

**Bundesnetzagentur**  
**Postfach 8001**  
**53105 Bonn**

Per E-Mail an: [NetzentwicklungsplanGas@bnetza.de](mailto:NetzentwicklungsplanGas@bnetza.de)

**Berlin, den 21.06.2013**

---

## **Stellungnahme von EFET Deutschland zum Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2013 (NEP 2013)**

---

EFET Deutschland (EFET) dankt für die Gelegenheit zur Stellungnahme zum überarbeiteten Entwurf des NEP. Wir fokussieren in unserer Stellungnahme auf den Stellenwert marktbasierter Maßnahmen des Kapazitätsmanagements und die als kritisch angesehenen Aspekte neuer Kapazitätsprodukte. EFET verzichtet hierbei zum Teil auf die konkrete Beantwortung des Fragenkatalogs vom 24. April 2013 und der ergänzenden Fragen vom 17. Mai 2013, da sie im Wesentlichen auf die Ausgestaltung von aus Sicht der EFET grundsätzlich nicht geeigneten Instrumenten abzielen.

### Allgemein:

- Grundsätzlich befürwortet EFET den im NEP gewählten Ansatz zur Ermittlung des Ausbaubedarfes. Das Verfahren zur Erstellung des NEP erfasst zunehmend die für die Netzentwicklung relevanten Fragestellungen. Hilfreich ist die unterstützende Fokussierung auf einzelne Fragestellungen in separaten Dialogen und die Einbeziehung von Kosten-Nutzen-Analysen. Allerdings fehlen noch Erfahrungen bei der Umsetzung der im NEP festgelegten Ausbaumaßnahmen. Grundlegender Mangel des derzeitigen Verfahrens ist die nicht ausreichende Einbindung marktbasierter Verfahren zur Reduzierung des Kapazitätsbedarfs.
- FNB sollten anstatt einer Erweiterung der Kapazitätsprodukte vielmehr deren Reduktion anstreben. Bereits die gegenwärtig existierende, von FNB zu FNB variierende, intransparente Vielfalt an Mischprodukten erschwert die Harmonisierung des europäischen Marktdesigns und verhindert eine verbraucherfreundliche und effiziente Kapazitätsbewirtschaftung. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass im Zuge der Implementierung des Network Codes on Capacity Allocation Mechanisms eine Bündelung grenzüberschreitender Kapazitäten verbindlich vorgeschrieben wird und zu diesem Zweck eine Vereinheitlichung der Kapazitätsprodukte ohnehin unumgänglich ist.
- Prinzipiell muss gelten: Bei Vorliegen verbindlicher Buchungsanfragen von Kraftwerks- und Speicherbetreibern gemäß §38 und §39 GasNZV ist die uneingeschränkte Bereitstellung **fester frei zuordenbarer Kapazitäten** zu gewährleisten. Dies kann durch physischen Netzausbau und durch marktbasierende Maßnahmen geschehen.

- Die FNB sollten schon im NEP den **Einsatz marktbasierter Mechanismen** vorsehen, insbesondere Lastflusszusagen und einen Überbuchungs- und Rückkaufmechanismus. Diesen Maßnahmen kommt eine wesentliche Bedeutung im Rahmen des effizienten Netzausbaus zu. Die Abwägung zwischen Ausbau und anderen Maßnahmen des Kapazitätsmanagements sollte nach gesamtwirtschaftlichen Kriterien erfolgen. Leider werden die marktbasierteren Maßnahmen auch im jetzigen Entwurf nicht näher berücksichtigt, obwohl zahlreiche Stellungnahmen in der Konsultation für den Entwurf vom 08. März 2013 dies befürwortet haben.
- Lastflusszusagen sind **ein effizientes Instrument** zur Vermeidung kurzzeitig auftretender Engpässe. Sie sollten auf jeden Fall bei der Modellierung des Referenzszenarios berücksichtigt werden. Dabei ist die Fortschreibung bestehender Lastflusszusagen grundsätzlich ein sachgerechter Ansatz. Um die Bedeutung von Lastflusszusagen für das Transportsystem transparent zu machen, könnte ein Szenario ohne Lastflusszusagen ergänzt werden.
- Die neu angedachten Kapazitätsprodukte für Kraftwerke und Speicher unterbinden die Anwendung marktbasierter Verfahren zur Engpassbeseitigung und führen zu einer erhöhten Komplexität der Kapazitätsbeschaffung und –bewirtschaftung auf der Netzkundenseite. Sie führen zu einer Verlagerung der Verantwortung für die Netzstabilität auf die Schultern der Netznutzer und gefährden die Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken und Speichern

EFET lehnt daher die Einführung neuer Kapazitätsprodukte ab und fordert eine Fokussierung auf die vorhandenen Kapazitätsprodukte und eine stärkere Berücksichtigung marktbasierter Verfahren zur Beseitigung kurzfristiger und – soweit möglich – auch dauerhafter Engpässe.

