Storengy Deutschland GmbH · Zimmerstraße 56 · 10117 Berlin

Bundesnetzagentur
Referat 609
Postfach 8001
53105 Bonn

Per E-Mail an netzentwicklungsplanGas@bnetza.de

Seiten: 12

Berlin, 21. Juni 2013

Stellungnahme zur Konsultation des von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurfs eines Netzentwicklungsplan Gas (Stand: 02.04.2013)

Sehr geehrte Damen und Herren,

Das Unternehmen Storengy bündelt innerhalb der GDF SUEZ-Gruppe deren Gasspeicheraktivitäten. Es errichtet, vermarktet und betreibt als unabhängiger Speicherdienstleister eigene Speicheranlagen für ein aus nationalen und internationalen Marktteilnehmern bestehendes Kundenportfolio. Insgesamt bietet Storengy in Deutschland rund 2 Mrd. m³ Speicherkapazität an und repräsentiert somit ca. 10% des deutschen Speichermarktes.

Gerne nehmen wir auch in diesem Jahr die Gelegenheit wahr, zu dem von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurf für einen Netzentwicklungsplan Gas Stellung zu beziehen. In diesem Zusammenhang möchten wir erneut auf die hohe Relevanz von Gasspeichern für die nationale und regionale Versorgungssicherheit hinweisen. Zudem tragen Gasspeicher dazu bei, kapitalintensive Investitionen in die Gastransportnetze volkswirtschaftlich effizient zu gestalten.

Für eine zuverlässige und preisgünstige Gasversorgung spielen Gasspeicher somit eine Schlüsselrolle. Um diese Rolle im Gesamtsystem weiterhin verlässlich wahrnehmen zu können, ist eine marktbasierte Ausgestaltung der Rahmenbedingungen unerlässlich. Wir erlauben uns, diese Zusammenhänge im Folgenden erneut zu plausibilisieren.

Bereits im Rahmen der von der Bundesnetzagentur durchgeführten Konsultation zum Netzentwicklungsplan Gas 2012 („NEP 2012") hatte Storengy umfangreich Stellung zu den Ergebnissen und den zugrunde liegenden Planannahmen genommen. Hierbei hatten wir insbesondere darauf hingewiesen, dass alle von den Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen der Netzausbauplanung getroffenen Annahmen, die im Ergebnis zu einer Einschränkung der Nutzung von

Storengy Deutschland GmbH
Zimmerstraße 56 – D-10117 Berlin
Tel.: +49 (0)30 28 88 34 -0 – Fax: +49 (0)30 28 88 34 -109
www.storengy.de
Geschäftsführer: Arno Büx
Vorsitzender des Aufsichtsrates: Jean-Marc Leroy, Sitz: Berlin
Registergericht: Amtsgericht Charlottenburg HRB 134235, (VAT) ID-Nr.: DE256603999
Commerzbank AG Berlin, BLZ: 100 400 00, Kto.-Nr.: 210 364 600

Transportkapazitäten führen, aus unserer Sicht weder mit den gesetzlichen Vorgaben noch mit den energiewirtschaftlichen Anforderungen des deutschen Gasmarktes vereinbar sind.

Unsere Stellungnahme im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2013 hatte erneut darauf gedrängt, bei der Modellierung der Fernleitungsnetze, abweichend von den Modellierungsvarianten im NEP 2012, den gesamten Kapazitätsbedarf von Bestandsspeichern sowie sämtliche nach §§ 38,39 angefragten Kapazitäten zu berücksichtigen. Des Weiteren hatten wir bereits an dieser Stelle auf die fehlende Berücksichtigung marktbezogener Mechanismen zur Steigerung des Angebotes an festen FZK hingewiesen.

Auch zu dem am 18. Februar 2013 vorgelegten Konsultationsdokument der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan Gas 2013 hatte Storengy eingehend Stellung genommen. Hierbei wurde von uns erneut insbesondere die Bedeutung des Einsatzes von marktbasierten Instrumenten als Alternative zu einem physischen Netzausbau betont.

Die Bedeutung marktbasierter Instrumenten für die Optimierung von Netzausbau und -betrieb wird auch in dem von Storengy gemeinsam mit anderen Speicherbetreibern bei Frontier Economics Ltd. in Auftrag gegebenen „Gutachten zur ökonomischen Bewertung des Produktes TaK (Temperaturabhängige Kapazität) für den Netzzugang von Erdgasspeichern"[1] unterstrichen. Das Gutachten kommt zu dem Schluss, dass die Einführung des Kapazitätsproduktes TaK für den Netzzugang von Erdgasspeichern weder effizient noch notwendig ist.

