



## Az. 8615-NEP Gas 2015 – Änderungsverlangen

### Entscheidung

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Änderung des Netzentwicklungsplans Gas 2015 gemäß § 15a Abs. 3 S. 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,  
Cloppenburg Straße 363, 26133 Oldenburg

- 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 –

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

am 01.09.2015

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

## I.

1. Der von den Fernleitungsnetzbetreibern am 01.04.2015 vorgelegte Netzentwicklungsplan Gas 2015 ist gemäß § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG wie folgt abzuändern:

- a. Die Maßnahme der Beteiligten zu 15. Systemverbindungen und -anpassungen für L-/H-Gas-Umstellung 2020-2024 (ID-Nr. 229-01) und die Maßnahme der Beteiligten zu 17. Systemverbindungen und -anpassungen für L-/H-Gas-Umstellung 2020-2024 (ID-Nr. 231-01) sind aus dem Netzentwicklungsplan herauszunehmen.
- b. Die Maßnahme der Beteiligten zu 6. VDS Schatteburg (ID-Nr. 300-01) ist abzuändern in die Maßnahme „Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas“. Diese besteht aus der technischen Einbindung der vorhandenen Verdichterstation E 3 Folmhusen in das H-Gas System und einem Leitungstausch der bereits bestehenden parallel verlaufenden L- und H-Gas Leitungen zwischen

Folmhusen und Wardenburg. Dies beinhaltet, dass die derzeit im L-Gas Netz befindliche Erdgastransportleitung ETL 48 (von der Beteiligten zu 6. bezeichnet als 30``Leitung) mit der im H-Gas Netz befindlichen Erdgastransportleitung ETL 14 (von der Beteiligten zu 6. bezeichnet als 24``Leitung) im genannten Abschnitt funktional getauscht wird. In Umsetzung des Änderungsverlangens hat die Beteiligte zu 6. die sonstigen Parameter dieser neuen Maßnahme näher zu spezifizieren und eine Kostenabschätzung abzugeben.

2. Es wird festgestellt, dass die im Netzentwicklungsplan enthaltenen von den Fernleitungsnetzbetreibern in das sogenannte Startnetz übernommenen Maßnahmen weiterhin Prüfungsgegenstand der Bedarfsfeststellung sind.
3. Im Übrigen wird von Änderungen des Netzentwicklungsplans Gas 2015 abgesehen.

## **II.**

Die Kostenentscheidung bleibt einem gesonderten Bescheid vorbehalten.

## Gliederung

<b>I. SACHVERHALT .....</b>	<b>6</b>
<b>A. Verfahrensgegenstand .....</b>	<b>6</b>
1. Gesetzliche Verpflichtung zur Erstellung des Netzentwicklungsplans .....	6
2. Inhalte der Modellierungsvarianten .....	6
<b>B. Verfahrensablauf .....</b>	<b>8</b>
1. Szenariorahmen – Konsultation und Bestätigung.....	8
2. Netzentwicklungsplan .....	8
a) Konsultationsdokument – Konsultation durch die Fernleitungsnetzbetreiber .....	8
b) Entwurf des Netzentwicklungsplans – Konsultation durch die Bundesnetzagentur.....	10
(1) Wesentliche Ergebnisse aus den Stellungnahmen.....	11
(2) Wesentliche Ergebnisse aus dem öffentlichen Workshop am 19.05.2015 .....	14
(3) Veröffentlichung des Konsultationsergebnisses.....	15
c) Anhörung der Fernleitungsnetzbetreiber .....	15
<b>II. ENTSCHEIDUNGSGRÜNDE.....</b>	<b>17</b>
<b>A. Zuständigkeit und Verfahren .....</b>	<b>17</b>
<b>B. Rechtsgrundlage des Änderungsverlangens .....</b>	<b>17</b>
<b>C. Grundsätzliche Genehmigungsfähigkeit des Netzentwicklungsplans.....</b>	<b>17</b>
1. Formelle Voraussetzungen .....	17
2. Materielle Voraussetzungen .....	18
a) Gemeinschaftsweiter Netzentwicklungsplan.....	18
b) Grundlagen der Modellierung.....	19
(1) Mittleres Gasbedarfsszenario .....	20
(2) Annahmen zu nachgelagerten Netzbetreibern .....	20
(3) Annahmen zu Gaskraftwerken.....	22
(4) Annahmen zu Gasspeichern .....	24
c) Startnetzmaßnahmen weiterhin Gegenstand der Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit nach § 15a Abs. 1 EnWG .....	26
<b>D. Erforderliche Abänderung des Netzentwicklungsplans .....</b>	<b>27</b>
1. Maßnahmen zur L-H-Gas-Umstellung – ID-Nr. 229-01 und ID-Nr. 231-01 .....	28
2. Maßnahme VDS Schatteburg – ID-Nr. 300-01 .....	30
<b>E. Umsetzungsverpflichtung des Änderungsverlangens.....</b>	<b>33</b>
<b>F. Hinweise zu den Kosten .....</b>	<b>34</b>
<b>III. RECHTSMITTELBELEHRUNG.....</b>	<b>35</b>

## **Gründe**

### **I. Sachverhalt**

#### **A. Verfahrensgegenstand**

##### **1. Gesetzliche Verpflichtung zur Erstellung des Netzentwicklungsplans**

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft den nationalen Netzentwicklungsplan Gas 2015, dessen Entwurf die Fernleitungsnetzbetreiber entsprechend der gesetzlichen Verpflichtung aus § 15a Abs. 1 S. 1 EnWG gemeinsam erstellt und der Bundesnetzagentur am 01.04.2015 zur Prüfung vorgelegt haben.<sup>1</sup> Der Netzentwicklungsplan basiert auf dem „Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2015 der Fernleitungsnetzbetreiber“, den die Bundesnetzagentur am 06.11.2014 bestätigt hat.

Gemäß § 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.

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. Inhalte der Modellierungsvarianten**

Entsprechend der Vorgaben des bestätigten Szenariorahmens 2015 haben die Fernleitungsnetzbetreiber zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs zwei Modellierungsvarianten (Variante II.A und II.B) berechnet.

In den beiden Modellierungsvarianten haben die Fernleitungsnetzbetreiber nur beim Kapazitätsbedarf der nachgelagerten Verteilernetzbetreiber unterschiedliche Eingangsgrößen zu Grunde gelegt. Bei den übrigen Eingangsparametern, also den Kapazitäten an den Grenzübergangs- und Marktgebietsübergangspunkten, an den Netzkopplungspunkten „Produktion“ und „Industrie“ sowie bei den Netzanschlusskapazitäten der Kraftwerke und Speicher haben sie in beiden Varianten identische Werte angesetzt.

---

<sup>1</sup> Soweit sich aus dem Sachzusammenhang nichts Anderweitiges ergibt, bezieht sich der Begriff „Netzentwicklungsplan“ auf den Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2015 vom 01.04.2015.

Unter Berücksichtigung der gemäß § 38 und § 39 GasNZV erfolgten Zuordnung sind die neuen und systemrelevanten Gaskraftwerke mit 100 % dynamisch zuordenbarer Kapazität (DZK) modelliert worden. Entsprechendes gilt für die neuen Gasspeicher, die mit 100 % temperaturabhängiger Kapazität (TaK) angesetzt wurden. Die übrigen Kraftwerke und Speicher sind unverändert mit der bereits bestehenden Kapazität in die Modellierung übernommen worden.<sup>2</sup>

Der Bedarf der nachgelagerten Verteilernetzbetreiber wurde in Modellierungsvariante II.A bis 2025 auf Basis der plausibilisierten Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber berücksichtigt. In Modellierungsvariante II.B erfolgte die Berücksichtigung der Bedarfe der Verteilernetzbetreiber bis 2020 ebenfalls auf Basis der plausibilisierten Langfristprognose. Anschließend, bis 2025, nahmen die Fernleitungsnetzbetreiber bei ihren Berechnungen einen Kapazitätsrückgang auf Basis der Gasbedarfsentwicklung des Szenariorahmens an.<sup>3</sup>

In der Modellierungsvariante II.A haben die Fernleitungsnetzbetreiber für das Zieljahr 2025 Netzausbaukosten in Höhe von 2,7 Mrd. Euro ermittelt. Hierin sind Maßnahmen im Umfang von 569 km Leitungslänge und 332 MW Verdichterleistung enthalten.<sup>4</sup>

In der Modellierungsvariante II.B gehen die Fernleitungsnetzbetreiber für das Zieljahr 2025 davon aus, dass sich die Netzausbaukosten auf 2,7 Mrd. Euro belaufen. Den Umfang der Maßnahmen geben sie mit 559 km Leitungslänge und 332 MW Verdichterleistung an.<sup>5</sup>

Darüber hinaus haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Startnetzmaßnahmen mit einem Investitionsumfang von rund 0,8 Mrd. Euro ausgewiesen. Den Umfang der Maßnahmen geben sie mit 251 km Leitungslänge und 73 MW Verdichterleistung an.<sup>6</sup>

In der einleitenden Zusammenfassung des Netzentwicklungsplans beziffern die Fernleitungsnetzbetreiber die Kosten der Maßnahmen des Netzausbaus mit 3,5 Mrd. Euro bis zum Jahr 2025. Der Netzausbauvorschlag gründet sich im Wesentlichen auf die Ergebnisse der Modellierungsvariante II.B. Die Startnetzmaßnahmen mit einbezogen ergeben sich demzufolge Leitungsbaumaßnahmen im Umfang von 810 km und ein Verdichterbau im Umfang von 405 MW.

---

<sup>2</sup> Ausführlicher hierzu s.u. unter „Annahmen zu Gaskraftwerken“ (II.C.2.b)(3)) und „Annahmen zu Gasspeichern“ (II.C.2.b)(4)).

<sup>3</sup> Ausführlicher hierzu s.u. unter „Annahmen zu nachgelagerten Netzbetreibern“ (II.C.2.b)(2)).

<sup>4</sup> Siehe NEP Gas 2015, S. 137, Tabelle 36.

<sup>5</sup> Siehe NEP Gas 2015, S. 134, Tabelle 35.

<sup>6</sup> Siehe NEP Gas 2015, Anlage 4, „Startnetz-Maßnahmen“.