## **Erläuterung zu den angedachten Kapazitätsprodukten**

### **Kraftwerksprodukt (zu 2.3)**

Das Kraftwerksprodukt liefert aus Sicht von EFET keine erkennbaren Vorteile im Vergleich zu bestehenden Instrumentarien. Die Einführung neuer Kapazitätsprodukte ändert nichts an der Unterbrechbarkeit der Kapazitäten, sondern erhöht lediglich die Komplexität der Vermarktung. Die bloße Abwälzung von Kapazitätsengpässen auf Kraftwerksbetreiber führt zu einem volkswirtschaftlich ineffizienten Netzausbau. Es widerspricht dem Gedanken des § 39 GasNZV und untergräbt die Versorgungssicherheit.

Zur Absicherung des Unterbrechbarkeitsrisikos sind die Anlagenbetreiber darauf angewiesen, Lastflusszusagen durch Kapazitätsbuchungen und Gaslieferverträge nachzubilden. Dies ist jedoch eine Aufgabe der Netzbetreiber, welche diese weitaus effizienter wahrnehmen können. Sie können mit ihrer Kenntnis der Netztopologie und der Lastflüsse Systemeffekte berücksichtigen und gezielter/effizienter Lastflusszusagen kontrahieren oder andere kapazitätsentlastende Instrumente einsetzen.

Das Kraftwerksprodukt bringt für Kraftwerksbetreiber das Risiko mit sich, bei einer VHP-Unterbrechung ihr Kraftwerk nicht einsetzen zu können, wenn ein alternativer Gasbezug nicht kurzfristig möglich ist. Damit entgehen dem Kraftwerk Deckungsbeiträge während dieser Zeit, sofern sie sich nicht wie beschrieben absichern. Die entgangenen Einkünfte können erheblich sein, weil Preisspitzen am Strommarkt gerade während besonders kalter Witterung zu erwarten sind.

Die betroffenen Kraftwerksbetreiber sind damit in jedem Fall schlechter gestellt als andere Erzeuger, bei denen die festen Kapazitäten vorhanden sind oder im Rahmen des Netzausbaus nach § 39 GasNZV geschaffen werden. Es ist zu bezweifeln, ob hier eine diskriminierungsfreie Ausgestaltung möglich ist. Hierbei ist klar zu betonen, dass diese Diskriminierungsfreiheit nur durch die Schaffung gleicher Voraussetzungen in Form fester Kapazitäten geschaffen werden kann und nicht durch die Änderung bestehender Kapazitäten.

Insgesamt würde die Einführung des Kraftwerksproduktes dafür sorgen, dass der Bau von Gaskraftwerken bzw. deren Fortbetrieb für Investoren weniger attraktiv wird. Die zusätzliche Belastung bedroht die ohnehin angespannte Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken und das sowohl im nationalen als auch im internationalen Vergleich (s.u. Bewertung Kosten-Nutzen-Analyse). Bereits getätigte und geplante Kraftwerksinvestitionen in Deutschland werden so nachhaltig negativ beeinflusst. Schon unter den jetzigen Rahmenbedingungen rechnen sich Investitionen in Gaskraftwerke aber kaum. Besonders betroffen sind die vier systemrelevanten Bestandskraftwerke, die keine feste Kapazität über den VHP erhalten sollen. Sie sind zu zusätzlichen Aufwendungen gezwungen, um die Einsatzbereitschaft ihrer Kraftwerke sicherzustellen.

Zudem besteht die Gefahr, dass entsprechende Investitionen in das benachbarte Ausland abwandern, weil die Belieferung mit Gas dort weniger komplex ist und sich die Ausgangslage deshalb, in Verbindung mit den grenzüberschreitenden Stromtransporten, als wirtschaftlich günstiger erweist.

