E.ON SE
E.ON Platz 1
40479 Düsseldorf
www.eon.com

Contact:
Market Regulation
Phone: +49-211-4579 4804
marketregulation@eon.com

Bundesnetzagentur
Postfach 8001
53105 Bonn

E-Mail: NetzentwicklungsplanGas@bnetza.de

Düsseldorf, Juni 2013

Position von E.ON zum Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2013

im Rahmen der Konsultation des von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurfs durch die BNetzA (Stand 02.04.203)

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben der Bundesnetzagentur am 02.04.2013 den Entwurf eines Netzentwicklungsplans nach § 15a EnWG vorgelegt. Gerne nimmt E.ON die Gelegenheit zur Stellungnahme gemäß § 15a Abs. 3 EnWG wahr und beantwortet im Folgenden ausgewählte Fragen des von der BNetzA veröffentlichten Fragekataloges. Die Stellungnahme umfasst dabei die Kraftwerksbetreiber-und Händlersicht, die Speichersicht sowie die Sicht der Verteilnetzbetreiber, die den jeweiligen speziellen Fragen der BNetzA thematisch entsprechend zugeordnet sind. Sollten Sie Rückfragen zu einzelnen Themenbereichen haben, wenden Sie sich bitte an die jeweils zuständigen Kolleginnen und Kollegen:

Kraftwerks- und Händlerthemen:	Simone Rubbert, E.ON Deutschland, E.ON SE Simone.Rubbert@eon.com
Speicherthemen:	Alexandra Cziesla und Dr. Ulrich Duda, E.ON Gas Storage GmbH Alexandra.Cziesla@eon-gas-storage.com Ulrich.Duda@eon-gas-storage.com
Verteilnetzthemen:	Heiko Emmermann, E.ON Avacon AG Heiko.Emmermann@eon-avacon.com

1. Allgemeines und grundsätzliche Fragen

Aussagekraft des Netzentwicklungsplans, Verständlichkeit, Transparenz und Prozess etc.

Wir begrüßen, dass das von den Gas-Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) vorgelegte Konsultationsdokument zum NEP 2013 im Vergleich zum ersten NEP 2012 grundsätzlich ein höheres Maß an Transparenz und damit klarere Einblicke in die Netzausbauplanung gibt.

Allerdings **fehlen weiter detaillierte Beschreibungen** zu dem neuen Kraftwerksprodukt. Die grundsätzlich zu begrüßende **Kosten-Nutzen-Analyse** der Produkte und Modellierungs-Varianten ist aus unserer Sicht allerdings vom Ansatz her nicht richtig gewählt und bezüglich der berücksichtigten Kosten / bzw. der Nachteile der Netznutzer unvollständig.

Sowohl temperaturabhängige Kapazitäten für Speicher (TaK) als auch dynamisch zuordenbare Kapazitäten (DZK) für Kraftwerke können grundsätzlich als **Planungsprämissen** für den Netzausbau sinnvoll sein, **nicht aber als zu vermarktende Produkte** anstelle von festen frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK). **Die Bereitstellung langfristig gesicherter, fester FZK muss der Regelfall eines zuverlässigen, diskriminierungsfreien Marktzugangs bleiben**. Die dazu erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit iSv § 15a EnWG stellen originäre Aufgaben der Fernleitungsnetzbetreiber dar und sind als solche auch von diesen durchzuführen und finanziell zu tragen. Hierzu ist auch eine klare Regelung in den NEP aufzunehmen.

Wir möchten betonen, dass wir es für unerlässlich halten, dass bereits im NEP 2013 ein Hinweis aufgenommen wird, dass der DZK- und der TaK-Ansatz lediglich Planungsprämissen für den langfristigen Netzausbau sind, am Markt aber weiter feste frei zuordenbare Kapazitäten für alle Speicher und Kraftwerksbetreiber angeboten werden müssen. Es darf keine Option geben, dass DZK und TaK die am Markt angebotenen Produkte werden.

Damit geht das in der Dialogveranstaltung für Gaskraftwerksbetreiber/Gasspeicherbetreiber am 14. Mai 2013 und am 18. Juni diskutierte „**Trennungsmodell**" nur insoweit in die richtige Richtung, als das damit festgestellt wird, dass DZK/TAK zwar als Prämissen für die Netzausbauplanung Anwendung finden können, nicht aber als zu vermarktende Kapazitätsprodukte feste FZK ersetzen dürfen. Insoweit aber das Trennungsmodell die Frage der kommerziellen Kapazitätsprodukte in die Zukunft verlagert, indem diese im Rahmen der NEP-Diskussion nicht weiter behandelt wird und die BNetzA dazu keine Stellung in dem o.g. Sinne bezieht, wirkt das Trennungsmodell insbesondere mit Blick auf Neubaukraftwerke investitionshemmend und ist nicht zu akzeptieren.

Im Sinne der Bedarfsgerechtigkeit gemäß § 15a EnWG möchten wir darauf hinweisen, dass vor allem auch die **Interessen der Anschlussnehmer** und Netznutzer bei der Netzplanung angemessen zu berücksichtigen und mögliche Ungleichbehandlungen zu vermeiden sind. Auch im Rahmen der flankierenden Marktraumumstellung von L- auf H-Gas unterstreichen wir, dass diese im Sinne aller Marktteilnehmer transparent und bedarfsgerecht durchgeführt werden muss.

Darüber hinaus möchten wir betonen, dass die netzbetreiberseitige gemeinsame Erstellung des Netzentwicklungsplans vor allem der Optimierung des Netzausbaus dient. Hinsichtlich der für Betreiber von Gaskraftwerken und Speichern bestehenden Privilegierungen nach §§ 38, 39 GasNZV ist anzumerken, dass die auf dieser Rechtsgrundlage geltend gemachten Ausbauansprüche hieraus unmittelbar durchsetzbar sein müssen. Der Aufnahme solcher einzelnen Projekte in den NEP selbst kann dabei lediglich deklaratorische Bedeutung zukommen. Andernfalls laufen die Ausbauansprüche nach § 39 GasNZV per se ins Leere. Es darf gerade nicht dazu kommen, **dass ein Ausbauanspruch auf der Grundlage des § 39 GasNZV erst mit der Berücksichtigung des entsprechenden Projektes in einem verbindlichen Netzentwicklungsplan anerkannt wird.** Denn damit bliebe letztlich offen, ob es überhaupt zu einer Realisierung des Anspruchs kommt und selbst wenn, führt dies im Ergebnis zu einer erheblichen Zeitverzögerung bei der Bereitstellung der Kapazität so wie auch zu einer erheblichen Rechtsunsicherheit für den Anschlusswilligen. Zudem würde die für die Netzbetreiber bestehende Möglichkeit der Einlegung von Rechtsmitteln gegen den NEP (sowie gegen die vorangehenden Szenariorahmen) die Rechtsunsicherheit nur erhöhen und den gesamten Realisierungsprozess in die Länge ziehen – wie es sich jetzt bereits andeutet.

Aus unserer Sicht resultiert unstrittig bereits aus der Antragsstellung gem. § 39 GasNZV und der Erfüllung aller Tatbestandsvoraussetzungen ein individueller Anspruch des Gaskraftwerksbetreibers bzw. Speicherbetreibers auf Bereitstellung der benötigten **festen frei zuordenbaren Kapazität** zum Errichtungszeitpunkt der Anlage bzw. zum Zeitpunkt der Fertigstellung der Anlagenerweiterung – auf die Verbindlichkeit eines Netzentwicklungsplans kann es hier gerade nicht ankommen. Der im Tatbestand des § 39 GasNZV angelegte Verweis auf § 17 GasNZV schafft vielmehr die Grundlage dafür, dass die Anschlussbegehren nach § 39 GasNZV gemäß § 17 Abs. 1 Ziffer 10 GasNZV in die Ausbauplanung aufgenommen werden. Der von den Netzbetreibern derzeit vertretene Zirkelschluss dahingehend, dass ein Anspruch nach § 39 GasNZV erst umsetzbar ist, wenn er sich auch im NEP wiederfindet, ist rechtlich ohne Grundlage. Nach unserer Auffassung ist es gerade umgekehrt: Ist der Antrag nach § 39 GasNZV gestellt, ist das Vorhaben in die Planung aufzunehmen und bei Erfüllung aller übrigen Anspruchsvoraussetzungen am Ende auch zu realisieren. Die gesetzgeberische Entscheidung und Intention ist klar und darf weder von den Netzbetreibern noch von der BNetzA ausgehebelt werden. Ziel der Neuregelung der §§ 38 und 39 GasNZV war es gerade, Kraftwerks- und Speicherbetreibern sowie Betreibern von Produktionsanlagen Investitionssicherheit dahingehend zu geben, dass bis zum geplanten Zeitpunkt der Inbetriebnahme die benötigte feste frei zuordenbare Ein- bzw. Ausspeisekapazität an der Anlage sichergestellt ist.

Abschließend möchten wir noch darauf hinweisen, dass die im BNetzA-Workshop am 14.05.2013 von der BNetzA in Aussicht gestellte Möglichkeit, das NEP-Prozedere dahin gehend zu ändern, dass eine detaillierte Planungsrunde nur noch alle zwei Jahre stattfindet und zusätzliche Grobabfragen in den übrigen Jahren, von uns grundsätzlich begrüßt wird.

2. Szenariorahmen

2.1. Modellierungsvarianten

Decken aus Ihrer Sicht die von den Fernleitungsnetzbetreibern insgesamt betrachteten Modellierungsvarianten eine breite Grundlage für den bedarfsgerechten Netzausbau ab? Sind die Modellierungsannahmen bezüglich der Einspeisepunkte von inländischen Produktionsstätten, Grenzübergangspunkten, Marktgebietsübergangspunkten, Speicherpunkten, internen Bestellpunkten/-zonen, Kraftwerksausspeisepunkten, sonstigen Ausspeisepunkten zu industriellen Anlagen richtig gewählt? Sollte Ihrer Meinung nach bezogen auf Grenzübergangspunkte, Marktgebietsübergangspunkte und Speicherpunkte zwischen Einspeise- und Ausspeiseseite differenziert werden? Sofern Sie der Meinung sind, dass in zukünftigen Szenariorahmen Parameter modifiziert werden sollten, beschreiben Sie dies unter Punkt 7.6. dieses Fragenkatalogs.

Grundsätzlich halten wir es für sinnvoll, dass im Rahmen des NEP auf verschiedene Modellierungsvarianten zurückgegriffen wird und somit verschiedenen Ausbauvarianten verglichen werden können.

Bezüglich der Anbindung von Speichern wird eine Variante IId unter Zugrundelegung von FFZK für neue Speicher bzw. Speicherausbauten berechnet. Gegenüber Variante IIa besteht ceteris paribus nur der Unterschied, dass dort von einer Anbindung neuer Speicher bzw. Speicherausbauten nicht auf FFZK-Basis sondern auf TAK-Basis unterstellt wird. Insbesondere zu Zwecken der wirtschaftlichen Abschätzbarkeit fehlt das gleiche Grundszenario mit Unterstellung eines „Null Ausbaus" für Speicher.

2.2. Fortschreibung von Lastflusszusagen

Den Berechnungen der FNB liegt die Annahme zugrunde, dass aktuell kontrahierte Lastflusszusagen (vgl. Anlage 3 zum NEP Gas 2013 Entwurf vom 01.04.2013) in den Jahren 2018 und 2023 in unveränderter Höhe verfügbar sind. Ist diese Annahme aus Ihrer Sicht auch für die kommenden Netzentwicklungspläne beizubehalten? Welches Vorgehen wäre aus Ihrer Sicht alternativ sinnvoll? Ist es Ihrer Meinung nach sinnvoll den Netzausbaubedarf ohne Lastflusszusagen zu bestimmen?

Wir halten den Beibehalt des bisherigen Niveaus an Lastflusszusagen als Planungsprämisse für den Netzentwicklungsplan generell für sinnvoll.

An solchen Punkten, an denen bestehende Lastflusszusagen gekündigt wurden oder absehbar ist, dass diese gekündigt werden, sollte geprüft werden, welche Maßnahmen ergriffen werden können, um das bisher ausgewiesene Niveau an Transportkapazität auszuweisen. Das Instrument der Lastflusszusagen sollte hierbei auch weiterhin von den betroffenen FNBs in Betracht gezogen werden.

Es ist zu beachten, dass langfristige Lastflusszusagen in einen Kapazitätsausbau-mindernden Effekt haben und somit die notwendigen Netzinvestitionen verringert haben. Insofern wären beim Wegfall bestehender Lastflusszusagen auch ein Netzausbau oder alternativ andere marktbasierte Instrumente gemäß GasNZV zwecks gleichbleibender Darstellung von Transportkapazität erforderlich.

Im Sinne eines effizienten Netzausbaus ist eine Reduzierung der bestehenden festen Kapazität keine Alternative

Werden TaK und DZK als Planungsansatz für den langfristigen Netzausbau herangezogen, kann es auch sinnvoll sein, das Niveau an (langfristige) Lastflusszusagen zu erhöhen, um am Markt feste FZK darstellen zu können, wenn dies wirtschaftlicher ist als ein Netzausbau.

Um einen effizienten Netzausbau zu erreichen, muss sich der Wert einer LFZ an dem vermiedenen Netzausbau messen und nicht an dem Delta aus einer festen und unterbrechbaren Kapazität.

2.3. Kraftwerksprodukt (KWP)

Das KWP beschreibt eine dynamisch zuordenbare Ausspeisekapazität (DZK) an Gaskraftwerken.

2.3.1. Ist das vorgestellte DZK-Produkt Ihrer Meinung nach ausreichend transparent und nachvollziehbar erläutert? Ist die Funktionsweise des Produktes anhand des dargestellten Beispiels ausreichend dargestellt? Welche zusätzlichen Informationen benötigen Sie zu dem DZK-Produkt zusätzlich noch? Ist die Praktikabilität gewährleistet? Sollte eventuell am Tag D-1 bestimmt werden, ob der Zugang zum „eigenen" VHP fest oder unterbrechbar dargestellt werden kann? Wann wäre eine Unterbrechung des Zugangs zum „eigenen" VHP vom FNB spätestens anzuzeigen? Sollten stufenweise Unterbrechungen der Kapazität zum VHP vorgenommen werden oder lediglich „ganz oder gar nicht"-Unterbrechungen? Sollte bei einer Zuordnung des Kraftwerkes zu mehreren Entries eine anteilige Belieferung des Kraftwerkes von diesen Punkten möglich sein?

Die Beschreibung des DZK-Produkts ist im Vergleich zum NEP-Entwurf von Februar nicht weiter von den FNB detailliert worden und somit noch immer völlig unzureichend. Auch wenn die grundsätzliche Funktionsweise in etwa aus der bisher knappen Beschreibung nachvollzogen werden kann, so fehlen noch die entscheidenden Details zur Beurteilung der Funktionsfähigkeit und Praktikabilität eines DZK-Produktes. Zur weiteren Spezifizierung dieser Details haben sich die FNBs bisher einmal mit den Kraftwerksbetreibern getroffen. Darüber hinaus haben die Kraftwerksbetreiber auch untereinander versucht, das Produkt „zu Ende zu denken". Das Ergebnis dieser Überlegungen ist gemäß aktuellem Diskussionsstand eindeutig: **Eine Praktikabilität eines kommerziellen Produktes, das den Netznutzern anstelle von festen frei zuordenbaren Kapazitäten angeboten werden soll, ist aus vielerlei Gründen nicht gegeben,** u.a. aus folgenden Gründen:

- unzureichende Vorankündigungsfristen für Unterbrechungen
- mangelnde (Intra-Day) Liquidität am alternativen VHP und damit
- nicht ausreichende Möglichkeiten zur untertägigen Strukturierung
- deutliches Beschaffungsrisiko, Transaktionskosten und entgangene Ertragsmöglichkeiten (u.a. Einschränkung Regelenergieangebot) auf Händlerseite
- unklares Prozedere zur zuverlässigen Buchung von Entry-/Exit-Kapazität an zugeordneten Entrys für den Bedarfsfall; Intra-Day Kapazitätsmarkt gar nicht existent
- hoher administrativer Aufwand zur Vorhaltung der notwendigen Infrastruktur auf Händler- und Logistikseite
- mangelnde Konformität mit Kapazitätsbündelung gem. europäischer Vorgaben

- sachgerechte Kostenallokation - wenn überhaupt möglich - schwer umsetzbar, etc.
- → Weder eine **langfristig gesicherte Versorgung** über alternative Entrys noch eine **adäquate Verteilung von Risiken und Kosten** wäre gegeben**.**

Aus den genannten Gründen ist das KWP de facto nicht sicherer als unterbrechbare Kapazität und schon daher nicht geeignet, die sichere Versorgung eines Gaskraftwerkes anstelle von festen FZK zu gewährleisten. Dies ist insbesondere für systemrelevante Kraftwerke sowie für Kraftwerke mit nachgelagerten Wärmekunden untragbar.

