Stellungnahme

Stellungnahme der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber zur BNetzA-Konsultation zum Netzentwicklungsplan Gas 2013

Berlin, 21. Juni 2013

Inhaltsverzeichnis

1. Vorwort 2

2. Trennungsmodell für die Kapazitätsprodukte Kraftwerksprodukt (KWP) und temperaturabhängige Kapazitäten (TaK) 2

2.1. NEP 2012 3

2.2. Protokollerklärung der BNetzA vom 20.02.2013 vor dem OLG Düsseldorf 4

2.3. Beschluss BK4-12-2172 zur Zurückweisung eines Kapazitätsausbauanspruch 5

2.4. Widersprüchliche Vorgaben führen zu Risiken beim Netzausbau 6

2.4.1. Volkswirtschaftliches Optimum, mehrfache Planungsprozesse 6

2.4.2. Bedingungen der langfristigen Buchung entsprechend § 39 GasNZV 7

3. Vergleich der Ergebnisse der Kosten/Nutzen-Analysen der Speicherbetreiber und der FNB 8

4. Ansatz der internen Bestellung in der Netzmodellierung 9

4.1. Grundsätzliche Überlegungen 9

4.2. Beurteilung der im Fragenkatalog enthaltenen drei Ansätze 10

4.2.1. Nicht ausreichende Grundlage für die Anwendung der Ansätze 1 und 2 10

4.2.2. Ansatz 3 sachgerecht 10

5. Ergänzung der Nowega GmbH und Open Grid Europe GmbH zum Netzentwicklungsplan Gas 2013 11

6. Weitere Vorgehensweise 12

1. Vorwort

Die BNetzA führt vom 24.04.2013 bis zum 21.06.2013 eine Konsultation des Entwurfs der Fernleitungsnetzbetreiber (im Weiteren „FNB“) des Netzentwicklungsplans Gas 2013 (im Weiteren „NEP 2013“) vom 01.04.2013 durch. In Ergänzung zu den am 24.04.2013 veröffentlichten Konsultationsfragen hat die BNetzA am 17.05.2013 und am 13.06.2013 ergänzende Fragen veröffentlicht.

Da sich die Konsultation auf den von den FNB erstellten Entwurf bezieht, nehmen die FNB hier zu den folgenden spezifischen Themen Stellung:

- Trennungsmodell für die Kapazitätsprodukte Kraftwerksprodukt (KWP) und temperatur-abhängige Kapazitäten (TaK)
- Vergleich der Ergebnisse der Kosten/Nutzen-Analysen der FNB und der Speicherbetreiber
- Ansatz der internen Bestellung in der Netzmodellierung

Darüber hinaus enthält dieses Dokument eine Ergänzung der Nowega GmbH und Open Grid Europe GmbH zum Netzentwicklungsplan Gas 2013.

2. Trennungsmodell für die Kapazitätsprodukte Kraftwerksprodukt (KWP) und temperaturabhängige Kapazitäten (TaK)

Der NEP 2013 basiert auf dem von der BNetzA am 18.10.2012 bestätigten Szenariorahmen.

Der in dem NEP-Entwurf vom 01.04.2013 vorgeschlagene Umfang des Netzausbaus beruht auf dem Ansatz der Kapazitätsprodukte Kraftwerksprodukt (KWP) und temperaturabhängige Kapazitäten (TaK).

In der Diskussion dieses Entwurfs wurde erstmalig am 14.05.2013 in Bonn die Anwendung eines sogenannten „Trennungsmodells“ vorgeschlagen. Dieses wird auf Seite 2 der ergänzenden Konsultationsfragen vom 17.05.2013 von der BNetzA wie folgt beschrieben:

