

Stellungnahme zu den
Entwürfen für
Szenariorahmen für die
Netzentwicklungspläne
Strom und
Gas/Wasserstoff

Stand: 28.09.26

Das Hauptstadtbüro Bioenergie bündelt die politische Arbeit der Branche und wird getragen von:
Bundesverband Bioenergie e. V. (BBE), Deutscher Bauernverband e. V. (DBV), Fachverband Biogas e. V. (FvB)
und Fachverband Holzenergie (FVH)

Inhalt

Das Wichtigste in Kürze	4
1. Zum Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom	5
Zu Fragen 1 & 2: Bilden die Szenarien die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung ausreichend ab? Ist die aktuelle Bandbreite der Szenarien weiterhin als ausreichend zu bewerten?	5
Zu Frage 30: Wie sehen Sie die Rolle der Biomasse in den Zieljahren? Ist die angenommene Reduzierung der Leistung angemessen?	6
Zu Frage 31: Wie bewerten Sie den Nutzungskonflikt von Biomasse in den verschiedenen Sektoren aufgrund der begrenzten Gesamtkapazität?	8
Möglicher Nutzungskonflikt bei Biomasse generell: „Dezentrale Nutzung vs. stoffliche Nutzung in Industrieanlagen“	9
Möglicher Nutzungskonflikt bei Biogassubstraten: „Dezentrale KWK vs. Biogasaufbereitung (Biomethan)“	10
Möglicher Nutzungskonflikt „Energieerzeugung vs. Kohlenstoffquelle“	10
Zu Frage 32: Sind die angenommenen zusätzlichen Biomethanverbräuche in der Wärmeerzeugung in Szenario B realistisch?	11
Zu den Fragen 37 & 38: Ist die angenommene Zubauleistung konventioneller Kraftwerke realistisch? Sollte bei der Annahme zwischen den Szenarien oder Zieljahren differenziert werden?	11
Vorschläge für Studien, die bei der Ausgestaltung eines Szenarios mit höherer Stromerzeugung zu berücksichtigen sind	12
2. Zum Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas/Wasserstoff	13
Zu Frage 1: Ist der gewählte Szenarientrichter sachgerecht? Ist die Bandbreite zwischen den Szenarien zu hoch, zu gering oder angemessen dimensioniert?	13
Zur Annahme einer langfristigen Nutzung von Methan im Szenariorahmen (Szenario 2 & 3)	13
Vorschlag zur Berücksichtigung einer noch umfangreicheren Nutzung von Methan	13
Impuls zur Versorgungssicherheit:	15
Zu Frage 3: Wie bewerten Sie das Vorgehen, dass bei der Regionalisierung der Szenarien die Projekte nach Härtegraden eingruppiert werden? Sind die Kriterien für die Bestimmung der Härtegrade sachgerecht?	15
Zu Frage 4: Wie plausibel ist die geplante Ausgestaltung der dargestellten Lastfälle? Sind die Annahmen für die Lastfälle sachgerecht?	17
Frage 5: Wie bewerten Sie die Vorgehensweise bei der Erstellung der Kraftwerksliste, insbesondere die Auswahl, welche Kraftwerke im Erdgas und welche im Wasserstoff angesetzt werden?	18

Zu Frage 6: Wie bewerten Sie die Berücksichtigung von Fernwärme (Methan und Wasserstoff)? Sind die Bedarfe realistisch bzw. sachgerecht? Ist es plausibel, dass Fernwärme insbesondere durch Heizkessel erzeugt werden soll?	20
Zu Frage 7: Ist die Vorgehensweise zur Ermittlung der Mantelzahlen in den Szenarien 1-3 nachvollziehbar und sachgerecht?	21
Zu Frage 8: Wie bewerten sie die deutlich höhere Leistung von Wasserstoffspeichern im Vergleich zum Szenariorahmen 2025-2037/2045?	22
Zu Frage 9: Wie bewerten Sie die Berücksichtigung der Rolle von Biomethan durch die FNB/WTNB? Ist das Verhältnis von Biomethaneinspeisung zu Biomethanausspeisung in den verschiedenen Szenarien aus Ihrer Sicht sachgerecht und sind die angesetzten Einspeiseleistungen (8 GWh/h in Szenario 2 bzw. von 11 GWh/h in Szenario 3) angemessen?	23
Zu Frage 10: Wie bewerten Sie die Erweiterung der Langfristprognose (Ausweitung auf 2050, differenzierte sektorale Bedarfsabfragen, Differenzierung nach Härtegraden) zur Abbildung der Bedarfsentwicklung?	24
Zu Frage 11: Ist es sachgerecht, dass in den Szenarien 1-3 identische Wasserstoff-Einspeisekapazitäten angesetzt wurden?	26
Zu Frage 12: Wie bewerten Sie die Annahmen zur Entwicklung der Methan- und Wasserstoffausspeisemengen im Industriesektor sowie deren szenarioabhängige Herleitung und Zuordnung?	27
Anhang: Langfristiges Potenzial zur Einspeisung von erneuerbarem Methan in Deutschland	29

Das Wichtigste in Kürze

Zum Entwurf eines Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom

Für die Stromproduktion aus Biomasse wird im Entwurf davon ausgegangen, dass die erzeugte Strommenge 2045 von aktuell ca. 44 TWh auf 9 TWh abnehmen wird. Diese extreme Annahme ist für uns aus mehreren Gründen nicht nachvollziehbar:

- Der Koalitionsvertrag sieht sogar einen Ausbau der Stromerzeugung aus Biomasse und eine Mobilisierung deren Flexibilitätspotenziale vor. Der Szenariorahmen steht damit im direkten Widerspruch zu den energiepolitischen Zielen der Bundesregierung.
- Eine Flexibilisierung von bestehenden Bioenergieanlagen ist wesentlich günstiger und schneller als der Bau neuer Gas- und Wasserstoffkraftwerke.
- Auch ohne Flexibilisierung muss berücksichtigt werden, dass bestehende erneuerbare Leistung zugunsten von neuen Gaskraftwerken rückgebaut werden soll.
- Viele Biomassesortimente eignen sich aus technischer, wirtschaftlicher sowie umwelt- und klimapolitischer Sicht am besten für den Einsatz in dezentralen KWK-Anlagen.
- Dezentrale Biogasanlagen und Holz(heiz)kraftwerke sind in regionale Stoffkreisläufe und Wertschöpfungsketten eingebunden und für die kommunale Wärmeplanung unentbehrlich.
- Stromerzeugung aus Biomasse und stoffliche Nutzung von biogenem CO₂ ergänzen einander.

Aus diesen Gründen sollte zumindest in einem Szenario angenommen werden, dass die aus Biomasse erzeugte Strommenge auch langfristig mindestens auf dem heutigen Niveau von 46 TWh verbleibt und die installierte Leistung gemäß der Flexibilisierung steigt.

Zum Entwurf eines Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas/Wasserstoff

Wir begrüßen, dass die noch im letzten Netzentwicklungsplan angenommene Verengung auf eine Defossilisierung der deutschen Gasversorgung durch Wasserstoff aufgegeben und ein breiteres Lösungsspektrum untersucht wurde, dass auch die Nutzung von Biomethan einschließt. Die regulatorischen Entwicklungen haben eine solche Anpassung überfällig gemacht.

Jedoch sehen wir die Rolle von erneuerbarem Methan aus mehreren Gründen weiterhin als systematisch unterschätzt an. So liegt selbst im Szenario 3 die Nutzung von Biomethan bei nur 67 TWh. Dabei geht der Fachverband Biogas e.V. davon aus, dass in Deutschland langfristig 244 TWh erneuerbares Methan durch Biogasaufbereitungsanlagen zur Einspeisung ins Gasnetz produziert werden können (134 TWh Biomethan zzgl. 110 TWh synthetisches Methan mit biogenem CO₂ aus der Biogasaufbereitung; siehe Anhang).

Zudem wurde – anders als bei Wasserstoff – keine eigenständige Abfrage zu zukünftigen Biomethanbedarfen oder Biomethaneinspeisungen vorgenommen. Nach unserer Einschätzung hätte das bestehende Abfrageportal ohne größeren Aufwand entsprechend erweitert werden können. Dadurch fehlt eine wichtige Datengrundlage für die realistische Einschätzung zukünftiger Biomethanmengen im Gasnetz. Somit entsteht ein strukturelles Bias zwischen Wasserstoff und erneuerbarem Methan. Dies sollte unserer Einschätzung nach in einem gleichen Umfang wie im Bereich Wasserstoff und Methan stattfinden.

1. Zum Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom

Zu Fragen 1 & 2: Bilden die Szenarien die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung ausreichend ab? Ist die aktuelle Bandbreite der Szenarien weiterhin als ausreichend zu bewerten?

Im Entwurf des Szenariorahmens wird folgende Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse angenommen:¹

	„Bestand“	2040	2045
Installierte Leistung (GW)	9,2	5,0	3,0
Stromerzeugung pro Jahr (TWh)	(44)	15	9
Volllaststunden	(4.783)	3.000	3.000

Für die Stromproduktion aus Biomasse wird davon ausgegangen, dass die erzeugte Strommenge 2040 um ca. 70 Prozent und bis 2045 um ca. 80 Prozent im Vergleich zum aktuellen Anlagenpark abnehmen wird, was auf dem Umstand basiert, dass nicht nur die Leistungsannahmen, sondern auch die zu Grunde liegenden Volllaststunden reduziert werden. Grundsätzlich ist eine Reduktion der Volllaststunden im Zuge einer Anlagenflexibilisierung richtig und sinnvoll, muss dann jedoch mit einer *Erhöhung* der installierten Leistung einhergehen, um die insgesamt erzeugte Strommenge konstant zu halten. Biomasse nähme unter den aktuellen Annahmen langfristig nur eine marginale Rolle im Stromversorgungssystem ein. Diese extreme Annahme ist für uns aus mehreren Gründen nicht nachvollziehbar, die wir unten in der Antwort zu Frage 30 darstellen werden.

In Bezug auf die hier gestellte Frage nach der Angemessenheit der Szenarienkonzeption müssen wir ausdrücklich betonen, dass die Annahme einer extrem sinkenden Stromerzeugung aus Biomasse den Vorgaben des aktuellen Koalitionsvertrags und dementsprechend den energiepolitischen Zielen der Bundesregierung widerspricht. Der Koalitionsvertrag enthält mehrere wichtige Vorgaben zur Stromerzeugung aus Biomasse. Einen Widerspruch zwischen den Annahmen im Entwurf und dem Koalitionsvertrag sehen wir insbesondere bei den folgenden energiepolitischen Verabredungen:

- „Der **entschlossene Ausbau** Erneuerbarer Energien beinhaltet den netzdienlichen Ausbau [...] von **Bioenergie**“ sowie

¹ Die Menge der aktuell jährlich durch Biomasse erzeugten Strommenge wird im Entwurf nicht angegeben. Der hier angegebene Wert entspricht der Brutto-Stromerzeugung aus Biomasse in 2024, ohne den biogenen Anteil des Abfalls, nach: AGEEStat / UBA (2026), [Zeitreihen zur Entwicklung Erneuerbare Energien in Deutschland](#). Die Volllaststunden sind entsprechend rückgerechnet, decken sich jedoch nicht im Detail mit den Daten der AGEEStat, da dort eine installierte Leistung von 9,5 GW ausgewiesen wird.

- „Bioenergie spielt bei Wärme, Verkehr und **steuerbarer Stromerzeugung** eine wichtige Rolle. Wir wollen das **Flexibilitätpotenzial der Biomasse konsequent heben**. [...] Wir werden den **Biogasanlagen eine Zukunft geben**, insbesondere sind die Besonderheiten kleinerer und wärmegeführter Anlagen stärker zu berücksichtigen.“

Der vorliegende Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom widerspricht diesen energiepolitischen Zielen der Bundesregierung, weil er in allen Szenarien einen massiven Rückgang der Stromerzeugung aus Biomasse vorsieht.

