



EFET Deutschland
Verband deutscher Gas- und Stromhändler e.V.
Schiffbauerdamm 40
10117 Berlin
Tel: +49 30 2655 7824
Fax: +49 30 2655 7825
www.efet-d.org
de@efet.org

Bundesnetzagentur
Referat 609
(Zugang zu Gasfernleitungsnetzen/int. Gashandel)
Postfach 8001
53105 Bonn

Per E-Mail: NetzentwicklungsplanGas@bnetza.de

Berlin, den 08.06.2012

Stellungnahme von EFET Deutschland zum Netzentwicklungsplan Gas 2012

EFET Deutschland nimmt hiermit die Möglichkeit zur Stellungnahme im Rahmen der von der BNetzA ausgerufenen Konsultation zum Thema Netzentwicklungsplan Gas 2012 (NEP Gas) wahr. In der Konsultation der Fernleitungsnetzbetreiber zum NEP Gas hatten wir mit unserem Schreiben vom 9. März 2012 zu der Thematik bereits Stellung genommen. Im Folgenden konzentrieren wir uns deshalb auf die aus Handelssicht zentralen Aspekte.

1. Allgemeines und grundsätzliche Fragen (Aussagekraft des Netzentwicklungsplans, Verständlichkeit, Transparenz und Prozess etc.)
2. Szenariorahmen
Im Rahmen der einleitend genannten Stellungnahme hatte EFET Deutschland hierzu bereits Position bezogen.
3. Modellierungsansatz der Fernleitungsnetzbetreiber (Kapitel 3 Netzentwicklungsplan)
4.
 - 4.1. Bewertung der Eingangsgrößen der Netzmodellierung im vorliegenden Netzentwicklungsplan (Kapitel 3.2. Netzentwicklungsplan):
 - 4.1.1. Gaskraftwerke

- 4.1.2. Sonstige Anschlusspunkte zur Industrie
 - 4.1.3. Speicher
 - Das Kriterium zur Aufnahme von Kapazitäten in den NEP könnte zu einer Unterschätzung des tatsächlichen Bedarfs an Kapazitäten führen, falls ein Speicherbetreiber zuerst eine Anfrage gemäß §38 abschlägig beschieden bekommt, daraufhin ein Ausbaubegehren gemäß §39 stellt und dann seine Anfrage angesichts der damit verbundenen hohen Kosten zurückzieht.
 - 4.1.4. Grenz- bzw. Marktübergangspunkte
 - 4.1.5. nachgelagerte Verteilernetze (interne Bestellung)
- 4.2. Potenzielle Weiterentwicklung der Netzmodellierungsvorgaben, einschließlich Einschätzungen zum Kapazitätsmodell:
- 4.2.1. Gemäß § 20 Abs. 1b EnWG i. V. m. §§ 8, 9 GasNZV sind die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, im größtmöglichem Umfang feste frei zuordenbare Kapazitäten (feste FZK) anzubieten. Bedeutet dies aus Ihrer Sicht bzw. wäre es aus Ihrer Sicht erstrebenswert, die Fernleitungsnetze soweit aus-zubauen, dass an *sämtlichen* (buchbaren) Ein- und Auspreisepunkten feste frei zuordenbare Kapazitäten entsprechend der Marktnachfrage dargestellt werden müssen? Wäre ein solcher Ausbau aus Ihrer Sicht volkswirtschaftlich effizient?
Sollte Ihrer Meinung nach das *aktuelle Niveau* an Kapazitäten, insbesondere festen FZK gehalten oder angepasst werden, wenn ja, wie?
 - Genauso wenig wie im Stromnetz die Kupferplatte sinnvoll ist, kann im Gas eine Badewanne makroökonomisch gewünscht sein, da diese Kosten dann über die Transportentgelte auch auf den Handel durchschlagen und ggf. die Konkurrenzfähigkeit des Energieträgers Erdgas gegenüber anderen Primärenergien verschlechtert.
 - Viele Gasflüsse sollten sich aus Handelssicht im täglichen operativen Betrieb aufheben, so dass eigentlich nur bei grundsätzlichen Veränderungen der Aufkommenssituation wie z.B. durch den Anschluss neuer Importrouten eine Änderung des physischen Flusses auftreten sollte. Gleichwohl ist aber dafür zu sorgen, dass auch bei Nichtanwendung von Open Seasons zumindest durch diverse Auktionsverfahren (welcher Mindestpreis ist gerechtfertigt, warum soll ein funktionierender Sekundärmarkt begrenzt werden) der wahre Wert der Kapazität ermittelt und darauf basierend Ausbauschritte geplant werden können.
 - 4.2.2. Schätzen Sie ein aus Ihrer Sicht maximal vertretbares Investitionsvolumen für den deutschlandweiten Netzausbau der nächsten 10 Jahre ab. Für die Abschätzung könnte man sich an dem Investitionsvolumen aus dem Netzentwicklungsplan-Entwurf orientieren. (Dabei ist zu beachten, dass sich ca. 15 der 29 in Szenario II 2015 aufgelisteten Projekte (Kapitel 5.2) schon im Bau befinden bzw. schon vor der Modellierung verbindlich in Planung gegangen sind