> *„In der Diskussion im Dialog Gaskraftwerks-/Speicherbetreiber zu einem kosteneffizienten Netzausbau wurde im Fazit zur Veranstaltung der Begriff „Trennungsmodell“ geprägt. Der Begriff „Trennungsmodell“ bedeutet, dass die Kapazitätsprodukte Kraftwerksprodukt/DZK und TaK nur als Kapazitätskonzepte in der Netzmodellierung bis 2023 anzusetzen sind. Wie die Ausgestaltung der letztlich tatsächlich angebotenen Kapazitätsprodukte aussieht, muss davon getrennt betrachtet und noch zu gegebener Zeit entsprechend den Marktbedürfnissen vorgenommen werden. Die Konsultation soll dennoch auch dazu dienen, Ausgestaltungsaspekte für gegebenenfalls zukünftig zu vermarktende Kapazitätsprodukte von den Marktteilnehmern bewerten zu lassen.“*

Aus Sicht der FNB bedeutet das Trennungsmodell, dass die bis zum Jahre 2023 nach dem NEP 2013 zu bauende Infrastruktur nicht ausreichend ist, um damit für alle Kraftwerks- und Speicheranfragen nach §§ 38/39 GasNZV feste Kapazitäten zur Verfügung zu stellen, die frei zuordenbar sind. Sollte sich aufgrund der im astora-Verfahren (siehe Ziff. 1.4) von OGE und astora eingelegten Beschwerden ergeben, dass OGE doch wider Erwarten verpflichtet wäre, für die angefragten Ein- und Ausspeisekapazitäten feste frei zuordenbare Kapazitäten zur Verfügung zu stellen, wäre dies aufgrund der Netzinfrastruktur nach dem NEP-konformen Ausbau nicht möglich. Dies würde für die betroffenen FNB das bewusste Eingehen eines erheblichen Risikos bedeuten, zumal es in der BNetzA offensichtlich keine einheitliche Meinung zur Behandlung der Netzausbauansprüche nach § 39 GasNZV gibt:

2.1. NEP 2012

Zum NEP 2012, in dem die Speicheranfragen nach § 39 GasNZV für die Speicher 7Fields, Etzel und Haidach II enthalten und mit temperaturabhängigen Kapazitäten modelliert waren, führt die BNetzA in ihrem Änderungsverlangen vom 10.12.2012 aus, dass dieser den energierechtlich erforderlichen Netzausbau enthalte und für andere Verfahren (der BNetzA und der Plangenehmigungsbehörden) verbindlich sei (Abschnitt II Ziff. 3.3 und 3.3.2):

> *„Nach § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG muss der Netzentwicklungsplan alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit enthalten, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Dabei müssen auch jene Netzausbaumaßnahmen aufgenommen werden, die in den nächsten drei Jahren durchgeführt werden müssen, sowie ein Zeitplan für die Durchführung aller Netzausbaumaßnahmen.*
>
> *Das Kriterium der Bedarfsgerechtigkeit verpflichtet die Netzbetreiber, die tatsächlich vorhandene und konkrete Marktnachfrage nach Transportkapazitäten zu befriedigen. In der Gesamtschau ist dabei der Bedarf objektiv im Sinne einer „erforderlichen Menge“ bzw. Leistung zu verstehen. Ein bedarfsgerechter Ausbau stellt die Befriedigung des aktuellen und zukünftig zu erwartenden Bedarfs in ein Verhältnis zum entstehenden Aufwand. Darüber hinaus ist der Aspekt der Versorgungssicherheit in der Bedarfsermittlung mit zu berücksichtigen. Vorgabe des Gesetzgebers ist, dass der Netzentwicklungsplan auch alle Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit enthalten muss. Nur wenn die Netze an den zu erwartenden Bedarf angepasst werden, kann im Ergebnis die Versorgungssicherheit gewährleistet werden.*
>
> *....*

Die Bundesnetzagentur sieht grundsätzlich alle aus der Modellierung des Szenarios II resultierenden Maßnahmen als bedarfsgerecht an. Diese werden deshalb mit Bekanntgabe dieser Entscheidung verbindlich (siehe folgenden Abschnitt 3.7.). Die Einschätzung der Bundesnetzagentur hinsichtlich der Darlegung der Gründe für die Entscheidungen der Fernleitungsnetzbetreiber und der irreführenden und deshalb zu streichenden Spalten im Netzentwicklungsplan (siehe folgenden Abschnitt 3.4.3.) stellen keine materielle Beanstandung der Maßnahmen des Szenarios II dar.