#### **Risiken für Kraftwerksversorgung und ihre Konsequenzen (zu 2.3.1 und 2.3.5)**

Das Kraftwerksprodukt führt zu einer erheblichen Gefährdung der Versorgung von Gaskraftwerken. Diese ergibt sich aus den folgenden Faktoren:

- **Beschränkte Liquidität der ausländischen Märkte:** Der NEP-Entwurf unterstellt, dass die Hubs in den Nachbarmärkten ohne Weiteres eine kurzfristige Alternativbeschaffung gestatten. Dabei wird übersehen, dass die Unterbrechung zum VHP regelmäßig gerade während extremer Witterungsverhältnisse auftreten wird. An solchen Tagen wird auch eine erhöhte Nachfrage in den Nachbarländern auftreten. Es ist nicht ausgeschlossen, dass das Angebot an solchen Tagen auch an sonst recht liquiden Hubs wie TTF und ZEE unzureichend ist. Erst recht besteht kein Verlass darauf, dass auf Märkten mit eingeschränkter Liquidität (NPTF, CH und CEGH) während dieser Zeiten eine Versorgung deutscher Kraftwerke im Day-Ahead-Markt gewährleistet ist.
- **Kein unterbrechungsfreier Transport im Ausland:** Gerade zu Zeiten mit besonders kaltem Wetter muss mit außergewöhnlichen Gasflüssen gerechnet werden. Es ist nicht ersichtlich, dass der Kraftwerksbetreiber eine rechtsverbindliche Garantie erhält, dass er jederzeit unterbrechungsfreie Exit-Kapazität von dem ausländischen Netzbetreiber buchen kann. Die im NEP-Entwurf beispielhaft enthaltene Aussage, dass laut Fluxys „davon ausgegangen werden kann“ dass Exporte von Belgien nicht unterbrochen werden, gibt keinerlei Sicherheit. Wir erachten es als überaus kritisch, dass bis dato die TSO der Marktgebiete jenseits der deutschen Grenze nicht in die Überlegungen zum Kraftwerksprodukt eingebunden wurden. Es ist folglich gar nicht sichergestellt, dass auf der anderen Seite der Grenze die Kapazitäten in der gewünschten Höhe und zu dem gewünschten Zeitpunkt zur Verfügung stehen.
- **Mangelnde Exit-Kapazität am MüT:** Ebenso fehlt es an einer Regelung, um die Verfügbarkeit ausreichender Kapazität am MüT-Punkt während Zeiten mit besonders niedrigen Temperaturen sicherzustellen. Gerade während dieser Phasen ist davon auszugehen, dass die hohe Nachfrage in Süddeutschland zu einer Kapazitätsknappheit führen kann.

- **Kein liquides Angebot an Speichern:** Unklar ist, wie gewährleistet werden soll, dass an den zugewiesenen Speichern Ausspeicherungskapazität zur Verfügung steht. Die Speicherkunden werden an Tagen mit hoher Nachfrage ihre Kapazität selbst nutzen wollen. Zudem gibt es an den Speichern regelmäßig keinen „Flanschhandel“, um Gas kurzfristig zu erwerben.
- **Keine kurzfristige Verfügbarkeit an Produktionsanlagen:** Entsprechendes gilt für die Zuordnung von Kraftwerken an Produktionsanlagen. Die Anlagen sind regelmäßig auf eine konstante Produktion ausgelegt und bereits langfristig verkauft. Es gibt keinen kurzfristigen Handel am Einspeisepunkt.

Die Konsequenzen dieser Risiken liegen auf der Hand: Das Kraftwerksprodukt führt zu einer geringeren Einsatzbereitschaft der Kraftwerke. Dies gefährdet die **Stromversorgung** insbesondere bei den systemrelevanten Kraftwerken. Aber auch für Kraftwerke mit gekoppelter Erzeugung von **Heiz- und Prozesswärme** ist eine Unterbrechung der Belieferung überaus problematisch, insbesondere wenn Schäden in nachgelagerten Industrieprozessen drohen.

Eine ausreichende Versorgungssicherheit kann nur gewährleistet werden, wenn der Kraftwerksbetreiber vorab Maßnahmen ergreifen würde, um die Vorhaltung der Kapazitäten und Gasmengen am alternativen Punkt sicherzustellen:

- **Langfristige Kapazitätsverträge:** Nur bei einer langfristigen festen Buchung wird der Netzbetreiber im benachbarten Marktgebiet die Exit-Kapazität am Grenzübergangspunkt garantieren. Gleiches gilt für die Exit-Kapazität am MÜT.
- **Optionsverträge für die ausländischen Gasmärkte:** Zudem benötigt der Kraftwerksbetreiber eine Optionsvereinbarung im ausländischen Markt, damit die benötigten Mengen auf den zugeordneten Gasmärkten auch während eventueller Engpasszeiten sicher verfügbar sind.
- **Langfristige Speicherpositionen:** Der Kraftwerksbetreiber muss Vorsorge dafür treffen, damit er seinen Gasbedarf im Unterbrechungsfall jederzeit aus dem zugeordneten Speicher decken kann. Hierfür muss er die erforderliche Speicherkapazität erwerben und die entsprechenden Gasmengen im Speicher vorhalten bzw. die Vorhaltung bei einem Dritten bestellen.
- **Optionsverträge mit Produzenten:** Um einen Gasbezug aus Produktionsanlagen zu gewährleisten, ist eine Vereinbarung für eine flexible Belieferung mit dem Produzenten notwendig.