## **B.      Verfahrensablauf**

### **1.      Szenariorahmen – Konsultation und Bestätigung**

Am 28.07.2014 veröffentlichten die Fernleitungsnetzbetreiber das Konsultationspapier „Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2015 der Fernleitungsnetzbetreiber“ auf der Internetseite ihres Verbandes.<sup>7</sup> Bis zum 15.08.2014 hatten Marktteilnehmer und Öffentlichkeit die Möglichkeit, Stellungnahmen zu den im Szenariorahmen getroffenen Annahmen abzugeben. Insgesamt gingen 14 Stellungnahmen ein, die auch auf der genannten Internetseite der Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlicht wurden. Des Weiteren fand ein öffentlicher Workshop der Fernleitungsnetzbetreiber zum Szenariorahmen 2015 am 05.08.2014 in Berlin statt.

Unter Berücksichtigung der Stellungnahmen aus der Konsultation und aus dem Informationsaustausch zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und den Übertragungsnetzbetreibern zum Abgleich der Kraftwerksliste erfolgte eine Überarbeitung des Konsultationsdokuments durch die Fernleitungsnetzbetreiber. Die überarbeitete Fassung wurde der Bundesnetzagentur am 08.09.2014 vorgelegt.

Die Bundesnetzagentur hat den Szenariorahmen am 06.11.2014 gemäß § 15a Abs. 1 S. 7 EnWG unter weitgehender Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse bestätigt.

### **2.      Netzentwicklungsplan**

#### **a)      Konsultationsdokument – Konsultation durch die Fernleitungsnetzbetreiber**

Auf der Grundlage des bestätigten Szenariorahmens haben die Fernleitungsnetzbetreiber ein Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2015 erarbeitet und am 23.02.2015 veröffentlicht. Diese erste Fassung des Netzentwicklungsplans wurde in der Zeit vom 23.02. bis zum 13.03.2015 durch die Fernleitungsnetzbetreiber konsultiert. Insgesamt gingen hierzu 28 Stellungnahmen ein.

Die Konsultationsteilnehmer haben sich zu den folgenden Gesichtspunkten geäußert:

Der im Gesetzgebungsprozess befindliche Wechsel hin zur Erstellung des Netzentwicklungsplans in einem zweijährigen Rhythmus ab dem Jahr 2016 wird durchweg begrüßt.

---

<sup>7</sup> Verband der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas), <http://www.fnb-gas.de>.



Die von den Fernleitungsnetzbetreibern erarbeiteten Kriterien zur Modellierung der Bestandsanlagen mit fDZK und TaK als Planungsprämissen in den Plänen ab dem Jahr 2016 werden von den Stellungnehmern kritisiert.

Vereinzelt wird – statt einer Modellierung mit fDZK und TaK – die Fortschreibung und langfristige Berücksichtigung von Lastflusszusagen in der Netzmodellierung gefordert.

Der Zusatzbedarf nachgelagerter Netzbetreiber wird oftmals als zu wenig berücksichtigt eingeschätzt und demzufolge fordern einige Stellungnehmer einen Netzausbau auf Grundlage der Modellierungsvariante II.A. ein. Die Fernleitungsnetzbetreiber verweisen jedoch darauf, dass ein rückläufiger Kapazitätsbedarf auch in der mit den Verbänden BDEW, VKU und GEODE gemeinsam erstellten Studie über die „Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilernetzbetreiber“ festgestellt werde. Außerdem betrage der Leistungsrückgang im Netzentwicklungsplan 2015 in den Jahren zwischen 2015 und 2025 nur 2 %. Damit liege der Kapazitätsbedarf noch deutlich über dem sich aus der Studie ergebenden Bedarf. Daher halten die Fernleitungsnetzbetreiber die Modellierungsvariante II.B. für den Netzausbau maßgeblich.

Die Stellungnehmer wünschen transparentere Erläuterungen zur Entwicklung der H-Gas-Versorgung. Im Zusammenhang mit der H-Gas-Bilanz kritisieren die Speicherbetreiber, dass sie nicht vollständig mit der aktuell bestehenden Transportkapazität berücksichtigt würden. Hierauf entgegnen die Fernleitungsnetzbetreiber, dass eine vollständige Speicherberücksichtigung regional zu einer einseitigen Abhängigkeit der Versorgung mit Speichern führe. Daher sei eine Mindestaufspeisung über Importquellen sicherzustellen.

Im Zusammenhang mit der Erstellung der L-Gas-Bilanz kritisieren die Speicherbetreiber, dass hier ein anderer Ansatz der Speicher als bei der H-Gas-Bilanz erfolge.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben zum 01.04.2015 verschiedene Anpassungen des Plans vorgenommen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im Entwurf des Netzentwicklungsplans die Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung in einem neu aufgenommenen Kapitel zusammenfassend dargestellt. Weiterhin haben die Fernleitungsnetzbetreiber ein Kapitel hinzugefügt, welches den langfristigen Kapazitätsbedarf nach § 17 GasNZV wiedergibt. Hierzu zählen die Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen nach § 9 Abs. 2 S. 1 GasNZV, Ergebnisse des Kapazitätsvergabeverfahrens nach § 13 Abs. 1 GasNZV (d.h. Versteigerungen fester Ein- und Ausspeisekapazitäten an deutschen Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten über die

Primärkapazitätsplattform „PRISMA primary“) und Erkenntnisse aus Verweigerungen des Netzzugangs nach § 25 S. 1 und 2 EnWG (abgeleitet aus Auktionsaufschlägen in Auktionen von Primärkapazitäten). Darüber hinaus haben sie ergänzende Erläuterungen zur Berücksichtigung des Zusatzbedarfs entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung aufgenommen.

Das überarbeitete Konsultationsdokument wurde als Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2015 am 01.04.2015 an die Bundesnetzagentur übergeben und auf der Internetseite des Verbandes der Fernleitungsnetzbetreiber eingestellt.

## **b) Entwurf des Netzentwicklungsplans – Konsultation durch die Bundesnetzagentur**

Am 14.04.2015 veröffentlichte die Bundesnetzagentur auf ihrer Internetseite den Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2015 einschließlich der dazugehörigen Anlagen.<sup>8</sup> Unter Hinweis auf einen zeitgleich veröffentlichten Fragenkatalog gab sie den tatsächlichen und potentiellen Netznutzern bis zum 05.06.2015 Gelegenheit zur Äußerung (vgl. § 15a Abs. 3 S. 1 EnWG). Insgesamt gingen 23 Stellungnahmen ein. Sie stehen auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zum Download bereit.

<b>Unternehmen</b>	<b>Gruppe</b>
Arbeitsgemeinschaft Erdgasumstellung	VNB/Sonstige
Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.	Verband
Creos Deutschland GmbH	VNB
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)	Verband
E.ON SE	Konzern
E-Control AG	Ausländischer Regulierer
EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Konzern
Energienetze Bayern GmbH	VNB
ExxonMobil Gas Marketing Deutschland GmbH	Produzent
Gasspeicher Hannover GmbH	Speicher
Gasunie Transport Services B.V.	Ausländischer Netzbetreiber
GDF SUEZ Energie Deutschland AG	Konzern
GEODE	Verband
GRTgaz (France)	Ausländischer Netzbetreiber

<sup>8</sup> Inputliste (GÜP, Speicher, Produktion, Biogas, MÜP, Kraftwerke, nachgelagerte Netzbetreiber, Industrie) (Anlage 1); Unterbrechungsliste (Anlage 2); Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche (Anlage 3); Maßnahmenlisten und Netzausbauvorschlag (Anlage 4); Maßnahmenübersicht (Anlage 5); Projekt-Steckbriefe (Anlage 6).

HanseWerk AG	VNB
Initiative Erdgasspeicher e.V.	Verband
schwaben netz	VNB
Stadtwerte Hannover AG	VNB
Stadtwerte Kiel AG und SW Kiel Netz GmbH	Stadtwerk und VNB
Verband kommunaler Unternehmen e.V.	Verband
Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.	Verband
Vermilion Energy	Händler
VIS Proxy	Andere

Im Rahmen der Konsultationsphase hat die Bundesnetzagentur am 19.05.2015 in einen öffentlichen Workshop allen Marktteilnehmern die Möglichkeit gegeben, mündlich zum Netzentwicklungsplan Stellung zu nehmen.

## **(1) Wesentliche Ergebnisse aus den Stellungnahmen**

### Allgemeines

Der im Gesetzgebungsprozess befindliche Wechsel hin zur Erstellung des Netzentwicklungsplans in einem zweijährigen Rhythmus ab dem Jahr 2016 wird durchweg begrüßt.

Trotz positiver Wahrnehmung der erhöhten Transparenz im Dokument bleibt zentraler Kritikpunkt die fehlende Aussagekraft der im Netzentwicklungsplan aufgeführten (Ausbau-) Maßnahmen im Hinblick auf die Erhöhung verfügbarer fester Kapazitäten zu einem definierten Zeitpunkt (Kalenderjahr) an einem definierten Netzkopplungspunkt oder (Teil-)Netz.

### Kapazitätsansatz für Bestand

Die meisten Stellungnehmer lehnen eine Ausweitung des DZK-Ansatzes auf Bestandskraftwerke bzw. des TaK-Ansatzes auf Bestandsspeicher grundsätzlich ab und damit sowohl die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Kriterien als auch die von der Bundesnetzagentur zur Diskussion gestellten Ansätze. Einige Stellungnehmer halten grundsätzlich eine Fortschreibung der bestehenden Kapazität und des entsprechenden Kapazitätsproduktes an Bestandskraftwerken und Speichern für sachgerecht. Bezüglich der vorgeschlagenen Kriterien werden insbesondere die in die Zukunft reichenden Buchungsanalysen (siehe Alternativvarianten 1 und 2) abgelehnt. Sie entsprächen nicht der wirtschaftlichen Realität und würden weitgehend zu einem Wegfall bestehender und meist durchaus genutzter fester Kapazitäten führen.

### Ansatz Kapazitätsbedarf für Verteilernetzbetreiber

Die Mehrzahl der Stellungnehmer begrüßen weiterhin die Berücksichtigung der Entwicklung des Kapazitätsbedarfes im Verteilernetz auf Basis der Internen Bestellung der Verteilernetzbetreiber und fordern erneut, die plausibilisierte Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber gem. Kooperationsvereinbarung (§ 16 KoV) für den gesamten Planungshorizont des Netzentwicklungsplans zu übernehmen. Nur wenige Stellungnehmer halten eine Berücksichtigung der Ergebnisse aus der FfE-Studie und beispielsweise die Übernahme aktualisierter Benutzungsstunden im Zusammenhang mit der Prognose des langfristigen Kapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber für sinnvoll. Den Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber eine Konkretisierung des Plausibilitätsprozesses innerhalb der Langfristprognose anzuwenden, wird wiederum für sinnvoll erachtet.

