



STEAG / Iqony* Position

zur

Konsultation des 1. Entwurf des Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045

*Optimistische Annahmen klar als solche ausweisen
und realistischen Szenarien gegenüberstellen!*

Berlin, 25. April 2023

Kontakt:

Dr. Hans Wolf von Koeller
Leiter Energiepolitik
Telefon: +49 30 2789 091-20
Email: hanswolf.vonkoeller@steag.com
www.steag.com

Jonas Fritz
Senior Manager Energiepolitik
Telefon: +49 30 2789 091-15
Email: jonas.fritz@steag.com
www.iqony.energy

* Die Iqony GmbH ist eine 100% Tochtergesellschaft der STEAG GmbH.

Zusammenfassung

Das **Wasserstoffleitungsnetz** und die Kapazität von Elektrolyseuren werden hinsichtlich der Dimensionierung als groß und vollendet unterstellt. In Verbindung mit der als „systemdienlich“ angenommenen **Standortallokation** der Elektrolyseure führt dies in der Betrachtung des Entwurfs vermutlich zu einem Effekt, der den Beitrag zur Stromnetzentlastung deutlich überzeichnet – schätzungsweise um einen von Faktor 3-4. Für ein realistischeres Wasserstoffszenario müssten (a) der Bedarf der Industrie, die auch an dezentralen Standorten eine kontinuierliche, breitbandige Nachfrage nach Wasserstoff haben wird, sowie (b) der Aufwand und die Herausforderungen, die mit der **H₂-Speicherung** verbunden sind, berücksichtigt werden.

Von den ÜNB betriebene **Netzbooster** sind ein Instrument, durch das angestrebte Kapazitäten von am Markt geführten Batteriespeichern entwertet werden und das die Systemkosten in die Höhe treibt. **Batteriespeicher** scheinen allein anhand der zukünftigen Deckung des den netzseitigen Bedarfs dimensioniert zu sein. Ihre Rolle für das Stromsystem insgesamt, als zusätzliches Asset im Strommarkt, z.B. ihr Beitrag zur Abfederung von Preisspitzen wird offenbar nicht berücksichtigt.

Die Annahmen des NEP-Entwurf zu **Gas- und H₂-Kraftwerken** sind aus unserer Sicht dringend noch einmal zu hinterfragen. Die Kraftwerksstrategie der Bundesregierung wird kurzfristig mehr Klarheit darüber schaffen, wie und in welchem Zeitraum ein entsprechender Zubau erreicht werden kann. Dass gesetzliche Grundlagen, Konzepte und Marktregeln für den Kapazitätsaufbau und Betrieb heute noch fehlen, ist das eine. Der vorliegende Entwurf unterstellt jedoch ein geradezu sagenhaftes Optimum bzgl. H₂-Speicher-, H₂-Transport- und H₂-Produktionskapazitäten, das bisher durch keine Realisierungsstrategie geschweige denn entsprechende Instrumente abgesichert, und damit heute unwahrscheinlich ist.

1. H₂-Transportnetz verbunden mit sehr optimistischen Ausbaunahmen

Der Szenariorahmen des vorliegenden Entwurfs zum NEP 2037/2045 betrachtet in verschiedenen Szenarien ein Energiesystem, für das Jahr 2045 Klimaneutralität angenommen wird. Dabei wird in allen Szenarien (bereits) für das Jahr 2037 eine umfassend ausgebaute Wasserstofftransportinfrastruktur (Pipelines) unterstellt, die auch für Industriebetriebe jedwede Restriktionen bei der Versorgung mit Wasserstoff ausschließt .

Diese Annahme ist angesichts der technischen, organisatorischen und investiven Herausforderungen, die im Zusammenhang von Umstellung und Zubau entsprechender Netzinfrastrukturen bestehen, äußerst optimistisch. Schwer nachvollziehbar ist, warum sich der Ausbaugrad des Wasserstoffnetzes in Deutschland und Europa im gesamten Szenariorahmen extern vorgegeben findet. Klar ist, dass, je optimistischer die Annahmen bzgl. des Ausbaugrades von H₂-Speicher-, H₂-Transport- und H₂-Produktionskapazitäten gewählt sind, der Ausbaubedarf des Stromnetzes umso geringer ausfällt.

Wesentlich wäre unseres Erachtens, dass ein Szenario die Herausforderungen im Stromnetz klar und ohne die Entlastungseffekte durch ein vollständig vollendetes Wasserstoffnetz darstellt.

2. Überbetonung von Elektrolyseuren als Problemlöser für das Stromnetz, statt als Lösung für den industriellen Energiebedarf!

Wasserstoff wird wichtige Funktion im Stromsystem der Zukunft erfüllen. Elektrolyseure bieten parallel aber auch die Lösung für den industriellen Energiebedarf – ihr hoher Strombedarf muss im NEP berücksichtigt werden. Im Entwurf des NEP herrscht die Annahme, vor dass durch die Verortung der Elektrolyseure keine neuen Engpässe im Übertragungsnetz entstehen. Vielmehr soll deren Allokation sogar entlastend auf die Übertragungsnetze wirken. Positiv wahrgenommen haben wir, dass sämtliche Elektrolyseur-Projekte als realisiert unterstellt werden, die als „Important Projects of Common European Interest“ (IPCEI) gefördert werden (insgesamt mehr als 14 GW). Erst in einem zweiten Schritt wird „nur“ die Differenz zur Erreichung der avisierten Elektrolyseleistung auf einen netzdienlichen Ansatz ausgerichtet.