und daher nicht das Ergebnis der Modellierung darstellen. Die für diese Projekte erstehenden Investitionskosten sind noch nicht in den 2,2 Mrd. Euro des Szenarios II enthalten.) Halten Sie die nach den jeweiligen Szenarien errechneten Investitionsvolumen für vertretbar?

4.2.3. Wie schätzen Sie vor dem Hintergrund, dass perspektivisch in allen Szenarien der Gasverbrauch unterschiedlich intensiv rückläufig prognostiziert wird, den langfristig zu finanzierenden Netzausbau ein?

4.2.4. Geht man von der Notwendigkeit von Einschränkungen der festen FZK aus, mit Hilfe welcher Produkte könnte Ihrer Meinung nach unter Abwägung von handels-/beschaffungsseitigen Vorteilen und Risiken eine solche Einschränkung am sinnvollsten vorgenommen werden, um einerseits dem Interesse an möglichst gut nutzbaren Kapazitäten gerecht zu werden und andererseits dem Interesse an einem kostengünstigen Netzausbau; (z.B. bedingt feste frei zuordenbare Kapazitäten (bFZK)

(bFZK: Grundsätzlich innerhalb eines Marktgebietes frei zuordenbare Kapazitäten, die auch den Zugang zum virtuellen Handelspunkt ermöglichen. Bei Eintreten einer bestimmten Bedingung, z.B. beim Überschreiten einer bestimmten Tagesmitteltemperatur, wandeln sich diese festen Kapazitäten in unterbrechbare Kapazitäten um.), dynamisch zuordenbare Kapazität (DZK)

(DZK: Feste Kapazitäten mit Zuordnungsaufgaben zu einzelnen Netzkoppelpunkten oder Netzkoppelpunkten einer Region. Allerdings keine Zuordenbarkeit zu sämtlichen Netzkoppelpunkten des Marktgebietes, daher ist der Zugang zum virtuellen Handelspunkt oder zu den Netzkoppelpunkten außerhalb der benannten Region nur auf unterbrechbarer Basis möglich.), unterbrechbare FZK

(uFZK: grundsätzlich unterbrechbare frei zuordenbare Kapazitäten.), Kapazitäten mit Zuordnungsbeschränkungen)?