Leider sind unsere Anregungen und Bedenken aus diesen früheren Stellungnahmen bei der Entwicklung des Netzentwicklungsplans Gas der Fernleitungsnetzbetreiber vom 1. April 2013 (NEP 2013) in weiten Teilen unberücksichtigt geblieben. Wesentliche Annahmen des jetzt durch die Bundesnetzagentur konsultierten Entwurfs des NEP 2013, insbesondere zu den vorgesehenen Nutzungseinschränkungen auf Basis eines von den Fernleitungsnetzbetreibern unterstellten temperaturabhängigen Nutzungsprofils von Erdgasspeichern, beruhen daher weiterhin auf den bereits im NEP 2012 getroffenen unzureichenden Planannahmen. Zudem ist es für uns nicht nachvollziehbar, warum der von uns nach § 38 GasNZV angefragte Kapazitätsbedarf für die in Realisierung befindliche Erweiterung des Speichers Peckensen (Sachsen-Anhalt) trotz Aufnahme in die Anlage 2 („Speicherliste") des von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmens beim NEP 2013 erneut in keine der von den Fernleitungsnetzbetreibern vollständig durchgerechneten Modellierungsvarianten Eingang gefunden hat.

Im Rahmen der aktuellen Konsultation des NEP 2013 verweisen wir insofern auf unsere früheren Stellungnahmen und halten die darin enthaltene grundsätzliche Kritik an dem Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber aufrecht. Als einer der größten Betreiber von Untergrundspeichern in Deutschland fokussieren wir unsere Stellungnahme auf diejenigen Inhalte des NEP 2013, die auf einen bedarfsgerechten Netzanschluss und eine optimierte Nutzung von Speicheranlagen abzielen. Strukturell orientieren wir unsere Stellungnahme an den in dieser Hinsicht relevanten Fragestellungen aus dem von der Bundesnetzagentur vorgelegten Fragenkatalog.

[1] http://www.storengy.de/2013/downloads/RPT-Frontier-TaK_Gutachten-stc.pdf

2. Szenariorahmen

2.1. Modellierungsvarianten

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind gemäß § 17 GasNZV verpflichtet, den langfristigen Kapazitätsbedarf zu ermitteln und den dauerhaft erforderlichen Netzausbau gemäß §11 (1) EnWG durchzuführen. Insofern halten wir den von den Fernleitungsnetzbetreibern in ihren Planungen nur unzureichend berücksichtigten Kapazitätsbedarf für die gemäß § 38 GasNZV angefragte Erweiterung des Speichers Peckensen (Sachsen-Anhalt) sowie für die von uns betriebenen Speicher Uelsen und Harsefeld für nicht vereinbar mit den Vorgaben von § 17 GasNZV.

2.2. Fortschreibung von Lastflusszusagen

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind gemäß § 9 (3) GasNZV dazu verpflichtet, den Einsatz von Lastflusszusagen zur Erhöhung des Angebotes an frei zuordenbaren Ein- und Ausspeisekapazitäten zu prüfen. Lastflusszusagen als marktbasiertes Instrument können dabei aus Sicht von Storengy insbesondere dann eine volkswirtschaftlich effiziente Alternative zum dauerhaften Ausbau des Netzes gemäß § 11 (1) EnWG darstellen, wenn die dem Netzengpass zugrundeliegenden Lastflussszenarien nur mit einer eher geringen Wahrscheinlichkeit auftreten.

Storengy spricht sich daher dafür aus, dass die derzeit von den Fernleitungsnetzbetreibern kontrahierten und in der Netzplanung berücksichtigten langfristigen Lastflusszusagen durch die Beschaffung von kurzfristigen Lastflusszusagen ergänzt werden, um das Angebot an frei zuordenbaren Ein- und Ausspeisekapazitäten weiter zu erhöhen. Die Möglichkeit zur kurzfristigen und marktorientierten Zusage von Lastflüssen dürfte es zudem weiteren Marktteilnehmern ermöglichen, den Fernleitungsnetzbetreibern entsprechende Angebote zu legen, und trägt damit zu einer effizienteren Kostenstruktur auf der Beschaffungsseite bei. Darüber hinaus kann über den verstärkten Einsatz von kurzfristigen Lastflusszusagen ggf. ein Wegfall von aktuell kontrahierten Lastflusszusagen in den Jahren 2018 und 2023 ganz oder teilweise kompensiert werden.

Storengy würde es begrüßen, wenn die Bundesnetzagentur die Fernleitungsnetzbetreiber aufforderte, das erforderliche Netzausbauniveau ohne Fortschreibung der aktuell kontrahierten Lastflusszusagen zu bestimmen, um das große Potenzial von Lastflusszusagen bei der Optimierung von Netzausbau und -betrieb aufzuzeigen. Lastflusszusagen an Ein- und Ausspeisepunkten zu Speichern sind aufgrund der regelmäßig vorteilhaften netzhydraulischen Einbindung von Speichern in besonderem Maße geeignet, zu einer effizienten Behebung von Kapazitätsengpässen beizutragen.

