

IMPULSPAPIER EINFÜHRUNG UND REGULIERUNG NACHHALTIGER POWER-TO-X-TECHNOLOGIEN

Berlin, 29.10.2020

Im Auftrag des Bund für Umwelt- und Naturschutz Deutschland e.V.
im Rahmen des Kopernikus-Projekts P2X, gefördert durch das BMBF

Autoren F. Huneke, M. Claußner

INHALTSVERZEICHNIS

1. Zielszenarien für Power-to-X im Vergleich.....	1
1.1. Benötigte Mengen von Wasserstoff.....	1
1.2. Produktion von Wasserstoff.....	1
1.3. Import oder Autarkie?.....	3
1.4. Wasserstoff als Edukt	4
2. Drei energiepolitische Leitgedanken für eine zielgerichtete Wasserstoffförderung.....	5
3. Energiepolitische Ansätze für einen Markthochlauf	6
3.1. Direkte Förderung von PtG-Anlagen	8
3.2. Quotensystem für die H ₂ -Nachfrage.....	10
3.3. CO ₂ -Kennzeichnung von PtX-Produkten.....	12
3.4. Carbon-Contracts-for-Difference	15
3.5. Verringerte Stromnebenkosten für PtX-Anwendungen.....	19
3.6. Anhebung der EE-Ziele im Verhältnis des zusätzlichen Stromverbrauchs oder Nichtanrechnung des Stromverbrauchs für PtX auf EE-Ziele	21
3.7. Vergleich der energiepolitischen Ansätze	23
4. Zusammenfassung: Förderung und Regulierung von Power-to-X	24
5. Literaturverzeichnis	26
6. Kurzportrait Energy Brainpool.....	27

1. ZIELSZENARIEN FÜR POWER-TO-X IM VERGLEICH

Wie viel Wasserstoff braucht ein treibhausgasneutrales Energiesystem? Wo kommt er her und welche Technologien sind für seine Produktion, Transport und Nutzung notwendig? Welcher Zeitpunkt ist für welche Entwicklung von Wasserstofftechnologien der richtige? Diese und andere grundlegende Fragen wurden in verschiedenen Zukunftsstudien untersucht und aus den Antworten lassen sich Schlussfolgerungen und Leitlinien ableiten, die einen zielgerichteten Diskurs über die Förderung eines Wasserstoffhochlaufs ermöglichen.

1.1. BENÖTIGTE MENGEN VON WASSERSTOFF

Zukunftsszenarien, die die Treibhausgasemissionen (THG) langfristig um 80 % oder mehr reduzieren, verwenden Wasserstoff als Energieträger. In diesem Punkt sind sich die betrachteten Studien mangels technisch ausgereifter Alternativen für einige Anwendungsbereiche einig. Doch die benötigten Mengen variieren zwischen Studien und Szenarien sehr stark, etwa um den Faktor 10. Szenarien, die zur Defossilisierung ein sehr hohes Maß an Energieeffizienz voraussetzen (97 TWh/a Wasserstoffnachfrage in einer Studie des Umweltbundesamts¹) oder eine Entwicklung hin zur Suffizienz annehmen (230 TWh/a im Szenario „Suffizienz“ in einer Studie des Fraunhofer ISE²) geben eine untere Bandbreite für die Wasserstoffnachfrage vor, die bis zur Mitte der Jahrhunderts erwartet wird. Zum Vergleich: Die nationale Wasserstoffstrategie erwartet eine Wasserstoffnachfrage von 90 bis 110 TWh/a schon im Jahr 2030. Noch größer ist der Unterschied zu Zukunftsszenarien mit weitgehend defossilisierten Energiesystemen, die eine deutlich höhere Erwartung an die künftige Wasserstoffnachfrage haben. Das Technologiemix-Szenario der Studie der DENA³ mit dem Ziel einer THG-Reduktion von 95 % erwartet eine Nachfrage von 908 TWh nach Wasserstoff oder vergleichbaren synthetischen Brennstoffen. Bei der industriellen Wasserstoffnachfrage spielen das ökonomische und ökologische Potenzial von der Abscheidung und Speicherung von CO₂ (Carbon Capture and Storage, CCS) und der Einsatz von Wasserstoff als konkurrierende THG-Minderungstechnologien insbesondere bei der Stahlherstellung eine maßgebliche Rolle, betont eine Studie von Prognos und Boston Consulting Group im Auftrag des BDI⁴. Während alle betrachteten Szenarien die Industrie sowie den Flug- und Schiffsverkehr als Haupteinsatzgebiete für Wasserstoff sehen, variieren die Annahmen bezüglich des Gebäude-, Strom- und restlichen Verkehrssektors stärker.

Schlussfolgerung für Förderinstrumente: Mit hoher Wahrscheinlichkeit muss ein nachfrageorientiertes Förderinstrument die Industrie sowie den Flug- und Schiffsverkehr ansprechen. Dennoch ist nicht unwahrscheinlich, dass ein solches Förderinstrument auch dezentrale Endanwendungen wie Wärmebereitstellung oder Individualverkehr ansprechen können muss. Noch herrscht kein Konsens darüber, inwieweit die Transport- und Verteilungsinfrastruktur für Wasserstoff dezentrale Nutzer antizipieren muss.

1.2. PRODUKTION VON WASSERSTOFF

Zwei Wege zur Herstellung von Wasserstoff werden in den betrachteten Studien diskutiert. Keines der betrachteten Zukunftsszenarien mit mindestens 80 % THG-Reduktion nimmt an, dass

¹ (Umweltbundesamt, 2019)

² (Sterchele, et al., 2020)

³ (Bründlinger, et al., 2017)

⁴ (Gerbert, et al., 2018)

Wasserstoff fossilen Ursprungs mittel- oder langfristig Verwendung findet. Wasserstoff fossilen Ursprungs wird über Herstellungsverfahren gewonnen, die Erdgas oder Kohle einsetzen und THG-Emissionen entlang der gesamten Produktionskette aufweisen. Dazu zählt die Dampfreforrierung als das am weitesten verbreitete, und derzeit wirtschaftlichste Produktionsverfahren für Wasserstoff. Perspektivisch ist Wasserstoff fossilen Ursprungs ein ökonomisch attraktives Exportgut für heutige Exporteure fossiler Energieträger. Der Teil der Emissionen, der während des Prozessschritts der chemischen Reaktion stattfindet, lässt sich über Verfahren reduzieren, die als "Carbon Capture and Storage" zusammengefasst werden. In der Praxis bestehen in Europa einerseits Zweifel an der Umweltverträglichkeit und Sicherheit dieser Verfahren, andererseits ist Klimaneutralität hinsichtlich der gesamten Prozesskette (Förderung und Transport der fossilen Edukte) in der Praxis unerreichbar.

