Bundesnetzagentur
Abteilung 6
Postfach 8001
53105 Bonn
Deutschland

Landquart, 21. Juni 2013

Gemeinsame Stellungnahme der Repower AG und der Repower GuD Leverkusen GmbH & Co. KG (gemeinsam oder einzeln nachfolgend auch als "Repower" bezeichnet) zum Konsultationsentwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2013 vom 1. April 2013

Sehr geehrte Damen und Herren,

mit dem Aktenzeichen **8615-NEP Gas 2013 Konsultation NEP Gas** hat die Bundesnetzagentur am 24. April diesen Jahres alle potentielle und tatsächlichen Netznutzer zur Stellungnahme zum am 1. April diesen Jahres veröffentlichten Konsultationsentwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2013 der Fernleitungsnetzbetreiber aufgefordert. Repower plant derzeit über ihre Projektgesellschaft Repower GuD Leverkusen GmbH & Co. KG die Errichtung eines Gas- und Dampfkraftwerks am Standort Leverkusen. [redacted] Folglich wurde das Kraftwerksprojekt in das Szenario II für den Netzentwicklungsplan 2013 mit aufgenommen. Der Konsultationsentwurf sieht – unabhängig von der Modellierungsvariante – eine Anbindung des Kraftwerks ans Fernleitungsnetz der Gascade vor. Zudem wurde in den Modellierungsvarianten IIa und IId das Projekt WEDAL/MIDAL (ID-Nr. 109-01) als erforderliche Ausbaumassnahme aufgenommen. Hingegen sieht die von den FNB präferierten Modellierungsvariante IIc die Zuweisung eines Kraftwerksproduktes mit Zuordnungsauflage Eynatten vor.

Die Stellungnahme der Repower bezieht sich – sofern nicht anders vermerkt - auf die von den FNB vorgeschlagene Modellierungsvariante IIc. Der Einfachheit halber ist die Stellungnahme in einen „nichtöffentlichen“ Teil, der auch Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der Repower enthält und daher nicht veröffentlicht werden darf, und einen „öffentlichen“ Teil gegliedert [redacted]

Ihr Ansprechpartner:
Dr. Martin Bandulet
Projektleitung Energiewirtschaft
martin.bandulet@repower.com I T +41 81 423 7833

Repower AG
Via da Clalt 307
7742 Poschiavo
Schweiz

T +41 81 839 7111
F +41 81 839 7299
info@repower.com
www.repower.com

II Stellungnahme der Repower zum NEP Gas 2013 (Konsultationsentwurf) – öffentlicher Teil

2. Szenariorahmen

… zu 2.1 (Modellierungsvarianten)

Einzelne Aspekte wurden unter im Rahmen der Fragen 7.2 und 7.3 thematisiert.

… zu 2.2 (Fortschreibung von Lastflusszusagen)

Lastflusszusagen ermöglichen – neben weiteren marktbezogenen Maßnahmen[1] – die Absicherung fester Kapazitäten und sind prinzipiell ein adäquates Mittel zur Vermeidung eines volkswirtschaftlich ineffizienten Netzausbaus. Es erscheint daher zunächst sinnvoll, aktuell kontrahierte Lastflusszusagen bei der Netzentwicklungsplanung angemessen zu berücksichtigen.

Freilich lässt sich nur rückblickend ermitteln, ob die Kontrahierung von Lastflusszusagen tatsächlich die kostengünstigere Alternative war. Steigende Preise für Lastflusszusagen könnten demzufolge, sofern eine bestimmte Schwelle überschritten wird, als Indikation für einen zusätzlichen Ausbaubedarf des Netzes herangezogen werden. In nachfolgenden Netzentwicklungsplänen wäre dann ein Ersatz von Lastflusszusagen durch entsprechende Investitionsmassnahmen zu prüfen.

Zu berücksichtigen ist, dass das Gesetz keine explizite Beschränkung der Kompensation von Lastflusszusagen auf einen reinen Arbeitspreis vorsieht. Voraussetzung ist lediglich die wirtschaftliche Zumutbarkeit. Diese bemißt sich allerdings immer auch an den Umständen des Einzelfalls. Die Beschränkung auf einen Arbeitspreis führt hingegen zu einer künstlichen Verknappung des Angebots, insbesondere wenn die Marktteilnehmer eine geringe Abrufwahrscheinlichkeit erwarten. Der energiewirtschaftlichen Leistung des Produktes entsprechend sollte sich der Preis für Lastflusszusagen aus einem Leistungspreis für die Vorhaltung und einen Arbeitspreis für die Lieferung zusammensetzen. In diesem Fall wäre das vorgegebene Preisschema für die Ausschreibung von Lastflusszusagen zu hinterfragen, ehe – vorzeitig – zusätzliche Investitionen ins Auge gefasst würden.

Eine Bestimmung des Netzausbaubedarfs ohne Berücksichtigung von Lastflusszusagen führt nach Ansicht von Repower zu Überinvestitionen.

… zu 2.3 (Kraftwerksprodukt (KWP))

… zu 2.3.0 (Produktprämisse für das Produkt DZK für Kraftwerke)

Repower hält es für unerläßlich, dass bereits im aktuellen NEP ein Hinweis aufgenommen wird, dass der DZK-Ansatz lediglich Planungsprämissen für den langfristigen Netzausbau sind, am Markt aber weiter feste frei zuordenbare Kapazitäten für alle Kraftwerksbetreiber angeboten werden müssen. Es darf keine Option geben, dass DZK die ausschließlich am Markt angebotenen Produkte werden.

Im Einzelnen siehe unsere Ausführungen zu den Fragen 2.3.1 bis 2.3.13.

---

[1] Unter marktbasierten Massnahmen werden gemäss den §§ 9, 10 und 27 GasNZV Lastflusszusagen, Kapazitätsrückkauf und Regelenergieeinsatz verstanden.

