag vorgestellt, wie eine Handloption aussehen könnte, auf Basis derer ein Kraftwerksbetreiber die gesicherte Möglichkeit hat, benötigte Gasmengen vom Zuordnungspunkt zu erhalten. Dies schließt nicht nur den Gasbezug zu Marktpreisen ein, sondern auch den tatsächlichen physischen Bezug, da nicht bekannt ist und auch nicht transparent nachvollzogen werden kann, dass ein Angebotsmarkt oder eine ausreichende Zahl an potentiellen Handelspartnern besteht.

Im Falle einer Zuordnung zum Grenzübergangspunkt Wallbach ist ein unmittelbarer Zugang zu einem Handelsmarkt im Nachbarland ebenfalls gegenwärtig noch ausgeschlossen, da es in der Schweiz keinen (liquiden) virtuellen Handelspunkt gibt. Eine Zuordnung zum Grenzübergangspunkt Wallbach könnte alternativ – unter Annahme des zusätzlichen Koordinierungsaufwands aufgrund einer Hinzunahme eines weiteren nachgelagerten Grenzübergangspunktes und einer Zwischentransportkapazität – einen mittelbaren Zugang zum Handelspunkt in Italien darstellen. Derzeit reicht dieser mittelbare Zugang jedoch nicht aus, um die Versorgung eines Kraftwerks entsprechend abzusichern. Der Zugang zum italienischen Handelspunkt PSV¹⁴ ist unter derzeitigen Marktkonditionen und mit der aktuellen Netzinfrastruktur nicht gesichert. Für eine potentielle Berücksichtigung ist von den Fernleitungsnetzbetreibern zu prüfen, ob insbesondere bei Realisierung der Reversierung der Trans-Europa-Naturgas-Pipeline (TENP) ausreichend Liquidität aus Italien dargeboten werden kann und zudem keine Engpässe an den maßgeblichen Grenzübergangspunkten Wallbach und Griespass (IT-CH) vorherrschen. Aus heutiger Sicht können nur sehr vage Annahmen zu diesen Fragen getroffen werden, sodass eine Bestätigung des Importpunktes Wallbach als tragbarer Zuordnungspunkt in diesem Netzentwicklungsplan nicht gerechtfertigt ist.

Sollten sich „hinter“ den genannten Grenzübergangspunkten zukünftig hinreichend liquide Handelsmärkte entwickeln, die eine kurzfristig, marktbasiertere und sichere Versorgung für Gaskraftwerke gewährleisten können, könnten diese Grenzübergangspunkte in zukünftigen Szenariorahmen bzw. Netzentwicklungsplänen als Zuordnungspunkte berücksichtigt werden.

¹⁴ Punto di Scambio Virtuale.

3.3.2.2. Kapazitätsbedarf der Speicher - Anpassungsbedarf der Temperaturgrenzen und Betrachtung ohne einen unterbrechbaren Anteil

Des Weiteren besteht Anpassungsbedarf bei der Modellierung der Speicher mit einem unterbrechbaren Anteil der TaK (a) sowie den verwendeten Temperaturgrenzen für die feste Ein- und Ausspeicherung (b). Die Ausgestaltung der TaK im Netzentwicklungsplan 2013 entspricht keinem festen Kapazitätsprodukt.

(a) Modellierung mit einem unterbrechbaren Anteil

Die temperaturabhängig fest frei zuordenbare Kapazität (TaK) für Untergrundspeicher ist nicht mit 100 Prozent der angefragten Leistung für neue Speicher in der Modellierung berücksichtigt worden. Im Netzentwicklungsplan 2013 erfolgte dies lediglich zu 80 Prozent im Marktgebiet Gaspool und 50 Prozent im Marktgebiet NetConnect Germany. Begründet wurde dieses Vorgehen von den Fernleitungsnetzbetreibern lediglich in einer Fußnote zum TaK-Produkt im Konsultationsdokument zum Szenariorahmen 2013, in der angemerkt wird, dass die Fernleitungsnetzbetreiber in der Basisvariante II „den von der BNetzA eingebrachten Aspekt der Gleichbehandlung von Bestands- und Neuspeichern“ aufgreifen und „neue Speicher [...] mit einem aus den Bestandsspeichern abgeleitetem Anteil an fester Kapazität eingeplant“ werden.¹⁵

(b) Angelegte Temperaturgrenzen im Netzentwicklungsplan

Im Plan ist bei den verwendeten Temperaturgrenzen eine Differenzierung zwischen Nord- und Süddeutschland vorgesehen. Für den Süden liegt die untere Grenze der festen Kapazität für die Ausspeicherung (Einspeisung in das Fernleitungsnetz) bei einer Temperatur von -10°C , gestaffelt bis 5°C . Für den Norden liegt die Grenze der Ausspeicherung bei -5°C gestaffelt bis 15°C . Das heißt, für Süddeutschland besäße der Speicher bei Temperaturen größer als -10°C fast ausschließlich unterbrechbare Kapazitäten zum Ausspeichern.

Die verwendeten Temperaturbereiche ermöglichen nach Auswertungen durch die Bundesnetzagentur anhand von Tagesmitteltemperaturen der Jahre 1981 bis 2012 an 28 Wetterstationen verteilt über das gesamte Bundesgebiet im Ergebnis nur eine unzureichende Nutzungsweise der Speicher. Denn legt man die von den Fernleitungsnetzbetreibern für Süddeutschland vorgeschlagenen Temperaturgrenzen zu Grunde, wäre eine vollständig feste Ausspeicherung im Durchschnitt nur an zwei Tagen pro Jahr (betrachtet über 30 Jahre) gegeben. Die Auswertung ergab ferner, dass eine zu 65 Prozent feste Ausspeicherung nur

¹⁵ Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2013 v. 01.10.2012, S. 26.

an im Durchschnitt 40 Tagen pro Jahr und eine zu 35 Prozent feste Ausspeicherung nur an im Durchschnitt 69 Tagen pro Jahr möglich erschien.

Daraus ergeben sich durchschnittlich nur ca. 53 Vollbenutzungstage (aufgerundet) für den festen Anteil der Einspeisekapazität. Unter Vollbenutzungstagen versteht die Bundesnetzagentur die Summe der Tage, an denen nach TaK eine feste Ein- oder Ausspeicherung möglich ist, jeweils gewichtet mit dem Anteil der festen Kapazität.

Für die Jahre 1981 bis 2012 wurden mit einem TaK-Ansatz im Durchschnitt ermittelt:

Anteil der festen Kapazität	Anzahl Tage pro Jahr
100%	2
65%	40
35%	69

Die durchschnittlichen Vollbenutzungstage ergeben sich nach folgender Berechnung:

$$2 \frac{\text{Tage}}{\text{Jahr}} \cdot 1,00 + 40 \frac{\text{Tage}}{\text{Jahr}} \cdot 0,65 + 69 \frac{\text{Tage}}{\text{Jahr}} \cdot 0,35 = 52,15 \frac{\text{Tage}}{\text{Jahr}},$$

also aufgerundet 53 Tage pro Jahr.

Setzt man für die Dauer der Ausspeicherperiode etwa den Zeitraum vom 1. Oktober bis zum 31. März des darauffolgenden Jahres an, ergibt sich eine potentielle Gesamtdauer für die Ausspeicherung von 182 Tagen. Damit entsprechen die 53 Vollbenutzungstage lediglich einem Anteil von nur rund 29 Prozent an der gesamten Ausspeicherperiode.

Zwischenzeitlich wurden im Konsultationsprozess zum Szenariorahmen 2014 von der Branche über den BDEW geänderte Temperaturparameter aus der Projektgruppe TaK (bestehend aus Vertretern der Fernleitungsnetzbetreiber, Speicherbetreiber und Händlern) für die Modellierung des Netzausbaus eingebracht. Die Bundesnetzagentur hat den Vorschlag ausgewertet und als Vorgabe in der Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2014 vorgeschrieben.

3.3.2.3. Absehen von einer Nachmodellierung

Die unzureichende Berücksichtigung des Kapazitätsbedarfs der Kraftwerke und der Speicher hätte eine umfängliche Nachmodellierung des Planes notwendig gemacht. Davon sieht die Bundesnetzagentur ab. Stattdessen ordnet sie die Abänderung einiger Maßnahmen der Variante IIc sowie die Fortführung einiger Maßnahmen aus dem verbindlichen Netzentwicklungsplan 2012 an. In der Gesamtschau ist dies ein milderer, gleich wirksames Mittel.

Im Einzelnen hat sich die Bundesnetzagentur hierbei von folgenden Gründen leiten lassen:

Eine umfassende Neumodellierung und Nachbearbeitung des gesamten Netzentwicklungsplanes hätte einen unverhältnismäßigen Aufwand für die Fernleitungsnetzbetreiber zur Folge.

Die Parameter zum Kapazitätsbedarf der Kraftwerke und Speicher, die die Bundesnetzagentur für eine Nachmodellierung vorgeben würde, sind in der Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2014 bereits enthalten und liegen dementsprechend den Modellierungen für den Netzentwicklungsplan 2014 zugrunde.¹⁶ Die Ergebnisse dieser Modellierungen werden von den Fernleitungsnetzbetreibern bereits im Februar 2014 zur Konsultation veröffentlicht. Die Ergebnisse aus einer Nachmodellierung im Rahmen des Änderungsverlangens müssten erst im März 2014 vorliegen. Zu diesem Zeitpunkt wären sie durch den Entwurf des neuen Netzentwicklungsplans bereits überholt.

Dennoch kann nicht davon abgesehen werden, von den Fernleitungsnetzbetreibern Änderungen am Netzentwicklungsplan 2013 zu verlangen.

1. Die Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan beruhen auf Prognoseentscheidungen der Netzbetreiber mit einem langen Planungshorizont von zehn Jahren. Es erscheint aus Sicht der Bundesnetzagentur begründungsbedürftig, wenn Maßnahmen, die in einem verbindlichen Netzentwicklungsplan enthalten sind, von einem Netzentwicklungsplan zum nächsten Netzentwicklungsplan entfallen. Hierfür bedarf es plausibler und nachvollziehbarer Gründe, welche von den Fernleitungsnetzbetreibern dezidiert darzulegen sind. Die Maßnahmen des Netzentwicklungsplans sind keine unverbindlichen Absichtserklärungen, sondern Indikation dafür, dass ein Bedarf und eine Notwendigkeit zum Ausbau des Netzes bestehen. Sie sind insofern verbindliche Konkretisierungen der allgemeinen Netzausbaupflichtung der Fernleitungsnetzbetreiber nach § 11 Abs. 1 EnWG. Die Bundesnetzagentur hat bereits im Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan 2012 verdeutlicht, dass infolge des verbindlichen Netzentwicklungsplans die Fernleitungsnetzbetreiber in der Pflicht sind, die notwendigen Maßnahmen umzusetzen, um ein zeitgerechtes Fertigstellen der Netzausbaumaßnahmen zu gewährleisten. Letzteres beinhaltet, dass mit der Umsetzung der Maßnahmen unverzüglich und rechtzeitig begonnen werden muss, indem konkrete Realisierungsschritte (z.B. Machbarkeitsstudie, raumordnerische und planungsrechtliche Vorbereitungen, etc.) unternommen werden.

¹⁶ Zur Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2014 vom 16.10.2013 siehe unter http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP_Gas2014/Netzentwicklungsplan_Gas_2014_node.html

Auch müssen die Fernleitungsnetzbetreiber den jeweiligen Fortgang der Planungen in einem „Fortschrittsbericht“ im Netzentwicklungsplan darlegen. § 15a Abs. 2 S. 5 EnWG gibt ihnen insofern vor, dass sie den Stand der Umsetzung des vorhergehenden Netzentwicklungsplans in den jeweils aktuellen Netzentwicklungsplan aufnehmen. Die Systematik geht also von einer Umsetzungsverpflichtung und einer Kontinuität der Planungen aus.

Andererseits sind prinzipiell Änderungen und Anpassungen des Netzentwicklungsplans und der Maßnahmen als solches aber auch vom Gesetz- und Richtliniengeber erkannt und gewollt. Anderenfalls würde die jährliche Vorlagepflicht und Aktualisierung des Netzentwicklungsplans keinen Sinn machen. Es können sich neuere Erkenntnisse beim Bedarf ergeben, wenn z.B. Kraftwerksvorhaben sich nicht realisieren oder zeitlich verzögern. Diese neuen Erkenntnisse müssten aber so belastbar sein, dass es auch wirklich wahrscheinlich ist, dass die Maßnahme nicht mehr in den kommenden Netzentwicklungsplänen benötigt wird. Von den Netzbetreibern muss vielmehr explizit dargelegt werden, wann eine Maßnahme nicht mehr bedarfsgerecht ist. Diesem Umstand haben die Fernleitungsnetzbetreiber bei einzelnen Maßnahmen im Netzentwicklungsplan 2013 nicht hinreichend Rechnung getragen.

2. Für die Bundesnetzagentur ist im Hinblick auf die von den Fernleitungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan 2013 vorgeschlagenen Maßnahmen bereits zum Entscheidungszeitpunkt absehbar, dass sich Modifikationen hinsichtlich der Dimensionierung der künftigen Ausbaumaßnahmen im Vergleich zum gegenwärtig zu beurteilenden Netzentwicklungsplan ergeben können. Denn im bereits bestätigten Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2014 ist auf Grund veränderter Modellierungsvarianten die Grundlage für einen höheren Ausbaubedarf gelegt. Dieser Umstand darf nicht unberücksichtigt bleiben.

Die Bundesnetzagentur hat sich von den betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern im laufenden Verfahren eine Einschätzung eingeholt, ob die im Netzentwicklungsplan 2013 im Vergleich zum verbindlichen Netzentwicklungsplan 2012 entweder kleiner dimensionierten oder komplett entfallenen Maßnahmen bei modifizierten Modellierungsvarianten für den Netzentwicklungsplan 2014 wieder potentiell in Betracht kommen könnten. Die Unternehmen haben bei den einzelnen Maßnahmen die Bedarfsauswirkungen und Zusammenhänge erörtert. Sie erklärten, dass sich auf Grund der geänderten Modellierungsvorgaben die entfallenen Maßnahmen wieder als potentiell bedarfsgerecht erweisen könnten.

3. Der höhere Ausbaubedarf resultiert im Einzelnen daraus, dass mit der Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2014 der Kritik aus den Stellungnahmen

hinsichtlich der Modellierungsansätze für den Kapazitätsbedarf der Speicher, der Gaskraftwerke und der Verteilernetzbetreiber in der Bestätigungsentscheidung Rechnung getragen wurde:

- a. Beim Kapazitätsprodukt der temperaturabhängig festen frei zuordenbaren Kapazität (TaK) für die Speicher wird sich ein größer dimensionierter Ausbau ergeben. Denn einerseits wird das Kapazitätsprodukt TaK nunmehr mit 100 Prozent der angefragten Leistung eines Speichers in der Netzmodellierung berücksichtigt. Der bisher vorgesehene einen Ausbau mindernde Ansatz eines unterbrechbaren Anteils im Kapazitätsprodukt (von 20 Prozent im Marktgebiet Gaspool und von 50 Prozent im Marktgebiet NCG) wird nicht weiterverfolgt. Außerdem werden deutschlandweit einheitliche und ohne geographische Unterscheidung nach Regionen verwendete Temperaturgrenzen zur Ermittlung des Netzausbaubedarfes verwendet, die einen höheren Netzausbaubedarf erwarten lassen.

Zu einem „Mehr“ an Netzausbau im Netzentwicklungsplan 2014 wird tendenziell auch die Anpassung der Temperaturgrenzen innerhalb des TaK-Produkts führen. So wurden die Grenztemperaturen der festen Ein- und Ausspeisekapazitäten entsprechend des Branchenvorschlags des BDEW und eigener Berechnungen der Bundesnetzagentur abgeändert. Auf Grund der Weite der Temperaturbereiche ist zu erwarten, dass den Speichernutzern ein höheres Maß an fester Netznutzungsmöglichkeit geboten werden kann, was tendenziell einen Ausbau voraussetzt.

- b. Ähnliche Implikationen wird auch die Vorgabe haben, beim Kapazitätsbedarf der Kraftwerksbetreiber mittels des DZK-Produktes nur liquide Handelsmärkte als Zuordnungspunkten in der Modellierung zu berücksichtigen.
- c. Weiterer Treiber für Änderungen im Vergleich zum Netzentwicklungsplan 2013 kann die Ermittlung des Netzausbaubedarfes ohne die Fortschreibung von Lastflusszusagen (LFZ) über den kontrahierten Zeitraum hinaus sein. Der bisher verwendete Ansatz ging davon aus, dass die bisher vertraglich gesicherten LFZ auch weiterhin in gleicher Höhe kontrahiert werden können. Damit wird rechnerisch der notwendige Kapazitätsbedarf reduziert und damit Netzausbau vermieden. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben ausweislich der Bestätigungsentscheidung für den Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2014 den nötigen Ausbau zu ermitteln, der erforderlich ist, um die bislang durch die Fortschreibung der LFZ im

Fernleitungsnetz darstellbaren festen Kapazitäten ohne die Fortschreibung netzseitig darstellen zu können.