Schon aus den bisherigen Ausführungen folgt, dass aus unserer Sicht, **ein DZK-Ansatz zwar grundsätzlich eine sinnvolle Planungsprämisse für den langfristigen Netzausbau darstellen kann, als zu vermarktendes Kapazitätsprodukt anstelle fester FZK jedoch abzulehnen ist. Die Bereitstellung langfristig gesicherter, fester FZK muss der Regelfall des Marktzugangs bleiben**. Eine Absicherung der am Markt weiter buchbaren festen FZK muss in der Hand und vor allem in der Verantwortung der Fernleitungsnetzbetreiber bleiben. Die Absicherung der am Markt weiter buchbaren festen FZK kann z.B. erfolgen durch den Einsatz existierender/ggf. zu modifizierender marktbasierter (Engpass-)Methoden, z.B. durch (langfristige) Ausschreibungen von Lastflusszusagen durch die FNB (§ 9 GasNZV), mittels Zusatzmengen und Rückkaufsverfahren (§ 10 GasNZV) oder aber auch durch den Einsatz lokaler Regelenergie (§ 27 GasNZV) für diesen Zweck.

Die FNB verfügen über die meisten strömungsmechanischen Informationen des Netzes, folglich sollten Sie die Bewertung durchführen, in welcher Höhe - ggf. leicht modifizierte - marktbasierte (Engpass-)Methoden erforderlich sind. Des Weiteren können durch die zentrale gesamtheitliche Bewertung und Beschaffung Synergien durch Gleichzeitigkeitseffekte gehoben werden und zur Reduzierung der Kosten beitragen.

Wir sind daher der grundsätzlichen Auffassung, dass das **Angebot eines kommerziellen Kraftwerksproduktes als Ersatz für feste FZK (nicht nur mit Blick auf die Ansprüche nach §§ 38,39 GasNZV) nicht sachgerecht und nicht gesetzeskonform ist**. Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit iSv § 15a EnWG stellen originäre Aufgaben der Fernleitungsnetzbetreiber dar und sind als solche auch von diesen durchzuführen und finanziell zu tragen. Mit der Vermarktung eines DZK-Produktes anstelle fester FZK würde es jedoch im Ergebnis zu einer nicht akzeptablen und vor allem nicht gerechtfertigten **Verlagerung von Aufgaben, Kosten und Risiken von den FNB auf die Gaskraftwerksbetreiber** kommen. Die zusätzlichen Kosten für die Kraftwerksbetreiber würden eine Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke weiter deutlich verschlechtern.

Bei einem kommerziellen DZK-Produkt scheinen nach dem derzeitigen Ansatz im Ergebnis die Kraftwerksbetreiber die **zusätzlichen Kosten für einen vermiedenen Netzausbau** durch die FNBs zu tragen. Dies ist nicht zu akzeptieren, weil hierdurch jede Investitionsplanung der Kraftwerksbetreiber zunichte gemacht würde. Dies kann von der BNetzA nur dann mitgetragen werden, wenn man per se keine Speicher und Gaskraftwerke mehr am Markt teilhaben lassen möchte – was konträr zu den Vorgaben von Politik und Gesetzgebers wäre. Selbst wenn man einen Weg zur Erstattung der Kosten finden würde, die den

Kraftwerksbetreibern durch ein kommerzielles DZK-Produkt entstehen, wäre dies praktisch nur mit einem sehr hohen Aufwand umsetzbar. Das Problem einer Erstattung würde schon bei der schlichten Bezifferung der Zusatzkosten der Kraftwerksbetreiber beginnen. Die derzeit angesetzten Kosten gemäß Kosten-Nutzen-Analyse sind zwar eindeutig viel zu niedrig angesetzt, da entscheidende Kostenfaktoren fehlen. Allerdings würde sich auch bei einigen der weiter anzusetzenden Kosten das Problem einer adäquaten Bewertung ergeben (z.B. bei Mehraufwendungen des Händlers, Transaktionskosten, entgangenen Handelsoptionen etc.)

Wird ein DZK-Ansatz als Planungsprämisse im NEP verwandt, so kommt es bei Vergleich der im NEP berechneten Szenarien IIa und IIc zu einer Kostenersparnis von ca. 0,9 Mrd. Euro bis 2023. Auf diese ersparten Kosten müssten aus unserer Sicht die **Kosten der FNB zu Absicherung weiter am Markt buchbarer fester FZK wieder hinzugerechnet werden** (wären auch im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse noch zu kalkulieren). Es ist zu erwarten, dass sich noch immer ein immenses Einsparungspotential gegenüber einem Planungsszenario mit 100 % fester FZK ergibt.

Würden aber die Kraftwerksbetreiber tatsächlich mit den zusätzlichen Risiken und Kosten eines kommerziellen KWPs anstelle von festen FZK belastet, käme es insbesondere auch zu einer **Diskriminierung der Kraftwerksbetreiber gegenüber anderen Anschlusspetenten**, da diese gerade nicht das „Kraftwerksprodukt" buchen müssten. Das aber würde der Intention des Gesetzgebers widersprechen, nach der mit den §§ 38 und 39 GasNZV den Betreibern von Gaskraftwerken gerade besondere Rechte bei der Kapazitätsreservierung und beim Netzausbau eingeräumt werden sollten. Auch wäre hierin ein Widerspruch zu sehen zu der Forderung der Bundesregierung, Gaskraftwerke gerade verstärkt zu fördern und zur Unterstützung der Versorgungssicherheit auf der Stromseite einzusetzen.

*Zusatzfrage nach dem Workshop vom 14.05.2013 (s. auch u.): Bitte gehen Sie in der **Beantwortung der Frage 2.3.1** auf das Dilemma der Ankündigungsfristen ein.*

In der Diskussion zu den Minimalfristen zur Vorankündigung einer Unterbrechung zum virtuellen Handelspunkt (VHP) durch den FNB an den Kapazitätsbeschaffer eines Gaskraftwerks haben die FNB ausgeführt, dass eine Ankündigung früher als drei Stunden im Vorlauf derzeit nicht ohne Nebeneffekte dargestellt werden könne. Aus unserer Sicht schließt schon allein diese Tatsache eine Praktikabilität eines kommerziellen DZK-Produktes aus. Grund ist genau die Tatsache, die die BNetzA vorliegend in dem ergänzenden Fragenkatalog zum Workshop am 14. 05. 2013 beschreibt (s.u.). Das heißt kurz zusammengefasst: Der liquide (Beschaffungs-)Markt in Deutschland und den benachbarten europäischen Ländern als Voraussetzung für eine alternative Gasbeschaffung und der damit verbunden Exitbuchung und damit für ein DZK-Produkt funktioniert, wenn überhaupt, nur mit einem Tag Vorlauf und **gerade nicht Intra-Day**.

Auch teilen wir die Ansicht, dass aus gesamtwirtschaftlicher Betrachtung es darüber hinaus auch hier gilt, den Aspekt der Diskriminierungsvermeidung zu beachten. Sollten für KWP-Kunden und Kunden mit festen oder unterbrechbaren Kapazitäten an GÜPs oder MÜTs

unterschiedliche Fristen in der Ankündigung von Unterbrechungen zum VHP gelten, wäre dies als partikulare Verzerrung im Netzzugang zu werten.

Wir möchten hier darauf hinweisen und betonen, dass im Fall der Unterbrechung nicht nur ein Beschaffungs- und Liquiditätsproblem in Bezug auf das Gas besteht, sondern vielmehr und insbesondere auch ein **Problem in Bezug auf die im Unterbrechungsfall kurzfristig bedarfsgerecht zu buchende Kapazität**. Bei einer Vorankündigungsfrist von 3 Stunden müsste die Möglichkeit bestehen, bedarfsgerecht die benötigte Kapazität auf einem Intra-Day-Kapazitätsmarkt zu buchen. Diese Möglichkeit ist allerdings aktuell nicht gegeben.

2.3.2. Wie bewerten Sie die vorgeschlagenen zugeordneten Einspeisepunkte hinsichtlich des Zugangs zum angrenzenden VHP / zum Speicher / Produktion, der Liquidität des angrenzenden VHP / Handelsmarkts, der Kapazitätssituation auf der Exit-Seite des zugeordneten Punktes?

Ein kommerzielles DZK-Produkt lehnen wir ab. Wir sehen keine Möglichkeit mittels zugeordneter alternativer Einspeisepunkte ein kommerzielles DZK-Produkt langfristig gesichert als Ersatz für feste FZK anbieten zu können. Ein Ausschlussgrund ist alleine schon die mangelnde **Intra-Day-Liquidität** alternativer VHPs (s. Argument oben i.Z.m. den Vorankündigungsfristen). Eine gesicherte Intra-Day-Liquidität ist zur untertätigen Strukturierung unabdingbar. Damit sei auch noch einmal mit Blick auf die folgende Zusatzfrage betont, dass eine **Day-Ahead-Liquidität** hier gar nicht relevant ist.

Zusatzfrage nach dem Workshop vom 14.05.2013: Zu 2.3.2

*Bei der Frage der **Liquidität der zugeordneten Punkte** (bzw. der vorgelagerten Märkte/VHP) wird von den Marktteilnehmern attestiert, dass die Day-Ahead-Märkte z.B. bei NCG, Gaspool und TTF ausreichend Volumen in handelbaren Kontrakten böten. Mit solchen Abschätzungen lässt sich leicht feststellen, ob ein zugeordneter Einspeisepunkt für einen Netznutzer veritabel ist oder Risiken in der Beschaffung berücksichtigt werden müssen. Eine Frage jedoch wird mit dieser Feststellung nicht beantwortet: wie sieht die **Entwicklung der Liquidität in den nächsten Jahren** aus? Werden die genannten Punkte auch 2023 noch dieselben Mengen an Handelskontrakten bieten oder ausreichend Gasmengen auf andere Weise zu vertretbaren Preisen vorweisen? Sind Rückgänge in der Liquidität möglich? Bitte geben Sie hierzu Ihre Meinung und gegebenenfalls Vorschläge zur Prognostizierbarkeit zukünftiger Liquiditäten ab. Hinweis: laut Produktausgestaltung der FNB soll der KWP-Kunde jährlich einmal die Möglichkeit haben, den zugeordneten Einspeisepunkt unter Beachtung netztechnischer Vorgaben zu wechseln.*

Die Ausführung, dass der KWP-Kunde laut Produktgestaltung der FNB jährlich einmal die Möglichkeit haben soll, den zugeordneten Einspeisepunkt zu wechseln, ist zur Lösung des Problems wenig hilfreich. Ist keine / keine ausreichende Liquidität aufgrund falscher Prognosen verfügbar, hilft auch eine Wechselmöglichkeit nicht. Davon abgesehen, ist hier – wie oben bereits ausgeführt – nicht die Day-Ahead-Liquidität, sondern die Intra-Day-Liquidität entscheidend. Auch hierdurch wird erkennbar, dass die Bereitstellung von Leistung/Menge an einem alternativen Entry über die FNB erfolgen muss, denn nur auf diese Weise kann sichergestellt werden, dass der kostengünstigste Punkt genutzt wird. In Engpasssituationen könnte der FNB alle alternativen Punkte am Markt nachfragen.

2.3.3. Nennen Sie konkrete objektive Kriterien, anhand derer geeignete Zuordnungspunkte bestimmt werden könnten. Welche Zuordnungspunkte kommen für Sie in bestimmten Regionen am ehesten in Betracht? Halten Sie insbesondere die Zuordnungspunkte Greifswald und Lehringen für mögliche Zuordnungspunkte?

Konkrete objektive Kriterien, anhand derer geeignete Zuordnungspunkte bestimmt werden könnten, vermögen wir nicht zu benennten. Aus unseren bisherigen Antworten ergibt sich, dass wir eine Zuordnung von Entrys zur Abbildung eines zu vermarktenden DZK-Produktes anstelle fester FZK als nicht praktikabel und als nicht sachgerecht und gesetzeskonform ablehnen.

2.3.4. Nennen Sie sonstige Gründe, wieso Sie bestimmte Einspeisepunkte als für eine Zuordnung geeignet bzw. ungeeignet einstufen.

Eine Zuordnung von Einspeisepunkten, um den Kraftwerksbetreibern ein kommerzielles DZK-Produkt anstelle von festen FZK anzubieten, bei dem sie selbst im Falle der Unterbrechung versuchen sollen, Gas über alternative Entrys zu besorgen, lehnen wir strikt ab. Siehe dazu unsere Ausführungen unter 2.3.1.

Darüber hinaus wäre eine **Versorgungssicherheit** bei Zuordnung z. B. des Grenzübergangspunktes Oberkappel überhaupt nicht sichergestellt, da zum einen die erforderliche Intra-Day-Liquidität des entsprechenden Handelspunktes schon heute nicht gegeben ist und zum anderen eine (langfristige) Prognose der Liquidität des zugeordneten Handelsmarktes nicht zuverlässig möglich ist.

*2.3.5 Bewerten Sie die **Großhandelsmärkte** in Deutschland, Belgien, Dänemark, Frankreich, Italien, Niederlanden, Österreich, Polen und Tschechien hinsichtlich ihrer Eignung als Zuordnung im Engpassfall. Gehen Sie hier bitte insbesondere auf den Aspekt der Versorgungssicherheit ein.*

Siehe unsere Ausführungen unter 2.3.1, 2.3.2 und 2.3.4.

2.3.6. Bewerten Sie die Ergebnisse der zu dem Kraftwerksprodukt beigefügten Kosten-Nutzen-Analyse

(Siehe Anlage 9 im NEP-Entwurf). Halten Sie die zugrunde gelegten Daten und Annahmen für plausibel und sachgerecht? Wie bewerten Sie die ermittelten Kosten des KWP je „Unterbrechungswahrscheinlichkeit" im Vergleich zu den ermittelten eingesparten Netzausbaukosten?

In der vorliegenden Kosten-Nutzen-Analyse wurden die Kosten verglichen, **die den FNB entstehen**, wenn sie das Ferngasnetz physisch ausbauen, um neuen und systemrelevanten Kraftwerken langfristig gesicherte feste FZK anzubieten, mit den Kosten, **die den Kraftwerksbetreibern entstehen**, wenn sie das DZK-Produkt verwenden müssen. Die durchgeführte Analyse ist unter mehreren Gesichtspunkten nicht sachgerecht:

1. Die verglichenen Alternativen sind nicht sachgerecht:

   Aus unseren Ausführungen unter 2.3.1 folgt, dass die Kosten, **die den FNB entstehen** bei einem physischen Netzausbau, verglichen werden müssten mit den Kosten, **die den FNB entstehen**, wenn die Absicherung der am Markt weiter buchbaren FZK durch den Einsatz existierender/ggf. zu modifizierender marktbasierter (Engpass-)Methoden durch die FNB erfolgt. Auf die ersparten Netzausbaukosten der FNB (ca. 0,9 Mrd €) müssten aus unserer Sicht die **Kosten der FNB zu Absicherung weiter am Markt buchbarer fester FZK wieder hinzugerechnet werden** (wären im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse noch zu kalkulieren). Es ist zu erwarten, dass sich noch immer ein deutliches Einsparungspotential gegenüber einem Planungsszenario mit 100 % fester FZK ergibt.

