

POWER TO GAS, MISSING MONEY UND DER WÄRMESEKTOR ALS WICHTIGER „HEIMATMARKT“ BEIM MARKTHOCHLAUF FÜR WASSERSTOFF IN DEUTSCHLAND

Ein Diskussionsbeitrag zur Nationalen Wasserstoffstrategie („NWS“)

Grüner Wasserstoff ist eine Schlüsseltechnologie für die Energiewende und es ist bis zum Jahr 2030 ein Markthochlauf von grünem Wasserstoff von bis zu 14 TWh_{H₂} geplant

Grüner Wasserstoff wird eine der Schlüsseltechnologien für die Energiewende sein. Daher möchte die Bundesregierung die Wasserstoffwirtschaft in Deutschland mit Hilfe ihrer Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) voranbringen. Unter den geltenden Rahmenbedingungen ist die Erzeugung und Nutzung von grünem Wasserstoff aktuell noch nicht wirtschaftlich. Die NWS stellt u. a. fest, dass als *„erster Schritt für den Markthochlauf von Wasserstofftechnologien [...] eine starke und nachhaltige inländische Wasserstoffproduktion und Wasserstoffverwendung – ein „Heimatmarkt“ – unverzichtbar“¹ ist. Für den grünen Wasserstoff sieht die NWS bis 2030 in Deutschland Wasserstoffherstellungsanlagen (Elektrolyseure bzw. P2H₂) mit einer elektrischen Bezugsleistung von bis zu 5 GW_{el} und eine H₂-Erzeugung von bis zu 14 TWh/a vor. Daraus ergibt sich eine benötigte, „inkrementelle“ erneuerbare Strommenge von ca. 20 TWh_{el}/a.*

P2H₂-Anlagen leisten durch eine smarte Kombination aus marktdienlicher und netzdienlicher Nutzung den größten Beitrag für die Energiewende

P2H₂-Anlagen können die Energiewende im Wesentlichen durch zwei Nutzungsmöglichkeiten unterstützen:

- **Netzdienliche Nutzung:** P2H₂-Anlagen können Strom, der ansonsten aus netztechnischen Gründen abgeregelt werden müsste, aufnehmen und in das Energiesystem integrieren („Nutzen statt Abregeln“). Insbesondere interessant ist die netzdienliche Nutzung zur Verhinderung von Einspeisemanagement-Maßnahmen („EinsMan“) der Netzbetreiber für erneuerbaren Strom. Dadurch kann „wertvoller“ EE-Strom im Energiesystem integriert und somit ein Umweltvorteil erzielt werden. Es müssen zwar weiterhin Zahlungen an die

¹ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Die Nationale Wasserstoffstrategie, S. 5, <https://www.bmbf.de/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf>

Windkraftanlagen geleistet und Erzeugung hinter dem Engpass hochgefahren werden, aber der andernfalls verlorene EE-Strom wird in grünen Wasserstoff umgewandelt und kann zudem anderen Sektoren zur Verfügung gestellt werden. Dies setzt allerdings geeignete Standorte der Anlagen sowie Anreize für eine netzdienliche Betriebsweise für P2H2-Anlagen voraus.

- **Marktdienliche Nutzung:** Unter marktdienlicher Nutzung ist die Arbitrage aus niedrigen Stromeinkaufspreisen und Verkaufspreisen für grünes Gas zu verstehen. Dabei sind die P2H2-Anlagen stromseitig eine zusätzliche Nachfrage- bzw. Flexibilitätsoption. P2H2 stellt somit eine wichtige Speicherfunktion für volatile und saisonale EE-Erzeugung bereit – dies ist insbesondere in Zeiten negativer Strompreise in Folge von Stromüberschüssen auf dem Großhandelsmarkt vorteilhaft. Für die grüne Eigenschaft des erzeugten und zu verkaufenden Wasserstoffs ist es allerdings erforderlich, dass der Strombezug in Form von (anerkanntem) Grünstrom erfolgt. Dies kann beispielsweise erfolgen, indem
 - für netzbezogenen Strom entsprechende Mengen Grünstromzertifikate (HKN) hinterlegt werden;
 - eine direkte Netzverbindung zwischen EE-Anlage und P2H2-Anlage errichtet wird; oder
 - ein sog. „Power Purchase Agreement mit einer (ungeförderten) neuen EE-Anlage abgeschlossen wird.

Bei Anrechnung im Verkehrssektor sind weitere noch festzulegenden Regeln aus dem EU-Recht zu beachten.² Eine Anrechnung in weiteren Sektoren ist derzeit noch unregelt.

Für die Wirtschaftlichkeit von P2H2-Anlagen ist eine Kombination aus netzdienlichem und marktdienlichem Betrieb vorteilhaft, da so die Laufzeiten der Anlagen und die Strombezugskosten optimiert werden. Letzteres gilt unter der Annahme, dass der Strombezug aus netzdienlichem Betrieb für den Anlagenbetreiber zu attraktiven Konditionen erfolgt, da der Überschussstrom aus Netzengpässen ohne die Anlage nicht in das System hätte integriert oder anderweitig verkauft werden können.³

Die Einspeisemanagementmengen in Folge von Netzengpässen in den Übertragungs- und Verteilnetzen betragen 2019 knapp 7 TWh_{el}/a⁴. Das Gros der Mengen entfällt hierbei auf Niedersachsen und Schleswig Holstein. Geht man vereinfacht davon aus, dass

- zukünftig ähnliche Engpassmengen anfallen;
- ca. 80 % der P2H2-Anlagen an für die Aufnahme von EinsMan geeigneten Standorten stehen (d. h. 3,5 GW_{el} der in der NWS angestrebten 5 GW_{el});

² Die Europäische Kommission wird bis Ende 2021 weitere Bedingungen für den Stromnetzbezug in delegierten Rechtsakten festlegen, u. a. zum „Additionalitätsprinzip“. Die Einhaltung dieser Bedingungen ist Voraussetzung für die Anrechnung von grünem Wasserstoff auf die EE-Quote im Verkehrssektor.

³ Somit ist auch eine gemischte Fahrweise auch aus volkswirtschaftlicher Sicht vorteilhaft. Dies ist sowohl bei Anlagen im Eigentum von Netzbetreibern als auch bei Anlagen im Eigentum von Marktteilnehmern grundsätzlich denkbar. Analogien bestehen z. B. zur Vermarktung von EEG-Strom oder beim Redispatch. Somit ist die Frage der Nutzungsmöglichkeiten von der Eigentumsfrage zu trennen.