2.3. Kraftwerksprodukt

zu 2.3.3. (Kriterien für geeignete Zuordnungspunkte)

Ungeachtet der laufenden Erörterungen über die Zulässigkeit von Nutzungseinschränkungen bei Kapazitätsprodukten und möglichen alternativen marktbasierten Lösungsansätzen wären aus Sicht von Storengy Gasspeicher besonders geeignet, im Unterbrechungsfall als alternative Zuordnungspunkte für die Versorgung von Kraftwerken eingesetzt zu werden. Dies trüge den

Interessen der Kraftwerksbetreiber Rechnung – hier zeigten die Diskussionen im Rahmen der von der Bundesnetzagentur organisierten Dialogveranstaltung für Gaskraftwerksbetreiber/ Gasspeicherbetreiber vom 14. Mai 2013, dass die Kraftwerksbetreiber vor allem die Minimalfristen zur Vorankündigung einer Unterbrechung am virtuellen Handelspunkt sowie die Liquidität und Verfügbarkeit von Gasmengen am alternativen Zuordnungspunkt kritisch beurteilen.

Der Einsatz von Gasspeichern trägt entscheidend dazu bei, die Beschaffung von alternativen Gasmengen zur Versorgung von Kraftwerken zeitlich von der Liquidität und Verfügbarkeit am alternativen Gashandelspunkt zu entkoppeln. Zudem kann der Zugriff auf die im Speicher vorgehaltenen Mengen im Unterbrechungsfall regelmäßig innerhalb der von den Fernleitungsnetzbetreibern geforderten Minimalfristen erfolgen. Aus unserer Sicht sollte die Einbeziehung von Speichern als möglichem Zuordnungspunkt durch die Fernleitungsnetzbetreiber und die Kraftwerksbetreiber daher verstärkt geprüft werden.

2.4. Temperaturabhängige feste frei zuordenbare Kapazität (TAK)

zu 2.4.0. (Trennungsmodell)

Storengy hält die von den Fernleitungsnetzbetreibern angesetzten Planungsprämissen für den Netzanschluss von neuen oder erweiterten Speicheranlagen auf der Basis eines temperaturabhängigen Nutzungsprofils für grundsätzlich geeignet, ein effizientes Netzausbauniveau herzustellen. Dies bedeutet jedoch nicht, dass die auf der Basis dieses Netzausbaus unter Annahme abweichender Lastflussszenarien verbleibenden Nutzungsbeschränkungen für die Kapazitäten einseitig in Form von neuen und in der GasNZV nicht vorgesehenen Kapazitätsprodukten auf die Netz- bzw. Speichernutzer abgewälzt werden dürfen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind vielmehr gemäß § 9 (3) GasNZV in Verbindung mit § 10 (1) GasNZV dazu verpflichtet, die jeweiligen Nutzungsbeschränkungen durch den Einsatz marktbasierter Instrumente zu reduzieren und das Angebot an frei zuordenbarer Ein- und Ausspeisekapazität zu erhöhen. Dies gilt umso mehr, als sich die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Geschäftsbedingungen für den Ein- und Ausspeisevertrag gemäß § 31 (2) der Anlage 1 zur Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen (Stand: 29.06.2012) das Recht einräumen lassen, vertraglich zugesagte feste Kapazitätsrechte bei Ausbleiben von benötigten marktbasierten Instrumenten einschränken zu können.

Die Bestimmung des langfristigen Kapazitätsbedarfs hat nach § 17 (1) Ziffer 4. GasNZV u.a. auf der Basis von Erkenntnissen über bestehende oder prognostizierte physische Engpässe im Netz zu erfolgen. Die Abwägung, ob ein dauerhafter Netzausbau gemäß §11 (1) EnWG oder ein Einsatz marktbasierter Instrumente gemäß § 9 (3) GasNZV in Verbindung mit § 10 (1) Satz 2 GasNZV effizienter zum Abbau der identifizierten Netzengpässe beitragen kann, hat daher primär durch die Fernleitungsnetzbetreiber zu erfolgen.

Storengy begrüßt das als Ergebnis der Dialogveranstaltung für Gaskraftwerks- und Speicherbetreiber vom 14.5.2013 von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene „Trennungsmodell". Bei der gemäß diesem Modell vorgesehenen Entkopplung der Diskussion über eine geeignete Ausgestaltung von Kapazitätsprodukten für die Netznutzung beim Anschluss von neuen oder erweiterten Speicheranlagen muss jedoch auch zukünftig zwingend sichergestellt bleiben, dass alle

relevanten Marktteilnehmer in die dann außerhalb des Konsultationsprozesses zum Netzentwicklungsplan geführten Abstimmungen einbezogen bleiben.

Im aktuellen Marktumfeld für Speicherdienstleistungen führt jede weitere Verunsicherung des Marktes über die zukünftige Attraktivität des Speichereinsatzes zu einer verringerten Speichernutzung und damit zu einer potentiellen Gefährdung der Versorgungssicherheit. Aus Sicht von Storengy ist eine abschließende Klärung der Ausgestaltung der angebotenen Kapazitätsprodukte daher auch im Trennungsmodell dringend erforderlich.

zu 2.4.1. (Transparenz und Nachvollziehbarkeit des Produktes TAK)

Sofern das Konzept zur Einführung des Kapazitätsproduktes TAK weiter verfolgt wird, bedürfen wesentliche Teile des Produktes TAK aus Sicht von Storengy noch einer weiteren Konkretisierung. Storengy wird hierzu die bereits begonnene Zusammenarbeit mit den Fernleitungsnetzbetreibern in der beim BDEW gegründeten Projektgruppe fortsetzen.

