

EIN REGULATORISCHER RAHMEN FÜR POWER TO HYDROGEN IN DEUTSCHLAND UND DEN NIEDERLANDEN

Diskussionspapier für die TenneT TSO GmbH

1. April 2020



Dr. Christoph Gatzen

 christoph.gatzen@frontier-economics.com

Dr. Ann-Katrin Lenz

 ann-katrin.lenz@frontier-economics.com

Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.

Hintergrund der Studie

Der europäische Energiesektor hat sich zu einer signifikanten Reduzierung der Treibhausgasemissionen verpflichtet und durchläuft derzeit bedeutende Veränderungen. Eine wichtige Säule der Dekarbonisierungsstrategien der Mitgliedstaaten sind sogenannte "Sektorkopplungstechnologien", die insbesondere darauf abzielen, aus Wind- oder Sonnenenergie erzeugten Ökostrom durch direkte oder indirekte Elektrifizierung in andere Sektoren zu übertragen. In diesem Zusammenhang werden sogenannte Power-to-X ("PtX")-Technologien und insbesondere (grüner oder blauer) Wasserstoff als ein technologischer Schlüsselweg angesehen¹. Viele Mitgliedsstaaten, z. B. die Niederlande und Deutschland, haben bereits eine Wasserstoffstrategie festgelegt oder eine solche angekündigt und auch auf EU-Ebene selbst sieht der sogenannte "European Green Deal" zukünftig eine Rolle für Wasserstoff vor. Angesichts der politischen Unterstützung und industriepolitischen Überlegungen in Europa ist es sehr wahrscheinlich, dass es mittel- bis langfristig eine Wasserstoffwirtschaft geben wird². Für TenneT ist die Einführung von grünem Wasserstoff besonders interessant, da

- eine zunehmende Zahl von Elektrolyseuren in Europa die Lastflüsse und damit auch den Netzbetrieb verändern könnte;
- diese Effekte auch Auswirkungen auf den künftig notwendigen Netzausbaubedarf und damit auch auf die aktuelle Netzplanung hätten; und
- TenneT potenziell eine Rolle als Förderer für neue Technologien bei der Etablierung einer Wasserstoffwirtschaft spielen und so einen Beitrag zu einer CO₂-neutralen Zukunft leisten könnte.

Ziel der Studie

In diesem Zusammenhang haben wir die folgenden drei Themen analysiert:

- **Aktueller regulatorischer Rahmen** – Was sind gegenwärtig die wichtigsten gesetzlichen Regelungen in den Niederlanden, Deutschland und auf europäischer Ebene, die den Markt für grünen Wasserstoff beeinflussen? Wo gibt es wichtige Lücken? Hierbei werden auch Vorschriften zu Stromnetzentgelten sowie die Energieregulierung und Entflechtungsanforderungen thematisiert.
- **Modelle für Pilotanlagen zur umweltfreundlichen Wasserstofferzeugung** – Was können kurzfristig ("Übergangsmodell") und langfristig ("Zielmodell") sinnvolle Modelle sein, die es der Gesellschaft ermöglichen, die markt- und netzdienlichen Vorteile von Power-to-Hydrogen (P2H2)-Anlagen zu nutzen?

¹ Grüner Wasserstoff wird durch Elektrolyse unter Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen (EE) hergestellt. Blauer Wasserstoff basiert auf der Dampfreformierung von Erdgas, aber mit Abscheidung und Nutzung der CO₂-Emissionen (CCU).

² Verschiedene Szenarien verschiedener Institutionen führen zu Schätzungen der Gesamtnachfrage nach Wasserstoff, die sich bis 2030 auf 24 - 95 TWh/Jahr in Deutschland (mit ca. 60 TWhH₂/a nicht-energiebezogener industrieller Nutzung) und ca. 50 TWh/Jahr in den Niederlanden (mit einem Minimum von ca. 11 TWhH₂/Jahr industrieller Nutzung) belaufen. Vgl. DNV GL (2018): Power-to-Hydrogen IJmuiden Ver.