Diese Maßnahmen sind entbehrlich, wenn ein physischer Netzausbau erfolgt. Im Übrigen kann es aber auch **in vielen Fällen effizienter** sein, dass der Netzbetreiber stattdessen **Lastflusszusagen** bestellt. Diese sollten im Einzelnen von den FNB analysiert werden. Von der Wirkung ähneln die genannten Maßnahmen des Kraftwerksbetreibers einer auf bilateraler Ebene ausgehandelten Lastflusszusage. Dieser Sachverhalt wurde auch von den FNB richtig erkannt (siehe Entwurf des NEP 2013, S. 10): *„Die Wirkung des KWP kann im Prinzip auch durch Lastflusszusagen realisiert werden.“* Auch deshalb ist der Hinweis der FNB, dass aufgrund bestehender Probleme bei der Beschaffung von Lastflusszusagen der Einsatz von Lastflusszusagen nicht geeignet erscheint, nicht nachvollziehbar. Aus welchem Grund sollte dieser Einwand nicht ebenso für den Kraftwerksbetreiber gelten? Im Gegenteil, der FNB kann im Rahmen eines transparenten, öffentlichen Verfahrens (vgl. KOLA) diese Mengen diskriminierungsfrei am Markt beschaffen, während der Kraftwerksbetreiber die Gasmengen an den betroffenen Punkten auf bilateraler Basis individuell kontrahieren muss.

Sollte es auf Seite der FNB tatsächlich Probleme mit der Attraktivität von Lastflusszusagen am Markt geben, dann sollte vielmehr die Ausgestaltung der dem Instrument zugrunde liegenden Anreize (unter Berücksichtigung des vermiedenen Netzausbaus) überdacht werden, statt die Verantwortung für die Bereitstellung der benötigten Kapazitäten entgegen der Verordnungsvorgaben auf die Netzanschluss- und Transportkunden zuwälzen.

### **Kosten-Nutzen-Analyse (zu 2.3.9)**

Die genannten Aufwendungen zur **Vorhaltung der Back-up Kapazität** für den Fall der Unterbrechung des Bezuges vom eigentlichen VHP werden in der Kosten-Nutzen-Analyse in keiner Weise berücksichtigt. Nur die Kosten für die Buchung des alternativen Entrys im eigenen Marktgebiet werden einbezogen. Dies ist nicht ausreichend, um eine sicherere Versorgung zu gewährleisten.

Kritisch anzumerken ist zudem, dass die Kosten für den alternativen Gasbezug am entsprechenden Entry-Punkt zwar berücksichtigt werden, die tatsächliche Höhe der prozentualen Bezugskostenzuschläge für Illiquidität und Flexibilität aber in der Analyse nicht hinreichend ausgeführt wird. Es ist nicht ersichtlich wie sich diese Kosten zusammensetzen. EFET geht von einer systematischen Unterschätzung aus. Die Gutachter unterstellen, dass die VHP-Unterbrechung an zufällig verteilten Tagen im Jahr erfolgt. Tatsächlich werden die Unterbrechungen in erster Linie während **besonders kalter Tage** auftreten. Dann können aber gehäufte Unterbrechungen notwendig werden, wobei angesichts angespannter Märkte Preisspitzen auftreten können, die weit über den im Gutachten kalkulierten Zuschlägen liegen. Die Modellberechnungen sind daher unzureichend.

### **TAK (zu 2.4)**

EFET lehnt die Einführung der TAK ebenfalls ab. Das Kapazitätsprodukt TAK unterstellt eine strikte Korrelation zwischen Temperatur und Netzauslastung und verallgemeinert hierbei die Situation für das gesamte Transportsystem bzw. differenziert nur nach Zonen („Nord“ und „Süd“). Tatsächliche Lastflüsse im System und die angestrebte Nutzung von Ein- und Ausspeisekapazitäten an Speichern werden damit nur sehr indirekt abgebildet. Mit dem Rückgang des Erdgasbedarfs für Raumwärme und mit der verstärkten Nutzung von Gaskraftwerken zum Ausgleich der fluktuierenden EEG-Stromerzeugung wird der Einfluss der Temperatur auf die tatsächlichen Lastflüsse im Ferngassystem weiter zurückgehen.