- d. Schließlich hat auch der Ansatz des Kapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber in der Modellierung Auswirkungen auf das Netzausbauniveau. In der Bestätigungsentscheidung zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2014 wurde aufgegeben, verschiedene Varianten zum Kapazitätsansatz der Verteilernetzbetreiber zu betrachten und den hieraus resultierenden Netzausbaubedarf gegenüber zu stellen.

4. Ein weiterer Grund für die Fortführung der Maßnahmen aus dem verbindlichen Netzentwicklungsplan 2012 oder einer Änderung der Maßnahmen hinsichtlich ihrer Dimensionierung ist, dass die Projektplanung und der Projektfortschritt nicht konterkariert werden durch eine Inkonsistenz zwischen den Plänen. Mit dem Vorgehen soll erreicht werden, dass die Planungen für die jeweiligen Netzausbaumaßnahmen kontinuierlich voran gebracht werden können und es nicht zu Zeitverzögerungen bei der Umsetzung der Maßnahmen kommt.

Die Genehmigungsverfahren der Maßnahmen im Rahmen von Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren erstrecken sich über längere Zeiträume. Für den kontinuierlichen Fortgang der Planungsverfahren wäre es nachteilhaft, wenn sich einzelne Maßnahmen in ihrer Dimensionierung ändern oder sich möglicherweise im hiesigen Plan nicht wiederfinden und auf diesem Befund abschlägige Planungsentscheidungen getroffen würden, obgleich absehbar ist, dass die Maßnahmen sich wieder als erforderlich erweisen können. Dies gilt umso mehr, als in den Netzentwicklungsplänen der ersten Generation durch das Finden geeigneter Modellierungsvarianten Änderungen bei den Maßnahmen zu erwarten sind.

Gerade in den in Rede stehenden ersten beiden Durchgängen der koordinierten Netzentwicklungsplanung soll aber eine Kontinuität zwischen den beiden Plänen erreicht werden und somit ein „Auf“ oder „Ab“ hinsichtlich der Dimensionierung der Maßnahmen oder ob die Maßnahme überhaupt im Plan enthalten ist, möglichst vermieden werden und somit zu einer konsistenten Planung beitragen.

Den Zielen des § 15a Abs. 1 EnWG entsprechend hat die Bundesnetzagentur auch dafür Sorge zu tragen, dass ein bedarfsgerechter Netzausbau zeitgerecht erfolgt. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und auch der gemeinschaftsweiten Netzplanung zur

größtmöglichen Wirksamkeit zu verhelfen, ist eine Kontinuität zwischen den rollierenden Plänen sicherzustellen.

5. Die Fortführung einiger Maßnahmen aus dem verbindlichen Netzentwicklungsplan 2012 bzw. die entsprechend größere Dimensionierung ist den Fernleitungsnetzbetreibern auch zumutbar, da diese zunächst im Kern mit einem Planungsaufwand belastet werden. Für Maßnahmen, die im Netzentwicklungsplan 2013 kleiner dimensioniert sind als im Vorjahresplan, haben die Fernleitungsnetzbetreiber selbst angegeben, Raumordnungs- bzw. Planfeststellungsverfahren ohnehin in der größeren Dimensionierung planerisch fortzuführen.

3.3.3. Abänderung der Maßnahmen der Variante IIc im Einzelnen

Die folgenden Maßnahmen aus dem Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan 2013 (Variante IIc) sind bezüglich ihrer Dimensionierung (Durchmesser, Leitungslänge oder Verdichterkapazität) bzw. des geplanten Inbetriebnahmedatums entsprechend den Parametern aus dem Netzentwicklungsplan 2012 abzuändern.

Die Bundesnetzagentur hat sich bei der Einschätzung zur Genehmigungsfähigkeit und bei der Prüfung des vorgelegten Plans an den Auswirkungen der Maßnahmen auf die Bedarfsabdeckung orientiert. Hier war zu beurteilen, welche Netznutzung wie Kapazitätsbedarfe für Kraftwerke, Speicher oder die Überspeisekapazität zu nachgelagerten Netzen der Treiber für den Netzausbau ist und ob dieser Veränderungen unterlag, d.h. ob sich möglicherweise die Bedarfsauswirkung in dem Netzentwicklungsplan 2013 im Vergleich zum Netzentwicklungsplan 2012 unterscheidet.

Daneben war zu beurteilen, ob im Netzentwicklungsplan 2013 plausible Gründe für einen Wegfall der Maßnahme aus dem Plan 2012 angeführt wurden und sich die Prognose auch so valide darstellt, dass davon ausgegangen werden kann, dass mit entsprechend geänderten Modellierungsvarianten die Maßnahme im kommenden Jahr nicht mehr erwartet wird. Lagen bei einer planerischen Nichtfortführung einer Maßnahme oder bei einer planerisch kleiner dimensionierten Maßnahme im Netzentwicklungsplan 2013 im Vergleich zu 2012 nachvollziehbare Gründe vor, dann ist aus Sicht der Bundesnetzagentur keine Änderung erforderlich.

Schließlich hat die Bundesnetzagentur bei der Prüfung der vorgelegten Maßnahmen berücksichtigt, dass auf Grund des bestätigten Szenariorahmens für den

Netzentwicklungsplan 2014 mit den veränderten Modellierungsvarianten die Grundlage für einen potentiell größeren Ausbau des Netzes gelegt ist.

3.3.3.1. Maßnahme Leitung Schwandorf-Arresting – ID-Nr. 024-02

Die Maßnahme Loop Schwandorf-Arresting (ID-Nr. 024-02) ist in der Planung und Umsetzung auf einen Durchmesser von 1.000 mm (anstatt 900 mm) abzuändern.

Die Maßnahme Loop Schwandorf-Arresting (ID-Nr. 024-02) im Raum H-Gas West/Süd liegt im Netzbereich der Beteiligten zu 1. und der Beteiligten zu 15. und besteht aus einer Loopleitung von Schwandorf nach Arresting in der Länge von 61,5 km auf der Druckstufe von 100 bar und einer Gas-Druck-Regel-Messanlage (GDRM-Anlage). Die Kosten dieser Maßnahme belaufen sich nach derzeitigen Kostenschätzungen der Fernleitungsnetzbetreiber auf 119 Mio. Euro. Das die Maßnahme durchführende Unternehmen ist die Beteiligte zu 15.

Der aktuelle Projektstatus/Entwicklungsstand besteht nach Angaben der Netzbetreiber in dem Beginn der Erstellung des Planungsmemorandums und der Vorbereitung für die Planung des Projektes. Folglich sind noch keine weiteren Detailplanungen für Raumordnungs- oder Planfeststellungsverfahren eingeleitet worden. Bis zum 01.04.2014 werden die Unterlagen zum Raumordnungsverfahren (ROV) vorbereitet und das förmliche Verfahren eingeleitet. Bis zum 01.04.2015 soll das ROV durchgeführt und ebenso die Umweltverträglichkeitsuntersuchungen abgeschlossen sein. Bis zum 01.04.2016 ist geplant, das Planfeststellungsverfahren (PFV) durchgeführt zu haben. Die Inbetriebnahme der Leitung Schwandorf-Arresting ist für Dezember 2017 vorgesehen.

Gemäß der Maßnahmenliste ist diese Maßnahme Ergebnis der Modellierung und in allen im Netzentwicklungsplan berechneten Varianten enthalten. Die Maßnahme wirkt sich auf die Deckung des folgenden Bedarfes aus: Am Kraftwerk Irsching 4 kann durch diese Maßnahme dynamisch zuordenbare Kapazität bereitgestellt werden. Ferner kann durch die Maßnahme grundsätzlich die Überspeisekapazität vom Netzgebiet der OGE zum Netzgebiet der bayernets erhöht und vor allem an den Speichern Haidach und 7Fields temperaturabhängige Kapazität bereitgestellt werden. Mit Anschluss der MONACO 1 an das Gesamt-Projekt Schwandorf-Arresting-Finsing können zusätzliche Gasmengen auch über das Netz der bayernets hinaus zur Versorgung von Netzkunden genutzt werden.

Die Maßnahme ist in der Variante IIc des Planes mit einem Leitungsdurchmesser von 900 mm vorgeschlagen. Bei der unternehmensindividuellen Anhörung nannte die Beteiligte zu 15. als Grund für die im Vergleich zum Netzentwicklungsplan 2012 geringere Dimensionierung des Durchmessers die Modellierung der Speicher mit dem

temperaturgeführten Kapazitätsprodukt. Für das Raumordnungsverfahren werde planerisch die größere Dimensionierung von 1.000 mm Durchmesser fortgeführt.

Sowohl alle Fernleitungsnetzbetreiber (vgl. Ausführungen im Netzentwicklungsplan 2013, S. 115), als auch die Beteiligte zu 1. und die Beteiligte zu 15. bewerten die Maßnahme auch im Zusammenhang mit den Maßnahmen Leitung Arresting-Finsing (ID-Nr. 028-02), Monaco Bauabschnitt 1 (ID-Nr. 030-01) sowie Verdichterstation (VDS) Amerdingen (Neubau) (ID-Nr. 036-01) als gesamtwirtschaftlich sinnvolle Maßnahme zur Verbesserung der Kapazitätssituation der nachgelagerten Verteilernetzbetreiber in Süddeutschland und zur verbesserten Anbindung der (neuen) Speicher in Süddeutschland und unterstreichen deren Notwendigkeit.

Jedoch ist aufgrund der im Netzentwicklungsplan nur anteilig je Marktgebiet modellierten temperaturabhängigen Kapazität für neue Speicher, welche in künftigen Plänen zu 100 Prozent in der Modellierung Berücksichtigung finden sollen, und der voraussichtlichen Auswirkungen der nunmehr angepassten Temperaturgrenzen in künftigen Netzmodellierungen zu erwarten, dass die vorgeschlagene Maßnahme in ihrer Dimensionierung größer ausfallen wird. Folglich ist, abweichend vom Vorschlag im Netzentwicklungsplan 2013, entsprechend der im Plan von 2012 enthaltenen Parameter die Maßnahme auf einen Durchmesser von 1.000 mm abzuändern und mit dieser Dimensionierung weiter zu planen.

3.3.3.2. Maßnahme Leitung Arresting-Finsing – ID-Nr. 028-02

Die Maßnahme Leitung Arresting-Finsing (ID-Nr. 028-02) ist in der Planung und Umsetzung entsprechend den Parametern aus dem Netzentwicklungsplan 2012 auf einen Durchmesser von 1.000 mm (anstatt 900 mm) abzuändern.

Die Maßnahme Leitung Arresting-Finsing (ID-Nr. 028-02) im Raum H-Gas West/Süd liegt im Netzbereich der Beteiligten zu 1. und der Beteiligten zu 15. und besteht aus einer Loopeitung von Arresting nach Finsing in der Länge von 83 km auf der Druckstufe von 100 bar und einer Gas-Druck-Regel-Messanlage (GDRM-Anlage). Die Kosten dieser Maßnahme belaufen sich nach derzeitigen Kostenschätzungen der Fernleitungsnetzbetreiber auf 164 Mio. Euro. Die Beteiligte zu 15. wurde gemäß dem Änderungsverlangen 2012 zur Durchführung der Maßnahme bestimmt.

Nach aktuellem Projektstatus/Entwicklungsstand werden die Detailplanungen für Raumordnungs- oder Planfeststellungsverfahren derzeit vorbereitet, sind aber noch nicht umgesetzt. Gemäß Planung der Fernleitungsnetzbetreiber werden bis zum 01.04.2014 die

Unterlagen zum Raumordnungsverfahren (ROV) vorbereitet und das förmliche Verfahren eingeleitet. Bis zum 01.04.2015 soll das ROV durchgeführt sein. Bis zum 01.04.2016 ist geplant, die Umweltverträglichkeitsuntersuchungen abgeschlossen und das Planfeststellungsverfahren (PFV) vorbereitet zu haben. Eine Inbetriebnahme der Leitung Arresting-Finsing ist für Dezember 2018 vorgesehen.

Gemäß der Maßnahmenliste ist diese Maßnahme Ergebnis der Modellierung und in allen im Netzentwicklungsplan 2013 berechneten Varianten enthalten. Die Maßnahme wirkt sich auf die Deckung des folgenden Bedarfes aus: Am Kraftwerk Irsching 4 kann durch diese Maßnahme dynamisch zuordenbare Kapazität bereitgestellt werden. Ferner kann durch die Maßnahme die Überspeisekapazität vom Netzgebiet der OGE zum Netzgebiet der bayernets erhöht und vor allem an den Speichern Haidach und 7Fields temperaturabhängige Kapazität bereitgestellt werden. Mit Anschluss der MONACO 1 an das Gesamt-Projekt Schwandorf-Arresting-Finsing können zusätzliche Gasmengen auch über das Netz der bayernets hinaus zur Versorgung von Netzkunden genutzt werden.

Die Maßnahme ist in der maßgeblichen Variante IIc im Netzentwicklungsplan 2013 mit einem Leitungsdurchmesser von 900 mm vorgeschlagen. Aus der unternehmensindividuellen Anhörung mit der Beteiligten zu 15. wurde als Grund für die im Vergleich zum Netzentwicklungsplan 2012 geringere Dimensionierung des Durchmessers die Modellierung der Speicher mit dem temperaturgeführten Kapazitätsprodukt benannt. Es wurde mitgeteilt, dass für das Raumordnungsverfahren planerisch die größere Dimensionierung von 1000 mm Durchmesser fortgeführt werde.

Sowohl alle Fernleitungsnetzbetreiber (vgl. Ausführungen im Netzentwicklungsplan 2013, Seite 115) als auch die Beteiligte zu 1. und die Beteiligte zu 15. bewerten die Maßnahme auch im Zusammenhang mit den Maßnahmen Leitung Schwandorf-Arresting (ID-Nr. 024-02), Monaco Bauabschnitt 1 (ID-Nr. 030-01) und VDS Amerdingen (ID-Nr. 36-01) als gesamtwirtschaftlich sinnvolle Maßnahme zur Verbesserung der Kapazitätssituation der nachgelagerten Verteilernetzbetreiber in Süddeutschland und zur verbesserten Anbindung der süddeutschen (neuen) Speicher und unterstreichen deren Notwendigkeit.

Jedoch ist aufgrund der derzeit im Netzentwicklungsplan 2013 nur anteilig je Marktgebiet modellierten temperaturabhängigen Kapazität für neue Speicher, welche in künftigen Plänen mit 100 Prozent der angefragten Leistung berücksichtigt werden sollen, aufgrund der voraussichtlichen Auswirkungen der angepassten Temperaturgrenzen und des Wegfalls von nicht kontrahierten Lastflusszusagen in zukünftigen Netzmodellierungen zu erwarten, dass die vorgeschlagene Maßnahme in ihrer Dimensionierung künftig größer ausfallen wird. Folglich ist, abweichend vom Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber, entsprechend der im

Netzentwicklungsplan 2012 enthaltenen Parameter die Maßnahme auf einem Durchmesser von 1.000 mm abzuändern und mit dieser Dimensionierung weiter zu planen.

3.3.3.3. Maßnahme Leitung Epe-Werne – ID-Nr. 045-04

Die Maßnahme Leitung Epe-Werne (ID-Nr. 045-04) ist in der Planung und Umsetzung entsprechend den Parametern aus dem Netzentwicklungsplan 2012 auf eine Leitungslänge von 69 km (anstatt 15 km) und auf einen Leitungsdurchmesser von 1.200 mm (anstatt 1.100 mm) abzuändern. Die Kostenschätzungen sind auf diese Änderung hin anzupassen. Eine genaue Aufteilung zur Durchführung und Projektverantwortlichkeit ist bei der Umsetzung des Änderungsverlangens aufzunehmen.

Die Maßnahme Leitung Epe-Werne (ID-Nr. 045-04) im Raum H-Gas West/Süd liegt in den Netzbereich der Beteiligten zu 15. und der Beteiligten zu 17. und besteht aus einer Loopeitung von Epe nach Werne auf der Druckstufe von 100 bar und einer Gas-Druck-Regel-Messanlage (GDRM-Anlage). Die durchführenden Unternehmen sind die Beteiligte zu 15. und die Beteiligte zu 17., wobei zum genauen Anteil der Durchführung im Plan keine verbindliche Aussage gemacht wurde. Es ist angegeben, dass entweder eine paritätische Aufteilung oder eine Aufteilung zu 75/ 25 Prozent zwischen den Beteiligten erfolgen soll.

Von den Beteiligten zu 15. und zu 17. wurde auf Nachfrage dargelegt, dass bezüglich der genauen Aufteilung zur Durchführung und Projektverantwortlichkeit noch Gespräche zwischen den Unternehmen stattfinden. Weiterhin wurde dargelegt, dass die Beteiligte zu 15. organisatorisch für die weiteren Planungsschritte Verantwortung zeichne und diese einleite. Die Bundesnetzagentur erachtet es als notwendig, dass bis zur Umsetzung des Änderungsverlangens gem. § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG ein Ergebnis zur Aufteilung der Durchführung gefunden werden muss und im verbindlichen Plan eine definitive Aussage hierzu gemacht wird.