Die Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber, dass das Szenario II das wahrscheinlichste sei (vgl. Netzentwicklungsplan S. 62), wird geteilt, da die Annahmen des Szenarios II nach gegenwärtiger Einschätzung die plausibelsten Annahmen zur Entwicklung des zukünftigen Gas- und Kapazitätsbedarfs enthalten.“

2.2. Protokollerklärung der BNetzA vom 20.02.2013 vor dem OLG Düsseldorf

Mit gleichem Verständnis, nämlich einer umfassenden Behandlung der Ansprüche nach § 39 GasNZV in dem übergeordneten Planungsprozess des NEP, erklärte die BNetzA am 20.02.2013 Folgendes zu Protokoll des OLG Düsseldorf:

„Nach ausführlicher Erörterung erklärt Rechtsanwalt Dr. Schröder:

Die Beschwerdeführerin wird die Beschwerde und den Eilantrag zurücknehmen, wenn die Bundesnetzagentur die folgende Erklärung abgibt:

1)
Der Tenor zu 7) in dem angegriffenen Beschluss zur Bestätigung des Szenariorahmens entfaltet im Hinblick auf eine Ausbauverpflichtung nach §§ 38/39 GasNZV keine Bindungswirkung für den NEP 2013. Eine Wirkung der Bestandskraft besteht ungeachtet der Tatsache nicht, dass hierzu keine Konsultation der Öffentlichkeit im Hinblick auf den NEP 2013 durchgeführt wurde.

2)
Die Behörde hat bislang keine abschließende inhaltliche Überprüfung der Netzanschlussbegehren nach §§ 38, 39 GasNZV vorgenommen. Eine solche Prüfung bleibt den Netzbetreibern bei der Aufstellung des NEP 2013 vorbehalten.

3)
Der Antragstellerin steht es frei, soweit hierzu kein Konsens mit den übrigen Adressaten der Entscheidung hergestellt werden kann, jedenfalls einen Vorbehalt gegenüber der Aufnahme der beiden in Österreich gelegenen Speicher in den NEP 2013 aufzunehmen.“

Diese Erklärung wurde dann so von der BNetzA abgegeben. Offensichtlich ging damit auch zumindest das Referat 609 der BNetzA davon aus, dass es mit dem Prozess zur Erstellung der Netzentwicklungspläne einen umfassenden Prozess unter Einbindung und Konsultation aller Marktteilnehmer gäbe, im dem auch die Ansprüche nach § 39 GasNZV erfasst und bei der Ermittlung des erforderlichen deutschlandweiten Netzausbaubedarfs berücksichtigt würden.

2.3. Beschluss BK4-12-2172 zur Zurückweisung eines Kapazitätsausbauanspruch

Hiervon abweichend und zur großen Überraschung der an der Erstellung der Netzentwicklungspläne beteiligten Netzbetreiber wird obige Ansicht jedoch von der BK4 der BNetzA anders gesehen. Laut dem Beschluss BK4-12-2172 zur Zurückweisung eines Kapazitätsausbauanspruchs gemäß § 39 Abs. 1 GasNZV (im Weiteren „astora-Entscheidung“) besteht neben dem NEP und dem umfassenden Prozess seiner Erstellung ein individueller, bevorrechtigter Ausbauanspruch auf Bereitstellung von 100 % der nach §§ 38/39 GasNZV angefragten Ein- und Ausspeisekapazitäten als feste Kapazitäten (Abschnitt II, Ziff. 2 v):

> *„Der Netzentwicklungsplan selbst sichert dem Betreiber von Speicheranalgen noch keinen privilegierten Ausbau zur Bereitstellung der benötigten Kapazität zu. Die bloße Aufnahme von Ausbaumaßnahmen in den Netzentwicklungsplan genügt nicht dem individuellen Anspruch auf Kapazitätsausbau, den der § 39 GasNZV der Antragstellerin gegenüber der Betroffenen zusichert. Demnach hat die Antragstellerin gegenüber der Betroffenen einen Anspruch darauf, dass die an der Speicheranlage benötigte Ein- oder Ausspeiskapazität im Rahmen des Kapazitätsausbaus bereitgestellt wird.*
>
> *…*
>
> *Die Netzentwicklungspläne 2012 und 2013 sind somit keine geeignete Grundlage, um bei dem Kreis der durch § 39 GasNZV i.V.m. § 38 GasNZV privilegierten Netzkunden eine ausreichende Investitionssicherheit zu schaffen.*
>
> *...“*