Unabhängig von einer möglichen Einführung eines neuen Kapazitätsproduktes für die Netznutzung von neuen oder erweiterten Speicheranlagen legt Storengy Wert auf die Feststellung, dass es dadurch keinesfalls zu einer Beeinträchtigung des bisherigen Kapazitätsangebotes an bestehenden Speicheranlagen kommen darf.

zu 2.4.2. (Temperaturgrenzen)

Die von der Bundesnetzagentur durchgeführten Berechnungen auf der Grundlage der historischen Tagesmitteltemperaturen decken sich mit den Ergebnissen des von Storengy und weiteren Speicherbetreibern bei Frontier Economics in Auftrag gegebenen Gutachtens. Angesichts der faktischen Unterbrechbarkeit bietet die Einführung eines neuen Kapazitätsproduktes gegenüber dem etablierten Angebot von unterbrechbaren Kapazitäten aus unserer Sicht keinen zusätzlichen Nutzen für die Marktteilnehmer.

Eine Unterscheidung der Temperaturgrenzen je nach geographischer Lage des Speichers halten wir für nicht vereinbar mit den Zielen einer einheitlichen Organisation des Netzzuganges innerhalb der Marktgebiete sowie insbesondere für nicht zuträglich für einen funktionierenden und fairen Wettbewerbsmarkt im Speichersektor.

zu 2.4.3. (Kosten-Nutzen-Analyse der Fernleitungsnetzbetreiber)

Die von den Fernleitungsnetzbetreibern in Auftrag gegebene Kosten-Nutzen-Analyse stellt aus Sicht von Storengy grundsätzlich nicht den relevanten Vergleich zwischen den aus dem mangelnden Netzausbau resultierenden Nutzungsbeschränkungen (Kosten) und den vermiedenen Netzausbaukosten (Nutzen) an. Wie in dem von Storengy und weiteren Speicherbetreibern bei Frontier Economics in Auftrag gegebenen Gutachten ausführlich hergeleitet und dargestellt wird, ist ein vollständiger Netzausbau zur Vermeidung von jeglichen Einschränkungen bei der Nutzung der Kapazitäten regelmäßig als nicht effizient zu betrachten. Vielmehr kann durch den Einsatz von marktbasierten Instrumenten ein gesamtwirtschaftlich ausgewogeneres Verhältnis von Netzausbaukosten und verbleibenden Nutzungseinschränkungen hergestellt werden.

Die in der von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Kosten-Nutzen-Analyse angesetzten Speichernutzungsgrade und Annahmen zur Saisonalität der Speichernutzung sind aus unserer

Sicht zudem nicht sachgerecht gewählt und berücksichtigen nicht das in einem veränderten Marktumfeld geänderte Nutzungsverhalten beim Einsatz der Speicher.

zu 2.4.4. (Preisliche Einordnung und Wahrscheinlichkeit der Unterbrechung)

Die auf der Basis der historischen Tagesmitteltemperaturen durchgeführten Analysen zeigen, dass das Produkt TAK im Rahmen der aktuell vorgesehenen Temperaturgrenzen faktisch als unterbrechbare Kapazität einzustufen ist. Eine gegenüber der Preisgestaltung für unterbrechbare Kapazität erhöhte preisliche Einordnung des Produktes TAK erscheint daher aus Sicht von Storengy nicht gerechtfertigt.

Unabhängig von der Höhe der tatsächlichen Unterbrechungswahrscheinlichkeit scheint es aus unserer Sicht effizienter, nur die tatsächlichen Unterbrechungsnotwendigkeiten durch den verpflichtenden Einsatz von marktbasierten Instrumenten auf ein Mindestmass zu reduzieren, statt die aus einem geringeren Netzausbauniveau verbleibenden planerischen Unterbrechungswahrscheinlichkeiten pauschal auf die Netznutzer abzuwälzen.

zu 2.4.5. (Zuordnungsauflagen)

Die Einführung weiterer Nutzungsbeschränkungen bei der Netznutzung ist aus Sicht von Storengy nicht geeignet, die Netzanschlusssituation für Speicher zu verbessern. Speicher sind zur Wahrnehmung ihrer Rolle bei der physischen Absicherung von Handelsgeschäften darauf angewiesen, den virtuellen Handelspunkt jederzeit auf fester Basis zu erreichen. Eine (dynamische) Zuordnung von Speichern zu einzelnen Ein- oder Ausspeisepunkten bei gleichzeitiger Unterbrechbarkeit des Zugangs zum virtuellen Handelspunkt wird dieser Rolle nicht gerecht.