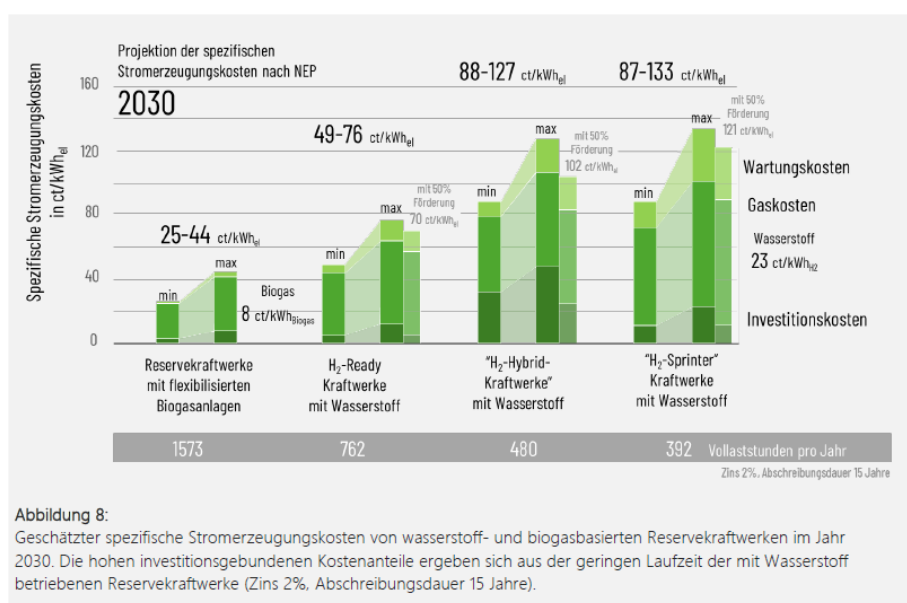
Der Kabinettsbeschluss zum EEG zeigt dann konkrete Zielpfade und Ausschreibungsmengen auf. Für 2032 werden 9,5 GW genannt. Diese Werte müssten im parlamentarischen Verfahren sogar noch nach oben korrigiert werden. Aber bereits die genannten Zielwerte stehen in Widerspruch zum Szenariorahmen, der zumindest einen Bestand von 9,5 MW berücksichtigen muss.

Zu Frage 30: Wie sehen Sie die Rolle der Biomasse in den Zieljahren? Ist die angenommene Reduzierung der Leistung angemessen?

Wir halten die angenommene Reduzierung der Leistung und die daraus resultierende Reduzierung der erzeugten Strommenge aus mehreren Gründen nicht für sachgerecht. Vielmehr sollte eine Anhebung der installierten Leistung angenommen werden.

1. Eine Flexibilisierung von bestehenden Bioenergieanlage ist wesentlich günstiger und schneller als der Bau neuer Wasserstoffkraftwerke.

Zum jetzigen Zeitpunkt ist der Kostenunterschied Bioenergieanlagen als Flexibilitätsoption und ihrer Alternative – dem Bau neuer Wasserstoffkraftwerke – immens. Nach einer aktuellen Berechnung der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU) sind die Stromgestehungskosten neuen Wasserstoffkraftwerken in 2030 bis zu fünfmal so hoch wie die Stromgestehungskosten flexibilisierter Biogasanlagen.²



² FAU (2024), [Biogas im künftigen Energiesystem](#).

Natürlich ist absehbar, dass die Gestehungskosten von Wasserstoff mittel- bis langfristig deutlich sinken. Aber ob sie in dem Maße sinken, dass ein nahezu vollkommener Ausstieg aus der Biomasseverstromung zugunsten eines Baus neuer Wasserstoffkraftwerke volkswirtschaftlich sinnvoll ist, ist stark zu bezweifeln. Darüber hinaus bietet die Bioenergiebranche allerdings ein heimisches Wertschöpfungspotential, wie das Düngepotential von Gärresten, was für Wasserstoff durch einen hohen Importanteil nicht zutrifft.

2. Vorgaben im Koalitionsvertrag

Wie in der Antwort zu den Fragen 1 & 2 beschrieben sehen energiepolitische Vorgaben im aktuellen Koalitionsvertrag im Kern eine Stabilisierung und Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biomasse vor.

Die im Webinar am 10.9. auf Nachfrage gegebene Begründung, nach Ansicht der Übertragungsnetzbetreiber sei diese energiepolitische Vorgabe nicht einzuhalten, denn „Biogas sei an anderer Stelle sinnvoller eingesetzt“, stellt keine ausreichende Begründung für diese Szenarienkonzeption dar. Abgesehen davon, dass wir diese Einschätzung explizit nicht teilen, muss an dieser Stelle betont werden, dass die Infrastrukturplanung auf Basis *realistischer Annahmen* über die Entwicklung des Energiesystems erfolgen sollte, in die energiepolitische Ziele der Bundesregierung maßgeblich eingehen müssen – eine *normative Bewertung* der politischen Ziele der Bundesregierung vonseiten der Netzbetreiber ist an dieser Stelle verfehlt.

3. Viele Biomassesortimente und Standorte eignen sich aus technischer, wirtschaftlicher sowie umwelt- und klimapolitischer Sicht am besten für den Einsatz in dezentralen KWK-Anlagen.

Die Alternative zur Verstromung in dezentralen KWK-Anlagen wäre im Fall von Biogassubstraten die Biomethanproduktion oder – im Fall von Energiepflanzen und fester Biomasse – ggf. auch die stoffliche Nutzung in der Industrie.

Viele Biomassesortimente und Standorte eignen sich jedoch weder für die Biomethanproduktion noch für den Einsatz in wenigen zentralen großtechnischen Produktionsanlagen wie sie in der chemischen Industrie sowie in der Kalk- und Zementherstellung. Für diese Standorte bzw. Biomassesortimente ist also die dezentrale Nutzung in KWK-Anlagen die einzig relevante Nutzungsoption.

Siehe dazu die Antwort auf Frage 31.

Alternativvorschlag: Stabilisierung und Flexibilisierung

Anstatt einer Reduktion der Stromerzeugung aus Biomasse sollte zumindest bei einem Szenario mindestens eine Stabilisierung und Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biomasse betrachtet werden. Dies könnte auf Basis folgender Annahmen festgelegt werden:³

- Die aus Biogas erzeugte Strommenge bleibt auf dem Niveau von 2024 (laut AGEE Stat 29,3 TWh); allerdings sinken die Volllaststunden auf Basis der Vorgaben im EEG so stark, dass im Schnitt

³ Alle Angaben zur Strommenge, die aus Biogas, Biomethan und sonstiger Biomasse erzeugt wird, zur installierten Leistung der betreffenden Anlagen und – daraus abgeleitet – der durchschnittlichen Volllaststunden stammt aus: UBA (2026), S. 7 & 9

nur noch 2.100 Volllaststunden erreicht werden.⁴ Die installierte Leistung wird entsprechend erhöht.

- Die aus Biomethan erzeugte Strommenge bleibt auf dem Niveau von 2024 (laut AGEE Stat 2,8 TWh); allerdings sinken die Volllaststunden auf Basis der Vorgaben im EEG so stark, dass im Schnitt nur noch 876 Volllaststunden erreicht werden.⁵ Die installierte Leistung wird entsprechend erhöht.
- Die Strommenge, die aus sonstiger Biomasse erzeugt wird (feste Biomasse, flüssige Biomasse, Klärgas), bleibt auf dem Niveau von 2024 (laut AGEE Stat 11,9 TWh); auch die Volllaststunden bleiben auf dem heutigen Niveau (laut AGEE Stat 5.477 Vh).

Auf Basis dieser Annahmen muss der **Zielwert für die installierte Leistung** wie folgt angehoben werden, um die aus Biomasse erzeugte **Strommenge auf dem heutigen Niveau zu stabilisieren**:

	Ziel: Stabilisierung der Strommenge auf dem Niveau von 2024 (TWh)	Absenkung der Volllaststunden EEG 2023 gemäß	Notwendige installierte Leistung (GW)
Biogas	29,3	2.100	13,9
Biomethan	2,8	876	3,2
Sonstige Biomasse (fest, flüssig, Klärgas)	11,9	5.477	2,2
Summe/Durchschnitt	44,0	2.277	19,3

Es ergibt sich also ein **Biomasse-Zielwert von 19,3 GW**, um die Stromerzeugung aus Biomasse gemäß den Vorgaben im Koalitionsvertrag auf dem heutigen Niveau zu stabilisieren, die nicht anders nutzbaren Biomassesortimente für die flexible Strom- und Wärmeerzeugung zu mobilisieren und die volkswirtschaftlichen Kosten für den Bau neuer Wasserstoffkraftwerke zu senken.

Zu Frage 31: Wie bewerten Sie den Nutzungskonflikt von Biomasse in den verschiedenen Sektoren aufgrund der begrenzten Gesamtkapazität?

Vorab möchten wir anmerken, dass davon auszugehen ist, dass sich die volkswirtschaftlich optimale Nutzung der verfügbaren biogenen Ressourcen im Zeitverlauf verändert. Aus unserer Sicht sollte daher weniger die Frage im Vordergrund stehen, welcher Sektor einen bestimmten Anteil der begrenzten

⁴ Das EEG begrenzt die jährlichen Betriebsstunden von Biogasanlagen auf 2.920 pro Jahr, absinkend auf 2.420 (§ 39i Abs. 2a EEG 2023), was mit An- und Abfahrrampen etwa 2.190 Volllaststunden zulässt. Allerdings sind in der Praxis eine Reihe neu bezuschlagter Projekte mit deutlich weniger Volllaststunden zu beobachten. Das wird hier mit einem angenommenen Durchschnittswert von 2.100 Volllaststunden abgebildet.

⁵ Das EEG begrenzt die sog. „Bemessungsleistung“ von Biomethananlagen auf 10% der installierten Leistung, was 876 Volllaststunden entspricht (§ 39m Abs. 2 EEG 2023).

Biomassemenge erhält. Maßgeblich sollte vielmehr sein, dass das vorhandene nachhaltige Biomassepotenzial tatsächlich erschlossen wird. Dieses nachhaltige Biomassepotenzial umfasst mehr als das Doppelte der aktuellen Biogaserzeugung (siehe Anhang). Bei einer Strommenge auf dem heutigen Niveau (wie in diesem Dokument angenommen) kann umfassendes Potenzial anderen Sektoren zur Verfügung gestellt werden.

In Bezug auf die Frage möglicher Nutzungskonflikte sind mehrere Ebenen zu unterscheiden.

Möglicher Nutzungskonflikt bei Biomasse generell: „Dezentrale Nutzung vs. stoffliche Nutzung in Industrieanlagen“

Viele Biomassesortimente und Standorte eignen sich nicht für den Einsatz in wenigen zentralen großtechnischen Produktionsanlagen wie sie in der chemischen Industrie sowie in der Kalk- und Zementherstellung üblich sind, sondern nur für die dezentrale Nutzung in KWK-Anlagen, Heizwerken oder ggf. der Biogasaufbereitung.

Bei den betreffenden **Biomassesortimenten** handelt es sich insbesondere um:

- Biomassesortimente, die dezentral anfallen und aufgrund ihrer geringen Energiedichte nicht über weite Strecken transportierbar sind. Dazu gehören neben Gülle, Bioabfällen und Ernteresten, die auch in den Langfristszenarien für eine dezentrale Nutzung in Biogasanlagen vorgesehen sind, auch Zwischenfrüchte/Zweitkulturen, der Aufwuchs von Dauergrünland, Blühflächen und wiedervernässten Mooren. Auch Rest- und Schadhölzer sowie Stroh sind nicht über weite Strecken wirtschaftlich transportierbar. Ihre Nutzbarkeit für die Industrie hängt also stark von den lokalen Gegebenheiten ab.
- Weiterhin sollten alle Biomassesortimente aus dem landwirtschaftlichen Segment sowie aus Bioabfällen aus ökonomischen Gründen sowie Gründen des Umweltschutzes wieder in die Landwirtschaft zurückgeführt werden. Der Gärrest aus Biogasanlagen ist als klimaneutraler Dünger bzw. für den Aufbau von Humus und damit der CO₂-Bindung im Boden zentraler Bestandteil der Landwirtschaft, insbesondere in einer klimaneutralen Volkswirtschaft. Nährstoffe aus dezentral anfallender Biomasse können jedoch nicht auf den Acker zurückgeführt werden, wenn die Biomasse in zentralen großtechnischen Anlagen der chemischen Industrie oder in der Kalk- und Zementherstellung eingesetzt wird. Dieser Bruch im Nährstoffkreislauf kann sich in mehrfacher Hinsicht negativ auf das Klima auswirken. Neben den bereits angesprochenen Problemen beim Humusaufbau muss das Nährstoffdefizit in vielen Fällen mit Mineraldünger ausgeglichen werden, dessen Herstellung äußerst Energie bzw. CO₂ intensiv ist.

Darüber hinaus ist zu beachten, dass dezentrale Biogasanlagen und Holzheiz(kraft)werke in **regionale Stoffkreisläufe und Wertschöpfungsketten** eingebunden sind. Diese Einbindung trägt zur sozialen Akzeptanz der Energiewende bei und setzt wirtschaftliche Impulse im ländlichen Raum. Die wirtschaftlichen Impulse aus Biomasseanlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung beliefen sich 2025 auf über 8,5 Mrd. € im Jahr.⁶ Diese Wertschöpfungsketten durch eine Nutzung in der Industrie zu durchbrechen, würde zu entsprechenden ökonomischen Schäden und einer geringeren Akzeptanz der Biomasseerzeugung in den entsprechenden Regionen führen.