Ob darüber hinausgehend die festen Kapazitäten als frei zuordenbar oder mit Zuordnungsauflagen zu deklarieren sind, sei nicht unmittelbar Gegenstand des Anspruchs nach § 39 GasNZV. Wie das konkrete Kapazitätsprodukt ausgestaltet werde, sei Gegenstand des Konsultationsprozesses im Rahmen des NEP (Abschnitt II, Ziff. 2 vi):

> *„Das Angebot an festen Kapazitäten gewährleistet, dass Ein- und Ausspeicherung in bzw. aus dem Speicher möglich ist und die Speichernutzung dadurch nicht eingeschränkt wird. Wie die konkrete Ausgestaltung möglicher fester Kapazitäten für Betreiber von Speicheranlagen*

letztendlich erfolgt, ist Gegenstand des Konsultationsprozesses im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas.

…

Sofern die Betroffene feste Kapazität mit Zuordnungsauflage anbietet, ist von der Betroffenen sicherzustellen, dass die Zuordnung der Kapazität zu Einspeisezonen oder -punkten bzw. Ausspeiszonen oder -punkten bekannt ist und an diesen zugeordneten Punkten, einschließlich möglicher korrespondierender Ein- bzw. Ausspeispunkten in benachbarten Netzen, ausreichend freie Kapazitäten vorhanden sind.“

2.4. Widersprüchliche Vorgaben führen zu Risiken beim Netzausbau

Mit dem NEP 2012 wurde durch die BNetzA festgestellt, dass dieser den Netzausbaubedarf für Deutschland umfassend feststellt. Im NEP 2012 waren die damals vorliegenden Anfragen nach §§ 38/39 GasNZV berücksichtigt. Durch die astora-Entscheidung wurde eben diese Herangehensweise des NEP-Prozesses konterkariert, indem es neben der koordinierten Netzausbauplanung im NEP-Prozess privilegierte, individuelle Netzausbauansprüche geben soll. Darüber hinaus sollen die Ansprüche nach §§ 38/39 nach Auffassung der BK 4 in voller Höhe auf feste Kapazitäten gerichtet sein, wohingegen im NEP-Prozess bislang volkswirtschaftlich effizientere Methoden, die durch eine unabhängige Kosten-Nutzen-Analyse bestätigt wurden, verwendet wurden.

Die fehlende einheitliche Sichtweise der BNetzA soll nun durch das Trennungsmodell überwunden werden. Dies ginge zu Lasten der FNB. Diese werden einerseits durch die Spruchpraxis der BNetzA verpflichtet, für die Ansprüche nach §§ 38/39 GasNZV in voller Höhe der Anfragen feste Kapazitäten (auf Basis individueller, dem NEP vorgehender Ansprüche) verfügbar zu machen, sollen aber andererseits in der NEP-Modellierung und damit den nach dem NEP vorzunehmenden Baumaßnahmen für weniger Kapazitätsbedarf (effizient) planen und bauen. Die so offensichtlich enstehende Deckungslücke zwischen Infrastruktur und behördlicher Verpflichtung, die für die betroffenen Netzbetreiber ein signifikantes Risiko darstellen würde, soll dann zukünftig durch das vage Inaussichtstellen möglicher marktbasierter Lösungsmöglichkeiten geheilt werden.

In diesem Zusammenhang sehen die FNB insbesondere die folgenden zu lösenden Fragestellungen:

2.4.1. Volkswirtschaftliches Optimum, mehrfache Planungsprozesse

Da die Realisierung der Kapazitätsausbauansprüche nach § 39 GasNZV getrennt und sogar bevorrechtigt und privilegiert zu den NEP-Ausbaumaßnahmen erfolgen müsste, halten die FNB die Realisierung der zukünftigen Ausbaumaßnahmen im deutschen Gasnetz in Gänze für erheblich gefährdet.