2. Bei der Analyse des betrachteten DZK-Produktes liegt der Fokus derzeit einseitig auf dem Preisrisiko:

   - Ausblendung weiterer Beschaffungsrisiken (z. B. Organisation langfristiger Beschaffung bei kurzfristiger Unterbrechung des Zugangs zum VHP bzw. anderer alternativer Entries)
   - Bewertung entgangener Ertragsmöglichkeiten (z. B. Einschränkung des Regelenergieangebots)
   - Keine Berücksichtigung von Transaktionskosten
   - Keine Berücksichtigung von Liquiditätsrisiken

3. Bei der Analyse des betrachteten DZK-Produktes ist die Prognosegüte unzureichend:

   - Rückwärts gewandte Betrachtung aufgrund der Neuordnung des Kapazitätsmarktes nicht zielführend
   - Zukünftiges Unterbrechungsverhalten ist anhand des Zielmodells abzuschätzen; unrealistische Simulation der Unterbrechungen

4. Unvollständige Sensitivität

Wir möchten hier anmerken, dass auch **im Fall eines kommerziellen DZK-Produktes – das wir allerdings wie unter 2.3.1 ausgeführt, klar ablehnen - müsste eindeutig geregelt werden, dass die zusätzlichen Kosten des betrachteten DZK-Produktes nicht von den Kraftwerksbetreibern getragen werden** – und dies unabhängig davon ob das Kraftwerk, das dieses Produkt verwenden müsste, ein systemrelevantes Kraftwerk oder ein Neubaukraftwerk wäre. Es wäre unter keinerlei Aspekten sachgerecht, dass die FNB die Kosten für einen anderweitig erforderlichen Netzausbau in Höhe von ca. 0,9 Mrd. Euro bis 2023 einsparen, aber Kraftwerksbetreiber für genau diesen vermiedenen Netzausbau bezahlen sollen. Vielmehr müssten die zusätzlichen Kosten, die den Kraftwerksbetreibern durch den Einsatz des DZK-Produktes entstehen, den vermiedenen Kosten der FNB für den Netzausbau wieder hinzugerechnet werden (d.h. ca. 0,9 Mrd. vermiedene Kosten + Kosten durch Einsatz des DZK-Produktes) und entsprechend auf die Netzentgelte umgelegt werden. Soweit es sich um zusätzliche Kosten für ein DZK-Produkt in Bezug auf systemrelevante Kraftwerke handeln würde, wäre eine Umlage über die Stromnetzentgelte sachgerecht. Diverse Diskussionen im Kraftwerksbetreiber-Kreis sowie im Rahmen des ersten Workshops mit den FNB zum DZK-Produkt haben allerdings gezeigt, dass die praktische Umsetzbarkeit einer angemessenen

Kostenallokation wenn überhaupt, nur mit einem enormen administrativen Aufwand möglich wäre. Unter anderem schon deshalb lehnen wir wie oben ausgeführt, ein kommerzielles DZK-Produkt ab.

Zusatzfrage nach dem Workshop vom 14.05.2013: Zu 2.3.6

In der Kosten-Nutzen-Analyse von PWC wurden die Kosten für einen KWP-Kunden bei unterschiedlichen ***Unterbrechungswahrscheinlichkeiten*** *kalkuliert. In der Diskussion der möglichen Kosten wurde dabei die Datengrundlage der Analyse hinterfragt. Ist die Annahme einer zufällig ermittelten Unterbrechungswahrscheinlichkeit aus Ihrer Sicht eine geeignete Komponente, oder sollten bereits vorab unwahrscheinliche Unterbrechungskonstellationen (z.B. Niedrigpreisphasen bei geringer Nachfrage und ebenso geringer Engpasswahrscheinlichkeit) aus der Kostenabschätzung aussortiert werden, um mögliche Kostenrisiken für KWP-Kunden treffender einzugrenzen? Wird eher eine Korrelation der Unterbrechungswahrscheinlichkeit mit der Zeit von hoher Stromnachfrage gesehen („dunkle, kalte Windflauten")?*

Entsprechend unserer obigen Ausführungen lehnen wir zu vermarktendes DZK-Produkt ab, während ein DZK-Ansatz als Planungsprämisse sinnvoll sein kann. Im Rahmen eines DZK-Planungsansatzes ist die Unterbrechungswahrscheinlichkeit die Wahrscheinlichkeit, dass der Netzbetreiber auf (ggf. modifizierte) marktbasierte Engpassmethoden zurückgreifen muss. Je höher diese Unterbrechungswahrscheinlichkeit wird, desto wirtschaftlicher wird tendenziell ein Netzausbau.

Dementsprechend ist der Ansatz einer willkürlichen Unterbrechungswahrscheinlichkeit nicht sachgerecht. Es müssen unbedingt realistische Szenarien für die Bestimmung der Unterbrechungswahrscheinlichkeit unterstellt werden.

Insbesondere ist auch zu berücksichtigen, dass durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien die Volatilität mit Bezug auf den Einsatz der Gaskraftwerke zur Stromerzeugung steigen wird. Dadurch kann es zu immer mehr Zeitpunkten zu einer Engpasssituation im Gasnetz kommen. Dementsprechend wird die Unterbrechungswahrscheinlichkeit steigen.

2.3.7. Wie bewerten Sie die preisliche Einordnung des Produktes KWP und die Höhe der Wahrscheinlichkeit, dass die Zuordnung zu einem alternativen Punkt notwendig wird?

Die Wahrscheinlichkeit, dass eine Zuordnung zu einem alternativen Punkt notwendig wird, halten wir für eine höchst unsichere Variable, da dies nicht prognostizierbar ist und nicht einfach von der Vergangenheit in die Zukunft fortgeschrieben werden kann.

Im Übrigen siehe unsere Ausführungen unter 2.3.1 und 2.3.2.

Zusatzfrage nach dem Workshop vom 14.05.2013: ***Neue Fragen:***

2.3.8

Wie sehen Sie die Möglichkeit der FNB, die Geschäftsbedingungen in der Ausgestaltung der Kapazitätsprodukte (KWP und TaK) analog zur bisherigen Praxis der Kapazitätsvermarktung individuell festzusetzen? Ist die Methodik aus Sicht des einzelnen Netznutzers hinnehmbar?

Die dargestellt Methodik ist aus Sicht des einzelnen Netznutzers nicht hinnehmbar. Wie unter 2.3.1 ausgeführt, lehnen wir die Einführung eines kommerziellen DZK-Produktes aus den dort genannten Gründen ab.

2.3.9

Laut NEP Gas 2013 Kap. 2.3.2 sollte das KWP lediglich die Ausspeisekapazität zum betroffenen Gaskraftwerk beinhalten – mit der Option für den Netznutzer, zusätzlich Zuordnungspunkte zur Sicherung einer festen Versorgung einzubuchen. In der Dialogveranstaltung wurde von den FNB vorgetragen, dass die Einspeisekapazität beim jeweils zugeordneten Punkt Bestandteil des KWP werden solle, sodass der KWP-Kunde lediglich die Ausspeisekapazität im vorgelagerten Netz kontrahieren müsste.

a) *Gibt es Diskriminierungspotenzial dergestalt, dass andere Transportkunden an den jeweiligen den KWP-Kunden zugeordneten Einspeisepunkten weniger Kapazitäten buchen können, wenn für das KWP Kapazitäten „reserviert" sind? Wie ist hierbei eine mögliche* ***Sekundärvermarktung*** *des KWP zu sehen?*

Eine Sekundärvermarktung ist nur dann möglich, wenn die Intra-Day Liquidität an dem Handelspunkt so groß ist, dass die Belieferung über den alternativen Entry vollumfänglich über den Hub des angrenzenden Marktes abgewickelt werden könnte. In den anderen Fällen wäre davon auszugehen, dass der Händler die erforderliche Leistung/Menge am alternativen Punkt vorhält und somit eine Sekundärvermarktung nicht grundsätzlich möglich wäre.

b) *Was bedeutet die vorgesehene* ***Bündelung an Grenzübergangspunkten*** *in diesem Zusammenhang für das KWP?*

Das KWP wäre nicht konform mit den europäischen Bündelungsvorgaben.

c) *Wie bewerten Sie den Vorschlag einiger Marktteilnehmer, dass vor dem Hintergrund der „Einspeisekapazitätsaufwertung" der FNB alternativ direkt die vollständige Organisation „hinter dem KWP" übernehmen kann und den betroffenen Marktteilnehmern umso eher vollständige FZK anbieten soll? Kosteneinsparungen sind laut Marktteilnehmern nach wie vor durch vermiedenen Netzausbau gegeben, der FNB trage nur das Risiko der Engpassbewirtschaftung, wobei er selbst durchaus auch als Händler an VHPs in anderen Märkten auftreten könne, um die Kapazitäts- und Gasmengennachfragen befriedigen zu können. Wie sehen Sie diese potentielle Händlerrolle des FNB? Ist sie gesamtwirtschaftlich sinnvoller?*

Als entsprechende Marktteilnehmer haben wir diesen Vorschlag selbst mit entwickelt und im Workshop der BNetzA mit unterbreitet. Entsprechend unserer Ausführungen unter 2.3.1 bewerten wir diesen Vorschlag als zielführend, praktikabel und sachgerecht.

d) *Geben Sie zudem Ihre Stellungnahme zum Thema „****Risikoallokation****" bei der Frage der Engpassbewirtschaftung im Rahmen des KWP ab. Ist der FNB eher als ein einzelner Netznutzer befähigt, Marktrisiken zu prognostizieren und Engpässe zu beseitigen?*

Ja. Zur weiteren Begründung siehe unsere Ausführungen unter 2.3.1.

2.3.10

*Sind **Minimalbuchungszeiten beim KWP** (z.B. länger als 1 Jahr) aus Sicht aller Marktteilnehmer und vor dem Hintergrund eines effizienten Netzausbaus sinnvoll?*

Ein kommerzielles KWP-Produkt als Ersatz für feste FZK lehnen wir insgesamt ab. Siehe dazu unsere Ausführungen unter 2.3.1.

2.3.11

*KWP im Vergleich zur „klassischen" DZK: wie bewerten Sie die Aussage der FNB, dass beim KWP eine andere **Qualität im Zugang zum VHP** bestünde? Konkret: sehen Sie einen Unterschied in der Unterbrechbarkeit zum VHP? Erahnen Sie hier Diskriminierungspotenzial?*

Wir sehen keine gesicherte andere Qualität beim KWP als beim „klassischen" DZK. Siehe dazu unsere Ausführungen unter 2.3.1.

2.3.12

*Spielen (neue) **Gaskraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung** zur Versorgung schützenswerter Kunden nach § 53a EnWG mit Fernwärme (z.B. Haushalte) eine besondere Rolle in der Frage nach einer angemessenen Kapazitätsbereitstellung durch den FNB? Ist hier lediglich auf die Schützenswertigkeit zu achten, oder ist die Wettbewerbsebene im Fernwärmemarkt ebenso ein Kriterium?*

Ja, (neue) Gaskraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung spielen zur Versorgung schützenswerter Kunden nach § 53a EnWG mit Fernwärme (z.B. Haushalte, aber auch Industriekunden) eine besondere Rolle in der Frage nach einer angemessenen Kapazitätsbereitstellung durch den FNB. Neben der Schützenswertigkeit ist ebenso die Wettbewerbsebene im Fernwärmemarkt ein Kriterium.

2.3.13

*Sehen Sie ggf. Probleme bei der **Bilanzierung** von Gasmengen im Zusammenhang mit dem KWP-Design, insbesondere wenn die Einspeisepunkte Bestandteil des Produkts sind und Gasmengen in Engpasszeiten ebenda nominiert werden? Ist die Lösung über ein Subbilanzkonto „sauber" und einfach darzustellen?*

Die Lösung über ein Subbilanzkonto wäre weder „sauber" noch einfach darzustellen. Die Probleme bei der Bilanzierung sind ein Grund von vielen, wieso wir ein kommerzielles DZK-Produkt ablehnen. Siehe dazu unsere Ausführungen unter 2.3.1.

2.4. Temperaturabhängige feste frei zuordenbare Kapazität (TAK)

Zum Thema TaK möchten wir an dieser Stelle unsere allgemeine Position als zusammenhängenden Text vorab darstellen, um in unseren Antworten zu den Detailfragen dann größtenteils hierauf referenzieren zu können. Die Darstellung berücksichtigt in besonderer Weise die Sichtweise der E.ON Gas Storage GmbH (EGS) als Speicherbetreiber:

Standpunkt und Forderungen bezüglich TaK als Ausbauprämisse vs. Kapazitätsprodukt

a) Bewertung einer temperaturabhängigen Ausbauprämisse

Als Ausbauprämisse im Rahmen der Systemplanung der FNBs sind temperaturabhängige Parameter aus Sicht der EGS akzeptabel. Im Rahmen der Systemplanung ist die zu Grunde gelegte Planungstemperatur eine wesentliche Prämisse – zusammen mit weiteren Prämissen wie Rohrrauhigkeit, Durchmesser der Leitungen und Druckrahmenparameter, die allerdings für das Gesamtsystem festgelegt wurden und im Rahmen des NEP Gas 2013 nicht weiter diskutiert werden (die aber gleichwohl von Interesse für die betroffenen Marktteilnehmer wären).

Die genaue Ausgestaltung der Planungsprämissen für die Anbindung von neuen Speichern bzw. Speicherausbauten ist aus Sicht der EGS in der Projektgruppe „TaK" des BdEW von SSOs und FNBs zu präzisieren.

➔ Forderung zu temperaturabhängigen Ausbauprämissen:

- Kapazität für neue Speicher bzw. Speichererweiterungen mit §39 GasNZV Kapazitätsausbauanspruch:
  - 100% feste Entry-Kapazität bei minimaler Planungstemperatur (Ausspeicherung)
  - 100% feste Exit-Kapazität bei maximaler Planungstemperatur (Einspeicherung)
- Aus Wettbewerbsgründen sind zudem einheitliche Planungsprämissen vonnöten, die nicht allein aufgrund von Marktgebieten (NCG vs. Gaspool) unterschiedlich sind.

Wir schlagen als Prämisse eine minimale Temperatur von ./. 14°C für 100% feste Entry-Kapazität vor. Diese Grenze müsste ausreichend sein, um im gesamten deutschen Raum die regional ggf. unterschiedlichen Vorschriften für die Auslegung von Heizungen einzuhalten, an denen sich die vorgelagerten Gasnetze orientieren müssen. Ggf. wären auch regional unterschiedliche Mindest-Planungstemperaturen je nach statistischem Auftreten möglich.

Für die Speicherbefüllung schlagen wir eine Temperaturgrenze von +16°C für 100% feste Exit-Kapazität vor.

Über den letztendlich anzusetzenden Wert wäre eine Einigung im Rahmen der Projektgruppe „TaK" des BdEW herbeizuführen.

Festzuhalten ist, dass sich im Endergebnis für die von §39 GasNZV betroffenen Speicher keine vollständig feste Kapazität einstellen wird, da unseres Wissens nach bisher nur für Ausbaustufen von bereits bestehenden Speichern ein Anspruch auf Kapazitätsausbau geltend gemacht wurde und werden konnte.

➔ Bei Bestandsspeichern legen wir Wert auf den Bestandsschutz bezüglich Kapazitäten im Fernleitungsnetz.
Eine Umwandlung bisheriger fester transportseitiger Kapazitäten für Speicher in TaK ist nicht hinnehmbar. Soweit Lastflusszusagen bereits entfallen sind oder in absehbarer Zeit entfallen, ist es Aufgabe des Netzbetreibers, eine adäquate Lösung entweder durch die Einholung neuer Lastflusszusagen oder andere Maßnahmen herbeizuführen.

➔ Im Rahmen der Projektgruppe TaK des BdEW haben die FNBs im Juni 2013 ein Vorschlag dahingehend gemacht, zusätzlich zu TaK als Planungsprämisse eine bedingte Zuordenbarkeit von Kapazitäten für Speicher als Prämisse für den Netzausbau anzusetzen. Hieraus würde sich nach unserem bisherigen Verständnis systemplanerisch eine 100-prozentige Verfestigung der im Rahmen von §39 GasNZV angefragten Kapazitäten für Speicher ergeben.
Wir möchten an dieser Stelle betonen, dass wir auch diesen Ansatz auf der Netzplanungs-seite mit tragen würden und Interesse an einer weiteren gemeinsamen Ausgestaltung mit den FNBs im Rahmen der PG TaK haben. Wir sehen beschränkt zuordenbare Kapazität z.B. als DZK jedoch nicht als sinnvolles Produkt für die transportseitige Anbindung von Speichern im Fernleitungsnetz an.

b) Bewertung von TAK als Kapazitätsprodukt

Das von den FNBs vorgestellte Kapazitätsprodukt TAK lehnen wir vom Grundsatz her ab. Gründe hierfür sind die auch in dem von verschiedenen SSOs – darunter EGS – in Auftrag gegebenen Gutachten von Frontier Economics zu diesem Thema aufgeführten Punkte, die nachfolgend z.T. wörtlich wiedergegeben und interpretiert werden (s. Executive Summary des Gutachtens, S. 1 ff):

TAK ist faktisch ein unterbrechbares Produkt

Auf Basis der zu Grunde gelegten Temperaturkurven ist die Kapazität zum einen nur an wenigen Tagen im Jahr fest. Bei dem von den FNBs vorgestellten Modell mit 50% TAK im NCG-Marktgebiet und der verbleibenden Kapazität als unterbrechbares Produkt können z.B. Speichernutzer im NCG-Marktgebiet in Süddeutschland nur davon ausgehen, dass

- 6,5 % der Entry-Kapazität (notwendig für Ausspeicherung aus Speichern) im Jahresdurchschnitt fest zur Verfügung steht; und
- 18% der Exit-Kapazität (notwendig für Einspeicherung in Speicher) fest zur Verfügung steht.