⁶ UBA / AGEE Stat (2026), [Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland](#)

Möglicher Nutzungskonflikt bei Biogassubstraten: „Dezentrale KWK vs. Biogasaufbereitung (Biomethan)“

Die Alternative zur Verstromung in dezentralen KWK-Anlagen wäre im Fall von Biogassubstraten die Biomethanproduktion. Doch auch hier gibt es Restriktionen:

- **Skaleneffekte:** Damit Biogas zu Biomethan aufbereitet und ins Gasnetz eingespeist werden kann sind Investitionen im Millionenbereich zu tätigen. Deshalb ist eine gewisse Mindestproduktion notwendig, damit sich die Biogasaufbereitung überhaupt wirtschaftlich darstellen lässt. Viele bestehende Biogasanlagen sind für sich genommen zu klein, müssten also vergrößert und/oder in sog. „Biogascluster“ mit anderen Biogasanlagen für eine gemeinsame Gasaufbereitung zusammengeschlossen werden. Da viele Biomassesortimente nicht beliebig weit transportiert werden können (siehe Antwort auf Frage 31) bzw. in vielen Regionen die Biogasanlagendichte nicht hoch genug für eine Clusterung ist, kann nicht das ganze Biogaspotenzial zu Biomethan aufbereitet werden.
- **Verfügbarkeit der Gasinfrastruktur:** Viele Biogasanlagen bzw. Anlagencluster sind zu weit von geeigneten Gasnetzeinspeisepunkten entfernt. Es ist davon auszugehen, dass sich diese Infrastrukturrestriktionen mit Rückgang des Gasverbrauchs noch verstärken.

Eine räumliche Analyse des IZES im Auftrag des Fachverband Biogas e.V. hat ergeben, dass maximal 60% der Biogaspotenziale für eine Biomethaneinspeisung in Frage kommen.⁷ Für einen großen Teil des Biogaspotenzials besteht also keine Konkurrenz zwischen dezentraler KWK und Biomethaneinspeisung – vielmehr ist die dezentrale KWK die einzige Nutzungsoption.

Möglicher Nutzungskonflikt „Energieerzeugung vs. Kohlenstoffquelle“

Gelegentlich wird suggeriert, die Stromerzeugung aus Biomasse müsse zurückgehen, um das in der Biomasse gebundene CO₂ in anderen Anwendungen nutzen zu können. Dies ist fachlich falsch, da sich eine (stoffliche) Nutzung des biogenen CO₂ und eine energetische Verwertung von Biomasse nicht ausschließen – vielmehr können sie sich ergänzen.

Je nach eingesetztem Substrat schwankt der Methangehalt im Roh-Biogas zwischen 50 und 65 Prozent. Daneben kommt CO₂ mit einem Anteil von 35 bis 50 Prozent vor und andere Inhaltsstoffe wie Stickstoff, Wasser, Sauerstoff und Schwefelwasserstoff in geringen Konzentrationen. Durch diverse technische Verfahren können Methan und CO₂ getrennt werden, was grundsätzlich im näheren Umfeld der Biogasanlage geschieht, da das Rohgas nicht über weite Strecken transportiert werden kann. Das CO₂ kann nach der Aufbereitung für industrielle Anwendungen zur Verfügung stehen, während das Methan in der Regel ins Erdgasnetz eingespeist wird. Dort steht es zwar vielfältigen Nutzungsmöglichkeiten zur Verfügung, doch es spricht nichts gegen eine Nutzung im Stromsektor.

Analoge Verfahren, um eine energetische Nutzung von Biomasse zur Stromerzeugung mit einer anderen Nutzung des biogenen CO₂ zu verbinden, finden sich bei nahezu allen anderen Biomassesortimenten. Dazu zählt beispielsweise Rauchgasabscheidung bei Biomasse-Kraftwerken oder die Pyrolyse fester Biomasse, bei der der für die energetische Nutzung relevante Wasserstoffanteil abgespalten und als Nebenprodukt fester und/oder flüssiger Kohlenstoff anfällt.

⁷ IZES (2026), [Zukunftsaussichten der Biogasbranche](#)

Zu Frage 32: Sind die angenommenen zusätzlichen Biomethanverbräuche in der Wärmeerzeugung in Szenario B realistisch?

Werden die Rahmenbedingungen entsprechend gesetzt, ist die in Szenario B angesetzte stärkere Nutzung von Biomethan in der Wärmeerzeugung von 50 TWh Biomethan pro Jahr aus ökonomischer und technischer Sicht wie hinsichtlich der verfügbaren Biomassepotenziale grundsätzlich realistisch und sogar ausbaufähig.

Allerdings ist die angesetzte Größenordnung von bis zu 50 TWh nicht als Obergrenze des langfristig möglichen Biomethaneinsatzes zu betrachten. Die in §42a des Gebäudemodernisierungsgesetzes festgesetzte Grüngasquote setzt die vollständige Nutzung klimaneutraler Brennstoffe im Jahr 2045 voraus. Wenn diese Quote größtenteils durch Biomethan erfüllt werden wird, weil Wasserstoff in anderen Sektoren primär Verwendung findet, dann ergibt sich eine langfristige Nachfrage von mehr als 150 TWh. Dies ist maßgeblich abhängig von der Entwicklung der Sanierungsquote und der Entwicklung des nationalen Heizungsbestands.

Dabei stehen die gesamten Produktionspotenziale nicht kurzfristig zur Verfügung. Entscheidend ist vielmehr, den schrittweisen Aufbau der Produktionskapazitäten und die damit verbundene Entwicklung der Nachfrage abzubilden. Ein entsprechender Hochlauf erscheint uns für die Szenarienentwicklung sachgerecht - unabhängig davon, in welcher Endanwendung das Biomethan zu einem bestimmten Zeitpunkt genutzt wird.

Wichtig ist in diesem Zusammenhang zu beachten, dass die potenzielle Nachfrage nicht durch das deutsche Biomethanpotenzial begrenzt ist. Viele Länder weiten ihre Biomethanproduktion aus und sind potenzielle Exporteure in der Zukunft. Wie viel von dem europäischen Biomethanpotenzial in den deutschen Markt fließen könnte, hängt maßgeblich von den nationalen Anreizsystemen ab.

Zu den Fragen 37 & 38: Ist die angenommene Zubauleistung konventioneller Kraftwerke realistisch? Sollte bei der Annahme zwischen den Szenarien oder Zieljahren differenziert werden?

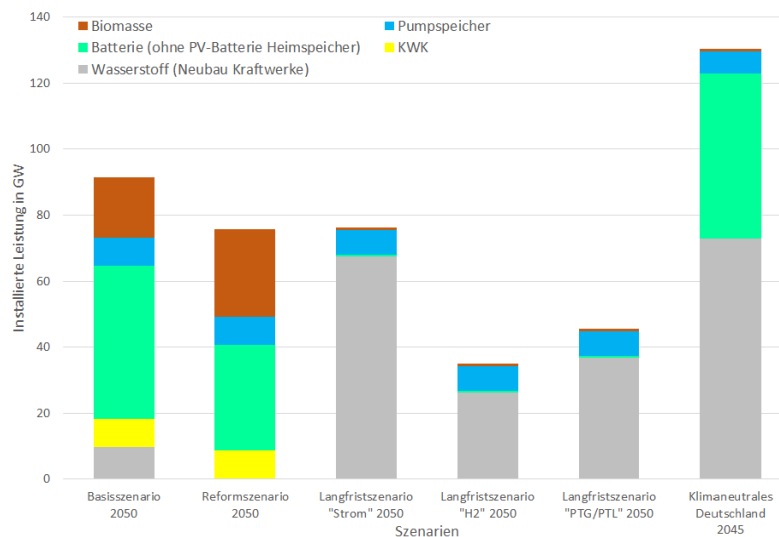
Die angenommene Zubauleistung von 94,1 GW Gaskraftwerksleistung ist nach Ansicht der Bioenergieverbände deutlich zu hoch. Die Bundesregierung schreibt über das StromVKG erstmal deutlich geringere Leistungen aus. Mehr ist auch beihilferechtlich schwer zu rechtfertigen. Unabhängig davon stand in den Diskussionen davor ein Bedarf zwischen 20 und 30 GW im Raum. 94,1 GW überschreiten die maximale Last in Deutschland und sind daher unrealistisch.

Angesichts dieses angenommenen umfangreichen Neubaus von Gaskraftwerken ist nicht nachvollziehbar, warum an anderer Stelle der Rückbau der gesicherten Leistung von Biomasseanlagen festgeschrieben wird. Wie in der Antwort auf Frage 30 beschrieben kann allein durch die Stabilisierung und Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biomasse bis zu 19,3 GW gesicherte flexible Leistung bereitgestellt werden. Diese Entwicklung sollte in die Annahmen zur Stromerzeugung auf Biomasse aufgenommen und die angenommene Zubauleistung für Gaskraftwerke entsprechend gesetzt werden.

In Abbildung 40 und Tabelle 26 wird deutlich, dass regionale Schwerpunkte der Kraftwerksleistung Nordwest-Deutschland (insb. NRW) und Süddeutschland sein soll. Dies sind jedoch auch Schwerpunktregionen für die Stromerzeugung aus Biomasse.

Da die Stromgestehungskosten von flexiblen Bioenergieanlagen höchst wahrscheinlich auch langfristig deutlich geringer sind als die Stromgestehungskosten von Wasserstoffkraftwerken (siehe Antwort zu Frage 30), ist es sinnvoll, diese volkswirtschaftlichen Vorteile auch in mindestens einem Szenario abzubilden, also einen größeren Anteil flexibler Stromerzeugung aus Biomasse und einen geringeren Bau neuer Wasserstoffkraftwerke anzunehmen.

Die Studie „Neues Strommarktdesign“⁸ im Auftrag des Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) ergibt, dass in einem Stromsystem mit einem flexiblen Bioenergieanlagenpark (unten in braun) der Bedarf an neuen Wasserstoffkraftwerken (unten in gelb bzw. grau) deutlich geringer ist als in einem Stromsystem, das keinen flexiblen Bioenergieanlagenpark enthält. Bei einem sehr stark flexibilisierten Bioenergieanlagenbestand (in Summe rund 25 GW mit sehr niedrigen Volllaststunden) werden außer KWK-Anlagen (gelb) kaum noch Wasserstoffkraftwerke benötigt.



Vorschläge für Studien, die bei der Ausgestaltung eines Szenarios mit höherer Stromerzeugung zu berücksichtigen sind

- ISE, bbh, IEE (2021), [Neues Strommarktdesign](#)
- FAU (2024), [Biogas im künftigen Energiesystem](#).
- IZES (2026), [Zukunftsaussichten der Biogasbranche](#)
- FAU (2026), [Hochflexible Biogas-Speicherkraftwerke](#)

⁸ ISE, bbh, IEE (2021), [Neues Strommarktdesign](#).

2. Zum Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas/Wasserstoff

Zu Frage 1: Ist der gewählte Szenarientrichter sachgerecht? Ist die Bandbreite zwischen den Szenarien zu hoch, zu gering oder angemessen dimensioniert?

Zur Annahme einer langfristigen Nutzung von Methan im Szenariorahmen (Szenario 2 & 3)

Wir begrüßen, dass die noch im letzten Netzentwicklungsplan angenommene Verengung auf eine Defossilisierung der deutschen Gasversorgung durch Wasserstoff aufgegeben und ein breiteres Lösungsspektrum untersucht wurde, dass auch die Nutzung von Biomethan einschließt. Die regulatorischen Entwicklungen haben eine solche Anpassung überfällig gemacht.

Neben den im Entwurf genannten politischen Gründen für die Betrachtung eines breiteren Lösungsspektrums möchten wir weitere energiewirtschaftliche Gründe für die Annahme einer langfristigen Nutzung von Methan anführen.

So bietet die Umstellung der Gasversorgung von Erdgas auf erneuerbares Methan (Biomethan, synthetisches Methan) im Vergleich zu einer Umstellung auf Wasserstoff **mehrere energie- und klimapolitische Vorteile, insbesondere bezüglich der Versorgungssicherheit:**

- Für die saisonale Energiespeicherung eignet sich Methan besser als Wasserstoff, weil Wasserstoff aufgrund seiner physikalischen Eigenschaften nur begrenzt in den bestehenden Gasspeichern gespeichert werden kann.
- Einige Industriezweige benötigen unabhängig von der Art der Energieversorgung Kohlenstoffmoleküle als Grundstoff für ihre Produktionsprozesse („stoffliche Nutzung“). Methanetze eignen sich für den Transport von Kohlenstoffmolekülen, Wasserstoffnetze nicht.
- Bei der Biomethanproduktion fällt klimaneutrales CO₂ als Koppelprodukt an, das zur Defossilisierung von Produktionsprozessen, für die Produktion von synthetischem Methan oder für Negativemissionen verwendet werden kann; bei der Elektrolyse nicht.
- Für den Seetransport eignen sich Kohlenwasserstoffe wie synthetisches bzw. Bio-Methan besser als reiner Wasserstoff.
- Deutschlands Gasnetz ist in den internationalen Gastransit eingebunden, der auf absehbare Zeit auf Methan basiert.