Daher nehmen alle betrachteten Zukunftsszenarien an, dass der Wasserstoff über das Elektrolyseverfahren⁵ hergestellt wird. Die chemische Reaktion der Aufspaltung des Wassermoleküls in Wasserstoff und Sauerstoff hat eine Reaktionsenthalpie von 78,78 kWh je Kilogramm Wasserstoff⁶. Diese Energiemenge muss unter Standardbedingungen als Strom, und zum Teil als Wärme, zugeführt werden, um die Reaktion ablaufen zu lassen. Der positive Klimaeffekt dieser Form der Wasserstoffproduktion ist damit in erster Linie von der Interaktion mit dem Elektrizitätssystem abhängig. Dabei ist speziell der Einsatz von fluktuierend eingespeistem Strom aus Anlagen erneuerbarer Energien eine notwendige Voraussetzung für die THG-mindernde Integration von Elektrolyseuren in das Energiesystem. Dass Elektrolyseure grundsätzlich zu dieser flexiblen Produktion in der Lage sind, zeigt eine Studie von Wissenschaftlern der TU Berlin (Milanzi, et al., 2018). Hohe Lastgradienten, kurze Aktivierungszeiten und ein großer Betriebsbereich wurden sowohl bei der alkalischen, der Protonen-Austausch-Membran- (PEM), und der Hochtemperatur-Elektrolyse nachgewiesen. Für den Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung sind insbesondere Viertelstunden eine relevante Zeiteinheit. Die Kennzahlen für die Dynamik der Elektrolyseure wird in Sekunden bis hin zu einer Minute angegeben und unterschieden. Die PEM-Elektrolyse zeigt sich am flexibelsten, doch auch die beiden anderen untersuchten Elektrolyse-Technologien zeigten in den Tests eine, an diesen Maßstäben gemessen, sehr hohe Flexibilität. Langzeitstudien und die technische Entwicklung hin zu Elektrolyseuren mit einer hohen Anzahl von Start-Stopp-Zyklen und wiederkehrendem Betrieb in Überlast, zur Aufnahme von Erzeugungsspitzen, stehen noch aus. Hier besteht Forschungsbedarf. Eine eigene Studie (Energy Brainpool, 2019) zum Einsatz von Elektrolyseuren in Deutschland in einem klimaneutralen Zielsystem kam zu dem Ergebnis, dass jährlich 290 Start-Stopp-Zyklen bei 1.700 Vollbenutzungsstunden die künftige auslegungsrelevante Fahrweise charakterisieren.

Strom ist ein leitungsgebundenes und bei guter Netzführung homogenes Gut und bietet daher aus physikalisch-technischer, verbrauchsseitiger Sicht keinerlei Unterscheidungsmerkmale. Daher eignet sich nur die bilanzielle Wirkung des Stromverbrauchs von Elektrolyseuren für eine Bewertung des Klimaeffekts. Zur teilweisen Deckung der Wasserstoffbedarfe in Abschnitt 1.1 mittels heimischer Elektrolyseure gehen die hier betrachteten Szenarien von sehr unterschiedlichen installierten Leistungen und durchschnittlichen Volllaststunden aus. Abbildung 1 bietet hierzu eine Übersicht. Volllaststunden (VLS) zwischen 2.000 und 5.000 Stunden und installierte Elektrolyseleistungen von bis zu 120 Gigawatt werden erwartet.

⁵ Die Wasserstoffproduktion in Kombination mit biologischen Prozessen (Biomasse, Algen) wird hier vernachlässigt. In einigen betrachteten Zukunftsszenarien werden diese Technologien erwähnt, finden bei der Zuschreibung von künftigen Produktionsmengen jedoch noch keine oder nur in sehr geringem Ausmaß Betrachtung.

⁶ Üblicherweise wird die Reaktionsenthalpie in der Einheit 285,83 kJ/mol_{H₂} angegeben.