Zugleich geht der Szenariorahmen davon aus, dass etwa die Hälfte des Wasserstoffbedarfs in Deutschland durch inländische Elektrolyse bereitgestellt werden wird. Das weicht erheblich von den Planungen der Bundesregierung ab, die in einem weitaus größeren Maße Wasserstoff importieren möchte und darauf die Finanzierung ausrichtet. Diese Annahme führt zu einer Größenordnung inländischer Elektrolyse je nach Szenario von 26-40 GW im Jahr 2037 und 50-80 GW im Jahr 2045. So erklärt sich, dass der Elektrolysesektor EE-Erzeugungsspitzen in gewaltigem Umfang abnehmen kann.

Elektrolyseure werden damit a priori vorrangig als Stromnetz-Flexibilisierungs-Chance statt als Herausforderung für das Stromnetz gesetzt. Entscheidend sind dafür geeignete Allokationsregeln (Netzanschluss etc.), die heute nicht absehbar sind. Dies konfliktiert aber unseres Erachtens auch mit der Einsicht, dass die Elektrolyseure für die energieintensive Industrie, um die Dekarbonisierungsoption Wasserstoff früher nutzen zu können, als die entsprechenden Pipelineinfrastrukturen zur Verfügung stehen, in örtlicher Nähe zu den industriellen Abnehmern errichtet werden müssen. Elektrolyseure vor allem als Problemlöser für das Stromnetz (Abnahme von Überschuss-Strom) in den Szenariorahmen einfließen zu lassen, und nicht in stärkerem Maße als dezentraler, verbrauchsnahe H₂-Erzeuger an Industriestandorten, ist entsprechend eine nicht belastbar unterlegte Annahme, die aber wie schon unter Pkt. 1 dargestellt, in einem sehr starken Maße die EE-Erzeugungsspitzen aufnehmen kann.

3. Elektrolyseur-Einsatzprofile sind nicht nachfrageorientiert unterstellt!

Der Einsatz aller Elektrolyseure wird für den NEP innerhalb der Strommarktmodellierung ermittelt, nicht gemäß des Bedarfs an Wasserstoff. Wasserstoff wird laut Entwurf nur dann erzeugt, wenn unter Berücksichtigung von Umwandlungsverlusten (Wirkungsgrad von 70%) die Kosten für die Erzeugung von Wasserstoff unterhalb des unterstellten Wasserstoffpreises

liegen. Der Wasserstoffpreis ergibt sich dabei aus den Kosten von Erdgas inklusive der anfallenden CO₂-Emissionskosten. Liegt der Strompreis unter dem ermittelten Grenzpreis (2037: 36 EUR/MWh), erzeugen die Elektrolyseure Wasserstoff.

In einer solchen strommarktorientierten Einsatzweise der Elektrolyseure ist im Jahresverlauf eine deutliche Saisonalität erkennbar. Die größten Mengen an Wasserstoff werden PV basiert voraussichtlich im Sommerhalbjahr zwischen April und September erzeugt. Darüber hinaus treten im zugrundeliegenden Wetterjahr auch im Januar windreiche Zeiträume auf, in denen eine Produktion von Wasserstoff wirtschaftlich ist. Der Bedarf an Wasserstoff zur Stromerzeugung zeigt dabei insgesamt einen gegenläufigen Trend zur Wasserstoffproduktion. In den Wintermonaten müsste folglich auf den im Sommerhalbjahr gespeicherten Wasserstoff oder auf Importe zurückgegriffen werden, was entsprechende Speicherinfrastrukturen für Wasserstoff voraussetzt. Und die Wasserstoff-Speicher müssten in einem solchen Szenario riesig sein. Die Annahme, dass der alternativ produzierte Wasserstoff produktionsbestimmend ist, ist in diesem Szenario vermutlich mutig.

Die Annahme, dass Elektrolyseure nur zu Zeiten mit niedrigem Strompreis laufen (Einsatz insbesondere in den Mittagsstunden des Sommerhalbjahres; im November um Faktor 3 geringer als im Peak-Monat Mai), beeinflusst die Wirtschaftlichkeit der Anlageninvestitionen und damit die Effizienz entsprechender staatlicher Förderinstrumente. Ob das die Größenordnung angemessen reflektiert, die mit der kontinuierlichen Wasserstoffversorgung verbunden wäre, ist zweifelhaft. Insbesondere für Standorte, die noch keine oder nicht ausreichend sichere Perspektive für die Anbindung an ein H₂-Fernleitungsnetz haben, ist das eine erhebliche Herausforderung.

Zu beachten ist weiterhin, dass die Industrie häufig auf eine unterbrechungsfreie Belieferung von Wasserstoff angewiesen ist, d.h. die dezentralen Elektrolyseure laufen mehr als 5.000h im Jahr.