In öffentlich-rechtlichen Planungsverfahren (Raumordnungs-/Planfeststellungsverfahren) geht es zentral um die Frage, ob der mit der beantragten Baumaßnahme verbundene Eingriff in Natur und Landschaft sowie in die Rechte der betroffenen Bürger (energiewirtschaftlich) erforderlich ist. Die energiewirtschaftliche Begründung muss eine eindeutige und verlässliche Basis für die Rechtfertigung der Projekte bilden. Dies wäre bei parallelen, zeitlich und sachlich verbundenen Projekten (einschließlich der jeweiligen Planungsprozesse) nicht gewährleistet.

Beispielsweise zwingt das Trassenbündelungsgebot bei Linienbauwerken zu einer grundsätzlichen Parallelführung mit vorhandenen oder geplanten Versorgungswegen und das Gebot einheitlicher Planung zu einer Abwägung unter Betrachtung auch anderer Projekte. Letztlich müssen die Bindungswirkungen der konzentrierten Erlaubnisse, rechtliche Vorentscheidungen, naturschutzrechtliche Eingriffsregelungen etc. in eine Gesamtabwägung eingebracht werden. Gerade in diesem Bereich aufeinander abzustimmender Planungserfordernisse führt eine unabgestimmte Vorgehensweise der BNetzA zu erheblichen Planungsrisiken bzw. Erschwernissen.

Die energiewirtschaftliche Begründung muss daher eine eindeutige und verlässliche Basis für die nachgelagerten Genehmigungsverfahren bilden. Die rechtsfehlerfreie Abwägung aller von einem Leitungsbauvorhaben betroffenen privaten und öffentlichen Belange ist Voraussetzung für die Baugenehmigung in Form des Planfeststellungsbeschlusses. Nur eine auf diese Planungsgrundlagen abgestimmte Bedarfsplanung ist auch grundsätzlich realisierbar. Eine uneinheitliche Vorgehensweise könnte letztlich dazu führen, dass aufeinander abzustimmende Projekte mehrere Planungsverfahren durchlaufen müssen, weil eine Priorisierung nicht anhand der Planungsgrundsätze erfolgt ist. Gerade die Zerstücklung an sich einheitlicher Gesamtplanungen könnte ein erfolgreicher Anfechtungspunkt im Klageverfahren gegen den Planfeststellungsbeschluss sein.

2.4.2. Bedingungen der langfristigen Buchung entsprechend § 39 GasNZV

Die FNB möchten deutlich machen, dass die festen Kapazitäten in voller Anfragehöhe gemäß § 39 GasNZV bei einem Netzausbau entsprechend Trennungsmodell nicht dargestellt werden können. Der fehlende Teil soll durch das vage Inaussichtstellen von marktbasierten Instrumenten (insbesondere Lastflusszusagen, Kapazitätsüberbuchung/-rückkauf und lokale Regelenergie) ersetzt werden.

Grundsätzlich lässt sich feststellen, dass der Fall, dass diese Instrumente nicht in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen, abgedeckt werden müsste, da die astora-Entscheidung OGE zur unbedingten Zurverfügungstellung von festen Kapazitäten verpflichtet. Eine unbedingte Vermarktung durch die FNB ist aufgrund der damit verbundenen Risiken für die FNB nicht tragbar.

Die FNB werden daher – vorbehaltlich der Rechtswirksamkeit der astora-Entscheidung – die Fernleitungsnetze so ausbauen, dass sie aufgrund der damit neu geschaffenen Infrastruktur dem Verpflichtungstenor der Entscheidungen der BK4 zu den Ansprüchen aus §§ 38/39 GasNZV vollumfänglich – eventuell als beschränkt zuordenbare Kapazität – nachkommen können. Sofern der rechtliche/regulatorische Rahmen sachgerecht weiter entwickelt wird und die Marktteilnehmer die erforderlichen marktbasierten Instrumente verlässlich und zu angemessenen Konditionen anbieten, werden die FNB unter Berücksichtigung der zeitlichen Verfügbarkeit der marktbasierten Instrumente Produkte mit mehr Flexibilität anbieten.