… zu 2.3.1 (Einschätzung zum vorgestellten DZK-Produkt für Kraftwerke = „kommerzielles KWP“)

Allgemeine Anmerkungen

Bereits in der Stellungnahme vom 8. März diesen Jahres, die im Zuge der durch die FNB durchgeführten Konsultation erfolgt ist, hat sich Repower gegen die Einführung des Kraftwerksproduktes ausgesprochen. Zuordnungsauflagen, wie sie mit dem KWP vorgesehen wären, laufen der intendierten Investitionssicherheit für neue Gaskraftwerke mit Blick auf den Gasnetzzugang zuwider, weil sie die Bezugsmöglichkeiten von Gas einschränken, und beeinträchtigen den Betrieb sowie die Rentabilität einer Erzeugungsanlage in nicht bloß unerheblicher Weise. Tatsächlich wirken sie sogar investitionshemmend.

Zudem würde es mit der Vermarktung eines KWP zu einer vom Verordnungsgeber nicht intendierten und nicht gesetzeskonformen Verlagerung von Kosten, Risiken und Aufgaben der Engpassbewirtschaftung von den FNB auf die Kraftwerksbetreiber kommen. Nur die FNB verfügen über die erforderlichen Informationen für eine effiziente Koordination aller zur Verfügung stehender Instrumente.

Darüber hinaus würde die selektive Anwendung des kommerziellen Kraftwerksprodukts nur auf einzelne Neubauprojekte zu erheblichen Wettbewerbsverzerrungen führen und das Prinzip eines diskriminierungsfreien Netzzugangs konterkarieren. Ohnehin ist nicht verständlich, dass Gaskraftwerke, welche als Eckpfeiler für die Versorgungssicherheit und demnach auch für das Gelingen der Energiewende gesehen werden, durch den Vorschlag der FNB gegenüber anderen Abnehmersektoren offenkundig benachteiligt werden, obwohl Neubaukraftwerken von Gesetzes wegen sogar ein priorisierter Ausbauanspruch eingeräumt wird. Aus den genannten Gründen spricht sich Repower daher gegen die Einführung eines kommerziellen KWP für Neubaukraftwerke aus.

Demgegenüber hält Repower die Berücksichtigung marktbasierter Mechanismen im Zuge der Netzentwicklungsplanung für sinnvoll, da es mit deren Einsatz möglich ist, zusätzliche feste FZK auszuweisen, zugleich aber auch einen überdimensionierten Netzausbau zu vermeiden. Eine solche Absicherung der am Markt weiter buchbaren FZK kann insbesondere durch den Einsatz existierender bzw. zu modifizierender marktbezogener Maßnahmen, 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 erfolgen.

Stellungnahme zum Trennungsmodell

Das in der Dialogveranstaltung u.a. für Gaskraftwerksbetreiber vom 14. Mai 2013 und am 18. Juni diskutierte „Trennungsmodell“ geht aus Sicht der Repower nur insoweit in die richtige Richtung, als das KWP als Planungsprämisse für den Netzausbau Anwendung finden sollte, nicht aber als zu vermarktendes Kapazitätsprodukt feste FZK ersetzen darf, d. h., insoweit das Trennungsmodell ein heute nicht lösbares Problem in die Zukunft verlagert, wirkt es insbesondere mit Blick auf Neubaukraftwerke investionshemmend. Die konkrete Ausgestaltung von Kapazitätsprodukten für Anspruchsberechtigte nach §§ 38/39 muss Gegenstand des NEP–Prozesses bleiben und darf nicht auf eine Be-

schlusskammern der BNetzA ausgelagert und damit in die Zukunft transferiert werden. Es muss daher sichergestellt sein, dass im Rahmen des aktuellen NEP-Prozesses eine klare Aussage zugunsten des Anspruchs auf feste FZK im Sinne von §§ 38, 39 GasNZV getroffen wird.

Konkrete Bewertung des Kraftwerksprodukts

Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung des Netzes sind originäre Systemaufgaben der FNB, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems zu gewährleisten. Gemäß § 39 GasNZV ist die benötigte Ein- oder Ausspeisekapazität im Rahmen des Kapazitätsausbaus von den FNB bereitzustellen. Grundsätzlich liegt es in der Entscheidung des einzelnen FNB, ob dies über den Netzausbau oder die Verwendung marktbasierter Mechanismen erfolgt.

Bei Einführung eines kommerziellen KWP besteht jedoch die Gefahr, dass etablierte und über die BNetzA regulierte marktbasierte Mechanismen, wie z.B. Lastflusszusagen, umgangen werden. Dies würde zu einer partiellen Verlagerung der Verantwortung für die Netzstabilität auf die Seite der Kraftwerksbetreiber oder der diese beliefernden Händler führen. Dies wäre volkswirtschaftlich ineffizient. Folgende wesentliche kritische Punkte sind zu nennen:

