

Stellungnahme der Power to X Allianz

zum Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften zur Umsetzung des Europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets (BT-Drs. 21/5440)

Mit dem Gesetzentwurf erhält Wasserstoff erstmals einen umfassenden Ordnungsrahmen für Netze, Speicher und Terminals. Die Power to X Allianz unterstützt dieses Ziel. Ob der Hochlauf gelingt, entscheidet sich allerdings daran, ob Projekte entlang der gesamten Kette die finale Investitionsentscheidung erreichen. Erzeuger, Infrastrukturbetreiber und Abnehmer müssen zeitgleich investieren, damit ein Markt entsteht. Dafür braucht es Planungssicherheit und eine Absicherung der Risiken, die einzelne Akteure in der Hochlaufphase nicht allein tragen können.

Der Bundesrat hat festgestellt, dass dem Entwurf die erforderliche Systemsicht fehlt, weil er die Marktrollen von der Erzeugung über Netz und Speicher bis zu den Kunden nicht übergreifend integriert (BR-Drs. 186/26(B), Ziffer 30). Diese Einschätzung teilen wir. Power to X macht erneuerbaren Strom zeitlich, räumlich und sektoral nutzbar und stärkt so Flexibilität und Resilienz des Energiesystems. Der Entwurf behandelt Erzeugungsanlagen dagegen fast ausschließlich als Netzkunden. Aus Sicht von Erzeugung und Anwendung ergeben sich daraus drei Anpassungsbedarfe.

1. Absichern: Finanzierung der Wasserstoffnetze und -speicher außerhalb des Kernnetzes gesetzlich regeln (§ 28o und § 28m EnWG-E)

Wasserstoff erreicht Erzeuger und Abnehmer nur über Netze und Speicher, die auch in der Fläche entstehen. Für das Kernnetz hat der Gesetzgeber ein vollständiges Finanzierungsmodell verankert: Die Kosten werden über die Zeit verteilt, und ein staatlich abgesichertes Amortisationskonto fängt das Risiko ab, dass der Hochlauf langsamer verläuft als geplant. Für Wasserstoffnetze außerhalb des Kernnetzes erlaubt § 28o Absatz 2 Satz 1 Nummer 3 EnWG-E der Bundesnetzagentur nur, die Entgelte in der Hochlaufphase zeitlich zu strecken. Das Ausfall- und Mengenrisiko dieser Streckung trägt allein der Netzbetreiber. Für Wasserstoffspeicher fehlt ein vergleichbarer Mechanismus ganz. Ohne Absicherung entsteht in der Fläche kein tragfähiger Business Case, und Investitionsentscheidungen bleiben aus.

Der Gesetzgeber sollte deshalb für Wasserstoffnetze außerhalb des Kernnetzes und für Wasserstoffspeicher ein Finanzierungsmodell analog zum Kernnetz verankern. Artikel 5 der Verordnung (EU) 2024/1789 stellt dafür zwei Instrumente bereit, deren Nutzung den Mitgliedstaaten überlassen ist: Maßnahmen zur Absicherung der Kostendeckungslücke aus der intertemporalen Kostenverteilung, etwa in Form einer staatlichen Garantie (Absatz 3 Unterabsatz 2), und Finanztransfers zwischen den getrennt regulierten Netzen, wenn die Regulierungsbehörde festgestellt hat, dass die Entgelte allein nicht tragfähig sind (Absätze 4 und 5). Der Bundesrat hat diesen Bedarf mehrfach benannt (BR-Drs. 186/26(B), Ziffern 17, 18, 27 und 30) und für die Finanztransfers einen

Wortlaut vorgelegt (Ziffer 18). Auch in der öffentlichen Anhörung wurde ein Finanzierungskonzept für Netze außerhalb des Kernnetzes gefordert.

Die Bundesregierung hat die Vorschläge des Bundesrates mit dem Hinweis zurückgewiesen, Artikel 5 der Verordnung gelte unmittelbar (BT-Drs. 21/5925, Ziffern 17 und 18). Nach unserer Einschätzung trägt dieser Hinweis nicht. Artikel 5 Absatz 2 der Verordnung verbietet Finanztransfers zwischen den getrennt regulierten Dienstleistungen. Absatz 4 lässt sie nur zu, wenn ein Mitgliedstaat sie gestattet, und auch die Absicherung nach Absatz 3 setzt eine Maßnahme des Mitgliedstaats voraus. Ohne nationale Regelung bleiben beide Instrumente ungenutzt. Zugleich prüft die Bundesregierung nach eigener Aussage, welche ergänzenden Instrumente für die Umstellung der Verteilernetze geboten sein könnten (BT-Drs. 21/5925, Ziffern 27 und 30). Diese Prüfung sollte in die laufende Novelle münden und nicht einem weiteren Verfahren überlassen bleiben.

Gegen eine Absicherung hat die Bundesregierung eingewandt, sie würde der Bundesnetzagentur Entscheidungen über weitreichende Ausfallrisiken übertragen (BT-Drs. 21/5925, Ziffer 17). Damit bleibt für die Absicherung der Gesetzgeber zuständig. Für das Kernnetz hat er diese Entscheidung selbst getroffen, für die Netze und Speicher außerhalb des Kernnetzes ist dasselbe geboten. Würde der Gesetzgeber die Ausgestaltung der Regulatorik der Bundesnetzagentur überlassen, käme zudem in dieser Übergangsphase eine Rechts- und Planungsunsicherheit insbesondere für sogenannte „First-Mover“ und Investoren in Wasserstoffspeicherprojekte hinzu. Weitere Verzögerungen sollten allerdings angesichts des stockenden Wasserstoffmarkthochlaufs dringend vermieden werden.