4. Speicher brauchen einen Unbundling-konformen Regelungsrahmen!

STEAG/Iqony lehnt unverändert das Konzept eines Einsatz von Netzboostern durch Übertragungsnetzbetreiber ab: Leitend sollte die Auseinandersetzung über eine zukünftige Netzführung sein, in der derartige Eingriffe in den Markt für Strom bzw. für Wärme und Wasserstoff gerade vermieden werden. Zu begrüßen ist indes, dass die Dimension der Netzbooster sich verringert hat.

Die Annahme von bis zu 168 GW realisierter Batteriespeicher stellt eine enorme Herausforderung dar. Auch durch diese dürfte die vorliegende Betrachtung erhebliche Flexibilität generieren, die die Integration des angestrebten ambitionierten Zubaus von EE-Kapazitäten erst ermöglichen.

Als Ausbauambition und damit als Messlatte für die Gestaltung der Regeln, ist die Annahme einer zukünftigen hohen Bedeutung von Batteriespeichern sehr zu begrüßen. In einem Umfeld von Eingriffen seitens Netzbetreibern in Speicher, bei fortgesetzter EE-Förderung auch bei negativen Preisen etc. sind jedoch erhebliche Strompreisschwankungen erforderlich, um diese Investitionen wirtschaftlich werden zu lassen – und zwar unabhängig vom unterstellten Speicherausbau, der, wenn er in einem solchen gewaltigen Umfang realisiert wird, zu einer Nivellierung der Preisausschläge beiträgt. Allerdings scheinen im vorliegenden Entwurf Batteriespeicher alleine mit Blick auf den netzseitigen Bedarf dimensioniert zu sein.

Dass mit dem Netzpuffer zusätzlich zu Batteriespeichern eine neue Kategorie in den NEP aufgenommen wurde, lässt ein Verständnis seitens der ÜNB durchscheinen, wonach Batteriespeicher vorrangig den Druck auf den Ausbau und die Fortentwicklung des Netzes reduzieren sollen. Genau dann aber wird der Wert der Batteriespeicher für einen marktlichen Einsatz minimiert. Letztlich müssen diese Speicher und zusätzlich die Pumpspeicher dann vollständig über die Netzentgelte finanziert werden. Zielführend sind dagegen Lösungen, die zugleich netz- und marktdienlich sind; das sind diejenigen Lösung die marktbasierend Versorgungssicherheit zu geringen Kosten ermöglichen.

5. Gaskraftwerke und der Umbau auf H₂ sollten realistischer werden

Gaskraftwerke sollen in 2037 mit 38,4 GW die Basis des thermischen Kraftwerksparks bilden. Es kann aus dem Entwurf nicht sicher abgelesen werden, unter welchen Rahmenbedingungen genau Last gedeckt werden kann. Rund 40 GW an gesicherter Leistung deckt sich jedoch mit den Analysen anderer Stakeholder.

Ein Neubau hinausgehend über Projekte, die heute schon gelistet sind, wird nicht unterstellt. Es scheint eine eher mutige Annahme, dass die heute bestehenden Gaskraftwerke sämtlich in 2045 noch zur Verfügung stehen – und gleichzeitig auf H₂ umgestellt werden. Kraftwerke, die dann 30 und mehr Jahre alt sind, auf Wasserstoff umzurüsten, erscheint wenig zukunftsweisend – dies kann technisch gesehen auch nur Notlösung sein. Zudem wird bei solchen Anlagen vermutlich ein Ersatz mit einer geringen Zahl an Einsatzstunden unterstellt. In der Folge könnten die Strompreise auf der Basis ggf. relativ ineffizienter H₂-Gaskraftwerke sehr hoch sein.

Der Wasserstoffbedarf zum Betrieb dieser Anlagen wird in Ansätzen modelliert. Die Ausweisung des unterstellten durchschnittlichen Wirkungsgrades für H₂-Einsatz wäre interessant. Für den Betrieb der Elektrolyseure wird der Wasserstoffpreis untersucht (S. 40 f.), jedoch beim Betrieb der Gaskraftwerke auf der Basis von Wasserstoff scheint er nicht berücksichtigt zu sein. Die Gas/H₂-Kraftwerke werden genau dann H₂ benötigen, wenn sich der Betrieb der Elektrolyseure nicht lohnt. Es müssen also enorme H₂-Speicher unterstellt worden sein. Hier heißt es auf S. 72, dass die entsprechende Transport- und Speicherinfrastruktur unterstellt wird. Im betrachteten Februar 2045 übersteigt der H₂-Bedarf die H₂-Erzeugung um 10 TWh.

Die Annahme, dass dies wirtschaftlich erfolgen kann, muss auf enormen kostengünstigen Speicherkapazitäten oder auf sehr niedrigen Importkosten basieren.

Nachvollziehbar ist, dass die neu zu bauenden Gas-Anlagen an heutigen Kraftwerksstandorten entstehen. Das entlastet auch den Netzausbau. Jedoch fehlen auch hierfür heute noch die Regeln und damit der Anreiz für die Marktteilnehmer schon jetzt in die Zukunft zu investieren.