Vorschlag zur Berücksichtigung einer noch umfangreicheren Nutzung von Methan

Auch wenn wir den Rahmen der Szenarien und die getroffenen Abstufungen nachvollziehen können und Methan insbesondere im neuen Szenario 3 mit 67 TWh Ausspeisemenge neu berücksichtigt wurde, sehen wir die Rolle von erneuerbarem Methan aus mehreren Gründen weiterhin als systematisch unterschätzt an:

- Die Ausspeisemengen liegen deutlich unter den nationalen erneuerbaren Methanpotenzialen, die langfristig erschlossen werden können. So liegt selbst im Szenario 3 die Nutzung von Biomethan bei nur 67 TWh. Dabei geht der Fachverband Biogas e.V. davon aus, dass in Deutschland langfristig 244 TWh erneuerbares Methan durch Biogasaufbereitungsanlagen zur Einspeisung ins Gasnetz produziert werden können (134 TWh Biomethan zzgl. 110 TWh synthetisches Methan mit biogene CO₂ aus der Biogasaufbereitung; siehe Anhang).

- Somit berücksichtigt keines der Szenarien die nachhaltige dezentrale Versorgung des Energiesystems mit erneuerbarem Methan angemessen. In jeglichen Szenarien wird von einem strukturellen Abbau der Methanversorgung ausgegangen. Parallel dazu wird die Möglichkeit des Imports außer Acht gelassen.
- Die Unterschätzung von Methan spiegelt sich insbesondere auch in dem unrealistischen drastischen Rückgang zum Jahr 2045 wider (Rückgang von 445 TWh (2035) über 255 TWh (2040) auf nur noch 67 TWh (2045)). Den damit verbundenen steilen Hochlauf von Wasserstoff stellen wir aufgrund prognostizierter Verfügbarkeiten in Frage und sehen die Bereitstellung von gesicherten Biomethanpotenzialen als kostengünstigere Option an.
- Die Modellierungsvarianten für das Jahr 2035 (MV 2035) machen sichtbar, dass kurz- bis mittelfristig noch mit einem sehr hohen Methanbedarf geplant ist, welcher nicht auf absehbare Zeit durch Wasserstoff gedeckt werden kann. Konkret weist die MV2035 eine Methan-Ausspeiseleistung (Bedarf, ohne GÜP/Speicher) von 309 GWh/h aus – konsistent mit der von den Verteilernetzbetreibern gemeldeten Ausspeisemenge von 445 TWh für 2035 (Tabelle 8). Die Wasserstoff-Ausspeiseleistung liegt in der MV2035 zum selben Zeitpunkt dagegen bei gerade einmal 32 GWh/h – also weniger als ein Zehntel der benötigten Methanleistung. Das bestätigt, dass 2035 faktisch noch (fast) das gesamte molekulare Energiesystem am Methan hängt, während Wasserstoffnetz und -erzeugung noch am Anfang stehen. Umso mehr überrascht, dass die Einspeiseseite der MV2035 diesen Bedarf überwiegend aus Grenzübergangspunkten (mindestens 121 GWh/h), Speichern (173 GWh/h) und LNG (mindestens 83 GWh/h) decken lässt – also weit überwiegend aus fossilen Quellen – während für Biomethan/Grüne Gase in der MV2035 lediglich eine Mantelzahl von 1 GWh/h ausgewiesen wird (Tabelle 5). Das liegt sogar unterhalb der schon heute über die Verteilnetze gemeldeten Biomethaneinspeisung von rund 2,3–2,5 GWh/h (Tabelle 16) und weit unterhalb dessen, was nach unserer Einschätzung zusätzlich mobilisierbar wäre (wie oben beschrieben stehen laut FvB langfristig eine Energiemenge von 134 TWh Biomethan und 97 TWh synthetisches Methan an Potenzial zur Verfügung). Diese Diskrepanz sollte aufgeklärt werden.

Vorschlag

Der MV2035 sollte explizit als der Beleg dafür verstanden werden, dass der hohe kurzfristige Methanbedarf nur dann klimaneutral gedeckt werden kann, wenn Biomethan den Bedarf an defossilisierten Molekülen stillt. Dies muss in den Szenarien berücksichtigt werden. Dafür sollte:

- der Szenarientrichter um eine Variante ergänzt, oder Szenarien 2/3 entsprechend angepasst werden, dass bis 2045 ein realistisches Aufkommen von erneuerbarem Methan (laut FvB-Szenario langfristig 244 TWh; siehe Anhang) betrachtet wird. Wasserstoff sollte in diesem Szenario mit konservativen, nach Härtegrad unterschieden Werten abgebildet werden. Steht ausreichend Biomethan zur Verfügung, müssen nicht sämtliche Härtegrad-3-Wasserstoffprojekte zwingend fristgerecht finalisiert werden. Beide Energieträger ergänzen sich, und es entsteht mehr Zeit für einen geordneten, risikoärmeren Umstieg auf Wasserstoff, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden oder Fehlplanungen (Stranded Assets bei verfrühter Netzumstellung) zu riskieren.
- der Szenariorahmen diesen Zusammenhang als klaren Pfad benennen (kurzfristige Brücke über Biomethan und ggf. synthetisches Methan, mittelfristig ergänzt durch Wasserstoff) und ihn nicht – wie aktuell – implizit durch eine sehr niedrige Biomethan-Mantelzahl in der MV2035 konterkarieren.

- die notwendige Investitionssicherheit für diesen Ausbaupfad verdeutlicht werden: Ohne eine zügige und sachdienliche EnWG-Reform wird sich die Lücke zwischen dem in der MV2035 sichtbaren Bedarf und dem tatsächlich realisierten Biomethanangebot bis 2035 nicht schließen lassen. Eine verlässliche Regelung mit 20 Jahren Anschluss- und Investitionssicherheit ab Inbetriebnahme für Neuanlagen sowie 20 Jahre ab Inkrafttreten des Gesetzes für Bestandsanlagen sind notwendig.

Impuls zur Versorgungssicherheit:

In Anbetracht der Szenarien und des damit einhergehenden Rückgangs des Methanverbrauchs stellt sich die Frage, ob die Szenarien die nationale Versorgungssicherheit gewährleisten können, wenn spezifische Hochlaufsznarien des Wasserstoffs nicht wie prognostiziert eintreffen. Grundsätzlich sehen wir das zugrunde gelegt Grundprinzip, wonach die Summe der Einspeisekapazitäten die Summe der Ausspeisekapazitäten in jedem Lastfall decken muss als sachgerecht an. Aus Sicht der Versorgungssicherheit sollte jedoch nicht allein auf das Verhältnis der nominellen Einspeise- und Ausspeisekapazitäten abgestellt werden. Entscheidend ist vielmehr, welche Einspeisekapazitäten im jeweiligen Lastfall tatsächlich verfügbar und gesichert sind. Zentral für die Beantwortung dieser Frage ist unserer Einschätzung nach, ob bis 2045 ausreichend saisonale Wasserstoffspeicherkapazitäten geschaffen werden können, um die Wintermonate zu überbrücken.

Dies gilt insbesondere für die Betrachtung der kalten Dunkelflaute. In diesem Fall ist davon auszugehen, dass die inländische Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyse aufgrund der gleichzeitig hohen Stromnachfrage und der geringen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nur eingeschränkt zur Verfügung steht. Die Versorgung der Wasserstoffabnehmer muss daher insbesondere über Speicher sowie gesicherte Importkapazitäten gewährleistet werden können. Elektrolysekapazitäten sollten daher aus unserer Sicht nicht ohne Weiteres im gleichen Maße wie gesicherte Einspeisequellen zur Deckung einer Spitzenlast angesetzt werden.

Ein pauschales, für alle Szenarien geltendes Verhältnis von Einspeise- zu Ausspeisekapazität erscheint deshalb nicht sachgerecht. Angemessen ist vielmehr eine lastfallabhängige Dimensionierung mit ausreichender Überdeckung der Ausspeisekapazitäten durch tatsächlich verfügbare Einspeisequellen. Für die maßgeblichen Stressfälle sollte transparent ausgewiesen werden, welcher Anteil der Einspeisekapazität aus Elektrolyse, Speichern, Importen und sonstigen Quellen stammt und welche dieser Kapazitäten im jeweiligen Lastfall als gesichert anzusehen sind.

Zu Frage 3: Wie bewerten Sie das Vorgehen, dass bei der Regionalisierung der Szenarien die Projekte nach Härtegraden eingruppiert werden? Sind die Kriterien für die Bestimmung der Härtegrade sachgerecht?

Für Wasserstoffprojekte und für die Ausspeisebedarfe der Verteilernetzbetreiber halten wir die Härtegradsystematik für sachgerecht. Sie ersetzt die bisherige Einteilung nach Projektstatus durch nachprüfbar Kriterien und macht die Regionalisierung transparenter.

Für Biomethaneinspeiseanlagen wird die Systematik nicht angewendet. Das ist keine Randfrage der Methodik, sondern entscheidet darüber, ob die Biomethan-Mantelzahlen im Netzentwicklungsplan überhaupt Wirkung entfalten. Eine Mantelzahl löst für sich genommen keine einzige Netzmaßnahme aus. Erst ihre Zuordnung zu konkreten Netzpunkten erzeugt Transportbedarf, den die Modellierung

prüfen kann. Der Entwurf verzichtet für Biomethan auf genau diese Zuordnung. Er erklärt die Mantelzahlen der Szenarien 2 und 3 für „nicht standortscharf prognostizierbar“ und will sie über regionale Schlüssel aus Studien verteilen (Entwurf, S. 152 f.). Im Ergebnis stehen 8 bzw. 11 GWh/h im Szenariorahmen, ohne dass eine einzige Biomethananlage im Netzentwicklungsplan als Grund für den Erhalt oder Ausbau einer Leitung erscheinen wird.

Die Begründung der Fernleitungsnetzbetreiber trägt diesen Verzicht nicht. Sie verweisen auf „aktuell in Diskussion befindliche Gesetzgebungsverfahren, zum Beispiel Nachfolgeregelung zum Netzananschluss oder Kündigung von Netzanschlüssen (EnWG Novelle)“ (Entwurf, S. 152). Ein Gesetzentwurf, der noch nicht in Kraft ist, kann nicht die Grundlage dafür sein, geltende Netzananschlussverträge in der Netzplanung zu ignorieren. Bestehende Anlagen und Anlagen mit unterzeichnetem Netzananschluss- und Anschlussnutzungsvertrag haben einen rechtlich gesicherten Anspruch auf Einspeisung. Dieser Anspruch besteht heute und wird durch die Diskussion über künftige Regelungen nicht aufgehoben. Für Wasserstoffprojekte, deren rechtlicher und wirtschaftlicher Rahmen in weit größerem Umfang ungeklärt ist, sehen die Fernleitungsnetzbetreiber die Unsicherheit im Übrigen nicht als Hindernis für eine Härtegradeinstufung.

Hinzu kommt ein Widerspruch innerhalb des Entwurfs. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in ihrer eigenen Abfrage 101 Biomethanprojekte am Fernleitungsnetz erhoben, davon 56 Bestandsanlagen, 14 Projekte mit unterzeichnetem Netzananschluss- und Anschlussnutzungsvertrag und 31 geplante Projekte (Entwurf, S. 65 f.). Diese Daten liegen vollständig vor. Der Entwurf erwähnt sie für die Regionalisierung lediglich als mögliche „Ausgangsbasis“, ohne ihre Verwendung verbindlich vorzusehen. Damit werden Anlagen, die seit Jahren einspeisen, in der Netzplanung nicht anders behandelt als ein rechnerisches Potenzial in einer Region mit hohem Reststoffaufkommen. Eine Netzplanung, die vorhandene Anlagen und statistische Annahmen gleich gewichtet, verfehlt das gesetzliche Ziel einer bedarfsgerechten Planung nach § 15c Abs. 1 EnWG.

Die Folgen sind konkret. Bei der Prüfung nach § 28q Abs. 8 EnWG, welche Methanleitungen auf Wasserstoff umgestellt werden können, tritt keine Biomethananlage als Grund für den Verbleib einer Leitung im Methan in Erscheinung. Erweiterungen und Neuanlagen finden im Netzentwicklungsplan keinen Bedarf, auf den sie sich stützen könnten, und werden zu Einzelfallprüfungen mit der jeweils vorhandenen Restkapazität. Eine Verteilung nach Reststoffpotenzial verlagert die Mantelzahl zudem tendenziell in viehstarke Regionen im Nordwesten und Süden und untergewichtet Regionen, in denen Anlagen bereits physisch einspeisen. Der Netzausbau würde der Statistik folgen und nicht den Anlagen.