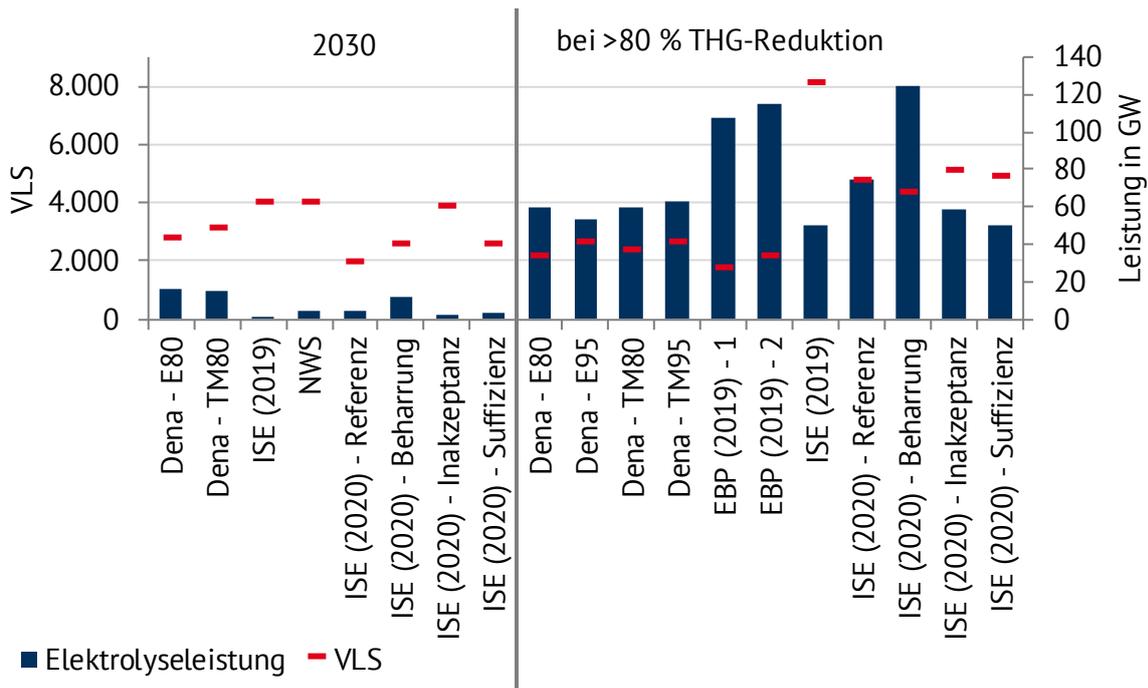


Abbildung 1: Elektrolyseleistung und durchschnittliche jährliche Volllaststunden (VLS) je Zielszenario für 2030/2050

Schlussfolgerung für Förderinstrumente: Der Markthochlauf der Wasserstoffproduktion sollte über Förderinstrumente derart begleitet werden, dass sich Elektrolysewasserstoff mit einer hinsichtlich der THG-Reduktion positiven Wechselwirkung mit dem Stromsystem durchsetzt. Das geschieht insbesondere, wenn Elektrolyseure sich in ihrer Fahrweise an das EE-Dargebot anpassen. Nachfrageseitige Instrumente haben über Staatsgrenzen hinaus Lenkungswirkung und sollten daher Elektrolysewasserstoff fördern, die zusätzlichen erneuerbaren Strom beziehen. Eine Weiterentwicklung und Erprobung der Wasserstoffproduktion fossilen Ursprungs mit geringen THG-Emissionen scheint auf Grundlage der betrachteten Zukunftsszenarien nicht sinnvoll.

1.3. IMPORT ODER AUTARKIE?

Alle betrachteten Zukunftsszenarien sehen entweder das Potenzial für die Wasserstoffproduktion an heimischen Standorten als begrenzt an, oder machen keine Aussage über den Produktionsort des Wasserstoffs. In Szenarien mit einem geringen Wasserstoffbedarf überwiegt der Anteil heimisch produzierten Wasserstoffs. In Szenarien mit einer hohen Nachfrage überwiegt hingegen der Importanteil.

Eine Mehrzahl der betrachteten Studien verweist auf den hohen heutigen Importanteil der genutzten Primärenergieträger. Eine Erhöhung des Anteils heimischer Energieträger und damit der Autarkie findet sich teils als Optimierungsergebnis, teils als angenommene politisch motivierte Entwicklung wieder. Eine vollständige Deckung der Wasserstoffnachfrage aus heimischen Produktionsstandorten wird nirgends angenommen.

Für die Herkunft des importierten Wasserstoffs geben die Studien sowohl EU- als auch nicht-EU-Länder an. Übereinstimmendes Kriterium für die Auswahl von Exportländern sind in den Studien eine hohe Verfügbarkeit von kostengünstig erschließbaren erneuerbaren Primärenergieträgern, auch unter Berücksichtigung der Transportkosten.

Konkret werden in den hier betrachteten Studien die EU (insbesondere Nord-/Ostsee), Nordafrika, der Mittlere Osten und Island genannt⁷. Bisher hat sich die Bundesregierung mit Australien, Chile, Japan, Marokko, Russland, Saudi-Arabien, Südkorea, Südafrika, den Vereinigten Arabischen Emiraten sowie den Staaten der ECOWAS-Zone ausgetauscht⁸.

Schlussfolgerung für Förderinstrumente: Da möglicherweise ein überwiegender Anteil des in Deutschland nachgefragten Wasserstoffs importiert wird, muss die Ausgestaltung von Förderinstrumenten ihren Einfluss auf die Wasserstoffproduktion im EU- und nicht-EU-Ausland berücksichtigen. Einen Klimanutzen kann die Förderung nur hervorbringen, wenn durch sie auch im Ausland nur nachhaltige Formen der Wasserstoffproduktion gefördert werden. Da die Nutzung erneuerbarer Primärenergie im Ausland kostengünstiger erfolgen kann als in Deutschland, ist mit einem Gefälle der Produktionskosten zu rechnen. Die Etablierung eines heimischen Marktes erfolgt damit unter Berücksichtigung gewichtiger Argumente wie Autarkie, Wertschöpfung und Einfluss auf Technologieentwicklung. Gleichzeitig sollte ein Förderinstrument, das zur Etablierung eines Heimatmarktes beiträgt, nicht zu unverhältnismäßigen volkswirtschaftlichen Mehrkosten führen.

1.4. WASSERSTOFF ALS EDUKT

Uneinig sind sich die Studien bis zu welchem Grad Wasserstoff direkt von energetischen Endanwendungen genutzt wird, oder ob es in einem relevanten Maßstab als Edukt für synthetische Brennstoffe eingesetzt werden soll. Für die direkte Nutzung sprechen die Vermeidung von Energieverlusten bei der Umwandlung in synthetische Brennstoffe sowie die vollständige Vermeidung lokaler Schadstoffemissionen. Grundsätzlich existiert aus Endanwendersicht das technische Potenzial für einen weitgehenden Verzicht auf synthetische Brennstoffe aus Wasserstoff. Die Brennstoffzelle, wasserstoffbetriebene Gasturbinen oder -motoren und Verbrennungstechniken für den Gebäudebestand sowie gekoppelte Anwendungstechniken sind – wenn auch nicht großflächig erprobt – technisch realisierbar. Für einen höheren Anteil von synthetischen Brennstoffen sprechen Vorteile bei Speicherung, Transport und Verteilung und die Verlässlichkeit sowie der Entwicklungsvorsprung bei Endanwendungen auf Basis von vergleichbaren fossilen Energieträgern.