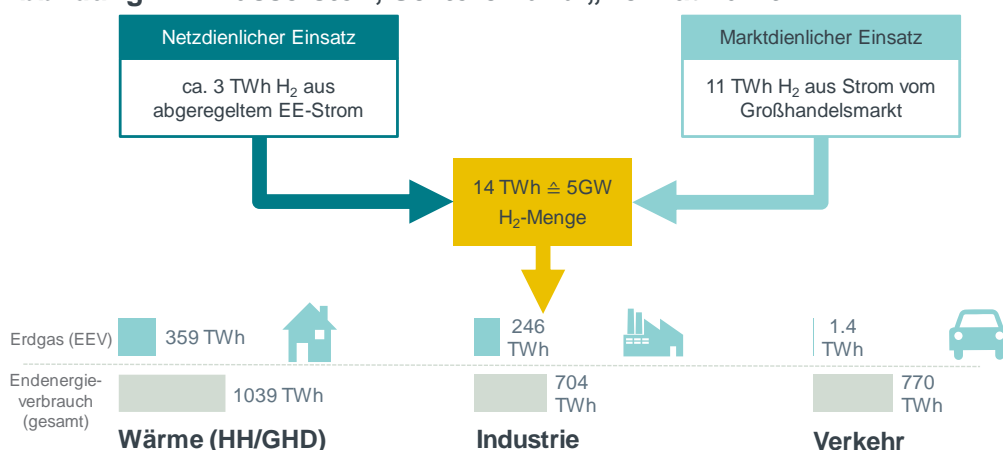
⁴ Bundesnetzagentur (2020): Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit Q2 2020, abgerufen am 02.12.2020 unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Q2_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

- sowie – in Konkurrenz mit andere Flexibilitäten (z. B. Power-to-Heat) – ca. 80 % der dort anfallenden Energiemengen aufnehmen,

könnte in etwa 3 TWh_{H2}/a aus netzdienlichem Betrieb erzeugter grüner Wasserstoff in das System integriert werden. Dementsprechend würden weitere rund 11 TWh_{H2} im marktdienlichen Betrieb erzeugt werden müssen, um das NWS-Ziel von 14 TWh_{H2}/a bis 2030 zu erreichen.⁵

Der auf dem Heimatmarkt erzeugte grüne Wasserstoff kann grundsätzlich in verschiedenen Sektoren (Wärme, Industrie, Verkehr) verwendet werden (Abbildung 1), deren Endenergiebedarf jeweils zwischen 700 und 1.000 TWh/a beträgt. Zum Vergleich: Die aktuelle Wasserstoffnachfrage in Deutschland beträgt rund 55 TWh_{H2}/a (grauer Wasserstoff zur nicht-energetischen Verwendung, vornehmlich im Industriesektor). Die NWS geht für das Jahr 2030 von einer Nachfrage nach (nachhaltigem) Wasserstoff in Deutschland von 90 bis 110 TWh_{H2}/a aus.

Abbildung 1 Wasserstoff, Sektoren und „Heimatmarkt“



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: In der Abbildung wird der Endenergieverbrauch (EEV) für Erdgas ausgewiesen. Das Erdgas, das für die Fernwärmeerzeugung verwendet wird, wird nicht explizit ausgewiesen. Die Fernwärme selbst findet sich im Endenergieverbrauch (gesamt).

Die Gestehungskosten von grünem Wasserstoff hängen von mehreren Faktoren ab

Die Erzeugung von grünem Wasserstoff lässt sich derzeit in Deutschland noch nicht wirtschaftlich darstellen. Je nach regulatorischer Behandlung und Auslastung der Anlagen liegen die Gestehungskosten von grünem Wasserstoff (bei heutigem Stand der Technik für Elektrolyseure und Erneuerbare Energien) zwischen 75 und mehr als 250 EUR/MWh_{H2} (ca. 2,5 bis 8,3 EUR/kg⁶). Die Gestehungskosten von grünem Wasserstoff sind durch verschiedene Werttreiber beeinflusst, deren unterschiedliche Ausprägungen die genannte Bandbreite von Gestehungskosten ergeben (Abbildung 2):

- **Benutzungstunden:** Diese hängen grundsätzlich von dem Wasserstoffverkaufspreis, den Strombezugskosten sowie den variablen

⁵ Bei dieser Rechnung werden – analog zur NWS – 4000 Volllaststunden (strombezugsseitig) angenommen.

⁶ Auf Basis von „Heizwert“.

Entgelten, Steuern und Abgaben ab. In unserer Analyse unterstellen wir exemplarisch 1.000, 2.000 und 4.000 Volllaststunden.

- **Markt- und netzdienliche Nutzung:** Die Bandbreite deckt sowohl reine als auch gemischte Betriebsweisen ab. Die bei gemischter Betriebsweise berücksichtigte Anzahl an Stunden mit zusätzlicher Nutzung von Überschussstrom aus Netzengpässen beträgt maximal 1200 h.⁷
- **Belastung mit Strombezugskosten, Netzentgelten, Steuern und Abgaben:** Die Belastungen der Anlagen mit Netzentgelte, Steuern, Umlagen etc. hängen von der Betriebsweise (markt- und/oder netzdienlich) der Anlage und den sich teilweise noch in der Schwebe befindlichen rechtlichen Rahmenbedingungen ab. Eine detaillierte Übersicht der Annahmen zu Netzentgelten, Steuern und Abgaben findet sich im Anhang.
 - Im **netzdienlichen** Betrieb unterstellen wir (analog zur „Nutzen statt Abregeln“-Regelung für Power to Heat) eine kostenlose Nutzung des ansonsten abregelten EE-Stroms sowie eine umfassende Befreiung von Entgelten, Steuern und Abgaben.
 - Bei **marktdienlicher** Nutzung verwenden wir die stündlichen Großhandelspreise für die Gebotszone Deutschland/Luxemburg von 2019⁸ und berücksichtigen aufgrund von rechtlichen Unklarheiten einen Best und einen Worst Case. Im **Best Case** sind die P2H2-Anlagen von Netzentgelten, Steuern und Abgaben weitgehend befreit bzw. zahlen einen reduzierten Tarif. Im **Worst Case** werden bestehende Ausnahmeregelungen und Befreiungen bei derzeit unklarer Auslegung für P2H2-Anlagen nicht berücksichtigt, sodass viele Regelungen für „Standard-Stromverbraucher“ greifen (Details - siehe Anhang Tabelle 3. Auch im Worst Case ist die geplante EEG Umlagen Befreiung nach EEG 2021 bereits berücksichtigt). Bei P2H2-Anlagen, die direkt an eine bestimmte EE-Anlage und nicht an das Stromnetz angeschlossen sind („**marktdienlich-dediziert**“), fallen Stromnetzentgelte und z. T. Abgaben und Steuern weg.
- **Nachweis der grünen Eigenschaft:** Bei gemischter und marktdienlicher Nutzung gibt es wiederum zwei Unterscheidungen
 - Im günstigen Fall setzen wir Kosten für handelbare Herkunftsnachweise i. H. v. 2 EUR/MWh_{el} an.⁹ Wir gehen dabei von qualitativ eher „hochwertigen“ Herkunftsnachweisen aus und setzen deshalb einen tendenziell höheren Preis an. Hier stellt sich allerdings die Frage, inwieweit dieses Vorgehen letztlich konsistent mit den Vorgaben aus den noch ausstehenden delegierten Rechtsakten¹⁰ der Europäischen Kommission sein wird.
 - Im anderen Fall gehen wir davon aus, dass der Strombezug via PPA erfolgt, d. h. auch die Kosten einer zusätzlichen EE-Anlage abdeckt. Diese Kosten im PPA setzen sich aus dem Wert für den Strom und für das HKN+