Dies steht selbstverständlich einem Einsatz von Speichern zur regionalen Stützung von Netzbereichen über Lastflusszusagen (vgl. Frage 2.2.) bzw. der Einstufung von Einspeisepunkten an Speichern als möglichem Zuordnungspunkt für die Versorgung lokaler Märkte (bspw. von Gaskraftwerken im Sinne des KWP, vgl. Frage 2.3.) nicht entgegen.

zu 2.4.6. (Marktgetriebener Einsatz von Speichern)

Der marktgetriebene Einsatz von Speichern erfolgt über die entsprechenden Preissignale am Handelsmarkt. Auch die saisonale Nutzung von Speichern ist insofern als marktgetriebene Nutzung einzustufen. Aufgrund ihrer unterschiedlichen Leistungscharakteristik werden Porenspeicher dabei tendenziell eher für die saisonale Strukturierung der Gasmengen eingesetzt („Grundlast"), während Kavernenspeicher tendenziell mehr für die kurzfristige Bereitstellung von Gasmengen („Spitzenlast") eingesetzt werden.

Die physische Fahrweise von Speichern erfolgt im Übrigen grundsätzlich entkoppelt von ihrem kommerziellen Einsatz zur Absicherung von Termingeschäften am Handelsmarkt. Nicht jedes Termingeschäft führt damit automatisch zu einer physischen Beschäftigung des Speichers. Die Speichernutzer prüfen im Rahmen der regelmäßigen Optimierung ihres Portfolios, ob die ursprünglich beabsichtigte Speicherbeschäftigung durch ein entsprechendes Gegengeschäft aufgehoben und daraus ein entsprechender Mehrwert generiert werden kann. Auf diese Weise dienen Speicher zur Absicherung von Handelsgeschäften, ohne dass es dazu einer physischen Beschäftigung des Speichers bedarf (vgl. Beispiel in Kap. 5.2. des Gutachtens von Frontier Economics).

Eine Einführung von weiteren Kapazitätsprodukten für die Netznutzung von Speichern über das bestehende Angebot von festen und unterbrechbaren frei zuordenbaren Kapazitäten hinaus ist aus Sicht von Storengy nicht geeignet, eine ausreichend flexible und marktgetriebene Speichernutzung sicherzustellen. Die netzdienliche Wirkung von Speichern sollte nicht über Nutzungseinschränkungen beim Kapazitätsprodukt, sondern vielmehr im Wege der anreizbasierten Bewirtschaftung von Kapazitätsengpässen im Rahmen von Maßnahmen nach § 9 (3) GasNZV bzw. durch einen bedarfsgerechten Kapazitätsrückkauf gemäß § 10 (1) Satz 2 GasNZV erzielt werden.

zu 2.4.7. (Aufteilung auf TAK und unterbrechbare Kapazität)

Die durch die Fernleitungsnetzbetreiber derzeit vorgesehene nur unzureichende Berücksichtigung des vollen Kapazitätsbedarfes von neuen oder erweiterten Speicheranlagen bei der Ausstattung mit temperaturabhängig festen Kapazitäten halten wir für nicht ausreichend und insbesondere für nicht vereinbar mit der Zielsetzung des Netzentwicklungsplanes gemäß § 15a EnWG.

Eine unterschiedliche Zuordnung von TAK-Kapazitäten je nach Marktgebiet führt zu unterschiedlichen Wettbewerbsbedingungen für Speicherbetreiber zwischen den Marktgebieten und ist daher strikt abzulehnen. Eine Herleitung der Aufteilung aus der aktuell unterschiedlichen Ausstattung von Bestandsspeichern mit festen Transportkapazitäten im jeweiligen Marktgebiet kann keinesfalls dazu dienen, eine unzureichende und aus Sicht der Speicherbetreiber und ihrer Kunden unbefriedigende Netzausbausituation aus der Vergangenheit zu rechtfertigen und in die Zukunft fortzuschreiben.

Zur Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen zwischen neuen und bestehenden Speicheranlagen ist aus Sicht von Storengy im Gegenteil zu fordern, dass als Planungsprämisse im Rahmen des Netzentwicklungsplanes durch die Fernleitungsnetzbetreiber - soweit erforderlich - auch für Bestandsanlagen mindestens eine Ausstattung mit 100% TAK angesetzt wird.

zu 2.4.8. (Gutachten Frontier Economics)

Das Gutachten der Speicherbetreiber umfasst auch diejenigen Kosten, die allein aus dem Risiko einer Unterbrechung der TAK-Kapazität entstehen und beschränkt sich somit nicht allein auf die Abschätzung des Schadenpotentials aus der tatsächlichen Unterbrechung der Kapazität. Zudem haben die jeweils angesetzten unterschiedlichen Unterbrechungswahrscheinlichkeiten einen großen Einfluss auf die quantitative Bewertung des Schadenspotentials. Die im Gutachten der Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigten Unterbrechungswahrscheinlichkeiten halten wir aus den unter Frage 6 angegebenen Erwägungen für nicht sachgerecht.