Eine detailliertere Untersuchung der Durchdringung von Wasserstoff und synthetischen Brennstoffen aus diesem findet sich in der dena-Leitstudie⁹. Hier sehen wir eine eindeutig von Wasserstoff dominierte Ausrichtung bis zu einer THG-Reduktion von 80 %. Bei einer weiteren THG-Reduktion auf 95 % dominieren hingegen synthetisches Methan und synthetische Brennstoffe. Sie kommen in Teilbereichen des Güterverkehrs sowie im Luftverkehr zum Einsatz und befeuern Gaskraftwerke in Zeiten einer Dunkelflaute. In der Studie „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem“ vom Fraunhofer ISE wird für einen Großteil der bedarfsgerechten Stromproduktion auch synthetisches Methan verwendet, und der Anteil synthetischer Brennstoffe im Bereich des Güter- und Luftverkehrs ist in den vergleichbaren Zukunftsszenarien hoch.

Schlussfolgerung für Förderinstrumente: Eine Umstellung auf eine reine Wasserstoffwirtschaft ist für ein Förderinstrument kein sinnvolles Ziel, da synthetische Kraftstoffe besonders im Güter- und Luftverkehr sowie zur Verstromung als notwendig oder kostengünstiger angesehen werden. Insbesondere die Rolle von synthetischem Methan zur bedarfsgerechten Stromproduktion wird

⁷⁷ Vgl. auch (Perner, et al., 2018)

⁸ (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020)

⁹ (Bründlinger, et al., 2017)

mehrheitlich als wichtig angesehen. Dies ist insbesondere für die Ausgestaltung von Förderinstrumenten bezüglich der Infrastruktur relevant. Der Transport und die Verteilung von Wasserstoff wird eine wichtige, aber nicht die einzige logistische Herausforderung für Brennstoffe.

2. DREI ENERGIEPOLITISCHE LEITGEDANKEN FÜR EINE ZIELGERICHTETE WASSERSTOFFFÖRDERUNG

Im Jahr 2020 manifestiert sich eine Trendwende im Diskurs über den Stellenwert von Wasserstoff in einem klimaneutralen Wirtschaftssystem. Die europäische und die deutsche Wasserstoffstrategie zeigen, dass die Wasserstoffwirtschaft in den Mittelpunkt der Debatte um Emissionsminderungen vor allem bei der Industrie gerückt ist. Dieser Pfad braucht Leitplanken, er führt nicht automatisch zu einer nachhaltigeren Wirtschaft.

Zwei große Herausforderungen bestehen darin, zunächst die Energienachfrage gleichzeitig bedarfsgerecht und möglichst Effizient mit dem beschränkten Dargebot erneuerbarer Primärenergiequellen zu bedienen. Aufgrund der hohen Energienachfrage droht eine schwer umkehrbare Entwicklung hin zum Import von Wasserstoff fossilen Ursprungs, wodurch THG-Emissionen über die Systemgrenzen hinweg verlagert werden, außerhalb derer die hiesige Klima- und Energiepolitik keinen Einfluss hat.

Nachfrage: Die Umstellung auf Wasserstoff-basierte Endanwendungen muss gleichzeitig den Pfad zu geringen Emissionen und zu hoher Nachhaltigkeit ebnen, diese zwei Ziele sind nicht deckungsgleich.

Viele Wasserstoff-basierte Anwendungen haben für den Endverbraucher verlockende Vorteile im Bereich der Flexibilität, der Sicherheit und der Planbarkeit. Das endliche Angebot an nachhaltig nutzbarer erneuerbarer Primärenergie verlangt ihre maximale, direkte Nutzung mit minimalen Umwandlungsverlusten. Daher haben bei möglichen Maßnahmen zur THG-Reduktion Energieeffizienz und Elektrifizierung eine höhere Priorität als die Umstellung auf Wasserstoff. Dies gilt jedenfalls so lange, wie die elektrifizierten Endanwendungen auch wirklich zeitgleich erneuerbaren Strom aufnehmen, also muss zum Beispiel das Ladeprofil von E-PKWs in sehr hohem Maße flexibilisiert werden. Gelingt die Flexibilisierung hingegen nicht, verschlechtert sich der relative Klimanutzen elektrifizierter Endanwendungen dramatisch.

Des Weiteren erhöht eine zu frühe hohe Wasserstoffnachfrage die Wahrscheinlichkeit der Etablierung und Manifestierung von Wasserstoff fossilen Ursprungs als Energiequelle.

Angebot: Die Wasserstoffproduktion muss die CO₂-Emissionen unter Berücksichtigung der gesamten Prozesskette international reduzieren. Das kann nur Wasserstoff erneuerbaren Ursprungs leisten. Doch das Potenzial zur Nutzung erneuerbarer Primärenergie ist heute noch nicht intensiv erschlossen. Im Jahr 2019 betrug der Anteil erneuerbarer Energien am deutschen Bruttostromverbrauch 42 %¹⁰. Gemäß Verbrauchs- und Erzeugungsdaten der ENTSO-E erzeugten Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien nur in 102 Viertelstunden (0,3 % des Jahres) mehr Strom als nachgefragt wurde. Der Zubau von Elektrolyseuren als intensive Stromverbraucher muss sowohl durch einen intensiven Zubau erneuerbarer Energien begleitet werden als auch die Integration dieser durch eine flexible Fahrweise erleichtern.

Pfadabhängigkeit: Ein hoher Anteil inländischer und europäischer Wasserstoffproduktion aus Elektrolyse reduziert das heute sehr hohe Risiko eines Lock-Ins auf eine fossil angetriebene „blaue Wasserstoffwirtschaft“. Ein hoher europäischer Autarkiegrad bei der Energieversorgung,

¹⁰ Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (2020): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html

gerade zu Beginn der Etablierung der Wasserstoffwirtschaft, ermöglicht den größtmöglichen Einfluss auf ihre Nachhaltigkeit. Heute bestehende Kostenvorteile der Produktion von Wasserstoff fossilen Ursprungs können zu einem Lock-In auf den Import dieses letztendlich fossilen Energieträgers führen.

3. ENERGIEPOLITISCHE ANSÄTZE FÜR EINEN MARKTHOCHLAUF

Zunächst erfolgt hier eine kurze theoretische Vorüberlegung mit praxisrelevanter Schlussfolgerung, die sich aus (Poudineh, 2017) ergibt. Im Anschluss geht dieses Kapitel auf konkrete energiepolitische Ansätze ein. Das funktioniert wie folgt: Jeder Ansatz wird zunächst über einen Ausgestaltungsimpuls vorgestellt, der also eine denkbare Ausgestaltung konkret skizziert. Diese wird im Folgenden unter die Lupe genommen und Vor- wie Nachteile werden besprochen. Erst nachdem alle Ansätze vorgestellt wurden, erfolgt eine abschließende vergleichende Bewertung.