TAK haben für Netznutzer vor Bekanntgabe der Prognosetemperatur keinen Mehrwert ggü. unterbrechbaren Kapazitäten. Einzig die Temperaturfunktion, die auf Basis historischer Temperaturverteilungen Anhaltspunkte für die Unterbrechungswahrscheinlichkeit gibt und die Umwandlung eines Teils der Kapazität in feste Kapazität am Vortag sind Vorteile gegenüber dem bereits verfügbaren unterbrechbaren Kapazitätsprodukt.

Über das TAK-Kontingent hinaus angebotene unterbrechbare Kapazitäten für die Anbindung von Gasspeichern unterliegen dann in den Temperaturbereichen, in denen das TAK-Produkt als feste Kapazität angesetzt wird, einem entsprechend höheren – aber nicht weiter konkretisierten – Unterbrechbarkeitsrisiko.

Für die lang- bis mittelfristige Vermarktung hat der Speichernutzer jedoch keine Sicherheit bzgl. der Transportanbindung und somit der Vermarktbarkeit des Speichers.

### **Bewertung der Kosten-Nutzen-Analyse von PWC (zu 2.4.3)**

Die Unterstellung einer vollständigen Preisinformation (ex-ante Kenntnis der Spotpreise für das gesamte Speicherjahr) entspricht nicht der Praxis der Speichervermarktung. Die wenigsten Speichernutzer werden die Kapazität ausschließlich auf Basis von Spotpreisen einlasten. Vielmehr ergibt sich eine preisgetriebene risikolose Speichereinlastung aus der Konstellation von Spot- zu Terminpreisen und deren Volatilitäten: der Speicher wird nur dann eingelastet, wenn der entsprechende Mengenausgleich am Terminmarkt mit positivem Deckungsbeitrag realisiert werden kann. Relevant sind für die Auswertung daher nicht nur Spotpreisverläufe, sondern auch die jedem Spotpreis zuzuordnende Forwardcurve des jeweiligen Handelstages.

Darüber hinaus wird der Optionswert eines Speichers außer Acht gelassen, der durch das Unterbrechungsrisiko beeinträchtigt wird. Der entgangene Nutzen des TAK-Produktes erscheint daher nicht vollständig erfasst.

Wie unterschiedlich die Beeinträchtigung von Speichern durch unterbrechbaren Netzzugang von verschiedenen Akteuren bewertet wird, zeigen die deutlich differierenden Ergebnisse der Analysen von PWC und von Frontier-Economics. Nicht zuletzt unterliegt die Bewertung individuellen Markteinschätzungen und Portfoliostrategien.

Der mit entsprechender Zahlungsbereitschaft unterlegte Bedarf an gesicherten Kapazitäten ist daher anhand solcher Analysen nicht ableitbar. Die Ergebnisse können lediglich als grobe Richtwerte herangezogen werden und der Verbesserung der Markteinschätzung dienen.

### **Preisliche Einordnung (zu 2.4.4)**

Die formulierte preisliche Einordnung ist wenig aussagekräftig. Die Abschläge auf das feste Kapazitätsprodukt müssen die Unterbrechbarkeit reflektieren – und die ist für die mittel- bis langfristige Vermarktung analog anzusetzen wie bei den unterbrechbaren Kapazitätsprodukten mit entsprechender Unterbrechungswahrscheinlichkeit. Auf eine kurzfristige Vermarktung könnte ohnehin zugunsten der bekannten Produkte „fest“ und „unterbrechbar“ verzichtet werden.

### **Zuordnungsaufgabe statt Unterbrechung (zu 2.4.5)**

Eine Zuordnungsaufgabe beim TAK-Produkt anstelle der Unterbrechbarkeit würde die Komplexität der Produktlandschaft nur noch weiter erhöhen und wird daher nicht als sinnvoll angesehen.

### **Fahrweisen von Speichern (zu 2.4.6)**

Die Fahrweise von Speichern ist zunehmend marktgetrieben, wobei Spotpreise den aktuellen Bedarf im Marktgebiet widerspiegeln. Marktzugang, Markteinschätzung, Risikoaffinität und Portfoliozusammensetzung spielen allerdings ebenfalls eine wesentliche Rolle.

Für Rückfragen und Diskussion stehen wir gerne zur Verfügung.

### **EFET Deutschland**

Tel.: +49 (0) 30 2655 7824

[m.cubelic@efet.org](mailto:m.cubelic@efet.org)