- Das seitens der FNB vorgestellte Kraftwerksprodukt erscheint ungeeignet, unterbrechungsfreie Kapazitäten am Übergabepunkt des Kraftwerkes bereitzustellen. Der handelsübliche Weg der Beschaffung führt vom virtuellen Punkt des Marktgebietes bis zum jeweiligen Ausspeisepunkt. Auf welchem Weg (Entry, Speicher, Produktion, LNG-Terminal) das Gas zum VHP gelangt, ist meist nicht bekannt. Möglicherweise erfolgt die Belieferung bereits auf dem für den Engpassfall vorgegebenen Weg und ist somit systementlastend. In diesem Fall wird die (Teil-)Kapazität im Engpassfall lediglich von einem Bilanzkreis in den anderen verschoben, ohne dabei eine Kapazitätsentlastung über das bereits bestehende Ausmaß hinaus zu generieren. In einem anderen Beispiel erfolgt die Grundlast über ein strukturiertes Produkt, die Spitzenlast kommt aus einem im Marktgebiet gelegenen Speicher. Sollte der Händler gezwungen sein, die Kapazität zu verlagern, erfolgt ein zusätzlicher Strom ins Marktgebiet, im gleichen Masse wird jedoch die Auslagerung zurückgefahren. Dies könnte sogar zu einer Verschärfung der Engpasssituation führen.
- Das KWP nimmt Liquidität vom Markt und führt zu potenziell höheren Beschaffungskosten und Beschaffungsrisiken für das Gas. De-facto bedeutet der Vorschlag eine Rückkehr zum (temporären) Punkt-zu-Punkt-Modell.
- Benachbarte Handelspunkte sind nicht beliebig liquide oder nicht existent. Da sich die FNB immer auf ihre Seite des Importflansches beschränken (können), es in vielen Fällen auf der anderen Seite des Grenzübergangspunktes (GÜP) keine Kapazitäten oder keinen Marktplatz gibt, wird eine Versorgung nur in Ausnahmefällen zu wirtschaftlich vergleichbaren Konditionen möglich sein. Sollte es wirtschaftlicher sein, außerhalb des benötigten Marktgebietes Gas zu beschaffen, wäre dies bereits heute im Markt schon realisiert. Im Gegensatz zu den FNB haben die Kraftwerksbetreiber keine Möglichkeit, über ein Produktportfolio und eine räumliche Differenzierung kapazitätsersetzende Maßnahmen transparent und kosteneffizient am Markt zu erhalten.

- Geplante witterungsbedingte Unterbrechungen können und müssen einen Tag vorher prognostiziert und angekündigt werden. Für kurzfristige Unterbrechungen infolge von Havarien oder Ausfällen müssen andere Mechanismen greifen (z.B. Abschaltplan für nicht-systemrelevante Kraftwerke, strategische Reservevorhaltung).
- Die Beschränkung des Produktes auf wenige Kraftwerksneubauten stellt einen Wettbewerbsnachteil zum übrigen Markt (zukünftig verstärkt auch auf europäischer Ebene) dar. Dies steht im Widerspruch zu dem durch den Gesetzgeber verbrieften Grundprinzip des transparenten und diskriminierungsfreien Netzzugangs.
- Im Regelbetrieb eines Kraftwerks stellt die Buchungsverpflichtung eines speziellen Ausspeisepunktes ein signifikantes Wettbewerbshemmnis dar. Die zusätzliche Belastung bedroht die ohnehin angespannte Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken sowohl im nationalen als auch im internationalen Vergleich. Bereits geplante Kraftwerksinvestitionen in Deutschland würden auf diese Weise nachhaltig negativ beeinflusst; für neue Investitionen würden zusätzliche Hemmnisse geschaffen werden. Diesen wirtschaftlichen Nachteile würden die Anstrengungen auf der Stromseite konterkarieren, mit Hilfe eines Verbots der Stilllegung von systemrelevanten Kraftwerken die Versorgungsicherheit in Deutschland zu gewährleisten. Auch der monetäre Ausgleich des Nachteils zusätzlich anfallender Kosten insbesondere bei systemrelevanten Kraftwerken mit Kraftwerksprodukt wäre volkswirtschaftlich ineffizient, da über eine transparente Ausschreibung von Lastflusszusagen am Markt gemäß KOLA ein wesentlich marktgerechteres Ergebnis erzielt werden kann.

Darüber hinaus ist zu konstatieren, dass bislang wesentliche organisatorische Aspekte des KWP nicht gelöst sind. Bislang ist z. B. unklar, auf welche Weise – auch mit Blick auf eine zukünftige Forcierung auf gebündelte Kapazitätsprodukte - der Zugang zum alternativen liquiden Markt im Falle einer Unterbrechung des Zugangs zum VHP gesichert würde. Aus regulatorischer Sicht ist u. a. nicht geklärt, ob das KWP auch auf europäischer Ebene Bestand hat oder letztlich zum Opfer von EU-weiten Harmonisierungsbestrebungen wird. Und schließlich gibt es trotz der Bemühungen von Seiten der FNB, das KWP als Substitut für eine langfristige feste FZK zu positionieren, bislang keine langfristigen (Qualitäts-)Garantien für das Produkt.

… zu 2.3.2 (Zugang, Liquidität und Kapazitätssituation)

Der aktuelle NEP Gas sowie die weitergehende Entwürfe der FNB zum kommerziellen Kraftwerksprodukt enthalten bislang keine konkreten Vorschläge darüber, wie im Falle einer Unterbrechung des Zugangs zum originären VHP langfristig der Zugang zum alternativen Handelspunkt abgesichert wird. Durch blosse Zuweisung einer Einspeisekapazität am GÜP wird diese Zugang jedenfalls nicht erreicht, da dafür auch die Buchung einer korrespondierenden Exit-Buchung aus dem alternativen Marktgebiet erforderlich wäre. Es ist unklar, ob diese Kapazitäten im Falle eines Engpasses auch kurzfristig verfügbar wären.

Vielmehr müsste bei Umsetzung des FNB-Vorschlags zum kommerziellen KWP das Risiko eines Marktverschlusses komplett vom Anschlusswilligen übernommen werden. Ausserdem würden aufgrund der

zusätzlich erforderlichen Buchung vom alternativen Handelspunkt zum zugewiesenen GÜP Mehrkosten und zusätzlicher organisatorischer Aufwand entstehen, deren Höhe aufgrund der langen Buchungsfristen nicht valide abgeschätzt werden kann.