⁷ Bei gemischter Nutzung und 1000 Volllaststunden werden nur 1000 h an Überschussstrom aufgenommen, d. h. die P2H2-Anlage wird de facto rein netzdienlich genutzt. Die 1200 h ergeben sich aus den oben getätigten Annahmen und Berechnungen zur Produktion von 3 TWh_{H2} im netzdienlichen Betrieb.

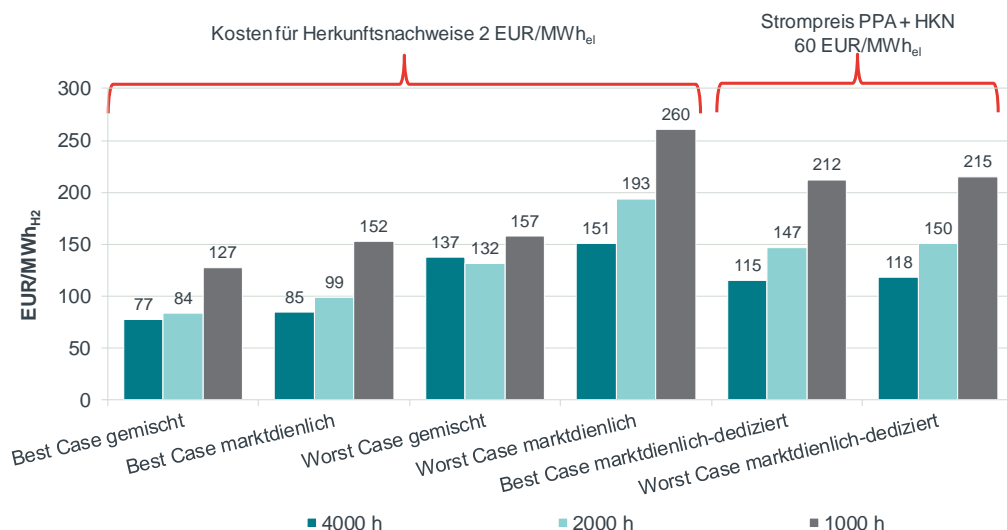
⁸ Quelle: Bundesnetzagentur | SMARD.de.

⁹ Hauser et al. (2019): Marktanalyse Ökostrom II – Marktanalyse Ökostrom und HKN, Weiterentwicklung des Herkunftsnachweissystems und der Stromkennzeichnung, Studie im Auftrag des Umweltbundesamt.

¹⁰ Siehe Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2018/2001 (RED II), Art. 37 (3).

(Grünstrom aus zusätzlicher Erzeugung) zusammen. Unter Verwendung der aktuellen Vollkosten für neue Windräder (inkl. zusätzlicher Kosten für eine Vergleichmäßigung der Windeinspeisung, die einen Elektrolyseurbetrieb von bis zu 4000 h erlaubt) werden die Strombezugskosten inklusive HKN+ mit 60 EUR/ MWh_{el}¹¹ abgeschätzt.

Abbildung 2 Gesteuerungskosten für grünen Wasserstoff hängen von Art der Nutzung, regulatorischer Behandlung und Auslastung des Elektrolyseurs ab



Best Case: Annahme, dass Elektrolyseure weitgehend von Netzentgelten, Steuern und Abgaben befreit sind, d.h. von den geltenden (aber ggf. unklaren) Ausnahmeregelungen erfasst sind
Worst Case: Elektrolyseure fallen nicht unter die Ausnahmeregelungen

Fall "gemischt": Hier wird "Überschussstrom" berücksichtigt
Fall "marktdienlich": Hier wird kein "Überschussstrom" berücksichtigt
Fall "marktdienlich-dediziert": Hier kommt der Strom nicht aus dem Netz, sondern direkt von einer EE-Anlage (d. h. kein "Überschussstrom" berücksichtigt)

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Wesentliche Treiber sind die Bezugskosten für den Strom, die mit dem Strombezug verbundenen Netzkosten, Steuern und Abgaben sowie die unterstellte Auslastung der Anlagen. Investitionskosten wurde hier nach EWI/IAEW (2020, Einführung von Power-to-Gas in Deutschland) mit ca. 760 EUR/kW bei einem Zinssatz von 8 % und einer Lebensdauer von 20 Jahren angesetzt. Detaillierte Angaben zu weiteren Annahmen sind im Anhang zu finden.

Differenz zwischen Verkaufspreis und Gesteuerungskosten für grünen Wasserstoff ergibt Wirtschaftlichkeit und „Missing Money“ in unterschiedlichen Sektoren

Die Wirtschaftlichkeit von P2H2-Anlagen ergibt sich aus der Differenz zwischen dem anlegbaren Preis (Verkaufspreis) für den grünen Wasserstoff in den Sektoren „Wärme“, „Industrie“ und „Verkehr“ und den H₂-Gesteuerungskosten. Liegen die Gesteuerungskosten über den erzielbaren Marktpreis, spricht man aus betriebswirtschaftlicher Sicht von „Missing Money“.

Die anlegbaren Preise in den einzelnen Sektoren und somit auch die Höhe des Missing Money sind dabei in Folge sektorspezifischer Regulierungsregeln unterschiedlich (Abbildung 3):

¹¹ Diese Abschätzung lehnt sich an die Auktionsergebnisse der Bundesnetzagentur für Windenergieanlagen an Land im Jahr 2020 an. Vgl. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html?sessionid=EB97074721B04D92D235253A07FD3660.