- **Beeinflussung des Standorts oder des Betriebs von P2H2-Anlagen** – Derzeit besteht keine zusammenhängende kostenoptimierende Koordination von Erzeugungs-/Laststandorten und Netzkosten. Um die bestmögliche Koordinierung sicherzustellen, müssen entsprechende Modelle diskutiert werden. Im Zusammenhang mit dem Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft (mit potenziell mehreren GW an neuer Leistung von Elektrolyseuren, die in das Stromnetz integriert werden) möchte TenneT Optionen zur Beeinflussung des Standorts oder des Einsatzes neuer Elektrolyseure, die als große Lasten das System erweitern, verstehen. Dabei unterscheiden wir zwischen Brownfield- (Elektrolyseure, die direkt an eine Industrieanlage angeschlossen sind und von Kuppelprodukten wie Abwärme oder Sauerstoff oder von niedrigeren Stromnetzentgelten profitieren) und Greenfield-Projekten (Elektrolyseure, die an das Strom- (und Gas-) Netz angeschlossen werden und keine Verbindung zu lokaler Wärme-, Sauerstoff- oder Stromnachfrage besitzen).

Im Folgenden fassen wir unsere wichtigsten Ergebnisse zu jedem der drei Untersuchungsbereiche zusammen.

Regulatorischer Rahmen ist noch nicht für eine Wasserstoffwirtschaft bereit

Bei der Betrachtung des regulatorischen Rahmens von P2H2 ist die rechtliche Einstufung von Wasserstoff und P2H2-Anlagen (als Endverbraucher von Elektrizität, Gasproduzent, Strom-zu-Energie-Speicher/Gasspeicher und/oder vollständig integrierte Netzkomponente) von wesentlicher Bedeutung. Sowohl auf EU-Ebene als auch auf nationaler Ebene fehlt jedoch noch eine klare Klassifizierung:

- Auf **EU-Ebene** erscheint es gemäß dem Wortlaut von Art. 2 Abs. 59 Richtlinie (EU) 2019/944 des Clean Energy Package (CEP) so, als ob P2H2-Anlagen als Energiespeicher eingestuft werden könnten. Hierzu wären allerdings weitere juristische Analysen erforderlich und weitere Anpassungen dieser Regelung sind im Hinblick auf die zukünftige Bedeutung dieses Themas wahrscheinlich. Unter der Annahme, dass P2H2-Anlagen als Energiespeicher klassifiziert werden, wäre gemäß der Richtlinie eine Eigentümerschaft durch einen ÜNB/FNB unter bestimmten Bedingungen möglich. Diese Bedingungen umfassen die Durchführung eines Markttests, dass die Anlage nicht zum Kauf oder Verkauf von Elektrizität genutzt wird und dass die Regulierungsbehörde eine Genehmigung erteilt hat. Die Richtlinie stellt ferner klar, dass P2H2-Anlagen keine „vollständig integrierte Netzkomponente“ darstellen, wenn diese für Engpassmanagement eingesetzt werden (in unserer Analyse als „netzdienliche Nutzung“ bezeichnet): Diese Regelung wird im Jahr 2020 in das nationale Recht umgesetzt werden
- In **Deutschland** wird Wasserstoff nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) als Gas und Biogas eingestuft. Letzteres führt zu einer Befreiung von P2H2-Anlagen von den Einspeisetarifen für Gasnetze. Zudem sind neu gebaute P2H2-Anlagen für die ersten 20 Jahre nach Inbetriebnahme explizit von der Zahlung der Stromnetzentgelte befreit. Weniger klar ist die Situation

in Bezug auf Steuern und Abgaben, die den Business Case von P2H2-Anlagen erheblich beeinflussen, da es keinen ausdrücklichen Hinweis darauf gibt, dass P2H2-Anlagen als Letztverbraucher (und nicht als Großhändler) von Elektrizität eingestuft werden. Abhängig von einer allgemeinen Einstufung als "Anlage zur Speicherung elektrischer Energie", die juristisch jedoch nicht sicher ist, sind P2H2-Anlagen > 10 MW (oder > 100 kW ab Oktober 2021) zur Erbringung von Redispatch-Leistungen verpflichtet.

