Warum blauer Wasserstoff jetzt unverzichtbar für das Gelingen der Energiewende in Deutschland ist

Deutschland steht zu seinen Klimazielen und zur Energiewende. Diese Ziele gilt es, mit Blick auf die aktuelle geopolitische und wirtschaftliche Lage, kosteneffizient und zuverlässig umzusetzen. Erdgas spielt dabei eine unverzichtbare Rolle als Brückentechnologie, um Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit in der Transformation zu gewährleisten. Ein zentraler Vorteil von Erdgas liegt darin, dass es schrittweise dekarbonisiert werden kann – durch die Substitution mit Wasserstoff. Deutschland hat diesen Transformationspfad gewählt und investiert in den Aufbau eines deutschen Wasserstoff-Kernnetzes als Rückgrat für den Wasserstoff-Hochlauf. Grüner Wasserstoff[1] bleibt dafür langfristig das Ziel.

Um den Wasserstoffhochlauf zügig und effizient zu ermöglichen, ist allerdings auch die Nutzung von blauem Wasserstoff[2] in der Startphase entscheidend. Blauer Wasserstoff ist in Relation zu grünem kostengünstiger, rasch verfügbar und nutzt bestehende Erdgasinfrastruktur. So nimmt er eine Schlüsselrolle ein, um Klimaschutz, Versorgungssicherheit und wirtschaftliche Stabilität in Einklang zu bringen.

Derzeit hinkt die Entwicklung des Wasserstoffmarkts den Erwartungen hinterher – sowohl in der Europäischen Union (EU)[3] als auch in Deutschland[4]. Viele Unternehmen verlieren derzeit Momentum, reduzieren Aktivitäten oder geben Projekte auf. Bereits getätigte oder geplante Investitionen stehen auf der Kippe und wertvolles Know-how droht verloren zu gehen.

1. Blauen Wasserstoff als pragmatische Lösung anerkennen

Eine wesentliche Ursache für den stockenden Wasserstoffhochlauf sind die hohen Produktionskosten, insbesondere für grünen Wasserstoff. Im Monitoring-Bericht[5] im Auftrag des BMWE werden aktuell Produktionskosten von 147 bis 357 €/MWh ermittelt. Grüner Wasserstoff ist damit deutlich teurer, als viele Abnehmer bereit und in der Lage sind zu zahlen. Lieferverträge kommen meist nur dann zustande, wenn es entweder staatliche Förderungen gibt (etwa über IPCEI[6]) oder eine gesetzliche Verpflichtung zum Einsatz besteht (zum Beispiel im Verkehrssektor).

Die Bereitstellungskosten für blauen Wasserstoff werden bei 70 bis 180 €/MWh deutlich günstiger veranschlagt. Dieser ist allerdings derzeit regulatorisch nicht als gleichwertig transformativ anerkannt und damit nicht marktfähig, obgleich er preislich deutlich näher an der Zahlungsbereitschaft der Endkunden

[1] Wasserstoff, der aus Elektrolyse und erneuerbarem Strom hergestellt wird und in der EU als Renewable Fuel of Non Biological Origin (RFNBO) definiert wird.
[2] Wasserstoff, der aus Erdgas plus CCS hergestellt wird und in der EU als Low Carbon Fuel (LCF) definiert wird.
[3] Europäischer Rechnungshof (2024): https://www.eca.europa.eu/de/news/news-sr-2024-11
[4] Nationaler Wasserstoffrat (2024): „Wasserstoffhochlauf in Gefahr – Sofortmaßnahmen dringend erforderlich“ bzw. in EWI (2024): „Deutschlands H2-Bilanz“
[5] EWI & BET (2025): Energiewende. Effizient. Machen. – Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, S. 126 ff.
[6] IPCEI: Important Projects of Common European Interest

läge. Die Zahlungsbereitschaft wird bei 50 bis 100 €/MWh ermittelt. Deshalb bietet er eine realistische Chance, den Markthochlauf ergänzend zum grünen Wasserstoff zu beschleunigen, das künftige Wasserstoff-Kernnetz schnell auszulasten und eine kostengünstige Option zur Dekarbonisierung zu nutzen.

Blauer Wasserstoff kann helfen, den Markt in Gang zu bringen und eine Brücke zu grünem Wasserstoff zu schlagen. Dafür braucht es jetzt klare politische Signale und eine Anerkennung seiner Rolle im europäischen und nationalen Regulierungsrahmen.