Vorschlag

Wir regen an, die Härtegradsystematik auch auf Biomethaneinspeiseanlagen anzuwenden:

- Bestandsanlagen und Projekte mit unterzeichnetem Netzananschluss- und Anschlussnutzungsvertrag werden als Härtegrad 1 eingestuft und standortscharf mit ihrer vollen Einspeiseleistung angesetzt.
- Geplante Projekte werden je nach Projektstand als Härtegrad 2 oder 3 eingestuft und in derselben Weise berücksichtigt, wie der Entwurf Wasserstoffprojekte dieser Härtegrade behandelt: Härtegrad 2 wird in der Modellierung angesetzt, Härtegrad 3 fließt nur in die Verteilung des verbleibenden Mantelzahlanteils ein.

- Nur die Differenz zwischen der Summe der gemeldeten Projekte und der Mantelzahl des jeweiligen Szenarios wird über regionale Schlüssel verteilt.
- Biomethaneinspeisungen in Verteilernetzen, die in der Langfristprognose gemeldet sind, werden in der jeweiligen Region als Minderung der Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz berücksichtigt. Gas, das im Verteilernetz erzeugt wird, muss nicht aus dem Fernleitungsnetz bezogen werden.

Wir bitten die Bundesnetzagentur, diese Vorgaben in der Genehmigung des Szenariorahmens verbindlich festzulegen. Eine bloße Empfehlung an die Fernleitungsnetzbetreiber würde nicht ausreichen, weil der Entwurf die Verwendung der vorhandenen Projektdaten bereits jetzt als Möglichkeit erwähnt, ohne sie umzusetzen.

Zu den Kriterien der Härtegrade

Das Kriterium des Härtegrads 3, wonach nur Kunden erfasst werden, die „zukünftig nicht durch Biomethan oder anderes klimaneutrales Methan versorgt werden sollen“ (Tabelle 10), begrüßen wir. Es verhindert, dass ein Kunde gleichzeitig als Wasserstoffbedarf und als Biomethanbedarf gezählt wird. Das Kriterium wirkt allerdings nur, wenn die Verteilernetzbetreiber in der Langfristprognose tatsächlich ausweisen, welche Gebiete künftig mit Biomethan versorgt werden sollen. Hierzu verweisen wir auf unsere Antwort zu Frage 10.

Zu Frage 4: Wie plausibel ist die geplante Ausgestaltung der dargestellten Lastfälle? Sind die Annahmen für die Lastfälle sachgerecht?

Für Wasserstoff sieht der Entwurf mehrere Lastfälle vor, darunter Einspeisetestfälle, in denen geprüft wird, ob hohe Einspeisungen in einer Region abtransportiert werden können (Entwurf, S. 161). Für Methan sieht der Entwurf dagegen nur einen einzigen Lastfall vor, den Spitzenlastfall. Das ist der Wintertag mit höchstem Verbrauch. Die Fernleitungsnetzbetreiber begründen dies damit, dass im Methan eine rückläufige Marktentwicklung zu erwarten sei und es deshalb „vollkommen ausreichend“ sei, ausschließlich den Spitzenlastfall zu modellieren (Entwurf, S. 164).

Diese Begründung trifft auf ein Methansystem zu, das ausschließlich aus Importen und Speichern versorgt wird. Sie trifft nicht auf ein Methansystem zu, das nach den Szenarien 2 und 3 zunehmend aus Biomethan gespeist wird. Der Unterschied liegt im Einspeiseverhalten.

Importe und Speicher lassen sich steuern. Im Winter wird viel eingespeist, im Sommer wenig. Biomethananlagen speisen dagegen das ganze Jahr über nahezu gleichmäßig ein. Der Entwurf selbst weist für Biomethananlagen in Verteilernetzen über 7.600 Vollbenutzungsstunden im Jahr aus (Tabelle 16). Das Jahr hat 8.760 Stunden. Biomethananlagen laufen also fast durchgehend mit voller Leistung.

Für die Netzbelastung hat das eine einfache Folge. Im Winter ist die Biomethaneinspeisung unproblematisch, weil der Verbrauch hoch ist und das Gas sofort abgenommen wird. Im Sommer ist der Verbrauch minimal, die Einspeisung aber unverändert hoch. In dieser Situation kann das Verteilernetz die Mengen häufig nicht mehr aufnehmen. Dann muss das Gas entweder in das Fernleitungsnetz zurückgespeist werden (sogenannte Rückspeisung), oder die Biomethananlage muss ihre Einspeisung drosseln. Dieses Sommerproblem ist in der Praxis der mit Abstand häufigste Grund für Einspeisebeschränkungen von Biomethananlagen. Es ist zugleich der Fall, in dem die Netzinfrastuktur tatsächlich ausgebaut oder angepasst werden müsste.

Genau dieser Fall wird im Entwurf nicht modelliert. Der Spitzenlastfall bildet den Winter ab, in dem Biomethan keine Probleme verursacht. Ein Sommer- oder Schwachlastfall, in dem die Einspeisung die Ausspeisung übersteigt, existiert für Methan nicht. Die Folge ist, dass die Mantelzahlen von 8 bzw. 11 GWh/h zwar im Szenariorahmen stehen, im Netzentwicklungsplan aber zu keiner Maßnahme führen können. Es gibt schlicht keinen Lastfall, in dem sie transportiert werden müssten.

Für Wasserstoff haben die Fernleitungsnetzbetreiber dieses Problem erkannt und mit den Einspeisetestfällen gelöst. Dort wird ausdrücklich geprüft, ob regionale Einspeiseschwerpunkte abtransportiert werden können. Es ist nicht nachvollziehbar, warum dieselbe Prüfung für Biomethan im Methanetz entbehrlich sein soll.

Vorschlag

Wir regen an, in der Genehmigung verbindlich vorzugeben, dass im Methan zusätzlich zum Spitzenlastfall ein Schwachlast- bzw. Einspeisetestfall modelliert wird. Dieser Lastfall sollte folgende Annahmen enthalten: Sommertag mit minimaler Ausspeisung, volle Einspeisung aller Biomethananlagen, gleichzeitige Einspeicherung in die Untergrundspeicher. Er sollte für alle Szenarien und alle Modellierungsjahre gerechnet werden.

Ergänzender Hinweis zum Verfahren

Die Fernleitungsnetzbetreiber wollen die konkreten Methanlastfälle erst „im Zuge der NEP-Bilanzerstellung“ abschließend definieren (Entwurf, S. 164). Das bedeutet, dass die Lastfälle nicht Gegenstand dieser Konsultation und der Genehmigung nach § 15a Abs. 3 EnWG wären, sondern erst im Netzentwicklungsplan festgelegt würden. Nach § 15a Abs. 1 EnWG bildet der Szenariorahmen die Grundlage für die Netzentwicklungsplanung, und nach § 15c Abs. 1 EnWG sind im Netzentwicklungsplan 2027 erstmals bundeseinheitliche Parameter im Methan anzuwenden. Die Definition der Lastfälle gehört zu diesen Parametern. Wir regen an, dass die Bundesnetzagentur die Lastfalldefinitionen bereits in der Genehmigung des Szenariorahmens verbindlich vorgibt.

Frage 5: Wie bewerten Sie die Vorgehensweise bei der Erstellung der Kraftwerksliste, insbesondere die Auswahl, welche Kraftwerke im Erdgas und welche im Wasserstoff angesetzt werden?

Die Kraftwerksliste legt fest, welche Kraftwerke in welchem Szenario mit welchem Energieträger versorgt werden. Sie bestimmt damit einen großen Teil der Ausspeiseseite. Viele Betreiber halten sich derzeit beide Optionen offen und melden ihr Projekt sowohl in der Wasserstoff-Marktabfrage als auch mit Methananschlusskapazität an. Der Entwurf ordnet solche Anlagen unter Berücksichtigung des Projektstatus eher dem Wasserstoff zu.

Für die Biomethanplanung ist ein zweiter Punkt entscheidend, den der Entwurf nicht behandelt. Biomethan wird auf Erdgasqualität aufbereitet und ist im Netz technisch vom Erdgas nicht zu unterscheiden. Jedes Gaskraftwerk kann es ohne Umbau verbrennen. Ob ein Kraftwerk Erdgas oder Biomethan einsetzt, ist eine Frage der Brennstoffbeschaffung und der Herkunftsnachweise, nicht der Technik. Ein „Biomethankraftwerk“ ist deshalb kein eigener Anlagentyp, sondern jedes Methankraftwerk, dessen Brennstoff aus Biomethan stammt. In einem klimaneutralen Zieljahr 2045 kann ein Kraftwerk im Methan nur dann betrieben werden, wenn es Biomethan einsetzt oder über CCS verfügt.

Für Großkraftwerke, die über die Förderung des StromVKG errichtet werden und am Wasserstoff-Kernnetz liegen, halten wir die Vorzugsregel zugunsten von Wasserstoff für sachgerecht.

Der Entwurf setzt jedoch in mehreren Szenarien erhebliche Kraftwerksleistung im Methan an. Szenario 2 sieht für 2040 eine Methanmantelzahl für Kraftwerke von 23 GWel und für 2045 KWK-Anlagen mit einem Biomethaneinsatz von 10 TWh vor (Entwurf, S. 131). Szenario 3 setzt für 2040 50 GWel und für 2045 19 GWel Methankraftwerke an und erklärt ausdrücklich, für die Methangaskraftwerke komme Biomethan zum Einsatz, bei Industriekraftwerken mit hohen Volllaststunden die CCS-Technologie (Entwurf, S. 137). Die Storyline beider Szenarien geht also davon aus, dass die im Methan verbleibenden Kraftwerke mit Biomethan betrieben werden. Die Kraftwerksliste bildet diese Annahme nicht ab. Sie kennt nur die Einteilung in Wasserstoff und Methan.

Diese Lücke hat zwei Folgen. Erstens lässt sich nicht prüfen, ob die Ausspeiseseite der Kraftwerke mit der Biomethaneinspeisung des jeweiligen Szenarios zusammenpasst. Zweitens wird die im Methan verbleibende Kraftwerksleistung in der Netzplanung als Erdgasbedarf wahrgenommen, der mit der Klimaneutralität 2045 nicht vereinbar ist, und erscheint damit als Auslaufposten statt als dauerhafter Abnehmer von Biomethan.

Der Abgleich von Ein- und Ausspeisung darf dabei nicht auf Leistungsebene erfolgen, sondern muss auf Jahresmengen abstellen. Spitzenlastkraftwerke laufen wenige hundert Stunden im Jahr. Für 23 GWel Methankraftwerke in Szenario 2 ergibt sich bei beispielsweise 500 Volllaststunden ein Brennstoffbedarf von rund 20 TWh jährlich. Das liegt innerhalb der 50 TWh inländischen Biomethanpotenzials, die das Szenario selbst unterstellt. Biomethan wird gleichmäßig über das Jahr erzeugt, in den Untergrundspeichern eingespeichert und in den wenigen Spitzenstunden verstromt. Genau für diesen Ausgleich sieht Szenario 2 die Speichereinspeisung von mindestens 6 GWh/h vor (Entwurf, S. 133). Die Kette aus Biomethaneinspeisung, saisonaler Speicherung und Spitzenlastkraftwerk ist im Entwurf angelegt, wird aber in der Kraftwerksliste nicht nachvollzogen.

Dieser Zusammenhang ist auch für die Versorgungssicherheit maßgeblich. Das Begleitdokument nennt zu Frage 2 als Auslegungsfall die Dunkelflaute mit hohem Kraftwerksbedarf und fehlender inländischer Wasserstofferzeugung. In dieser Situation ist Biomethan aus dem Speicher der einzige heimische, wetterunabhängige Brennstoff. Ein Kraftwerkspark, der in der Dunkelflaute vollständig auf Wasserstoffimporte angewiesen ist, ist schlechter gestellt als einer, der auf gespeichertes Biomethan zugreifen kann.

Ergänzend weisen wir darauf hin, dass der Gesetzgeber die Kategorie des Biomethan-Spitzenlastkraftwerks bereits kennt. Das EEG sieht seit 2023 eine gesonderte Ausschreibung für hochflexible Biomethananlagen vor, die mit wenigen Volllaststunden ausschließlich zur Spitzenlastdeckung betrieben werden (§ 39j EEG). Diese Anlagen haben einen Netzanschluss im Methan und ein Geschäftsmodell, das allein auf Biomethan beruht. In der Kraftwerksliste erscheinen sie nicht als eigene Gruppe.