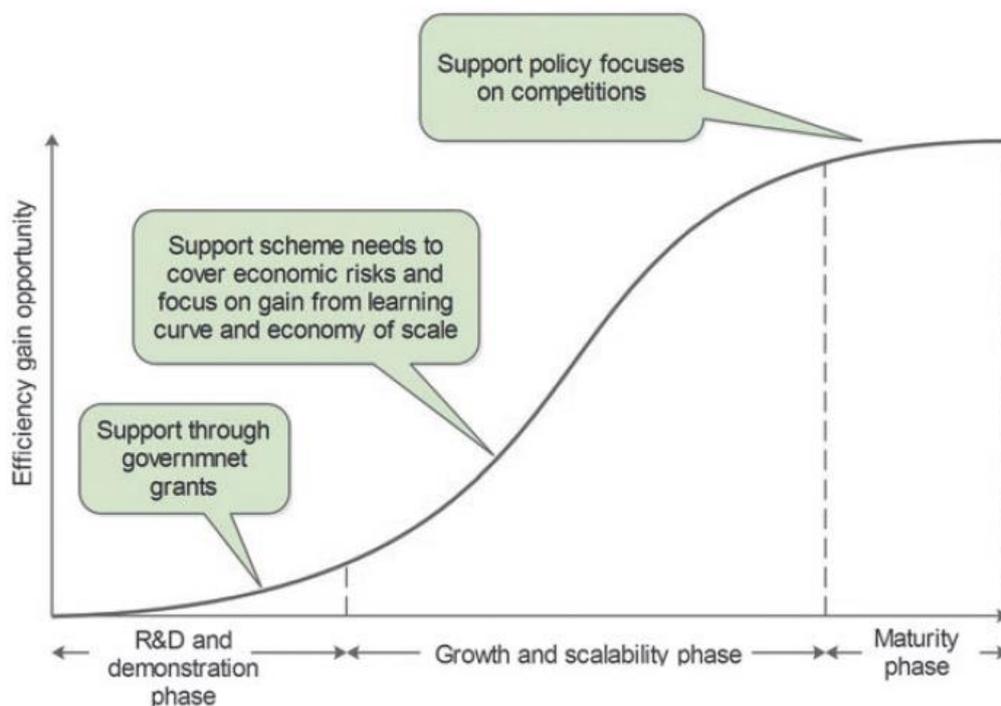


Abbildung 2: Drei Phasen der Förderung und Entwicklung von erneuerbaren Energien (Poudineh, 2017)

Abbildung 2 zeigt die Phasen, die neue Technologien erneuerbarer Energien bei ihrer Markteinführung durchlaufen, und verbindet sie mit den Anforderungen an das Förderdesign. In der ersten Phase geht es um Forschung & Entwicklung sowie Demonstrationsprojekte, in denen typischer Weise staatliche Zahlungen die Kosten decken. Diese Phase lässt die Wasserstoffgewinnung aus erneuerbaren Energien gerade hinter sich. Nutzungskonzepte für Wasserstoff wiederum sind unterschiedlich weit vorangeschritten; Wasserstoffgasturbinen sind noch im Forschungsstadium, Brennstoffzellenfahrzeuge haben sie bereits hinter sich gelassen, während die Ammoniak- und Methanolsynthese mittels Wasserstoff schon lange marktreif ist. Konzentrieren wir uns im Folgenden jedoch auf die Wasserstoffproduktion und den Markthochlauf der Power-to-Gas-Verfahren. Für diese beginnt nun die zweite Phase des Wachstums und der Hochskalierung. Durch die Übernahme von wirtschaftlichen Risiken wird eine Lernkurve herbeigeführt und der Skaleneffekt verringert die Technologiekosten. Die Erfahrung der Förderung erneuerbarer Energien über das EEG hat gezeigt, dass eine sukzessive Neuausrichtung und Nachjustierung typisch für diese Phase ist. Ziel ist die Marktreife. In dieser Phase werden die Technologien aus

der Förderung in den Wettbewerb untereinander entlassen – wie derzeit bei PV-Freiflächenanlagen und Windkraftanlagen zu beobachten.

Zusammenfassend sind die Anforderungen an eine Förderung für den PtG-Hochlauf, vor allem wirtschaftliche Risiken zu übernehmen, die Lernkurve anzureizen und Skaleneffekte zu provozieren.

3.1. DIREKTE FÖRDERUNG VON PTX-ANLAGEN

Ausgestaltungsimpuls für eine direkte Förderung

Investitionskosten für Elektrolyseure liegen 2020 bei rund 700 EUR/kW_e und können bis 2030 auf rund 500 EUR fallen. Produktionskosten für grünen Wasserstoff liegen bei rund 12 bis 18 ct/kWh_{th} und sind stark abhängig von Stromnebenkosten. Für grauen Wasserstoff betragen sie 3 bis 5 ct/kWh_{th}. Von 2020 bis 2025 werden Elektrolyseure beginnend mit 200 EUR/kW_e gefördert werden, der Wert wird jährlich angepasst und reduziert sich bis 2025 auf 0 EUR. Voraussetzung für diese Leistungskomponente ist ein systemdienlicher Standort, zum Beispiel ein Netzausbaugebiet. Zusätzlich erhält jeder Elektrolyseur über 10 Jahre eine Förderung von 9 ct/kWh_{th}, wenn er jedes Jahr unterhalb von 4.000 Vollbenutzungsstunden bleibt. Ab 2025 endet die kapazitätsbezogene Förderung und die mengenbezogene Förderung wird auf ein Ausschreibungsmodell umgestellt, das bis 2030 die politisch gewünschte Leistung von Elektrolyseuren sicherstellt. Dabei muss ab 2025 für jede geförderte kWh Wasserstoff nachgewiesen werden, dass im Abrechnungsjahr die benötigte Strommenge durch eine Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien im gleichen Marktgebiet gedeckt wird und nur noch 3.000 Vollbenutzungsstunden im Jahr erreicht. Diese Strommengen (Verbrauch nachgewiesene EE-Einspeisung) werden nicht auf das EE-Ziel von 65 % angerechnet.