Hieraus lassen sich **die <u>Kosten aus der tatsächlichen Unterbrechung</u>** ableiten, die im Rahmen des Frontier Gutachtens **für die NUTZER der sieben von TAK betroffenen Speicher** bewertet wurden – **optimistisch wird bei einer Unterbrechungswahrscheinlichkeit von 5 % bzw. 10% von einem erwarteten Schaden von 10 Mio. bzw. 20 Mio. € p.a. ausgegangen. Im ungünstigsten betrachteten Fall kann der Schaden jedoch auf über 110 Mio. € p.a. steigen.**

- Darüber hinaus liegt es in der Natur der Sache, dass unklar ist, wann genau eine Unterbrechung eintritt. D.h. es entsteht zusätzlich ein **<u>Schaden für die Speichernutzer aus dem alleinigen Risiko der Unterbrechung</u>,** der auf durchschnittlich zusätzlich **ca. 7 Mio. bzw. 12 Mio. € p.a. im Falle von 5 % bzw. 10 % Unterbrechungswahrscheinlichkeit** geschätzt wird (für alle betroffenen Speicher). **Bei höheren Unterbrechungswahrscheinlichkeiten** kann dieser zusätzliche Nachteil gem. Gutachten jedoch auf **über 50 Mio. € p.a**. steigen.
- Wir möchten an dieser Stelle darauf hinweisen, dass **<u>in den obigen Ausführungen die Schäden für Speicherbetreiber und Volkswirtschaft insgesamt nicht enthalten</u>** sind. Hier handelt es sich für die SSOs um die Gefahr, dass die neuen Speicher bzw.

Speichererweiterungen durch die mangelnde Transportanbindung im Fernleitungsnetz im Extremfall nicht vermarktbar sind (Worst Case = Stranded Investment).
Volkswirtschaftlich ist aus unserer Sicht die höhere Anfälligkeit des Systems für versorgungswirtschaftliche Engpässe als weiterer qualitativ wichtiger Punkt zu sehen (bei fehlendem Anreiz für Netzausbau durch TAK-Produkt).

TaK ist kein energiewirtschaftlich effizientes Instrument der Kapazitätsbewirtschaftung, und andere nach GasNZV vorgesehene Instrumente sind effizienter:

- Keine Informationstransparenz
  TAK lässt den Speichernutzern keine Wahlmöglichkeit bezüglich hochwertigerer Kapazitätsprodukte. Die Zahlungsbereitschaft der Speichernutzer hierfür bleibt erborgen. Nutzungseinschränkungen erfolgen nur nach Netzsteuerung der FNBs, so dass der Schaden beim individuellen Nutzer aus diesen Unterbrechungen ebenfalls verborgen bleibt.
- Fehlende Anreizwirkung
  TAK gibt den FNBs keine Anreize für einen volkswirtschaftlich effizienten Netzausbau, da bei Anwendung von TAK die relevanten Marktsignale für die FNBs fehlen (s. auch Frontier-Studie für Details hierzu).

TaK wird auch von anderen Marktteilnehmern abgelehnt:

Außer den bereits aufgeführten Gründen ist darüber hinaus festzustellen, dass EGS von Seiten der Gashändler erfahren hat, dass TAK als „nicht-standard"-Kapazitätsprodukt auch von anderen Marktteilnehmern weder für notwendig noch für wünschenswert erachtet wird.

Diese Information stammt sowohl aus dem Gespräch mit Kunden der EGS als auch aus der Diskussion mit Händler-Vertretern im Rahmen des von der Bundesnetzagentur für Kraftwerks- und Speicherbetreiber am 14. Mai 2013 veranstalteten Workshops.

c) Alternative Kapazitätsprodukte für Speicher

Wir präferieren – wie auch im Frontier-Gutachten dargestellt (s. S. 3 des Gutachtens) – an Stelle von TAK den Einsatz marktbasierter Instrumente, welche bereits in der GasNZV verankert sind und welche

- es ermöglichen, FFZK auch ohne vollständigen Netzausbau (wie in Szenario IId dargestellt) zur Verfügung zu stellen;
- relevante Marktinformationen der Marktakteure offenlegen und Anreize zur Herstellung des volkswirtschaftlich effizienten Netzausbauniveaus schaffen; und
- auch zu einer höheren Effizienz im laufenden Netzbetrieb führen.

Diese vorhandenen – und anders als TaK auch in der einschlägigen Verordnung (GasNZV) vorgesehenen – Instrumente umfassen

- Lastflusszusagen (§9 GasNZV)
- Lokale Regelenergie (§§27 ff. GasNZV)
- Kapazitätsrückkauf („Überbuchungsmodell" gem. §10 GasNZV) und

- das gleichzeitige Angebot von festen und unterbrechbaren Kapazitäten durch die FNBs.

Ein Einsatz dieser Instrumente kann aus unserer Sicht sowohl einzeln als auch – bevorzugt – in Kombination erfolgen und dient der Absicherung von FZK an Speichern. Diese Absicherung ist zur Verfestigung transportseitiger Kapazitäten vonnöten in den (überwiegenden) Zeiten, in denen die Auslegungstemperatur des Systems nicht erreicht wird.

Da die FNBs beim Einsatz der oben genannten Instrumente bestimmte kommerzielle Risiken übernehmen würden, ist aus unserer Sicht zu gewährleisten, dass diesen Risiken auch Erlösmöglichkeiten gegenüberstehen. Um dies zu gewährleisten und somit den FNBs überhaupt die Nutzung der Instrumente in der Praxis zu ermöglichen, wäre ggf. der regulatorische Rahmen weiterzuentwickeln.

Ziel hierbei sollte unseres Erachtens sein, dass die Kosten des Einsatzes marktbasierter Maßnahmen bei den FNBs als ausbaumindernde Kosten berücksichtigt werden.

Als **kommerzielles Kapazitätsprodukt** kann aus unserer Sicht unter Berücksichtigung der Stützungswirkung der o.g. Instrumente ganzjährig bis zu 100% FFZK vermarktet werden

- für die bisherigen Bestandsspeicher (im bestehenden Umfang inklusive Lastflusszusagen-basierter, fester Kapazitäten)
- sowie für die Speicher mit einem Anspruch auf ein Kapazitätsausbauverfahren gem. §39 GasNZV.

Sollten sich bei einzelnen Speichern nachhaltige Engpass-Situationen herausstellen (d.h. permanenter Einsatz marktbasierter Instrumente zur Stützung vonnöten), wäre FNB-seitig im Rahmen des NEP-Prozesses zu prüfen, ob ein über den dargestellten Rahmen hinausgehender physischer Ausbaubedarf zweckmäßig bzw. effizient ist.

➔ Aus unserer Sicht sollte auf dieser Basis das **Modell bezüglich Ausbauprämissen im Netz und Marktbasierte Maßnahmen für Speicher in der Projektgruppe „TaK" des BdEW** detailliert ausgearbeitet werden.

2.4.1. Ist das Produkt TAK Ihrer Meinung nach ausreichend transparent und nachvollziehbar erläutert? Sind Funktionsweise und praktische Anwendbarkeit des Produktes ausreichend dargestellt? Welche zusätzlichen Informationen benötigen Sie zu dem TAK Produkt zusätzlich noch.

Wie bereits in unseren vorangestellten, allgemeinen Ausführungen zum Produkt TaK (unter 2.4.) näher dargestellt, eignet sich dieses aus unserer Sicht nicht als kommerzielles Produkt zur Kapazitätsvermarktung. Wegen dieser grundsätzlichen Ablehnung des Produktes ist eine transparente und nachvollziehbare Erläuterung dieses Produktes auch nicht vonnöten.

2.4.2. Berechnungen der Bundesnetzagentur auf Grundlage der tatsächlichen Tagesmitteltemperaturen der Jahre 2011 und 2012 in den beiden Marktgebieten NCG und Gaspool haben gezeigt, dass eine Tagesmitteltemperatur < -10°C und > 20°C nur an wenigen Tagen im Jahr erreicht wurde. Sind die Temperaturgrenzen von 10 bzw. 5°C, 0°C und -10 °C für Einspeisekapazitäten und 5°C, 15°C und 20°C für

Ausspeisekapazitäten Ihrer Ansicht nach sinnvoll gewählt? Bitte begründen Sie ihre Antwort und machen sie gegebenenfalls Alternativvorschläge.

Auch das im Rahmen des von mehreren SSOs – darunter EGS – in Auftrag gegebene Gutachten von Frontier Economics zum TAK-Produkt kommt zu dem Ergebnis, dass dieses Produkt mit der von den FNBs vorgeschlagenen, zu Grunde liegenden Temperaturkurve im Wesentlichen als unterbrechbares Produkt zu charakterisieren ist (s. Ergebnisdarstellung auf S. 1 des Gutachtens):

Bei dem von den FNBs vorgestellten Modell mit 50% TAK im NCG-Marktgebiet und der verbleibenden Kapazität als unterbrechbares Produkt können z.B. Speichernutzer im NCG-Marktgebiet in Süddeutschland nur davon ausgehen, dass

- 6,5 % der Entry-Kapazität (notwendig für Ausspeicherung aus Speichern) im Jahresdurchschnitt fest zur Verfügung steht; und
- 18% der Exit-Kapazität (notwendig für Einspeicherung in Speicher) fest zur Verfügung steht.

Gemäß Analyse der E.ON Gas Storage GmbH wären bei Annahme der Entry-seitigen, dem FNB-Vorschlag zu Grunde liegenden Temperaturkurven z.B. im Winter 2013 eine Ausspeicherung auf Basis des Produktes TAK jedenfalls nicht besser gestellt gewesen als auf Basis eines „normalen" UFZK-Produkt. Dies liegt daran, dass gerade im Zeitraum des verlängerten Winters im März 2013 die für eine Verfestigung des TaK-Produktes benötigten Tages-Durchschnittstemperaturen so gut wie nie erreicht worden wären. Auch wäre eine gesicherte Einspeicherung (fester Exit) in den Monaten April und Mai 2013 auf Basis der von den FNBs für TaK vorgeschlagenen Temperaturkurven nicht möglich gewesen.

Wie wir bereits in unserer vorangestellten, allgemeinen Kommentierung zu TAK (unter Punkt 2.4.) ausgeführt haben, ist TAK für uns als Produkt nicht akzeptabel – womit sich ein Alternativvorschlag für eine Temperaturkurve aus unserer Sicht erübrigt.

TAK als Planungsprämisse für den physischen Netzausbau akzeptieren wir hingegen. In der Systemplanung der FNBs wird (bei ansonsten feststehenden Planungsprämissen) die Zuordnung einer Temperatur zu einer Durchflusskapazität benötigt. Details zu unseren diesbezüglichen Vorschlägen sind ebenfalls in unserer Kommentierung unter 2.4. zu finden.

2.4.3. Bewerten Sie die dem Speicherprodukt beigefügte Kosten-Nutzen- Analyse. Halten Sie die zugrunde gelegten Daten und Annahmen für plausibel und sachgerecht? Wie bewerten Sie den entgangenen Nutzen des TAK-Produktes je „Unterbrechungswahrscheinlichkeit" im Vergleich zu den ermittelten eingesparten Netzausbaukosten?

Das PWC-Gutachten bewertet

- die Kosten für Speichernutzer
- welche in Folge tatsächlicher Unterbrechungen von Transportkapazität am Speicher
- durch entgangene Handelsmargen
- beim Einsatz des vorgeschlagenen Produktes TAK

entstehen.

Hierbei werden die Wahrscheinlichkeiten für zukünftige, tatsächliche Unterbrechungen mit 1, 3 und 5% aus unserer Sicht zu niedrig angesetzt. Diese Daten fußen auf einer vergangenheitsorientierten Analyse der formal gemeldeten Unterbrechungen. Hierbei sind jedoch weder zukünftige Entwicklungen – durch den Anschluss zusätzlicher Speicherkapazitäten – noch solche Vorfälle berücksichtigt, die wirtschaftlich als Unterbrechungen zu werten wären (Renominierungen bzw. unterlassene Nominierungen wie auch in unserer Antwort zu Frage 6.1. der Konsultation aufgeführt). Auch wenn eine Quantifizierung dieser Vorgänge nicht exakt möglich ist, wäre die Betrachtung einer größeren Unterbrechungsbandbreite aus unserer Sicht gerechtfertigt.

D.h. die Kosten tatsächlicher Unterbrechungen (=Zeiten der unvorhersehbaren Nichtnutzbarkeit transportseitiger Kapazität) für die Speichernutzer werden in der Kosten-Nutzen Analyse aus unserer Sicht zu gering angesetzt. Darüber hinaus werden folgende weitere Kosten bzw. Schäden für die übrigen Marktteilnehmer weder quantitativ noch qualitativ erwähnt:
- Schäden durch das alleinige Risiko einer Unterbrechung für Speichernutzer
- Vermögensschäden der Speicherbetreiber
- weitere volkswirtschaftliche Schäden

Wir können daher den sehr niedrigen Ansätzen der Kosten-Nutzen-Analyse hinsichtlich der Kosten bzw. Schäden, die den übrigen Marktteilnehmern durch TaK entstehen, nicht folgen. Die auf der anderen Seite bei den FNBs entstehenden Kosten eines Netzausbaus erscheinen annuisiert relativ hoch zu liegen, wobei wir jedoch nicht in der Lage sind, die Ansätze hier im Detail zu prüfen. Daher können wir diese Angaben nur als eine von den FNBs zu ermittelnde Größe zur Kenntnis nehmen.

Für unsere detaillierte Bewertung der Methodik der Kosten-Nutzen-Analyse zum Speicherprodukt TAK verweisen wir an dieser Stelle auf unsere Antwort zu Frage 10.1.

2.4.4. Wie bewerten Sie die preisliche Einordnung des Produktes TAK und die Wahrscheinlichkeit der tatsächlichen Unterbrechung?

Gemäß dem von den FNBs vorgelegten Entwurf des NEP Gas 2013 (dort S. 28, Abschnitt „Bepreisung") soll der Preis des TAK-Produktes zwischen dem von FZK und dem von unterbrechbaren Kapazitäten liegen.

Abgesehen von der systematischen Kritik am Produkt TaK, welche wir bereits vorgebracht haben, wäre ein solches Produkt gemäß der im Rahmen des Frontier-Gutachtens angestellten Auswertungen als unterbrechbares Produkt einzustufen.
Insofern würden wir das Produkt bei der Bepreisung auch analog zur Bepreisung eines vollständig unterbrechbaren Produktes sehen.

2.4.5. Halten Sie zusätzlich zu der jetzigen Ausgestaltung des TAK-Produktes eine Zuordnungsauflage für sinnvoll, die das Ziel verfolgt, dass zu jederzeit eine feste Versorgung möglich ist? Wie könnte dies in der Praxis aussehen?

Eine darüber hinausgehende Zuordnungsauflage halten wir für wenig sinnvoll. Eine zusätzliche Restriktion für ein bereits sehr eingeschränkt nutzbares Produkt führt in diesem Fall zu keiner Verbesserung. Ein Beispiel hierfür ist die Situation im vergangenen Winter 2013 (insbesondere im März). Hier hätte das von den FNBs vorgeschlagene TAK-Ausgestaltung nicht dazu geführt, dass die an Speichern anstehenden Ausspeichermengen gesichert hätten im Netz transportiert werden können – einfach deswegen, weil die Temperatursituation gar nicht zu einer Verfestigung der Kapazitäten geführt hätte. Eine darüber hinausgehende Zuordnungsauflage wäre somit vollständig ins Leere gelaufen.