2. Verbesserter Delegierter Rechtsakt (DA) für blauen Wasserstoff nötig

In der Branche wird derzeit sehr kritisch diskutiert, ob der im Juli von der EU-Kommission verabschiedete Delegierte Rechtsakt für LCF[7] hinreichend ist. Einigkeit besteht jedoch in einem zentralen Punkt: Der Vorschlag bietet zu geringe Planungssicherheit. Das zeigt sich besonders an nachfolgenden Aspekten.

- Nur als Übergangslösung wird die Erfassung projektspezifischer Methanemissionen in der Vorkette anerkannt, bis die EU-Methanemissionsverordnung ab 2028 auch Importe von Erdgas in die EU abdeckt. Damit besteht keine Planungs- und Investitionssicherheit, da bereits laufenden Projekten eine rückwirkende Anwendung droht, eine Grandfathering-Regelung ist nicht vorgesehen. Für CO_2-Emissionen ist projektspezifische Erfassung weiterhin nicht zulässig, obgleich Produzentendaten in der EU über den ETS ohnehin bereits dokumentiert werden und verfügbar sind.

- Die Standardemissionswerte für Wasserstoff auf Erdgasbasis wurden in Werte für Pipeline-gebundene sowie LNG-Importe aufgeteilt. Dadurch sind die Werte für die Erdgasvorkette gesunken, insbesondere bei CO_2. Für LNG-Importe hingegen wird ein Aufschlag fällig, was schiffsgebundene Lieferpfade benachteiligt. Dies untergräbt das Ziel eines globalen Wasserstoffmarkts und kappt den Zugang zu günstigsten Bezugsquellen.

- Die geplante Einführung länderspezifischer Standardwerte ab Juli 2028 bringt keine Verbesserung – im Gegenteil. Wenn diese zu restriktiv ausfallen, könnten ganze Weltregionen vom EU-Markt ausgeschlossen werden. Zusätzlich müssten zentrale EU-Vorgaben wie die Unionsdatenbank (UDB) oder die CCS-Richtlinie auch im Ausland umgesetzt werden, damit dort produzierter blauer Wasserstoff überhaupt zertifizierungsfähig ist. Das erhöht die Komplexität erheblich und erschwert den Marktzugang für internationale Partner.

Insgesamt ist der Rechtsakt zu restriktiv und stellt vor allem die internationale Anschlussfähigkeit der europäischen Regulierung infrage. Importe aus den USA, mit denen die EU weiter große Energielieferungen vereinbart hat, könnten z.B. nicht qualifiziert werden. Der Rechtsakt muss geändert werden, zumindest ist eine anwenderfreundliche, verbindliche Auslegung erforderlich.

3. Vorteile von blauem Wasserstoff nutzbar machen

Wenn der Markthochlauf von dekarbonisierten Gasen gelingen, die industrielle Basis in Deutschland gestärkt und das geplante Wasserstoff-Kernnetz ausgelastet werden soll, spricht viel dafür, ergänzend zu

[7] Klarheit für den Wasserstoffsektor: neue EU-Methode für kohlenstoffarmen Wasserstoff und kohlenstoffarme Brennstoffe

grünem auch blauen Wasserstoff zu fördern. Alternativ könnte eine Einsatzverpflichtung, etwa im Verkehrssektor, den Hochlauf anregen.

Der Einsatz von blauem Wasserstoff bietet wirtschaftliche, technische und systemische Vorteile. Sein Einsatz etabliert Lieferketten, fördert frühe Transformation bei den Nutzern und lastet Infrastruktur aus – all dies kommt auch dem grünen Wasserstoff zugute. Die folgenden Punkte verdeutlichen, warum blauer Wasserstoff in der aktuellen Phase eine stärkere Rolle in der Wasserstoffstrategie Deutschlands einnehmen sollte:

I. Wirtschaftliche Vorteile

- Geringere Zahlungslücke zwischen Angebot und Nachfrage
  Die Lücke zwischen Zahlungsbereitschaft und Angebot ist bei Projekten mit blauem Wasserstoff im Vergleich zu grünem Wasserstoff tendenziell geringer, was die Markteinführung begünstigt.

- Langfristige Vertragsgestaltung erleichtert
  Verträge für blauen Wasserstoff lassen sich leichter indexieren, weil sie an die etablierten und liquiden Märkte für Erdgas und CO_2-Zertifikate gekoppelt werden können.

- Verlässliche Beschaffung von Inputfaktoren
  Erdgas ist als Rohstoff deutlich leichter und stabiler zu beschaffen als RFNBO-konformer Strom, der von Wetterbedingungen und hinreichender Netzverfügbarkeit abhängt. Es können dazu bestehende Importrouten und Infrastrukturen genutzt werden.

