

EFET Deutschland Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032

Berlin, den 31.01.2023

EFET Deutschland bedankt sich für die Möglichkeit, zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 Stellung zu nehmen.

Der Entstehungsprozess des Netzentwicklungsplans 2022-2032 ist deutlich geprägt durch die tiefgreifenden Veränderungen in Europa als Folge des Angriffs Russlands auf die Ukraine. Zunächst wurden weitere LNG-Varianten mit teilweise noch russischen Gasflüssen modelliert, um diese dann durch LNG+ Varianten zu erweitern, die eine vollständige Reduktion von Gasflüssen aus Russland abbilden. Wir würden empfehlen, im finalen Dokument auf die normalen LNG-Varianten mit dem Ziel einer besseren Übersichtlichkeit zu verzichten und nur noch die LNG+ Varianten darzustellen.

Sehr wichtig im aktuellen NEP-Prozess ist das Thema, in welchem Umfang die weggefallenen Mengen aus Russland durch neue Mengen und feste Kapazitäten von deutschen LNG-Anlagen und/oder Grenzübergangspunkten zu europäischen Nachbarstaaten ersetzt werden müssen. Das jetzt konsultierte Dokument gibt hierbei mit den LNG+ Varianten B und C lediglich eine Antwort unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit. Jedoch ist der Wegfall der russischen Mengen so einschneidend, dass auch darauf geachtet werden muss, den Wettbewerb zwischen verschiedenen Aufkommensquellen und damit die Basis für einen liquiden deutschen Gasmarkt aufrecht zu erhalten. Vertragliche Engpässe an den Grenzübergangspunkten an den Niederlanden, Belgien und auch dem neuen Grenzübergangspunkt von Frankreich führen seit Beginn des Krieges zu extrem hohen Aufschlägen in den Kapazitätsauktionen. Die daraus resultierenden Mehrerlöse für die FNB übersteigen um ein Vielfaches die Mehrkosten der Variante C im Vergleich zur Variante B. Die Gaspreise am VHP THE waren zeitweise um zweistellige Eurobeträge pro MWh höher als in anderen westeuropäischen Gasmärkten. Eine Abwägung zwischen Variante B und C sollte daher nicht rein auf Basis von Versorgungssicherheitsaspekten erfolgen, sondern sie sollte ebenso berücksichtigen, welche Variante zu jedem Zeitpunkt den Marktteilnehmern noch ein höheres Maß an Flexibilität bzw. ein Wahlrecht zwischen verschiedenen Aufkommensquellen gewährleistet, um nicht nur eine sichere, sondern auch bezahlbare Gasversorgung zu ermöglichen. Ohne Beschaffungsoptionen ist nicht mit einer Erhöhung von Liquidität und Wettbewerb am Gasmarkt zu rechnen.

➔ EFET Deutschland plädiert aufgrund der geringen Mehrkosten für die Umsetzung aller Ausbaumaßnahmen der Varianten B und C.

Außerdem sollte im NEP 2024-2034 detailliert analysiert werden, ob die angenommenen Verbrauchsreduktionen in den LNG+ Varianten belastbar genug sind, oder ob doch noch weitere Ausbaumaßnahmen aus Variante A notwendig werden. Um hierbei ggf. Netzausbaukosten einzusparen, sollte auch geprüft werden, ob durch die Verwendung von für die Marktgebietszusammenlegung eingeführten MBI-Maßnahmen der gleiche Effekt bewirkt werden kann. Über solche Maßnahmen könnten z.B. die Einspeicherung von nicht schnell genug abtransportierbaren LNG-Mengen in nahe gelegene Gasspeicher bzw. in Nachbarländer erfolgen oder sogar die Verschiebung von LNG-Schiffen von einem LNG-Cluster in einen anderen erreicht werden.