- In den **Niederlanden** schließt die derzeitige Gasdefinition Wasserstoff nicht ein, was Auswirkungen auf die Anwendung der bestehenden Regulierung für Gas auf P2H2-Anlagen hat, z. B. im Hinblick auf die Organisation des Netzzugangs und der Einspeisung. Ähnlich wie in Deutschland bestehen Unsicherheiten in Bezug auf die Einstufung als Stromletztverbraucher oder Stromgroßhändler. Dies ist wiederum relevant für die Verpflichtungen zur Zahlung von Stromnetzentgelten, Steuern und Abgaben, obwohl diese weitaus niedriger sind als in Deutschland (und somit weniger Auswirkungen auf den Business Case haben als in Deutschland).

Einen Überblick über die derzeitige Regulierung von P2H2-Anlagen sowie existierende Lücken und Hindernisse entlang der P2H2-Wertschöpfungskette gibt Abbildung 1.

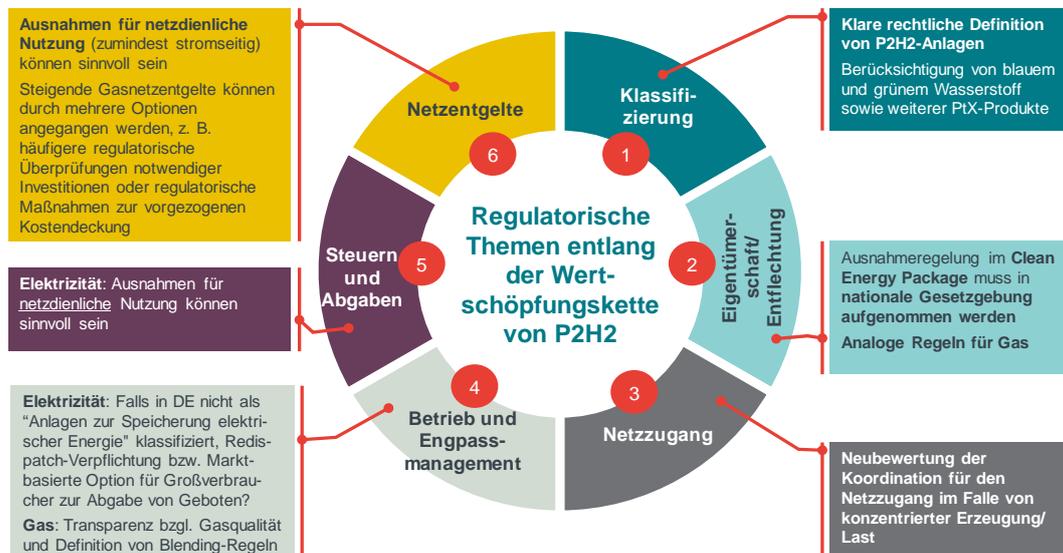
Abbildung 1 Auf EU-Ebene als auch in Deutschland und den Niederlanden bestehen regulatorische Lücken und Hindernisse auf alle Stufen der P2H2-Wertschöpfungskette



Quelle: Frontier Economics.

Diese Lücken und Hindernisse könnten durch die in Abbildung 2 skizzierten Vorschläge zur Änderungen der Regulierung adressiert werden.

Abbildung 2 Vorschläge zur Änderung der Regulierung von P2H2-Anlagen



Quelle: Frontier Economics.