Für die Zuordnung von Doppelmeldungen gilt vor diesem Hintergrund: Wird ein Kraftwerk, für das die Storyline einen Biomethaneinsatz vorsieht, wegen einer parallelen Wasserstoffmeldung dem Wasserstoff zugeordnet, entfällt die Ausspeisung, für die die Biomethaneinspeisung angesetzt ist. Die Einspeise-Mantelzahl bliebe bestehen, hätte aber keinen Abnehmer mehr. Das betrifft insbesondere KWK-Anlagen der Fernwärme, die typischerweise dezentral in Verteilernetzen liegen und für die eine Wasserstoffversorgung im Betrachtungszeitraum nicht gesichert ist. Der Entwurf berücksichtigt dies an anderer Stelle selbst, indem er Bedarfe ohne „hinreichend abgesicherte Bedarfsdeckung durch Wasserstoff“ im Methan belässt (Entwurf, S. 148).

Vorschlag

Wir regen an, die Kraftwerksliste wie folgt zu ergänzen und dies in der Genehmigung verbindlich vorzugeben:

- Neben den Kategorien „Wasserstoff“ und „Methan“ wird für jedes im Zieljahr im Methan verbleibende Kraftwerk ausgewiesen, ob der Brennstoff Biomethan oder Methan mit CCS ist. Damit wird die Storyline der Szenarien 2 und 3 in der Kraftwerksliste nachvollziehbar und der Abgleich mit der Biomethaneinspeisung möglich.
- Kraftwerke ohne Anbindung an das Wasserstoff-Kernnetz und Kraftwerke, die als reine Spitzenlastanlagen mit geringen Volllaststunden betrieben werden, werden im Methan mit Biomethan angesetzt, auch wenn eine parallele Wasserstoffmeldung vorliegt.
- KWK-Anlagen, für die die Storyline des jeweiligen Szenarios einen Biomethaneinsatz vorsieht, verbleiben im Methan.
- Kraftwerke, deren Wasserstoffmeldung lediglich Härtegrad 3 aufweist, verbleiben im Methan, bis eine gesicherte Wasserstoffversorgung nachgewiesen ist.
- Biomethananlagen nach § 39j EEG werden als eigene Anlagengruppe in der Kraftwerksliste erfasst.
- Der Abgleich von Kraftwerksausspeisung und Biomethaneinspeisung erfolgt auf Basis der Jahresmengen unter Berücksichtigung der Speicher, nicht auf Basis der Stundenleistung.

Zu Frage 6: Wie bewerten Sie die Berücksichtigung von Fernwärme (Methan und Wasserstoff)? Sind die Bedarfe realistisch bzw. sachgerecht? Ist es plausibel, dass Fernwärme insbesondere durch Heizkessel erzeugt werden soll?

Fernwärmenetze werden künftig überwiegend elektrisch beheizt, über Großwärmepumpen und Elektrokessel. Für die wenigen sehr kalten Tage im Jahr, an denen die elektrische Leistung nicht ausreicht, werden zusätzlich Spitzenlastkessel benötigt. Diese Kessel laufen nur wenige hundert Stunden im Jahr. Für sie stellt sich die Frage, mit welchem Brennstoff sie betrieben werden.

Der Entwurf beantwortet diese Frage je nach Szenario unterschiedlich. In Szenario 1 werden Wasserstoff-Heizkessel eingesetzt (Entwurf, S. 11). In Szenario 2 verbleiben KWK-Anlagen mit Biomethan (Entwurf, S. 131). In Szenario 3 wird die Fernwärme ausschließlich über Biomethan gedeckt, mit einer Auspeiseleistung von 39 GWh/h in den Jahren 2040 und 2045 (Entwurf, S. 137).

Die Ansätze der Szenarien 2 und 3 halten wir für sachgerecht. Sie entsprechen der Logik, dass ein Brennstoff, der nur wenige Stunden im Jahr benötigt wird, über die vorhandene Infrastruktur bereitgestellt werden sollte.

Die Annahme in Szenario 1 halten wir für weniger plausibel. Ein Spitzenlastkessel läuft wenige hundert Stunden im Jahr. Bei so geringer Auslastung sind zwei Faktoren entscheidend: die Kosten des Brennstoffs und dessen sichere Verfügbarkeit am Standort. Der Wirkungsgrad spielt eine untergeordnete Rolle. Biomethan ist über das bestehende Methanetz und die bestehenden Unterspeicher an

nahezu jedem Fernwärmestandort verfügbar und erfordert keinen Umbau der Kesselanlagen. Wasserstoff wäre dagegen nur an Standorten verfügbar, die an das Kernnetz angeschlossen sind, und müsste für wenige Betriebsstunden im Jahr vorgehalten werden. Der Entwurf selbst stellt fest, dass der Wasserstoffhochlauf mit „erheblichen Unsicherheiten“ behaftet ist (Entwurf, S. 18). Diese Unsicherheit gerade auf die Versorgungssicherheit der Fernwärme an den kältesten Tagen des Jahres zu übertragen, erscheint uns nicht angemessen.

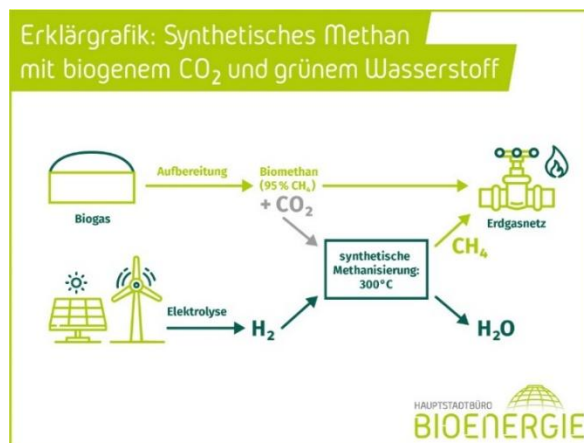
Zu den Bedarfen: Die Fernwärmebedarfe sind gegenüber dem letzten Szenariorahmen gestiegen. Das halten wir angesichts der kommunalen Wärmeplanung und des Ausbaus der Wärmenetze für realistisch. Für Szenario 3 bitten wir um Klarstellung, wie die 39 GWh/h Ausspeiseleistung für Fernwärme mit der inländischen Biomethaneinspeisung von 11 GWh/h und dem angenommenen Importanteil zusammenpassen. Diese Frage betrifft Abschnitt 2.8 und wird dort gesondert behandelt.

Vorschlag

Wir regen an, in der Genehmigung vorzugeben, in Szenario 1 zumindest die Spitzenlast der Fernwärme dem Methan zuzuordnen und daraus eine Biomethan-Mantelzahl für das Jahr 2045 abzuleiten. Damit würde Szenario 1 nicht seinen Wasserstofffokus verlieren, aber die Versorgungssicherheit der Fernwärme auf einen Energieträger stützen, dessen Verfügbarkeit gesichert ist.

Zu Frage 7: Ist die Vorgehensweise zur Ermittlung der Mantelzahlen in den Szenarien 1-3 nachvollziehbar und sachgerecht?

Aus Sicht der Biomethanerzeugung weisen wir auf einen Zusammenhang hin, der im Entwurf angelegt, aber nicht ausgeführt ist. Bei der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan fällt biogenes Kohlendioxid an. Dieses Kohlendioxid kann mit Wasserstoff aus Elektrolyseuren zu zusätzlichem Methan umgesetzt werden (sog. „synthetisches Methan“).



Das im Entwurf zitierte Biomethanpotenzial von 107 TWh [DVGW-EBI 2021] beruht ausdrücklich auf dieser Kopplung von Biogasaufbereitung und Methanisierung von Wasserstoff. Die Fernleitungsnetzbetreiber übernehmen die Potenzialzahl, ohne die zugrunde liegende Kopplung in der Regionalisierung der Elektrolyseure abzubilden.

Vorschlag

Wir regen an, bei der Regionalisierung der Elektrolyseure Standorte mit vorhandenen Biogas- und Biomethananlagen als mögliche Standorte zu berücksichtigen. Ein Elektrolyseur an einem solchen Standort stellt gleichzeitig Wasserstoffabnahme und zusätzliche Methaneinspeisung dar. Das kann in beiden Netzen entlastend wirken, weil der Wasserstoff nicht transportiert werden muss und das erzeugte Methan über den bestehenden Biomethananschluss eingespeist wird.

Zu Frage 8: Wie bewerten sie die deutlich höhere Leistung von Wasserstoffspeichern im Vergleich zum Szenariorahmen 2025-2037/2045?

Zu den Wasserstoffspeichern äußern wir uns nicht. Für Methan weisen wir darauf hin, dass die für ein biomethanbasiertes System erforderliche Speicherinfrastruktur bereits vollständig vorhanden ist. Der Entwurf erkennt die Speicherfunktion für Biomethan in Szenario 2 ausdrücklich an. Dort werden für das Jahr 2045 mindestens 6 GWh/h Speichereinspeisung vorgesehen, „welche zum saisonalen Ausgleich der gleichmäßigen Biomethaneinspeisung und der witterungsabhängigen Nachfrage dienen“ (Entwurf, S. 133). Diese Festlegung begrüßen wir, weil sie den Fortbestand der Untergrundspeicher unmittelbar mit Biomethan begründet.

In drei Punkten bleibt der Entwurf jedoch hinter seiner eigenen Logik zurück.

Erstens fehlt in Szenario 3, das mit 11 GWh/h die höchste Biomethaneinspeisung annimmt, eine konkrete Speicherzahl für 2045. Die Übersicht auf Seite 15 verweist lediglich auf eine noch vorzunehmende Ermittlung (Fußnote ***). In Szenario 1 ist für 2045 keine Speichereinspeisung im Methan vorgesehen, weil dort das Methanetz nicht modelliert wird.

Zweitens wendet der Entwurf einen Grundsatz, den er für Wasserstoff ausdrücklich als „netzplanerisch sachgerecht“ anerkennt, für Methan nicht an. Laut Stellungnahme der Speicherbetreiber soll die Speichereinspeiseleistung die thermische Leistung der Kraftwerke auf der Ausspeiseite nicht unterschreiten (Entwurf, S. 128). Für Methan führt dieser Grundsatz zu einem anderen Ergebnis als der Entwurf. Szenario 2 setzt für 2040 Methankraftwerke mit 23 GWel an, bei einem mittleren Wirkungsgrad von 50 Prozent also rund 46 GWh/h thermische Leistung, sieht aber nur mindestens 23 GWh/h Speichereinspeisung vor. Szenario 3 setzt für 2045 19 GWel Methankraftwerke an, also rund 38 GWh/h thermisch, ohne jede Speicherzahl. Wird der Grundsatz der Speicherbetreiber konsequent angewendet, ist die Methanspeicherleistung in beiden Szenarien zu niedrig oder unbestimmt.

Drittens sieht der Entwurf vor, die Ein- und Ausspeiseleistung an Methanspeichern zu reduzieren, sofern in der Marktabfrage Wasserstoff eine Umstellung auf Wasserstoff gemeldet wurde (Entwurf, S. 152). Diese Regel ist nachvollziehbar, um Infrastruktur nicht doppelt anzusetzen. Sie darf aber nicht dazu führen, dass die für den saisonalen Ausgleich der Biomethaneinspeisung erforderliche Speicherleistung unterschritten wird. Andernfalls würde ein bestehender, funktionsfähiger und abgeschriebener Speicher dem Methansystem entzogen, während für Wasserstoff neue Speicherkapazität geplant wird, die dieselbe Ausgleichsfunktion erst noch aufbauen muss.

Aus unserer Sicht spricht dieser Vergleich für sich. Das Biomethansystem verfügt heute über die Speicher, die das Wasserstoffsystem erst schaffen muss. Eine Netzplanung, die vorhandene Infrastruktur dem Methan entzieht und gleichzeitig neue Infrastruktur für Wasserstoff plant, sollte die damit verbundenen Mehrkosten offenlegen.

Vorschlag

Wir regen an, in der Genehmigung verbindlich vorzugeben:

- Für Szenario 3 wird die Speichereinspeisung 2045 konkret beziffert und dabei mindestens die für den saisonalen Ausgleich von 11 GWh/h Biomethaneinspeisung erforderliche Leistung angesetzt.
- Der Grundsatz, dass die Speichereinspeiseleistung die thermische Kraftwerksleistung auf der Ausspeiseite nicht unterschreitet, wird in allen Szenarien auch auf Methan angewendet.
- Bei der Reduzierung von Methanspeicherleistung wegen gemeldeter Wasserstoffumstellung wird eine Untergrenze festgelegt, die den saisonalen Ausgleich der im jeweiligen Szenario angenommenen Biomethaneinspeisung sicherstellt.
- Für Szenario 1 verweisen wir auf die Anregungen, eine Biomethan-Mantelzahl für 2045 auszuweisen. Sofern dem gefolgt wird, ist auch dort eine entsprechende Speicherleistung vorzusehen.