Der von Frontier Economics im Rahmen des Gutachtens der Speicherbetreiber verfolgte Ansatz ist darüber hinaus aus unserer Sicht wissenschaftlich wesentlich fundierter und umfassender gewählt als das entsprechende Vorgehen im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse der Fernleitungsnetzbetreiber. Die qualitativen Unterschiede liegen insbesondere in dem Nachweis, dass der von den Fernleitungsnetzbetreibern als Nutzen von TAK angegebene vermiedene „vollständige Netzausbau" nicht den relevanten Vergleich zu den gesamtwirtschaftlichen Nachteilen aus den mit TAK verbundenen Nutzungseinschränkungen darstellt. Durch marktbasierte Maßnah-

men lassen sich vielmehr die erforderlichen Anreize setzen, die es den Fernleitungsnetzbetreibern erlauben, ein sinnvolles und effizientes Netzausbauniveau herzustellen.

2.5. H-Gas-Quellen

Der Ersatz der rückläufigen und teilweise flexiblen Produktion von L-Gasmengen durch den zusätzlichen Import von unflexiblen H-Gasmengen und die dafür ggf. erforderlichen Netzausbaumaßnahmen müssen aus Sicht von Storengy das Potential von vorhandenen und ggf. zu errichtenden Speichern bei der erforderlichen Strukturierung der zusätzlichen Importmengen stärker berücksichtigen. Gemäß ihrer traditionellen Rolle in der gaswirtschaftlichen Wertschöpfungskette sind Speicher in besonderem Maße geeignet, die erforderlichen Investitionen in das Transportnetz zu begrenzen und damit zu einem gesamtwirtschaftlich effizienten Netzausbau beizutragen.

Zur Beurteilung des veränderten Strukturierungsbedarfes durch den Wegfall von L-Gas-Quellen sind die Fernleitungsnetzbetreiber aufzufordern, analog zu den Untersuchungen zur Leistungsbilanz im L-Gas-Bereich (vgl. Kap. 4.7.2 NEP 2013) eine Untersuchung der damit einhergehenden zeitlichen Entwicklung der Leistungsbilanz im H-Gas-Bereich zu erstellen. Storengy bietet den Fernleitungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur an, Unterstützung bei der Analyse einer möglichen Begrenzung von Netzausbauten durch verstärkte planerische Berücksichtigung einer marktnahen Strukturierung der Gasmengen durch Speicher zu leisten.

3. Modellierungsansatz der Fernleitungsnetzbetreiber (Kapitel 3 Netzentwicklungsplan)

3.1. Bewertung der Eingangsgrößen der Netzmodellierung

zu 3.1.3. (Gasspeicher)

Wir halten die Fortsetzung der unzureichenden Berücksichtigung des Kapazitätsbedarfes unserer Bestandsspeicher und der gemäß § 38 GasNZV angefragten Kapazitäten für die in Realisierung befindliche Erweiterung des Speichers Peckensen (Sachsen-Anhalt) unverändert für nicht vereinbar mit den Vorgaben von §§ 15 (3), 15a (1) EnWG sowie § 17 (1) GasNZV.

zu 3.1.4. (Grenz- bzw. Marktübergangspunkte)

Storengy legt Wert auf die Feststellung, dass der Kapazitätsbedarf an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten (GÜP/MÜP) gegenüber dem Kapazitätsbedarf anderer Marktteilnehmer in den Modellierungen der Fernleitungsnetzbetreiber keinerlei Priorität genießen sollte. Insbesondere die Auslagerung aus Speichern wird in den Portfolien der Speicherkunden marktgetrieben häufig als alternative Gasquelle zu einer Aufspeisung der Marktgebiete über GÜP/MÜP eingesetzt. Eine gleichzeitige Inanspruchnahme der Einspeisekapazitäten aus Speichern und GÜP/MÜP ist somit in gewissem Umfang in der Regel auszuschließen.

Storengy regt daher an, die Fernleitungsnetzbetreiber zu verpflichten, das Angebot an festen frei zuordenbaren Kapazitäten an den Einspeisepunkten aus Speichern – soweit technisch möglich – durch Verlagerung von Kapazitäten von GÜP/MÜP zu erhöhen und das bisher bestehende Kapazitätsangebot unter Berücksichtigung des zunehmend kurzfristigeren Buchungsverhaltens

an diesen Netzpunkten verstärkt über eine kurzfristige Steigerung des Kapazitätsangebotes im Wege der Zusatzmenge gemäß § 10 (1) GasNZV aufrecht zu erhalten.

zu 3.1.5. (Nachgelagerte Verteilernetze)

Lastflusszusagen in nachgelagerten Verteilnetzen können aus Sicht von Storengy im erheblichen Umfang dazu dienen, den Kapazitätsbedarf im vorgelagerten Netz zu begrenzen und sind somit in der Lage, zu einem gesamtwirtschaftlich effizienten Netzausbau beizutragen. Insbesondere Lastflusszusagen aus an das Verteilnetz angeschlossenen Speichern mit großem Arbeitsgasvolumen sollten aufgrund ihrer Fähigkeit zu einer auch längerfristigen Vorhaltung der entsprechenden Lastflüsse bei den Modellierungen der Fernleitungsnetzbetreiber verstärkt Berücksichtigung finden.

5. Besonderheiten der L-Gas Versorgung

Storengy nimmt die Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber zur Kenntnis, dass der Rückgang der L-Gas Produktionsmengen mittelfristig die Umstellung von einzelnen Netzbereichen von L- auf H-Gas erforderlich machen wird.