Während der Hochlaufphase von grünem Wasserstoff können ÜNB/FNB Innovationen fördern, langfristig sollen P2H2-Anlagen aber im Besitz von Marktteilnehmern sein und von diesen betrieben werden

Einfache überschlägige Rechnungen für den Business Case eines heute gebauten Elektrolyseurs³ zeigen, dass bei Anwendung der heutigen Strompreisprofile⁴ selbst ohne Berücksichtigung von Wartungs- und Instandhaltungskosten, Netzentgelten, Steuern und Abgaben nur bei Verkaufspreisen für grünen Wasserstoff über 50 EUR/MWh_{H2} ein positiver Business Case erreicht wird. Daraus können wir folgende Schlussfolgerungen ziehen:

- Die reine Befreiung für Elektrolyseure von Steuern und Abgaben für Stromletztverbraucher wird nicht ausreichen, um kurzfristig einen positiven Business Case zu ermöglichen;
- bei aktuellen Preisen für (grauen) Wasserstoff von ca. 30 EUR/MWh bis 45 EUR/MWh (ca. 1 bis 1,50 EUR/kg) ist ein positiver Business Case für grünen Wasserstoff nicht realisierbar, es sei denn, die Käufer zahlen einen „Aufschlag“ für den „grünen“ Nutzen des Gases. Dieser Aufschlag könnte sich theoretisch ergeben aus

³ Für die Berechnung gehen wir von CAPEX i.H.v. 800.000 EUR/MW_{el}, einem Wirkungsgrad des Elektrolyseurs von 67 % und einer Lebensdauer von 20 Jahren aus.

⁴ Verwendet wurden die Preise auf dem Day-Ahead-Markt in 2019 (BNetzA, SMARD Strommarktdaten, verfügbar unter https://www.smard.de/home/downloadcenter/download_marktdaten, Auszug vom 04.02.2020). Der durchschnittliche Preis lag bei 37.7 EUR/MWh.

- einer angebotsseitigen Prämie (z. B. in Form eines Einspeisesubventionsprogramms oder ähnlich zu einer Förderung von EE-Anlagen);
- einer nachfrageseitigen Prämie oder Verpflichtung – z. B. im Mobilitätssektor (z. B. Flottenziele für Automobilhersteller), dem Kraftstoffsektor (Quote für den Anteil erneuerbarer Kraftstoffe für Raffinerien im Rahmen von RED II), der Industrie (Stahl) oder dem Wärmesektor, wenn grüner Wasserstoff anders als grauer Wasserstoff bilanziert wird. (Weitere Optionen zur Preisgestaltung von Kohlenstoffemissionen werden ebenfalls diskutiert – z. B. die Ausweitung des EU-ETS auf andere Sektoren wie den Mobilitätssektor oder nationale CO₂-Steuern.⁵ Für den Business Case von grünem Wasserstoff ist es wichtig, dass das grüne „Attribut“ umfassend vergütet wird.)
- Darüber hinaus könnte der Business Case verbessert werden, indem der netzdienliche Nutzen von P2H₂-Anlagen vergütet wird, wenn der Elektrolyseur an einem Standort errichtet wird, der dies ermöglicht und ein netzdienlicher Betrieb erfolgt. In einer solchen Situation können niedrigere Strombeschaffungskosten, also eine im Extremfall kostenlose Nutzung des lokalen Überschussstroms, dazu beitragen, die Kosten für die Produktion von grünem Wasserstoff zu senken. Ein ähnliches Konzept wird in Deutschland bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit dem sogenannten "Nutzen-statt-Abregeln" verfolgt (vgl. §13 Abs. 6a EnWG).

Zukünftig sind Kostensenkungen bei Elektrolyseuren und EE-Technologien zu erwarten. Einfache überschlägige Berechnungen deuten darauf hin, dass unter der Annahme von Lernkurveneffekten (z. B. niedrigere Investitionskosten und höhere Effizienz der Elektrolyseure) ein positiver Business Case erreicht werden kann. Unter gewissen ambitionierten Annahmen⁶ ergibt sich langfristig ein potentieller Break-even-Preis von ca. 34 EUR/MWh für grünen Wasserstoff (ohne Berücksichtigung von Netzentgelten, Steuern und Abgaben für den verbrauchten Strom).