- **Wärme:** Der Preis ergibt sich hier durch den Erdgaspreis. Für 2025 ist allerdings noch zu berücksichtigen, dass hier auch Emissionszertifikate entsprechend dem Brennstoffemissionshandelsgesetz¹² bezahlt werden müssen. Somit ergibt sich der „anlegbare“ Preis i. H. v. ca. 40 €/MWh.
- **Industrie:** Für die Industrie unterstellen wir die Gestehungskosten für grauen Wasserstoff basierend auf Steam-Methane-Reforming (SMR) ohne CCS von 50 EUR/MWh_{H₂}.¹³
- **Verkehr:** In der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) sind Pönalen für Inverkehrbringer von Kraftstoffen vorgesehen, die bei einer Verfehlung der gesetzten CO₂-Minderungsziele zu zahlen sind. Die Einhaltung dieser Ziele kann durch den Einsatz von grünen Wasserstoff, aber ebenso durch Substitutionsgüter (wie Biodiesel oder Biomethan) erfolgen. Abgeleitet von der Höhe der Marktpreise für Substitutionsgüter ergibt sich derzeit eine Zahlungsbereitschaft von ca. 80 EUR/MWh_{H₂}.¹⁴

Es ergibt sich also eine große Bandbreite der Missing-Money-Kosten zur Schließung des Kostengaps für Investoren zwischen den „Gestehungskosten“ und dem „anlegbaren Verkaufspreis“. Aus unserer Sicht am ehesten realistisch ist ein Szenario für die H₂-Gestehungskosten unter der Annahme, dass

- es zu umfangreichen Befreiungen von EEG-Umlage und Steuern kommt;
- die Auslastung der Anlagen im Bereich von rund 4000 h/a liegen könnte;
- die Strombezugskosten die Kosten für zusätzliche EE-Erzeugung abdecken müssen; und
- es zu einem gemischten Betrieb aus netz- und marktdienlicher Betriebsweise kommt.

Damit lägen die Gestehungskosten in einem Bereich von um die 100-120 EUR/MWh_{H₂}.

Die verkaufsseitige Zahlungsbereitschaft variiert je nach Sektor und dürfte liegen zwischen 40 EUR/MWh (Gasgroßhandelspreis plus CO₂-Pönale aus BEHG von 55 EUR/t CO₂ im Wärmesektor) und bis zu 80 EUR/MWh im Verkehrssektor, wo Biokraftstoffe als Konkurrenz und Schätzwert für den anlegbaren Preis für den Wasserstoff dienen können (u. a. abhängig von der Entwicklung der Flottenregulierung).

Das Missing Money pro MWh_{H₂} liegt damit zwischen 20 EUR/MWh_{H₂} und 60 EUR/MWh_{H₂}. Für die anvisierten 14 TWh_{H₂} ergibt sich somit (zusätzlich zu den angenommenen Befreiungstatbeständen bei Steuern und Umlagen) ein Missing

¹² <https://www.gesetze-im-internet.de/behg/BJNR272800019.html>

¹³ Vgl. z. B. IEA (2019): The future of hydrogen, S. 42, und Kayfeci, M. / Kecebas, A. / Bayat, M. (2019): Hydrogen production, in: Calise, F. et al.: Solar Hydrogen Production: Processes, Systems and Technologies, 1. Auflage, S. 45-83.

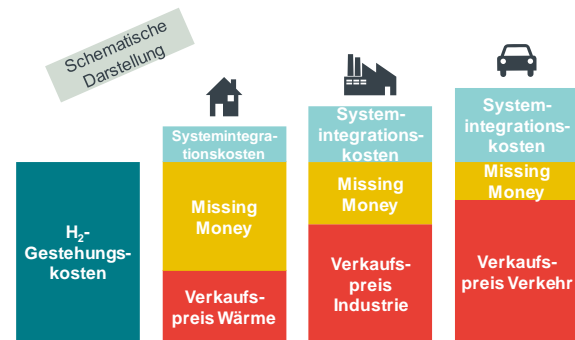
¹⁴ Die maximale Zahlungsbereitschaft für grünen Wasserstoff ergibt sich aus den Kraftstoff-Substitutionsquoten und THG-Minderungszielen für Inverkehrbringer von Kraftstoffen (vgl. § 37a-c BImSchG). Hieraus ergeben sich Pönalen bei Zielverfehlung von 226 bis 512 EUR pro Tonne CO₂. Dies Pönale liegt über den Marktpreise von Substitutionsgütern (wie Biodiesel oder Bio-Methan) i.H.v. derzeit ca. 80 EUR/MWh, sodass wir diese für die Zahlungsbereitschaft heranziehen. (Quelle: Biodiesel <https://www.ufop.de/biodiesel-und-co/biodiesel-preis>; Bio-Methan "Navigant (2019): Gas for climate")

Zudem ist anzumerken, dass auch für Automobilhersteller Pönalen i. H. v. ca. 475-600 EUR pro Tonne existieren, welche für grünen Wasserstoff relevant werden, falls erneuerbare Kraftstoffe in den überarbeiteten Flottengrenzwerten für Automobilhersteller angerechnet werden können (Verordnung (EU) 2019/631 für leichte Nutzfahrzeuge).

Money aus betriebswirtschaftlicher Sicht der Erzeuger von 0,3 bis ca. 1 Mrd. EUR/a.

Das Missing Money für Investoren ist allerdings nur ein Teil der volkswirtschaftlichen Kosten für den Markthochlauf. Ein weiterer sehr bedeutsamer Aspekt sind die Systemintegrationskosten für erforderliche Infrastrukturen (z. B. Netze, Speicher und Tankstellen) sowie Endanwendungen (z. B. Fahrzeuge, Turbinen, Brennwertthermen und Brennstoffzellen).

Abbildung 3. „Missing Money“ in Sektoren



Quelle: Frontier Economics

Missing Money als Kriterium zur Bestimmung des „Heimatmarktes“ ergibt ein verzerrtes Bild, wenn Eintrittsbarrieren und Systemkosten nicht berücksichtigt werden

Es stellt sich nun die Frage, welche Sektoren als „Heimatmarkt“ für den Markthochlauf bis 2030 eine wichtige Rolle spielen sollten? Aus „betriebswirtschaftlicher“ Sicht wäre es auf den ersten Blick naheliegend, den relevanten „Heimatmarkt“ anhand des geringsten Missing Money zu bestimmen. Dies entspricht auch der Logik der NWS. Dort heißt es, dass kurz- bis mittelfristig für die Anwendungsbereiche jene Sektoren als prioritär zu betrachten sind, in denen

- der **Einsatz von Wasserstoff nahe an der Wirtschaftlichkeit** ist; und
- in **denen keine größeren Pfadabhängigkeiten** geschaffen werden oder in denen keine alternativen Optionen zur Dekarbonisierung bestehen.¹⁵

Der Wärmemarkt ist auf Basis dieser Kriterien weniger prioritär, da das Missing Money im Vergleich zu den anderen Sektoren höher erscheint und alternative Optionen zur Dekarbonisierung (z. B. Wärmepumpen, Biomasse, Fernwärme) vorhanden sind. Dies schlägt sich entsprechend in der NWS nieder, wo dem Wärmemarkt kurz- und mittelfristig keine Rolle als Heimatmarkt für grünen Wasserstoff zugewiesen wird.