Aus unserer Sicht reicht eine Beschränkung der Kapazitätsprodukte auf feste bzw. unterbrechbare frei zuordenbare Kapazitäten völlig aus, um die Bedürfnisse des Marktes zu befriedigen und eine effiziente Nutzung der Kapazitäten sicherzustellen. Zusätzliche, auf Punkt-zu-Punkt-Lieferung ausgerichtete Kapazitätsprodukte erhöhen die Intransparenz im Markt, erschweren die Umsetzung der Europäischen Framework Guidelines und stehen generell im Widerspruch zu den Vorgaben aus dem Dritten Binnenmarktpaket, demzufolge allen Gasmengen ein freier Zugang zum virtuellen Handelspunkt zu ermöglichen ist bzw. diese am VHP frei handelbar sein müssen.

4.2.5. Bitte geben Sie für folgende Buchungspunktkategorien eine aus Ihrer Sicht ggf. sinnvolle prozentuale Verteilung von festen FZK an: Einspeisepunkte von inländischen Produktionsstätten, Grenzübergangspunkte, Marktgebietsübergangspunkte, Speicherpunkte, interne Bestellpunkte/-zonen, Kraftwerksausspeisepunkte, sonstige Ausspeisepunkte zu industriellen Anlagen. Bezogen auf Grenzübergangspunkte, Marktgebietsübergangspunkte und Speicherpunkte sollte ggf. zwischen Einspeise- und Ausspeiseseite differenziert werden. Dabei bezieht sich der jeweilige Prozentwert immer auf den Anteil an fester FZK innerhalb der

erwähnten Buchungspunktskategorie. Als Modellierungsvorgabe könnte die prozentuale Zuweisung fester FZK beispielsweise bei Speicheranschlusspunkten 40% betragen, bei Grenzübergangspunkten 60%, bei Gaskraftwerken 70%, bei internen Bestellpunkten 100%, etc. (Werte stellen ein frei gewähltes Beispiel dar.) Sollte es aus Ihrer Sicht nicht möglich oder sinnvoll sein, prozentuale Verteilungen der Zuordnungen von festen FZK vorzunehmen, dann schlagen Sie alternative Kriterien vor.

Aus Sicht von EFET Deutschland sollte keine zentrale Planung erfolgen, wie die Kapazität aufgeteilt wird.

Vielmehr sollte die Entscheidung, an welchem Ein- und Ausspeisepunkte zu bestimmten Zeitpunkten Gasflüsse am effizientesten sind, dem Markt überlassen bleiben zentrale Voraussetzung für eine fundierte Entscheidung ist die Anwendung strikter Engpassmanagementmaßnahmen, um eine Überinvestition wegen des Bestehens von vertraglichen Engpässen zu verhindern.

- 4.2.6. Ist es unter Versorgungssicherheitsaspekten (Gas und Strom) Ihrer Meinung nach sinnvoll und notwendig, bei der Verteilung der festen FZK bzw. der Zuordnung fester Kapazitäten einzelne Punkte zu bevorzugen, z.B. zu nachgelagerten Verteilernetzen (interne Bestellung) oder Gaskraftwerken? Halten Sie ggf. auch eine Differenzierung für stromseitig systemrelevante Kraftwerke für sinnvoll und notwendig?

Eine Bevorzugung einzelner Abnahmepunkte, die über die Wahrung der Versorgungssicherheit sensibler Kundengruppen gemäß Gasversorgungssicherheitsverordnung hinausgeht, ist aus unserer Sicht nicht zielführend. Insbesondere lehnen wir einen Zwang zur Buchung fester Kapazitäten etwa für systemrelevante Gaskraftwerke, wie dies im aktuellen Winterbericht 2011/12 der BNetzA vorgeschlagen wird ab, da hierdurch die Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen sich weiter verschlechtern würde, was u. U. weitere Stilllegungen zur Folge hätte und die Bereitschaft für Investitionen unterminieren würde.

- 4.2.7. Ist es aus Ihrer Sicht sinnvoll, Bestandskapazitäten und neu zu schaffende Kapazitäten bei der Beurteilung der Kapazitätsprodukte unterschiedlich zu behandeln? Wie schätzen Sie dies rechtlich ein?