Zusatzfragen nach dem Workshop vom 14.05.2013:

Zusatzfrage 2.4.0

Halten Sie die Wahl der Produktprämissen für das Produkt TaK für Gasspeicher für sinnvoll oder müssen diese, damit sie für die Netzmodellierung tauglich sind, modifiziert werden? Wenn ja, wie ?

Um eine Abgrenzung der netzplanungsrelevanten Prämissen in der Modellierung und der ggf. späteren Ausgestaltung der Produktspezifikationen für den Markt im Trennungsmodell vorzunehmen, ist es erforderlich, folgende weitere Fragen zu diskutieren. Diese Diskussion bedeutet ausdrücklich nicht, dass Ausgestaltungsaspekte der Produkte, die sich nicht auf die Dimensionierung des Netzausbaus auswirken, in irgendeiner Weise festgelegt werden. Die zu gegebener Zeit dann tatsächlich angebotenen Kapazitätsprodukte – z.B. unter Nutzung von Marktmaßnahmen der FNB – werden im NEP grundsätzlich nicht festgelegt.

Wir möchten betonen, dass wir es für unerlässlich halten, dass bereits im NEP ein Hinweis aufgenommen wird, dass der DZK- und der TaK-Ansatz lediglich Planungsprämissen für den langfristigen Netzausbau sind, am Markt aber weiter feste frei zuordenbare Kapazitäten für alle Speicher und Kraftwerksbetreiber angeboten werden müssen.

Wie auch in unserer vorangestellten, allgemeinen Stellungnahme zu TaK unter 2.4. dargelegt, halten wir das Produkt TaK grundsätzlich für nicht akzeptabel sondern befürworten alternative Kapazitätsprodukte. Als Befürworter des Trennungsmodells ist eine temperaturabhängige Prämisse als systemplanerische Grundlage der Netzmodellierung aus unserer Sicht hingegen sinnvoll.

Im Einzelnen siehe unsere Ausführungen zu den Fragenkomplexen oben.

Zusatzfragen nach dem Workshop vom 14.05.2013:
Temperaturabhängige Kapazität (TaK) für Gasspeicher *(siehe Fragebogen 2.4)*

In der Dialogveranstaltung ist neben dem KWP auch die TaK eingehend diskutiert worden. Informationen zur TaK finden Sie im Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2013, Kapitel 2.3.3. Der am 24.4.2013 veröffentlichte Fragebogen behandelt bereits wichtige Aspekte zur TaK. Wir bitten Sie, die im Dialogtermin aufgeworfenen ***neuen Fragen*** *zusammen mit den schon vorhandenen Fragen ergänzend zu beantworten:*

Zusatzfrage 2.4.6

Speicher werden sowohl marktgetrieben als auch saisonal gebucht und betrieben. Für die Bundesnetzagentur ist es derzeit schwer abschätzbar, in welchem Rahmen sich die Hintergründe von Speicherbuchungen anteilig bewegen – auch abhängig von Winter- und Sommerperioden. Wie sehen die unterschiedlichen Fahrweisen eines Speichers aus (Grundlast/Mittellast/Spitzenlast)? Wenn möglich, nennen Sie uns bitte Ihre Einschätzung. Gehen Sie bitte auch auf die derzeitige Winter-Sommer-Gaspreisspread-Situation ein. Gibt es aus Ihrer Sicht noch andere Möglichkeiten in Form von Kapazitätsprodukten, welche eine sowohl netzdienliche als auch gleichzeitig ausreichend flexible Speichernutzung bieten?

Speicher in Deutschland wurden maßgeblich als „verlängertes Instrument des Gasimports" via Ferngasleitung investiert. Dabei berücksichtigen die Speicher in ihrer Größe sowohl die Importmengen und ggf. zusätzliche Absicherungsmengen für technische Ausfälle.

Dabei haben die Speicher in ihrer Grundlast eine saisonale Nutzungsstruktur, da Importmengen bereits im Sommer antransportiert werden und eingelagert, im Winter zusätzlich zu den Importmengen ausgelagert werden. Die Speicher ersetzen somit Transportkapazität im Ferntransport. Bei geologisch oder technisch ausgelegten langsamen Speichern (z.B. Poren- oder Aquiferspeichern, die im Jahresverlauf nur einen einmaligen Gasumschlag erlauben, ist der saisonal getriebene Nutzungsanteil höher (bis ca. 80 bis 90% des Gasumschlages). Auch im internen Gastransportnetz werden Speicher teilweise transportersetzend genutzt.

Zudem erfüllen die Speicher weitere mittel- bis kurzfristige Strukturierungsaufgaben. Dabei sind Leistungsspitzen zu überbrücken, die Mengenmäßig nur einen kleineren Anteil ausmachen (ca. 20 bis 30% der Kapazität), aber für die Leistungsdarstellung ein größeres hinterlegtes Arbeitsgasvolumen voraussetzen (Leistungsvorhaltungen).

Lediglich Kavernenspeicher sind in der Lage, größere Leistungsspitzen in kurzer Zeit bei geringeren Vorhaltemengen darzustellen. Daher werden diese auch bevorzugt, aber nicht ausschließlich, für Spitzenlastsituationen eingesetzt.

Zusätzlich wird die Nutzung von Handelsoptionen durch Speicher ermöglicht. Das notwendige Volumen hierzu im liquiden Markt tendiert zu immer kleineren Werten bei höheren Leistungen, weshalb hierfür zunehmend die Spitzenlastspeicher eingesetzt werden. Infolge der Marktveränderungen werden auch zuvor eher saisonal betriebene Speicher mehr und mehr den veränderten Marktbedürfnissen unterworfen. Veränderungen in den Importströmen führen auch zu einer veränderten Nachfrage für die Speicherleistungen, insbesondere verändert sich auch die Vorhersage der Nutzung. Die beobachteten Spreads für Sommer-/ Wintergas spiegeln den Trend wieder. Sie spiegeln Erwartungen wider, nicht jedoch die realen Lastströme.

Zusatzfrage 2.4.7

Wie bewerten Sie die Aufteilung des Ansatzes von lediglich 50% TaK im NCG-Marktgebiet und 80% TaK im Gaspool-Marktgebiet und jeweils 50%/20% unterbrechbaren Kapazitäten für die Modellierung neuer Speicher? Halten Sie einen Ansatz von 100% TaK in beiden Marktgebieten für angemessener?

Wir verweisen auf die Darstellung unseres Standpunktes zu TaK in unserer Kommentierung zu Frage 2.4. Als Kapazitätsprodukt halten wir TaK generell nicht für sinnvoll. Eine Temperatur-Prämisse für den Netzausbau schlagen wir entsprechend der Kommentierung vor. Diese ist aus unserer Sicht im Rahmen der Projektgruppe „TaK" des BdEW abzustimmen.

Zusatzfrage 2.4.8

Das Frontier-Gutachten kommt zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen im Vergleich zur Kosten-Nutzen-Analyse im NEP Gas 2013 in der Bemessung der Kosten für Speicherbetreiber, die durch die Einführung von TaK entstehen können. Wie ist Ihre Einschätzung zu den weit auseinander liegenden Ergebnissen?

Zunächst möchten wir anmerken, dass weder das PWC-Gutachten noch das Frontier-Gutachten diejenigen Kosten quantitativ ermitteln (können), welche den Speicherbetreibern durch die Einführung von TAK entstehen können. Kosten entstehen den Speicherbetreibern indirekt als Vermögensschaden dadurch, dass die betroffenen neuen Speicher bzw. Speichererweiterungen durch eine mangelnde Transportanbindung im Fernleitungsnetz wenig bzw. gar nicht gebucht werden. Im Worst Case ergibt sich ein Stranded Investment in Höhe der jeweiligen Investition des Speicherbetreibers in das betroffene Asset.

Beide Gutachten bewerten zunächst

- die Kosten für Speichernutzer
- welche in Folge tatsächlicher Unterbrechungen von Transportkapazität am Speicher
- durch entgangene Handelsmargen
- beim Einsatz des vorgeschlagenen Produktes TaK

entstehen.

Unterschiede entstehen in diesem Teil der Bewertung – abgesehen von Unterschieden auf Basis des Rechenmodells, die wie nicht beurteilen können – im Wesentlichen aufgrund **unterschiedlicher Prämissen für die Wahrscheinlichkeiten tatsächlicher künftiger Unterbrechungen**.

Im PWC-Gutachten werden die Wahrscheinlichkeiten für zukünftige, tatsächliche Unterbrechungen mit 1, 3 und 5% aus unserer Sicht zu niedrig angesetzt (s. auch unsere Antwort zu Frage 2.4.3. der Konsultation).

Darüber hinausgehende Unterschiede ergeben sich daraus, dass im PWC-Gutachten weder qualitativ noch quantitativ die folgenden Punkte berücksichtigt werden, die allerdings im Frontier-Gutachten Berücksichtigung finden (s. auch unsere Kommentierung unter Punkt 2.4. für Details):

- Schäden für Speichernutzer aus dem alleinigen Risiko einer transportseitigen Unterbrechung (die im Frontier-Gutachten auch quantitativ berücksichtigt werden)
- Vermögensschäden für Speicherbetreiber
- Volkswirtschaftliche Schäden.

2.5. H-Gas-Quellen

2.5.1. Wie schätzen Sie die gewählte Systematik zur Bestimmung der H-Gas- Quellenverteilung ein? Nennen Sie gegebenenfalls Alternativen.

2.5.2. Sehen Sie an bestimmten Einspeisepunkten bzw. Einspeiseregionen einen konkreten Änderungsbedarf innerhalb der Quellenverteilung? Bitte begründen Sie ihre Antwort. ---

---

2.5.3. Ist es aus Ihrer Sicht (auch unter Berücksichtigung der beschränkten Rechenkapazitäten der FNB) erforderlich, in künftigen Netzentwicklungsplänen mehrere unterschiedliche Varianten der H-Gas-Quellenverteilung zu berechnen? Sollten evtl. auch Extremszenarien berechnet werden (z.B. dass gesamte Einspeisemengen aus dem Westen, aus dem Nordosten oder aus dem Süden kommen)?

Bezüglich weiterer Szenarien haben wir als Speicherbetreiber die Präferenz, dass weitere Szenarien unter Versorgungs- und Marktaspekten betrachtet werden.
Beispiele hierfür sind aus unserer Sicht:
- Temporäre Reduktion bzw. Ausfall Gasimporte aus Norden/Osten/Süden/Westen
- Extremszenarien aufgrund von Handelstätigkeit

Wir begrüßen, dass die Speicher 7Fields und Haidach als zusätzliche H-Gas Quellen in dem auf S. 153 ff. dargestellten Versorgungssicherheits-Szenario aufgenommen sind. Gemäß unserer Herleitung wird dort auf ca. 43% der im Rahmen von §39 Kapazitätsausbauverfahren für diese Speicher angefragten Transportkapazität abgestellt.

Wir möchten an dieser Stelle jedoch darauf hinweisen, dass zusätzlich zum Einbezug der Speicherkapazitäten zu Zwecken der Spitzenlastabdeckung im Versorgungssicherheits-Szenario auch noch sicherzustellen ist, dass die betroffenen Speicher überhaupt ausreichend zur Wahrnehmung der Versorgungsaufgaben befüllt sind (Thema nicht im Rahmen des Prozesses zum NEP Gas 2013 zu klären).

3. Modellierungsansatz der Fernleitungsnetzbetreiber *(Kapitel 3 Netzentwicklungsplan)*

3.1. Bewertung der Eingangsgrößen der Netzmodellierung im vorliegenden Netzentwicklungsplan *(Kapitel 3.2 Netzentwicklungsplan)*

3.1.1. Gaskraftwerke

Einen DZK-Ansatz als Planungsprämisse kann aus unserer Sicht zwar grundsätzlich sinnvoll sein, ein kommerzielles DZK-Produkt als Ersatz für (langfristig) buchbare feste FZK lehnen wir aber strikt ab. Siehe dazu unter 2.3.1.

Wir möchten an dieser Stelle auf den aus unserer Sicht entscheidenden Punkt der **Interessensabwägung und Berücksichtigung der Anschlussnehmerinteressen** als zu berücksichtigende Eingangsgrößen in den NEP hinwiesen.

Bei der Erstellung des NEP haben die FNB gemäß § 15a EnWG zu beachten, dass dieser alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit enthält.

In Sinne der Bedarfsgerechtigkeit weisen wir darauf hin, dass die Interessen der Anschlussnehmer bei der Netzplanung angemessen zu berücksichtigen und mögliche Ungleichbehandlungen zu vermeiden sind. Unter der aktuellen Systematik kann es geschehen, dass der Netzausbau alleine betrachtet volkswirtschaftlich effizient erfolgt, Investitionen in Kraftwerks- und Speicherprojekte jedoch finanziell erschwert bis verhindert werden, da erhebliche Mehrkosten durch einen „effizienten" Netzanschluss entstehen können. *(s. z.B. auf*

3.1.2. Sonstige Anschlusspunkte zur Industrie

3.1.3. Gasspeicher

Bezüglich der in Kapitel 3.2.6 dargestellten Eingangsparameter für Gasspeicher (s. S. 47 f. im NEP-Entwurf) haben wir die folgenden Anmerkungen, die sich i.W. aus unserer vorangestellten, allgemeinen Kommentierung unter Punkt 2.4. ableiten lassen:

- TAK als Kapazitätsprodukt wird von uns nicht akzeptiert.
- Eine temperaturabhängige, systemplanerische Prämisse für den Netzausbau für Speicher wird von uns unter den in Punkt 2.4. angegebenen Bedingungen prinzipiell akzeptiert.
- Eine planerische Änderung der bisherigen Qualität der Netzanbindung für Bestandsspeicher ist nicht hinnehmbar – unabhängig von der Begründung der FNBs hierfür (s. S. 47, Bulletpunkt „Bestandsspeicher" im NEP-Entwurf sowie S. 9, Kapitel „Temperaturabhängige Kapazität", dort 3. Abschnitt). Hierdurch wird der als Mindestanforderung genannte Beibehalt des Status Quo für Bestandsspeicher unterlaufen.
- Produktseitig ist unsere Anforderung, dass auch weiterhin der bisher durch LFZ gestützte Kapazitätsanteil als feste Kapazität für Bestandsspeicher vermarktet wird. Systemplanerisch dürfte sich keine Änderung ergeben, da die Netzanbindungen der betroffenen Bestandsspeicher auf Basis ähnlicher Annahmen geplant und gebaut wurden, wie sie von uns nun für die von §39 GasNZV-Kapazitätsausbauverfahren betroffenen neuen Speicher und Speichererweiterungen von uns gefordert werden.

Der im Rahmen des bisherigen Prozesses der NEP-Konsultation alternativ zu TAK von Speicherbetreibern wie E.ON Gas Storage GmbH sowie im Rahmen des Gutachtens von Frontier Economics zum Produkt TAK vorgeschlagene Einsatz marktbasierter Instrumente wird im vorliegenden, überarbeiteten NEP-Entwurf nicht aufgegriffen. Dies wird so von den FNBs

auch auf Seite 9 des NEP (2. und 4. Abschnitt unter Kapital „Temperaturabhängige Kapazität (TAK)") sowie auf Seite 10 (Kapitel „Marktbasierte Instrumente") dargestellt.

Die FNBs bringen i.W. vor, dass es sich bei den gemäß GasNZV vorgesehenen marktbasierten Instrumenten um kurzfristige Maßnahmen handelt, welche keine Investitionen ersetzen können bzw. die Wirtschaftlichkeit dieser Instrumente von den FNBs nicht bewertet werden kann und somit keine Grundlage für den Netzausbau biete.