Bei allen Zahlenwerten in diesem Beispiel handelt es sich um überschlägige Größen, die lediglich der Veranschaulichung dienen.

Bei der direkten Förderung hat die Energiepolitik mit der Förderung erneuerbarer Energien über das Erneuerbare-Energien-Gesetz bereits eine Blaupause geschaffen. Die Förderung kann grundsätzlich kapazitätsbezogen sein (EUR/Kilowatt installierte Leistung) oder bezieht sich, wie im Fall des EEGs, auf die produzierten Mengen (EUR/MWh). Die Förderhöhe wird gesetzlich festgeschrieben oder in einer Ausschreibung ermittelt. Die Mengenförderungen hat die Ausprägung von Fixpreisen und Differenzverträgen, bei der die Differenzen zum Marktpreis von Wasserstoff ausbezahlt würden. Die Förderdauer kann sich an der technischen Lebensdauer orientieren, oder an der Amortisationszeit ausgerichtet sein. Ein Vorteil der direkten Förderung ist die Möglichkeit, politisch gewünschte Entwicklungen über Voraussetzungen zur Förderung direkt anzureizen. Die Refinanzierung der Förderung über Umlagen, Steuermittel oder Abgaben ist eine rechtliche Frage, mit der sich dieses Gutachten nur Überblicksweise befasst.

Eine grundsätzliche Schwäche direkter Förderinstrumente ist die Beschränkung des Einflusses auf die inländische Produktion. Übersteigt die Wasserstoffnachfrage die geförderte Wasserstoffproduktion, so hat dieses Fördermodell keinen Einfluss auf die Produktion der residualen Mengen.

Variablen	Grundsätzliche Bewertung
Kapazitäts- oder mengenbezogen	Eine zumindest anteilige Mengenförderung scheint für Power-to-Gas aufgrund der hohen variablen Stromkosten zu Beginn dann notwendig, wenn über sie frühzeitig eine Wettbewerbsfähigkeit von Elektrolyse-Wasserstoff gegenüber herkömmlich produziertem Wasserstoff hergestellt werden soll. Sie hat auch den Vorteil, dass der Betrieb über die gesamte Laufzeit angereizt wird. Dahingegen hat die kapazitätsbezogene Förderung den Vorteil, dass für die geförderte Anlage die Kosten des Produktionsmittels Strom stärker ins Gewicht fällt und eine marktdienliche und letztlich systemdienliche Fahrweise stärker angereizt wird. Auch ist die kapazitätsbezogene Förderung resilienter gegen eine Änderung der regulativen Bedingungen des Strombezugs eines Wasserstoffproduzenten. Strombezugskosten und vor allem

	<p>Stromnebenkosten können eine Änderung erfahren, welche die Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseurs bei einem festgeschriebenen Mengenfördersatz überhöht (Bsp. Befreiung von EEG-Umlage) oder einschränkt (Bsp. Erhöhung der Netzentgelte). Ein überhöhter Mengenfördersatz birgt das Risiko eines Betriebs unabhängig vom Strompreis oder Netzengpässen und die flexible Fahrweise müsste durch eine Begrenzung der Volllaststunden angereizt werden.</p>
Förderhöhe fixiert/im Wettbewerb	<p>Eine gesetzlich fixierte Förderhöhe ist für die Planungssicherheit eines Power-to-Gas-Projektes förderlich. Die Anpassung der Förderhöhe an die Lernkurve ist eine herausfordernde regulative Aufgabe. Die Mengensteuerung über die stetige Anpassung neigt zu Phasen der Über- und Unterförderung. Die wettbewerblich ermittelte Förderhöhe geht mit mehr Risiken für den PtG-Anlagenbetreiber einher. Das verringert tendenziell die Akteursvielfalt und erhöht letztendlich auch die Kapitalkosten.</p>
Fixpreis oder Differenzverträge	<p>Solange kein verlässlicher überregionaler Marktpreis für Wasserstoff existiert, sind Fixpreise vorteilhaft. Sobald sich ein Marktpreis etabliert hat, helfen Differenzverträge bei der Marktintegration.</p>
Förderdauer	<p>Eine Förderung über die geplante technische Lebensdauer hinweg erhöht die Planungssicherheit für PtG-Anlagenbetreiber sowie einen politischen Einfluss auf die Fahrweise und den Weiterbetrieb der geförderten Investition. Sie ist jedoch teurer als eine Ausrichtung an der Amortisationszeit.</p>
Steuerungsoptionen der Förderung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Steuerung der gewünschten Anlagengröße und Dezentralität über differenzierende Fördersätze ▪ Steuerung der maximalen Auslastung bzw. marktkonformen Stromproduktion als Voraussetzung für die Förderung mit einer Begrenzung der Vollbenutzungsstunden ▪ Verknüpfung der Förderung mit Zubau erneuerbarer Energien, zum Beispiel über Zertifikate, Abschluss von langfristigen Stromlieferverträgen (PPA) mit Anlagen erneuerbarer Energien
Refinanzierung	<p>Die Fördersätze für die erzeugten Gasmengen müssen refinanziert werden, solange sie oberhalb der Marktpreise liegen. Einerseits kann dies über eine verbrauchsgebundene Abgabe erfolgen (Beispiele sind etwa EEG-Umlage, Stromsteuer oder Ökosteuern) oder aus Haushaltsmitteln finanziert werden. Dabei sind beihilferechtliche, wettbewerbsrechtliche und weitere rechtliche Fragestellungen relevant, die an anderer Stelle in Rechtsgutachten erörtert werden müssen.</p> <p>Grundsätzlich kann eine verbrauchsgebundene Abgabe auf den Gasverbrauch bestimmter Gruppen abzielen. Durch den preiserhöhenden Effekt hat sie eine Signalwirkung für die Energieeffizienz. Die betroffenen Verbrauchergruppen müssen die steigenden Energiekosten tragen. Das kann zu sozialen Verwerfungen führen, wenn private Verbraucher beteiligt sind, da die Energieverbräuche gleichverteilter sind als die Einkommen. Verbrauchergruppen mit Produkten im internatio-</p>