Der aktuelle Projektstatus/Entwicklungsstand der Netzbetreiber sieht vor, bis zum 01.04.2014 mit der Vorbereitung des Raumordnungsverfahrens (ROV) zu beginnen, dieses ROV und die Umweltverträglichkeitsprüfungen bis zum 01.04.2015 durchgeführt zu haben und mit den Vorbereitungen zum Planfeststellungsverfahren (PFV) zu beginnen. Bis zum 01.04.2016 soll das PFV durchgeführt und abgeschlossen werden. Eine Inbetriebnahme der Leitung ist für Dezember 2018 vorgesehen.

Gemäß der Maßnahmenliste ist die Leitung Epe-Werne (ID-Nr. 045-04) Ergebnis der Modellierung und in nahezu allen im Netzentwicklungsplan 2013 berechneten Varianten, außer in der Variante Ile (10-Jahresprognose der Verteilernetzbetreiber) enthalten. Der Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber aus dem Netzentwicklungsplan 2013 beläuft sich

auf 15 km Länge. Allerdings unterscheiden sich die Dimensionierungen der Maßnahme zwischen den Varianten erheblich. Sie reichen von 15 km Länge (Variante IIb, IIc) über 63,5 km Länge in Variante IIa bis 73,5 km Länge in Variante II d und dem SOS Szenario.

Die Maßnahme wirkt sich auf die Deckung des folgenden Bedarfes aus: Die Maßnahme erhöht die Überspeisekapazität vom Netzgebiet der OGE zum Netzgebiet der bayernets, der terranets bw und der Thyssengas und ebenso die Überspeisekapazität vom Netzgebiet der Thyssengas zum Netzgebiet der OGE. An den Speichern Haidach, 7Fields und Etzel können temperaturabhängige Kapazitäten bereitgestellt werden. Ferner ist die Maßnahme erforderlich, um Gas zur Befüllung der Nord-Speicher (Etzel) in die umzustellenden L-Gas-Gebiete auf Basis fester Kapazitäten in den Norden zu transportieren. Weiterhin müssen die H-Gas-Mengen im Norden Deutschlands in den Absatzschwerpunkt im Süden Deutschlands transportiert werden. Dazu ist eine Stärkung des Nord-Süd-Transports vom Speicherstandort Epe in Richtung Ruhrgebiet (Werne) und nach Baden-Württemberg erforderlich.

Die Maßnahme ist im Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan 2013 und in nahezu allen Varianten mit einem Leitungsdurchmesser von 1.100 mm vorgeschlagen (außer Variante II d). Der Grund für die im Vergleich zum Netzentwicklungsplan 2012 geringere Dimensionierung des Durchmessers ist auf mehrere Parameter, wie z.B. die Modellierung der Speicher mit dem temperaturgeführten Kapazitätsprodukt zurückzuführen. Für die Planungsverfahren ist im Vergleich zum Durchmesser allerdings die Fortführung der gesamten Leitungstrecke von Epe bis einschließlich des Endabschnitts nach Werne von insgesamt 69 km von Bedeutung. In der unternehmensindividuellen Anhörung mit der Beteiligten zu 15. wurde mitgeteilt, dass für das Raumordnungsverfahren planerisch die größere Dimensionierung von 1.200 mm Durchmesser und der Leitungslänge von 69 km fortgeführt werden könne.

Sowohl alle Fernleitungsnetzbetreiber (vgl. Ausführungen im Netzentwicklungsplan 2013, Seite 114), als auch die Beteiligten zu 15. und die Beteiligten zu 17. bewerten die Maßnahme auch im Zusammenhang mit den Maßnahmen VDS Werne Ausbau und Neubau (ID-Nr. Nr. 038-01 und 040-03) für den Nord-Südtransport von Gas als entscheidend. Auch für die Verbesserung der Situation der Gasversorgung in Süddeutschland und insbesondere, um die Versorgungssicherheit der Verteilernetzbetreiber im Winter sicherzustellen, ist eine Fortführung der größer dimensionierten Maßnahme in Zusammenhang mit den Maßnahmen VDS Werne (ID-Nr. 040-03), VDS Lauterbach (ID-Nr. 049-04) und der Nordschwarzwaldleitung (ID-Nr. 069-01) notwendig.

Aufgrund der im Netzentwicklungsplan 2013 nur anteilig je Marktgebiet modellierten temperaturabhängigen Kapazität für neue Speicher, welche in künftigen Plänen mit 100 Prozent der angefragten Leistung berücksichtigt werden sollen, und der voraussichtlichen Auswirkungen der angepassten Temperaturgrenzen und des Wegfalls von nicht kontrahierten Lastflusszusagen in zukünftigen Netzmodellierungen, ist abweichend vom Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber entsprechend der im Netzentwicklungsplan 2012 enthaltenen Parameter die Maßnahme auf einem Durchmesser von 1.200 mm und eine Länge von 69 km abzuändern und mit dieser Dimensionierung weiter zu planen. Die Kosten der Maßnahme sind im Netzentwicklungsplan 2012 mit 191 Mio. Euro angegeben worden. Da im Plan von 2012 die vorgeschlagenen Maßnahmen noch nicht mit spezifizierten Kostensätzen kalkuliert wurden, sind die der Leitungslänge und Durchmesser entsprechenden Kostenschätzungen im Netzentwicklungsplan 2013 zu aktualisieren.

3.3.3.4. Maßnahme Verdichterstation Lauterbach (Neubau) – ID-Nr. 049-04

Die Maßnahme Verdichterstation (VDS) Lauterbach (Neubau) (ID-Nr. 049-04) ist in der Planung und Umsetzung entsprechend den Parametern aus dem Netzentwicklungsplan 2012 auf eine Verdichterleistung von 102 MW (anstatt $(2+1)*11$ MW) abzuändern. Die Kostenschätzungen sind auf diese Änderung hin anzupassen.

Die Maßnahme VDS Lauterbach (Neubau) (ID-Nr. 049-04) im Raum H-Gas West/Süd liegt im Netzbereich der Beteiligten zu 4. und der Beteiligten zu 15. Das die Maßnahme durchführende Unternehmen ist ebenfalls die Beteiligte zu 15.

Der aktuelle Projektstatus/Entwicklungsstand laut der Beteiligten zu 15. ist, bis zum 01.04.2014 mit dem Basic Engineering zu beginnen, bis zum 01.04.2015 das Basic Engineering abgeschlossen zu haben und mit dem Detailed Engineering zu beginnen. Bis zum 01.04.2016 soll das Detailed Engineering abgeschlossen, das Genehmigungsverfahren nach der Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV) begonnen und der Verdichter beschafft werden (Procurement). Eine Inbetriebnahme der VDS Lauterbach (Neubau) (ID-Nr. 049-04) ist für Dezember 2018 vorgesehen.

Gemäß der Maßnahmenliste ist diese Maßnahme Ergebnis der Modellierung und in nahezu allen im Netzentwicklungsplan 2013 berechneten Varianten außer in der Variante IIe (10-Jahresprognose der Verteilernetzbetreiber) enthalten. Die Maßnahme wirkt sich auf die Deckung des folgenden Bedarfes aus: Die Maßnahme erhöht die Überspeisekapazität vom Netzgebiet der OGE zum Netzgebiet der bayernets, der terranets bw und der Thyssengas sowie die Überspeisekapazität vom Netzgebiet der Thyssengas zum Netzgebiet der OGE.

An den Speichern Haidach, 7Fields und Etzel können temperaturabhängige Kapazitäten bereitgestellt werden.

Der Vorschlag der Beteiligten zu 15. ist, den Verdichter mit der Größendimension von zwei Verdichtereinheiten und einer redundanten Einheit von jeweils 11 MW Leistung umzusetzen. Die Dimensionierungen der Maßnahme unterscheiden sich zwischen den Varianten erheblich. Sie reichen von maximal 5*15 MW in der Variante IIa bis zur vorgeschlagenen Variante IIc jeweils zusätzlich mit einer redundanten Einheit in der benannten Größenordnung. Auch diesem Vorschlag zur Größendimensionierung kann nicht gefolgt werden.

Diese Maßnahme ist für die Versorgung Süddeutschlands mit Gas von übergeordneter Wichtigkeit.

Auch bei dieser Maßnahme ist aufgrund der im Netzentwicklungsplan 2013 nur anteilig je Marktgebiet modellierten temperaturabhängigen Kapazität für neue Speicher, der voraussichtlichen Auswirkungen der angepassten Temperaturgrenzen und des Wegfalls von nicht kontrahierten Lastflusszusagen in zukünftigen Netzmodellierungen, abweichend vom Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber entsprechend der im Netzentwicklungsplan 2012 enthaltenen Parameter die Maßnahme auf eine Verdichterleistung von 102 MW abzuändern und mit dieser Dimensionierung weiter zu planen.

Die Kosten dieser Maßnahme belaufen sich nach derzeitigen Kostenschätzungen der Beteiligten zu 15. auf 100 Mio. Euro. Da im Plan von 2012 die vorgeschlagenen Maßnahmen noch nicht mit spezifizierten Kostensätzen kalkuliert wurden, sind die der Verdichterleistung entsprechenden Kostenschätzungen im Netzentwicklungsplan 2013 zu aktualisieren.

3.3.4. Fortführung von Maßnahmen aus dem verbindlichen Netzentwicklungsplan 2012

Nach obigen Erwägungen sind folgende Maßnahmen aus dem verbindlichen Netzentwicklungsplan 2012, die nicht mehr Gegenstand des diesjährigen Vorschlags der Fernleitungsnetzbetreiber sind, erneut im Plan 2013 aufzunehmen und in der Planung weiter zu führen:

3.3.4.1. Maßnahme Verdichterstation Amerdingen (Neubau) – ID-Nr. 036-01

Die Maßnahme Verdichterstation (VDS) Amerdingen (Neubau) (ID-Nr. 036-01) ist in der Planung und Umsetzung entsprechend den Parametern aus dem Netzentwicklungsplan 2012 mit einer Verdichterleistung von 30 MW und dem geplanten Inbetriebnahmedatum bis 2022 im Netzentwicklungsplan 2013 erneut aufzunehmen und entsprechend abzuändern.

Zu aktualisieren sind ebenfalls die geplanten Umsetzungsmaßnahmen von 2013 bis zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Die durchführenden Unternehmen sind analog der Anteile bei gemeinsamer Federführung aus dem Netzentwicklungsplan 2012 zu 55 Prozent die Beteiligten zu 1 und zu 45 Prozent die Beteiligten zu 15.

Im Netzentwicklungsplan 2012 war die Maßnahme VDS Amerdingen (ID-Nr. 036-01) als Neubau in der Region H-Gas West/Süd im Szenario II 2022 enthalten. Die Maßnahme liegt im Netzgebiet der Beteiligten zu 1., der Beteiligten zu 15. und der Beteiligten zu 16. Die Kostenschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber belief sich im Netzentwicklungsplan 2012 auf 78 Mio. Euro.

Entsprechend der Berechnungen im Netzentwicklungsplan 2013 ist diese Maßnahme Ergebnis der Modellierungsvarianten IIa, IIb und IIc, jedoch nicht Ergebnis der Modellierungsvariante IIe. Die Maßnahme wirkt sich auf die Deckung des folgenden Bedarfes aus: Die Maßnahme erhöht die Überspeisekapazität vom Netzgebiet der OGE zum Netzgebiet der bayernets. An den Speichern Haidach, 7Fields und Etzel können temperaturabhängige Kapazitäten bereitgestellt werden. Ebenso ermöglicht die Maßnahme die Bereitstellung höherwertiger Kapazität als DZK für die Kraftwerke Burghausen, Irsching 4, Franken I ½. Die Kombination der Modellierungsparameter in 2012 ergab eine Notwendigkeit der Maßnahme.

Die Kombination anteilig temperaturabhängiger Kapazitätsprodukte für Speicher, DZK für Kraftwerke, prognostizierte absinkende Kapazitätsbedarfe in nachgelagerten Netzen und die Fortschreibung der Lastflusszusagen ergab, dass diese Maßnahme zur Deckung des Bedarfs als nicht notwendig ermittelt wurde und somit kein Ergebnis der Variante IIc ist.

Die unternehmensindividuelle Anhörung mit der Beteiligten zu 15. und der Beteiligten zu 1. ergab, dass das Projekt von netzübergreifender Wichtigkeit und aufgrund der Modellierungsvorgaben im Szenariorahmen 2014 im Netzentwicklungsplan 2014 erneut Ergebnis werden kann.

So trägt die Beteiligte zu 1. vor, dass bei der Annahme, Lastflusszusagen nicht weiter fortzuschreiben, deutlich höhere Gasmengen aus dem Netzgebiet der Beteiligten zu 15. kommen müssen und nicht über z.B. den Grenzübergangspunkt Burghausen bereitgestellt werden können. Bei der zusätzlichen Annahme, dass auch die netzplanerisch für die ersten fünf Jahre angesetzte Langfristprognose zur internen Bestellung der Verteilernetzbetreiber ausschlaggebend für den Netzausbau werden könne, verstärkte sich dieser Effekt noch erheblich.

Die Beteiligte zu 15. führt ebenso aus, dass diese Maßnahme insbesondere für die Überspeisekapazität zur Beteiligten zu 1. notwendig sei und deren Notwendigkeit auch von den Zuordnungspunkten der mit DZK modellierten Kraftwerke abhänge. Auch die Modellierung einzelner Bestandsspeicher mit TaK und mit angepassten Temperaturgrenzen könne die Maßnahme wieder notwendig machen.

Zusammenfassend bestätigen die angehörten Unternehmen, dass die Maßnahme VDS Amerdingen aufgrund geänderter Modellierungsvorgaben, wie der angepassten Temperaturgrenzen, der vollständigen Berücksichtigung der neuen und einiger Bestandsspeicher mit TaK, aber auch dem Wegfall der Lastflusszusagen und den Vorgaben zur Zuordnung der Kraftwerke zu bestimmten Zuordnungspunkten, erneut Ergebnis des Netzentwicklungsplans 2014 werden könnte. Sofern sich die Vorgabe der geänderten internen Bestellung in der Variante II.1. auf die maßgebliche Variante im Netzentwicklungsplan 2014 auswirkt, wird die Maßnahme sehr wahrscheinlich erneut im Netzentwicklungsplan enthalten sein. Eine zuverlässige Aussage sei jedoch nur mit einer Modellierung zu treffen. Diese erfolgt jedoch erst Anfang 2014. Um die Planungen der Maßnahme bei den entsprechenden Planungsbehörden weiter voranzutreiben und keinen Planungsverzug zu riskieren, ist die Maßnahme abweichend vom Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber entsprechend der im Netzentwicklungsplan 2012 enthaltenen Parameter mit einer Verdichterleistung von insgesamt 30 MW wieder in den Netzentwicklungsplan 2013 aufzunehmen und bis zum Jahr 2022 umzusetzen.

3.3.4.2. Maßnahme Verdichterstation Stolberg – ID-Nr. 042-01

Die Maßnahme Verdichterstation (VDS) Stolberg (ID-Nr. 042-01) ist in der Planung und Umsetzung entsprechend den Parametern aus dem Netzentwicklungsplan 2012 mit der Verdichterleistung von 11 MW und dem geplanten Inbetriebnahmedatum bis 01.10.2017 erneut in den Netzentwicklungsplan 2013 aufzunehmen und dieser entsprechend abzuändern. Zu aktualisieren sind ebenfalls die geplanten Umsetzungsmaßnahmen von 2013 bis zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Das durchführende Unternehmen ist die Beteiligte zu 15. Die Maßnahme ist jedenfalls bis zur Vorlage des Netzentwicklungsplans Gas 2014 in der Planung fortzuführen und je nach Ergebnis des verbindlichen Netzentwicklungsplans 2014 bis zum 01.10.2017 umzusetzen.

Im Netzentwicklungsplan 2012 war die Maßnahme VDS Stolberg (ID-Nr. 042-01) als Ausbau des Verdichters in der Region H-Gas West/Süd im Szenario II 2015 enthalten. Die Maßnahme liegt im Netzgebiet der Beteiligten zu 3., der Beteiligten zu 15. und der

Beteiligten zu 17. Die Kostenschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber belief sich im Netzentwicklungsplan 2012 auf 29,9 Mio. Euro.

Nach dem Projektstatus/Entwicklungsstand aus 2012 ist von der Beteiligten zu 15. bis zum 01.04.2013 geplant, mit dem Basic Engineering zu beginnen, bis zum 01.04.2014 das Basic Engineering abgeschlossen zu haben und mit dem Detailed Engineering zu beginnen. Bis zum 01.04.2015 soll das Detailed Engineering abgeschlossen, das Genehmigungsverfahren nach der Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV) begonnen und der Verdichter beschafft werden (Procurement). Eine Inbetriebnahme der Verdichterstation Stolberg ist für den 01.10.2017 vorgesehen. Dieser Projektplan ist entsprechend fortzuführen und im endgültigen Plan zu aktualisieren.

Gemäß der Maßnahmenliste 2013 ist diese Maßnahme Ergebnis der Modellierungsvarianten IIa, IIb, IIc und IIe, jedoch nicht Ergebnis der Modellierungsvariante IIc. Die Maßnahme wirkt sich auf die Deckung des folgenden Bedarfes aus: Die Maßnahme erhöht die Überspeisekapazität vom Netzgebiet der OGE zum Netzgebiet der terranets bw und der Thyssengas. Ebenso ermöglicht sie die Bereitstellung höherwertiger Kapazität als DZK für die Kraftwerke Knapsack-Hürth und RDK Karlsruhe. Ferner ist in den Varianten IIa, IIc und IIe die Maßnahme auch für die Marktraumumstellung nötig. Die Kombination der Modellierungsparameter in 2012 ergab eine Notwendigkeit der Maßnahme.