Die Grundüberlegung der Allokation nach dem höchsten Nutzen (optimalerweise reflektiert durch die Zahlungsbereitschaft der Nutzer in den Sektoren) ist im Ansatz durchaus richtig, blendet aber wichtige weitere Faktoren aus, von denen wir im Folgenden einige aufführen:

- **Eintrittsbarrieren für Wasserstoff in den einzelnen Sektoren:** Die Sektoren Wärme, Industrie und Verkehr weisen unterschiedliche Eintrittsbarrieren für den Einsatz von Wasserstoff auf. Dabei kann unterschieden werden in technische, kostenseitige und regulatorische Barrieren.
- **Startzeitpunkt für Markthochlauf:** Die NWS betont: „*Deutschland hat jetzt die Chance, im internationalen Wettbewerb eine wichtige Rolle bei der Entwicklung*

¹⁵ NWS, S. 18.

und dem Export von Wasserstoff- und Power-to-X-Technologien (PtX) einzunehmen.“¹⁶ Dazu bedarf es eines raschen Markthochlaufs, der es der deutschen Industrie ermöglicht, von Lernkurven zu profitieren und weltweit Marktchancen zu nutzen.

- **Betriebswirtschaftliche Kosten (Missing Money) und volkswirtschaftliche Kosten (inkl. Systemkosten) können auseinanderfallen:** Die Tarife, die Infrastrukturnutzer (wie z. B. Elektrolyseurbetreiber) für Netz- oder Speichernutzung zahlen, spiegeln in der Regel die Systemkosten nicht eins zu eins wider. Viele Kosten werden mangels „Zuteilbarkeit“ sozialisiert. Standort- oder zeitabhängige Tarife für Einspeiser oder Verbraucher, die die Systemkosten aus dem Verhalten der Netznutzer wiedergeben, sind ebenfalls eher die Ausnahme. Es gibt zudem Ausnahmeregelungen für Industrie, Aufteilungsregeln pro kW bzw. kWh oder auch sektorspezifische Regulierung. Auch „dynamische“ Aspekte wie Innovationskosten oder Beiträge zur Marktreife von Technologien, die aus volkswirtschaftlicher Sicht bedeutend sind, werden nicht in die betriebswirtschaftliche Sicht „übertragen“.

Volkswirtschaftliche Kosten, betriebswirtschaftliches Missing Money und Zahlungsbereitschaft von Wasserstoffverbrauchern fallen also auseinander. Für eine erfolgreiche Aufteilung des H₂ beim Markthochlauf zu einzelnen Sektoren sollten aber sowohl das Missing Money als auch Systemkosten/Eintrittsbarrieren berücksichtigt werden.

Tabelle 1 nennt einige relevante Eintrittsbarrieren für die Sektoren Wärme, Industrie und Verkehr sowie zusätzlich für den Stromsektor.¹⁷ Das regulatorische Rahmenwerk bezieht sich dabei auf ausgewählte sektorspezifische Regelungen. Fehlende (für den Markthochlauf ebenfalls sehr bedeutende) Regelungen, die für alle Sektoren gelten, z. B. der Nachweis von grünem Wasserstoff durch Grünstromzertifikate sind in der Tabelle nicht aufgeführt.

Der Fokus der unten stehenden Einschätzung liegt auf dem kurz- bis mittelfristigen Markthochlauf bis zum Jahr 2030 und der dafür erforderlichen Integration von 14 TWh grünem Wasserstoff.

¹⁶ NWS, S. 7.

¹⁷ Für die technische und regulatorische Systemintegration kommen grundsätzlich zwei unterschiedliche Ansätze in Frage, die auch kombiniert werden können:

Neue reine Wasserstoffinfrastrukturen – Hierunter fallen z. B. die Pläne für den Aufbau eines Hydrogen Backbones in Europa durch Umwidmung und Neubau von Leitungen für den Transport von (reinem) Wasserstoff. Dies würde dann auch entsprechende Endanwendungen erfordern, die für reinen Wasserstoff geeignet sind, z. B. stationäre Brennstoffzellen, Wasserstoffturbinen, Wasserstofffahrzeuge mit Brennstoffzelle oder Wasserstoffverbrennungsmotor.

Blending von Wasserstoff in Erdgasanwendungen oder fossile Kraftstoffe – Hier liegt der Fokus auf der Beimischung von Wasserstoff in etablierte Brenn- oder Kraftstoffe. Vorteil ist, dass bereits existierende Infrastrukturen und Endanwendungen genutzt werden können und somit eine vergleichsweise schnelle Systemintegration erfolgen kann. Nachteil ist, dass die Beimischung begrenzt ist, je nachdem was Netze, Speicher oder Endanwendungen technisch „vertragen“ können. Diese technische Toleranz ist in den einzelnen Infrastrukturen und Endanwendungen durchaus unterschiedlich ausgeprägt und kann zwischen wenigen Prozent bis zu 15 % oder mehr betragen (in England wurden im „HyDeploy Projekt“ in Staffordshire an der Universität ca. 100 Häuser und 30 Fakultätsgebäude mit einem 80/20 Methan/Wasserstoff Blend versorgt; vgl. Cadent Website, abgerufen am 03.12.2020 unter <https://cadentgas.com/news-media/news/january-2020/hydeploy-hydrogen-project-reaching-20-blend>).