Hierbei nicht geeignet ist aus unserer Sicht das DZK-Produkt, das in Kapitel 10.4.2 für LNG-Anlagen, Industriekunden und Gaskraftwerke mit Zuordnungsaufgaben zu GÜP und Speicher vorgeschlagen wird. Durch das DZK-Produkt scheint es zwar zunächst möglich, den Engpass netzplanerisch zu vermeiden und damit weiteren Netzkosten zu entgehen. Volkswirtschaftlich fallen die Kosten jedoch immer noch beim konkreten Netznutzer an. Dieser kann jedoch nur mit seinem konkreten Portfolio versuchen, die Zuordnungsaufgabe zu erfüllen und nicht - wie bei den MBI-Spreadprodukt - auf die Möglichkeiten aller Marktteilnehmer zugreifen. Auch sind feste Belieferungen oder Beteiligungen an LNG-Anlandungen von Industriekunden bzw. Haushalts-/Gewerbekunden über deren Lieferanten nicht über DZK darstellbar, da solche Lieferungen immer über den VHP THE abgewickelt werden, zu dem dann aber kein fester Zugang besteht. Insgesamt entziehen DZK-Produkte dem deutschen Terminmarkt Liquidität.

➔ EFET Deutschland fordert daher unter den neuen Rahmenbedingungen (spätestens für den nächsten NEP) eine Analyse, die eine Ausweitung des DZK-Produktes bezüglich ihrer Wirkung und den verbundenen Kosten mit einer stärkeren Nutzung von MBI-Maßnahmen vergleicht, um Netzausbaubedarf effizient zu reduzieren.

Des Weiteren deutet das Dokument (*10.4.1 LNG-Stromversorgung – Versorgungssicherheit, Seite 200*) darauf hin, dass FNB einseitig die Möglichkeit erhalten sollen, LNG-Ladungen umzuleiten, um damit einen Engpass zu lösen. Diese Möglichkeit der FNB führt zu Unsicherheit und hätte starke negative Auswirkungen auf die Betreiber von LNG-Tankern, da dies bedeutet, dass ein Verloader eine Lieferung nicht zu 100 % garantieren kann. Dies bedeutet nicht nur, dass ein solches Risiko in Verträgen berücksichtigt werden muss, sondern, was noch wichtiger ist, es hält LNG davon ab, deutsche Häfen zu erreichen, und behindert somit eine höhere Versorgungssicherheit für Deutschland. Letztendlich sehen wir darin ein Hindernis für die Errichtung von neuen LNG-Anlagen.

➔ EFET Deutschland lehnt aus den oben genannten Gründen eine Zwangsumleitung von LNG-Schiffen ab.

In Kapitel 8 verweisen die FNB unter *8.1.2 Ergebnisse nach MoU-Abschluss und nach Bestätigung des Szenariorahmens 2022* darauf, dass die BNetzA in der Bestätigung des Szenariorahmens festgesetzt hat, dass Elektrolyseprojekte sowie die damit verbundene Wasserstoffeinspeiseleistung und Wasserstoffeinspeisemenge um ein Jahr verschoben ab 2029 anzunehmen sind. Begründet wird dies mit den im Koalitionsvertrag festgeschriebenen 10 GW Elektrolyseleistungen und dem damit verbundenen Förderrahmen.

Aus Sicht der Gasbranche scheint dies eine unnötige Begrenzung der Ausbauvorhaben für Wasserstoffeinspeiseleistungen im NEP zu sein. Inzwischen liegt der Entwurf der überarbeiteten Nationalen Wasserstoffstrategie vor, die von mindestens 10 GW Elektrolyseleistung im Jahr 2030 ausgeht und somit das Ambitionsniveau deutlich anhebt. Zudem wird auch von politischer Seite ein schnellerer Markthochlauf anvisiert. Somit sollte keine Leistungsbegrenzung und zeitliche Verschiebung im NEP vorgenommen werden, sondern die Annahmen auf Basis der abgeschlossenen MoU als Grundlage genommen werden.

Insgesamt sollte ein geplanter Wasserstoffnetzaufbau schnellstmöglich angegangen und hierfür Regulierungslücken geschlossen werden. Der aktuelle Stillstand stellt ein akutes Risiko für den Wasserstoffmarkthochlauf dar.

Für Rückfragen stehen wir gern zur Verfügung.

Kontakt

E-Mail: de@efet.org