Die Kombination anteilig temperaturabhängiger Kapazitätsprodukte für Speicher, DZK für Kraftwerke, prognostizierte absinkende Kapazitätsbedarfe in nachgelagerten Netzen und die Fortschreibung der Lastflusszusagen ergab, dass diese Maßnahme zur Deckung des Bedarfs als nicht notwendig ermittelt wurde und somit kein Ergebnis der Variante IIc ist.

Aus der unternehmensindividuellen Anhörung mit der Beteiligten zu 15. ergab sich, dass das Projekt von netzübergreifender Wichtigkeit werden kann und aufgrund der Modellierungsvorgaben des Szenariorahmens 2014 sich im Netzentwicklungsplan 2014 als erforderlich herausstellen könnte.

Zusammenfassend bestätigen die angehörten Unternehmen, dass die Maßnahme VDS Stolberg aufgrund geänderter Modellierungsvorgaben, wie der angepassten Temperaturgrenzen, der vollständigen Berücksichtigung der neuen und einiger Bestandsspeicher mit TaK, aber auch der Wegfall der Lastflusszusagen und die Vorgaben zur Zuordnung der Kraftwerke zu bestimmten Zuordnungspunkten, erneut Ergebnis des Netzentwicklungsplans 2014 werden könnte. Sofern sich die Vorgabe der langfristigen

internen Bestellung auf die zu bestätigende Variante auswirkt, wird die Maßnahme sehr wahrscheinlich erneut im Netzentwicklungsplan 2014 enthalten sein. Eine zuverlässige Aussage sei jedoch nur mit einer Modellierung zu treffen. Diese erfolgt jedoch erst Anfang 2014. Um keinen Planungsverzug zu riskieren und die Planungen dieser Maßnahme bei den entsprechenden Planungsbehörden weiter voranzutreiben, ist die Maßnahme abweichend vom Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber entsprechend der im Netzentwicklungsplan 2012 enthaltenen Parameter mit einer Verdichterleistung von insgesamt 11 MW wieder aufzunehmen und der Plan entsprechend abzuändern. Die Maßnahme ist jedenfalls bis zur Vorlage des Netzentwicklungsplans Gas 2014 in der Planung fortzuführen und je nach Ergebnis des verbindlichen Netzentwicklungsplans 2014 bis zum 01.10.2017 umzusetzen.

Die Maßnahme VDS Stolberg kann in Zusammenhang mit den Maßnahmen VDS Werne Ausbau und Neubau (ID-Nr. 038-01 und ID-Nr. 040-03), VDS Lauterbach (ID-Nr. 049-04) und der Leitung Epe Werne (ID-Nr. 045-04) für den Nord-Südtransport von Gas entscheidend werden. Auch hier ist die Verbesserung der Situation der Gasversorgung in Süddeutschland und insbesondere die Versorgungssicherheit der Verteilernetzbetreiber im Winter und die Bereitstellung der Überspeisekapazität zur terranets bw für die effiziente Nutzung der Nordschwarzwaldleitung (ID-Nr. 069-01) als wesentlicher Entscheidungsfaktor zu benennen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber argumentieren zum Zeitpunkt der Anhörung in ihrer Stellungnahme, dass die Aufnahme dieser Maßnahme weder sachdienlich, noch erforderlich sei. Dies ist im Netzentwicklungsplan nicht hinreichend und nicht plausibel dargelegt worden. Die Fernleitungsnetzbetreiber – insbesondere die Beteiligte zu 2. und die Beteiligte zu 15. – haben weder im Dokument des Netzentwicklungsplans selbst, noch auf Nachfrage der Bundesnetzagentur in verschiedenen Gesprächen hinreichend plausibel erläutern können, inwiefern ein Zusammenhang der Maßnahmen am Standort Stolberg und Mittelbrunn in Verbindung mit der Reversierung der TENP besteht. Auch haben sie keine Abgrenzung zu den weiteren Maßnahmen vorgenommen, die aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber zur Bedarfsabdeckung und Sicherstellung der Versorgung in Süddeutschland dienen.

Dass hier weitergehende Erklärungen notwendig sind, wird auch dadurch offenbar, dass die Fernleitungsnetzbetreiber selbst weitere Erläuterungen in ihrer Stellungnahme – allerdings nur telefonisch – anbieten. Die Bundesnetzagentur erachtet indessen eine solche aus sich heraus verständliche und transparente Darstellung der Bedarfsabdeckung und des Zusammenhangs mit anderen Maßnahmen schon im Netzentwicklungsplan als notwendig. Nicht zuletzt aus diesem Grund besteht Einigkeit zwischen der Bundesnetzagentur und den

Fernleitungsnetzbetreibern, dass in künftigen Netzentwicklungsplänen eine höhere Transparenz erforderlich ist (vgl. im Einzelnen unten unter 3.4.).

Daher erachtet die Bundesnetzagentur die Aufnahme der Maßnahme weiterhin als notwendig und sachgerecht, um einen bedarfsgerechten Ausbau zukünftig zu gewährleisten. Sofern sich in der rollierenden Netzentwicklungsplanung herausstellen sollte, dass diese Maßnahme nicht mehr notwendig sein sollte, ist sie in der Planung entsprechend nicht weiter fortzuführen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben allerdings plausibel darzulegen, warum kein Bedarf für die Maßnahme besteht bzw. durch welche anderen Maßnahmen der Bedarf abgedeckt werden kann.

3.3.4.3. Maßnahme Verdichterstation Stolberg Ausbau – ID-Nr. 043-01

Die Maßnahme Verdichterstation (VDS) Stolberg Ausbau (ID-Nr. 043-01) ist in der Planung und Umsetzung entsprechend den Parametern aus dem Netzentwicklungsplan 2012 mit der Verdichterleistung von 55 MW und dem geplanten Inbetriebnahmedatum bis 2022 in den Netzentwicklungsplan 2013 aufzunehmen und dieser entsprechend abzuändern. Zu aktualisieren sind ebenfalls die geplanten Umsetzungsmaßnahmen von 2013 bis zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Das durchführende Unternehmen ist die Beteiligte zu 15. zu 36 Prozent und die Beteiligte zu 2. zu 64 Prozent.

Im Netzentwicklungsplan 2012 war die Maßnahme VDS Stolberg (ID-Nr. 043-01) als Ausbau des Verdichters in der Region H-Gas West/Süd im Szenario II 2022 enthalten. Die Maßnahme liegt im Netzgebiet der Beteiligten zu 2. bzw. zu 3., der Beteiligten zu 15. und der Beteiligten zu 17. Die Kostenschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber belief sich im Netzentwicklungsplan 2012 auf 111,8 Mio. Euro.

Die Maßnahme ist im Netzentwicklungsplan 2013 weder Ergebnis der Modellierungsvariante IIc noch einer anderen Modellierungsvariante. Als Begründung wurde im Netzentwicklungsplan 2013 aufgeführt, dass die Maßnahme aufgrund des geringeren Reverse-Flow auf der TENP entfallen sei.

Die Maßnahme wirkt sich laut Netzentwicklungsplan 2012 auf die Deckung des folgenden Bedarfes aus: Die Maßnahme erhöht die Überspeisekapazität vom Netzgebiet der OGE zum Netzgebiet der terranets bw und der Thyssengas.

Die Maßnahme ist in keiner Variante im Netzentwicklungsplan 2013 enthalten, da die Annahmen zum Reverse-Flow auf der TENP geringer als im Vorjahr angesetzt wurden. Weitere Erläuterungen zum Wegfall der Maßnahme wurden jedoch nicht benannt. Dies ermöglicht keine ausreichende Prüfung und Abwägung gegenüber alternativen Maßnahmen

und damit zusammenhängenden Auswirkungen. Zukünftig ist der Wegfall oder der Ersatz eines Projektes durch andere oder größer dimensionierte Maßnahmen bezüglich ihrer Bedarfsgerechtigkeit zu erläutern (3.3.2.3.).

Aus der unternehmensindividuellen Anhörung mit der Beteiligten zu 15. ist auch bei dieser Maßnahme der Schluss zuzulassen, dass das Projekt von netzübergreifender Notwendigkeit werden kann und aufgrund der Modellierungsvorgaben im Szenariorahmen 2014 sich im Netzentwicklungsplan 2014 als erforderlich herausstellen könnte.

Zusammenfassend bestätigen die angehörten Unternehmen, dass auch die Maßnahme VDS Stolberg Ausbau aufgrund geänderter Modellierungsvorgaben erneut Ergebnis des Netzentwicklungsplans 2014 werden könnte. Auch hierzu ist wiederum eine zuverlässige Aussage nur mit einer Modellierung zu treffen. Diese erfolgt jedoch erst Anfang 2014. Entsprechend der vorangegangenen Ausführungen ist die Planung dieser Maßnahme weiter voranzutreiben und abweichend vom Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber entsprechend der im Netzentwicklungsplan 2012 enthaltenen Parameter mit einer Verdichterleistung von insgesamt 55 MW wieder aufzunehmen und bis zum Jahr 2022 umzusetzen.

Die Maßnahme VDS Stolberg Ausbau kann in Zusammenhang mit den Maßnahmen VDS Werne Ausbau und Neubau (ID-Nr. 038-01 und ID-Nr. 040-03), VDS Lauterbach (ID-Nr. 049-04) und der Leitung Epe-Werne (ID-Nr. 045-04) für den Nord-Südtransport von Gas entscheidend werden. Auch hier ist die Verbesserung der Situation der Gasversorgung in Süddeutschland in Zeiten hohen Gasbedarfs in nachgelagerten Verteilernetzen und die Bereitstellung der Überspeisekapazität zur terranets bw für die effiziente Nutzung der Nordschwarzwaldleitung (ID-Nr. 069-01) als wesentlicher Entscheidungsfaktor zu benennen, der diese Maßnahme erneut notwendig werden lassen kann.

Aufgrund der derzeitigen Marktabfrage der Beteiligten zu 2. bezüglich des zukünftigen Kapazitätsbedarfs am Grenzübergangspunkt (GÜP) Wallbach, bzw. am GÜP Eynatten 2 und dem geplanten Marktgebietsübergangspunkt (MÜT) Stolberg, könnte sich darüber hinaus bestätigen, dass zukünftig ein höherer Reverseflowbedarf auf der TENP erforderlich ist. Auch aus diesem Grund ist die Maßnahme planerisch weiterzuverfolgen.

Nach Auskunft der Beteiligten zu 15. ist die Weiterführung der Maßnahme VDS Stolberg auch im Hinblick auf das Ergebnis der Netzentwicklungsplans 2014 intensiv mit der Beteiligten zu 2. abzustimmen, da diese im direkten Zusammenhang mit der Maßnahme Reversierung TENP (ID-Nr. 051-02) und der Maßnahmen VDS Mittelbrunn (ID-Nr. 056-01) steht und eine entsprechende Änderung der Größendimensionierung der Maßnahmen ID-Nr. 051-02 unmittelbare Auswirkungen auf die Notwendigkeit der Maßnahme VDS Stolberg Ausbau hat.

Die Fernleitungsnetzbetreiber argumentieren zum Zeitpunkt der Anhörung in ihrer Stellungnahme, dass die Aufnahme dieser Maßnahme weder sachdienlich, noch erforderlich sei, da diese bereits in der Maßnahme ID-Nr. 051-02 (TENP-Reversierung) enthalten sei.

Dies ist im Netzentwicklungsplan nicht hinreichend und nicht plausibel dargelegt worden. Die Fernleitungsnetzbetreiber – insbesondere die Beteiligte zu 2. und die Beteiligte zu 15. – haben weder im Dokument des Netzentwicklungsplans selbst, noch auf Nachfrage der Bundesnetzagentur in verschiedenen Gesprächen hinreichend plausibel erläutern können, inwiefern ein Zusammenhang der Maßnahmen am Standort Stolberg und Mittelbrunn in Verbindung mit der Reversierung der TENP besteht. Auch haben sie keine Abgrenzung zu den weiteren Maßnahmen vorgenommen, die aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber zur Bedarfsabdeckung und Sicherstellung der Versorgung in Süddeutschland dienen.

Dass hier weitergehende Erklärungen notwendig sind, wird auch dadurch offenbar, dass die Fernleitungsnetzbetreiber selbst weitere Erläuterungen in ihrer Stellungnahme – allerdings nur telefonisch – anbieten. Die Bundesnetzagentur erachtet indessen eine solche aus sich heraus verständliche und transparente Darstellung der Bedarfsabdeckung und des Zusammenhangs mit anderen Maßnahmen schon im Netzentwicklungsplan als notwendig. Nicht zuletzt aus diesem Grund besteht Einigkeit zwischen der Bundesnetzagentur und den Fernleitungsnetzbetreibern, dass in künftigen Netzentwicklungsplänen eine höhere Transparenz erforderlich ist (vgl. im Einzelnen unten unter 3.4.).

Soweit die Fernleitungsnetzbetreiber darauf abstellen, dass eine Marktabfrage zum Reverseflow-Projekt einen geringeren Bedarf ergeben habe, können hieraus nur bedingt Rückschlüsse auf den Netzausbedarf gezogen werden, da zum Zeitpunkt der Modellierung des Netzentwicklungsplans 2013 jene Marktabfrage noch nicht stattgefunden hat. Eine Marktabfrage kann insofern zwar Indikationen für den zukünftigen Bedarf an Transportkapazitäten geben, aber nicht grundsätzlich davon unabhängig notwendigen Ausbaubedarf für die Erweiterung der Netzinfrastruktur zur Beseitigung bestehender Kapazitätsengpässe in Frage stellen.

Daher erachtet die Bundesnetzagentur die Aufnahme der Maßnahme weiterhin als notwendig und sachgerecht, um einen bedarfsgerechten Ausbau zukünftig zu gewährleisten. Sofern sich in der rollierenden Netzentwicklungsplanung herausstellen sollte, dass diese Maßnahme nicht mehr notwendig sein sollte, ist sie in der Planung entsprechend nicht weiter fortzuführen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben allerdings plausibel darzulegen, warum kein Bedarf für die Maßnahme besteht bzw. durch welche anderen Maßnahmen der Bedarf

abgedeckt werden kann. Bis zu einer finalen Klärung dieser Fragen und angesichts des späten Inbetriebnahmezeitpunkts erscheint eine Fortführung der Maßnahme (ID-Nr. 043-01) daher sachgerecht.

3.3.4.4. Maßnahme Verdichterstation Mittelbrunn – ID-Nr. 056-01

Die Maßnahme Verdichterstation (VDS) Mittelbrunn (ID-Nr. 056-01) ist in der Planung und Umsetzung entsprechend den Parametern aus dem Netzentwicklungsplan 2012 mit der Verdichterleistung von 10 MW und dem geplanten Inbetriebnahmedatum bis 2022 in den Netzentwicklungsplan 2013 erneut aufzunehmen und dieser entsprechend abzuändern. Zu aktualisieren sind ebenfalls die geplanten Umsetzungsmaßnahmen von 2013 bis zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Das durchführende Unternehmen ist die Beteiligte zu 15. zu 36 Prozent und die Beteiligte zu 2. zu 64 Prozent.

Im Netzentwicklungsplan 2012 war die Maßnahme VDS Mittelbrunn (ID-Nr. 056-01) als Ausbau des Verdichters in der Region H-Gas West/Süd im Szenario II 2022 enthalten. Die Maßnahme liegt im Netzgebiet der Beteiligten zu 2., der Beteiligten zu 8. und der Beteiligten zu 15. Die Kostenschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber belief sich im Netzentwicklungsplan 2012 auf 29,9 Mio. Euro.

Die Maßnahme ist im Netzentwicklungsplan 2013 weder Ergebnis der Modellierungsvariante IIc noch einer anderen Modellierungsvariante. Als Begründung wurde im Netzentwicklungsplan 2013 aufgeführt, dass die Maßnahmen VDS Mittelbrunn aufgrund des geringeren Reverse-Flow auf der TENP entfallen sei.

Die Maßnahme wirkt sich laut Netzentwicklungsplan 2012 auf die Deckung des folgenden Bedarfes aus: Die Maßnahme erhöht die Überspeisekapazität vom Netzgebiet der OGE zum Netzgebiet der Fluxys und der terranets bw.

Die Maßnahme ist in keiner Variante im Netzentwicklungsplan 2013 enthalten, da die Annahmen zum Reverse-Flow auf der TENP geringer als im Vorjahr angesetzt wurden. Weitere Erläuterungen zum Wegfall der Maßnahme wurden jedoch nicht benannt. Dies ermöglicht keine ausreichende Prüfung und Abwägung gegenüber alternativen Maßnahmen und damit zusammenhängenden Auswirkungen. Zukünftig ist der Wegfall oder der Ersatz eines Projektes durch andere oder größer dimensionierte Maßnahmen bezüglich ihrer Bedarfsgerechtigkeit zu erläutern (siehe 3.3.2.3.).