In unserer grundsätzlichen Betrachtung können wir dieser Begründungen der FNBs unter Stützung auf das von Frontier Economics erstellte Gutachten und weitere Rücksprachen mit Frontier Economics aus den nachfolgend aufgeführten Gründen nicht folgen:

- Kurzfristigkeit der marktbasierten Instrumente
  Dieses Argument ist nicht richtig, da Lastflusszusagen prinzipiell auch langfristig einsetzbar sind, und zudem keine Rechtfertigung für TaK:
  - Auch Nutzungseinschränkungen für Nutzer unter TaK sind kurzfristig, dennoch planen die FNB nicht nur mit TaK als zukünftiges Produkt, sondern auch mit TaK als Annahme für den Netzausbau. Genauso wäre dies für marktbasierte Instrumente möglich. Hinter der Kosten-Nutzen-Analyse der FNB zu TaK stehen ja auch Erwartungen über die langfristigen Kosten von TaK für die Speichernutzer. Genauso müssten die FNB in der Lage sein, sich eine Erwartung zu den langfristigen Kosten der marktbasierten Instrumente zu bilden.
  - Der einzige Unterschied marktbasierter Instrumente zu TAK (neben den signifikanten volkswirtschaftlichen Vorteilen) ist, dass die Kosten der Instrumente direkt in das Kalkül der Netzplanung einfließen und somit zu einem effizienteren Ergebnis führen.
  - Dass dem FNB aus diesem Umstand keine kommerziellen Nachteile entstehen, muss in der Anreizregulierung entsprechend geregelt sein bzw. werden, kann aber kein Argument sein, Nachteile in einer ineffizienten Weise auf einzelne Netznutzer umzulegen.
- Kapazitätsrückkauf nur in seltenen Fällen

  Während grundsätzlich die Anzahl der Rückkäufe minimiert werden sollte, entsteht gerade aus diesem Minimierungsgedanken der effiziente Anreiz: Erwartet der FNB höhere Kosten durch Rückkauf (oder andere marktbasierte Instrumente) als durch Netzausbau, dann wäre Netzausbau effizient und sollte durchgeführt werden.

- Probleme beim Kontrahieren marktbasierter Instrumente (z.B. Lastflusszusagen)

  Das Angebot solcher Instrumente ist, da sie marktbasiert sind, eine Funktion des Preises. Wenn es bei gegeben Preisen kein hinreichendes Angebot an Lastflusszusagen gibt, dann

  - ist dies ein Indiz dafür, dass die Opportunitätskosten der Netznutzer höher sind als der Erlös aus Lastflusszusagen. Entsprechend haben Nutzer einen hohen Wert für (feste) Kapazität, welchen sie nicht bereit sind, bei diesen Preisen für Lastflusszusagen einzusetzen;
  - deutet dies darauf hin, dass die FNBs mehr finanzielle Mittel für Lastflusszusagen bzw. andere marktbasierte Instrumente aufwenden müssten, oder stattdessen doch das

Netz ausbauen müssten - je nachdem, welche Option günstiger und damit effizienter wäre.

Genau diese Anreizwirkung ist gewollt und effizient:
Hohe Preise für marktbasierte Instrumente sind eher ein Indiz dafür, dass das Signalisieren des Wertes von Kapazität funktioniert, wenn Netznutzer die Möglichkeit dazu haben. Eine Begründung für TAK leitet sich hieraus nicht ab.

- Wirtschaftlichkeit von marktbasierten Instrumenten aus Sicht der FNBs
  Die kommerzielle Attraktivität dieser Optionen ist sicherlich eine Frage der Anreizregulierung, welche die Voraussetzungen schaffen sollte, dass die FNBs die jeweils effizientesten Instrumente auswählen. Für das volkswirtschaftliche Optimum ist die Perspektive der FNBs jedoch nicht allein ausschlaggebend.

3.1.4. Grenz- bzw. Marktübergangspunkte

3.1.5. nachgelagerte Verteilernetze (interne Bestellung)

Im Rahmen des internen Bestellvorganges stellen die vorgelagerten Netzbetreiber technische Kapazität teilweise lediglich unterbrechbar bereit. Kapazitätszuwächse gegenüber der Vorjahresbuchung werden fast ausschließlich unterbrechbar bewilligt. Die Weitergabe dieser Unterbrechbarkeit führt bei Industriekunden zu Verunsicherung und verhindert Neuanschlüsse und Investitionen. Nachgelagerte Netzbetreiber melden Vorbehalte bei der Weitergabe der unterbrechbaren Kapazitäten an, da auch hier keine kapazitätsmindernden Maßnahmen im erforderlichen Umfang zur Verfügung stehen.

Eine gezielte Zuordnung der Maßnahmen gemäß Netzentwicklungsplan auf die Entwicklung der technischen Kapazitäten an den jeweiligen Netzkopplungspunkten ist nicht ersichtlich. Damit ist auch nicht ersichtlich wie sich der Anteil der unterbrechbaren Kapazitäten zukünftig entwickeln wird.

Die Modellierungsgrößen in den Szenarien unterscheiden sich deutlich zwischen den Annahmen der Fernleitungsnetzbetreiber und der Fortschreibung der Kapazitätsbedarfe der Verteilnetzbetreiber. Zusätzlich sind die Annahmen zu möglichen kapazitätsmindernden Maßnahmen nicht abgestimmt und teilweise fehlerhaft. Eine Plausibilisierung der Prognose zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und den Verteilnetzbetreibern halten wir aus diesem Grund für sinnvoll, damit sowohl der Informationsvorteil der Verteilnetzbetreiber bei der kurzfristigen Entwicklung (3 Jahre) als auch die generelle Prognose der Prognos berücksichtigt werden.

In der Basisvariante II wird für die Industrie mit direktem Anschluss an das Netz eines FNB ein langfristig konstanter Gasbedarf angenommen. Dagegen wird in den Modellierungsvarianten IIa und IIc pauschal von einem jährlichen Rückgang des gesamten Gasbedarfs (interne Bestellung) beim nachgelagerten Netzbetreiber ausgegangen. Hiersollte bei der Modellierung die möglicherweise unterschiedlich ausgeprägte Struktur der einzelnen Marktgebiete stärker berücksichtigt werden.

3.2. Kriterien für die Ermittlung der Netzausbaukosten

Halten Sie die gewählten Kostenansätze für sachgerecht? Wenn nein, nennen Sie Alternativen.

---

4. Das heutige Fernleitungsnetz und Stand der Umsetzungen des NEP 2012

---

5. Besonderheiten der L-Gas Versorgung

5.1. Sind die gewählten Kriterien zur Findung der Umstellungsbereiche nachvollziehbar? Sollten weitere Kriterien in die Entscheidung einbezogen werden?

Die Umstellung eines Marktraumes von L-Gas auf H-Gas darf weder einseitig zu Lasten von (neuen) Speicher- oder Kraftwerksbetreibern noch zu Lasten vertraglich vereinbarter Transportkapazitäten gehen. Die Planung der Umstellung sollte sich grundsätzlich an den übergeordneten Zielen der Sicherstellung der Erdgasversorgung und einer gesicherten Ableitbarkeit der Erdgasproduktion orientieren. Dabei sind Erwägungen zur Absicherung der Spitzenkapazität durch Alternativen wie der kurzfristige Einsatz von H-Gas mit Stickstoffbeimischung angemessen zu berücksichtigen, um eine zu frühe Umstellung zu vermeiden. Siehe auch Antwort unter 5.3.

Entscheidend ist hier aus unserer Sicht, dass die Interessen der Netznutzer bei den Umstellungsprozessen mit Berücksichtigung finden. Dazu jedoch ist bisher im NEP keine konkrete Aussage zu finden. So ist z.B. zu verhindern, dass ein Anschlusspetent nicht mehr an einen für ihn günstig gelegenen Anschlusspunkt im L-Gasnetz angeschlossen wird und stattdessen unter Verweis auf evtl. Umstellungserfordernisse auf einen für ihn (wegen erheblich höherer Anschlusskosten) ungünstiger gelegenen Anschlusspunkt im H-Gasnetz verwiesen wird (bei alleiniger voller Kostentragung durch den Anschlusspetenten). Dadurch würde dem Anschlussnehmer auf Grund der damit ggf. verbundenen erheblichen Verteuerung seiner Anschlusskosten und der damit einhergehenden Unwirtschaftlichkeit seines Anschlussbegehrens im Ergebnis der Netzanschluss widerrechtlich verweigert werden. Hier sind die verschiedenen Lösungsansätze mit den Marktteilnehmern und der Bundesnetzagentur zu diskutieren und klar zu regeln. Die Interessen des Anschlusspetenten sind jedenfalls ausreichend mit zu berücksichtigen.

Es ist sicherzustellen, dass die mit der Marktraumumstellung verbundenen Kosten einerseits vollumfänglich anerkannt werden und andererseits im Sinne des § 19a EnWG innerhalb der Marktgebiete umgelegt werden können.

Insgesamt ist zu fordern, dass der Prozess der Marktraumumstellung transparent und in nachvollziehbarer Weise kommuniziert wird.

Die Umstellung von Netzbereichen stellt insbesondere Netzbetreiber mit einer großen Anzahl von Anschlussnehmern vor logistische, organisatorische und technische Herausforderungen;

auch die Kapazitäten der am deutschen Markt tätigen Dienstleister sind möglicherweise für einen solchen Umstellprozess nicht ausreichend. Die notwendigen Anpassungen der Endkundengeräte stellen einen erheblichen Kostenblock dar, der volkswirtschaftlich gegen andere technische Maßnahmen zu bewerten wäre. Bisher ist nicht ersichtlich wie die Kosten der nachgelagerten Netzbetreiber im Rahmen der Wahl der Umstellbereiche Berücksichtigung finden.

Durch die Umstellung von Netzgebieten sind die in diesem Gebiet in Betrieb befindlichen Biogaseinspeiseanlagen aufgrund der technischen Regeln zur Gasbeschaffenheit und eichtechnischer Auflagen auf die Konditionierung mit LPG umzurüsten. Abhängig von der Aufbereitungsmethode ist eine Aufrüstung der Aufbereitungsanlage notwendig, um die benötigte Gasqualität bereitstellen zu können. In der Folge entstehen für den Betrieb dieser Anlagen erhebliche Betriebskosten aufgrund der Beschaffung des zur Konditionierung notwendigen LPG. Alle Kosten in diesem Zusammenhang müssen im volkswirtschaftlichen Vergleich Berücksichtigung finden und damit als Kriterium in den Entscheidungsprozess berücksichtig werden.

5.2. Erfüllen die gewählten Umstellungsgebiete aus Ihrer Sicht die genannten Kriterien? Bitte begründen Sie ihre Antwort.

Zu diesem Punkt sowie zu dem folgenden Punkt 5.3 werden die E.ON Avacon AG und die Avacon Hochdrucknetz GmbH aufgrund von Geschäfts- und Betriebsgeheimnissen eine eigene (geschwärzte) Stellungnahme abgeben.

5.3. Halten Sie ein alternatives Vorgehen bei der Marktraumumstellung für sinnvoller? Sollte eventuell die Umstellung einer kompletten L-Gas-Importleitung bzw. eines L-Gas GÜP geprüft werden? Damit könnte die Leistungsbilanz der restlichen LGas Gebiete stärker entlastet werden. Benennen Sie gegebenenfalls aus Ihrer Sicht geeignete Leitungen/GÜP.

Aufgrund der Komplexität des Marktraumumstellungsprozesses sollten mögliche Alternativen zur Kompensation des L-Gas-Leistungsfehls technisch beurteilt und volkswirtschaftlich bewertet werden. Insbesondere die Ergebnisse der Machbarkeitsstudie der technischen Gremien (DVGW, GWI) zur graduellen Anhebung des Wobbe-Index sollten in das weitere Konsultationsverfahren zum NEP 2013 einfließen.

6. Analyse historischer Unterbrechungen

6.1. Tatsächliche Unterbrechungen können ein sinnvoller Indikator für einen notwendigen Netzausbau sein. Stellt die gewählte Schwelle von einem Prozent bezogen auf die Unterbrechungsdauer im Betrachtungszeitraum aus Ihrer Sicht eine angemessene Schwelle dar, ab der tatsächliche Unterbrechungen in die Analyse einzubeziehen sind? Falls nein, nennen Sie mögliche Alternativen.

Eine Schwelle ausgedrückt in Prozent bezogen auf die Unterbrechungsdauer im Betrachtungszeitraum ist für uns nicht nachvollziehbar. Da eine Mengengewichtung fehlt,

führt die von den FNBs vorgenommene Darstellung zu einer Verzerrung dahingehend, dass Anschlüsse, über welche nur kleine Mengen laufen können, als genauso wesentlich angesehen werden wie Kapazitäts- und mengenmäßig bedeutende Anschlüsse, die wesentliche versorgungswirtschaftliche Funktionen für Deutschland besitzen.

Für die Beurteilung der Relevanz von Unterbrechungen ist somit nicht nur deren Dauer, sondern auch die betroffene Gasmenge wesentlich. Daher schlagen wir die zusätzliche Aufnahme einer Mengengewichtung (Summe der unterbrochenen kWh) in die Analyse der Unterbrechungen pro Entry-/Exit-Punkt vor.

Wie bereits zum Szenariorahmen des NEP Gas 2013 von E.ON Gas Storage GmbH angemerkt haben wir zwar Verständnis dafür, dass die formale Auswertung von Unterbrechungen durch die FNBs auf Basis der relativ leicht auswertbaren „echten" Unterbrechungen von nominierten Mengen erfolgt ist.

Allerdings machen wir darauf aufmerksam, dass diese **Auswertung nur ein unvollständiges Bild** abgibt und zu überdenken wäre, ob sie aussagekräftiger Indikator für die im Rahmen des NEP zu behebenden Netzengpässe sein kann.

Unserer Kenntnis nach renominieren Speicherkunden solche transportseitigen Kapazitäten herunter, von denen sie wissen, dass sie am Folgetag nicht erfüllt werden können. Dies ist notwendig, um eine ausgeglichene Bilanz durch Einsatz anderer Quellen für den Folgetag sicherstellen zu können. **Renominierungen** kommen insbesondere an solchen Speicheranschlusspunkten zum Tragen, die häufig unterbrochen werden. Durch die Renominierung wird die formale Unterbrechung und damit eine kostenpflichtige Imbalance bei der Bilanzierung des Shippers vermieden. Gleichzeitig werden im Portfolio die Mengen an anderen Punkten beschafft.

Im Einzelfall haben Speicherkunden gar nicht erst in voller Höhe ihrer Speicherkapazität unterbrechbare Transportkapazität gebucht. Dies bedeutet, dass in Fällen absehbarer Engpässe erst gar nicht alle Nominierungen so platziert werden wie von den Speicherkunden ursprünglich beabsichtigt (Nominierungen tauchen statistisch gar nicht an Speicheranschlusspunkten auf).

Zumindest an Speicheranschlusspunkten – und wahrscheinlich auch an anderen Entry-/Exit-Punkten im deutschen Fernleitungsnetz – führt dieses Verhalten dazu, dass sich die Netznutzer an den vorhandenen Ausbauzustand des Netzes anpassen und nicht umgekehrt: In der FNB-Statistik der historischen Unterbrechungen sind diese Nicht-Nutzbarkeit eigentlich nachgefragter aber bereits ausgelasteter Transportanbindungen naturgemäß nicht abgebildet. Möglicherweise relevante Indikatoren für zu behebende Netzengpässe treten nicht zu Tage.

*6.2. Ist die Darstellung der Analyse ausreichend transparent und nachvollziehbar; sind hierin Ihrer Meinung nach alle notwendigen Informationen für Sie als Netznutzer enthalten? Sind die Ergebnisse der Analyse nachvollziehbar? Sind die dargestellten Maßnahmen Ihrer Ansicht nach geeignet, die aufgetretenen Unterbrechungen in Zukunft zu vermeiden bzw. auf ein annehmbares Maß zu reduzieren?*Aus Netznutzer-Sicht sind in der Analyse nicht die für uns notwendigen Informationen enthalt

en (s. auch unsere ausführliche Darstellung zur vorangegangenen Frage 6.1.).

Die Ergebnisse der Analyse werden durch deren Rahmenbedingungen bestimmt, d.h. durch

- die von den FNBs gewählten Ansätze (i.W. Unterbrechungen bezogen in % auf Zeiteinheiten)
- sowie die systemtechnisch bedingt fehlenden Informationen über wirtschaftliche Unterbrechungen (Renominierungen / fehlende Nominierungen wg. vorhersehbarer Engpässe im Netz).

Hierdurch werden im Analyseergebnis die wirtschaftlich und technisch relevanten Unterbrechungen im bestehenden Fernleitungsnetz

- zum einen bezogen auf die unterbrochenen Mengen tendenziell als zu gering dargestellt;
- zum anderen bezogen auf den physischen Ort der Unterbrechung möglicherweise nicht an den tatsächlich betroffenen Entry-/Exit-Punkten ausgewiesen.