### Eingangsgrößen zur Netzmodellierung

Einige Stellungnehmer äußern sich über einen uneinheitlichen Ansatz der Industriekunden bei den Verteilernetzbetreibern. Sie sprechen sich daher zumindest für eine konstante Fortschreibung des Bedarfs ab 2020 aus, da sie ein Problem im Zusammenhang mit Industriekunden sehen, die am Verteilernetz angeschlossen sind und durch einen sinkendem Ansatz von II.B. betroffen wären. Bei den am Fernleitungsnetz angeschlossenen Industrieanlagen werde im Gegensatz dazu von einem konstanten Bedarf ausgegangen.

### Startnetzmaßnahmen

Ein Stellungnehmer fordert, dass die in den bisherigen Plänen enthaltenen verbindlichen Maßnahmen auch innerhalb des unterstellten Zeitplans umgesetzt werden müssten, so dass die Differenz zwischen den derzeit von den Fernleitungsnetzbetreibern bereitgestellten Kapazitäten und dem eigentlichen Bedarf in den nachgelagerten Netzen wie geplant schnellstmöglich abgebaut werde. Dies möge die Bundesnetzagentur sicherstellen.

### Analyse historischer Unterbrechungen

Nur wenige Marktteilnehmer nehmen zur Analyse der Unterbrechungen Stellung. Die von den Fernleitungsnetzbetreibern gezogenen Schlüsse aus der Analyse der historischen Unterbrechungen seien zu pauschal. Nicht nachvollziehbar sei, dass hieraus kein Ausbaubedarf resultiere.

### Entwicklung der L-Gas-Versorgung - Versorgungssicherheitsszenario

Die Teilnehmer äußern, dass es schwierig zu beurteilen und zu bewerten sei, ob die getroffenen Annahmen zur L-Gas-Leistungsbilanz sachgerecht sind und sowohl die Versorgungssicherheit als auch die Erfordernisse des L-Gas-Marktes in angemessener Weise

berücksichtigen. Angemerkt wurde, dass die Fernleitungsnetzbetreiber mit den von der Umstellung betroffenen L-Gas Speichern frühzeitiger als bisher geschehen in Kontakt treten sollten, um die Voraussetzungen für die aus Netzsicht notwendige Leistungsbereitstellung aus den L-Gas Speichern zu schaffen. Außerdem sollte das Potential der Speicher im Dialog mit den Fernleitungsnetzbetreibern stärker untersucht werden. Auch könnten ggf. L-Gas-Speicherkapazitäten erhöht werden oder die H-Gas Speicher in den Umstellungsgebieten früher nutzbar gemacht werden.

Übergangsweise komme es zu einem erhöhten L-Gas Bedarf, da aufgrund von notwendigen Netztrennungen im Verteilernetz für die L-H-Gasumstellung kapazitätsreduzierende Mechanismen wegfallen (u.a. veränderte Gleichzeitigkeitseffekte). Dieser müsse durch die Fernleitungsnetzbetreiber geprüft und bewertet werden.

Neben den Verständnisfragen und der Kritik an der Transparenz der L-Gas Leistungsbilanz ist für einige Stellungnehmer nicht nachvollziehbar, wie beispielsweise die Aufteilung der Importmöglichkeiten auf die beiden Grenzübergangspunkte (GÜP) Oude Statenzijl und Zevenaar/Winterswijk stattgefunden habe.

#### Entwicklung der H-Gas-Versorgung - H-Gas-Leistungsbilanz

Grundsätzlich wird die Erstellung der H-Gas Bilanz begrüßt, allerdings sind für die meisten Marktteilnehmer die Eingangsdaten nicht unmittelbar nachvollziehbar. Sie bedürften einer zusätzlichen Erläuterung. Insbesondere der Ansatz der Speicher in der H-Gas-Bilanz wird deutlich kritisiert. Die summierte maximale Ausspeicherleistung wird von einigen Teilnehmern als wesentlich zu gering eingeschätzt. Auch wird gefordert, die historischen Spitzenlasten im Netz bei der Erstellung der Leistungsbilanz zu berücksichtigen. Ferner sei nicht nachvollziehbar, wie bei der Berücksichtigung der Importleistung vorgegangen worden sei, da nicht dargelegt worden sei, wie bspw. Export-(Transit-) Leistungen, parallele Importleistungen (Routen via Ukraine/Nordstream), Sicherheitsabschläge (z. B. der N-1-Standards), Unterschiede zwischen technisch verfügbaren und buchbaren Leistungen und Reverse Flow-/saldierte Leistungen berücksichtigt worden seien. Wie die L-Gas-Bilanz wäre auch die H-Gas-Bilanz um eine Mengenzahlung zu erweitern.

Bei allen Teilnehmern besteht einheitlich der Wunsch, in zukünftigen Netzentwicklungsplänen die Transparenz bei der Erstellung der H-Gas-Bilanz weiter zu erhöhen.

Zu der Frage, ob der Zusatzbedarf entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung und der anschließenden Aufteilung auf die Grenzübergangspunkte transparent und nachvollziehbar dargestellt wurde und auch die angrenzende Infrastruktur benachbarter Länder korrekt be-

rücksichtigt wurde, haben nur wenige Teilnehmer Stellung genommen. Ein Stellungnehmer äußert sich kritisch über die Entscheidung der Darstellung der Kapazitäten an den GÜPs Oberkappel und Überackern.

Aufgrund der Lage Deutschlands in Europa haben sich die angrenzenden Netzbetreiber und Regulierungsbehörden für eine stärkere Berücksichtigung von angrenzenden Netzplannungen im deutschen Plan ausgesprochen, insbesondere sollten die Planungen und Netzentwicklungspläne der Niederländer, Franzosen und Österreicher stärker aufeinander abgestimmt werden.

### Ergebnisse der Modellierung

Viele Stellungnehmer begrüßen die größer gewordene Transparenz, auch anhand der Projektsteckbriefe.

### Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber

Für die meisten Stellungnehmer erscheint der Ansatz, der der Modellierungsvariante II.A zu Grunde liegt und die Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber berücksichtigt, sachgerecht. Konkrete Hinweise für die Annahme eines zunächst steigenden Kapazitätsbedarfs lägen bereits vor. Im Vergleich der internen Bestellleistungen der Netzentwicklungspläne der Jahre 2012, 2013 und 2014 habe sich der prognostizierte Anstieg im Leistungsbedarf als richtig erwiesen. Eine planerische Absenkung sei nicht plausibel. Beim Ansatz gemäß Modellierungsvariante II.B wird dementsprechend kritisiert, dass auf Grund einer rückläufigen aggregierten Gasverbrauchsmenge proportional auf einen rückläufigen Leistungsbedarf geschlossen werde. Zudem unterscheiden sich die Maßnahmen aus den Variantenrechnungen nur sehr unwesentlich.

Nicht nachvollziehbar sei nach einer großen Anzahl der Stellungnehmer, dass es den Fernleitungsnetzbetreibern nicht möglich sei, einen Zusammenhang zwischen Bedarf und kapazitativen Auswirkungen aus den umgesetzten Maßnahmen je Netzkoppelpunkt herzustellen. Sie fordern daher erneut, für jeglichen bisher nicht erfüllten bzw. zukünftig zusätzlichen Kapazitätsbedarf insbesondere der nachgelagerten Netzbetreiber konkret aufzulisten, welches Projekt / welche Maßnahme die Fernleitungsnetzbetreiber im Einzelnen vorsehen, um diesen Bedarf in dem jeweilig anzugebenden Zeitrahmen zu erfüllen.

## **(2) Wesentliche Ergebnisse aus dem öffentlichen Workshop am 19.05.2015**

Zu den Inhalten dieses Workshops zählten die vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen und die Bereitstellung von zukünftig notwendigen Kapazitäten für Verteilernetzbetreiber.

Insbesondere zur Frage, mit welchem Ansatz die Bedarfe der Verteilernetzbetreiber prognostiziert werden sollen, herrschen noch Interessensgegensätze zwischen den Fernleitungs- und Verteilernetzbetreibern.

Im Weiteren standen die Annahmen sowohl der erstmalig für diesen Netzentwicklungsplan aufgestellten H-Gas- als auch der L-Gas-Bilanz zur Diskussion. Hier wurde deutlich, dass vom Markt mehr Transparenz und nähere Erläuterung gewünscht ist, welche Annahmen die Fernleitungsnetzbetreiber aus welchen Gründen in welcher Weise bei der Aufstellung der Bilanz getroffen haben.

Darüber hinaus wurden die grenzüberschreitenden Aspekte der nationalen Netzentwicklung diskutiert. Insbesondere mit Marktteilnehmern aus den Niederlanden wurde debattiert, welche Kapazitätsbedarfe und damit zusammenhängende Netzausbaumaßnahmen sich auf angrenzende Regionen auswirken. Die Bundesnetzagentur begrüßt eine intensivere Zusammenarbeit zwischen den benachbarten Fernleitungsnetzbetreibern.

Offen geblieben ist die Frage, ob es realistischere Annahmen zu den Kapazitätsbedarfsentwicklungen an den Grenzübergangspunkten im Hinblick auf die H-Gas-Verteilung und die zukünftigen H-Gas-Quellen gibt. Allerdings herrschte unter den Teilnehmern Einigkeit, dass – für künftige Pläne – ein weiterer Ansatz einer alternativen H-Gas-Verteilung Betrachtung finden solle, um die Robustheit des ermittelten Netzausbaus zu überprüfen.

### **(3) Veröffentlichung des Konsultationsergebnisses**

Das von der Bundesnetzagentur erstellte Ergebnis der Konsultation wird zeitgleich mit dieser Entscheidung am 01.09.2015 veröffentlicht (vgl. § 15a Abs. 3 S. 1 und 5 EnWG).

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

#### **c) Anhörung der Fernleitungsnetzbetreiber**

Zwischen dem 12.08.2015 und 21.08.2015 hatten alle Fernleitungsnetzbetreiber die Gelegenheit, sich schriftlich zu der beabsichtigten Entscheidung der Bundesnetzagentur zu äußern. Innerhalb dieses Zeitraums ging bei der Bundesnetzagentur eine Stellungnahme von dem Verband der Fernleitungsnetzbetreiber ein.

In seiner Stellungnahme bezüglich der Abänderung der Maßnahme der Beteiligten zu 6. teilt der Verband mit, dass der Tenor in Ziffer I.1.b. (in der Anhörung nummeriert als Tenor zu Ziffer 1.2) anstatt „im H-Gas Netz befindlichen Erdgastransportleitung ETL 48 (... bezeichnet als 24“ Leitung)“ richtigerweise „im H-Gas Netz befindlichen Erdgastransportlei-

tung ETL 14 (... bezeichnet als 24“ Leitung)“ lauten müsse. Zu den weiteren Ziffern des Tenors hatten die Fernleitungsnetzbetreiber keine weiteren Anmerkungen.