Tabelle 1 Eintrittsbarrieren in einzelnen Sektoren aus Systemsicht

		Wärme (HH/GDH)	Industrie	Verkehr	Strom
Technologie	Erforderliche Infrastruktur/Speicher	Blending in Gasnetz von 10-20 % (Quelle: DVGW Expertise)	Standortabhängig – ggf. Stromnetzausbau oder Wasserstoffnetze u. Speicher erforderlich (ggf. Umwidmung Gasnetze o. -speicher)	Aufbau H ₂ Tankstellennetz erforderlich (oder E-Fuels wie FT Diesel aus H ₂ mit nachhaltiger C Quelle zur Nutzung Bestandsinfrastrukturen)	Koordination H ₂ -Produktion Standort/ Betriebsweise mit Stromnetz erforderlich
	Erforderliche Endanwendung	Blending in Gasthermen von 10 % möglich (Quelle: DVGW Expertise)	Bei Tausch grauer vs. grüner H ₂ in Raffinerie, Stahlwerk, Chemie eher gering. Bei H ₂ vs. Kohle (z. B. im Stahlprozess) etc. aber eher hoher Umrüstungsaufwand	Brennstoffzellenfahrzeuge oder Wasserstoffverbrenner erforderlich (oder E-Fuels wie FT Diesel aus H ₂ mit nachhaltiger C Quelle zur Nutzung Bestandsinfrastrukturen) CNG-Fahrz. mit limitiertem Blending	Neue Wasserstoffturbinen oder Blend bei heutigen Gasturbine bis 5 % möglich (bei neueren Turbinen ggf. auch deutlich höher) (Quelle: DVGW Expertise)
Kosten	Erforderliche Infrastruktur/Speicher	Gasseitig gering bis techn. Grenze Standortabhängig – ggf. Stromnetzausbau	Hoch - Standortabhängig – ggf. Stromnetzausbau oder Wasserstoffnetze erforderlich Industrie auch sehr Kosten-sensitiv im internationalen Wettbewerb	Aufbau H ₂ -Tankstellennetz erforderlich	Limitiertes H ₂ -Blending: kaum Umrüstungskosten für Netze oder Speicher Hohe H ₂ -Anteile: hohe Umrüstkosten
	Erforderliche Endanwendung	Gasseitig gering bis techn. Grenze Standortabhängig – ggf. Stromnetzausbau	Bei Tausch grauer vs. grüner H ₂ in Raffinerie, Stahlwerk, Chemie eher gering. Bei H ₂ vs. Kohle (ZB im Stahlprozess) etc aber eher hoch	Brennstoffzellenfahrzeuge oder Wasserstoffverbrenner erforderlich (oder E-Fuels wie FT Diesel aus H ₂ mit nachhaltiger C Quelle zur Nutzung Bestandsinfrastrukturen)	Limitiertes H ₂ -Blending: kaum Umrüstungskosten für Endanwendungen Hohe H ₂ -Anteile: hohe Umrüstkosten für neue Endanwendungen
Regulatorisches Regelwerk		Etablierter Regulierungsrahmen für Gasnetze Stromseitig bei H ₂ -Produktion in Diskussion (Umlage etc.)	RED II ermöglicht Anrechnung von grünem H ₂ . RED II muss bis Ende 2021 in nationales Recht umgesetzt werden.	Flottenziele unterliegen derzeit einem Review. Mit Ergebnissen ist für PKW 2021/22 und LKW 2025/26 zu rechnen	Stromseitig bei H ₂ -Produktion in Diskussion (Umlage etc.) HKN-Regelungen Koordination Netz
CO ₂ Vermeidungskosten/ Pönale		55 €/t CO ₂ in 2025 (BEHG)	Ca. 30-40 €/t CO ₂ in 2025 aus EU ETS, ggf. weitere Quotenvorgaben (z. B. Grünstahl)	Flottenziele (ggf. adaptiert f. H ₂) PKW: ~ 500 €/tCO ₂ ; LKW: ~6.000 €/t Quotenvorgaben (z. B. Kerosin)	Ca. 30-40 €/t CO ₂ in 2025 aus EU-ETS
Eintrittsbarrieren – Gesamt		Mit Blending zu Beginn moderat	Stark prozessabhängig Teile der Industrie Kosten-sensitiv im internationalen Wettbewerb	Hohe Umrüstkosten für Infrastruktur bei reinem H₂, Blends oder FT-Kraftstoffe mit günstigen Umrüstkosten	Hohe Umrüstkosten für neue Infrastruktur; bei reinem H₂, Blends mit günstigeren Umrüstkosten

Quelle: Frontier Economics

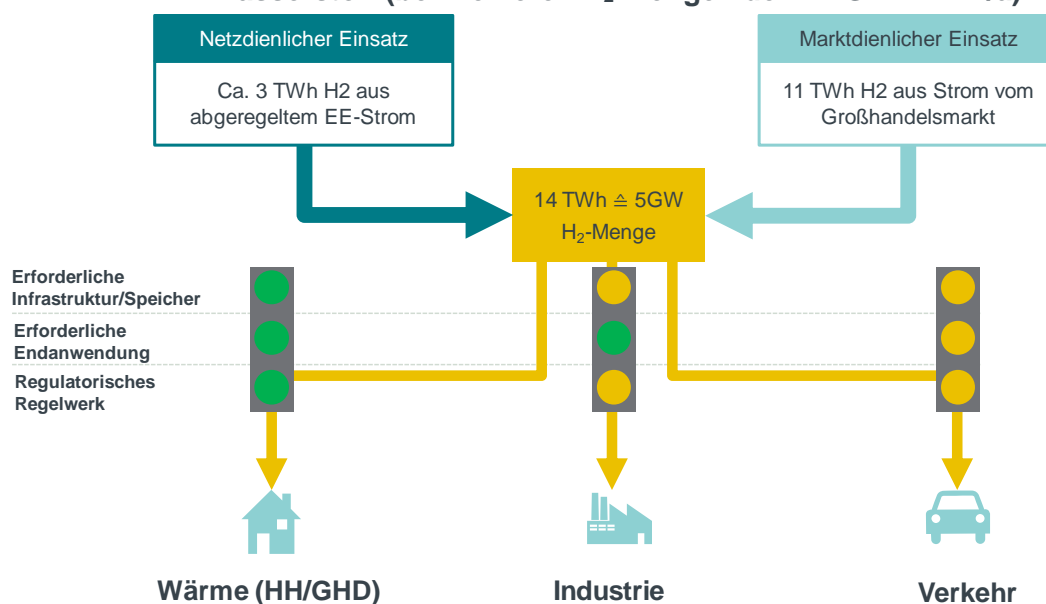
Hinweis: Beurteilung bezieht sich auf die kurzfristige Integration von 14 TWh grünem Wasserstoff.

Wärmesektor weist geringe Eintrittsbarrieren auf und kann eine wichtige Rolle als „Heimatmarkt“ für den Markthochlauf von Wasserstoff spielen

Die Systemintegrationskosten hängen also stark vom gewählten Ansatz der Wasserstoffnutzung („rein“ vs. „Blending“) sowie den Bestandsprozessen in der Industrie ab. Zahlungsbereitschaften der Nutzer sind zudem stark durch sektorabhängige Regularien getrieben (z. B. CO₂-Preise, Quotenregeln, Pönalen, Ausnahmeregelungen). Es ist aus unserer Sicht nicht eindeutig zu beurteilen, ob bestimmte Sektoren als Heimatmarkt von vornherein bevorzugt oder verworfen werden sollten. Auch besteht die Frage, wie neben den Integrationskosten der Faktor „Zeit“ zu bewerten ist.

Der Wärmemarkt weist im Vergleich zu den anderen Sektoren derzeit eher geringe Eintrittsbarrieren für die Aufnahme des grünen Wasserstoffs in der Markthochlaufphase auf (Abbildung 4). Die Gasinfrastruktur und die Gasanwendungen für Wärme könnten unter Einhaltung der technischen Blending-Grenzen ohne größere Probleme 14 TWh grünen Wasserstoff aufnehmen (14 TWh/360 TWh Erdgas im Wärmesektor: ca. 11,7 %; 14 TWh bei 1.000 TWh Endenergieverbrauch im Wärmesektor: 4,2 %).