- 4.2.8. Tatsächliche Unterbrechungen können ein sinnvoller Indikator für einen notwendigen Netzausbau sein. Ab welcher Schwelle bezogen auf die Unterbrechungshäufigkeit in einem oder mehreren aufeinanderfolgenden Jahren sowie bezogen auf die unterbrochene Kapazitätshöhe ist aus Ihrer Sicht ein Netzausbau unumgänglich?

Es fällt schwer hier einen konkreten Wert zu definieren, da diverse Einflussfaktoren wie Marktliquidität, Benutzungsstunden, etc. zu berücksichtigen sind. Aus diesem Grund können wir nur eine sehr grobe Abschätzung für eine zu hohe Unterbrechungshäufigkeit geben; Bei einer Höhe von 5%-10% ist schätzungsweise ein Bereich erreicht in dem Unterbrechungen für Netznutzer „sehr schmerzhaft“ werden.

Grundsätzlich gilt es bei dieser Fragestellung das Buchungsverhalten der Netznutzer im Auge zu behalten. Eine steigende (zu hohe) Unterbrechungshäufigkeit sollte zu einem deutlichen Rückgang der unterbrechbar gebuchten Transporte führen. Hierbei wird ein tatsächlicher physischer Engpass angezeigt, der Netzausbaumaßnahmen nach sich ziehen könnte. Im Sinne einer effizienten Netzausbaustrategie sollte aber auch in diesen Fällen immer das Kosten-Nutzen Verhältnis der Ausbaumaßnahmen mittels Markttest geprüft werden.

4.2.9. Welche Vorgaben zur Modellierung, die in den vorherigen Fragen noch nicht berücksichtigt worden sind, erscheinen aus Ihrer Sicht notwendig, um aussagekräftige Modellierungsergebnisse bzw. sinnvolle Netzausbaumaßnahmen generieren zu können?

5. Bewertung der konkreten Netzausbaumaßnahmen (Kapitel 5 Netzentwicklungsplan).

5.1. Ist die Darstellung der Netzausbaumaßnahmen (Projekte) ausreichend transparent und nachvollziehbar; sind hierin Ihrer Meinung nach alle notwendigen Informationen für Sie als Netznutzer enthalten?

Aus Sicht des Energiehandels ist die Darstellung viel zu komplex. Welche Leitungen wo in welcher Länge und Größe gebaut werden ist weniger von Interesse als die Aussage an welchen Punkten wie viel Kapazität neu zur Verfügung gestellt werden kann. Daher ist es sehr zu begrüßen, dass im Rahmen der Konsultation auch die von EFET Deutschland wiederholt geforderte Excel Tabelle mit den prognostizierten Kapazitäten zur Verfügung gestellt wurde. Wir empfehlen, diese Daten als Anhang oder Anlage zum NEP aufzunehmen und ihr dadurch die notwendige Verbindlichkeit zu geben.

Bei der Auswertung der Tabelle ist jedoch einiges an Ernüchterung eingetreten, da bei der Vielzahl von Punkten lediglich an 16 MÜP oder GÜP Kapazität neu erstellt bzw. von Unterbrechbar auf Fest umgestellt werden soll.

5.2. Wie bewerten Sie den vorgelegten Maßnahmenkatalog inhaltlich? Sind hierin Ihrer Meinung nach alle notwendigen Projekte enthalten, um einen bedarfsgerechten Netzausbau sicherzustellen? Ist die vorgeschlagene zeitliche Realisierung ausreichend? Fehlen Ihrer Meinung nach bestimmte Netzausbaumaßnahmen oder sind bestimmte Maßnahmen nicht notwendig?

5.3. Bewertung einzelner individueller Anschlussbegehren (z.B. neue Gaskraftwerke oder Speicheranfragen etc.). Sind ggf. einzelne Bedarfe nicht ausreichend umgesetzt?