Die Bundesnetzagentur hat den Hinweis zu den Leitungsbezeichnungen aufgegriffen.



## **II. Entscheidungsgründe**

Die Bundesnetzagentur hält den vorgelegten Netzentwicklungsplan der Fernleitungsnetzbetreiber im Grundsatz für geeignet, das Ziel des § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG zu erreichen.<sup>9</sup> Änderungsbedarf besteht jedoch bezüglich einzelner Maßnahmen.<sup>10</sup>

### **A. Zuständigkeit und Verfahren**

Die Bundesnetzagentur ist nach § 54 Abs. 1 Hs. 1 und Abs. 3 EnWG für diese Entscheidung zuständig. Der Ausschluss der Beschlusskammerzuständigkeit ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 2 EnWG.

Die Bundesnetzagentur hat die Fernleitungsnetzbetreiber – als Adressaten der vorliegenden Entscheidung – gemäß § 28 Abs. 1 VwVfG angehört.

### **B. Rechtsgrundlage des Änderungsverlangens**

Gemäß § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG kann die Bundesnetzagentur innerhalb von drei Monaten nach Veröffentlichung des Konsultationsergebnisses Änderungen des Netzentwicklungsplans verlangen. Die Entscheidung dient der Umsetzung der Vorgaben in § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG, nach denen der Netzentwicklungsplan alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit enthalten muss, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.

### **C. Grundsätzliche Genehmigungsfähigkeit des Netzentwicklungsplans**

#### **1. Formelle Voraussetzungen**

Zuständig für die gemeinsame Erstellung des Netzentwicklungsplans sind gemäß § 15a Abs. 1 S. 1 EnWG die Fernleitungsnetzbetreiber.

Die nach § 15a Abs. 2 EnWG vorgeschriebenen Verfahrensanforderungen haben sie eingehalten:

Vor der Vorlage des Entwurfs des Netzentwicklungsplans bei der Bundesnetzagentur haben die Fernleitungsnetzbetreiber der Öffentlichkeit und den nachgelagerten Netzbetreibern Gelegenheit zur Äußerung gegeben.<sup>11</sup> Die hierfür erforderlichen Informationen haben sie

---

<sup>9</sup> Siehe Abschnitt C.

<sup>10</sup> Siehe Abschnitt D.

<sup>11</sup> Siehe oben Ausführungen zu „Konsultationsdokument – Konsultation durch die Fernleitungsnetzbetreiber“ (I.B.2.a)).

auf der Internetseite ihres Verbandes zur Verfügung gestellt. Seit Beginn der Konsultationsphase am 23.02.2015 stehen neben dem Konsultationsdokument auch die dazugehörigen Anlagen, insbesondere die Input- und Maßnahmenlisten sowie der Netzausbauvorschlag, zum Download bereit.

Kapitel 1.3 des am 01.04.2015 vorgelegten Entwurfs zum Netzentwicklungsplan enthält eine zusammenfassende Darstellung, wie die Fernleitungsnetzbetreiber die Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung im Netzentwicklungsplan 2015 berücksichtigt haben. Zugleich äußern sie sich zu den Gründen, warum sie sich nach Abwägung mit anderweitig in Betracht kommenden Planungsmöglichkeiten für den vorliegenden Netzausbauvorschlag entschieden haben.

## **2. Materielle Voraussetzungen**

### **a) Gemeinschaftsweiter Netzentwicklungsplan**

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben gemäß § 15a Abs. 1 S. 5 EnWG die derzeitigen Erkenntnisse des gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans nach Art. 8 Abs. 3b der Verordnung (EG) Nr. 715/2009<sup>12</sup> ausreichend berücksichtigt. Bei der in den Szenariorahmen 2015 und den vorliegenden Netzentwicklungsplan eingegangenen Fassung handelt es sich um den Ten-Year Network Development Plan 2013-2022 (TYNDP). Der von der European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G) erstellte TYNDP wurde am 10.07.2013 an die europäische Regulierungsbehörde ACER übermittelt. Wie die Bundesnetzagentur bereits in der Vergangenheit ausgeführt hat, sind die Ergebnisse des gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans grundsätzlich geeignet, um Rückschlüsse auf den künftig zu erwartenden Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern ziehen zu können.<sup>13</sup> Wegen des bisher noch bestehenden Zeitverzugs der europäischen und nationalen Prozesse sind allerdings punktuell Aktualisierungen angezeigt.

Unter Rückgriff auf die Konsultationsergebnisse zum Szenariorahmen 2015 und zum Netzentwicklungsplan 2014 haben die Fernleitungsnetzbetreiber die seitens der ENTSO-G im TYNDP getroffenen Annahmen zur Entwicklung der Grenzübergangskapazitäten aktualisiert. Ebenso erfolgte ein Abgleich mit den Werten, die im Zusammenhang mit in Planung oder bereits im Bau befindlichen Gasinfrastrukturen angesetzt wurden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im Dokument eine aktualisierte H-Gas-Quellenverteilung angenommen und erstmalig analog der L-Gas Leistungsbilanz, eine H-

---

<sup>12</sup> Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005.

<sup>13</sup> Bestätigung zum Szenariorahmen 2014, S. 43.

Gas Leistungsbilanz aufgeführt und daraus die Ableitung zusätzlicher Kapazitäten auf ausgewählte GÜP vorgenommen.

Die H-Gas-Leistungsbilanz bis 2030 untersucht, ob genügend H-Gas-Leistungen zur Verfügung stehen, um die in den Modellierungsvarianten II.A und II.B hinterlegten Gasbedarfsentwicklungen zu bedienen. Hierbei werden verfügbare Einspeiseleistungen (einschließlich unterbrechbarer Leistung, sofern sie in den betrachteten maximalen Abnahmeszenarien nach Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber dargestellt werden kann) den erwarteten Abnahmen gegenüber gestellt und marktgebietsweit aggregiert. Für die Aufstellung der H-Gas-Bilanz haben die Fernleitungsnetzbetreiber gemeinsame Annahmen getroffen.

Grundsätzlich ist die Erstellung einer deutschlandweiten H-Gas-Leistungsbilanz auch für den Betrachtungszeitraum nach 2025 sehr zu begrüßen. Wie viele Stellungnehmer erachtet jedoch auch die Bundesnetzagentur die Erstellung H-Gas Bilanz, deren Annahmen und die Ableitung der zusätzlich notwendigen Kapazitäten als noch nicht transparent genug, bzw. stellt einige getroffene Annahmen in Frage. Eine grundlegende Nachmodellierung hält sie jedoch für entbehrlich. Der weitere Fortgang hierzu betrifft nicht die hiesige Entscheidung, sondern die Entscheidung über den Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2016, die zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht abgeschlossen ist. Es bleibt daher weiterhin zu klären, wie die H-Gas-Bilanz in die zukünftigen Netzplanungen nach transparenteren Maßstäben einfließen soll und wie daraus resultierende Zusatzbedarfe auf die einzelnen Grenzübergangspunkte nachvollziehbar abgeleitet werden können.

## **b) Grundlagen der Modellierung**

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den Netzausbaubedarf auf Basis der im Szenariorahmen vorgegebenen Modellierungsvarianten II.A und II.B berechnet. Der vorgelegte Netzausbauvorschlag basiert auf den Ergebnissen der Modellierungsvariante in II.B und den darin enthaltenen Maßnahmen.

Hinsichtlich des Gasbedarfsszenarios, das den beiden Modellierungsvarianten zu Grunde liegt, sieht die Bundesnetzagentur für den vorgelegten Netzentwicklungsplan keinen Änderungsbedarf. Selbiges gilt für die Eingangsparameter der Modellierung. Diesbezüglich sei darauf hingewiesen, dass die beiden Modellierungsvarianten – abgesehen von den „Annahmen zu nachgelagerten Netzbetreibern“ – auf den gleichen Eingangsparametern basieren.

### **(1) Mittleres Gasbedarfsszenario**

Wie in den beiden vorangegangenen Prozessen zur Erstellung des Netzentwicklungsplans wurden auch im diesjährigen Planungsprozess drei Gasbedarfsszenarien untersucht. Grundlage beider Modellierungsvarianten ist das mittlere Gasbedarfsszenario (Szenario II). Die Bundesnetzagentur teilt die Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber, dass dieses Szenario die plausibelsten Annahmen zur Entwicklung des zukünftigen Gasbedarfs enthält. Die Szenarien I und III blieben bei der Modellierung unberücksichtigt.

### **(2) Annahmen zu nachgelagerten Netzbetreibern**

Der in der Bestätigung des Szenariorahmens 2015 enthaltenen Vorgabe, die Modellierungsvarianten II.A und II.B verpflichtend zu berechnen, sind die Fernleitungsnetzbetreiber nachgekommen. Als Startwert wurden bei beiden Varianten die internen Bestellwerte für das Jahr 2015 angesetzt. Die beiden Modellierungsvarianten unterscheiden sich hinsichtlich dessen, wie der langfristige Kapazitätsbedarf der nachgelagerten Netzbetreiber berücksichtigt wurde.

Wie von der Bundesnetzagentur angeordnet, haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Modellierungsvariante II.A den Kapazitätsbedarf vollständig für die Jahre 2020 und 2025 mit der plausibilisierten Zehnjahresprognose der Verteilernetzbetreiber gemäß § 16 Abs. 1 der Kooperationsvereinbarung angesetzt.

Entsprechend der Vorgaben der Bundesnetzagentur haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Modellierungsvariante II.B den Kapazitätsbedarf bis zum Jahr 2020 ebenfalls auf Basis der plausibilisierten Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber berechnet. Im Unterschied zu Modellierungsvariante II.A nahmen die Fernleitungsnetzbetreiber für den sich anschließenden Zeitraum bis zum Jahr 2025 einen Rückgang des Kapazitätsbedarfs an. Basis dieser Annahme ist die deutschlandweite, regionalisierte Entwicklung des Erdgasverbrauchs im mittleren Gasbedarfsszenario (sogenannter „Prognos-Ansatz“). In Kapitel 3.2.2 des Netzentwicklungsplans haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Umrechnungsschritte erläutert, wie die Basisdaten zur Gasmengenentwicklung aus dem Szenariorahmen bis hin zur Prognose des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber weiterverarbeitet werden.