Aus der unternehmensindividuellen Anhörung mit der Beteiligten zu 15. ist auch bei dieser Maßnahme der Schluss zuzulassen, dass das Projekt von netzübergreifender Notwendigkeit

werden kann und aufgrund der Modellierungsvorgaben im Szenariorahmen 2014 sich im Netzentwicklungsplan 2014 als erforderlich herausstellen könnte.

Zusammenfassend bestätigen die angehörten Unternehmen, dass auch die Maßnahme VDS Mittelbrunn aufgrund geänderter Modellierungsvorgaben wie der angepassten Temperaturgrenzen, der vollständigen Berücksichtigung der neuen und einiger Bestandsspeicher mit TaK, aber auch der Wegfall der Lastflusszusagen und die Vorgaben zur Zuordnung der Kraftwerke zu bestimmten Zuordnungspunkten, erneut Ergebnis des Netzentwicklungsplans 2014 werden könnte. Sofern sich die Vorgabe der geänderten langfristigen internen Bestellung auf die zu bestätigende Variante auswirkt, wird die Maßnahme sehr wahrscheinlich erneut enthalten sein. Auch hierzu ist wiederum eine zuverlässige Aussage nur mit einer Modellierung zu treffen. Diese erfolgt jedoch erst Anfang 2014. Entsprechend der vorangegangenen Ausführungen ist die Planung dieser Maßnahme weiter voranzutreiben und abweichend vom Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber entsprechend der im Netzentwicklungsplan 2012 enthaltenen Parameter mit einer Verdichterleistung von insgesamt 10 MW wieder aufzunehmen und entsprechend abzuändern und bis zum Jahr 2022 umzusetzen.

Die Maßnahme VDS Mittelbrunn kann in Zusammenhang mit den Maßnahmen VDS Werne Ausbau und Neubau (ID-Nr. 038-01 und ID-Nr. 040-03), VDS Lauterbach (ID-Nr. 049-04) und der Leitung Epe Werne (ID-Nr. 045-04) für den Nord-Süd-Transport von Gas entscheidend werden. Auch hier ist die Verbesserung der Situation der Gasversorgung in Süddeutschland in Zeiten hohen Gasbedarfs in nachgelagerten Verteilernetzen und die Bereitstellung der Überspeisekapazität zur terranets bw für die effiziente Nutzung der Nordschwarzwaldleitung (ID-Nr. 069-01) als wesentlicher Entscheidungsfaktor zu benennen, der diese Maßnahme erneut notwendig werden lassen kann.

Aufgrund der derzeitigen Marktabfrage der Beteiligten zu 2. bezüglich des zukünftigen Kapazitätsbedarfs am Grenzübergangspunkt (GÜP) Wallbach, bzw. am GÜP Eynatten 2 und dem geplanten Marktgebietsübergangspunkt (MÜT) Stolberg, könnte sich darüber hinaus bestätigen, dass zukünftig ein höherer Reverseflowbedarf auf der TENP erforderlich ist. Auch aus diesem Grund ist die Maßnahme planerisch weiterzuverfolgen.

Nach Auskunft der Beteiligten zu 15. ist die Weiterführung der Maßnahme VDS Mittelbrunn auch im Hinblick auf das Ergebnis der Netzentwicklungsplans 2014 intensiv mit der Beteiligten zu 2. abzustimmen, da diese im direkten Zusammenhang mit der Maßnahme Reversierung TENP (ID-Nr. 051-02) steht und eine entsprechende Änderung der Größendimensionierung der Maßnahmen 051-02 unmittelbare Auswirkungen auf die Notwendigkeit der Maßnahme VDS Mittelbrunn hat. Die Fernleitungsnetzbetreiber

argumentieren zum Zeitpunkt der Anhörung in ihrer Stellungnahme, dass die Aufnahme dieser Maßnahme weder sachdienlich noch erforderlich sei, da diese bereits in der Maßnahme TENP-Reversierung (ID-Nr. 051-02) enthalten sei.

Dies ist im Netzentwicklungsplan nicht hinreichend und nicht plausibel dargelegt worden. Die Fernleitungsnetzbetreiber – insbesondere die Beteiligte zu 2. und die Beteiligte zu 15. – haben weder im Dokument des Netzentwicklungsplans selbst, noch auf Nachfrage der Bundesnetzagentur in verschiedenen Gesprächen hinreichend plausibel erläutern können, inwiefern ein Zusammenhang der Maßnahmen am Standort Stolberg und Mittelbrunn in Verbindung mit der Reversierung der TENP besteht. Auch haben sie keine Abgrenzung zu den weiteren Maßnahmen vorgenommen, die aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber zur Bedarfsabdeckung und Sicherstellung der Versorgung in Süddeutschland dienen.

Dass hier weitergehende Erklärungen notwendig sind, wird auch dadurch offenbar, dass die Fernleitungsnetzbetreiber selbst weitere Erläuterungen in ihrer Stellungnahme – allerdings nur telefonisch – anbieten. Die Bundesnetzagentur erachtet indessen eine solche aus sich heraus verständliche und transparente Darstellung der Bedarfsabdeckung und des Zusammenhangs mit anderen Maßnahmen schon im Netzentwicklungsplan als notwendig. Nicht zuletzt aus diesem Grund besteht Einigkeit zwischen der Bundesnetzagentur und den Fernleitungsnetzbetreibern, dass in künftigen Netzentwicklungsplänen eine höhere Transparenz erforderlich ist (vgl. im Einzelnen unten unter 3.4.).

Soweit die Fernleitungsnetzbetreiber darauf abstellen, dass eine Marktabfrage zum Reverseflow-Projekt einen geringeren Bedarf ergeben habe, können hieraus nur bedingt Rückschlüsse auf den Netzausbedarf gezogen werden, da zum Zeitpunkt der Modellierung des Netzentwicklungsplans 2013 jene Marktabfrage noch nicht stattgefunden hat. Eine Marktabfrage kann insofern zwar Indikationen für den zukünftigen Bedarf an Transportkapazitäten geben, aber nicht grundsätzlich davon unabhängig notwendigen Ausbaubedarf für die Erweiterung der Netzinfrastruktur zur Beseitigung bestehender Kapazitätsengpässe in Frage stellen.

Daher erachtet die Bundesnetzagentur die Aufnahme der Maßnahme weiterhin als notwendig und sachgerecht, um einen bedarfsgerechten Ausbau zukünftig zu gewährleisten. Sofern sich in der rollierenden Netzentwicklungsplanung herausstellen sollte, dass diese Maßnahme nicht mehr notwendig sein sollte, ist sie in der Planung entsprechend nicht weiter fortzuführen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben allerdings plausibel darzulegen, warum kein Bedarf für die Maßnahme besteht bzw. durch welche anderen Maßnahmen der Bedarf abgedeckt werden kann.

Bis zu einer finalen Klärung dieser Fragen und angesichts des späten Inbetriebnahmezeitpunkts erscheint eine Fortführung der Maßnahme (ID-Nr. 056-01) daher sachgerecht.

3.3.4.5. Maßnahme Netzkoppelung Drohne – ID-Nr. 083-01

Die Maßnahme Netzkoppelung Drohne (ID-Nr. 083-01) ist in der Planung und Umsetzung entsprechend der Parameter aus dem Netzentwicklungsplan 2012 mit der Leitungslänge von 26 km, einem Durchmesser von 600 mm, in der Druckstufe 90 bar und einer Verdichterleistung von 5 MW mit dem geplanten Inbetriebnahmedatum bis zum 31.12.2017 in den Netzentwicklungsplan 2013 erneut aufzunehmen und dieser ist entsprechend abzuändern. Zu aktualisieren sind ebenfalls die geplanten Umsetzungsmaßnahmen von 2013 bis zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Das durchführende Unternehmen ist die Beteiligte zu 4.

Im Netzentwicklungsplan 2012 ist die Maßnahme Netzkopplung (NKP) Drohne (ID-Nr. 083-01) als neuer Netzkoppelungspunkt in der Region H-Gas West/Süd im Szenario II 2015 enthalten. Die Maßnahme dient dem Zweck, eine Verknüpfung der Netze der Marktgebiete GASPOOL und NetConnect Germany (NCG) zwischen dem Ende der Nordeuropäischen Erdgasleitung (NEL) und der OGE-Leitung Wardenburg-Werne herzustellen und beinhaltet einen Ausbau der Verdichterstation Rehden oder alternativ den Neubau einer Verdichterstation in Drohne sowie eine Verbindungsleitung zwischen Rehden und Drohne. Die Maßnahme liegt im Netzgebiet der Beteiligten zu 4., der Beteiligten zu 15. und der NEL-BTG-Partner. Die planmäßige Umsetzung der Maßnahme sollte bis zum 31.12.2017 erfolgt sein. Die Kostenschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber belief sich im Netzentwicklungsplan 2012 auf 55 Mio. Euro.

Gemäß der Maßnahmenliste 2013 ist diese Maßnahme Ergebnis der Modellierungsvarianten IIa, IIb und IIc, jedoch nicht Ergebnis der Modellierungsvariante IIc. Die Maßnahme wirkt sich auf die Deckung des folgenden Bedarfes aus: Die Maßnahme dient zur Schaffung von Überspeisekapazität zwischen den Marktgebieten GASPOOL und NCG aufgrund z.B. dem Anschluss neuer Kraftwerke. Auch dient die Maßnahme zur Erhöhung der Überspeisekapazität innerhalb des Marktgebiets NCG und ermöglicht die ausreichende Reversierung der TENP.

Nach dem Projektstatus/Entwicklungsstand aus 2012 sind bis zum 01.04.2013 die Durchführung einer Projektstudie und die Vorbereitung der Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren (ROV/PFV) vorgesehen. Bis zum 01.04.2014 soll die Vorbereitung abgeschlossen und das ROV bzw. das PFV begonnen werden. Bis zum 01.04.2015 sollen diese Verfahren durchgeführt und mit dem Detailed Engineering begonnen

werden. Eine Inbetriebnahme des Netzkoppelpunktes Dronhe ist für Dezember 2017 vorgesehen. Dieser Projektplan ist entsprechend fortzuführen bzw. zu aktualisieren.

Die Kombination anteilig temperaturabhängiger Kapazitätsprodukte für Speicher, DZK für Kraftwerke, absinkende interne Bestellung und die Beibehaltung der Lastflusszusagen ergab, dass diese Maßnahme zur Deckung des Bedarfs als nicht notwendig ermittelt wurde und somit kein Ergebnis der Variante IIc ist.

Aus der unternehmensindividuellen Anhörung mit der Beteiligten zu 4. sowie aus Gesprächen mit den Marktteilnehmern und aus den Informationen einzelner Stellungnahmen ist der Schluss zuzulassen, dass das Projekt von netzübergreifender Wichtigkeit werden kann und aufgrund der Modellierungsvorgaben im Szenariorahmen 2014 im Netzentwicklungsplan 2014 erneut Ergebnis werden kann. So trägt beispielsweise die WINGAS GmbH vor, dass eine rollierende Netzausbauplanung gesicherte Bezugs- und Speicherplanung der Marktteilnehmer zulassen müsse und dies insbesondere für den Abschluss von langfristigen Import- und Speicherverträgen gelten müsse, da diese einen wesentlichen Baustein bei der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit darstellen. Dem Nord-Süd-Transport über den NKP Dronhe werde dabei besondere Bedeutung zukommen.

Zusammenfassend bestätigen auch andere angehörte Unternehmen, dass die Maßnahme NKP Dronhe aufgrund geänderter Modellierungsvorgaben, wie der angepassten Temperaturgrenzen, der vollständigen Berücksichtigung der neuen und einiger Bestandsspeicher mit TaK, aber auch der Wegfall der Lastflusszusagen und die Vorgaben zur Zuordnung der Kraftwerke zu bestimmten Zuordnungspunkten, erneut Ergebnis des Netzentwicklungsplans 2014 werden könnte. Sofern sich die Vorgabe der geänderten internen Bestellung auf die zu bestätigende Variante auswirkt, wird die Maßnahme sehr wahrscheinlich erneut enthalten sein. Wie bei den anderen Maßnahmen ist eine zuverlässige Aussage jedoch nur mit einer Modellierung zu treffen. Um die Planungen der Maßnahme bei den entsprechenden Planungsbehörden weiter voranzutreiben, so wie es die Beteiligte zu 4. bereits angekündigt hat, ist die Maßnahme abweichend vom Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber entsprechend der im Netzentwicklungsplan 2012 enthaltenen Parameter mit der Leitungslänge von 26 km, einem Durchmesser von 600 mm, in der Druckstufe 90 bar und einer Verdichterleistung von 5 MW mit dem geplanten Inbetriebnahmedatum bis zum 31.12.2017 erneut im Netzentwicklungsplan 2013 aufzunehmen.

3.3.5. Maßnahmen zur L-H-Gas-Umstellung

Die im Netzentwicklungsplan enthaltenen Maßnahmen zur L-H-Gas-Umstellung sind weitestgehend bestätigungsfähig. Soweit sie nur als Konzept, ohne nähere Konkretisierung geschildert sind, werden sie informativ aufgeführt.

3.3.5.1. Umstellungsprozess

Im Netzentwicklungsplan 2013 wurde erstmalig der Rückgang der aus den Niederlanden importierten Mengen niederkalorischen Gases (L-Gas) ab 2021 zusätzlich zum Rückgang deutscher L-Gas-Produktionen in die Modellierung aufgenommen. Hintergrund ist ein Grundkonzept der Gasunie Transport Services b.v., welches Ende 2012 im Pentilateralen Forum, in dem Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg und die Niederlande mit Ministerien, Regulierungsbehörden und Fernleitungsnetzbetreibern vertreten sind, vorgestellt wurde.

Ein in 2011 gegründeter Arbeitskreis der L-Gas-Fernleitungsnetzbetreiber beobachtet und analysiert die L-Gas-Entwicklungen in Deutschland und in den Niederlanden. Es wird derzeit ein Umstellungszeitraum angenommen, wie er in 4.7 des Netzentwicklungsplans 2013 (S. 61) dargestellt ist. Dieser Zeitplan spiegelt den aktuellen Wissensstand bezüglich der Produktionsentwicklungen wider. Neue Erkenntnisse und Entwicklungen können zu einem Anpassungsbedarf des Umstellungszeitplans führen und sind in nachfolgenden Netzentwicklungsplänen entsprechend aufzunehmen.

Weiterhin haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Zuge der Erstellung des Netzentwicklungsplans 2013 lokale und deutschlandweite L-Gas-Leistungsbilanzen betrachtet, bei denen der verfügbaren Einspeiseleistung je nach Modellierungsvariante unterschiedliche Bedarfe an Ausspeiseleistung gegenübergestellt worden sind. Die im Netzentwicklungsplan dargestellte deutschlandweite L-Gas-Leistungsbilanz dient als Grundlage für den notwendigen Umstellungsbedarf. In der Kooperationsvereinbarung VI (§§ 8-10) haben sich die deutschen Gasnetzbetreiber grundsätzlich auf ein Vorgehen bei der Umstellung von L- auf H-Gas in Deutschland inklusive der Behandlung umlagefähiger Kosten und deren Wälzung (gem. § 19a EnWG) geeinigt.

Gemeinsam mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern erstellen die L-Gas-Fernleitungsnetzbetreiber ein Umstellungskonzept mit Reihenfolge und Zeitrahmen, sowie detaillierte Umstellungsfahrpläne anhand bestimmter Kriterien. Zu diesen Kriterien zählen:

- Beherrschbarkeit der Umstellung zum geplanten Zeitpunkt,
- Nutzung vorhandener Schnittpunkte von H- und L-Gas-Netzen,
- Verfügbarkeit und Anschluss bzw. geographische Nähe von H-Gas-Leitungen mit hohen Transportkapazitäten,
- Nutzung bestehender L-Gas-Transportinfrastruktur für H-Gas-Transporte nach der Umstellung,
- Sicherstellung der im L-Gas-Markt weiterhin erforderlichen Einspeisekapazitäten für die Produktionseinspeisung,
- Erhalt der Verfügbarkeit benötigter L-Gas-Speicher zur Deckung der Leistungsbilanz,
- Berücksichtigung der Auswirkungen einer Auftrennung von nachgelagerten Netzen für eine teilweise Umstellung auf H-Gas,
- Erhalt der Versorgungsfähigkeit im verbleibenden L-Gas-System,
- Vorzug einer Umstellung eines Industriebetriebs, wenn dies weniger komplex ist als die Umstellung eines nachgelagerten Netzes,
- Bei Zusatzanfragen prioritärer Anschluss im H-Gas.

Die Ergebnisse des Umstellungsprozesses finden Eingang in den jeweils vorzulegenden Netzentwicklungsplan und stellen somit die Situation immer nur zu einem gewissen Stichtag dar. Die aktuelle Umstellungsreihenfolge ist im Kapitel 4.7.2 des Netzentwicklungsplans 2013 (Tabelle 21) dargestellt.

Der Bundesnetzagentur ist bewusst, dass gerade in den Anfängen der Erarbeitung des Umstellungsprozesses zwischen der Vorlage des Entwurfes des Netzentwicklungsplans und dem Änderungsverlangen unterjährig zu Anpassungen der umzustellenden Gebiete kommen kann. Änderungen in der Reihenfolge und der Zeitpunkte der Umstellungen der L-Gas-Umstellungsbereiche können sich unterjährig zum Beispiel aus Änderungen in Produktions- und Bedarfsprognosen und in Zusammenarbeit mit den Verteilernetzbetreibern ergeben. Solche Änderungen und Aktualisierungen sind in nachfolgenden Netzentwicklungsplänen zu berücksichtigen und die Umstellungsreihenfolge entsprechend zu aktualisieren.