	<p>nalen Wettbewerb können Wettbewerbsnachteile erleiden. Die zahlende Verbrauchergruppe muss auch von den Vorteilen profitieren: Eine Abgabe von privaten Endkunden für eine Erhöhung des Wasserstoffanteils in der Industrie ist nicht sachgerecht. Eine Abgabe je Flug kann hingegen einen sinnvollen Beitrag zum Energiesparen und transparenten Refinanzieren leisten.</p> <p>Andererseits ist der haushälterische Ansatz der Refinanzierung in seiner Sozialverträglichkeit häufig überlegen, da die Belastung über das Steuersystem sozialverträglicher verteilt wird. Unter Beachtung der aktuellen Haushaltsslage läuft diese Sozialverträglichkeit jedoch womöglich der Generationengerechtigkeit zuwider, da die Mehrausgaben im Zweifel nicht durch eine Einsparung an anderer Stelle sondern durch eine Neuverschuldung finanziert wird. Das „Zukunftspaket des Koalitionsausschusses vom 3. Juni 2020“ sieht vor, dass 7 Mrd. Euro für den Markthochlauf von Wasserstofftechnologien in Deutschland zur Verfügung gestellt werden. Unterstellen wir Erzeugungskosten von 12 ct/kWh, so könnten davon über die Dekade die Produktion von 58 TWh Wasserstoff komplett gefördert werden.</p>
--	---

3.2. QUOTENSYSTEM FÜR DIE H₂-NACHFRAGE

Ausgestaltungsimpuls eines Quotensystems

Die heutige deutsche Wasserstoffnachfrage in Höhe von rund 55 TWh entstammt Raffinerieprozessen (Nebenprodukt), der Dampfreformierung aus Erdgas, der Kohlevergasung sowie der Chlor-Alkali-Elektrolyse. Grauer Wasserstoff, der aus der Dampfreformierung von Erdgas gewonnen wird, hat Gestehungskosten von 3 bis 5 ct/kWh. Über ein Quotensystem werden Wasserstoffverbraucher und Zwischenhändler, die Wasserstoff an Endverbraucher abgeben, verpflichtet, für einen wachsenden Anteil ihres Wasserstoffverbrauchs oder -handels Zertifikate zu erwerben. Diese weisen die Produktion von qualitätsspezifischem grünem Wasserstoff aus. Da die Produktionskosten für grünen Wasserstoff 2020 bei rund 12 bis 18 ct/kWh liegen, ergibt eine auf 10 % anwachsende Quote Mehrkosten von bis zu 1,5 ct/kWh und eine Nachfrage nach grünem Wasserstoff in Höhe von 5,5 TWh. Bis 2040 liegt die Quote bei 100 % und umfasst alle flüssigen, und bis 2050 alle flüssigen und gasförmigen Energieträger. Erhöht sich die Wasserstoffnachfrage, wie in der nationalen Wasserstoffstrategie beschrieben, so wäre die absolute Nachfrage nach grünem Wasserstoff höher. Für die Zertifikate wird ein maximaler Anteil von 75 % für Zertifikate aus dem Ausland festgelegt. Die Zertifikate sind international handelbar und haben eine Gültigkeit von einem Jahr.

Sowohl der Bioethanol-Anteil von Benzin als auch das Elcert-System (Grünstromfördersystem in Norwegen und Schweden) sind Beispiele für etablierte Quoten-Systeme in der Energiewirtschaft. Quoten werden auf den Verbrauch einer Verbrauchsgruppe angewendet, entweder eines Endverbrauchers oder eines Zwischenhändlers. Die Entwicklung der Quote muss zu langfristiger Planungssicherheit bei Produzenten von grünem Wasserstoff führen und gleichzeitig eine regulative Anpassung an die noch unbekanntere Dynamik von Nachfrageentwicklung und internationaler Entwicklung von Produktionskapazitäten zulassen. Zertifikate, die eine bestimmte Qualität von Wasserstoff oder anderen synthetischen Brennstoffen erneuerbaren Ursprung garantieren, fußen auf das Vertrauen in ihre Aussagekraft. Sie sollen die Qualitätsmerkmale eines Produktes einerseits möglichst barrierefrei andererseits möglichst betrugssicher handelbar machen.

Variablen	Grundsätzliche Bewertung
Bezugsgruppe	<p>Im Flugverkehr ist die Einführung einer Quote für synthetischer Brennstoffe erneuerbaren Ursprungs gut denkbar, da bezüglich des Brennstoffverbrauchs und einer zugehörigen wachsenden Quote eine vergleichsweise gute Planungssicherheit besteht. Für den Schiffsverkehr gilt grundsätzlich das Gleiche. Für industrielle Großverbraucher eignet sich eine direkte Anwendung der Quoten heute lediglich auf die Teilbereiche, in denen eine bestehende, planbare Wasserstoffnachfrage umgestellt werden kann und soll. Bei Raffinerien ist der Wasserstoffverbrauch aus interner Produktion hoch und fordert die langfristige Anwendbarkeit eines Quotensystems heraus. Für andere, neue industrielle Anwendungen auf Wasserstoffbasis ist ein fixes Quotensystem in Unkenntnis der Nachfrageentwicklung schwer umsetzbar. Auch für dezentrale Verbraucher, die künftig insbesondere durch den Wasserstoffverbrauch in den Sektoren Mobilität und Wärme entstehen können, ist eine direkte Anwendung einer Quote schwerer möglich. Hier wäre der Zwischenhändler die passende Bezugsgruppe. Jedoch ist auch hier die Nachfrageentwicklung schwer zu antizipieren.</p>
Entwicklung der Quote	<p>Die generierten Zertifikate müssen wertstabil sein, um bei der Investitionsentscheidung eine Rolle zu spielen. Bei Festlegung auf eine zu geringe Entwicklung der Quote entsteht keine Investitionssicherheit für Wasserstoffproduzenten, da der Zertifikatspreis verfielen. Andererseits führt eine zu hohe Quote zu hohen Preisen für grünen Wasserstoff und belastet die Verbraucher stark. Ob eine heute festgelegte Entwicklung der Quote zu hoch oder zu niedrig ist, ist aufgrund der hohen Dynamik, die beim Markthochlauf von Wasserstoff weltweit möglich ist, im Vorhinein schwer abzuschätzen. Besonders schwierig wird die Festlegung aufgrund der unbekanntem Nachfrageentwicklung von Wasserstoff. Die Analyse der Zielszenarien aus Kapitel 1.1 ergab sehr unterschiedliche Annahmen zur Nachfrageentwicklung. Die Menge, auf die sich eine Quote auswirken wird, schwankte in den betrachteten Studien um den Faktor 10. Zur Etablierung eines Heimatmarktes ist ein Maximalanteil der Importe von grünem Wasserstoff dienlich, der dann ebenfalls dauerhaft Bestand haben muss, wenn er verlässliche Rahmenbedingungen für eine Investition setzen soll.</p> <p>Insgesamt ist die Festlegung auf eine künftige Entwicklung einer Quote, die gleichsam für Verbraucher und Produzenten zweckmäßige Impulse setzt, die größte Herausforderung bei diesem Förderinstrument. Im Flugverkehr besteht diese Herausforderung in nur geringem Maße, er eignet sich daher grundsätzlich für die Anwendung einer Quote.</p>
Zertifizierung	<p>Die Zertifizierung der Qualität von Wasserstoff über seinen Produktionsprozess muss international abgestimmte Mindeststandards erfüllen, wenn sie Einfluss auf die Qualität von Wasserstoffimporten nehmen soll. Für die internationalen Qualitätsanforderungen müssen de-</p>