Auf welche Weise der Kapazitätsbedarf der nachgelagerten Netzbetreiber adäquat prognostiziert werden kann, wurde in den vergangenen Netzentwicklungsplänen und wird auch innerhalb des Planes von 2015 kontrovers diskutiert. Einen Überblick über die Meinungsvielfalt vermitteln nicht nur die bisherigen Entscheidungen der Bundesnetzagentur und Planentwürfe der Fernleitungsnetzbetreiber, sondern auch die Anhörungsveranstaltungen

und schriftlichen Stellungnahmen der Marktteilnehmer.<sup>14</sup> Hingewiesen sei in diesem Zusammenhang auf die „Studie über Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilernetzbetreiber“. Diese Studie wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern gemeinsam mit den Verbänden BDEW, VKU und Geode im Jahr 2014 durchgeführt. Die Stellungnahmen der Fernleitungsnetzbetreiber, der Verteilernetzbetreiber sowie der Marktteilnehmer, ob die Ergebnisse dieser Studie oder zumindest Teile der Studie, wie bspw. die Ermittlung aktualisierter Benutzungsstunden, in zukünftigen Netzentwicklungsplänen zur Prognose des zukünftigen Kapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber herangezogen werden können, sind sehr unterschiedlich und teilweise stark gegenläufig.

Es bleibt daher weiterhin strittig, wie der prognostizierte Kapazitätsbedarf in die zukünftigen Netzplanungen einfließen soll. Im vorliegenden Netzentwicklungsplan muss diese Frage nicht entschieden werden, denn der Netzausbaubedarf unterscheidet sich nicht. Zwar haben die Fernleitungsnetzbetreiber in den Modellierungsergebnissen genau eine Maßnahme als Unterschied zwischen Variante II.A und Variante II.B identifiziert. Diese eine Ausbaumaßnahme, als Ergebnis in der hohen Variante II.A, muss ausweislich der Modellierung aber planerisch erst im Jahr 2025 realisiert sein. Auf weitere Nachfrage hat die Beteiligte zu 6. dargelegt, dass der Engpass, der durch die Maßnahme beseitigt werden soll, nur temporär (für fünf Jahre) bestehe und der lokale Bedarf für diesen Zeitraum durch andere Optionen befriedigt werden könne. Darüber hinaus könnte die Umstellung der Markträume zukünftig Entspannung bringen. Die Maßnahme sei daher nicht nachhaltig. Abgesehen von der sich aufdrängenden Frage, warum die Maßnahme vor diesem Hintergrund überhaupt eingebracht wurde, besteht zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine Notwendigkeit, diese Maßnahme in den Netzentwicklungsplan aufzunehmen. Je nach zukünftiger Prognose des Bedarfs der Verteilernetzbetreiber wird sich zeigen, ob diese Sprunginvestition in künftigen Plänen Ergebnis der Modellierung sein kann. Angesichts des späten Inbetriebnahmedatums ist ein Zuwarten vertretbar.

Wie dargelegt, wird der Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber bis zum Jahr 2020 in beiden Modellierungsvarianten über die plausibilisierte Langfristprognose berücksichtigt. Hierbei werde laut Aussage der Fernleitungsnetzbetreiber weiterhin das Ziel verfolgt, nach der Fertigstellung der geplanten Netzausbaumaßnahmen die von den Verteilernetzbetreibern benötigten Kapazitäten unbefristet und auf fester Basis zur Verfügung zu stellen. Die Bundesnetzagentur wird die Einhaltung dieser Zielsetzung überprüfen.

---

<sup>14</sup> Siehe unter I.B.2.b) „Entwurf des Netzentwicklungsplans – Konsultation durch die Bundesnetzagentur“.

### **(3) Annahmen zu Gaskraftwerken**

Die dem Netzentwicklungsplan zugrundeliegenden Annahmen zu den Gaskraftwerken sind nicht zu beanstanden. Dies gilt sowohl bezüglich der Frage, welche Gaskraftwerke die Fernleitungsnetzbetreiber in der Modellierung berücksichtigt haben, als auch für die Frage, wie die Modellierung erfolgte.

Hinsichtlich der ersten Frage sei klargestellt, dass bereits im Rahmen der Berechnung der Gasbedarfsszenarien die Zuordnung der Gaskraftwerke zum jeweiligen Szenario festgelegt wurde. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Kraftwerke insgesamt den Gasbedarfsszenarien I bis III zugeordnet, wobei das niedrige Gasbedarfsszenario III nur die bereits bestehenden und nahezu fertiggestellten Kraftwerke umfasst. Die Unterschiede zwischen Gasbedarfsszenario I und II, die jeweils auch die bereits bestehenden und nahezu fertiggestellten Kraftwerke berücksichtigen, resultieren aus der unterschiedlichen Einbeziehung der Anfragen nach §§ 38, 39 GasNZV und § 9 KraftNAV. Da die für den aktuell vorgelegten Netzausbauvorschlag maßgeblichen Modellierungsvarianten II.A und II.B beide auf dem mittleren Gasbedarfsszenario beruhen, zeigen sich bezüglich der berücksichtigten Gaskraftwerke keine Unterschiede. Aus der Zuordnung der Kraftwerke zum mittleren Gasbedarfsszenario hat sich wiederum ergeben, welche Gaskraftwerke Gegenstand der sich anschließenden Modellierung waren.

In Bezug auf die Berücksichtigungsfähigkeit der Gaskraftwerke ist zwischen Bestandskraftwerken und Neubaukraftwerken zu unterscheiden. Die Bestandskraftwerke wiederum werden differenziert nach für das Stromnetz systemrelevanten und nicht-systemrelevanten Kraftwerken. Systemrelevant sind diejenigen Kraftwerke, die die Übertragungsnetzbetreiber in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur als solche definiert haben. Voraussetzung für die Benennung war, dass die Verfügbarkeit dieser Kraftwerke für die Aufrechterhaltung der Sicherheit und Stabilität des Übertragungsnetzes als potenziell erforderlich angesehen wird und sie damit für die Sicherung eines ungefährdeten Stromnetzbetriebs notwendig sind. Zu den Neubaukraftwerken zählen nicht nur die in Planung befindlichen Kraftwerke, sondern auch der überwiegende Teil der in Bau befindlichen Anlagen.

Die nicht-systemrelevanten Bestandskraftwerke sind von den Fernleitungsnetzbetreibern bis zum Ende ihrer planerischen Laufzeit von 45 Jahren in die Modellierung einbezogen worden. Über das Ende dieser Laufzeit hinaus fanden sie dann Berücksichtigung, wenn davon ausgegangen werden konnte, dass sie am gleichen Standort mit gleicher Leistung ersetzt werden. Ein baugleicher Ersatz wurde grundsätzlich aber nur bei Standorten mit Fernwärmeversorgung angenommen.

Die systemrelevanten Bestandskraftwerke haben die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß der Vorgaben der Bundesnetzagentur in der Bestätigung des Szenariorahmens zur dauerhaften Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bis zum Modellierungszieljahr Jahr 2025 weitergeführt. Welche Neubaukraftwerke die Fernleitungsnetzbetreiber in der Modellierung berücksichtigt haben, bestimmt sich nach einem differenzierten Zuordnungssystem. Maßgeblich ist, ob die Kraftwerksbetreiber Anfragen nach §§ 38, 39 GasNZV und nach § 9 KraftNAV gestellt haben und wie diese Anfragen beschieden worden sind. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die entsprechenden Auswahlkriterien im ersten Kapitel des Netzentwicklungsplans näher erläutert und die Zuordnung zu den Gasbedarfsszenarien vorgenommen. Abgesehen von geringfügigen Änderungen lag dieses Auswahlssystem bereits den vorangegangenen Prozessen der Netzentwicklungsplanung zu Grunde. Einzelne Änderungen kündigen die Fernleitungsnetzbetreiber mit Blick auf die nach § 39 GasNZV gestellten Ausbaubegehren und die nach § 38 GasNZV beschiedenen Anträgen insoweit an, als dass über die Einführung eines zeitlichen Kriteriums oder eine Fristverkürzung im Szenariorahmen 2016 erneut entschieden werden müsse.

Die Zuordnung der Neubaukraftwerke anhand der genannten Auswahlkriterien erweist sich als plausibles und sinnvolles Vorgehen. Denn auf diese Weise werden im mittleren Gasbedarfsszenario einerseits nicht alle beliebig bekannt gewordenen Kraftwerksprojekte berücksichtigt und andererseits wird nicht nur auf den aktuellen Kraftwerksbestand und die sich im Wesentlichen bereits in Bau befindlichen Anlagen abgestellt. Darüber hinaus ist zu begrüßen, dass sich die Fernleitungsnetzbetreiber mit der weiteren Ausgestaltung der Auswahlkriterien konstruktiv auseinandersetzen und das Zuordnungssystem mit Blick auf Optimierungsmöglichkeiten beleuchten.

Gemäß der Bestätigung zum Szenariorahmen 2015 haben die Fernleitungsnetzbetreiber für die Modellierung der Neubaukraftwerke das DZK-Produkt zu 100% angesetzt. Bei den systemrelevanten Bestandskraftwerken haben die Fernleitungsnetzbetreiber je nach aktueller Kapazitätsversorgung entweder die bestehende feste Kapazität bis zu den Jahren 2020 und 2025 fortgeführt bzw. bei nicht fester Versorgung haben sie das Kraftwerksprodukt fDZK der Modellierung der jeweiligen Zieljahre 2020/2025 zu Grunde gelegt. Ausgenommen hiervon sind die bivalent befeuerten Kraftwerke oder jene, die das Ende der Lebensdauer von 45 Jahren überschritten haben und nicht über eine Fernwärmeversorgung verfügen. Die Modellierung der nicht-systemrelevanten Bestandskraftwerke erfolgte mit der bestehenden Kapazität und dem entsprechenden Kapazitätsprodukt. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass diejenigen Kraftwerke, die nicht an das Fernleitungsnetz, sondern

an nachgelagerte Verteilernetze angeschlossen sind, im Rahmen der internen Bestellung und der plausibilisierten 10-Jahres-Kapazitätsprognose des nachgelagerten Netzbetreibers berücksichtigt worden sind.

Wie die Bundesnetzagentur bereits betont hat, erfordert es die Praktikabilität des DZK-Produktes, dass im Engpassfall eine marktbasierte Versorgung der Kraftwerke sichergestellt ist. Die Absicherung der Belieferung erfolgt durch die Buchung fester Transportkapazitäten an Grenz- oder Marktgebietsübergangspunkten oder an Speichern. Voraussetzung für den jeweils zugeordneten Einspeisepunkt ist daher, dass genügend Liquidität und feste Kapazität hinter den Zuordnungspunkten gegeben ist.