Die FNB weisen jedoch schon hier vorsorglich darauf hin, dass die o.g. marktbasierten Instrumente zur Schaffung von festen Kapazitäten bislang von Teilen der BNetzA eher restriktiv und ablehnend gesehen werden. Zudem ist aufgrund der geringen Anbieterzahl und der Erfahrungen der Vergangenheit damit zu rechnen, dass diese Instrumente im Bedarfsfall ggf. sehr teuer angeboten werden könnten oder im Einzelfall wegen mangelnder Liquidität des Marktes für diese Instrumente überhaupt nicht zur Verfügung stehen. Dies gilt umso mehr, als die potenziell anbietenden Marktteilnehmer ja wissen, dass die FNB (nach Auffassung der BK4) verpflichtet sind, vollumfänglich feste Kapazitäten verfügbar zu machen. Ob so das Ziel eines volkswirtschaftlich kosteneffizienten Gasnetzausbaus erreicht werden kann, erscheint mehr als fraglich. Darüber hinaus ist unter den gegebenen rechtlichen bzw. regulatorischen Rahmenbedingungen derzeit nicht ausgeschlossen, dass die Kosten für den Ankauf marktbasierter Instrumente nicht zu einem Nachteil für die FNB im Effizienzvergleich führen. Zugleich würden die FNB ggf. dazu gezwungen, unverhältnismäßig hohe Risiken einzugehen. Ferner ist nicht sichergestellt, dass eine verursachungsgerechte Kostenzuordnung stattfindet.

3. Vergleich der Ergebnisse der Kosten/Nutzen-Analysen der Speicherbetreiber und der FNB

In Bezug auf die Frage 2.4.8 der ergänzenden Fragen zu KWP und TaK wird nach der Unterschiedlichkeit der Ergebnisse der Kosten-/Nutzen Analysen (KuN) der Speicherbetreiber und der FNB gefragt. Die FNB sind der Ansicht, dass beide Untersuchungen im Kern zu dem selben Ergebnis führen. Dies ist das Ergebnis, dass der Vollausbau des deutschen Fernleitungsnetzes für frei zuordenbare Kapazitäten volkswirtschaftlich unangemessen ist.

Anmerkungen zu den beiden letzten Abschnitten der Frontier-Studie:

- Die FNB stimmen dem gemeinsamen Ziel des effizienten Netzausbaus zu. Die Überlegungen der Frontier-Studie zur Ermittlung des volkswirtschaftlich optimalen

Netzausbaus sind eher theoretischer Natur. Es ist auf dieser Basis für die FNB nicht erkennbar, wie ein solcher Netzausbau praktisch gefunden werden sollte.

- Im quantitativen Teil der Frontier-Studie wird ein höherer entgangener Nutzen ausgewiesen. Dieser beruht aus Sicht der FNB unter anderem auf den folgenden Annahmen:
    - Es wurden Speicher zugrunde gelegt, die nicht in den entsprechenden Szenarien und der damit verbundenen Netzplanung enthalten sind.
    - Für den Unterbrechungsfall wurden die Gegengeschäfte mit extrem ungünstigen Preisen angesetzt.
    - Es wurde eine gleich hohe Unterbrechungswahrscheinlichkeit von 20% für sämtliche Speicher angenommen

  Aus FNB-Sicht ist die Angemessenheit dieser Annahmen fraglich. Nach FNB-Einschätzung ergibt sich allein aus diesen Annahmen in Summe ein etwa um den Faktor 10 höherer entgangener Nutzen.

Auf den Vorschlag einer stärkeren Einbeziehung marktbasierter Instrumente wird im obigen Kapitel 1 eingegangen.

4. Ansatz der internen Bestellung in der Netzmodellierung

Im ergänzenden Fragenkatalog der BNetzA vom 13.06.2013 werden drei Ansätze zur Vorgehensweise bei der Modellierung der internen Bestellungen im NEP vorgestellt.