Insgesamt dominiert kurzfristig der netzdienliche Nutzen den Einsatz von Elektrolyseuren, langfristig wird der marktdienliche Nutzen den Einsatz von Elektrolyseuren dominieren. Kurzfristig (mit den derzeitigen Regeln für Stromnetzentgelten, RED II und Flottenziele für Automobilhersteller) ist es eher unwahrscheinlich, dass eine rein marktdienliche Nutzung eines Elektrolyseurs einen positiven Business Case erzielt – eine netzdienliche Nutzung wird für die Rentabilität von Projekten wesentlich sein. Aber nicht nur kurzfristig, sondern auch langfristig ist es aus wirtschaftlicher Sicht im Allgemeinen sinnvoll, sowohl den markt- als auch netzdienlichen Nutzen beim Betrieb einer P2H₂-Anlage zu realisieren. Aufgrund dessen konzentrieren wir uns im Folgenden auf sogenannte „Hybridmodelle“, bei denen markt- und netzdienliche Nutzung kombiniert werden

⁵ So wurde z. B. in Deutschland 2019 die Einführung eines nationalen Emissionshandelssystem beschlossen (Brennstoffemissionshandelsgesetz), das neben dem Energie- auch den Gebäude- und Verkehrssektor umfasst. Von 2021 bis 2025 ist ein Fixpreis (von 10 - 35 EUR bzw. in einem Referentenentwurf von 25 - 55 EUR pro Zertifikat vorgesehen, danach ein Handel der Zertifikate innerhalb eines Preiskorridors von 35 bis 60 EUR (bzw. 55 bis 65 EUR).

⁶ Dieser Wert bezieht sich auf das untere Ende der Prognosen für CAPEX (200.000 EUR/MW_{el}) und das obere Ende der Prognosen für die Effizienz des Elektrolyseurs (80 %) im Jahr 2050 und eine Lebensdauer des Elektrolyseurs von 20 Jahren.

(siehe Abbildung 3), d. h. es besteht zumindest die Möglichkeit, dass ein Marktteilnehmer seine P2H2-Anlage auch zum Redispatch anbieten kann oder dass ein ÜNB/FNB den Marktteilnehmern ungenutzte Kapazität seiner P2H2-Anlage zur marktdienlichen Nutzung anbieten kann.

Abbildung 3 Mögliche Zielmodelle strukturiert nach Eigentümerschaft und Nutzung des Elektrolyseurs



Quelle: Frontier Economics.

Kurzfristig könnte ein **"hybrides TSO-Modell"**⁷ eine pragmatische Lösung zur Beschleunigung des Hochlaufs von P2H2 für Greenfield-Projekte darstellen:

- ÜNB/FNB könnten Innovationen fördern, indem sie Erstinvestitionen in P2H2-Anlagen (für eine begrenzte Anzahl von Anlagen und/oder für eine begrenzte Zeit) tätigen und dadurch eine Technologieentwicklung ermöglichen. Die Investitionskosten für den Elektrolyseur würden in das regulierte Anlagevermögen (RAB) fließen. Die Zuordnung der mit der Investition verbundenen Chancen und Risiken an die ÜNB/FNB bzw. die Netznutzer erfolgt schließlich über die Regulierung.
- Für ein hybrides TSO-Modell müssen zunächst rechtliche Unsicherheiten bei der Entflechtung beseitigt werden. Vorausgesetzt, dass die Ausnahmeregelung im CEP angewendet werden kann, wäre die Durchführung eines Markttests erforderlich. Weitere größere Änderungen des derzeitigen Rechtsrahmens sind jedoch nicht zwingend erforderlich. Ein Hochlauf von P2H2 durch exklusive Anwendung des „hybriden Marktmodells“ würde es hingegen erforderlich machen, die regulatorischen Lücken und

⁷ Ein hybrides TSO-Modell bezieht sich auf das Eigentum des ÜNB/FNB an der P2H2-Anlage, die sowohl netz- als auch marktbezogen genutzt wird.