Bezüglich der Frage, welche Zuordnungspunkte in dieser Hinsicht als sachgerecht erscheinen, haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber an die Vorgabe der Bundesnetzagentur gehalten und die Grenzübergangspunkte Wallbach und Greifswald nicht als Zuordnungspunkte verwendet. Ersatzweise haben sie den Punkt Ellund und Speicher statt Greifswald sowie Medelsheim statt Wallbach als Zuordnungspunkte für die betreffenden Kraftwerke gewählt. Die Bundesnetzagentur unterstreicht, dass sich zukünftig, abhängig von der jeweiligen erwartbaren Liquidität der Gasmärkte, die zuordenbaren Grenzübergangspunkte ändern können.

Erneut wird darauf hingewiesen, dass es im Netzentwicklungsplan um das DZK-Produkt als Planungsprämisse geht. Die Vermarktung von DZK-Produkten ist nicht Gegenstand des Netzentwicklungsplans.

#### **(4) Annahmen zu Gasspeichern**

Auch die Annahmen, die die Fernleitungsnetzbetreiber zu den Gasspeichern getroffen haben, sind nicht zu beanstanden. Ihre Vorgehensweise bei der Auswahl der in der Modellierung berücksichtigten Gasspeicher entspricht den Vorgaben der Bundesnetzagentur. Gleiches gilt für den gewählten Modellierungsansatz.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben diejenigen Speicher in die Modellierung einbezogen, die gemäß der Inputliste der Bestätigung des Szenariorahmens 2015 zu berücksichtigen waren. Demnach haben sie neben den bestehenden Speichern – einschließlich der in Bau befindlichen – auch solche neuen Speicher in der Modellierung angesetzt, für die die Speicherbetreiber Anfragen nach § 39 GasNZV gestellt haben. Der Stichtag für die Einbeziehung der Kapazitätsausbauansprüche war der 15.08.2014.



In Bezug auf den jeweils gewählten Modellierungsansatz gilt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber die Modellierung der Speicher entsprechend der in der Bestätigung des Szenariorahmens 2015 ausgewiesenen Kapazitäten durchgeführt haben. Für die Modellierung der neuen und erweiterten Speicher mit Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV sowie für bestimmte Bestandsspeicher, die im Netzentwicklungsplan 2014 bereits mit TaK-Produkt modelliert wurden, haben sie nach den Vorgaben der Bundesnetzagentur das TaK-Produkt zu 100% angesetzt.

Die übrigen Bestandsspeicher sind mit der bisher bestehenden Kapazität und dem entsprechenden Kapazitätsprodukt modelliert worden. Die Beteiligte zu 15. ist der Auflage in der Bestätigung des Szenariorahmens nachgekommen, bei der Modellierung des Netzentwicklungsplans 2015 wie die übrigen Netzbetreiber auch für nicht fest gebuchte Bestandsspeicheranschlusspunkte noch einmal fest frei zuordenbare Kapazitäten den Netzberechnungen zugrunde zu legen. Dies betraf die folgenden in der Inputliste wie folgt ausgewiesenen Speicherpunkte: Friedeburg-Etzel, Bitzenlander Weg 4 (Exit); Speicher Eschenfelden (Exit); Speicher Gronau-Epe H1 (Exit) und Speicher Gronau-Epe L2 (Entry).

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im Netzentwicklungsplan formal die Auflage erfüllt, für den künftigen Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan konkrete Kriterien für die Netzmodellierung mit temperaturabhängiger Kapazität an den Bestandsspeicheranschlusspunkten zu entwickeln, die unter allen Fernleitungsnetzbetreibern einheitlich anzuwenden sind. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben diese im Entwurf zum Netzentwicklungsplan 2015 vorgelegt und zur Diskussion gestellt. Der weitere Fortgang hierzu betrifft nicht die hiesige Entscheidung, sondern die Entscheidung über den Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2016, die zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht abgeschlossen ist.

Ebenso wie beim DZK-Produkt haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur in den vorangegangenen Planungsprozessen zur Erstellung der Netzentwicklungspläne ausführlich mit der Entwicklung des TaK-Produktes auseinandergesetzt.<sup>15</sup> Die Erläuterungen betreffen sowohl die inhaltliche Ausgestaltung des Produktes als auch die gesamtwirtschaftliche Beurteilung. Der Planungsansatz TaK kommt den Nutzungsinteressen der Speicherkunden und den Speicherbetreibern weitestgehend entgegen und ist zugleich geeignet, den Netzausbau auf ein gesamtwirtschaftlich effizientes Maß zu beschränken. Insbesondere auch aus Gründen der Versorgungssicherheit wird die Modellierung mit dem TaK-Produkt für energiewirtschaftlich angemessen erachtet. Auf die früheren Ausführungen sei an dieser Stelle verwiesen.

---

<sup>15</sup> Siehe bspw. Szenariorahmen 2014, S. 35; Bestätigung des Szenariorahmens 2014, S. 56 ff.

Ebenso wie beim DZK-Produkt geht es im Netzentwicklungsplan auch beim TaK-Produkt um das Kapazitätsprodukt in seiner Eigenschaft als Planungsprämisse. Die Vermarktung von TaK-Produkten ist nicht Gegenstand des Netzentwicklungsplans.

**c) Startnetzmaßnahmen weiterhin Gegenstand der Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit nach § 15a Abs. 1 EnWG**

Die Bundesnetzagentur stellt fest, dass die im Netzentwicklungsplan Gas 2015 in das Startnetz übernommenen Maßnahmen weiterhin der Prüfung am Maßstab der Bedarfsgerechtigkeit nach § 15a Abs. 1 EnWG unterliegen. Die Bundesnetzagentur hat an keiner dieser Maßnahmen Zweifel hinsichtlich der Bedarfsgerechtigkeit.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in dem Netzentwicklungsplan Gas 2015 verschiedene Maßnahmen aus vorangegangenen Netzentwicklungsplänen in das Startnetz für die Netzmodellierung übernommen, deren Realisierung sie für die weitere Planung unterstellen. Im Kapitel 4.3 haben sie die jeweiligen Kategorien und Kriterien angegeben. Das Startnetz umfasse hiernach den aktuellen Bestand des Fernleitungsnetzes, zwischenzeitlich in Betrieb genommene und im Bau befindliche Maßnahmen sowie weiterhin nach definierten Kriterien ausgewählte Maßnahmen. Diese sind

- Finale Investitionsentscheidung,
- Umsetzungsstand ist weit fortgeschritten (mind. Umsetzungsstand Kategorie 4),
- Maßnahme ist wiederholt Bestandteil von bestätigten Netzentwicklungsplänen,
- europäische Bedeutung von (bestätigten) PCI-Maßnahmen,
- L-H-Gas-Umstellung ist verbindlich angekündigt.

Richtig ist, dass nunmehr mit der vierten Auflage des Planes sich einige Maßnahmen in einem fortgeschrittenen Realisierungsstadium befinden und die Inbetriebnahme alsbald ansteht. Allerdings ist zu bemerken, dass die Fernleitungsnetzbetreiber uneinheitlich vorgegangen sind und nur sechs von den insgesamt 14 Fernleitungsnetzbetreibern, die Maßnahmen in den Netzentwicklungsplan 2015 eingebracht haben, Maßnahmen in das Startnetz übernommen haben. Aus Sicht der Bundesnetzagentur bestehen inhaltliche Zweifel an einigen Kriterien, wie z.B. die „europäische Bedeutung von (bestätigten) PCI-Maßnahmen“ betreffend. Unklar und erläuterungswürdig ist auch, ob die jeweils aufgeführten weiteren Kriterien alternativ oder kumulativ Anwendung gefunden haben. Diese Frage konnte in den mündlichen Erörterungsterminen mit den jeweiligen Fernleitungsnetzbetreibern nicht abschließend geklärt werden. Festzustellen ist vielmehr, dass die Fernleitungsnetzbetreiber jeweils unterschiedliche Maßstäbe angelegt haben, nach welchen sie die Maßnahmen in das Startnetz aufgenommen haben. Die Bundesnetzagentur hält es für zwingend erforder-

lich, dass alle Fernleitungsnetzbetreiber die Kriterien für die Aufnahme von Maßnahmen in das sogenannte Startnetz einheitlich anwenden. Ziel des Netzentwicklungsplans gem. § 15a Abs. 1 EnWG ist eine gemeinsame und abgestimmte Vorgehensweise unter den Fernleitungsnetzbetreibern bei der Ermittlung des langfristigen Netzausbaubedarfs. Diesem Erfordernis wird das Vorgehen bei der Aufstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2015 nicht gerecht. Daher unterliegen die in diesem Netzentwicklungsplan aufgezeigten Startnetzmaßnahmen weiterhin der Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit durch die Bundesnetzagentur.

Für künftige Pläne ist es erforderlich, Kriterien in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur zu entwickeln, die einheitlich unter allen Fernleitungsnetzbetreibern Anwendung finden sollen. Insoweit sei bereits auf das Konsultationsdokument des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 hingewiesen, welches bereits konkrete Kriterien enthält. Die Bundesnetzagentur wird sich hierzu in der Bestätigungsentscheidung über den Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 äußern.

Unabhängig von der Diskussion um einheitlich von den Fernleitungsnetzbetreibern anzuwendende Kriterien für das Startnetz sei betont, dass die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet sind, die in einem verbindlichen Netzentwicklungsplan enthaltenen Maßnahmen umzusetzen. Denn bei diesen Maßnahmen handelt es sich nicht um schlichte Absichtserklärungen, sondern um verbindliche Konkretisierungen der allgemeinen Netzausbaupflichtung nach § 11 Abs. 1 EnWG. Die Fernleitungsnetzbetreiber müssen sich hinsichtlich der durchzuführenden Planungs- und Realisierungsschritte an den aufgestellten Zeitplan halten, um die jeweiligen Netzausbaumaßnahmen zeitgerecht fertigstellen zu können. Angesichts von Ankündigungen einzelner Fernleitungsnetzbetreiber, dass es bei bestimmten Netzausbaumaßnahmen zu Verzögerungen kommen könnte, sieht sich die Bundesnetzagentur veranlasst, auf diesen Umstand nochmals gesondert hinzuweisen. Dies gilt insbesondere mit Blick auf die Verzögerungen bei der VDS Amerdingen (ID-Nummer 036-04).

#### **D. Erforderliche Abänderung des Netzentwicklungsplans**

Die im Folgenden genannten Maßnahmen des Netzausbauvorschlags sind von den Fernleitungsnetzbetreibern in der jeweils unter 1. und 2. aufgezeigten Weise abzuändern.

