

Stellungnahme zum Entwurf des Szenariorahmens Gas/Wasserstoff 2027-2040/2045

Der BVEG bedankt sich für die Möglichkeit, zum Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2027–2040/2045 Stellung zu nehmen.

Vorbemerkung und Ausgangslage

Da unser Verband insbesondere die Interessen der deutschen Erdgas- und Erdölproduzenten sowie der Betreiber von Untergrundspeichern vertritt, beschränkt sich unsere Stellungnahme auf ausgewählte Aspekte des Szenariorahmens. Wir begrüßen, dass die verschiedenen Infrastrukturen in der Netzentwicklungsplanung zeitlich und prozessual aufeinander abgestimmt betrachtet werden. Ebenso wichtig ist, dass die Planung die tatsächliche Nachfrageentwicklung berücksichtigt und sich an den ökonomischen Realitäten orientiert.

Die in Szenario 3 berücksichtigte längerfristige Nutzung von Methan und Biomethan ist wichtig, da insbesondere schwer elektrifizierbare industrielle Anwendungen auch künftig auf gasförmige Energieträger oder Kohlenstoffträger angewiesen sein können. Die Nachfrage nach Wasserstoff wird wesentlich von der wirtschaftlichen Verfügbarkeit alternativer Transformationsoptionen wie Biomethan, CCUS und Elektrifizierung abhängen.

Stärker berücksichtigt werden sollten zudem die Wechselwirkungen mit der künftigen Entwicklung von CO₂-Transportleitungen und -Speichern. CO₂-Transport und -Speicherung können insbesondere für schwer vermeidbare Prozessemissionen wichtige Bausteine des Kohlenstoffmanagements und der industriellen Transformation sein.

Im Folgenden konzentrieren wir uns auf drei Aspekte: erstens die Ableitung der heimischen Erdgasproduktion, zweitens die volkswirtschaftliche Optimierung der Druckbedingungen im Wasserstoffnetz und drittens die Berücksichtigung von Dunkelflauten bei der Ermittlung der erforderlichen Speicherleistung.

1. Ableitung der heimischen Erdgasproduktion

Die aktuelle Fassung des Szenariorahmens lässt aus Sicht der Produzenten nicht hinreichend erkennen, in welchem Umfang die verbleibenden heimischen Produktionsmengen nach 2029 vollständig und ganzjährig abgeleitet werden können. Auch die mengenmäßigen Auswirkungen der zugrunde gelegten Annahmen sollten transparenter ausgewiesen werden. Wir halten daher eine Präzisierung für erforderlich. Saisonale Einschränkungen sollten als zeitlich begrenzte betriebliche Situationen beschrieben werden. Die möglichst vollständige und ganzjährige Ableitung sollte weiterhin das Planungsziel sein.

Wir schlagen daher folgende Formulierung vor: „Mit Abschluss der L-/H-Gas-Umstellung im Jahr 2029 sollen die verbleibenden deutschen Produktionsmengen unter Einhaltung der Anforderungen an Gasbeschaffenheit und Wobbe-Index möglichst vollständig in das H-Gas-System übernommen werden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sollten gemeinsam mit den betroffenen Produzenten geeignete technische und betriebliche Maßnahmen identifizieren und bewerten, mit denen die dem Szenariorahmen zugrunde gelegten Produktionsmengen auch nach 2029 möglichst vollständig und kontinuierlich abgeleitet werden können.

In einzelnen Betriebssituationen, insbesondere in den Sommermonaten bei geringer Systemlast, können Einschränkungen der Beimischbarkeit nicht vollständig ausgeschlossen werden. Geeignete technische und betriebliche Maßnahmen sollten diese Einschränkungen so weit wie möglich reduzieren. Ziel bleibt, die verbleibende heimische Erdgasproduktion möglichst vollständig und ganzjährig abzuleiten.“