Die anteilige Liquidität, die im Falle einer Zuordnungsauflage von Kraftwerken gebunden würde, kann nur exemplarisch und für den Status quo ermittelt werden. Im Falle einer Zuordnungsauflage Eynatten (mit Zeebrugge [ZEE] als zugehörigen liquiden Markt) für Kraftwerke mit einer Feuerungswärmleistung von summarisch ca. 4 GW - wie im NEP aufgeführt – würden im Day-Ahead-Markt etwa 30% der vorhandenen Liquidität beansprucht. Schon dies hätte einen erheblichen Preisanstieg zur Folge. Im Falle einer Beschaffung auf dem Intra-Day-Markt wäre nicht sichergestellt, dass die zusätzliche Nachfrage überhaupt befriedigt werden könnte.

Für die zukünftige Entwicklung der Liquidität am Hub Zeebrugge lässt sich nur schwer prognostizieren. Erfahrungen aus vergangenen Jahren haben gezeigt, dass die Handelsaktivitäten in Zeebrugge sehr stark von Trends beeinflusst werden, die unabhängig von Geschehnissen auf dem deutschen Markt sind, etwa

- Die Attraktivität des LNG-Imports im Vergleich zu Importen aus Nordeuropa und Russland
- Förderung von Nordsee-Gas
- Erdgasförderung und Verbrauch in Grossbritannien.

Insbesondere zurückgehende LNG-Importe würden sich im Regelfall negativ auf die Liquidität des Handels in Zeebrugge auswirken. In solchen Situationen steigt aber auch tendentiell der Gasbedarf, der in Belgien über Ost-West-Transite abgedeckt werden muss, und somit die Gefahr eines Engpasses im Bereich der WEDAL, der nicht allein über zusätzliche Importe aus Belgien abgedeckt werden kann.

Anzumerken ist, dass neben den erheblichen Kosten- und Liquiditätsrisiken und dem nicht geklärten Zugang zum alternativen Handelspunkt für das Kraftwerk auch ein zusätzlicher finanzieller und organisatorischer Aufwand durch die Aufnahme des Handels an einem ausländischen Hub entsteht. Im Falle von Zeebrugge kommen – aufgrund der Preisnotierungen in Britischen Pfund – noch Kosten für eine Absicherung des Währungsrisikos hinzu.

… zu 2.3.3 (objektive Kriterien zur Bestimmung geeigneter Zuordnungspunkte)

Aufgrund der unter 2.3.1 und 2.3.2 dargestellten prinzipiellen Bedenken gegen die Einführung eines kommerziellen Kraftwerksproduktes sieht Repower keine objektiven Kriterien, anhand derer sich geeignete Zuordnungspunkte bestimmen ließen.

… zu 2.3.4 (Eignung bestimmter Einspeisepunkte)

Aufgrund der unter 2.3.1 und 2.3.2 dargestellten prinzipiellen Bedenken gegen die Einführung eines kommerziellen Kraftwerksproduktes sieht Repower keine Gründe, aus denen bestimmte Einspeisepunkte als für eine Zuordnung geeignet einzustufen wären.

… zu 2.3.5 (Bewertung der Erdgasgroßhandelsmärkte)

Aufgrund der unter 2.3.1 und 2.3.2 dargestellten prinzipiellen Bedenken gegen die Einführung eines kommerziellen Kraftwerksproduktes hält Repower die genannten Handelsmärkte für eine Zordnung im Engpassfall nicht geeignet.

… zu 2.3.6 (Bewertung der Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse)

Eine differenziertere Betrachtung der Einflussfaktoren resp. Analyse der Resultate wäre angebracht. Insbesondere die in § 9 GasNZV dargestellten Möglichkeiten zur Vermeidung übermäßiger Netzausbauten werden nicht berücksichtigt. Das KWP nimmt diese Möglichkeiten teilweise mit auf, doch fliessen verschiedene Kostenblöcke, welche gemäss Vorschlag der FNB durch die Kraftwerksbetreiber zu tragen wären, nicht in die Betrachtung mit ein. Statt einer individuellen Betrachtung der einzelnen Investitionsprojekte resultiert ein pauschaler Ansatz. Insgesamt ist davon auszugehen, dass der tatsächlich effiziente Netzausbau höher wäre als von den FNB postuliert.

Zudem wird Im PwC-Gutachten zwar auf das im NEP 2013 beschriebene KWP verwiesen, faktisch führt dies jedoch zu einer unvollständigen und wenig belastbaren Kosten-Nutzen-Analyse. Die Beschreibung des KWP ist in den Ausführungen des NEP noch zu wenig detailliert und zu wesentlichen Eckpunkten wird keine Aussage gemacht. So sind unter anderem Fragen der Preisgestaltung, die Absicherung des Zugangs zum alternativen Marktgebiet wie auch die Definition des alternativen Handelspunktes (GÜP oder VHP?) nicht abschließend geklärt. Das beschriebene und verwendete KWP ist in unserer Auffassung vielmehr eine Kopie der derzeit angebotenen unterbrechbaren Kapazität und keine wirkliche Alternative zur FZK.

In der Kosten-Nutzen-Analyse von PwC konnten verschiedene Schwachpunkte identifiziert werden:

Verlässlichkeit der Datengrundlage: Die der Studie zugrunde liegenden Daten können nicht immer nachvollzogen werden, so bspw. die in Tabelle 4 dargestellte Übersicht der Transportkosten. Zudem werden generell die Quellen nicht offengelegt, was die Überprüfung dieser verunmöglicht. Ebenfalls sind die verwendeten Preisspreads[2] auf Basis der Marktsituation 2012 nicht belastbar und stellen nur eine Momentaufnahme dar: Weder der Einfluss der langfristig erwartete Reduktion der Gasförderung in den Niederlanden noch die Berücksichtigung alternativer Beschaffungsszenarien (bspw. Ausbau LNG) wurden berücksichtigt. Zudem ist festzustellen, dass derzeit untypisch hohe physische Gasbestände im Markt vorhanden sind, was die Abstützung auf ebendiese zusätzlich in Frage stellt. Ebenfalls wurden positive Effekte eines Kapazitätsausbau nicht angemessen berücksichtigt: so kann dieser insgesamt Kosteneinsparungen bspw. durch einen effizienteren Netzbetrieb zur Folge haben. An den Grenzübergangspunkten geschaffene zusätzliche Kapazität bietet den FNB nicht berücksichtigte neue Vermarktungsoptionen bspw. im Falle eines Stillstands der Kraftwerke.