Im Übrigen sieht die Bundesnetzagentur keinen Anlass zu weiteren Änderungen am Netzentwicklungsplan Gas 2015. Bei den weiteren im Plan enthaltenen Maßnahmen hat die Bundesnetzagentur keine Zweifel hinsichtlich der in § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG niedergeleg-

ten Kriterien. Die Maßnahmen werden dem dortigen Maßstab, nämlich der in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlichen bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, gerecht. Die Maßnahmen sind das Ergebnis der Berechnungen der jeweiligen Modellierungsvarianten und berücksichtigen die zugrunde gelegten Szenarien.

## **1. Maßnahmen zur L-H-Gas-Umstellung – ID-Nr. 229-01 und ID-Nr. 231-01**

Unter der ID-Nummer 229-01 plant die Beteiligte zu 15. das Projekt „Systemverbindungen und -anpassungen für L-H-Gas-Umstellung 2022-2025“. Ein gleichnamiges Projekt hat die Beteiligte zu 17. unter der ID-Nummer 231-01 eingereicht. Diese Maßnahmen entsprechen nicht den gesetzlichen Anforderungen und sind daher aus dem Netzentwicklungsplan herauszunehmen.

In der Maßnahmenbeschreibung in Anlage 4 geben die beiden Beteiligten an, dass es sich bei den Projekten um Anpassungen ihrer Transportsysteme handelt, die zur Umstellung von L- auf H-Gas im Zeitraum von 2021 bzw. 2022 bis 2025 erforderlich sind. Um welche Netzgebiete es hierbei geht, ist im Weiteren nicht ersichtlich. Den aktuellen Entwicklungsstand benennen die Beteiligten mit „Projektidee“, in beiden Fällen steht die finale Investitionsentscheidung noch aus. Welche Maßnahmen innerhalb der nächsten Jahre bis zu den Netzentwicklungsplänen 2016, 2017 und 2018 geplant sind, haben die Beteiligten nicht abschließend entschieden. Bei der Maßnahme ID-Nr. 229-01 ist für den Netzentwicklungsplan 2017 die Grundlagenermittlung/Machbarkeitsprüfung angekündigt. Nach Schätzungen der Beteiligten zu 15. werden sich die Kosten für ihre Anpassungsmaßnahmen auf 125 Mio. Euro belaufen. Die Beteiligte zu 17. geht für ihre Maßnahmen von einem Kostenvolumen in Höhe von 28 Mio. Euro aus. Ergänzend weist sie allerdings darauf hin, dass die angegebenen Kosten lediglich eine grobe Indikation darstellen.

In der Maßnahmenübersicht der Anlage 4 haben die Beteiligten kommentiert, dass die Umstellungsmaßnahmen in den folgenden Netzentwicklungsplänen ergänzt werden. Die Beteiligte zu 17. äußert zudem, dass die notwendigen Anpassungen noch nicht identifiziert seien. Konkretisierungen der geplanten Maßnahmen lassen sich ebenso wenig den textlichen Erläuterungen auf den Seiten 112 und 113 des Netzentwicklungsplans entnehmen. Hier führen die Beteiligten aus, in welchen Regionen und in welcher Reihenfolge die Marktraumumstellung realisiert werden soll. Abgesehen von einem Verweis auf die im Netzausbauvorschlag bereits enthaltenen Maßnahmen zur Bereitstellung von H-Gas-Kapazitäten und

die gesonderte Nennung der geplanten Leitungsneubauten „ZEELINK 1 und 2“ (ID-Nummer 204-02 und 205-02) mit „VDS ZEELINK“ (ID 203-02) und „Voigtslach-Paffrath“ (ID-Nummer 067-02), werden jedoch keine konkreten Angaben getätigt.

Die beiden von den Beteiligten zu 15. und 17. eingebrachten Projekte weisen in der gegenwärtig bestehenden Form noch nicht den zur Genehmigung erforderlichen Präzisierungsgrad auf. Die Projekte sind in diesem Status nicht vollstreckbar, sie bedürfen noch weiterer Ausgestaltung hin zu konkreten Maßnahmen. Hierzu liegen bislang keine ausreichenden Informationen vor. Nicht nur die diesbezüglichen Ausführungen in der erwähnten Textpassage und Maßnahmentabelle der Anlage 4 sind zu wenig detailliert, sondern es fehlen auch weiterhin die Projektsteckbriefe mit den konkreten Maßnahmenbeschreibungen. Aus den Erörterungsgesprächen mit den beiden Beteiligten ergaben sich auch keine weitergehenden Detailinformationen.

Die Beteiligten haben indessen ausweislich des Netzausbauvorschlags weitere Maßnahmen, insbesondere Schieberanlagen, GDRM-Anlagen, Verbindungsleitungen sowie Verdichter in den Netzentwicklungsplan aufgenommen, die aus Sicht der Bundesnetzagentur bereits konkrete Maßnahmen zur Anbindung an das H-Gas-System und zur strömungstechnischen Trennung der Umstellbereiche von der verbleibenden L-Gas-Versorgung darstellen (vgl. nur für die Beteiligte zu 15. die Maßnahmen mit der ID 224-02 bis ID 229-02; ID 306-02; ID 311-01; ID 314-01; ID 321-01; ID 322-01; ID 324-01; ID 327-01 bis ID 338-01 und für die Beteiligte zu 17. die Maßnahmen mit der ID 326-01; ID 320-01 sowie in gemeinschaftlicher Verantwortung der Beteiligten zu 15. und 17. die Maßnahmen mit der ID. 325-01 und ID 313-01)<sup>16</sup>.

Welche baulichen, netztechnischen Maßnahmen also zum gegenwärtigen Zeitpunkt über die bisher genannten Maßnahmen in den Maßnahmen ID 229-01 und ID 231-01 enthalten sind, bleibt somit offen.

Wenngleich die Bundesnetzagentur die beiden Projekte zum jetzigen Zeitpunkt für nicht genehmigungsfähig erachtet, hält sie es für wichtig, dass die Beteiligten zu 15. und 17. aus den bislang allgemein gehaltenen Projekten konkrete Maßnahmen entwickeln und diese über die künftigen Netzentwicklungspläne einer Überprüfbarkeit zugänglich machen.

---

<sup>16</sup> Anlage 4 Maßnahmenübersicht Entwurf NEP Gas 2015 – Netzausbauvorschlagn FNB 2015.

## 2. **Maßnahme VDS Schatteburg – ID-Nr. 300-01**

Unter der ID-Nr. 300-01 plant die Beteiligte zu 6. das Projekt „VDS Schatteburg“. Dieses umfasst eine neu zu errichtende Verdichterstation bestehend aus zwei Verdichtereinheiten jeweils mit einer Leistung von 6 MW im Netz der Beteiligten zu 6. im Raum Nordwest-Niedersachsen (Ostfriesland). Die planerische Inbetriebnahme soll im Jahr 2020 sein. Diese Maßnahme entspricht nach den derzeitigen Erkenntnissen der Bundesnetzagentur in der vorgeschlagenen Art und Weise nicht den gesetzlichen Anforderungen im Hinblick auf den Bedarf und ist im Netzentwicklungsplan 2015 abzuändern in die Maßnahme „Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas“. Diese hat die Beteiligte zu 6. im Rahmen des Erörterungstermins am 18.06.2015 und im Schreiben vom 01.07.2015 eingebracht. Die veränderte Maßnahme besteht aus der technischen Einbindung der vorhandenen Verdichterstation E 3 Folmhusen in das H-Gas System und einem Leitungstausch der zwischen Folmhusen und Wardenburg parallel verlaufenden L- und H-Gas Leitungen. In Umsetzung des Änderungsverlangens hat die Beteiligte zu 6. die sonstigen Parameter dieser neuen Maßnahme näher zu spezifizieren und eine Kostenabschätzung abzugeben.

Ausweislich des Projekt-Steckbriefes soll die vorgesehene Verdichterstation Schatteburg sowohl der Verdichtung von aus den Niederlanden importiertem H-Gas in West-Ost-Richtung ausgehend vom Importpunkt Oude Stanzijl und dem Speicher Uelsen (Transportanforderung 1) dienen. Vice versa soll sie auch in Ost-West Richtung zum Speicher Uelsen, der Station Oude Stanzijl sowie in die Leitung 31 (Bunder Tief-Embsbüren) verdichten (Transportanforderung 2). Im Steckbrief gibt die Beteiligte zu 6. noch an, dass im Rahmen der derzeit noch erfolgenden Machbarkeitsstudie sowie der weiteren Planung der L-H-Gas-Umstellung geprüft werde, ob ggf. teilweise die vorhandene im L-Gas-System eingebundene Verdichterstation in Folmhusen genutzt werden könne.

Im Erörterungstermin am 18.06.2015 und mit Schreiben vom 01.07.2015 auf weitere Nachfrage der Bundesnetzagentur vom 19.06.2015 hat die Beteiligte zu 6. die jeweiligen Transportanforderungen und auch die Zeithorizonte, zu welchen die jeweiligen Transportanforderungen bestehen, konkretisiert.

Die Erhöhung der Importkapazitäten ist wegen der Marktraumumstellung und damit einhergehenden zusätzlich benötigten H-Gas Leistungen notwendig. Im Netzentwicklungsplan hat die Beteiligte zu 6. in der gemeinsam von allen Fernleitungsnetzbetreibern getragenen Quellenverteilung einen zusätzlichen Importbedarf an H-Gas in Höhe von 2.5 GW ermittelt. Dieser soll aus der Richtung Oude Stanzijl eingespeist werden. Für diesen konkret beste-

henden Bedarf (Transportanforderung zu 1.) prüfe die Beteiligte zu 6., ob die bereits bestehende Infrastruktur im betroffenen Gebiet, bestehend aus einer im Jahr 2013 in Betrieb genommenen Verdichterstation Folmhusen (Einheit 3) und den dort vorhandenen L- und H-Gas-Leitungen nutzbar gemacht werden könnte. Konkret schlägt sie im Schreiben vom 01.07.2015 vor, die vorhandene im L-Gas System befindliche Verdichterstation in Folmhusen (insbesondere die Einheit 3) in das H-Gas System einzubinden. Zudem soll ihre derzeit im L-Gas Netz befindliche Erdgastransportleitung ETL 48 (bezeichnet als 30"-Leitung = DN 750) mit der im H-Gas Netz befindlichen Erdgastransportleitung ETL 14 (bezeichnet als 24"-Leitung = DN 600) im Abschnitt von Folmhusen und Wardenburg funktional getauscht werden. Durch den Leitungstausch werden die Leitungen in das jeweils andere System eingebunden.