2. Vergüten: Systemdienliche Elektrolyse über 2029 hinaus absichern (§ 118 Absatz 6 EnWG)

Elektrolyseure, die bis zum 4. August 2029 in Betrieb gehen, sind nach § 118 Absatz 6 EnWG für 20 Jahre von den Netzentgelten für den Strombezug befreit. Der Gesetzgeber hat diesen Stichtag bereits einmal von 2026 auf 2029 verschoben. Für später in Betrieb genommene Anlagen richten sich die Entgelte künftig nach der Festlegung der Bundesnetzagentur zur Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes). Deren Entwurf vom 6. August 2026 sieht für Elektrolyseure ein Kapazitätsentgelt vor. Den Vertrauensschutz für laufende Projekte bindet er eng an die Wertung des § 118 Absatz 6 EnWG und damit an den Stichtag 2029.

Betroffen sind gerade die Projekte, die heute ihre Investitionsentscheidung vorbereiten und deren Inbetriebnahme sich aus Gründen außerhalb ihres Einflussbereichs über 2029 hinaus verschieben kann, etwa bei Netzanschluss oder Genehmigung. Der Stichtag ist gesetzlich festgelegt, und die Festlegung der Bundesnetzagentur folgt ihm. Verschieben kann ihn deshalb nur der Gesetzgeber, und die laufende Novelle ist der geeignete Ort dafür.

Wir empfehlen zwei Ergänzungen. Erstens sollte der Stichtag für Projekte verlängert werden, die ihre Investitionsentscheidung vor Bekanntgabe der AgNes-Festlegung getroffen haben. Das folgt der Logik, nach der die Bundesnetzagentur selbst Vertrauensschutz bemisst, und verschiebt allein den Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Zweitens sollten Elektrolyseure, die durch ihren Standort in netzentlastenden Regionen (§ 13k EnWG) oder durch eine netzdienliche Betriebsweise zur Systemstabilität beitragen, im Energiewirtschaftsgesetz ausdrücklich als systemdienliche Anlagen

anerkannt werden, mit der Maßgabe, dass die Bundesnetzagentur dies bei der Bemessung der Netzentgelte berücksichtigt. Vergleichbare Vorschläge haben BDEW, VKU und DIE GAS- UND WASSERSTOFFWIRTSCHAFT vorgelegt.

3. Ermöglichen: Bestehende Infrastruktur für erneuerbare Gase nutzbar machen und erhalten (§ 43l Absatz 5, § 113a und § 17 EnWG)

Die Umstellung vorhandener Leitungen ist die günstigste und schnellste Option, Transportkapazität für Wasserstoff zu schaffen. Sie senkt zugleich die Kostenbasis der Wasserstoffinfrastruktur und damit den Absicherungsbedarf aus Punkt 1. Für Gasversorgungsleitungen hat der Gesetzgeber die Umstellung bereits erleichtert: Bestehende Zulassungen gelten nach § 43l Absatz 4 EnWG auch für den Transport von Wasserstoff, bestehende Gestattungsverträge und Dienstbarkeiten nach § 113a EnWG auch für Wasserstoffleitungen.

Für Erdölleitungen fehlt diese Rechtssicherheit. § 43l Absatz 5 EnWG erstreckt die Erleichterung auf Produktleitungen, ohne Erdölleitungen ausdrücklich zu nennen, und § 113a EnWG erfasst nur Gasversorgungsleitungen. Es sollte klargestellt werden, dass Produktleitungen im Sinne des § 43l Absatz 5 auch Erdölleitungen umfassen, alternativ sollten sonstige Rohrfernleitungen ergänzt werden. § 113a sollte in gleicher Weise auf diese Leitungen erstreckt werden.

Nutzbar machen heißt auch, nutzbare Netze nicht vorzeitig stillzulegen. Die Dekarbonisierung der Gasverteilnetze liegt im gesamtgesellschaftlichen Interesse und ist eine Voraussetzung für das Erreichen der Klimaziele. Die Regelungen zur Anschlusstrennung in § 17l EnWG-E sollten deshalb nicht allein den geordneten Rückbau absichern, sondern die Nutzbarkeit transformierter Gasnetze anreizen und erhalten. Die Kosten des Netzanschlusses sollten dabei nicht allein den Anschlussnehmern aufgebürdet werden, die Biomethan oder Wasserstoff nutzen, sondern weiterhin über die bundesweite Umlage nach § 17 Absatz 1b EnWG-E auf alle Gaskunden verteilt werden. Das entspricht dem gesamtgesellschaftlichen Nutzen der Transformation und verhindert, dass gerade die Vorreiter der Umstellung die Lasten allein tragen.

Die Power to X Allianz steht für den fachlichen Austausch zu diesen Punkten zur Verfügung.

Die Power to X Allianz ist ein branchenübergreifendes Aktionsbündnis aus Unternehmen und Verbänden, das unterschiedliche Kompetenzen rund um Power to X Technologien zusammenführt. Seit ihrer Gründung im Jahr 2017 setzt sich die Power to X Allianz für einen geeigneten Rechtsrahmen für den Betrieb und die Nutzung von PtX-Anlagen und grünen PtX-Produkten aus erneuerbaren Energien ein.