Zu Frage 9: Wie bewerten Sie die Berücksichtigung der Rolle von Biomethan durch die FNB/WTNB? Ist das Verhältnis von Biomethaneinspeisung zu Biomethanausspeisung in den verschiedenen Szenarien aus Ihrer Sicht sachgerecht und sind die angesetzten Einspeiseleistungen (8 GWh/h in Szenario 2 bzw. von 11 GWh/h in Szenario 3) angemessen?

Wir begrüßen ausdrücklich, dass Biomethan im Szenariorahmen 2027 erstmals als eigener Sektor geführt wird – das ist ein richtiger und notwendiger Schritt. Der Einspeiseleistung von Biomethan am FNB-Netz wird unter Berücksichtigung der Projekte mit unterschiedlicher NAANV und den Projekten in Planung ein Aufwuchspfad prognostiziert. Dieser beläuft sich auf 0,6 GWh/h Einspeiseleistung im Jahr 2027 auf 1,1 GWh/h im Jahr 2030 und bleibt daraufhin konstant. Der prognostizierte gradlinige Verlauf ist vor dem Hintergrund nicht realistisch, dass wir auch nach dem Jahr 2030 ein Zuwachs an Erzeugungsleistung von Biomethan erwarten und sich im Zuge dessen auch weitere Einspeiser ans FNB-Netz anschließen werden. In diesem Zuge wäre es von Nöten, weitere Abfragen zu zukünftigen Biomethaneinspeisungen abzubilden, indem eine Biomethanmarkt- und -potenzialabfrage durchgeführt wird.

Während umfangreiche Bedarfsabfragen für Wasserstoff und Methan durchgeführt wurden, wurde keine eigenständige Abfrage zu zukünftigen Biomethanbedarfen oder Biomethaneinspeisungen vorgenommen. Nach unserer Einschätzung hätte das bestehende Abfrageportal ohne größeren Aufwand entsprechend erweitert werden können. Dadurch fehlt eine wichtige Datengrundlage für die realistische Einschätzung zukünftiger Biomethanmengen im Gasnetz. Allerdings wurden H₂-Projektanfragen und H₂-Härtegrade-Erhebungen getätigt. Somit entsteht ein strukturelles Bias zwischen Wasserstoff und erneuerbarem Methan. Dies sollte unserer Einschätzung nach in einem gleichen Umfang wie im Bereich Wasserstoff und Methan stattfinden.

Bei der gesamten Betrachtung von Einspeise- und Ausspeiseleistung muss konstatiert werden, dass insbesondere die Bewertung der langfristigen Ausspeiseleistung mit großer Unsicherheit behaftet ist.

Die Betrachtung der Leistungsbetrachtung von privaten Haushalten signalisiert jedoch, dass die Prognosen deutlich zu gering angesetzt wurden. Selbst die in Szenario 3 hoch angesetzten Werte von 66 GWh/h im Jahr 2040 und 17 GWh/h im Jahr 2045 decken sich unserer Einschätzung nach nicht mit der Anzahl von Heizkesseln, welche sich in diesen Jahren noch in den Kellern befinden. (Bsp- Rechnung: 17 GWh/h bei einer durchschnittlichen 10kW-Heizung übersetzen sich in 1,7 Millionen installierte Geräte. Selbst die höchsten Umwidmungsszenarien gehen nicht von einer so geringen Zahl an Heizkesseln aus). Die festgesetzte „Bio-Treppe“ und die geplante Grüngasquote erzeugen zusätzliche, politisch gewollte Nachfrage nach Biomethan, die im Szenariorahmen mengenmäßig nicht hinterlegt ist. Ergebnis wäre ein Say-Do-Gap: Die Wärme- und Verkehrspolitik verspricht einen Biomethanpfad, die Netzplanung bereitet aber nicht die dafür nötige Angebots- und Infrastrukturkapazität vor. Die Einspeisemantelzahlen sollten daher so bemessen werden, dass sie den durch GModG und Grüngasquote induzierten Bedarf tragen, statt ihn nachträglich zu deckeln.

Die in den Szenarien prognostizierte Einspeiseleistung von 2, 8 bzw. 11 GWh/h differenziert, welche Bedeutung Biomethan in den einzelnen Szenarien zugeschrieben wird. Sie basieren auf einem für 2045 unterstellten „erschlossenen“ Potenzial von lediglich 50 bzw. 70 TWh – deutlich unter dem in der Literatur genannten technischen Potenzial. Unserer Einschätzung nach bestehen deutlich größere Potenziale, welche insbesondere im Szenario 3 zu berücksichtigen wären. Dazu müssten sich die Zahlen stärker an Studien zu Biomethanpotenzialen orientieren. Der Fachverband Biogas e.V. geht davon aus, dass in Deutschland langfristig 244 TWh erneuerbares Methan durch Biogasaufbereitungsanlagen zur Einspeisung ins Gasnetz produziert werden können (134 TWh Biomethan zzgl. 110 TWh synthetisches Methan mit biogenem CO₂ aus der Biogasaufbereitung).-

Selbst die im Bericht genannten Potenziale in Höhe von 107 TWh finden sich nicht sachgerecht in Szenario 2 (50 TWh) und Szenario 3 (67 TWh) wieder. Unserer Einschätzung nach müssen in Szenario 2 deutlich höhere Biomethan-Mengen Verwendung finden. Im technologieoffenen Szenario 3 müsste zusätzlich noch der Hochlauf von synthetischem Methan stärker berücksichtigt werden. Ansonsten wird systematisch angenommen, dass die vorhandenen erneuerbaren Methanpotenziale nicht vollständig ausgeschöpft werden.

Vorschlag

Zur angemessenen Beurteilung von Einspeise- und Ausspeiseleistung sollte:

- eine Biomethan-Markt und –potenzialabfrage vorgenommen werden, um diese basierend darauf in die verschiedenen Szenarien zu integrieren.
- die Ausspeiseleistung sich stärker an politischen Rahmenbedingungen aus aktuellen Gesetzgebungsverfahren orientieren. Beispielsweise sollte der Gebäudesektor als zentraler Bestandteil zukünftiger Nachfrage bzw. Ausspeiseleistung ausgewiesen werden.

Zu Frage 10: Wie bewerten Sie die Erweiterung der Langfristprognose (Ausweitung auf 2050, differenzierte sektorale Bedarfsabfragen, Differenzierung nach Härtegraden) zur Abbildung der Bedarfsentwicklung?

Die Langfristprognose ist die Meldung der Verteilernetzbetreiber an die Fernleitungsnetzbetreiber, wie viel Gas sie künftig aus dem Fernleitungsnetz beziehen und wie viel in ihren Netzen eingespeist wird. Sie ist die wichtigste Datenquelle für den Netzentwicklungsplan, weil der Großteil des Gasverbrauchs

und der Biomethaneinspeisung in Verteilernetzen stattfindet. Der Entwurf weist für die Verteilernetze eine Biomethaneinspeisung von 1,75 GWh/h im Jahr 2027 und rund 2,5 GWh/h ab 2035 aus (Tabelle 16). Am Fernleitungsnetz sind es heute rund 0,5 GWh/h und bis 2030 rund 1 GWh/h (Entwurf, S. 65 f.). Rund drei Viertel der Biomethaneinspeisung liegen also im Verteilernetz.

Mit der Langfristprognose 2.0 wurde die Abfrage in drei Punkten erweitert: Sie reicht erstmals bis 2050, sie fragt die Bedarfe nach Sektoren getrennt ab, und sie stuft die gemeldeten Bedarfe nach Härtegraden ein.

Die sektorale Differenzierung und die Einführung der Härtegrade begrüßen wir ohne Einschränkung. Die Abfrage wird damit erheblich aussagekräftiger.

Zur Ausweitung auf das Jahr 2050 ist uns bewusst, dass Prognosen mit wachsendem zeitlichem Abstand unsicherer werden und dass das Jahr 2045 als Zieljahr der Klimaneutralität den maßgeblichen Planungshorizont bildet. Beides spricht aus unserer Sicht jedoch nicht gegen die Abfrage eines Werts für 2050, sondern für dessen richtige Einordnung.

Klimaneutralität im Jahr 2045 bedeutet nicht das Ende des Methantransports. Biomethan ist klimaneutral. Ein Verteilernetz, das im Jahr 2045 Biomethan transportiert, steht mit dem Klimaziel im Einklang. Die Szenarien 2 und 3 des Entwurfs gehen ausdrücklich davon aus, dass ein solches Netz besteht. Die Frage, ob ein Verteilernetz über 2045 hinaus betrieben wird, ist deshalb keine Frage der Klimaneutralität, sondern eine Frage der Netzplanung der Verteilernetzbetreiber.

Der Entwurf selbst zeigt, warum diese Frage gestellt werden muss. Die Zahl der Verteilernetzbetreiber, die noch einen Methanbedarf melden, sinkt „zwischen den Jahren 2044 und 2045 sehr deutlich“ (Entwurf, S. 151). Ein derart abrupter Rückgang innerhalb eines Jahres ist netzwirtschaftlich nicht plausibel. Netze werden nicht binnen zwölf Monaten stillgelegt. Näher liegt, dass ein Teil der Verteilernetzbetreiber für das letzte abgefragte Jahr schematisch keinen Bedarf mehr eingetragen hat, ohne dass dem eine konkrete Stilllegungsplanung zugrunde liegt. Ob der Wert für 2045 eine reale Entwicklung oder ein Artefakt des Fragebogens abbildet, lässt sich nur prüfen, wenn ein weiteres Jahr dahinter abgefragt wird. Genau diese Funktion erfüllt der Wert für 2050. Er ist kein zusätzlicher Planungshorizont, sondern die Kontrollgröße für den Wert des Jahres 2045.

Der wachsenden Unsicherheit ist dabei durch Gewichtung zu begegnen, nicht durch Verzicht. Der Entwurf hat hierfür mit den Härtegraden bereits das passende Instrument. Wasserstoffbedarfe für das Jahr 2045, deren Unsicherheit die eines Methanbedarfs für 2050 deutlich übersteigt, werden nicht gestrichen, sondern nach Härtegrad eingestuft und entsprechend angesetzt. Dasselbe Vorgehen ist für die Werte des Jahres 2050 angezeigt. Hinzu kommt, dass der Netzentwicklungsplan im Zweijahresrhythmus fortgeschrieben wird. Ein heute gemeldeter Wert für 2050 wird bis dahin mehrfach überprüft und angepasst.

Für die Planungssicherheit von Netzbetreibern und Einspeisern ist der Blick über 2045 hinaus ohnehin unvermeidbar. Netzinfrastruktur hat eine Nutzungsdauer von mehreren Jahrzehnten. Eine Biomethananlage, deren Umrüstung auf Netzeinspeisung im Jahr 2030 entschieden wird, ist auf einen Betrieb bis 2050 und darüber hinaus ausgelegt. Ein Planungsrahmen, der mit dem Jahr 2045 abrupt endet, kann für diese Entscheidungen kein belastbares Signal geben.

Die Langfristprognose zeigt zugleich ein Problem, das der Entwurf benennt, aber nicht weiterverfolgt. Der Netzentwicklungsplan plant nur das Fernleitungsnetz. Er trifft keine Aussage darüber, ob ein Verteilernetz weiterbetrieben wird. Für einen Biomethanproduzenten, dessen Anlage an ein Verteilernetz angeschlossen ist, bedeutet das: Seine Einspeisung kann in der Mantelzahl des Szenariorahmens enthalten sein und dennoch im Jahr 2045 keinen Netzanschluss mehr haben, weil der Verteilernetzbetreiber sein Netz stillgelegt hat. Der Szenariorahmen würde in diesem Fall eine Einspeisung annehmen, die physisch nicht mehr möglich ist. Die Langfristprognose ist das einzige Instrument im NEP-Prozess, mit dem dieser Widerspruch sichtbar gemacht werden kann. Dafür muss sie aber die entsprechenden Angaben abfragen. Derzeit erfasst sie die Biomethaneinspeisung nur als Summe je Verteilernetzbetreiber, ohne Angabe zum Fortbestand des betroffenen Netzgebiets und ohne Härtegrad.

Vorschlag

Wir regen an, in der Genehmigung verbindlich vorzugeben:

- Die Ausweitung der Langfristprognose auf das Jahr 2050 wird beibehalten und die Werte für 2050 werden mit Härtegraden versehen. Abweichungen zwischen den Werten für 2045 und 2050 sind von den Verteilernetzbetreibern zu begründen, insbesondere dort, wo der Methanbezug zwischen 2044 und 2045 vollständig entfällt.
- Die Netzgebiete, in denen Biomethaneinspeiseanlagen angeschlossen sind, werden ausgewiesen, verbunden mit der Angabe, ob diese Netzgebiete über das Jahr 2045 hinaus im Methanbetrieb verbleiben. Nur so lässt sich prüfen, ob die Mantelzahl mit den Netzplanungen der Verteilernetzbetreiber vereinbar ist.
- Der Rückspeisebedarf vom Verteilernetz in das Fernleitungsnetz in Schwachlastzeiten wird als eigene Kapazitätsgröße abgefragt. Dieser Bedarf ist die Grundlage für den in unserer Antwort zu Frage 4 angeregten Schwachlastfall.
- Die gemeldeten Biomethaneinspeiseanlagen werden nach Härtegraden eingeordnet, analog zu den Ausspeiseprojekten. Damit würde die in unserer Antwort zu Frage 3 angeregte Systematik auch auf der Verteilernetzebene umgesetzt.