Als Betreiber einer für eine Gewinnungstätigkeit eingesetzten Anlage zur Speicherung von Gas aus inländischer Produktion weisen wir darauf hin, dass die entsprechenden Maßnahmen zur Umstellung der Gasqualität in enger Kooperation zwischen den betroffenen Parteien durchgeführt werden müssen. Dies schließt eine Beteiligung der Produzenten bzw. Speicherkunden ein. Durch die erforderliche Umstellung von Netzbereichen darf es in keinem Fall zu einer einseitigen und unangemessenen Kostenbelastung für die Betreiber oder Nutzer von Speicheranlagen kommen.

Der Einsatz von Speichern kann zudem helfen, die Umstellung der Netzbereiche nach einem koordinierten und vorgesehenen Fahrplan auch unabhängig vom jeweiligen Gasbedarf des Marktes durchzuführen. Eine frühzeitige Einbeziehung der von der Umstellung betroffenen Speicherbetreiber in die entsprechende Umstellungsplanung der Fernleitungsnetzbetreiber ist daher aus Sicht von Storengy unerlässlich.

6. Analyse historischer Unterbrechungen

Die von den Fernleitungsnetzbetreibern angegebenen historischen Unterbrechungen müssen systematisch zunächst in die gaswirtschaftlich üblicherweise als Kürzung bezeichnete Einschränkung von festen Kapazitäten aus technischen Gründen (bspw. durch geplante oder auch ungeplante Wartungsmaßnahmen) und in die Beschränkung der kommerziellen Nutzung von Kapazitäten (bei tatsächlicher Inanspruchnahme der technisch verfügbaren Kapazität durch Netzkunden mit festem Kapazitätsanspruch) unterschieden werden.

Die Kürzung von festen Kapazitäten erfolgt nur im Ausnahmefall und sollte deshalb – wie von den Fernleitungsnetzbetreibern richtig erkannt – keinen Ausbaubedarf nach sich ziehen. Die tatsächliche Notwendigkeit zur Unterbrechung von unterbrechbaren Kapazitäten ist hingegen regelmäßig ein marktbasiertes Signal für einen entsprechenden Kapazitätsbedarf.

Die von den Fernleitungsnetzbetreibern aufgeführten Unterbrechungszeiträume stellen dabei aus unserer Sicht lediglich einen Teil der tatsächlichen Unterbrechungsnotwendigkeit dar. In der Realität kommt es nach den uns vorliegenden Informationen unserer Speicherkunden aufgrund der üblichen kurzen Vorlauffristen für die Unterbrechung regelmäßig zu einer vorsorglichen Renominierung von Gasmengen durch die Marktteilnehmer, um die aus der Unterbrechung resultierenden Einschränkungen durch alternative Markttransaktionen besser kompensieren zu können. Diese Renominierungen werden von den Fernleitungsnetzbetreibern allerdings nicht als Unterbrechung erfasst, obwohl sie ursächlich im Zusammenhang mit einem vorhandenen Netzengpass stehen.

Wie in dem von uns und weiteren Speicherbetreibern beauftragten Gutachten von Frontier Economics eingehend erläutert, kann der Einsatz marktbasierter Instrumente dazu dienen, den Fernleitungsnetzbetreibern angemessene Signale für einen effizienten Netzausbau zu liefern. Insbesondere wenn die Häufigkeit der Unterbrechung als gering einzustufen ist, scheint aus unserer Sicht ein solcher Einsatz von marktbasierten Instrumenten aus volkswirtschaftlicher Sicht regelmäßig effizienter als ein physischer Ausbau des Netzes zu sein.

7. Ergebnisse der Modellierung (Kapitel 5 Netzentwicklungsplan)

zu 7.3. (NEP Vorschlag der FNB)

Wie oben bereits mehrfach ausgeführt, halten wir die von den Fernleitungsnetzbetreibern zur Durchführung vorgeschlagene Modellierungsvariante aufgrund der mangelhaften Berücksichtigung von marktbasierten Instrumenten für nicht ausgewogen. Bei angemessener Berücksichtigung dieser Instrumente wäre es unseres Erachtens auch nicht auszuschließen, dass einzelne von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagene Netzausbaumaßnahmen sich als nicht notwendig erweisen würden.

zu 7.6. (Potenzielle Weiterentwicklung der Netzmodellierungsvorgaben)

Aus Sicht von Storengy sollte die Modellierungsvariante II f („100% FZK") von den Fernleitungsnetzbetreibern nicht nur als „indikative Kostenschätzung" wie im derzeit konsultierten Entwurf des NEP 2013, sondern als vollständig durchgerechnete Variante berücksichtigt werden. Voraussetzung hierfür ist jedoch eine angemessene Ausschöpfung des Potentials von marktbasierten Instrumenten auf der Basis von wahrscheinlichen und realistischen Lastflüssen gemäß §9 (2) Satz 2 GasNZV. Der bisher von den Fernleitungsnetzbetreibern in dieser Modellierungsvariante unterstellte „vollständige Netzausbau" ohne jegliche Berücksichtigung von marktbasierten Instrumenten stellt nicht das relevante Ausbauszenario dar. Im Gegenzug könnten alle bisher simulierten Untervarianten mit Nutzungseinschränkungen durch TaK und KWP entfallen.