Die Ergebnisse der Analyse können somit aus unserer Sicht nicht als Grundlage für eine systemplanerische Minimierung der Unterbrechungen im Fernleitungsnetz dienen.

Die Analyseergebnisse können aufgrund der System-immanenten Schwächen der Rahmenparameter jedoch nur bedingt verbessert werden – Anzahl und Umfang der formal erfassbaren Unterbrechungen können nicht verändert werden, wohl aber Auswahlkriterien und Schwellenwerte für relevante Unterbrechungen.

6.3. Nennen sie gegebenenfalls konkrete Netzausbaumaßnahmen, die sich Ihnen zur Vermeidung von historischen und womöglich wiederholenden Unterbrechungen aufdrängen? Welche Rückschlüsse ziehen Sie außerdem aus der Unterbrechungsanalyse? Gehen Sie hier nach Möglichkeit auf konkrete Punkte ein.

Aus den von uns unter 2.4. vorgeschlagenen Ausbauprämissen ergeben sich die für Speicher benötigten Netzausbaumaßnahmen. Diese gelten aus unserer Sicht für die von §39 GasNZV betroffenen neuen Speicher bzw. Speichererweiterungen und analog für Bestandsspeicher, deren transportseitige Kapazitäten bisher durch LFZ gestützt wurden. Konkrete Netzausbaumaßnahmen ergeben sich hieraus nach Berechnung durch die FNBs.

Darüber hinaus setzen wir auf das aus unserer Sicht sinnvolle Engpassmanagement unter Einsatz marktbasierter Maßnahmen sowie auf eine Vermarktung der Kapazitäten wie von uns in unserer Stellungnahme zu 2.4. vorgetragen.

6.4. Die Gasversorgungssituation im Februar 2012 wurde im Rahmen der Analyse der historischen Unterbrechungen nicht betrachtet. Wäre es Ihrer Meinung nach sachgerecht die im Zeitraum vom 01.02.2012 bis 16.02.2012 vorgenommenen Unterbrechungen Ihrer Meinung nach in die Analyse mit einzubeziehen?

Aus unserer Sicht wäre es sachgerecht, generell die Unterbrechungen sowie darüber hinaus die kurzfristigen Renominierungen (Reduktion ursprünglich angemeldeter Mengen durch Speicherkunden) an Speicheranschlusspunkten für den Zeitraum 1. Februar bis 16. Februar 2012 mit zu berücksichtigen. Hierdurch wird ersichtlich, an welchen Stellen im Fernleitungsnetz Engpässe vorlagen.

Gegenläufig wären aus unserer Sicht aber auch alle zwischenzeitlich von den FNBs ergriffenen, technischen Maßnahmen zur Reduktion der damals entstandenen Transportengpässe zu berücksichtigen.

7. Ergebnisse der Modellierung *(Kapitel 5 Netzentwicklungsplan)*

7.1. Grundsätzliche Anmerkungen zu den Ergebnissen aus der Modellierung: Ist die Darstellung der Netzausbaumaßnahmen (Projekte) je Variante ausreichend transparent und nachvollziehbar; sind hierin Ihrer Meinung nach alle notwendigen Informationen für Sie als Netznutzer enthalten? Wie bewerten Sie die getrennte Darstellung der Ergebnisse nach H- und L-Gas?

Mit Bezug auf ein DZK-Produkt bzw. einen DZK-Ansatz ergeben sich die Antworten zu dem Fragenkomplex 7 auch aus unseren Ausführungen zu dem Fragenkomplex 2.3.

Generell begrüßen wir die getrennte Darstellung der Ergebnisse nach H- und L-Gas.

Wir bedauern jedoch, dass der NEP-Entwurf keine separate Darstellung von Netzausbauvarianten für neue Speicher und Speichererweiterungen (Kapazitätsausbauansprüche gem. §§38, 39 GasNZV) vorsieht. Somit ist für uns nach wie vor intransparent, welcher Ausbauanteil in Abhängigkeit der im NEP-Entwurf unterstellten Szenarien tatsächlich den Speichern zuzurechnen wäre.

So ist für uns nach wie vor nicht ersichtlich, in wieweit sich bei dem von den FNBs gewählten TaK-Ansatz als Planungsprämisse überhaupt ein größerer Netzausbau ergibt als beim Ansatz vollständig unterbrechbarer Kapazitäten für Speicher. D.h. dass nicht klar wird, ob auf der Basis von TaK in der aktuellen Ausgestaltung überhaupt ein Netzausbau für Speicher resultiert.

Weiterhin ist nicht nachvollziehbar, in wieweit die an bestehenden Entry-/Exit-Punkten im Netz in früheren Netzentwicklungsplänen ausgewiesenen festen Kapazitäten (ggf. unter Auflagen wg. LFZ) im aktuellen NEP-Entwurf verändert oder umverteilt werden.
Unser aktuelles Anliegen - wie auch in unserer Antwort zu Frage 3.1.3. ausgeführt – besteht darin, dass auch zukünftig der bisher durch LFZ gestützte Kapazitätsanteil als feste Kapazität für Bestandsspeicher vermarktet wird.

In der momentanen Version des NEP Gas 2013 werden FFZK (mit Auflage) für Speicher jedoch bei entfallenden LFZ zumindest teilweise in TaK umgewandelt.

Wir halten es nicht für ausgeschlossen, dass bisher ausgewiesene, feste Kapazitäten (mit Auflagen) für Bestandsspeicher in der momentanen Entwurfsversion des NEP Gas 2013 umverteilt werden. D.h. dass an Anschlusspunkten von Bestandsspeichern ausgewiesene Kapazitäten zu anderen Punkten umverteilt werden könnten – beispielsweise auch hin zu neuen Speichern, die netzhydraulisch günstig liegen. Auf diese Weise könnte eine Umverteilung von bereits bestehenden Kapazitäten im Netzentwicklungsplan wie eine Schaffung neuer Kapazitäten zur Erfüllung gesetzlicher bzw. regulatorischer Vorgaben durch FNBs erscheinen (und damit Ausbau-mindernd wirken).

Dieses Prinzip der Umverteilung von bisher ausgewiesenen Bestandskapazitäten an Entry-/ Exitpunkten hin zu anderen Punkten ist aus unserer Sicht auch an anderen Anschlusspunkten möglich und nicht Speicher-spezifisch. Daher regen wir an, dass die Netzbetreiber offen legen, ob und in welchen Fällen eine solche Umverteilung erfolgt (z.B. bei Auslaufen fester Transportbuchungen an einzelnen Bestands-Punkten).

7.2. Wie bewerten Sie die zur Durchführung vorgeschlagene Modellierungsvariante IIc inhaltlich? Sind hierin Ihrer Meinung nach alle notwendigen Projekte enthalten, um einen bedarfsgerechten Netzausbau sicherzustellen? Fehlen Ihrer Meinung nach bestimmte Netzausbaumaßnahmen oder sind bestimmte Maßnahmen nicht notwendig?

Eine allgemeine Analyse aller Netzausbaumaßnahmen haben wir nicht durchgeführt. Aus unserer Sicht sind die von den FNBs als Planungsprämisse für Netzausbauten für neue Speicher bzw. Bestandsspeicher zu Grunde liegenden Temperaturannahmen (s. Ausführungen auf S. 25f. des NEP-Entwurfs zu TAK) in Diskussion mit den Speicherbetreibern abzuändern.

Darüber hinaus sind die festen Kapazitätsanteile für neue Speicher und Speichererweiterungen auf Basis der §§38, 39 GasNZV im bisherigen NEP Gas 2013-Entwurf zu gering angesetzt.

Die oben genannten Punkte haben auch in unserer allgemeinen Stellungnahme zu TaK unter 2.4. im Detail ausgeführt.

Bei alleiniger Betrachtung dieser von uns genannten Punkte wäre tendenziell im Szenario IIc mit einem höheren als dem bisher dargestellten Maßnahmenumfang zu rechnen.

7.3. NEP Vorschlag der FNB (Kapitel 6.2). Bildet diese Variante für Sie zusammen mit den Erkenntnissen aus der Kosten-Nutzen-Analyse den gesamtwirtschaftlich effizienten Netzausbau im Gasfernleitungsnetz ab? Bitte begründen Sie ihre Antwort.

Wir teilen die Ansätze der Kosten-Nutzen-Analyse nicht, da diese eben nicht auf die Abzielung eines Ausbauoptimums für alle Marktteilnehmer abzielen sondern auf die Sichtweise der FNBs abgestellt ist. Diese können zwar einen minimalen Netzausbau zur Vermeidung von Investitionen bei den FNBs ermitteln, haben hierbei jedoch nicht die bei den übrigen Marktteilnehmern entstehenden Kosten bzw. Schäden im Blick.

Diesen Punkt haben wir auch in unserer Analyse des FNB-Vorschlags betreffend TaK unter Punkt 2.4. näher herausgestellt.

7.4. Wenn nein, welche Variante bildet für Sie zusammen mit den Erkenntnissen aus der Kosten-Nutzen-Analyse den gesamtwirtschaftlich effizienten Netzausbau im Gasfernleitungsnetz ab? Könnten auch Kombinationen von Varianten in Frage kommen? Bitte begründen Sie Ihre Antwort.

Kommentierungen von Speicherbetreibern werden insbesondere die Auffassungen von Speicherbetreibern und -nutzern in Deutschland reflektieren. Die FNBs können wiederum nur Aussagen über Art und Umfang der sich unter geänderten Prämissen einstellenden Netzausbaumaßnahmen treffen.

Bezüglich Kapazitäten im Fernleitungsnetz für neue Speicher und Speichererweiterungen i.S.d. §§38, 39 GasNZV soll ein Einvernehmen zwischen Speicherbetreibern und FNBs im Rahmen der Projektgruppe TAK des BdEW erzielt werden. Unser Vorschlag zu diesem Thema ist in unserer dem Detailfragebogen vorangestellten allgemeinen Stellungnahme dargestellt.

Bezüglich weiterer Annahmen können Auffassungen der Marktteilnehmer (z.B. bezüglich des planerischen Beibehalts von Lastflusszusagen) zwar jeweils einzeln im Rahmen der jeweiligen Konsultationen zum Netzentwicklungsplan Gas abgefragt werden. Konsistente Rahmenparameter für einen volkswirtschaftlich effizienten Netzausbau werden sich jedoch auf Basis dieser sehr selektiven und aus der individuellen, unabgestimmten Sicht des Marktteilnehmers nicht „automatisch" einstellen. Wir schlagen daher vor, dass auf Basis der in der vorliegenden Konsultation zum NEP Gas 2013 durch die BNetzA ein Prozess zur Optimierung des dem NEP zu Grunde liegenden Verfahrens eingeleitet wird.

7.5. Wie bewerten Sie die vorgelegten Maßnahmenkataloge der anderen Varianten 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? ***Bitte kennzeichnen Sie bei Ihrer Antwort, zu welcher Variante Sie Stellung nehmen!***

--7.6. Potenzielle Weiterentwicklung der Netzmodellierungsvorgaben: Welche Modellierungsvarianten sollten Ihrer Meinung nach mit dem Blick auf das Ausbauergebnis im NEP 2014 fortgeführt werden? Welche alternative Modellierungsvariante wäre aus Ihrer Sicht mit Blick auf künftige Netzentwicklungspläne vorstellbar? Sollten ggf. Modifizierungen der Modellierungsvarianten vorgenommen werden? Bitte benennen Sie zu modifizierenden Parameter konkret und machen sie Vorschläge. Welche Varianten sollten dafür wegfallen, um die Anzahl der Variationen angemessen zu begrenzen?

Für unsere Anmerkungen zur Modellierungsvariante IIc verweisen wir an dieser Stelle auf unsere Antwort zu Frage 7.2. Aktuellen Handlungsbedarf sehen wir bei den Prämissen für einen Netzausbau betreffend neue Speicher und Speichererweiterung, wie auch unter unserer Kommentierung unter 2.4. dargestellt.

Wesentlich ist hierbei auch, dass der Status quo der Netzanbindung für Bestandsspeicher zumindest beibehalten wird. D.h. dass zum Beispiel wegfallende Lastflusszusagen von den betroffenen FNBs zu kompensieren sind. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass FNBs in der Vergangenheit über viele Jahre hinweg die Lastflusszusagen als Netzausbau-vermeidende bzw. -minimierende Instrumente genutzt haben.

Für unsere Auffassung bezüglich des Weges, der sich zur Definition eines gesamtwirtschaftlich optimalen Netzausbaus eignet, verweisen wir auf die Antwort zu Frage 7.4.

7.7. Halten Sie eine Modellierungsvariante ohne den Einbezug von Lastflusszusagen für sinnvoll?

Wir halten eine derartige Modellierungsvariante nur insofern für sinnvoll, als dass die entsprechenden Lastflusszusagen dann durch andere Maßnahmen der FNBs 1:1 in ihrer Auswirkung auf die ausweisbare Kapazität im Netz ersetzt werden.

Eine Ausnahme sollte u.E. nur dann gemacht werden, wenn feststeht, dass aufgrund unbestreitbarer Tatsachen (z.B. Wegfall eines Anschlusses oder zugehöriger Gasabnehmer/-einspeiser) eine Lastflusszusage für den betreffenden Punkt im Netz nicht mehr benötigt wird. In solch einem Fall könnte die Lastflusszusage planerisch ersatzlos gestrichen werden.

7.8. Versorgungssicherheits-Szenario

7.8.1. Wie bewerten Sie die Ergebnisse des berechneten Versorgungssicherheitsszenarios in Kapitel 5.8? Halten Sie die dargestellten Möglichkeiten für ausreichend bzw. die Risiken für akzeptabel?

Wir würden die Berechnung weiterer Versorgungssicherheitsszenarien begrüßen und verweisen an dieser Stelle auf unsere Ausführungen zu Frage 2.5.3.

7.8.2. Sind die dargelegten Baumaßnahmen Ihrer Meinung nach ausreichend?

7.9. Bewertung konkreter einzelner Netzausbaumaßnahmen

Bewertung einzelner individueller Anschlussbegehren (z.B. neue Gaskraftwerke oder Speicheranfragen etc.). Sind ggf. einzelne Bedarfe nicht ausreichend umgesetzt? Bei Stellungnahmen zu einzelnen Ausbaumaßnahmen geben Sie bitte die Identifikationsnummer der Maßnahmen an.

Zu diesem Punkt werden die E.ON Avacon AG, Avacon Hochdrucknetz GmbH und die E.ON Hanse AG aufgrund von Geschäfts- und Betriebsgeheimnissen eine eigene (geschwärzte) Stellungnahme abgeben.

8. Voraussetzungen/Bedingungen der FNB für Netzausbaumaßnahmen *(Kapitel 6.1)*

---

9. Power-to-Gas *(Kapitel 7.1 Netzentwicklungsplan)*

<u>Zu den für uns auffälligen Passagen in Kapitel 7.1 des Entwurfs zum Netzentwicklungsplan Gas möchten wir vorab folgende Kommentare abgeben:</u>

Die **Berechnung des auf Seite 168 des NEP-Entwurfs dargestellten Wertes für Wasserstoffkonzentrationen im Netz**, wonach sich „im Extremfall Wasserstoffkonzentrationen von 60 Vol. % einstellen" können, ist nicht nachvollziehbar. Die Wasserstoffeinspeisung und die sich ergebenden Konzentrationen sind abhängig von den zukünftigen Anlagen. Somit ist diese Zahl (60% H2) rein spekulativ und sollte nicht an dieser Stelle nicht genannt werden. Die Einspeisung wird sich immer an geltende Grenzwerte halten müssen.

Darüber hinaus wird im NEP-Entwurf auf Seite 168 geltend gemacht, dass **bereits „Bei Wasserstoffkonzentrationen bis zu 1 Vol. % … im Transportnetz . . . Anpassungen vorgenommen werden" müssen. Der Anpassungsbedarf ist jedoch lokal zu prüfen** und kann

nicht pauschaliert werde. Momentan werden im Rahmen zahlreicher Projekte etwaige Grenzwerte untersucht (GERG-HIPS, DVGW-Projekt G1-07-10, DGMK-Projekt 756, etc.).

Im NEP-Entwurf wird auf Seite 168 ebenfalls folgendes dargestellt: „Vor dem Hintergrund des hohen Investitionsbedarfs hat die BNetzA in ihrer Entscheidung zum Szenariorahmen des NEP 2013 vom 18.10.2012 festgehalten, dass die Erdgasinfrastruktur großes Potenzial zur Speicherung bietet, der Schwerpunkt in der weiteren Betrachtung jedoch auf die Methanisierung des Wasserstoffs zu legen ist.