Zu Frage 11: Ist es sachgerecht, dass in den Szenarien 1-3 identische Wasserstoff-Einspeisekapazitäten angesetzt wurden?

Der Entwurf setzt für die Methan-Grenzübergangspunkte in Szenario 2 für 2045 keine feste Zahl, sondern verweist auf Transite, und in Szenario 3 mindestens 20 GWh/h an (Übersicht S. 15). Szenario 3 begründet den Fortbestand des grenzüberschreitenden Methannetzes ausdrücklich mit der „Biomethan Entwicklungen in Europa, insbesondere in Frankreich, Niederlande, Italien, Dänemark und Spanien“ (Entwurf, S. 142). Bei der Regionalisierung sollen Transitkorridore als Ausgangsbasis für Biomethanimporte dienen (Entwurf, S. 153).

Der Ansatz, verbleibende Methanbedarfe teilweise über importiertes Biomethan zu decken, ist dem Grunde nach sachgerecht. Er ist im Entwurf jedoch nicht quantifiziert. Es bleibt offen, welcher Teil der Grenzübergangskapazität für Biomethanimporte, welcher für Transit und welcher für fossile Restmengen vorgesehen ist. Ohne diese Angabe lässt sich nicht prüfen, ob die Ausspeiseseite der Szenarien 2 und 3 mit der Einspeiseseite übereinstimmt.

Vorschlag

Wir regen an, in den Mantelzahlen der Methan-Grenzübergangspunkte den Anteil kenntlich zu machen, der auf Biomethanimporte entfällt, und die Grenzübergangspunkte zu benennen, über die diese Importe abgewickelt werden sollen. Das dient auch der Konsistenz mit dem Szenariorahmen Strom, der im gemeinsamen Szenario B zusätzliche Biomethanverbräuche in der Wärmeerzeugung unterstellt.

Zu Frage 12: Wie bewerten Sie die Annahmen zur Entwicklung der Methan- und Wasserstoffausspeisemengen im Industriesektor sowie deren szenario-abhängige Herleitung und Zuordnung?

Die Annahmen zur Entwicklung der Methan- und Wasserstoffausspeisemengen im Industriesektor sind von erheblicher Bedeutung für die langfristige Netzentwicklungsplanung. Positiv ist zunächst, dass der Szenariorahmen unterschiedliche Entwicklungspfade abbildet und damit der erheblichen Unsicherheit hinsichtlich Geschwindigkeit und Umfang der industriellen Transformation Rechnung trägt. Allerdings bestehen wesentliche Unterschiede in der Datengrundlage und Methodik der Szenarien, die bei der Bewertung der Ergebnisse stärker transparent gemacht werden sollten.

Besonders relevant ist die unterschiedliche Herleitung der industriellen Wasserstoffbedarfe. Szenario 1 und Szenario 3 knüpfen grundsätzlich an die Langfristszenarien O45 an, während Szenario 2 für den Industriesektor auf eine Industriestudie der Übertragungsnetzbetreiber zurückgreift und deren Ergebnisse anschließend mit den Annahmen des Langfristszenarios O45-Strom konsistent gemacht werden. Im Ergebnis entstehen dadurch deutlich unterschiedliche industrielle Wasserstoff-Ausspeiseleistungen: 2045 werden 74 GWh/h in Szenario 1, 39 GWh/h in Szenario 2 und 21 GWh/h in Szenario 3 angesetzt.

Diese Unterschiede erscheinen nicht allein durch unterschiedliche Mengengerüste erklärbar, sondern resultieren auch aus unterschiedlichen Annahmen zur Auslastung. In Szenario 1 wird die angenommene Vollbenutzungsdauer für Wasserstoff in der Industrie von 5.650 auf 6.000 Stunden pro Jahr erhöht. Auf dieser Grundlage werden aus einem nach verschiedenen Anpassungen verbleibenden industriellen Wasserstoffbedarf von 212 TWh im Jahr 2040 bzw. 375 TWh im Jahr 2045 die Mantelzahlen von 42 bzw. 74 GWh/h abgeleitet.

In Szenario 2 werden dagegen 5.650 Vollbenutzungsstunden pro Jahr zugrunde gelegt. Nach einer Anpassung der Industriestudie an die Annahmen des Langfristszenarios ergeben sich 108 TWh für 2040 und 186 TWh für 2045 und daraus 23 bzw. 39 GWh/h Wasserstoff-Ausspeiseleistung.

Es stellt sich die Frage, ob die Verwendung unterschiedlicher Vollbenutzungsstunden und unterschiedlicher Studienansätze zu einer methodisch konsistenten Vergleichbarkeit der Szenarien führt. Die Ausspeiseleistung ist dabei nicht mit einem durchschnittlichen Jahresbedarf gleichzusetzen. Gerade deshalb ist eine transparente Darstellung der jeweils unterstellten Jahresmengen, Vollbenutzungsstunden und der daraus abgeleiteten Leistung erforderlich.

Auch die sektorale Zuordnung der Energieträger verdient besondere Aufmerksamkeit. Szenario 3 geht ausdrücklich davon aus, dass industrielle Bedarfe auf Wasserstoff sowie erneuerbarem Methan und/oder fossilem Methan mit CCS aufgeteilt werden. Wasserstoff wird insbesondere für Teile der Stahl- und Chemieindustrie, Raffinerien und ausgewählte weitere industrielle Anwendungen angesetzt. Methan verbleibt insbesondere für industrielle Anwendungen, die nicht auf Wasserstoff umgestellt werden, unter anderem in Teilen der Metall- und Chemieindustrie.

Diese Herangehensweise erscheint grundsätzlich geeignet, die Unsicherheit hinsichtlich der zukünftigen Wahl des Energieträgers abzubilden. Es sollte jedoch vermieden werden, dass die Zuordnung einzelner Branchen zu Wasserstoff oder Methan bereits implizit eine bestimmte Transformationsgeschwindigkeit voraussetzt. Gerade bei energieintensiven Industrien bestehen erhebliche Unsicherheiten darüber, wann und in welchem Umfang bestehende Anlagen umgerüstet, neu errichtet oder mit unterschiedlichen Energieträgern betrieben werden.

Besonders auffällig ist dabei die Entwicklung der industriellen Ausspeiseleistungen: In Szenario 3 sinkt die Methan-Ausspeiseleistung der Industrie von 27 GWh/h im Jahr 2040 auf 21 GWh/h im Jahr 2045 nur moderat, während die Wasserstoff-Ausspeiseleistung von 17 auf 21 GWh/h steigt. Damit wird ein schrittweiser Energieträgerwechsel abgebildet, ohne bereits von einem sehr schnellen und umfassenden Wasserstoffhochlauf auszugehen.

Es erscheint daher sachgerecht, Szenario 3 bei der weiteren Netzentwicklungsplanung angemessen zu berücksichtigen. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der Unsicherheit hinsichtlich der tatsächlichen Geschwindigkeit des Wasserstoffhochlaufs und der Möglichkeit, dass industrielle Transformationsentscheidungen später erfolgen oder stärker technologieoffen ausfallen als in einem stark wasserstofforientierten Entwicklungspfad angenommen.

Darüber hinaus sollte die Rolle von erneuerbarem Methan in der Industrie transparent ausgewiesen werden. Der Szenariorahmen berücksichtigt in Szenario 3 ein Biomethanpotenzial von 67 TWh als realistischen Ausbau und leitet daraus unter Annahme von 7.000 Vollbenutzungsstunden eine Einspeiseleistung von rund 11 GWh/h ab. Dabei geht der Fachverband Biogas e.V. davon aus, dass in Deutschland langfristig 244 TWh erneuerbares Methan durch Biogasaufbereitungsanlagen zur Einspeisung ins Gasnetz produziert werden können (134 TWh Biomethan zzgl. 110 TWh synthetisches Methan mit biogenem CO₂ aus der Biogasaufbereitung; siehe Anhang). Dieses Potenzial sollte in den Szenarien berücksichtigt werden.

Anhang: Langfristiges Potenzial zur Einspeisung von erneuerbarem Methan in Deutschland

Die folgenden Zahlen basieren auf einer Prognose des Fachverband Biogas e.V.

Langfristiges nationales Potenzial für erneuerbares Methan aus Biogasanlagen		
Biogaspotenzial (inkl. Biomethan)	202 TWh	FvB-Prognose (2026) auf Basis von Guidehouse Economics (2026)
Davon Biomethanpotenzial	134 TWh	FvB-Prognose (2026)
Synthetisches Methan aus Biogasaufbereitungsanlagen	110 TWh	45% CO ₂ -Anteil im Rohbiogas
Potenzial zur Einspeisung von Methan aus Biogasanlagen ins Gasnetz	244 TWh	Biomethan & synthetisches Methan

Langfristiges Biogaspotenzial (inkl. Biomethan)

Der Fachverband Biogas e.V. (FvB) geht auf Basis einer Studie von Guidehouse Economics davon aus, dass in den nächsten Jahren die Biogasproduktion durch den verstärkten Einsatz von Substraten, die in keiner zusätzlichen Konkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion stehen, bis auf **202 TWh** ausgeweitet werden können.⁹

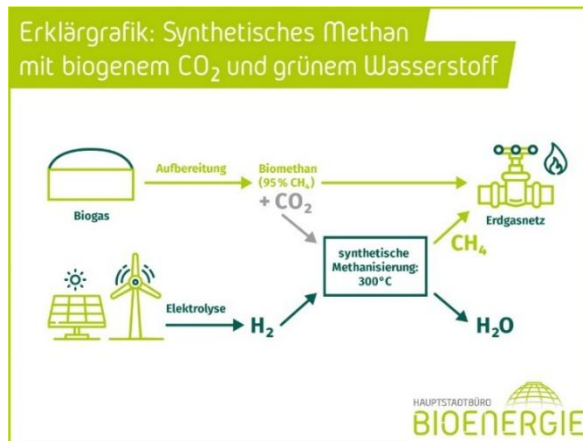
Langfristiges Biomethanpotenzial

Hier wird angenommen, dass die Biogas-Vorort-Verstromung auf dem heutigen Niveau verbleibt (68 TWh), während zusätzlich erschlossene Biogaspotenziale zu Biomethan aufbereitet und ins Gasnetz eingespeist werden. Daraus ergibt sich ein Biomethanpotenzial von **134 TWh**.

Langfristiges Potenzial von synthetischem Methan aus Biomethananlagen

Das bei der Gasaufbereitung abgeschiedene biogene CO₂ kann genutzt werden, um aus Wasserstoff aus Elektrolyse synthetisches Methan herzustellen, das zusammen mit dem Biomethan ins Gasnetz eingespeist werden kann.

⁹ Siehe: [Guidehouse Economics \(2026\), Biogases. Europe's overlooked path to energy independence?](#). Die Studie weist für Deutschland ein Potenzial für Biomethan aus Vergärung von 142 TWh (13,7 bcm) im Jahr 2050, berücksichtigt dabei aber nicht die Biogasproduktion aus klassischen Energiepflanzen (S. A-4). Unter der Annahme, dass auch langfristig klassische Energiepflanzen im heutigen Umfang (60 TWh) für die Biogasproduktion genutzt werden können.



Bei einem durchschnittlichen CO₂-Anteil im Rohbiogas von 45% ergibt dies ein Potenzial zur Produktion von **110 TWh** synthetischem Methan aus deutschen Biomethananlagen.

Fazit

Bei Erschließung aller Biomethanpotenziale sowie der Nutzung des bei der Gasaufbereitung abgeschiedenen CO₂s können in deutschen Biogasaufbereitungsanlagen langfristig **244 TWh erneuerbares Methan zur Einspeisung ins Gasnetz** produziert werden.

Kontakt

Hauptstadtbüro Bioenergie

Florian Strippel

Referatsleiter Stromnetze und Systemdienstleistungen des Fachverband Biogas e.V.

Tel.: 08161-98468-12

Email: florian.strippel@biogas.org

Dr. Guido Ehrhardt

Referatsleiter Politik des Fachverband Biogas e.V.

Tel.: 030-2758179-16

Email: guido.ehrhardt@biogas.org

Justus Dünkelmann

Referent Politik (Biomethan und erneuerbare Gase) des Fachverband Biogas e.V.

Tel.: 030 2758179-19

Email: justus.duenkelmann@biogas.org