Prognosegüte: Die in der Kosten-Nutzen-Analyse umgesetzte rückwärtsgewandte Betrachtung (Basis auf historischen Werten) der verschiedenen Inputparameter ist aufgrund der Neuordnung des Kapa-

---

[2] vgl. Abs. 5.3.2 Bewertungsansatz an Grenzübergangspunkten, Marktgebietsübergangspunkten und Produktionsanlagen (S. 41)

zitätsmarktes nicht zielführend. Die erzielte Lösung muss auch unter Berücksichtigung langfristiger Entwicklungen einen festen Zugang zum Gasmarkt sicherstellen. Insbesondere sind die Auswirkungen der im vorliegenden NEP vorgesehenen Zubauten von Kraftwerken und Speichern auf den zukünftigen Kapazitätsbedarf und den Anstieg der Gasnachfrage zu berücksichtigen.

Preis- und Liquiditätsrisiko: In der Kosten-Nutzen-Analyse liegt der Fokus einseitig auf Preisrisiken (am Spotmarkt). Beschaffungsrisiken (z.B. Organisation langfristiger Beschaffung bei kurzfristiger Unterbrechung des Zugangs zum VHP) und auch die Bewertung entgangener Ertragsmöglichkeiten (z.B. droht ein Ausschluss von der Teilnahme am Regelenergiemarkt, sofern die Leistungsverpflichtung nicht eingehalten werden kann) werden weitgehend ausgeblendet. Sofern die Gasmenge am alternativen Hub aufgrund fehlender Liquidität nicht wie vorgesehen beschafft werden kann (siehe Ausführungen zur Frage 2.3.2) ist der Kraftwerksbetreiber gezwungen, den verkauften Strom auf dem Intra-day Markt zurückzukaufen. Die entstehenden Rückkaufkosten können die regulären Strompreise um ein Vielfaches übersteigen (bspw. auf 380 EUR/MWh für die Stunde von 09.00h-10.00h am 7. Februar 2012).

Simulation der Unterbrechungen: Die in der PwC-Studie durchgeführte zufällige Simulation der Unterbrechungen ist wenig realistisch. Der kausale Zusammenhang zwischen der Häufigkeit der Unterbrechungen und der Höhe der Preisspreads wird beim Bewertungsansatz an Grenzübergangspunkten (Kapitel 5.3.2) gänzlich ignoriert[3]. Die zusätzlich berechneten Bezugskosten sind somit um ein Vielfaches höher anzusetzen.

… zu 2.3.7 (Bewertung der preislichen Einordnung des Produktes KWP)

Von Seiten der FNB wurde mehrfach eine preisliche Einordnung zwischen dem Preis für eine unterbrechbare Kapazität und dem FZK-Produkt ins Spiel gebracht. Aus Sicht von Repower ist der Referenzpreis für eine feste Kapazität jeweils der Preis für das feste FZK-Produkt. Sofern von dieser Qualität abgewichen wird, ist der Nutzer für jeglichen daraus resultierenden Schaden zu kompensieren. Nach überschlägiger Berechnung der Repower könnte jedoch der aus dem Kraftwerksprodukt resultierende Vermögensschaden den Preis des FZK-Produktes übersteigen, weshalb – rein rechnerisch – sogar eine negative Bepreisung des KWP folgerichtig wäre.

Wie bereits in 2.3.1 dargelegt wurde, würde bereits eine geringe Unterbrechungswahrscheinlichkeit zu hohen Einnahmeausfällen führen, etwa weil prinzipiell eine Teilnahme am Regelenergiemarkt (Strom) ausgeschlossen wäre. Repower geht jedoch davon aus, dass im Falle der Einführung des KWP die Wahrscheinlichkeit einer Zuordnung zum alternativen Punkt deutlich über den historischen Unterbrechungswahrscheinlichkeiten liegen würde, und zwar aus den folgenden Gründen:

- Geänderte Methoden zur Kapazitätsberechnung, die Ausweisung zusätzlicher (kurzfristiger) Kapazitäten und der Einsatz kapazitätsersetzender Instrumente werden insgesamt in den

[3] Je höher der Preisspread Zeebrügge > Gaspool, desto höher die Belastung am GÜP Eynatten womit wiederum die Unterbrechungswahrscheinlichkeit steigt.

nächsten Jahren zu einer weniger restriktiven Vergabe von festen FZK führen. Begünstigt wird die Entwicklung dadurch, dass aufgrund der Anreizregulierung die FNB ein verstärktes Interesse an der Ausweisung zusätzlicher Kapazitäten haben. Da die technische Kapazität bei all diesen Entwicklungen unverändert bleibt, muss im Gegenzug die Unterbrechungswahrscheinlichkeit nicht gesicherter Produkte zunehmen.

- Gasflüsse werden im zunehmendem Maße von Preisunterschieden zwischen den einzelnen Märkten, aber auch Preisen auf nachgelagerten Märkten wie dem Strompreis, determiniert und damit weniger prognostizierbar als früher.
- Der Zubau von Kraftwerken wird zu einer massiven Zunahme der Auslastung an den entsprechenden Leitungsabschnitten führen. Beispielsweise erhöht sich mit Zubau des Trianel-Kraftwerks Krefeld-Uerdingen und des GuD-Kraftwerks Leverkusen die Auslastung der WEDAL um ca. 30%, ohne dass eine bauliche Maßnahme geplant wäre. Zusammengenommen, entspricht die Ausspeiseleistung der beiden Kraftwerke zusammen nahezu der gesamten verfügbaren Ausspeisekapazität am zugeteilten GÜP Eynatten.