Hindernisse (siehe erster Untersuchungsbereich) zu beseitigen, Förderinstrumente zu implementieren und sicherzustellen, dass Auswirkungen auf das Energiesystem (z. B. auf das Stromnetz) expliziter berücksichtigt werden. Dies könnte jedoch einige Zeit in Anspruch nehmen und zu Verzögerungen führen.

- Als „Übergangsmodell“ ermöglicht das hybride TSO-Modell die Monetarisierung sowohl der markt- als auch der netzdienlichen Nutzung und kann daher wahrscheinlich den „schnellsten“ Business Case liefern (sofern die P2H2-Anlage an einem geeigneten Standort im Netz angesiedelt ist). Das hybride TSO-Modell kann für eine begrenzte Anzahl von Anlagen in den kommenden Jahren eine Option sein, die es ermöglichen würde, erste Erfahrungen mit der Technologie zu sammeln und den Herstellern relevanter Technologien erste Entwicklungsmöglichkeiten bietet.

Für den **langfristigen** Aufbau einer P2H2-Industrie und die Bereitstellung beständiger positiver Business Cases wird jedoch ein **hybrides Marktmodell** vorzuziehen sein. Mehrere Ausgestaltungsoptionen sind dabei möglich, wobei ein Modell, das den Standort von Greenfield-Projekten beeinflusst, für die Optimierung zwischen netz- und marktbezogenen Aspekten am besten geeignet zu sein scheint (weitere Ausführungen im folgenden Abschnitt). Während der temporären Anwendung des Übergangsmodells könnte der Rechtsrahmen angepasst werden, um die Voraussetzungen für die Implementierung des künftigen hybriden Marktmodells zu schaffen. Dabei ist wichtig, dass gleiche Wettbewerbsbedingungen für P2H2 und andere grüne Technologien (z. B. synthetisches Methan, Power-to-Liquids und Energiespeichertechnologien) geschaffen werden. Ein Übergang vom hybriden TSO-Modell zu einem hybriden Marktmodell für Greenfield-Projekte kann schließlich auf verschiedene Weise erfolgen:

- Ein Markttest könnte regelmäßig durchgeführt werden, sodass der ÜNB/FNB die Anlage in einem regelmäßigen Zyklus zum Verkauf anbietet/ausschreibt, um einen gegebenenfalls vorliegenden Bedarf des Marktes zu decken.
- Alternativ könnte das hybride TSO-Modell auf eine bestimmte Anzahl oder Kapazität von P2H2-Anlagen beschränkt werden, um weitere Chancen für die Errichtung und den Betrieb kommerzieller Anlagen durch Dritte zuzulassen, aber gleichzeitig einen Markthochlauf zu ermöglichen.

Insgesamt würde das TSO-Modell einen schnellen Hochlauf von P2H2-Anlagen gewährleisten, aber die Etablierung von Übergangsregelungen würden gleichzeitig den Übergang und die Umsetzung eines hybriden Marktmodells als langfristig sinnvolles Zielmodell garantieren.

Die Einführung von grünem Wasserstoff sollte mit dem Ausbau der Stromnetze koordiniert werden, um die Gesamtsystemkosten sowohl kurz- als auch langfristig zu optimieren

Aus Sicht eines ÜNBs/FNBs birgt der zukünftige Hochlauf von (grünem) Wasserstoff in Europa sowohl Chancen als auch Risiken.