2. Druckbedingungen im Wasserstoffnetz stärker berücksichtigen: Kosten optimieren und Transparenz schaffen

Die gesamtwirtschaftlichen Kosten des Wasserstoffnetzes werden wesentlich durch die festgelegten operativen Druckbedingungen beeinflusst. Untergrund-Wasserstoffspeicher können abhängig von Speichertyp, Teufe, geologischen Eigenschaften und Betriebsweise hohe Einspeisedrücke erfordern. Bei vergleichbarer energiewirtschaftlicher Transport- oder Speicheraufgabe wird die Wasserstoffverdichtung aufgrund der physikalischen Eigenschaften des Gases, der erforderlichen Volumenströme und der eingesetzten Verdichtertechnik gegenüber Erdgas einen deutlich höheren technischen und energetischen Aufwand verursachen. Maßgeblich sind insbesondere Druckverhältnis, Massenstrom, Wirkungsgrad und Betriebsweise. Je nach Speichergeologie und Nutzungskonzept können zudem hohe Einspeisedrücke sowie häufige Ein- und Ausspeicherzyklen erforderlich sein.

Der erforderliche Investitions- und Energieaufwand macht eine systemweite Optimierung der künftigen Druckbedingungen im Wasserstofftransportnetz erforderlich. Dabei sind alle Ebenen der Wasserstoffinfrastruktur – Verteilnetz, Transportnetz und Speicher – sowie die gesamte Wertschöpfungskette von Importquellen und Produzenten über Speicher bis zu Abnehmern einschließlich Kraftwerken einzubeziehen. Die vorgesehene Druckbandbreite ist für die Auslegung der Anlagen angeschlossener Marktteilnehmer entscheidend. Insbesondere der garantierte Mindestdruck beeinflusst die Auslegung von Wasserstoffspeichern und ihrer Obertageanlagen. Niedrige garantierte Drücke verursachen größere Verdichterkapazitäten, einen höheren Stromverbrauch sowie zusätzliche Investitions- und Betriebskosten. Der Szenariorahmen sollte daher die Auswirkungen unterschiedlicher Druckannahmen auf die gesamte Wertschöpfungskette für jede Modellierungsvariante ausdrücklich darstellen.

Das NEP-Verfahren macht die operativen Druckbedingungen bislang nicht ausreichend transparent. Große Bandbreiten zwischen garantiertem Mindestdruck und möglichem Betriebsdruck können Investitionsentscheidungen angeschlossener Marktteilnehmer erschweren. Die Druckannahmen sollten daher transparent hergeleitet und unter Berücksichtigung ihrer Auswirkungen auf alle

Marktteilnehmer festgelegt werden. Dies schafft langfristige Planungssicherheit für technische Anlagen.

Wir schlagen daher vor, für Anschlüsse von Untergrund-Wasserstoffspeichern transparente, standort- und nutzungsspezifische Mindestdruckannahmen zu definieren und deren systemweite Kostenwirkungen im Szenariorahmen zu bewerten. Dabei sollte auch untersucht werden, wie sich unterschiedliche Mindestanschlussdrücke auf Netz, Speicher, Verdichterbedarf und Energieverbrauch auswirken.

3. Dunkelflauten bei der Ermittlung der Speicherleistung berücksichtigen

Im Szenariorahmen wird die Ein- und Ausspeicherleistung an der jeweiligen Kraftwerksleistung während einer Dunkelflaute bemessen. Sofern für diesen Zeitraum von einer deutlich reduzierten inländischen Elektrolyseproduktion auszugehen ist, entsteht ein zusätzlicher Wasserstoffdeckungsbedarf. Dieser kann durch Speicher, Importe, flexible Nachfrage oder andere Bezugsquellen gedeckt werden. Werden diese Deckungsbeiträge und ihre zeitliche Verfügbarkeit nicht vollständig berücksichtigt, besteht das Risiko, dass die erforderliche Ausspeicherleistung unterschätzt wird.

Der Szenariorahmen sollte daher transparent ausweisen, welche Annahmen zur Elektrolyseproduktion, zu Wasserstoffimporten, zur Nachfrageflexibilität und zu weiteren Bezugsquellen während einer Dunkelflaute zugrunde gelegt werden. Auf dieser Basis ist zu prüfen, ob die angesetzten Ein- und Ausspeicherleistungen ausreichen.

Der Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG) vertritt die Interessen der deutschen Erdgas- und Erdölproduzenten, der Betreiber von Untergrundspeichern, der in dieser Industrie tätigen Dienstleister sowie die Interessen an der wirtschaftlichen Nutzung von Geoenergie. Als Wirtschaftsverband ist er im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung unter der Registernummer R001164 zu finden sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen unter der Registernummer 152508741853-07 eingetragen.