… zu 2.3.8 (Individuelle Festsetzung der Geschäftsbedingungen)

Repower lehnt die Einführung eines kommerziellen Kraftwerksproduktes ab. Die einheitliche Ausgestaltung der Geschäftsbedingungen eines festen FZK-Produktes für alle Netznutzer erscheint hingegen sinnvoll. Im Falle von verpflichtenden Langfristbuchungen für Kraftwerke könnte es zu erheblichen Verzerrungen kommen, sofern zukünftig andere Marktteilnehmer verstärkt kurzfristig, z. B. auf Tagesbasis, Buchungen vornehmen. Die Folge eines solchermaßen geänderten Buchungsverhaltens wäre eine Erosion der Kostenträgerschaft und hätte eine massive Verlagerung der Entgeltzahlungen zu Lasten der Kunden mit Langfristbuchungen zur Folge. Aus diesem Grund sind für langfristige Buchungen Öffnungsklauseln vorzusehen, die etwa die Rückgabe oder geeignete Anpassungen für diesen Fall vorsehen.

… zu 2.3.9 (Ausgestaltung KWP durch FNB gemäss Dialogveranstaltung)

a) Mit den vorliegenden Informationen zum Vorschlag der FNB sieht sich Repower außerstande, eine abschließende Bewertung des Diskriminierungspotentials gegenüber anderen Transportkunden vorzunehmen. Die Sekundärvermarktung des kommerziellen KWP würde durch die verpflichtende Einbringung sowohl des physischen alternativen Einspeisepunktes als auch den Ausspeisepunkt am Kraftwerk erheblich erschwert.
b) Mit den vorliegenden Informationen zum Vorschlag der FNB sieht sich Repower außerstande, eine abschließende Bewertung zu den Konsequenzen der vorgesehenen Einführung von Bündelprodukten am GÜP vorzunehmen.
c) Die FNB sind als Träger der Systemverantwortung dazu verpflichtet, das Netz bedarfsgerecht zu optimieren und Netzengpässe zu beseitigen mit dem Ziel, den Marktteilnehmern einen bestmöglichen Zugang zum VHP zu verschaffen. Eine besondere Verpflichtung zur Ausweisung zusätzlicher fester FZK obliegt den FNB gemäss den Regelungen der §§ 38, 39 GasNZV mit Blick auf anschlusswillige Neubaukraftwerke. Mit dem hier als „Einspeisekapazitätsauf-

wertung“ bezeichneten Vorgehen, Neubaukraftwerke (und andere Anspruchsberechtigte) mit langfristig buchbarer festen FZK auszustatten, gleichzeitig aber das KWP als Planungsprämisse für den Netzausbau im Zuge des NEP anzusetzen, wird dieser Anspruch – im Gegensatz zum FNB-Vorschlag eines kommerziellen KWP - vollumfänglich erfüllt.

Darüber hinaus hat dieses Vorgehen weitere Vorteile: die FNB haben die beste Kenntnis von ihrem Netz und sind daher dazu prädestiniert, geeignete Massnahmen der Engpassbewirtschaftung festzulegen und durchzuführen. Die Abwicklung wird erheblich erleichtert. Darüber hinaus ist der FNB verpflichtet, Massnahmen zur Engpassbewirtschaftung transparent und diskriminierungsfrei auszuschreiben. Auf diese Weise wird eine effiziente Engpassbeseitigung und damit auch Absicherung der festen FZK gewährleistet.

Da mit dem Vorgehen der Einspeisekapazitätsaufwertung externe Kosten der Engpassbewirtschaftung vermieden werden (alle Kosten laufen beim FNB an und werden an die Netzkunden weitergewälzt) erhält der FNB zudem ein effizientes Preissignal über deren Gesamtkosten. Er wird somit in die Lage versetzt, die Kosten eines Engpassmanagement über marktbezogene Massnahmen mit den Kosten eines Netzausbaus abzuwägen und diesen effizient zu gestalten.

a) Durch Einführung eines kommerziellen KWP würden Engpässe künstlich von den Grenzen des Marktgebietes auf den Binnenmarkt verlagert. Beispielsweise wäre Repower im Falle einer Unterbrechung des Zugangs zum VHP gezwungen, teures Erdgas aus Zeebrugge (zum dortigen Marktpreis) zu beziehen und zugleich das am VHP Gaspool anstehende Kraftwerksgas in Deutschland zu verkaufen. Dadurch würde - entgegen der marktlichen Logik – Gas aus dem teureren in den günstigeren Markt transportiert. Solche Verlagerungen sind gerade keine Marktrisiken, sondern stellen Marktverzerrungen dar, die durch den Kraftwerksbetreiber nur sehr schwer zu prognostizieren sein dürften. Hingegen ist davon auszugehen, dass der FNB verschiedene Prognosewerkzeuge besitzt, die einen drohenden Engpass anzeigen.

… zu 2.3.10 (Minimalbuchungszeiten beim KWP)

Als Übergangsprodukt bis zur Bereitstellung der festen FZK nach Durchführung der Ausbaumassnahme durch den FNB ist nur ein der festen FZK qualitativ gleichwertiges KWP akzeptabel. Da für die FNB keine zusätzlichen Investitionen anfallen, sind keine langfristigen Buchungen notwendig, um die Wirtschaftlichkeit für die FNB zu gewährleisten. Hingegen sollte eine langfristige Buchung für den Kraftwerksbetreiber eine Option darstellen, sofern sichergestellt ist, dass bestimmte Qualitätsanforderungen auch im Zeitraum bis zur Fertigstellung der Ausbaumaßnahme nicht unterschritten werden.