4.1. Grundsätzliche Überlegungen

Den 2012 von den FNB konsultierten und von der BNetzA bestätigten Szenarien liegen anerkannte öffentliche Studien zugrunde, welche von einem sinkenden Erdgasverbrauch in Deutschland ausgehen. Diese Studien werden durch den seit einigen Jahren in Deutschland deutlich erkennbaren rückläufigen Erdgasverbrauch bestätigt. Dies betrifft insbesondere den Erdgasverbrauch im Haushaltssektor. Daher sehen die FNB die Prämisse eines rückläufigen Erdgasverbrauchs in Deutschland als sachgerecht an.

Die FNB leiten aus dem zurückgehenden Gasbedarf eine rückläufige Kapazitätsentwicklung ab, wobei für die einzelnen Verbrauchssektoren unterschiedliche Entwicklungstrends (insbesondere ein Rückgang im Haushaltsbereich) sowie spezifische Benutzungsstunden (Verhältnis Arbeit zu Leistung) unterstellt werden. Aus Sicht der FNB induziert ein rückläufiger Wärmebedarf v.a. im Haushaltssektor einen rückläufigen Leistungsbedarf.

Die für die einzelnen Kreise von den FNB unterstellten Entwicklungen beruhen auf Regionalstatistiken (u. a. Statistik des Verarbeitenden Gewerbes) sowie Studien zu den Auswirkungen der regionalen

Demografie- und Wirtschaftsentwicklung auf den Energiebedarf auf Kreisebene. Somit werden durch die FNB-Methodik regional unterschiedliche Entwicklungen in den Prognosen berücksichtigt.

Die Langfristprognosen der VNB weisen dagegen in Summe einen deutlichen Leistungszuwachs für die nächsten 10 Jahre aus. Dies steht aus Sicht der FNB im Widerspruch zu dem sich aus dem Verbrauchsrückgang ergebenden Leistungsrückgang in Deutschland und passt somit nicht zu den Annahmen des Szenariorahmens des NEP 2013.

4.2. Beurteilung der im Fragenkatalog enthaltenen drei Ansätze

4.2.1. Nicht ausreichende Grundlage für die Anwendung der Ansätze 1 und 2

In den Ansätzen 1 und 2 des ergänzenden Fragenkatalogs der BNetzA vom 13.06.2013 soll die Prognose der VNB für die nächsten 5 Jahre als Grundlage angesetzt werden.

Die FNB gehen davon aus, dass einem Teil dieser unverbindlichen Vorschauen konkrete Planungen der VNB zugrunde liegen. Neben Neuanschlüssen sind hier vermutlich auch Außerbetriebnahmen von Flexibilitätsinstrumenten enthalten.

Bisher liegen quantifizierte Begründungen jedoch nur für einen kleinen Teil der unverbindlichen Vorschauen der VNB vor. Daher lässt sich auf Basis der den FNB zur Zeit vorliegenden Informationen nicht mit ausreichender Sicherheit ausschließen, dass teilweise stark vereinfachende Annahmen über die Entwicklungen im jeweiligen Netzgebiet getroffen wurden.

Es ist z.B. festzustellen, dass – in der Regel ohne quantifizierte Begründung – 80% der unverbindlichen Vorschauwerte der internen Bestellungen für das Jahr 2023 denselben Wert wie für das Jahr 2014 beinhalten und bezogen auf das Basisjahr 2013 64% der unverbindlichen Vorschauwerte bis zum Jahr 2023 konstant fortgeschrieben werden (vgl. Anlage 1, NEP-Entwurf vom 01.04.2013).

Demzufolge besteht die Gefahr, dass unter Ansatz von stark vereinfachenden Annahmen ein Netzausbaubedarf ausgelöst würde, der nicht auf einer ausreichend fundierten Einschätzung beruht.