Abbildung 4 Geringe Eintrittsbarrieren im Wärmemarkt für grünen Wasserstoff (bei kleineren H₂-Mengen der NWS: 14 TWh/a)



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Schematische Darstellung – im Einzelfall kommt es auch stark auf Prozesse (z. B. Industrie), Standorte (z. B. Stromnetzsituation) und regionale Netze/Systeme und die dort erlaubten Blendingraten an.

Auch die Endkundenpreisimplikation und die Preissensitivität der Endkunden spielt eine wichtige Rolle für den „Heimatmarkt“

Letztlich müssen Missing Money (z. B. Fördermittel, Einspeiseprämien, Ausnahmeregelungen bei Kostentragung) und Systemintegrationskosten (z. B.

Investitionen in Netze und Endkundenanwendungen) auch finanziert werden. Mit Blick auf die Sektoren wäre hier festzustellen:

- **Industrie:** Derzeit existiert in der Industrie ein Bedarf von 55 TWh_{H₂}. Auch ohne große Umstellungskosten ist in einigen Prozessen eine Substitution von grauem Wasserstoff gut möglich, wenn die Elektrolyseure „an der richtigen Stelle“ im Stromnetz stehen und/oder direkt in ein bestehendes H₂-Netz einspeisen können. Es spricht also nichts dagegen, auch grünen Wasserstoff in den geeigneten Industrieprozessen „unterzubringen“. Zu bedenken ist allerdings, dass dies auch häufig Unternehmen sind, die im internationalen Wettbewerb stehen. Diese Unternehmen reagieren sehr sensitiv auf Kostenerhöhungen. Es stellt sich deshalb die Frage, inwieweit die Möglichkeit und Bereitschaft zur Tragung des Missing Money bei diesen Industrieunternehmen besteht. Damit verbunden sind Themen wie der „Schutz“ (beihilfekonformes „Shielding“) im internationalen Wettbewerb.¹⁸
- **Verkehr:** Die Pönalen für Fahrzeughersteller im Verkehrssektor aus der Flottenzielregulierung sind sehr hoch¹⁹ – dies spiegelt auch die eher hohen Vermeidungskosten im Sektor wider. Ebenfalls sind Kraftstoffanbieter aus der RED II (bzw. der jeweiligen nationalen rechtlichen Umsetzung der Mitgliedstaaten) mit hohen Pönalen bedroht, wenn sie die erforderliche Quote an erneuerbaren bzw. klimaneutralen Kraftstoffen nicht erreichen. Aktuell wird diskutiert, inwieweit Biokraftstoffe oder E-Fuels (auf Wasserstoffbasis) zukünftig als technische Lösung anerkannt werden²⁰. Je nach Pfad sind die Systemintegrationskosten im Verkehrssektor hoch. Die „Total Cost of Ownership“ bzw. Mobilitätskosten im Verkehrssektor werden unabhängig von der Wasserstoffnutzung im Durchschnitt deutlich ansteigen, da auch die vergleichbaren Alternativen wie E-Autos oder Biokraftstoffe sowie die strenger werdende Regulierung mittelfristig ohnehin zu einem starken Anstieg der Mobilitätskosten in Europa führen wird. Die Preissensitivität der Nutzer hängt wiederum stark vom Nutzertyp ab – so reagieren Logistikunternehmen in der Regel stärker, Stadtbewohner haben häufig bessere Ausweichmöglichkeiten, Teile der Landbevölkerung sind vermutlich mangels Alternative weniger preissensitiv.
- **Stromsektor** – Im Stromsektor gibt es bereits eine hohe Abgabenlast auf Endkundenpreise, so dass deutsche Haushaltsstrompreise zu den höchsten in Europa zählen (ca. 30 ct/kWh)²¹. Zudem spielt der Stromsektor zukünftig sowohl bei direkter als auch bei indirekter Elektrifizierung im Zuge der Sektorenkopplung eine große Rolle, so dass Kostensteigerung bzw. Erhöhung der Endkundentarife in diese Sektoren ausstrahlen würden.
- **Wärmesektor** – Der Wärmesektor ist bezogen auf die Endenergienachfrage am größten (mehr als 1000 TWh/a), davon rund 360 TWh/a in Form von

¹⁸ Vgl. dazu auch die Diskussion um Carbon Border Adjustment Mechanismen „CBAM“.

¹⁹ Sie betragen umgerechnet 475-600€ pro Tonne CO₂, siehe Frontier Economics/Flick Gocke Schaumburg (2020): Crediting System for renewable fuels in EU emission standards for road transport, Gutachten für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), S. 22.
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/C-D/crediting-system-for-renewable-fuels.pdf?blob=publicationFile&v=4>

²⁰ Frontier Economics/Flick Gocke Schaumburg (2020).

²¹ Vgl. Eurostat, https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics/de.

Erdgas. Im Vergleich zum Strom ist die kWh Stunde Erdgas für Haushalte noch relativ günstig (ca. 6 ct/kWh). Die Preissensitivität vieler Haushaltskunden dürfte z. B. im Vergleich mit der Industrie eher gering sein. Die Größe des Wärmemarktes, auf die das „Missing Money“ umgelegt werden kann, und die eher geringe Preissensitivität macht diesen Markt für die Wasserstoffverwendung attraktiv.

Fazit

Die Nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung sieht grünen Wasserstoff als Schlüsseltechnologie für die Energiewende und plant einen Markthochlauf von grünem Wasserstoff von bis zu 14 TWh_{H₂} bis 2030. Dabei sind gemäß der NWS diejenigen Sektoren als prioritär zu betrachten, in denen der Einsatz von Wasserstoff nahe an der Wirtschaftlichkeit ist und in denen weniger Optionen für Dekarbonisierung bestehen. Hinsichtlich des Markthochlaufs und der Verwendung in den Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie sollten folgende Aspekte nicht vergessen werden:

- Für einen erfolgreichen Markthochlauf sind noch viele wichtige Details beim Regulierungsrahmen zu klären. Dies gilt – unabhängig von der sektoralen Verwendung – insbesondere für den Nachweis von grünem Wasserstoff, für die Kostentragung von Steuern und Umlagen, Wasserstoffnetzregulierung, etc. Sektorspezifisch sind insbesondere die Regeln für Industrie und E-Fuels (Flottenregulierung) zeitnah weiter auszugestalten. Auch Regeln zur Einbettung in den internationalen Handel von grünem oder blauem Wasserstoff sind noch festzulegen.
- Die Wirtschaftlichkeit der P2H₂-Anlagen ist aktuell – auch bei einer vorteilhaften Kombination aus netz- und marktdienlichem Betrieb – nicht gegeben. Das Missing Money als Kostengap zwischen Gestehungskosten für grünen Wasserstoff und der Zahlungsbereitschaft der Verwender („anlegbare Preise“) beträgt bei 14 TWh/a und den hier unterstellten Annahmen zum regulatorischen Rahmen rund 0,3 bis ca. 1 Mrd. EUR/a. Erhebliche sektorspezifische Systemintegrationskosten kämen hier noch hinzu.
- Am Ende müssen alle Sektoren dekarbonisiert werden. Für den in der NWS vorgesehenen Markthochlauf ist es wichtig, zeitnah zu starten. Mit Blick auf Schnelligkeit, Preissensitivität, Größe und Klarheit im regulatorischen Rahmen kann der Wärmesektor durchaus ein wichtiger „Heimatmarkt“ in der kurzen Frist für den Markthochlauf von grünem Wasserstoff sein.