Eine Arbeitsgruppe der Bundesnetzagentur steht unabhängig von den Prozessen des Netzentwicklungsplans darüber hinaus in regelmäßigem Austausch mit der L-Gas-Branche und begleitet somit den Umstellungsprozess. Bei Bedarf nimmt sie eine vermittelnde Rolle zwischen den betroffenen L-Gas-Marktteilnehmern ein. Die Bundesnetzagentur unterstreicht, dass die Umstellung sehr dringlich ist und für eine zeitgerechte Umstellung deshalb eine konstruktive Zusammenarbeit aller Marktteilnehmer notwendig ist.

3.3.5.2. Bestätigungsfähige Maßnahmen der L-H-Gas-Umstellung

Im jeweiligen Netzentwicklungsplan sind immer nur konkrete Ausbaumaßnahmen auf der Fernleitungsnetzebene bestätigungsfähig, die sich aus dem Umstellungsbedarf und aus den Netzmodellierungen ergeben haben. Bestätigt werden daher im Netzentwicklungsplan nur Maßnahmen, deren Ausgestaltung im Hinblick auf einen konkreten Standort, Parameter und Ausmaß von Leitung, Verdichter, Mess- und Regelstation etc. hinreichend konkretisiert und beschrieben wurde. Nicht hingegen bestätigungsfähig ist grundsätzlich ein Umstellungskonzept in seiner allgemeinen Form als solches, solange dieses noch in der Entwicklung und näheren Ausgestaltung durch die Branche ist. Daher sind Maßnahmen, die lediglich als Konzept bezeichnet und entweder überhaupt keine näheren Angaben enthalten oder weiteren Interpretationsspielraum bezüglich des Standortes, der Dimensionierung und der Maßnahmenart (Verdichter, Leitung etc.) zulassen, derzeit noch nicht bestätigungsfähig.

Als bestätigungsfähig erweisen sich die folgenden im Netzentwicklungsplan 2013 der Marktraumumstellung dienlichen folgenden fünf Maßnahmen (Vgl. Anlage 1), da diese im Zeitpunkt der Vorlage des Netzentwicklungsplans insoweit schon von den Fernleitungsnetzbetreibern konkretisiert wurden:

1. Die Beteiligte zu 15. plant die Maßnahme Leitung Voigtlach-Paffrath (ID-Nr. 067-02) als Loop-Leitungsneubau in der Region L-Gas West zwischen Voigtlach und Paffrath. Diese Maßnahme dient der Umstellung von Industriekunden im Raum Düsseldorf. Es handelt sich um eine Leitung von 900 mm Durchmesser, 23,2 km Länge und einer Druckstufe von 70 bar. Die Kosten für diese Leitung, die Ende 2023 in Betrieb genommen werden soll, werden auf 48 Mio. Euro geschätzt. Die durchzuführenden Unternehmen sind zu 50 Prozent die Beteiligte zu 15. und zu 50 Prozent die Beteiligte zu 17.

2. Die Beteiligte zu 12. plant mit der Maßnahme Konvertierung Rheden (ID-Nr. 101-01) eine Gas-Druck-Regel-Messanlage (GDRM-Anlage) bei Rheden (L-Gas Nord) zur Konvertierung von H-Gas zu L-Gas mittels Stickstoffbeimischung zur Abdeckung von Spitzenlast. Die Maßnahme soll zudem zur Absicherung von TaK-Kapazitäten für Speicher dienen. Weiterhin dient die Maßnahme der Umstellung unterbrechbarer Transportleistung auf feste Kapazitäten und zur Kompensation der rückläufigen deutschen L-Gas-Produktion zu Spitzenlastzeiten.

Die Kosten der Maßnahme werden mit 6 Mio. Euro beziffert. Am 01.01.2016 soll die Anlage in Betrieb genommen werden. In Abschnitt 4.7.3 des Netzentwicklungsplans 2013 wird für diese Anlage eine Spitzenleistung von 2 GWh/h angegeben. Es wird mit einer sicher

verfügbaren Leistung von 1,4 GWh/h gerechnet. Diese technische Angabe ist in der Anlage 1 entsprechend zu ergänzen.

3. Die Maßnahme Mess- und Regelanlage (M+R) Achim (ID-Nr. 119-01) der Beteiligten zu 6. ist Teil der im Netzentwicklungsplan 2012 bestätigten, noch sehr allgemeinen Maßnahme 013-01 zur Erarbeitung eines Konzepts zur Umstellung von Netzbereichen. Mit dieser konkretisierten Maßnahme soll im Bereich H-Gas Nord die Verdichterstation Embsen/Achim angepasst und für die Anbindung der verbleibenden L-Gas-Versorgung zwischen Achim und Kolshorn und die Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen den Drucksystemen der L- und H-Gas-Gebiete genutzt werden. Eine Abschätzung der Kosten für diese Maßnahme, die 2018 in Betrieb genommen werden soll, ist in Anlage 1 anzugeben.

4. Bei der Maßnahme Mess- und Regelanlage (M+R) Ganderkesee (ID-Nr. 121-01) der Beteiligten zu 6. handelt es sich um eine Anpassung der bestehenden M + R Station im Bereich H-Gas Nord. Sie ist ebenfalls Bestandteil der Maßnahme 013-01 aus dem Netzentwicklungsplan 2012. Sie dient zur Anbindung der L-Gas-Versorgung und zur Erhöhung der Überspeisekapazität im System Ganderkesee-Cuxhaven. Hierzu zählen der über „Bremen-Nord“ versorgte Bereich, die Stadtwerke (SW) Osterholz-Scharmbeck, die SW Bremerhaven und der östliche Bereich der GTG Nord bzw. der EWE Netz. Der Untergrundspeicher in Lesum soll ebenfalls auf H-Gas umgestellt werden. Die Inbetriebnahme ist für 2020 geplant. Eine Abschätzung der Kosten für diese Maßnahme ist ebenso in der Anlage 1 anzugeben.

5. Mit der Maßnahme Loop Achim-Luttum (ID-Nr. 124-01) plant die Beteiligte zu 6. im Bereich L-Gas Nord eine Loop-Leitung von 25 km Länge, 800 mm Durchmesser und einer Druckstufe von 84 bar. Diese Maßnahme ist ebenso wie die Maßnahmen ID-Nr. 119-01 und ID-Nr. 121-01 eine Komponente der im Netzentwicklungsplan 2012 bestätigten Maßnahme ID-Nr. 013-01 zur Erarbeitung eines Konzepts zur Umstellung von Netzbereichen. Die Leitung ist laut Netzentwicklungsplan Voraussetzung für die Umstellung von L- auf H-Gas des Bereichs Achim und soll bereits 2016 in Betrieb genommen werden. Die geschätzten Kosten für diese Maßnahme liegen bei 41 Mio. Euro.

3.3.5.3. Informatorische, nicht bestätigungsfähige Maßnahmen

Neben den bestätigungsfähigen Maßnahmen gibt es weitere grundlegende Projekte der Marktraumumstellung, die derzeit noch nicht bestätigungsfähig und daher hier nur informatorisch aufgeführt sind. In der im Entwurf des Netzentwicklungsplans vorgelegten Form weisen diese Projekte gegenwärtig noch nicht den zur Bestätigung erforderlichen

Präzisionsgrad auf und wären folglich nicht vollstreckbar. Die Bundesnetzagentur erachtet aber diese Projekte als von enormer Wichtigkeit für das Fortschreiten des Umstellungsprozesses. Um diesem Bedürfnis Ausdruck zu verleihen und die Kontinuität der Durchführung zu wahren, werden diese Projekte im Anhang 1 aufgenommen. In der Weise erwähnt, nehmen sie in der Anlage 1 zum Änderungsverlangen des Netzentwicklungsplans 2013 eine informatorische Rolle ein. Wenn aus diesen allgemein gehaltenen Projekten zukünftig konkrete Maßnahmen entwickelt werden, sollen diese entsprechend in den folgenden Netzentwicklungsplänen näher konkretisiert und aufgenommen werden.

1. Die bereits beschriebene Maßnahme „Erarbeitung eines Konzepts zur Umstellung von Netzbereichen von einer Versorgung mit L-Gas auf H-Gas“ (ID-Nr. 013-01) wurde mit den noch im Plan 2012 in der Maßnahme enthaltenen, aber nunmehr im Netzentwicklungsplan 2013 separat benannten Maßnahmen ID-Nr. 119-01, 121-01, 124-01 (s.o.) im Netzentwicklungsplan 2012 als bestätigungsfähig angesehen. Die Maßnahme ID-Nr. 013-02 beinhaltet das (sich in der Entwicklung und Konkretisierung befindliche) Konzept der Marktraumumstellung der GUD. Es handelt sich um die Marktraumumstellung in der Region L-Gas Nord. Sollten sich aus diesem Konzept weitere konkrete Maßnahmen außer den oben benannten drei Maßnahmen entwickeln oder sollten sich zwischenzeitlich Änderungen bei den Maßnahmen ID-Nr. 119-01, 121-01, 124-01 ergeben haben, so sind diese in die folgenden Netzentwicklungspläne aufzunehmen und dort zu konkretisieren. In seiner allgemeinen Form soll das Projekt ID-Nr. 013-02 hier informatorisch aufgeführt werden.

2. Ähnlich verhält es sich mit den Maßnahmen ID-Nr. 107-01 und 108-01:

Die Maßnahme „Verbindung der L-Gas und H-Gas Netze der OGE“ (ID-Nr. 107-01) der Beteiligten zu 15. beinhaltet allgemein den Neubau von GDRM-Anlagen/Stationspiping zur Anbindung der L-Gas-Umstellgebiete an das H-Gas-Netz der OGE im Netzgebiet der NCG. Die Kosten der Maßnahme sind mit 32 Mio. Euro abgeschätzt. Aus der Beschreibung der Maßnahme im Netzentwicklungsplan 2013 gehen derzeit noch keine weitergehenden Konkretisierungen hervor. Die Inbetriebnahme ist für 2023 geplant. Änderungen und neue Erkenntnisse können in den nachfolgenden Netzentwicklungsplänen Eingang finden.

3. Die Maßnahme „Maßnahmen in der Region Düsseldorf/ Neuss wegen L-/H-Gas Umstellung“ (ID-Nr. 108-01) der Beteiligten zu 15. dient allgemein der Ertüchtigung des L-Gas-Netzes der OGE zur Aufrechterhaltung der Versorgungswege im L-Gas-Netz. Die Kosten der Maßnahme, die 2023 in Betrieb genommen werden soll, werden auf 12 Mio. Euro geschätzt. Einzelheiten zu diesem Projekt sind im Netzentwicklungsplan 2013 nicht enthalten, wodurch sich die Maßnahme als derzeit noch nicht betätigungsfähig erweist.

3.3.6. Aufnahme zusätzlicher Maßnahmen nach Vorlage des Entwurfs des Netzentwicklungsplans

Die Maßnahme Anbindung Ahlten 3 in der Region L-Gas Nord im Netzgebiet der Beteiligten zu 12. ist auf Anregung der Fernleitungsnetzbetreiber neu in den Netzentwicklungsplan 2013 aufzunehmen. Bei dieser Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer Verbindungsleitung von ca. 400 m Länge, einem Durchmesser von 500 mm, in der Druckstufe 64 bar zwischen der Avacon Hochdrucknetz GmbH (HDN) Station Ahlten 3 und dem Nowega Fernleitungsnetz. Die geplante Inbetriebnahme ist für den 01.10.2014 vorgesehen. Das durchführende Unternehmen ist die Beteiligte zu 12.

Das Leitungsprojekt wurde erst nach der Vorlage des Planes auf Grund einer Vereinbarung zwischen der Beteiligten zu 15. und der Beteiligten zu 12. in den Prozess eingebracht. Die im Zeitverlauf nachgereichte Maßnahme „Anbindung Ahlten 3“ ist das Ergebnis der Kooperation der Beteiligten zu 15., zu 12. und des Verteilernetzbetreibers HDN. Die Bundesnetzagentur hat die Kooperation begleitet. Hintergrund der Notwendigkeit der Maßnahme ist, dass das Netz der HDN in Ahlten in einem Bereich des OGE-Netzes angebunden ist, in dem die OGE der HDN weder dauerhaft, noch im Vergleich zu einer direkten Verbindung zwischen der Nowega und HDN wirtschaftlich feste Kapazitäten für die interne Bestellung anbieten kann.

Die bislang dem NCG-Marktgebiet zugeordneten Ein- und Ausspeisepunkte der Avacon Hochdrucknetz GmbH (HDN), die hinter dem Netzkopplungspunkt Ahlten 3 liegen, wurden daher nach der Vereinbarung zum 01.10.2013 dem Gaspool-Marktgebiet zugeordnet. Zeitgleich wurden die festen Kapazitäten am Marktgebietsübergangspunkt Ahlten zwischen der Nowega und der OGE nunmehr der internen Bestellung zwischen HDN und Nowega zugeordnet. Der Marktgebietsübergang Ahlten zwischen Nowega und OGE ist als buchbarer Punkt erhalten geblieben, jedoch werden hier zukünftig gebündelte Kapazitäten ausschließlich auf unterbrechbarer Basis angeboten werden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in der Folge das Projekt formal mit ihrer Stellungnahme vom 21.06.2013 in der Konsultation der Bundesnetzagentur in den Prozess eingebracht. Das Projekt war hier zwar noch mit einer Größenordnung von ca. 100 Meter Hochdruckleitung, sowie geschätzten Kosten von ca. 350.000 Euro angegeben, allerdings erfolgte im Nachgang eine detaillierte Planung und Kostenermittlung, die am 13.09.2013 bei der Bundesnetzagentur eingereicht wurde.

Nach Aussage der Nowega wirkt sich die Maßnahme auf die Deckung des folgenden Bedarfes aus: Das Leitungsprojekt verbessert (verfestigt und sichert ab) dauerhaft die interne Bestellsituation der HDN am Punkt Ahlten 3 durch „Umhängung“ des Punktes vom Marktgebiet der NCG in das Marktgebiet der Gaspool. Auch trägt die Maßnahme dazu bei, der gesetzlichen Verpflichtung Rechnung zu tragen und die Versorgungssicherheit zugunsten der Endverbraucher im Netzgebiet der HDN bei effizientem Netzbetrieb sicherzustellen.

In der Alternativbetrachtung zur Gewährleistung einer festen Versorgung des Hochdrucknetzes wurden sowohl Lastflusszusagen als auch andere Lösungsvarianten zum Direktleitungsbau und zur Umhängung der Avavon in das Marktgebiet der Gaspool erwogen.

Die Alternative, jene festen Kapazitäten mittels Lastflusszusagen abzusichern, kam nicht in Betracht, da die LFZ trotz mehrfacher Ausschreibungen nicht in ausreichendem Umfang (Höhe und Dauer) abgegeben wurden und es auch unwahrscheinlich erschien, LFZ zu angemessenen Bedingungen zu erhalten. Die jährlichen Kosten für die LFZ hätten die Kosten eines Netzausbaus um ein Vielfaches überstiegen.

Außerdem entspräche es auch nicht den Vorgaben der langfristigen Netzplanung (Bestätigung zum Szenariorahmen 2014), nach denen nur kontrahierte LFZ in der Netzplanung zu Grunde zu legen sind.

Andere Lösungsvarianten wären der Verkauf der gesamten Station Ahlten an Nowega oder eine gemeinsame Nutzung der Station Ahlten von der OGE und der Nowega gewesen. Eine vollständige Übernahme der Station Ahlten durch Nowega wurde als nicht möglich bewertet, da eine anteilige Mitnutzung durch OGE für Transporte im NCG Marktgebiet unumgänglich sei. Eine gemeinsame Nutzung der Station Ahlten von der OGE und der Nowega wurde aus Kostenaspekten ebenso verworfen, da mit dem aktuellen Aufbau in der Station keine getrennte Messung der Gasflüsse für NCG- bzw. des Gaspool Marktgebiets möglich wäre und somit in jedem Fall ein Umbau bzw. eine Ertüchtigung der vorhandenen Messeinrichtung innerhalb der Station notwendig geworden wäre, die auch bei anteiliger Übernahme zu einmaligen Investitionskosten von ca. 1,4 Mio. Euro zusätzlich höherer jährlich anfallender Betriebskosten geführt hätten.

Insgesamt erscheint hiernach die Variante des Direktleitungsbaus und die Umhängung in das Gaspool-Marktgebiet aus gesamtwirtschaftlicher Sicht die einzig angemessene Lösung, die sowohl die übrigen OGE- als auch die HDN-Transportkunden und die Transportkunden weiterer nachgelagerter Netze netzentgeltseitig entlastet. Die Variante des

Direktleitungsbaus zwischen HDN und Nowega stellt die gesamtwirtschaftlich sinnvollste Alternative dar und wurde in Abstimmung mit HDN, OGE, Nowega und der Bundesnetzagentur präferiert.