II. Systemische und technische Vorteile

- Reduziertes Ausfallrisiko auf der Abnehmerseite
  Bei einem Ausfall eines Abnehmers kann das beschaffte Erdgas flexibel auf dem Spotmarkt verkauft werden. RFNBO-konformer Strom hingegen erzielt in solchen Fällen nur geringe Erlöse, da er meist in Zeiten hoher Stromproduktion aus Erneuerbaren anfällt. Ein Anlagenstillstand wäre allerdings wegen der hohen Investitionskosten sowohl bei der Produktion von blauem als von grünem Wasserstoff ein erhebliches Risiko.

- Mögliche Entlastung des Stromnetzes
  Ein höherer Anteil von blauem Wasserstoff reduziert den Bedarf an Netzausbau, da die Produktion keine großen Mengen an erneuerbarem Strom benötigt. Dies gilt nicht an systemdienlichen Standorten für Elektrolyseure (z.B. in Norddeutschland).

- Geringerer Speicherbedarf für Wasserstoff
  Die Belieferung mit blauem Wasserstoff bedarf geringerer Wasserstoff-Speicherkapazitäten, weil die Produktion stärker an die Abnahme geknüpft werden kann. Elektrolyseure hingegen werden grünen Wasserstoff immer dann produzieren (müssen), wenn Strom aus PPA oder potenzieller Abregelung zur Verfügung steht. Erste Kunden müssen von der Zuverlässigkeit von Lieferungen überzeugt sein, besonders, wenn Sie Prozesse umstellen. Hier bietet blauer Wasserstoff gleich in der Anfangsphase Sicherheit.

- Mehr Versorgungssicherheit bei Dunkelflauten
  Blauer Wasserstoff kann auch während längerer Phasen ohne Wind und Sonne erzeugt werden. Grüner Wasserstoff dagegen muss dann vollständig aus Speichern bereitgestellt werden, was die Versorgungssicherheit einschränkt und die Speicheranforderungen erhöht. Dies gilt insbesondere, wenn Gaskraftwerke perspektivisch auf Wasserstoff umgestellt werden sollen.

- Chance für Negativemissionen
  Wenn bei der Herstellung von blauem Wasserstoff biogenes Methan eingesetzt wird, kann der Atmosphäre sogar CO_2 entzogen werden – Negativemissionen sind möglich.

III. Industriepolitische und regulatorische Perspektive

- Wertschöpfung in Deutschland
  Die heimische Produktion von blauem Wasserstoff kann zu international wettbewerbsfähigen Kosten erfolgen und gleichzeitig erhebliche Wertschöpfung in Deutschland generieren. Voraussetzung sind praktikable Regelungen zum Transport, zur Speicherung und zum Export von CO_2 (z.B. Umsetzung London Protokoll, Hohe-See-Einbringungs-Gesetz, Kohlendioxid-Speicher- und -Transport-Gesetz).

- Industriequote für Wasserstoff
  Nach der RED III muss 42% des in der Industrie eingesetzten Wasserstoffs bis 2030 RFNBO-konform sein. Dies ist schwer zu erreichen und verursacht hohe Kosten, auf die die Bundesregierung verstärkt achten will. Aktuell macht der Ersatz von Erdgas mit blauem Wasserstoff sogar noch weiteren Einsatz von grünem erforderlich – ein Disincentive. Erleichtern würde es hingegen, wenn der Einsatz von blauem Wasserstoff für einen Teil der 42%-Quote ersatzweise ermöglicht würde.

4. Fazit

Ein verstärkter Einsatz von blauem Wasserstoff wird den Markthochlauf deutlich beschleunigen, weil Lieferketten etabliert sowie Transformationsprozesse bei Nutzern angestoßen werden und das Kernnetz besser ausgelastet wird. Das kommt zugleich dem grünen Wasserstoff zugute. Dafür braucht es vor allem drei Dinge:

1. Die regulatorische Anerkennung von blauem Wasserstoff als pragmatische Lösung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung der Wirtschaft mit einer Einsatzperspektive bis Mitte des Jahrhunderts.

2. Einen verbesserten, praxisnahen Delegierten Rechtsakt mit klaren und möglichst einfachen Kriterien für die Definition von blauem Wasserstoff, der den Anschluss an den Weltmarkt erleichtert.

3. Stärkere Nachfrageimpulse, entweder durch gezielte und zeitlich begrenzte Förderung oder durch Einsatzverpflichtungen in Sektoren mit geringem Förderbedarf.