Hierzu kann seitens des Verbandes der Energiehändler keine Stellung bezogen werden. Es ist von dem jeweiligen Anschlussbegehrenden zu prüfen, ob seine Kapazitäten hinreichend erfasst worden sind. Allerdings hegen wir Zweifel ob mit der zeitlichen Granularität (nur Basiskapazität, 2015 und 2022 aufgelistet) der zur Verfügung gestellten Informationen diese Aussagen tatsächlich getroffen werden können.

5.4. Wie bewerten Sie die seitens der Fernleitungsnetzbetreiber gestellten Vorbehalte, insbesondere hinsichtlich der Verbindlichkeit langfristiger Kapazitätsbuchungen i.S. von § 39 GasNZV? Sind Sie der Meinung, dass eine entsprechende Bindung der Nutzer notwendig ist, um in den Netzentwicklungsplan *verbindlich* mit konkreten unmittelbaren Ausbaumaßnahmen aufgenommen zu werden? Wie könnte Ihrer Meinung nach eine zeitliche Verbindung und Koordinierung der Vorgaben

des § 39 GasNZV, einschließlich Realisierungsfahrplan und Zahlung der Planungspauschale, mit der Aufnahme von Maßnahmen in den Netzentwicklungsplan aussehen? Welche Bedeutung messen Sie in diesem Zusammenhang (ggf. abgelehnten) Anträgen nach § 38 GasNZV zu?

Beispielsweise wird ein Betreiber eines Gaskraftwerks oder Speichers, der erst einmal an das Gasnetz eines FNB angeschlossen worden ist, nur sehr selten eine Alternative zu einem anderen Gasnetz haben. Mithin wird also in dem Moment wo die Investition eines neuen Speichers oder Kraftwerks getätigt worden ist im Rahmen der Laufzeit dieser Anlage auch damit zu rechnen sein, dass die entsprechenden Kapazitäten genutzt werden. Ob dann auch verbindlich langfristige Kapazitätsverträge vorab notwendig sind, könnte dahin gestellt werden. In den meisten Fällen werden jedoch die Finanziere eines solchen Projekts auch die Forderung an den jeweiligen Investor stellen, durch entsprechende langfristige Transportrechte den sicheren Betrieb der Anlage zu gewährleisten.

6. Power to Gas (Kapitel 6.1 Netzentwicklungsplan):

6.1. Sind die Analysen zur Wasserstoffzuspeisung nachvollziehbar, sowohl hinsichtlich der Flussannahmen als auch hinsichtlich der Kosten? Wie schätzen Sie die vorgelegten Ergebnisse inhaltlich ein; insbesondere die ermittelten Stromumwandlungsleistungen?

6.2. Sehen Sie andere/erweiterte Modellierungsvorgaben als sinnvoll an und wenn ja, welche?

7. Versorgungssicherheit (Kapitel 6.2 Netzentwicklungsplan):

7.1. Wie bewerten Sie die Ergebnisse der beiden berechneten Versorgungssicherheitsszenarien; halten Sie die dargestellten Möglichkeiten für ausreichend bzw. die Risiken für akzeptabel?

Keine Stellungnahme

7.2. Wie bewerten Sie die Ausführungen zum Versorgungsengpass im Februar 2012; sind die dargelegten bereits eingeleiteten bzw. in Durchführung befindlichen Baumaßnahmen Ihrer Meinung nach ausreichend? Sind Ihrer Meinung nach als Schlussfolgerung der Februarsituation weitergehende Modellierungsvorgaben und –analysen im Rahmen des Netzentwicklungsplanes notwendig, wenn ja, welche?