3.4. Absehen von weiteren Änderungen in Bezug auf Transparenzanforderungen

Die Bundesnetzagentur hat davon abgesehen, von den Fernleitungsnetzbetreibern eine Ergänzung und Überarbeitung des Netzentwicklungsplans in Bezug auf eine transparentere Darstellung der Ausbaumaßnahmen zu fordern. Mit den Fernleitungsnetzbetreibern besteht grundsätzliche Einigkeit darüber, dass die folgenden Anforderungen bei der Erstellung künftiger Netzentwicklungspläne eingehalten werden.

In allen folgenden Netzentwicklungsplänen ist der Projektfortschritt bei der Umsetzung der bestätigten Maßnahmen der verbindlichen vorangegangenen Netzentwicklungspläne zu dokumentieren und transparent darzustellen.

Diese Vorgabe dient der Transparenz und Nachvollziehbarkeit des gesamten Planes und der Einzelmaßnahmen. Das Kriterium der Transparenz und Nachvollziehbarkeit des Planes wird in § 15a EnWG zwar ausdrücklich nur im Rahmen der Nachvollziehbarkeit der Modellierungsvorgaben erwähnt (§ 15a Abs. 2 S. 3 EnWG), es ist jedoch als grundsätzliche dem § 15a EnWG inhärente Anforderung zu verstehen, der große Bedeutung zukommt. So begründet § 15a Abs. 2 und 3 EnWG zahlreiche Konsultations- und Veröffentlichungspflichten, die dem Zweck dienen, die Marktteilnehmer umfangreich an dem Planungsprozess zu beteiligen, um einerseits deren Einschätzungen berücksichtigen zu können und andererseits für diese auch erkennbar zu machen, mit welchen Ausbauprojekten sie zu rechnen haben. Letzteres ist für die Realisierung von Investitionsprojekten, aber auch für die Versorgung von Kunden von großer Bedeutung. Nur wenn für die Marktteilnehmer aus den Konsultationsdokumenten und insbesondere auch aus dem Netzentwicklungsplan klar erkennbar ist, welche Netzausbauprojekte realisiert werden und welche Investitionsvorhaben sie damit durchführen können, kann der Plan seine Funktion erfüllen. Die Netznutzer sollen durch den Netzentwicklungsplan alle erforderlichen Informationen zur Verfügung gestellt bekommen, um eine Bewertung zu treffen, ob die im Netzentwicklungsplan enthaltene Infrastruktur grundsätzlich geeignet und in der Lage ist, ein genügend großes Angebot an Transportkapazitäten zur Verfügung zu stellen, welches die voraussichtliche Nachfrage deckt.

Der Netzentwicklungsplan muss gemäß § 15a Abs. 2 S. 5 EnWG den Stand der Umsetzung des jeweils vorhergehenden Netzentwicklungsplans enthalten. Im Falle von Verzögerungen müssen die dafür maßgeblichen Gründe angegeben und transparent dargestellt werden.

Die Übersichten im Netzentwicklungsplan 2013 sind im Vergleich zum Netzentwicklungsplan 2012 deutlich besser und transparenter geworden, genügen den Anforderungen an eine rollierende und aufeinander aufbauende Netzentwicklungsplanung noch nicht. So ist zwar in der tabellarischen Auflistung im Anhang 7 zum vorgeschlagenen Netzentwicklungsplan der Entwicklungsstand des aktuellen und künftigen Projektstatus in Stichworten aufgenommen. Ein Abgleich und eine Nachverfolgung des Entwicklungsfortschritts ist durch diese Darstellung in zukünftigen Netzentwicklungsplänen jedoch schwerlich möglich.

Auch in Anlage 4 des Netzentwicklungsplans haben die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Darstellung des Umsetzungsstands der genehmigten Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan 2012 versucht, der Vorschrift des § 15a Abs. 2 EnWG Rechnung zu tragen. Aufgrund des teilweise nicht aufgeführten Inbetriebnahmedatums einiger Maßnahmen ist es für die Adressaten des Planes jedoch nicht ersichtlich, wann die Maßnahme voraussichtlich abgeschlossen sein wird und mit der planerischen Inbetriebnahme zu rechnen ist.

Für die Netznutzer als Adressaten ist jedoch die Information der Inbetriebnahme von ausschlaggebendem Interesse, da ab diesem Zeitpunkt die Voraussetzung dafür geschaffen ist, um deren Kapazitätsanforderungen gerecht zu werden.

Das Kriterium der Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Planungen dient auch dazu, dass die Bundesnetzagentur und ggf. die Planungsbehörden den Fortgang der Planungen evaluieren können. Aus regulatorischer Sicht ist daher die Dokumentation des Planungsfortschritts insbesondere insofern von Relevanz, als die Bundesnetzagentur in die Lage versetzt werden muss, den Fortgang der Netzausbauplanungen nachvollziehen zu können und zu prüfen, ob die Fernleitungsnetzbetreiber der Umsetzungsverpflichtung aus dem Netzentwicklungsplan nachkommen.

Es liegt auch im Interesse der Fernleitungsnetzbetreiber selbst, für eine transparente Dokumentation der einzelnen Planungsschritte zu sorgen.

Daher sind in die künftigen Netzentwicklungspläne folgende Tabellen, Grafiken und Übersichten aufzunehmen:

1. In der tabellarischen Auflistung der Maßnahmen zum Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan ist eine Spalte zum Umsetzungsstand hinzuzufügen, die in „Zahlenform“ den derzeitigen Stand der Umsetzung der jeweiligen Maßnahme angibt. Dabei sollen die Maßnahmen dargestellt werden, die Ergebnis des jeweils gültigen Netzentwicklungsplans sind und deren Planungsstand kategorisiert und aufgelistet werden. In der Spalte „Umsetzungsstand“ soll vermerkt werden, wie weit die Realisierung der Maßnahmen aktuell vorangeschritten ist. Dabei soll beispielhaft unterschieden werden zwischen:

- 1 noch nicht im Genehmigungsverfahren,
- 2 im Raumordnungsverfahren,
- 3 vor oder im Planfeststellungsverfahren,
- 4 genehmigt oder in Bau,
- 5 realisiert.

Sofern die Kategorien/Planungsschritte z.B. im Falle von Verdichtern anders gelagert und andere Bezeichnungen treffender sind, sind diese Bezeichnungen entsprechend von den Fernleitungsnetzbetreibern anzupassen.

2. Eine kartographische Darstellung, aus der auf einen Blick der Stand der Genehmigungsverfahren hervorgeht, ist jeweils sowohl dem vorgeschlagenen als auch dem aufgrund des Änderungsverlangens verbindlichen Netzentwicklungsplan hinzuzufügen und jährlich zu aktualisieren. In dieser Kartendarstellung soll ersichtlich sein, in welchem Planungsabschnitt sich eine Leitung befindet. Als Beispiel hierzu kann die Karte zum Stand des Ausbaus von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum zweiten Quartal 2013 dienen.¹⁷ Für Verdichter ist eine entsprechende Darstellung zu entwickeln.
3. Weiterhin ist eine Planungsübersicht für alle Maßnahmen des Netzentwicklungsplans in Form von Balkendiagrammen vom Start der behördlichen Netzausbauplanung 2012 an bis zum Zieljahr des jeweiligen Netzentwicklungsplans beizufügen. Ziel dieser Übersicht ist es, den zuständigen Behörden ein effizientes Monitoring und eine bessere Überprüfung und Begleitung der Planungen und Umsetzung der verbindlichen Maßnahmen im vorgesehenen Zeitrahmen zu ermöglichen. Sofern sich Verzögerungen von Maßnahmen ergeben oder Maßnahmen weggefallen sind, sind die maßgeblichen Gründe dazu anzugeben. Als Beispiel hierzu kann das Balkendiagramm zur baulichen

¹⁷ <http://nvonb.bundesnetzagentur.de/netzausbau/Gesamtuebersicht2013Q2.pdf>

Fertigstellung der EnLAG-Vorhaben dienen.¹⁸ Sofern neue Maßnahmen Ergebnis der Modellierung sind, sind diese im Balkendiagramm mit einem „Platzhalter“ während des Konsultationsverfahrens vorzusehen und im später verbindlichen Netzentwicklungsplan zu vervollständigen.

4. Ferner ist eine Beschreibung der Einzelmaßnahmen hinzuzufügen und bei Änderung der Netzentwicklungspläne jährlich zu aktualisieren. Die Erläuterung der Einzelmaßnahmen umfasst:
 - a. die detaillierte Beschreibung und Begründung der Maßnahme im Einzelnen.
 - b. eine Begründung und Beschreibung, auf welche Bedarfe sich die Maßnahme bei überschlägiger Betrachtung auswirken wird (analog der Kurzbenennung in tabellarischer Angabe „Auswirkung auf die Bedarfsabdeckung“ wie im Netzentwicklungsplan 2013). In diesem Zusammenhang sind die Netzbetreiber verpflichtet, so konkret wie möglich die Auswirkungen zu differenzieren, um größtmögliche Transparenz für den Markt herzustellen.
 - c. eine Detailkarte pro Maßnahme, aus der die konkreten Orte und die Lage der geplanten Maßnahme ersichtlich sind. Sofern noch kein konkreter Trassenverlauf bei Leitungen geplant ist, ist der jeweilige mögliche Korridor anzugeben. Sofern es sich um neue Maßnahmen als Ergebnis der Modellierungen handelt, können grob gegliederte Karten diese Anforderung erfüllen.
 - d. Bei Entfallen oder bei Verzögerungen von Maßnahmen, insbesondere bei Verzögerung des Inbetriebnahmedatums, sind die maßgeblichen Gründe dafür anzugeben.

Als Beispiel zur Erläuterung der Einzelmaßnahmen kann der Anhang 10 des Netzentwicklungsplans Strom 2013 der Übertragungsnetzbetreiber dienen.¹⁹

5. Weiterhin ist, wie schon im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2013 in Anlage 8 geschehen, eine Übersicht zu erstellen, in der aufgeführt wird, ob die Netzausbaumaßnahme in der jeweiligen Modellierungsvariante enthalten ist. Dabei sind auch in der Darstellung Erläuterungen vonnöten, wenn es Abweichungen zwischen den

¹⁸ http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Vorhaben/EnLAG/EnLAG-Balkendiagramm2013Q2.pdf?__blob=publicationFile

¹⁹ http://nvonb.bundesnetzagentur.de/netzausbau/NEP_Strom_2013_UENB-2_Kapitel_10.pdf

Maßnahmen bezüglich der Dimensionierung in den jeweiligen Modellierungsvarianten gibt.

6. § 15a Abs. 2 S. 4 2. Alt. EnWG gibt vor, dass die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan die Gründe für die Auswahlentscheidung sowie die anderweitigen Planungsmöglichkeiten anzugeben haben. Dementsprechend ist in der Darstellung im Netzentwicklungsplan aufzuführen, welche Maßnahmenalternativen bei der Auswahl des Netzentwicklungsplans die Fernleitungsnetzbetreiber in ihre Erwägungen einbezogen und aus welchen Gründen sie eine bestimmte Modellierungsvariante im Vergleich zu den bestehenden Alternativen ausgewählt haben.
7. Ferner müssen die Fernleitungsnetzbetreiber angeben, wenn durch eine Maßnahmenalternative die gleiche Bedarfsauswirkung erreicht werden kann. In Gesprächen mit der Bundesnetzagentur wurde von den Unternehmen verdeutlicht, dass beispielsweise eine bestimmte Konditionierung eines Verdichters eine Maßnahme (auch eine Leitung) komplett ersetzen könne. Solche Fakten und bestehende Netzausbaualternativen müssen auch im Netzentwicklungsplan dargelegt und ausführlich und nachvollziehbar beschrieben werden.
8. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben, sofern Maßnahmen von einem Netzentwicklungsplan zum nächsten Netzentwicklungsplan entfallen, die maßgeblichen Gründe hierfür anzugeben und dezidiert die Zusammenhänge zu erläutern, wenn eine Maßnahme nicht mehr bedarfsgerecht ist. Sofern sich Verzögerungen bei der Umsetzung von Maßnahmen ergeben, sind ebenso die maßgeblichen Gründe hierfür zu nennen.
9. Inzwischen fertig gestellte Maßnahmen aus den jeweils vorangegangenen Netzentwicklungsplänen sind aus Transparenzgründen ebenso in den Übersichtstabellen aufzuführen. Im Netzentwicklungsplan 2012 sind beispielsweise die Maßnahmen Gasübernahmestation Haidenau (ID-Nr. 003-01); VDS Wardenburg (ID-Nr. 005-01) und die Maßnahme VDS Rysum (ID-Nr. 006-01) im Zeitverlauf umgesetzt worden. Um den Verlauf seit Beginn der behördlich begleiteten Netzausbauplanung fortlaufend zu dokumentieren, sind diese in die Übersichten aufzunehmen und zu kennzeichnen.
10. Für die Prüfung der in die Modellierung eingegangenen Inputdaten, insbesondere der internen Bestellung und der Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber, ist eine Konkretisierung derer Daten erforderlich:

- a. die Namen der jeweiligen Netzkoppelpunkte der Verteilernetzbetreiber, der Firmenname des Verteilernetzbetreibers und die geografische Zuordnung anhand der Postleitzahl des Firmensitzes sollen einheitlich angegeben werden,
- b. Auflistung der originären (nicht plausibilisierten) 10-Jahres-Prognose in einer zusätzlichen Spalte in der Inputliste,
- c. Erläuterung, bei welchen Verteilernetzbetreibern die Fernleitungsnetzbetreiber bei einem Zuwachs von über 10 Prozent in fünf Jahren mit Hilfe von Gesprächen eine Plausibilisierung vorgenommen haben. Diese Fälle sollen gekennzeichnet und separat erläutert werden.

Die Informationen der Aufzählungen a. und b. sollen nur der Bundesnetzagentur zu Prüfungszwecken zur Verfügung gestellt werden.

3.5. Umsetzungsverpflichtung des Änderungsverlangens

Nach Bekanntgabe dieses Änderungsverlangens haben die Fernleitungsnetzbetreiber die geforderten Änderungen gem. § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG innerhalb von drei Monaten umzusetzen. Der Netzentwicklungsplan Gas 2013 wird mit Bekanntgabe dieser Entscheidung gegenüber den Fernleitungsnetzbetreibern verbindlich. Dies folgt aus einem Umkehrschluss aus § 15a Abs. 3 S. 7 EnWG und der unbedingten Umsetzungspflicht des Änderungsverlangens durch die Fernleitungsnetzbetreiber gem. § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG. Die Verbindlichkeit des Netzentwicklungsplans gilt hinsichtlich des gesamten Zehn-Jahres-Zeitraumes.

Als Ergebnis der Verbindlichkeit der aufgeführten Maßnahmen sind die Fernleitungsnetzbetreiber folglich in der Pflicht, die in diesem Szenario modellierten Maßnahmen umzusetzen. Dies beinhaltet, dass konkrete Realisierungsschritte (z. B. Machbarkeitsstudie, Planungsverfahren, etc.) begonnen oder fortgeführt werden, die erforderlich sind, um ein zeitgerechtes Fertigstellen der Netzausbaumaßnahmen zu gewährleisten.

III. Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann binnen einer Frist von einem Monat ab Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten.

Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Bonn, den 18.12.2013

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'G. Kowal', is written over the date 'Bonn, den 18.12.2013'.

Anhang 1: Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2013

Die Änderungen zum vorgelegten Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2013 sind farblich hervorgehoben.

