



Stellungnahme Equinor Deutschland GmbH zur Konsultation der
Fernleitungsnetzbetreiber

Zum Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032

Berlin, 16.07.2021

I. Allgemein

Equinor begrüßt den von den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) konsultierten Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2022-2032 und bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme.

Wichtig ist aus unserer Sicht, dass die Kapazitätszuordnung diskriminierungsfrei erfolgt. Sollte es zu einer konkurrierenden Vermarktung von Einspeisepunkten aus Norwegen, LNG-Terminals oder anderen Punkten kommen, so ist das Verfahren und die Abwägung genauer darzulegen, als es im vorliegenden Szenariorahmen der Fall ist. Zudem sollte geprüft werden, ob das Ziel einer verbesserten Gasversorgung für Deutschland erfüllt wird, wenn zuverlässiges Pipelinegas aus der geographischen Nähe durch LNG-Lieferungen ersetzt statt ergänzt wird.

Die Einbeziehung von Wasserstoff und Grünen Gasen im Netzentwicklungsplan 2022-2032 ist zu begrüßen.

Zu einzelnen Punkten der o.g. Konsultationsunterlagen nimmt Equinor wie folgt Stellung:

II. Im Einzelnen

1. Level Playing Field für LNG-Terminals und Leitungsgas (Kapitel 3.4, 8.3)

Die Kapazitäten für die LNG-Terminals werden weiterhin planerisch konkurrierend zu Einspeisepunkten angesetzt. In der Konsequenz sollten die beiden konkurrierenden Kapazitäten von bestehenden Leitungen und geplanten LNG-Anlagen nicht nur in der Modellierung, sondern auch in der Vermarktung konkurrieren. Nur so kann weiterhin gewährleistet werden, dass sich der Wettbewerb auf das Commodity Gas bezieht und nicht auf die Art des Zugangs zur Infrastruktur. Eine konkurrierende Vermarktung der Kapazität ermöglicht ein level playing field zwischen den verschiedenen Bezugsquellen sowie eine effiziente Nutzung der vorhandenen Gasinfrastruktur. Anderenfalls würden die bestehenden Bezugsquellen über Leitungen langfristig gegenüber den geplanten LNG-Anlagen benachteiligt werden – obwohl sie seit Jahrzehnten sicher und zuverlässig den deutschen Markt mit Gas, welches einen geringeren THG-Fußabdruck besitzt, versorgen.

2. Langfristiger Kapazitätsbedarf (Fragen in BNetzA-Folien)

Zur Bestimmung des langfristigen Kapazitätsbedarfs sind die tatsächlichen Gasflüsse mit den gesamten, unterschiedlichen gebuchten Kapazitätsprodukten der vergangenen Jahre heranzuziehen. Eine ausschließliche Bewertung der Auktionsergebnisse von langfristigen Kapazitätsprodukten ist unzureichend, um den tatsächlichen Kapazitätsbedarf zu bestimmen. Geeigneter wäre die Betrachtung des Verhältnisses von maximal gebuchter Kapazität je Aufkommensquelle zum zukünftigen Bedarf. Wie die WECOM Studie von 2019 im Auftrag von EFET Deutschland zeigt, ist dieses Verhältnis in den benachbarten Märkten Frankreich, den Niederlanden und Belgien signifikant höher als in Deutschland. Damit stehen den Nachbarmärkten ein höheres Angebot an festen Einspeisekapazitäten zur Spitzendeckung und zur Diversifizierung der Gasversorgung zur Verfügung.

Die unterschiedlichen lang- und kurzfristigen Kapazitätsprodukte ermöglichen es, Lieferprofile passgenau abzubilden und wirken so tendenziell einer Kapazitätshortung entgegen. Dem Markt kann so nicht benötigte Kapazitäten zur Verfügung gestellt werden.

3. Grundsätze bei der Umstellung von Erdgas auf Wasserstoffleitungen (Kapitel 7.1.2)

Equinor unterstützt den zeitnahen Aufbau eines reinen Wasserstoffnetzes auf Grundlage von vorhandenen Erdgasleitungen. Dieses Netz sollte – wie bereits von den Fernleitungsnetzbetreibern avisiert – von Anfang an grenzüberschreitend entwickelt werden, um das größtmögliche Potenzial aus den verschiedenen Wasserstoffquellen und Verbrauchern im europäischen Markt schaffen.

Mittel- bis langfristig sollten die Auswirkungen auf den Erdgasmarkt stärker betrachtet werden. Insbesondere sollten folgende Kriterien berücksichtigt werden:

- Kapazitätsangebot an fester Kapazität bzw. Kapazitätsprodukten mit festen Anteilen
- Verhältnis von angebotenen Einspeise- und Ausspeisekapazität
- Änderung der Unterbrechungswahrscheinlichkeit der unterbrechbaren Anteile von bFZK/DZK sowie uFZK

4. Importbedarf von Wasserstoff (Kapitel 3.6)

Equinor sieht aufgrund seiner Projekte folgenden erforderlichen Bedarf für den Transport von Wasserstoff aus den Niederlanden nach Deutschland:

Bedarf für H2-Transport aus den Niederlanden nach Deutschland

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2040	2050
H2 Leistung	GW	0	0	0	0	0	0,42	0,42	1,25	2,5	2,5	2,5	2,7	2,7
H2 Menge	TWh	0	0	0	0	0	0,9*	3,53	10,6	21,21	21,21	21,21	22,2	22,2

*) Annahme der Inbetriebnahme im vierten Quartal 2027

Über die oben genannten Zahlen hinaus könnte weiterer Importbedarf aus den Niederlanden entstehen. Dieser zusätzliche Bedarf würde dabei die Wasserstoffmengen vom Reformer ab 2027 umfassen, die nicht durch den Abnehmer bezogen werden und somit Dritten potenziell zur Verfügung stehen könnten.

Ebenfalls wird derzeit untersucht, Wasserstoff von Norwegen nach Deutschland über umgestellte bestehende oder neue Leitungen bzw. über Beimischung nach Deutschland zu importieren. Hierüber könnten in der kommenden Dekade rund 2 Mio. t Wasserstoff pro Jahr importiert werden. Mögliche Optionen werden derzeit untersucht. Daher wäre eine Anbindung des Wasserstoffnetzes an den Norden von Deutschland wünschenswert. So könnte für das Ruhrgebiet eine größere Flexibilität der Bezugsquellen geschaffen werden.