Risiken ergeben sich aus einem „unkontrollierten“ Zubau von Elektrolyseuren. Das kann zu hohen Kosten für Engpassmanagement führen, weil die Vorlaufzeit für den Bau einer neuen Übertragungsleitung – nicht zuletzt aufgrund von öffentlichen Akzeptanzproblemen – in der Regel wesentlich länger ist als die Zeit, die für den Bau eines neuen Elektrolyseurs benötigt wird. Dies gilt insbesondere für Stromübertragungsnetze während Gasfernleitungsnetze in der Regel zumindest derzeit etwas mehr Kapazitäten haben, um die zusätzliche Gaseinspeisung zu bewältigen (abhängig vom Druckniveau und aufgrund der „1 in 20 Winter“-Annahme bei der Netzplanung)⁸. In Zukunft könnte sich die Situation mit einem steigenden Anteil von durch Elektrolyse erzeugtem Wasserstoff anders darstellen, insbesondere bei den Gasverteilungsnetzen: Die Fluktuation erneuerbarer Elektrizitätsquellen kann zu Überlastungen führen, wenn die Gaseinspeisungen die Gasnachfrage in einem bestimmten Gebiet übersteigen. Ein „simpler“ Ansatz zur Lösung dieses Problems könnte die Beschränkung der Kapazität von P2H₂-Anlagen (oder zusätzlicher großer Verbraucher elektrischer Energie, die angeschlossen werden wollen) im Allgemeinen oder in bestimmten Netzgebieten sein, auch wenn dies nicht mit bestehenden gesetzlichen Regelungen in Einklang stünde. Bedenken hinsichtlich der Diskriminierung bestimmter Nutzergruppen oder politische Bedenken (z. B. Vorwürfe die Energiewende zu blockieren) sind zu erwarten, wenn P2H₂-Anlagen der Netzzugang basierend auf intransparenten oder zu allgemeinen Kriterien verweigert würde.

Die Berücksichtigung von Netzaspekten ist jedoch aus der Sicht eines ÜNB/FNB und zur Begrenzung der Gesamtsystemkosten wichtig. Um die Systemkosten zu senken, könnte der ÜNB/FNB anstreben, dass

- Standorte neuer Elektrolyseure so gewählt werden, dass das Gesamtsystem optimiert wird; und
- für Netzbetreiber Möglichkeiten bestehen, Einfluss auf den Betrieb eines Elektrolyseurs (ähnlich zum Redispatch von Kraftwerken) zu nehmen.

Der tatsächliche Einfluss auf den Standort ist bei Greenfield-Projekten größer als bei Brownfield-Projekten, da letztere aufgrund ihrer physischen Verbindung mit bestehenden Industrieanlagen zur Nutzung von Wärme oder Sauerstoff weniger flexibel sind.

Der **Haupteinfluss auf den Standort** besteht daher bei Greenfield-Projekten. Je nach betrachtetem Zeitrahmen (kurz- oder langfristig) und dem gewählten Modell kann dieser Einfluss auf unterschiedliche Weise erfolgen:

- **ÜNB/FNB als temporärer Miteigentümer** – Im beschriebenen hybriden TSO-Modell, bei dem der ÜNB/FNB während der Übergangsphase (Mit-)Eigentümer ist, kann der ÜNB/FNB die Standortentscheidung direkt beeinflussen.

⁸ Bei sehr hohen Produktionsspitzen könnten auch einige Gasnetze mit Überlastungsproblemen konfrontiert sein, insbesondere in Gasnetzen mit niedrigerem Druckniveau. Gegenwärtig werden neue Produkte für Gasnetze diskutiert. Das Gasnetz ist jedoch "robuster" als ein Stromnetz („Pufferung des Netzes durch Druckniveaus“), und aufgrund von Energieeffizienzsteigerung und Dekarbonisierung wird ein Teil der Gasinfrastruktur frei werden.