ID-Nr.	Netzausbaumaßnahmen/Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	Region	Netzgebiete	Leitung Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]	Verdichter [MW]	Sonstiges	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwicklungsstand	FID/ non-FID	Antrag gem. § 23 ARRegV	Antragsnummer	Geplante Maßnahmen bis NEP 2014 (01.04.2014)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2015 (01.04.2015)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2016 (01.04.2016)	Planerische Inbetriebnahme	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung	Durchführendes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung	
007-01/009-01	V5 Quarnstedt (neu)	Neubau einer Verdichterstation zur Verdichtung in die DEUDAN in Süd-Nord Richtung	H-Gas Nord	GUD/ OGE				(2+1) x 8	Verdichterleistung (circa)	131 Mio. €	Basic Engineering, Genehmigungsunterlagen eingereicht	FID	Ja	BK4-10-209A01	Versorgungsstrategie, Vorbereitung des Standortes, Procurement of LL-Items	Start der Baumaßnahmen	Fertigstellung	2016	- Anschluss der neuen Kraftwerke in Kiel und Flensburg - Steigerung der Exportleistung in Richtung Dänemark	GUD	---	
011-01	Loop Fockbek- Ellund	Teilweiser Loop zur DEUDAN (von Fockbek bis Ellund)	H-Gas Nord	GUD/ OGE	63,5	900	84			177 Mio. €	Start Detailed Design, Lokalisierung, Procurement LL-Items	FID	Ja	BK4-10-209A01	Start Detailed Design, Lokalisierung, Procurement LL-Items; Vergabe des Auftrags	Start der Baumaßnahmen	Fertigstellung	2016	- Anschluss der neuen Kraftwerke in Kiel und Flensburg - Steigerung der Exportleistung in Richtung Dänemark	GUD	---	
024-02	Ltg. Schwandorf - Arresting	Loop Schwandorf - Arresting inkl. GDRM-Anlagen	H-Gas West/ Süd	bayerns/ OGE	61,5	1000	100			119 Mio. €	Start Erstellung Planungs-memorandum, Projektstart eingeleitet	non-FID	Ja	BK4-11-1072	Vorbereitung und Einleitung ROV	Durchführung ROV, Umweltschadensuntersuchung, Vorbereitung PFV	Durchführung PFV	12/2017	Kraftwerk Irching 4 Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayerns, Speicher 7Fields, Haldach	OGE		
026-02	VDS Rothenstadt	Neubau VDS Rothenstadt	H-Gas West/ Süd	GRTgaz/ OGE				(2+1) x 14		111 Mio. €	Start Erstellung Planungs-memorandum	non-FID	OGE: Ja	OGE: BK4-11-1069	Start Basic Engineering	Basic Engineering, Detailed Engineering	Detailed Engineering, Genehmigungsverfahren (BimschV), Procurement	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayerns, Speicher 7Fields, Haldach	GRTgaz/ OGE	55,04% / 44,96%	
028-02	Ltg. Arresting Finsing	Loop Arresting - Finsing inkl. GDRM-Anlagen	H-Gas West/ Süd	bayerns/ OGE	83,0	1000	100			164 Mio. €	Projektkategorie	non-FID	Ja	BK4-12-921	Vorbereitung ROV	Durchführung ROV	Umwelt-traglichkeitsuntersuchungen, Vorbereitung PFV	12/2018	Kraftwerke Irching 4, Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayerns, Speicher 7Fields, Haldach	OGE	---	
030-01	MONACO 1	Erichtung MONACO-Leitung Bauschnitt 1 von Burghausen nach Finsing (inkl. GDRM-Anlagen)	H-Gas West/ Süd	bayerns/ OGE	85,0	1000	100			190 Mio. €	ROV abgeschlossen	non-FID	Bis zum 1.4.2013		Durchführung Planfeststellungsverfahren	Durchführung Planfeststellungsverfahren	keine	2017/18	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE/ bayerns, Bedarfsabdeckung Speicher 7Fields, Haldach, Kraftwerk Burghausen	bayerns	---	
036-01	VDS Amerdingen			bayerns/ OGE/ terranets bw				30		78 Mio. €	Start Erstellung Planungs-memorandum, Projektstart eingeleitet	non-FID	OGE: Ja	OGE: BK4-12-921					2022	Kraftwerke Burghausen, Irching 4, Franken 1/2, Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayerns, Speicher 7Fields, Haldach	bayerns/ OGE	55% / 45%
038-01	VDS Werne	Reversierung Süd-Nord	H-Gas West/ Süd	OGE						26 Mio. €	Start Erstellung Planungs-memorandum, Projektstart eingeleitet	non-FID	Ja	BK4-11-1070	Start Basic Engineering	Basic Engineering, Detailed Engineering	Detailed Engineering, Genehmigungsverfahren (BimschV), Procurement	12/2017	L-H-Umsstellgebiete, Erhöhung der Überspeisekapazitäten mit TG	OGE	---	
040-03	VDS Werne	Neubau VDS Werne	H-Gas West/ Süd	OGE				(1+1) x 25		118 Mio. €	Projektkategorie	non-FID	Ja	BK4-12-921	Start Basic Engineering	Basic Engineering, Detailed Engineering	Detailed Engineering, Genehmigungsverfahren (BimschV), Procurement	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayerns/ terranets bw/ TG, Überspeisekapazität TG mit OGE Speicher 7Fields, Elze/ L-H-Umsstellgebiete	OGE	---	
042-01	VDS Stolberg	Neubau VDS Stolberg	H-Gas West/Süd	Fluxys/ OGE/ TG				11		29,9 Mio. €	Projektkategorie	non-FID	Ja	BK4-11-1071	Start Basic Engineering	Basic Engineering, Detailed Engineering	Detailed Engineering, Genehmigungsverfahren (BimschGov), Procurement	01.10.2017	Kraftwerk Knapsack-Hürth, RDK Karlsruhe, Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit terranets bw/ TG, L-H-Umsstellgebiete	OGE		
043-01	VDS Stolberg	Ausbau VDS Stolberg	H-Gas West/Süd	Fluxys/ OGE/ TG				55		111,8 Mio. €	Projektkategorie	non-FID	OGE: Ja	OGE: BK4-12-921					2022	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit terranets bw/ TG, BZK Wallbach - Boohlitz/Eyweiler	Fluxys/ TENP/OGE	64% / 36%

ID-Nr.	Netzbaumaßnahmen/Projekt (ggf. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	Region	Netzgebiete	Leitung Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]	Verdichter [MW]	Sonstiges	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwicklungsstand	FID/ non-FID	Antrag gem. § 23 ArbStättV	Antragsnummer	Geplante Maßnahmen bis NEP 2014 (01.04.2014)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2015 (01.04.2015)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2016 (01.04.2016)	Planerische Inbetriebnahme	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung	Durchführendes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung
045-04	Ltg. Epe - Werne	Loop Epe - Werne inkl. GDRW-Anlagen	H-Gas West/Süd	OGE/ TG	69,0	1200	100		Kostenschätzung nicht auf Standardannahmen da Parameter Länge nicht erreicht	172 Mio. €	Projektkategorie	non-FID	OGE: Ja	OGE: BK4-12-921	Vorbereitung ROV	Durchführung ROV, Umverträglichkeitsuntersuchungen, Vorbereitung PFV	Durchführung PFV	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw/ Überspeisekapazität TG zu OGE Speicher Haidach, 7Fields, Etzel L-H-Umstellgebiete	OGE/TG	50% / 50% bzw. 75% / 25%
049-04	VDS Lauterbach	Neubau VDS Lauterbach	H-Gas West/Süd	GASCADE/ OGE	102					191 Mio. €	Projektkategorie	non-FID	Ja	BK4-12-921	Start Basic Engineering	Detailed Engineering, Genehmigungsverfahren (BimschV), Procurement		12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw/ Überspeisekapazität TG zu OGE Speicher Haidach / 7Fields, Etzel	OGE	---
051-02	Reversierung TENP	Reversierung (Süd-Nord) der VDS geeigneter Mittelbrunn und Stützpunkt Neubau der VDS Stöberg	H-Gas West/Süd	Fluxys/ TENP/ OGE						an	Projektkategorie	non-FID	Teilweise	BK4-11-204	Planung / Basic Engineering / Baubeginn	Baumaßnahmen		2017	Erhöhung der Überspeisekapazität zum MG GASPOOL	Fluxys TENP	---
056-01	VDS Mittelbrunn	Ausbau VDS Mittelbrunn	H-Gas West/Süd	Fluxys/ GRTgaz/ OGE	10					29,9 Mio. €	Projektkategorie	non-FID	OGE: Ja	OGE: BK4-12-921				2022	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit Fluxys/ OGE/ terranets bw BZK Wallbach - Booholz/Eyranren	Fluxys TENP/ OGE	64 %/ 36 %
062-01	M+R Landshut	Erichtung GDRM-Anlage Landshut	H-Gas West/Süd	bayernets/ OGE						4 Mio. €	Vorplanung, Projektstart eingeleitet	non-FID	Bis zum 1.4.2013	noch nicht vergeben	Planung	Bau und Inbetriebnahme	keine	31.12.2014	Erhöhung Ex-Kapazität zu nachgelagerten Netzteilern LHH-Umstellgebiete	bayernets	---
067-02	Ltg. Voigtstsch - Pfaffrain	Loop Ltg. Voigtstsch - Pfaffrain (NETG)	L-Gas West	OGE/ TG	23,2	900	70		Fortgeschritten Projektstatus, daher individuelle Kostenschätzung	48 Mio. €	PFV	non-FID	OGE zum 31.03.2013 gestellt	noch nicht vergeben	Abschluss PFV		keine	12/2023		OGE/TG	50% / 50%
069-01	Nordschwarzwaldeleitung	Anschluss an das TENP-Transportsystem südlich von Karlsruhe (Au am Rhein). Streckenvertrag von Au am Rhein über Ettlingen, Pforzheim nach Leonberg.	H-Gas West/Süd	Fluxys/ TENP/ OGE/ terranets bw	71	600	80			80 Mio. €	ROV abgeschlossen 1. Abschnitt PFV abgeschlossen 2. Abschnitt PFV läuft	non-FID	Ja	BK4-10-176 BK4-11-209	2. Abschnitt PFV abgeschlossen	Baubeginn erfolgt	Inbetriebnahme erfolgt	2015	Erhöhung der Ex-Kapazität Bereitstellung für neue Kraftwerke im Raum Stuttgart	terranets bw	---
070-01	Anbindung Verlauten-Heide Weisweiler	Ausbau der Netzkopplung OGE zu TG in Verlautenheide; Anbindung Brochweiden-Weisweiler	H-Gas West/Süd	Fluxys/ TENP/ Gascade/ OGE/ TG	14,0	500	70			15 Mio. €	Projektkategorie	non-FID	nein	keine	Klärung des Bedarfs mit Kraftwerksbetreiber	ggf. Beauftragung Machbarkeitsstudie, Start Vorbereitung ROV	Abschluss PFV; Detailplanung;	01.01.2018	Anbindung Kraftwerk Weisweiler	TG	---
072-02	VDS Ochtrup	Schaffung einer Überspeise-möglichkeit von TG zu OGE; zusätzlicher Fahrweg gegenüber NEP 2012	H-Gas West/Süd	OGE/ TG	15				Antriebsleistung: ca. 3 * 5,0 MW	83 Mio. €	Projektkategorie	non-FID	nein	keine	Abschluss Machbarkeitsstudie und Verdichter-auswahl; Vorbereitung PFV	Abschluss PFV; Detailplanung; FID Verdichter	FID Leitungen und Anlagen	01.10.2017	Bereitstellung zusätzlicher Einspeisekapazität (Trak) für Speicher in Epe; Reduzierung von Restriktionen bestehender Gasleitungen; Festlegung der Speisekapazitäten für EZN der TG	TG	---
083-01	Netz Kopplung Dionne	Verknüpfung der Netze der Marktgebiete GASPOOL und NCG zwischen dem Ende der NEL und der OGE-Leitung Wardenburg-Werne, beinhaltet einen Ausbau der VS Behden oder alternativ dem Neubau einer Verdichterstation in Dionne sowie eine Verbindungsleitung.	H-Gas West/Süd	GASCADE/ NEL/ BTG-Partner/ OGE	26,0	600	90	5		55,0 Mio. €	Projektkategorie	non-FID	In Vorbereitung, Antragstellung in 2013 geplant	In Vorbereitung	Projektstudie, Vorbereitung ROV/PFV	Vorbereitung ROV/PFV, Durchführung ROV/PFV	Durchführung ROV/PFV, Detailed Engineering	31.12.2017	Schaffung Überspeisekapazität zwischen GASPOOL und NCG wegen neuer Kraftwerke und Erhöhung Überspeisekapazität innerhalb Marktgebiet NCG; Reversierung TENP	Gascade	

ID-Nr.	Netzausbaumaßnahmen/Projekt (ggü. Ort/ Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	Region	Netzgebiete	Leitung Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]	Verdichter [MW]	Sonstiges	Kosten	Aktueller Projektstatus/ Entwicklungsstand	FID/ non-FID	Antrag gem. § 23 ARRegV	Antragsnummer	Geplante Maßnahmen bis NEP 2014 (01.04.2014)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2015 (01.04.2015)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2016 (01.04.2016)	Planerische Inbetriebnahme	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung	Durchführendes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung
101-01	Konvertierung Röhren	Erichtung GDRM-Anlage zur Konvertierung von H-Gas	L-Gas Nord	Nowega						6 Mio. €	Projektkategorie	non-FID	nein	keine	Baubeginn erfolgt	Inbetriebnahme erfolgt	01.01.2016	- Umstellung unbeschalteter Transporeisenleitung auf feste Kapazitäten - Spitzenlastkappung - Kompensation rückläufiger d. L-Gas Produktion zu Spitzenlastzeiten - Absicherung von Tak Speicher Kapazitäten	Nowega	---	
119-01	M+R Achim	Anbindung L-Gas Versorgung und Erhöhung der Übersepekapazität zwischen Drucksystemen H-Gas	H-Gas Nord	GUD/ OGE					Anpassung bestehender M+R Station		Projektkategorie	non-FID	Ja	BK4-11-211	Machbarkeitsstudie	Konzeptauswahl	Detailed Engineering	2018	- Netzverstärkung - Umstellung von L-Gas Bereichen	GUD	---
121-01	M+R Ganderkesee	Anbindung L-Gas Versorgung und Erhöhung der Übersepekapazität	H-Gas Nord	GUD/ OGE					Anpassung bestehender M+R Station		Projektkategorie	non-FID	Nein	Prüfen	---	Machbarkeitsstudie	Konzeptauswahl	2020	- Netzverstärkung - Umstellung von L-Gas Bereichen - Alle L-Gas Anordnungen	GUD	---
124-01	Loop Achim-Lüttum	H-Umspeisung des Loop Lüttum von der Station Achim/ Embesen bis zur Station Lüttum	L-Gas Nord	GUD	25,0	800	84			41 Mio. €	Projektkategorie	non-FID	Ja	BK4-11-211	Machbarkeitsstudie	Engineering; Planfeststellungsverfahren starten;	Ausschreibung; Wegerechte;	2016		GUD	---
125-01	Projekt Wedel	Kapazitätsbereitstellung für KW Wedel	H-Gas Nord	GUD/ OGE					z.B. Anpassung bestehender VDS Station	3 Mio. €	Projektkategorie	non-FID	Ja	BK4-12-916	Machbarkeitsstudie	Konzeptauswahl	Detailed Engineering	2016	- neuer Anschluss KW Wedel	GUD	---
neu zu vergeben	Anbindung Ahlen 3	Neubau einer Verbindungsleitung zwischen der Avacon HDN Station Ahlen 3 und dem Nowega Fernleitungsnetz	L-Gas Nord	Nowega	0,35	500	64		zzgl. Einbauearbeiten bei Nowega und auf der bestehenden Station Ahlen 3 der Avacon HDN	0,9	Erstellung Planungsunterlagen	non-FID	Ja	BK4-13-323	Start der Baumaßnahmen	Fertigstellung	01.10.2014	Absicherung der Avacon IB am Punkt Ahlen 3 durch Umhängung des Punktes vom NCG in das Gaspool MG.	Nowega	---	
Darzellt nicht bestätigungsfähige informativische Maßnahmen																					
013-02	Umstellung auf H-Gas	Erfolgung eines Konzeptes zur Umstellung von Netzbereichen von einer Versorgung mit L-Gas auf H-Gas; Konkrete Maßnahmen im NEP 2013: Loop Achim-Lüttum; M+R Achim; M+R Ganderkesee	L-Gas Nord	GUD							Projektkategorie	non-FID	Teilweise	BK4-11-211	Erfarbeitung des detaillierten Umstellungs-konzeptes; Abstimmung mit Pärthern und nNB	Machbarkeitsstudien; Basic Engineering	Vorbereitung Genehmigungsverfahren;	2018	- Anschluss Kraftwerk Braunschweig - Erhöhung unbeschalteter Transporeisenleitung auf feste Kapazitäten - Langfristig Deckung zusätzlichen Bedarfs (Volkswagen AG) - Langfristige Versorgungssicherheit	GUD	---
107-01	Verbindung der L-Gas Netze der OGE	Neubau GDRM-Anlagen/ Stationspiping zur Anbindung der L-Gas Umstellgebiete an der OGE	L-Gas West	OGE						32 Mio. €	Projektkategorie	non-FID	zum 31.03.2013 gestellt	noch nicht vergeben	keine	keine	keine	12/2023	LH-Umstellgebiete	OGE	---
108-01	Maßnahmen in der Region Dieseldorf/ Neuss wegen L/H-Gas Umstellung	Erfüchtigung des L-Gas-Netzes der OGE zur Aufrechterhaltung der Versorgungswege im L-Gas-Netz	L-Gas West	OGE						12 Mio. €	Projektkategorie	non-FID	zum 31.03.2013 gestellt	noch nicht vergeben	keine	keine	keine	12/2023	LH-Umstellgebiete	OGE	---
* Auswirkung auf Bedarfsabdeckung gemäß NEP 2012																					

Glossar

ÄV	Änderungsverlangen
----	--------------------

Status

FID	Final Investment Decision
Non-FID	Non-Final Investment Decision

FNB

bayernets	bayernets GmbH
Fluxys TENP	Fluxys TENP TSO S.p.A.
Fluxys D	Fluxys Deutschland GmbH
GASCADE Gastransport	GASCADE Gastransport GmbH
GOAL	Gasunie Ostseeanbindungsleitung GmbH
GRTgaz Deutschland	GRTgaz Deutschland GmbH
GTG Nord	Gastransport Nord GmbH
GUD	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
jordgasTransport	jordgasTransport GmbH
Lubmin-Brandov Gastransport	Lubmin-Brandov Gastransport GmbH
NEL	NEL Gastransport GmbH
Nowega	Nowega GmbH
OGE	Open Grid Europe GmbH
ONTRAS	ONTRAS - VNG Gastransport GmbH
OPAL	OPAL Gastransport GmbH
terranets bw	terranets bw GmbH
Thyssengas	Thyssengas GmbH