… zu 2.3.11 (Vergleich KWP zur klassischen DZK)

Das „klassische“ DZK–Produkt wird vor allem für Transite genutzt und erfüllt damit eine gänzlich andere energiewirtschaftliche Funktion als das KWP. Es ermöglicht den Händlern neben einem bilanziell ausgeglichenen Transport vom physischen Ein- zum Ausspeisepunkt eines Netzes auch – auf

unterbrechbarer Basis - Zugang zum VHP. Im Gegensatz dazu würde im Falle des KWP der Zugang zum physischen Entry nur im Falle eines Unterbruchs des Zugangs zum VHP gewährt. Letztlich bleibt damit die Qualität des Zugangs des KWP sogar hinter dem klassischen DZK zurück.

… zu 2.3.12 (Schützenswürdigkeit der Fernwärmekunden nach § 53a EnWG)

Obschon das Gesetz die Sicherstellung der Versorgung von Haushaltskunden mit Erdgas verlangt, kann daraus keine Benachteiligung der übrigen Anschlusspunkte abgeleitet werden. Zudem dürfte eine angemessene Kapazitätsbereitstellung nur im Umfang und zum Zeitpunkt der Fernwärmeproduktion erfolgen, damit dies nicht zu unerwünschten Wettbewerbsverzerrungen auf der Stromseite führt. Dies ist kaum mit einem angemessenen Aufwand sicherzustellen. Eine Ungleichbehandlung der Anschlusspunkte aufgrund des Fernwärmekriteriums ist somit abzulehnen.

… zu 2.3.13 (Bilanzierung von Gasmengen)

Sofern das KWP – wie von Repower unterstützt – nur als Planungsprämisse verwendet wird, aber am Kraftwerk langfristig buchbare feste FZK eingeführt werden, sind keine speziellen Regelungen für die Gasbilanzierung erforderlich. Die von den FNB vorgeschlagene Regelung würde das ohnehin bestehende Risiko eines Marktverschlusses noch erheblich verschärfen, da vorhandene, durch Händler gebuchte (Gegenstrom-)Kapazitäten nicht genutzt bzw. binnen kürzester Zeit umgewidmet werden müssten.

5. Besonderheiten der L-Gas-Versorgung

Die Umstellung eines Marktraumes von L-Gas auf H-Gas darf nicht einseitig zu Lasten von neuen Kraftwerksbetreibern vorgenommen werden.

Es ist daher sicherzustellen, dass auch Mehrkosten der Kraftwerksbetreiber, die diesen im Zusammenhang mit der Marktraumumstellung entstehen vollumfänglich anerkannt und nach § 19a EnWG innerhalb der Marktgebiete umgelegt werden können.

Auf jeden Fall ist zu verhindern, dass ein anschlusswilliger Kraftwerksbetreiber nicht mehr an einen für ihn günstig gelegenen Anschlusspunkt im L-Gas-Netz angeschlossen wird und stattdessen unter Verweis auf eventuelle Umstellungserfordernisse auf einen für ihn (wegen erheblich höherer Anschlusskosten) ungünstiger gelegenen Anschlusspunkt im H-Gas-Netz 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 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.

Aufgrund des Importrückgangs aus den Niederlanden können ggf. zusätzlich nutzbare Kapazitäten geschaffen werden. Es ist zu prüfen, inwiefern solche frei werdenden Kapazitäten dazu genutzt werden können, die Ansprüche anschlusswilliger Kraftwerken auf Zuweisung fester FZK gem. §39 GasNZV unter Vermeidung von Netzausbaumassnahmen zu erfüllen.

6. Analyse historischer Unterbrechungen

… zu 6.1. (Ein-Prozent Schwelle Unterbrechungsdauer)

Repower ist nicht der Ansicht, dass tatsächliche Unterbrechungen allein ein sinnvoller Indikator für einen notwendigen Netzausbau darstellen. Insbesondere stellt die geplante Erhöhung der Anschlussleistung ein wesentlicher Indikator dar, da diese die Unterbrechungswahrscheinlichkeit maßgeblich erhöhen kann.

Ebenfalls ist die gewählte Schwelle von einem Prozent zu hoch gewählt. Aufgrund der nachfolgenden Ausführungen sind, vorbehalten der mit einer angemessenen Vorlaufzeit angekündigten geplanten Unterbrechungen, alle Unterbrechungen in die Analyse mit einzubeziehen. Die finanziellen Ertragsausfälle und entstandenen Kosten sind selbst bei kurzen Unterbrechungen erheblich. Generell wird im derzeitigen Marktumfeld auf dem Strommarkt ca. 80%-90% der Deckungsbeiträge in rund 10% der Jahresstunden verdient. Da Unterbrechungen vor allem in angespannten Marktsituationen mit hohen Strompreisen zum Tragen kommen, ist bei einem Prozent Unterbrechungswahrscheinlichkeit mit einem Rückgang des Deckungsbeitrages von knapp 10% zu rechnen. In extremen Marktsituationen können die Verluste an Deckungsbeitrag erheblich höher sein. Zudem führen selbst kurze Unterbrechungen zu einem de-facto-Ausschluss vom Regelenergiemarkt. Für eine GuD-Anlage mit einer elektrischen Leistung von 500 MW belaufen sich die stündlichen Unterbrechungskosten (Verlust durch Rückkauf von Strommengen auf dem Intra-Day-Markt) basierend auf historischen Werten auf bis zu 160.000 EUR/h. Im Februar 2012 beliefen sich die Strompreise im Intra-Day-Handel gar auf bis zu 380 EUR/MWh. Bei geschätzten variablen Produktionskosten von 60 EUR/MWh errechnet sich der stündliche Verlust als (380 – 60) EUR/MWh x 500 MW x 1h. Darüber hinaus wären jährliche Erlöseinbussen durch Ausschluss vom Regelenergiemarkt von ca. 2 – 3 Mio. EUR zu befürchten. Sofern neue Gaskraftwerke zukünftig nicht oder nur eingeschränkt für den Regelenergiemarkt zur Verfügung stehen würden, wäre zudem aufgrund des erwarteten allgemeinen Rückgangs konventioneller Erzeugerkapazität in diesem Marktsegment mit erheblichen Anspannungen und höheren Preisen zu rechnen.