4.2.2. Ansatz 3 sachgerecht

Der Ansatz 3 ist sachgerecht, da

- grundsätzlich regionale Unterschiede durch die „Prognos“-Entwicklung abgebildet werden,
- die aufsummierten, regionalen Prognosen zum deutschlandweiten Trend (Verbrauchs- und Leistungsrückgang) und somit zu den Annahmen des Szenariorahmens passen,

- die Möglichkeit besteht, regionale Besonderheiten, die in der „Prognos“-Entwicklung nicht enthalten sind, in begründeten Fällen in den NEP zu übernehmen.

Voraussetzung hierfür ist, dass die jeweiligen Prognosen von den VNB in quantitativer Form plausibilisiert werden. Pauschale Begründungen („Steigende Energieeffizienz wird kompensiert durch Neuanschlüsse“) sind nicht ausreichend. Eine Berücksichtigung würde ein zu hohes Risiko eines unangemessenen und am Ende ineffizienten Netzausbaus implizieren.

5. Ergänzung der Nowega GmbH und Open Grid Europe GmbH zum Netzentwicklungsplan Gas 2013

Zum 01.10.2013 sollen die bislang dem NCG-Marktgebiet zugeordneten Ein- und Ausspeisepunkte der Avacon Hochdrucknetz GmbH (HDN) dem Gaspool-Marktgebiet zugeordnet werden. Gleichzeitig werden die festen Kapazitäten am Marktgebietsübergangspunkt Ahlten zwischen der Nowega GmbH (Nowega) und der Open Grid Europe GmbH (OGE) der internen Bestellung zwischen HDN und Nowega zugeordnet. Der Marktgebietsübergang Ahlten zwischen Nowega und OGE bleibt als buchbarer Punkt erhalten, jedoch werden hier zukünftig gebündelte Kapazitäten ausschließlich auf unterbrechbarer Basis angeboten. Diese Entscheidung ist das Ergebnis einer engen Kooperation der beteiligten Netzbetreiber OGE, HDN und Nowega, begleitet durch die BNetzA und trägt der gesetzlichen Verpflichtung Rechnung, die Versorgungssicherheit zugunsten der Endverbraucher im Netzgebiet der HDN bei effizientem Netzbetrieb sicherzustellen.

Aus dieser Maßnahme resultiert für das Jahr 2014 die Notwendigkeit eines Leitungsbaus zwischen dem Netz der Nowega und dem der HDN bzw. dem an HDN verpachteten Hochdrucknetz der E.ON Avacon GmbH. Die Maßnahme umfasst ca. 100 Meter Hochdruckleitung, sowie die Einbindung in das Netz der Nowega und der Station Ahlten 3 der HDN bzw. E.ON Avacon. Die geschätzte Kosten der Investition liegen bei ca. 350.000 €, eine detaillierte Planung und Kostenermittlung erfolgt derzeit.

Da es sich hierbei um eine Maßnahme handelt, die zum Zeitpunkt der Fertigstellung des NEP 2013 nicht abzusehen bzw. bekannt war, bitten wir um entsprechende Beachtung seitens der Bundesnetzagentur sowie Aufnahme in den NEP 2013. Der Antrag auf Genehmigung einer Investitionsmaßnahme für das Kalenderjahr 2014 gemäß § 23 ARegV und Wiedereinsetzung in den vorigen Stand, seitens Nowega, liegt der BK 4 der BNetzA bereits vor.

6. Weitere Vorgehensweise

Ziel ist ein effizienter Netzausbau. Zur Erreichung dieses Ziels werden die FNB insbesondere

- die bereits vorgestellten Produkte TaK und KWP mit den Marktteilnehmern gemeinsam weiter entwickeln und
- die Gespräche mit den VNB zur Prognose der internen Bestellungen weiter führen.

Die FNB sehen durch diese Vorgehensweise gute Voraussetzungen, dass das gemeinschaftliche Ziel „Effizienz statt Stahl“ und ein volkswirtschaftliches Kostenoptimum erzielt werden kann.

Ansprechpartner

Inga Posch
Telefon: +49 30 921023-510
Inga.Posch@fnb-gas.de

Jeremias Pressl
Telefon: +49 30 921023-513
Jeremias.Pressl@fnb-gas.de