Bei einer **Gesamtabwägung der Wirtschaftlichkeit** wäre gegen den Investitionsbedarf im Netz abzuwägen, dass die bei einer Einspeisung von Wasserstoff die erreichbaren Wirkungsgrade höher sind – da der Energieaufwand zur Methanisierung vermieden wird. Aus diesem Grund sollte die Einspeisung von Wasserstoffaus unserer Sicht nicht vernachlässigt werden.

Im letzten Satz von Abschnitt 3 auf Seite 168 des NEP-Entwurfs wird der **Begriff „Methanisierungsanlage"** verwendet. Wir vermuten, dass hier eigentlich der Begriff „PtG-Anlage" gemeint ist.

9.1. Wie bewerten Sie den methodischen Ansatz zur Identifikation von möglichen Standorten für Power to Gas-Anlagen?

Es werden in diesem Ansatz Schwerpunktregionen identifiziert durch die Verschneidung der geplanten Trassen im Höchstspannungsnetz, Verbrauchsschwerpunkten, sowie der Gasnetzinfrastruktur. In diesem Ansatz sollten die benötigen (sehr großen) Stoffmengen für CO2 ebenfalls mit berücksichtigt werden (Stahlwerke, Chemische Industrie, Raffinerien, etc).

Darüber hinaus gibt es auch einen **„dezentralen" Ansatz der mittlere und kleine Power to Gas (PtG)-Anlagengrößen berücksichtigt. Hier sollte unseres Erachtens der Schwerpunkt gesetzte werden.**

Lokale Stromnetzengpässe im Verteilnetz könnten (teilweise) aufgelöst werden. In Regionen mit hohem Energieaufkommen aus Onshore-Windenergieanlagen (Brandenburg, Niedersachsen, Schleswig-Holstein, etc.) oder aus Photovoltaik-Anlagen (Bayern) bietet dieses Konzept in Kombination mit Biogasanalagen eine sehr sinnvolle dezentrale Lösung. Das Gas kann dann über das Erdgasnetz in die Verbrauchsschwerpunkte transportiert werden.

9.2. Teilen Sie den Ansatz, biogenes CO2 auszuschließen, insbesondere vor dem Hintergrund der räumlichen Verteilung von Biogasanlagen in Wind-/PV-starken Regionen, den Ausbauzielen für Biogas aus § 31 GasNZV und den Voraussetzungen für die Netzanschlussprivilegierung aus § 3 Nr. 10c EnWG?

Biogenes CO2 sollte und kann nicht ausgeschlossen werden aufgrund der Gesetzeslage (Anschlussprivileg nach § 3 Nr. 10c EnWG).

9.3. Ist es sinnvoll, weitere/andere Standorte zu betrachten, unter der Voraussetzung, dass sie über ausreichende Kohlenstoffdioxid-Vorkommen, geeignete Strom- und Gasnetzinfrastruktur und

Verbrauchsschwerpunkte (auch Erdgasspeicher) verfügen und so die Karte auf S. 172 zu konkretisieren (z.B. Power to Gas Potentialatlas)?

Aus unserer Sicht ist dies sinnvoll. Auch hier gibt es weitere Studien bzw. Projekte, die durch Untersuchung lokaler Potenziale darauf abzielen eine zukünftige Energiespeicherung vorzubereiten (z.B. ChemCoast). Diese Studien sollten als Grundlagen genutzt werden.

9.4. In welchem Ausmaß soll das Thema Power to Gas im nächsten NEP Gas behandelt werden? Sollen insbesondere auch biogene CO2-Potentiale mit untersucht werden?

Aus unserer Sicht sollten auch biogene Potenziale mit untersucht werden.

9.5. Wie schätzen Sie die Netzzugangsbedingungen für Power to Gas-Anlagen ein, die a) Biogas gem. § 3 Nr. 10c EnWG oder b) Gas gem. § 3 Nr.19a EnWG einspeisen?
9.6. Sind Ihnen über die auf der Karte verzeichneten Projekte hinaus weitere Einspeiseprojekte bekannt, die a) 2013 und b) im Betrachtungszeitraum des NEP 13 ans Netz angeschlossen werden?

Zusätzlich zu den bereits verzeichneten Projekten ist uns folgendes Pilotprojekt zur PEM-Elektrolyse bei Hamburg bekannt: http://www.eon-hanse.com/pages/eha_de/Presse/Pressemitteilungen/Aktuelle_Presse/Pressemitteilung.htm?id=1492574

9.7. Sollten künftig verschiedene Power to Gas-Einspeiseszenarien kalkuliert werden? Welche Parameter wären dabei zu berücksichtigen? Sollte eine Gegenüberstellung der absehbaren, netzseitigen Kosten für Wasserstoffbeimischungen von bis zu 10 Prozent auf der einen und der Methanisierung auf der anderen Seite erfolgen?

Eine solche Abschätzung bedarf einiger Detailarbeit und sollte nur in enger Abstimmung mit weiteren Partnern erfolgen. Es wird geschätzt, dass ca. 200 Millionen technischer Anlagen(-komponenten) im europäischen Gasnetz zu berücksichtigen wären, die jeweils eine zu erfassende Verträglichkeit gegenüber H2 aufweisen. Diese sind in ihrer räumlichen Verteilung zu erfassen, da sich lokal unterschiedliche H2-Konzentrationen ergeben werden (Stichwort PtG-Schwerpunktregionen).

Dazu existieren erste Betrachtungen (Projekte GERG-HIPS, DVGW-Projekt G1-07-10, DGMK-Projekt 756, etc.), die noch weiter vertieft werden müssen. Wir möchten an dieser Stelle von zu groben Pauschalisierungen absehen, da diese zu falschen Ergebnissen führen kann und somit zu nicht-zielführenden Aussagen

10. Kosten-Nutzen-Analysen *(Anlage 9 Netzentwicklungsplan)*

10.1. Wie bewerten Sie die Methodik der Kosten-Nutzen-Analyse zum Speicherprodukt TAK? Nehmen Sie hier bitte zum Vorgehen, zum gewählten Modell, zum Bewertungsansatz und zum Ergebnis in Bezug auf das Speicherprodukt im PWCGutachten Stellung. Halten sie die gewählte Vorgehensweise für zielführend? Wie bewerten Sie das Ergebnis im Vergleich zu den Netzausbaukosten?

Zum PWC-Gutachten bezüglich des Speicherprodukts nehmen wir entsprechend der Fragestellung wie folgt Stellung:

a) zum Vorgehen
Das Vorgehen stellt auf die Sichtweise der FNBs ab. D.h. dass detaillierte, überprüfte Prämissen lediglich für die Netzausbaukosten eingehen.
Die von Speicherbetreibern und Händlern im Rahmen des NEP 2013-Workshops der FNBs am 28. Februar eingebrachten Anmerkungen und Änderungswünsche wurden nicht berücksichtigt. Diese bezogen sich darauf,

- dass TAK als Produkt weder von Händlerseite noch von den Speicherbetreibern als notwendig erachtet oder gewünscht wird (Produkt non-standard, Handelbarkeit eingeschränkt, Zusatznutzen ggü. bisher verfügbaren Handelsprodukten nicht gegeben)
- dass die Bewertung die von den weiteren Marktteilnehmern gesehenen Schäden nicht berücksichtigt (z.B. möglicher Anstieg der Unterbrechbarkeit von Kapazitäten im Fernleitungsnetz, höheres Risiko der Vermarktbarkeit von Speichern)

Grundsätzlich halten wir einen Vergleich einzig und allein mit dem Extrempunkt „vollständiger Netzausbau für FFZK" nicht für sachgerecht. Dieser vollständige Netzausbau verursacht sehr hohe Kosten, so dass das Ergebnis der Kosten-Nutzen-Analyse vorbestimmt ist:
Es kann nicht effizient sein, jeden möglichen physischen Engpass durch Netzausbau zu beseitigen, zumal eine Kapazitätsvermarktung mit FFZK auch durch marktbasierte Maßnahmen zu geringeren Kosten abgesichert werden kann. Der Vergleich von TaK mit dem offensichtlich ineffizienten „vollständigen Netzausbau für FFZK"ist somit kein Beleg dafür, dass das Produkt TaK volkswirtschaftlich effizient ist.

b) zum gewählten Modell
Das Rechenmodell können wir nicht im Einzelnen auf Richtigkeit prüfen. Wir gehen jedoch davon aus, dass PWC auf Basis ihrer Professionalität und Expertise ein vom Grundsatz her taugliches Modell verwendet.
Eine höhere Transparenz (oder Sensitivitätsrechnungen) zu den Annahmen der Preisvolatilität in 2018 bzw. 2023 wäre jedoch wünschenswert gewesen. Speicher ziehen einen großen Teil ihres Wertes aus der Volatilität der Marktpreise für Gas im Jahresverlauf sowie aus den Spreads. So wären bei einem höheren als dem von PWC unterstellten Ansatz für Volatilitäten in 2018 bzw. 2023 die Schäden durch TaK für Speichernutzer ggf. deutlich höher.

c) zum Bewertungsansatz
Den Bewertungsansatz können wir aus den folgenden Gründen nicht teilen:

Die Prämissen des PWC-Gutachtens berücksichtigen nur die Kosten für Speicherkunden im tatsächlichen Fall einer Unterbrechung. Hierbei werden als Unterbrechungen lediglich die von den FNBs analysierten Unterbrechungen auf der Basis historischer Werte angesetzt (s. auch unsere Kommentierung bezüglich der Analyse historischer Unterbrechungen unter Frage 6.1. der Konsultation). Unseres Erachtens würde die Einbindung von neuen Speichern und Speichererweiterungen mit TAK (als einem i.W. unterbrechbaren Produkt) bzw. mit 50%

vollständig unterbrechbarer Kapazität (in dem für uns relevanten NCG-Marktgebiet) per Saldo zu einem Anstieg der tatsächlichen Unterbrechungen führen.

Schäden für Speichernutzer, welche allein aufgrund des Risikos einer Unterbrechung (= Unvorhersehbare Zeiten der Nichtnutzbarkeit transportseitiger Kapazitäten) entstehen, werden – im Gegensatz zu dem von mehreren Speicherbetreibern in Auftrag gegebenen Gutachten der Frontier Economics – nicht berücksichtigt.

Darüber hinaus werden weitere Schäden für die Volkswirtschaft durch potenziell höhere Unterbrechungsraten, eine geringere Liquidität an den Handelsmärkten sowie Vermögensschäden der Speicherbetreiber (wg. Nichtbuchung bzw. verminderte Buchung seiner Speicherprodukte) überhaupt nicht erwähnt – auch nicht qualitativ.

d) zum Ergebnis

Das Ergebnis der von PWC erstellten Kosten-Nutzen-Analyse ist dadurch vorherbestimmt, dass ein Vergleich von TaK einzig und allein mit dem Extrempunkt „vollständiger Netzausbau für FFZK" erfolgt. Dieser vollständige Netzausbau verursacht naturgemäß sehr hohe Kosten und kann nicht als Beleg für die Effizienz des Produktes TaK herangezogen werden.

Darüber hinaus stellen die Ergebnisse auf Basis sehr gering angesetzter, tatsächlicher Unterbrechungswahrscheinlichkeiten auch nur sehr geringe volkswirtschaftliche Kosten durch Unterbrechungen.
Es werden jedoch die Risiken aus einer grundsätzlichen Entwertung von festen Speicherkapazitäten sowie eine volkswirtschaftlich ggf. bedenkliche Minderung der Versorgungssicherheit durch die Unterlassung von Speicherbuchungen in der Studie nicht adressiert.
Im Ergebnis der PWC-Ausarbeitung scheint die Einführung von TaK deutlich günstiger zu sein als der vollständige Netzausbau für die Speicheranbindung mit FFZK. Auf Basis unserer oben dargestellten Analyse erachten wir dieses Ergebnis für vorbestimmt und teilen weder den systematischen Bewertungsansatz noch einzelne Annahmen.

10.2. Wie bewerten Sie die Methodik der Kosten-Nutzen-Analyse zum Gaskraftwerksprodukt DZK. Nehmen Sie hier bitte zum Vorgehen, zum gewählten Modell, zum Bewertungsansatz und zum Ergebnis in Bezug auf das Kraftwerksprodukt im PWC-Gutachten Stellung. Halten sie die gewählte Vorgehensweise für zielführend? Wie bewerten Sie das Ergebnis im Vergleich zu den Netzausbaukosten?

s. Ausführung unter dem Fragenkomplex 2.3.

10.3. Wie bewerten Sie die Kostenabschätzungen zu den Flexibilitätsinstrumenten in nachgelagerten Netzen?

10.4. ***Wie beurteilen Sie in diesem Zusammenhang die vorhandenen Flexibilitätsinstrumente auf Ebene der nachgelagerten Netze?*** Insbesondere:

10.4.1. Die in den Verteilernetzen vorhandenen physischen Flexibilitätskomponenten wie Kugelspeicher oder Netzpuffer und die bestehenden regulatorischen Anreize für Verteilernetzbetreiber zur Nutzung derselben.

10.4.2. Die Möglichkeit der Fernleitungsnetzbetreiber gemäß KOLA (Verfahren zur Festlegung der Kosten für die Beschaffung von Lastflusszusagen als volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV) Lastflusszusagen in den nachgelagerten Netzen zu kontrahieren.

10.4.3. Die Erweiterung im EnWG § 14b (seit 1.1.2013) für Verteilernetzbetreiber zum Angebot von Abschaltverträgen in den nachgelagerten Netzen und die tatsächliche Umsetzung. 10.4.4. Sind die genannten Instrumente geeignete Substitute für einen physischen Netzausbau? Wo sehen Sie am meisten Potenzial in Bezug auf gesamtwirtschaftliche Kosteneffekte?

10.4.5. Sehen Sie weitere Sie weitere Instrumente?

11. Tabellen und Anhänge

Bitte kommentieren Sie die Übersichtlichkeit und Verständlichkeit einzelner Anlagen. Bitte geben Sie an, welche konkreten Änderungen bei welchen Anlagen zu einer Erhöhung der Transparenz beitragen könnten.

Insgesamt ist die Übersichtlichkeit und Verständlichkeit der einzelnen Anlagen besser im Vergleich zum NEP 2012.

Ergänzende Fragen zur Konsultation des von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurfs eines Netzentwicklungsplans (Stand: 02.04.2013)

Kraftwerksprodukt (KWP) und temperaturabhängige Kapazitäten (TaK)

*(Weitere Fragen im Nachgang zur Dialogveranstaltung Gaskraftwerksbetreiber/Gasspeicherbetreiber; **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.*

Zum „Trennungsmodell" siehe unsere Ausführungen unter 1 und unter 2.3.1.

Kraftwerksprodukt (DZK für Gaskraftwerke) *(siehe Fragebogen 2.3)*

Informationen zum KWP finden Sie im Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2013, Kapitel 2.3.2. Der am 24.4.2013 veröffentlichte Fragebogen behandelt bereits wichtige Aspekte zum KWP.

*Wir bitten Sie, die im Dialogtermin aufgeworfenen **neuen Fragen** (s.u.) zusammen mit den schon vorhandenen Fragen ergänzend zu beantworten:*

Die entsprechenden Fragen und Antworten zu diesem Abschnitt finden Sie jeweils unter den hier in Bezug genommenen Fragen des ursprünglichen Fragenkatalogs der BNetzA unter 2.3 und 2.4 oben im Dokument.

Temperaturabhängige Kapazität (TaK) für Gasspeicher *(siehe Fragebogen 2.4)*

In der Dialogveranstaltung ist neben dem KWP auch die TaK eingehend diskutiert worden. Informationen zur TaK finden Sie im Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas 2013, Kapitel 2.3.3. Der am 24.4.2013 veröffentlichte Fragebogen behandelt bereits wichtige Aspekte zur TaK. Wir bitten Sie, die im Dialogtermin aufgeworfenen ***neuen Fragen*** *zusammen mit den schon vorhandenen Fragen ergänzend zu beantworten:*

Die entsprechenden Fragen und Antworten zu diesem Abschnitt finden Sie jeweils unter den hier in Bezug genommenen Fragen des ursprünglichen Fragenkatalogs der BNetzA unter 2.4 oben im Dokument.