… zu 6.2. (Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Darstellung der Analyse)

Die rückwärtsgewandte Betrachtung ist aufgrund der Neuordnung des Kapazitätsmarktes nicht zielführend. Das zukünftige Unterbrechungsverhalten ist anhand des Zielmodells abzuschätzen, um eine belastbare Aussage zu erhalten.

… zu 6.4 (Miteinbezug Gasversorgungssituation im Februar 2012)

Ein Einbezug der Februarsituation wäre nach Ansicht der Repower gerechtfertigt.

7. Ergebnisse der Modellierung

… zu 7.2 (Bewertung der Durchführung von IIc)

Wie im Abschnitt 2.3.6 dargestellt wurde, ist die im Auftrag der FNB durchgeführte Kosten-Nutzen-Analyse nicht vollständig. Insbesondere werden in der Analyse sowohl die Nutzeneinbussen durch das Kraftwerksprodukt, als auch die resultierenden Mehrkosten unterschätzt. Tatsächlich dürfte daher der Kosten-Nutzen-Vergleich weniger eindeutig zu Lasten des FZK-Ausbaus ausfallen, als dies aus der Studie hervorgegangen ist. Für einzelne Ausbauprojekte, die in der Variante IIc gegenüber den Ausbauvarianten IIa und IId nicht mehr enthalten sind, könnte ein verbesserter Kosten-Nutzen-Vergleich durchaus positiv ausfallen.

Beispielsweise ist zu erwarten, dass durch den Zubau zweier neuer Kraftwerke im Leitungsabschnitt der WEDAL zwischen Lippe und Eynatten (GuD Leverkusen und Krefeld-Uerdingen) mit einer Gesamtausspeiseleistung in Höhe von ca. 30% der WEDAL in diesem Leitungsabschnitt sowie über 80% der relevanten Kapazität am Exit Eynatten die Unterbrechungswahrscheinlichkeit während der Betriebszeiten der Kraftwerke den von PWC genannten Wert von 5% übersteigen kann. Aus den unter 2.3.2 dargelegten Gründen geht Repower zudem davon aus, dass die spezifischen Kosten des Unterbruchs auch deutlich über den Ansätzen der PWC-Studie liegen können. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht könnte somit eine Realisierung des Ausbauprojekts ID-109-01 sinnvoll sein.

… zu 7.3 (gesamtwirtschaftlich effizienter Netzausbau des NEP Vorschlags der FNB)

Der NEP Vorschlag der FNB bildet nach Auffassung von Repower aus folgenden Gründen keinen gesamtwirtschaftlich effizienten Netzausbau: Einerseits ist die Kosten-Nutzen-Analyse wie aufgeführt nicht vollständig, andererseits wurden kapazitätserhöhende Massnahmen nach § 8, § 9 und § 27 GasNZV nicht im Ausbauszenario (ohne KWP) berücksichtigt, obwohl die FNB derzeit Lastflusszusagen einsetzen, um feste Kapazitäten auch mit langfristiger Perspektive – also über den Ausschreibungszeitraum der Lastflusszusagen hinaus – abzusichern. Gleichzeitig wird jedoch der Einsatz dieses Instruments zur Absicherung zusätzlich benötigter Kapazitäten abgelehnt.

Die Herangehensweise mit dem KWP als „Planungsprodukt“ wird prinzipiell unterstützt. Dies kann wie folgt begründet werden: Die von den FNB vorgeschlagenen Maßnahmen der Kraftwerksbetreiber im „Unterbrechungsfall“ entsprechen den gleichen, die der FNB selbst im Unterbrechungsfall vornehmen kann.

10. Kosten-Nutzen-Analyse

… zu 10.2 (Methodik Kosten-Nutzen-Analyse zum Gaskraftwerksprodukt DZK)

Ziel der Kosten-Nutzen-Analyse ist der Vergleich „zwischen der Einsparung der Kosten für den Netzausbau durch das KWP“ einerseits und „den Kosten die für die Gaskraftwerksbetreiber im Zusammenhang der mit dem KWP notwendig werdenden Absicherung der festen Gasversorgung anfallen“ andererseits. Somit wird bereits a priori die Annahme getroffen, die Kraftwerksbetreiber mit allfälligen Zusatzkosten des KWP zu belasten. Nach Auffassung der Repower sind jedoch alle Kosten zur

Engpassbeseitigung nicht durch die Anlagenbetreiber zu tragen, vielmehr müssten die FNB als Begünstigte für diese Kosten aufkommen. Die PwC-Studie müsste folglich, mit dem Ziel der volkswirtschaftlich effizientesten Art der Engpassbeseitigung, die Kosten eines Kapazitätsausbaus den Kosten marktbasierter Massnahmen zur Bereitstellung einer festen FZK durch die FNB gegenüberstellen.

Aufgrund der dargelegten Gründe lehnt Repower den Netzentwicklungsplan Gas 2013 in der vorliegenden Konsultationsfassung der Fernleitungsnetzbetreiber ab, unterstützen aber eine Weiterentwicklung im Sinne der hier dargelegten Vorschläge. Für Rückfragen und weitere Gespräche stehen Ihnen Herr Dr. Fritsche und Herr Dr. Bandulet gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse
Repower

Dr. Daniel Fritsche
Geschäftsführer
Repower GuD Leverkusen GmbH & Co. KG

Dr. Martin Bandulet
Projektleitung Energiewirtschaft
Repower AG