Anhang

Tabelle 2 Annahmen zu Netzentgelten, Steuern und Abgaben im Best Case

		Netzdienlich		Marktdienlich		Dediziert marktdienlich	
Strom Netzentgelte							
Leistung	EUR/MW _{el}	0	Befreiung gem. § 118 Abs. 6 EnWG für Anlagen die bis zum 4.8.2026 in Betrieb gehen	0	Befreiung gem. § 118 Abs. 6 EnWG für Anlagen die bis zum 4.8.2026 in Betrieb gehen	0	Keine Entnahme aus Stromnetz
Arbeit	EUR/MWh _{el}	0		0		0	
Strom Abgaben und Steuern							
EEG-Umlage (§ 64 EEG)	EUR/MWh _{el}	0	Befreiung für grünen Wasserstoff gem. EEG 2021	0	Befreiung für grünen Wasserstoff gem. EEG 2021	0	Befreiung für grünen Wasserstoff gem. EEG 2021
§ 19 StromNEV - Arbeit	EUR/MWh _{el}	0	Befreiung analog zu „Nutzen statt Abregeln“ für PtH	0,25	Reduktion (Letztverbraucher produzierendes Gewerbe, Stromkosten mind. 4 % Umsatz)	0	Netzentgeltgekoppelte Umlage
§ 19 StromNEV - Leistung	EUR/MW _{el}	0		4320	Gebühr für erste GWh	0	
KWK-Umlage (§ 26, 26a, 26b, 27 KWKG)	EUR/MWh _{el}	0	Befreiung für grünen Wasserstoff gem. EEG 2021	0	Befreiung für grünen Wasserstoff gem. EEG 2021	0	Befreiung für grünen Wasserstoff gem. EEG 2021
Konzessionsabgabe (§ 2 KAV)	EUR/MWh _{el}	0	Befreiung analog zu „Nutzen statt Abregeln“ für PtH	0	Annahme Sondervertragskunde	0	Netzentgeltgekoppelte Umlage
§ 18 AbLaV	EUR/MWh _{el}	0		0,09	Regulärer Tarif	0	
Stromsteuer (§ 9b StromStG)	EUR/MWh _{el}	0		15,37	Reduktion für produzierenden Gewerbes	0	Befreiung (gem. EWI/IAEW 2020)
Offshore-Netzumlage (§ 17 f EnWG)	EUR/MWh _{el}	0	Befreiung für grünen Wasserstoff gem. EEG 2021	0	Befreiung für grünen Wasserstoff infolge des EEG 2021	0	Befreiung für grünen Wasserstoff gem. EEG 2021
Gas Netzentgelte	EUR/MWh _{H2}	-3,5	Anwendung Biogasregelung (Gutschrift für 10 Jahre. Annahme 4000 VLH/a)	-3,5	Anwendung Biogasregelung (Gutschrift für 10 Jahre. Annahme 4000 VLH/a)	-3,5	Anwendung Biogasregelung (Gutschrift für 10 Jahre. Annahme, 4000 VLH/a)
Gas Abgaben und Steuern	EUR/MWh _{H2}		Keine relevanten Abgaben und Steuern				

Quelle: Frontier Economics

Tabelle 3 Annahmen zu Netzentgelten, Steuern und Abgaben im Worst Case

		Netzdienlich		Marktdienlich		Dediziert marktdienlich	
Strom Netzentgelte							
Leistung	EUR/MW _{el}	0	Befreiung gem. § 118 Abs. 6 EnWG für Anlagen die bis zum 4.8.2026 in Betrieb gehen	18810	Belastung des Netzes wg. Späterer Anlage. Beispielhaft Entgelt für 110 kV von SH Netz ²²	0	Keine Entnahme aus Stromnetz
Arbeit	EUR/MWh _{el}	0		47,90		0	
Strom Abgaben und Steuern							
EEG-Umlage (§ 64 EEG)	EUR/MWh _{el}	0	Befreiung für grünen Wasserstoff gem. EEG 2021	0	Befreiung für grünen Wasserstoff gem. EEG 2021	0	Befreiung für grünen Wasserstoff gem. EEG 2021
§ 19 StromNEV - Arbeit	EUR/MWh _{el}	0	<i>Befreiung analog zu „Nutzen statt Abregeln“ für PtH</i>	0,5	<i>Keine Reduktion, Abnahme > 1 GWh</i>	0	Netzentgeltgekoppelte Umlage
§ 19 StromNEV - Leistung	EUR/MW _{el}	0		4320	Gebühr für erste GWh	0	
KWK-Umlage (§ 26, 26a, 26b, 27 KWKG)	EUR/MWh _{el}	0	Befreiung für grünen Wasserstoff gem. EEG 2021	0	Befreiung für grünen Wasserstoff gem. EEG 2021	0	Befreiung für grünen Wasserstoff gem. EEG 2021
Konzessionsabgabe (§ 2 KAV)	EUR/MWh _{el}	0	<i>Befreiung analog zu „Nutzen statt Abregeln“ für PtH</i>	1,10	<i>Keine Befreiung wg. Sondervertragskunde</i>	0	Netzentgeltgekoppelte Umlage
§ 18 AbLaV	EUR/MWh _{el}	0		0,09	Regulärer Tarif	0	
Stromsteuer (§ 9b StromStG)	EUR/MWh _{el}	0		20,50	<i>Keine Befreiung</i>	0	Befreiung (gem. EWI/IAEW 2020)
Offshore-Netzumlage (§ 17 f EnWG)	EUR/MWh _{el}	0	Befreiung für grünen Wasserstoff gem. EEG 2021	0	Befreiung für grünen Wasserstoff infolge des EEG 2021	0	Befreiung für grünen Wasserstoff gem. EEG 2021
Gas Netzentgelte	EUR/MWh _{H2}	0	Keine Anwendung der Gutschrift für Biogas	0	Keine Anwendung der Gutschrift für Biogas	0	Keine Anwendung der Gutschrift für Biogas
Gas Abgaben und Steuern	EUR/MWh _{H2}	Keine relevanten Abgaben und Steuern					

Quelle: Frontier Economics

²² Netzentgelt könnte gegebenenfalls durch Vereinbarung eines individuellen Netzentgeltes (siehe § 19 StromNEV) auch geringer ausfallen.