Auf die weitere Nachfrage der Bundesnetzagentur, bis wann die Maßnahmen umgesetzt werden sollten, gibt die Beteiligte zu 6. an, dass diese bis 2020 planerisch fertig gestellt sein müssen. Die Machbarkeitsstudien zu den detaillierten Planungen sollten im Jahr 2016 abgeschlossen werden.

Neben der konkreten Transportanforderung hat die Beteiligte zu 6. unter der Bezeichnung „Transportanforderung zu 2.“ noch weitere perspektivisch ab dem Jahr 2025 potentiell notwendig werdende Anforderungen dargelegt. So könne nach derzeitigem Stand ab dem Jahr 2025 ein Bedarf zur Erhöhung der Transportkapazitäten in Richtung Bunder-Tief-Embsbüren durch die Umstellung der L-Gas Netzbereiche der Beteiligten zu 5. und der Beteiligten zu 12. bestehen. Diese hätten bereits einen Umstellbereich mit einer umzustellenden Leistung von ca. 1 GW identifiziert. Darüber hinaus bestünden noch erhöhte Anfragen von Industrie und UGS Uelsen. Die vorhandene VDS Folmhusen sei derzeit nur für die Verdichtung in West-Ost Richtung ausgelegt und müsste für die Bereitstellung der eben genannten Anforderungen reversiert werden.

Darüber hinaus bestehe ab 2025 auf Grund unterschiedlicher Druckanforderungen am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl H und zur potentiellen Erhöhung der Exportleistungen in Richtung der Niederlande planerisch die Notwendigkeit, neben der Reversierung des VDS Folmhusen eine Loop-Leitung zwischen Folmhusen und Oude Statenzijl zu errichten. Letztere Loopleitung hat die Beteiligte zu 6. im Netzentwicklungsplan 2015 aber nicht vorgeschlagen. Sie erwägt auch, für den Zeitraum ab 2025 den Verdichter auf ein Druckniveau von 84 bar zu heben. Zur Absicherung sei dann als Back up zur Verdichterstation E 3 eine weitere gleichwertige Verdichtereinheit notwendig. Diese könne aber aus Platzgründen nicht mehr auf dem Gelände der VDS Folmhusen unterkommen, sodass ein anderer Standort auf der Station Schatteburg und die Errichtung eines neuen Verdichters in der

langfristigen Perspektive die flexibelste und wirtschaftlichste Variante sei, um langfristig allen möglichen Transportanforderungen gerecht zu werden.

In der Gesamtschau kommt die Bundesnetzagentur zu dem Schluss, dass die derzeit bereits bestehenden konkreten Bedarfsanforderungen mit den o.a. von der Beteiligten zu 6. eingebrachten geringeren Infrastrukturmaßnahmen gedeckt werden können. Zunächst gibt die Beteiligte zu 6. in ihrer Stellungnahme selbst an, dass die Analyseergebnisse der letzten Wochen gezeigt hätten, dass die konkret bestehende Transportanforderung zu 1. mit der bereits vorhandenen Infrastruktur und den o.a. geringfügigen Umbaumaßnahmen erfüllt werden können. Die Transportanforderungen zu 2. stellen sich für die Bundesnetzagentur als perspektivische, d.h. künftig potentiell notwendig werdende Anforderungen dar, da sie erst ab dem Jahr 2025 bestehen könnten und noch von einer Reihe weiterer Umstände abhängig sind. Die Beteiligte zu 6. selbst verwendet in ihrer Stellungnahme jeweils konjunktivische Formulierungen im Zusammenhang mit den weiteren Transportanforderungen.

Darüber hinaus besteht auch zum gegenwärtigen Zeitpunkt kein weiterer Bedarf der Marktgebietspartner (insbesondere der Beteiligten zu 5. und 12.) an zusätzlichen H-Gas Leistungen, der eine andere Dimensionierung rechtfertigen könnte. Die Bundesnetzagentur hat, um die Transportanforderung zu 2. zu überprüfen, die Beteiligten zu 5. und die Beteiligte zu 12. gebeten darzulegen, in welcher Größenordnung und zu welchen Zeitpunkten sie von der Beteiligten zu 6. weitere H-Gas-Leistungen für die Marktraumumstellung benötigen. Im Ergebnis hat die Beteiligte zu 12. im Erörterungstermin am 14.07.2015 keine über die bereits von der Beteiligten zu 6. angegebenen hinausgehenden Bedarfe dargelegt. Die Beteiligte zu 5. gab im Erörterungstermin am 22.07.2015 an, überhaupt nicht mit der Beteiligten zu 6. über den potentiell notwendigen H-Gas-Bedarf im Gespräch zu sein.

Die Bundesnetzagentur hatte zunächst auch erwogen, die Maßnahme VDS Schatteburg ersatzlos zu streichen, da für eine vollumfängliche Realisierung zum gegenwärtigen Zeitpunkt und mit Blick auf den hiesig zu betrachtenden Zeithorizont bis 2025 keine hinreichenden Anhaltspunkte bestehen.

Sie hat aber in die Erwägungen einbezogen, dass bis zum Jahr 2020 die Notwendigkeit von Infrastrukturmaßnahmen besteht, um den Anforderungen der Marktraumumstellung Rechnung zu tragen. Die Umstellung der Netzgebiete sowohl bei der Beteiligten zu 6. und deren nachgelagerten Netzbereichen, aber auch u.a. der Beteiligten zu 5. und zu 12. erfordern eine erhöhte H-Gas-Bereitstellung, die zumindest importseitig ausweislich der Annahmen in der Quellenverteilung u.a. über den Importpunkt Oude Statenzijl H realisiert werden sollen. Diesem Erfordernis kann durch die – auch von der Beteiligten zu 6. selbst ins Feld geführ-



ten – geringeren Infrastrukturmaßnahmen Rechnung getragen werden. Ausweislich der dargebrachten Informationen sind diese Maßnahmen auch geeignet, den konkret bestehenden Anforderungen Rechnung zu tragen. Mit der Realisierung der geringer dimensionierten Maßnahmen können zunächst die benötigten zusätzlichen Importkapazitäten erreicht werden.

In Abwägung der Alternativen hat sich die Bundesnetzagentur dafür entschieden, als milderes und zugleich weniger kostenintensiveres Mittel die Abänderung der Maßnahme zu fordern. Schließlich erkennt die Bundesnetzagentur bei den Fernleitungsnetzbetreibern eine Akzeptanz zur Vorgehensweise, denn in ihrer Stellungnahme zur geplanten Entscheidung vom 21.08.2015 haben sie lediglich auf die korrekte Bezeichnung der funktional zu tauschenden Leitungen der Beteiligten zu 6. hingewiesen. Zur Abänderung der Maßnahme haben sie sich nicht geäußert.

Diese Entscheidung schließt nicht aus, dass im Netzentwicklungsplan 2016 nach näheren Detailuntersuchungen und Machbarkeitsstudien und auch unter Modellierung mit veränderten Bedarfparametern mit einer dann erneut in den Fokus zu nehmenden Betrachtung der Transportbedarfe bis zum Jahr 2026 veränderte Maßnahmen Ergebnis der Berechnungen und Planungen sein können. Diese sind dann durch die Beteiligte zu 6. im künftigen Netzentwicklungsplan darzustellen und die Veränderungen zu erläutern. Sie unterliegen dann der weiteren und erneuten Prüfung durch die Bundesnetzagentur. Durch diese Anordnung entstehen der Beteiligten zu 6. keine zusätzlichen Kosten, da sie sowohl im Projektsteckbrief des Netzentwicklungsplans eine Machbarkeitsstudie bezüglich obiger Maßnahmen erwähnte, als auch im Schreiben vom 01.07.2015 angab, diese bereits initiiert zu haben.

#### **E. Umsetzungsverpflichtung des Änderungsverlangens**

Nach Bekanntgabe dieses Änderungsverlangens haben die Fernleitungsnetzbetreiber die geforderten Änderungen gemäß § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG innerhalb von drei Monaten umzusetzen. Der Netzentwicklungsplan Gas 2015 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 gemäß § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG. Die Verbindlichkeit des Netzentwicklungsplans gilt hinsichtlich des gesamten Zehn-Jahres-Zeitraumes.

Die Maßnahmen- und Kostenabschätzung für die im verbindlichen Netzentwicklungsplan umzusetzenden Maßnahmen nach Umsetzung des Änderungsverlangens zum NEP Gas 2015 beläuft sich nach eigenen Berechnungen der Bundesnetzagentur auf insgesamt einen

**Leitungszubau von 810 km** und einen **Verdichterzubau von 393 MW** in den nächsten zehn Jahren. Aus den insgesamt 84 Maßnahmen ergibt sich ein Investitionsvolumen von **3,3 Mrd. Euro** in den nächsten zehn Jahren. Im gesamten Maßnahmenpaket sind 204 MW Verdichterzubau und 294 km Leitungsneubau im Wert von ca. 1,6 Mrd. € enthalten, die mit der L-H-Gas Umstellung im Bereich der Fernleitungsnetze in Zusammenhang zu bringen sind.

Diese Kostenschätzungen sind um die Kosten der Maßnahme „Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas“ zu ergänzen (vgl. Tenor zu I.1.b.).

#### **F. Hinweise zu den Kosten**

Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

### III. Rechtsmittelbelehrung

Gegen diese Entscheidung 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 die Entscheidung angefochten und ihre 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 01.09.2015

Mit freundlichen Grüßen

Im Auftrag



Achim Zerres

(Abteilungsleiter Energieregulierung)

## Abkürzungsverzeichnis

DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazitäten
Exit/Entry	Ausspeise- / Einspeisetransportkapazitäten
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
fZK	Feste frei zuordenbare Kapazitäten
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung)
GÜP	Grenzübergangspunkt
H-Gas	Hochkalorisches (high-calorific) Gas
ID-Nr.	Identifikationsnummer gemäß Maßnahmenliste im Netzentwicklungsplan Gas
KraftNAV	Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung)
L-Gas	Niederkalorisches (low-calorific) Gas
MÜP	Marktgebietsübergangspunkt
NEL	Nordeuropäische Erdgasleitung
NEP	Netzentwicklungsplan
PCI	Projekte von gemeinschaftsweitem Interesse (Projects of Common Interest) gemäß Verordnung (EU) Nr. 347/2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur
TaK	Temperaturabhängige Kapazitäten
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Pipeline
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan, gemeinschaftsweiter zehnjähriger Netzentwicklungsplan gemäß Art. 8 Abs. 3b der Verordnung (EG) Nr. 715/2009
uFZK	Unterbrechbar frei zuordenbare Kapazitäten
VHP	Virtueller Handelspunkt
VS	Verdichterstation
VwVfG	Verwaltungsverfahrensgesetz