Keine Stellungnahme

8. Weiteres Vorgehen zum Entwurf dieses Netzentwicklungsplans:

Der erste Netzentwicklungsplan stellt für alle Beteiligten eine große Herausforderung dar, da Prozesse neu etabliert und rechtliche Fragestellungen bewertet werden müssen. Obwohl der Netzentwicklungsplan-Entwurf 2012 ein gutes erstes Entwurfsdokument darstellt, konnten vor dem Zeithintergrund nicht alle Szenarien vollumfänglich gerechnet werden. Zudem hat die Konsultation mit dem Markt als auch der kürzlich eingetretene Versorgungsengpass im Februar einige grundsätzliche, teilweise neue Fragen aufgeworfen, die in den bisherigen Modellierungsvorgaben nicht adressiert waren. Aus diesem Grund bittet die Bundesnetzagentur zu zwei Alternativen für das weitere Vorgehen zum Netzentwicklungsplan 2012 Stellung zu nehmen:

8.1. Fallen die Ergebnisse der Konsultation dahingehend aus, dass in größerem Umfang Änderungen, auch bei den Modellierungsvorgaben, vorgenommen werden müssten, so dass eine erneute

Modellierung erfolgen müsste, könnten diese von den FNB nur mit einem ausreichenden zeitlichen Vorlauf umgesetzt werden. Das würde bedeuten, dass der NEP Gas 2012 voraussichtlich erst Ende 2012 bzw. bei weiteren Umsetzungsmaßnahmen ggf. Mitte 2013 Verbindlichkeit erlangen würde. Die Diskussionen und Anpassungen würden zeitlich stark mit dem Netzentwicklungsplan 2013 zusammenfallen, so dass dieser sich auf die Änderungen beschränken und daher dem vereinfachten Verfahren nach § 15a Abs. 6 EnWG unterliegen könnte. Dies würde auch für die Änderungen des Szenariorahmens 2013 gelten, so dass eine Neumodellierung für den NEP 2012 zugleich auch für den Netzentwicklungsplan 2013 genutzt werden könnte (selbstverständlich mit angepassten „Zieljahren“).

In der bisherigen Diskussion wurden die mehrfach bemängelten kurzen Konsultationsfristen damit begründet, dass zu einem möglichst frühen Zeitpunkt den Netzbetreibern Planungssicherheit geliefert werden soll. Insofern ist die hier vorgeschlagene Verlängerung des Verfahrens aus unserer Sicht nicht förderlich, wenn es damit Projektverzögerungen begründbar macht. Siehe Erläuterungen zu 8.2.

- 8.2. Alternativ könnten wesentliche Ergebnisse dieser Konsultation, insbesondere solche hinsichtlich neuer Modellierungsvorgaben und auch Ergebnisse aus den geplanten Workshops, erst in den Netzentwicklungsplan 2013 einfließen. Dies würde auch mögliche (neue) Anforderungen hinsichtlich des Versorgungseinganges im Februar betreffen. Im Ergebnis könnte dies allerdings dazu führen, dass der Netzentwicklungsplan 2012 im Netzentwicklungsplan 2013 ggf. umfangreich angepasst werden müsste.

EFET Deutschland hält das hier vorgeschlagene Vorgehen insofern für praktikabel, dass damit der NEP 2012 zeitnah zu einem Beschluss geführt werden kann und den Netzbetreibern eine hinreichende Planungssicherheit gegeben wird. Inwieweit der NEP 2012 dann mit der Veröffentlichung des NEP 2013 ex post anzupassen sein soll, leuchtet uns hier nicht ein. Die Konsequenzen geänderter Planungsansätze sollten doch dann durch den NEP 2013 aufgenommen werden, der als Basis das bestehende System und die aus dem NEP 2012 beschlossenen Ausbaumaßnahmen aufnimmt. Oder ist etwa geplant, den NEP 2012 bis zum Jahr 2021 jedes Jahr erneut zu korrigieren?

Inbesondere wegen der besseren Berücksichtigungsfähigkeit der angespannten Netzsituation Anfang Februar, tendiert die Bundesnetzagentur gegenwärtig zu Variante 8.1.

9. Sonstiges