zu 7.7. (Modellierungsvariante ohne den Einbezug von Lastflusszusagen)

Wie unter Frage 2.2. bereits ausgeführt, bieten Lastflusszusagen als marktbasiertes Instrument gemäß § 9 (3) Ziffer 1 GasNZV ein großes Potential, den erforderlichen Netzausbau zu reduzieren. Aus Sicht von Storengy wäre eine Modellierungsvariante ohne den Einbezug von Lastflusszusagen daher interessant, da hierdurch das bereits bestehende Potential von Lastflusszusagen (bzw. weiterer marktbasierter Instrumente) zur Vermeidung von Netzausbau transparent ge-

macht würde. Neben den durch Lastflusszusagen vermiedenen Netzausbaukosten wäre dazu allerdings auch die Angabe der bisher für Lastflusszusagen aufgewendeten Kosten (zumindest auf kumulativer Basis) durch die Fernleitungsnetzbetreiber erforderlich.

zu 7.8. (Versorgungssicherheits-Szenario)

Das von den Fernleitungsnetzbetreibern betrachtete Versorgungssicherheits-Szenario unterstreicht aus Sicht von Storengy eindrucksvoll die besondere Rolle von Gasspeichern bei der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in Zeiten eines eingeschränkten Mengenangebotes an den Grenzübergangspunkten.

Storengy begrüßt es, dass die Fernleitungsnetzbetreiber über eine Stärkung der Marktgebietskopplung in Drohne grundsätzlich auch das Potenzial der im Marktgebiet Gaspool angeschlossenen Speicher für die Bereitstellung von zusätzlichen Gasmengen im Versorgungssicherheits-Szenario berücksichtigt haben. Aus unserer Sicht ist dabei allerdings sicherzustellen, dass den an das Marktgebiet NCG angeschlossenen Speichern hierbei kein Wettbewerbsvorteil bei der Bewältigung von Versorgungskrisen zukommt.

zu 7.9. (Bewertung konkreter einzelner Netzausbaumaßnahmen)

Wie oben bereits erwähnt, sind die von Storengy angefragten Kapazitäten für die in Realisierung befindliche Speicherweiterung in Peckensen (Sachsen-Anhalt) trotz Antrag gemäß § 38 GasNZV bisher unberücksichtigt geblieben.

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

zu 9.1 (Methodischer Ansatz zur Identifikation von möglichen Standorten)

Zur Vermeidung des Aufbaus einer zusätzlichen überregionalen Infrastruktur für den Transport von kohlenstoffhaltigen Gasen erscheint es auch aus Sicht von Storengy zweckmäßig, der ortsnahen Verfügbarkeit von CO_2-Quellen bei der Auswahl von möglichen Standorten von Power to Gas-Anlagen eine hohe Priorität einzuräumen.

zu 9.3. (Weitere Standortfaktoren für Power to Gas-Anlagen)

Storengy hält es für überaus wichtig, auch die Nähe zu existierenden und möglichen Standorten von Kavernenspeichern stärker in die Überlegungen zur Standortwahl von Power to Gas-Anlagen mit einzubeziehen. Durch die Möglichkeit zur Zwischenspeicherung der Rohgase (H_2, CO, CO_2) und des Produktes (CH_4) kann der Prozess der Methanisierung unabhängig vom Anfall der Rohgase und der aktuellen Bedarfssituation im Erdgasnetz durchgeführt werden. Auf diese Weise lassen sich aus unserer Sicht die Auslastung und damit auch die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebes erheblich steigern.

zu 9.7. (Beimischung von Wasserstoff)

Bezüglich der Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz müssen stets die möglichen Folgekosten für die gesamte Infrastruktur (Netz und Speicher) betrachtet werden. Eine anteilige Einspeicherung von Wasserstoff führt nach heutiger Einschätzung zu erheblichen mikrobiologi-

schen Risiken für die Integrität von Erdgasspeichern. In diesem Zusammenhang verweisen wir auf den DGMK-Forschungsbericht 756 „Einfluss von Biogas und Wasserstoff auf die Mikrobiologie in Untertagespeichern". Auf die Einhaltung von Kenndaten entsprechend der DVGW-Arbeitsblätter G260 und G262 ist zu achten.

Wir würden uns freuen, wenn möglichst viele unserer Anmerkungen als Ergebnis der Konsultation zum NEP 2013 Eingang in ein an die Fernleitungsnetzbetreiber gerichtetes Änderungsverlangen der Bundesnetzagentur finden würden und stehen Ihnen für Fragen jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen
Storengy Deutschland GmbH

Arno Bux
Geschäftsführer

Dr. Andreas Kost
Leiter Regulierungsmanagement

Eine Gesellschaft von GDF SUEZ