- **Koordination mit Marktteilnehmern** – Im beschriebenen hybriden Marktmodell, bei dem ein Marktteilnehmer die P2H2-Anlage besitzt und betreibt, könnte der Einfluss auf verschiedene Weise realisiert werden:
 - Wenn das Greenfield-Projekt angebotsseitig (über ein Förderprogramm) subventioniert wird, könnten bei der Präqualifikation bzw. Zuweisung der Fördermittel die Standort- und Netzkosten berücksichtigt werden (wie dies z. B. heute im Zusammenhang mit Offshore-Windparks in den Niederlanden geschieht, wo bestimmte Regionen ex ante festgelegt werden; oder wie bei Onshore-Wind-/PV-Anlagen in Deutschland, wo die sogenannten „Netzausbaugebiete“ definiert werden, während gleichzeitig regionale Obergrenzen für die Auswahl der geförderten Projekte festgelegt werden).
 - Der ÜNB/FNB könnte mit Blick auf die Engpasskostenreduktion durch netzdienlichen Einsatz eine finanzielle Unterstützung für eine bestimmte Kapazität an Elektrolyseuren in ausgewählten Regionen versteigern.
 - Beide oben genannten Koordinierungsansätze befassen sich nur mit einer begrenzten Anzahl von Greenfield-Projekten und nur mit solchen, die Unterstützung benötigen. Um die Standortwahl umfassender zu beeinflussen, könnten andere Methoden wie regionale Netzentgelte eingeführt werden. Es ist jedoch wichtig, die Netznutzer nicht zu diskriminieren (z. B. müssten ggf. ähnliche Regeln für Batterien, Kraft-Wärme-Kopplung oder andere (neue) Verbraucher angewandt werden). Politisch wird ein solch umfassender Ansatz vermutlich herausfordernder sein als punktuelle Eingriffe.

Eine **Einflussnahme auf den Betrieb von P2H2-Anlagen** ist sowohl bei Greenfield- als auch bei Brownfield-Projekten möglich. Dieser Einfluss kann – wiederum abhängig vom betrachteten Zeitraum und dem gewählten Modell – auf unterschiedliche Weise erfolgen:

- **ÜNB/FNB als temporärer Miteigentümer** – In einem Hybridmodell, bei dem der ÜNB/FNB während der Übergangsphase (Mit-)Eigentümer ist, kann der ÜNB/FNB den Betrieb der Anlage direkt beeinflussen.
- **Koordination mit Marktteilnehmern (Greenfield)** – In einem Hybridmodell für Greenfield-Projekte, bei dem ein Marktteilnehmer die P2H2-Anlage besitzt und betreibt, könnte der Einfluss realisiert werden durch
 - einen kostenbasierte Redispatch (falls die P2H2-Anlage in Deutschland als „Anlage zur Speicherung von elektrischer Energie“ klassifiziert ist, worauf § 13a Abs. 1 Nr. 1 EnWG referenziert); oder
 - einen marktbasieren Redispatch (wie in den Niederlanden, wo Verbraucher > 60 MW zur Abgabe von Geboten verpflichtet sind) oder über andere Produkte wie die „Abschaltbare-Lasten-Verordnung“ (AbLaV) in Deutschland.
- **Koordinierung mit Marktteilnehmern (Brownfield)** – Im Fall einer Brownfield-Anlage, in der sich die Einheit zu 100 % im Besitz eines Industrieunternehmens befindet, können ähnliche Verfahren wie für andere industrielle Nachfrager angewendet werden:

- Ein kostenbasierter Redispatch (falls die P2H2-Anlage in Deutschland als Anlage zur Speicherung elektrischer Energie klassifiziert ist, worauf § 13a Abs. 1 Nr. 1 EnWG referenziert). Allerdings ist die tatsächliche Kostenberechnung bei Brownfield-Projekten wesentlich komplexer und die Kosten können sehr hoch sein, wenn ÜNB/FNB umfassende Eingriffsrechte in industrielle Prozesse außerhalb von Notfallsituationen haben; oder
- ein marktbasierter Redispatch (wie in den Niederlanden) oder andere Produkte wie die AbLaV (analog zu Greenfield-Projekten oder anderen Nachfragern).