	<p>taillierte Nachhaltigkeitsstandards definiert werden. Die Zertifizierung muss akkreditierten Institutionen übertragen werden. Für bestimmte Handelsgeschäfte (zum Beispiel Importe) bietet sich eine Bindung des physikalischen Wasserstoffhandels an die Zertifikate an. Für andere Handelsgeschäfte (zum Beispiel marktgebietsintern) ist eine Loslösung des Zertifikatshandels denkbar. Zertifikate, die an einer Stelle eine Übererfüllung der Quote bedeuten würden, können an einen anderen Wasserstoffverbraucher verkauft werden, ohne den Wasserstofftransport bewerkstelligen zu müssen. Die Handelbarkeit von Zertifikaten an Börsen und bilateralen Märkten sollte dazu ermöglicht werden. Einige Optionen zur Zertifizierung werden auch in Kapitel 3.3 beschrieben.</p>
--	--

3.3. CO₂-KENNZEICHNUNG VON PtX-PRODUKTEN

Ausgestaltungsimpuls einer CO₂-Kennzeichnung

Der PtX-Prozess führt heute in unterschiedlichem Maße zu THG-Emissionen. Für grauen, blauen und grünen Wasserstoff wird eine Kennzeichnungspflicht für den Produzenten eingeführt, synthetische Brennstoffe unterliegen ebenfalls dieser Pflicht. Wasserstoff kann dieser Kennzeichnung gemäß nun qualitätsspezifisch gehandelt werden, z. B. Wasserstoff mit 0 bis 100 g_{CO₂}/kWh_{H₂}, 100-200 g_{CO₂}/kWh_{H₂}, usw. und eine unterschiedliche Bepreisung und klimaschutzrechtliche Würdigung erfahren. Die THG-Emissionen werden über die gesamte Prozesskette nach einem international einheitlichen Standard über eine Lebenszyklusanalyse ausgewiesen. Nationale Regelungen, die einem internationalen Standard vorausgehen können, sind international anschlussfähig. Die internationalen Regelungen erfüllen dabei im Wesentlichen folgende Mindeststandards: Bei grauem und blauem Wasserstoff finden sich Methan-Emissionen, Prozessemissionen und Restemissionen des CCS-Prozesses wieder. Bei Elektrolysewasserstoff spiegelt sich insbesondere die CO₂-Emission aus der Stromerzeugung wieder. Eine unabhängige Zertifizierungsstelle überprüft die Berechnungen und garantiert deren Integrität.

Bei der Einführung einer Kennzeichnung der THG-Emissionen, die mit PtX-Produkten einhergehen, stellt sich zunächst die Frage nach der Zuständigkeit für die Kennzeichnung und Prüfung. Bei der Bilanzierung von grauem und blauem Wasserstoff ist die sachgerechte Erfassung der Vorkettenemissionen von Erdgas mit einer internationalen Anwendbarkeit besonders herausfordernd. Bei Elektrolysewasserstoff ist die Bilanzierung der Vorkettenemissionen durch die Stromproduktion die zentrale Frage. Diese wird im Folgenden nur für Deutschland diskutiert, das größtenteils auf die EU, Norwegen und die Schweiz übertragbar ist. Die Optionen zur Nachweiserführung über diese Grenzen hinaus sind nicht Gegenstand dieses Impulspapiers.

Variablen	Grundsätzliche Bewertung
Zuständigkeit Kennzeichnung und Prüfung	Die notwendigen Informationen für die Kennzeichnung hat der Produzent und sollte diese daher durchführen. Um das internationale Vertrauen in den Handel mit Zertifikaten zu stärken, die die Qualität des Brennstoffs unter klimapolitischen Gesichtspunkten differenzieren, ist eine regelmäßige Überprüfung der Kennzeichnungen durch einen unabhängigen, sachverständigen Dritten notwendig. Die Notwendigkeit ergibt sich aus der Anreizwirkung der abzusehend höheren Bepreisung von Wasserstoff mit niedriger CO ₂ -Belastung.

<p>Erfassung von Vor-kettenemissionen</p>	<p>Die Kennzeichnung ist zur internationalen Vergleichbarkeit einer Norm entsprechend durchzuführen, beispielsweise kann eigens eine ISO-Norm angelehnt an ISO14067 entwickelt werden. Für grauen und blauen Wasserstoff ist insbesondere zu regeln, wie mit Methanemissionen bei Förderung, Aufbereitung, Transport und Verteilung umzugehen ist, diese sollten in die Kennzeichnung inkludiert sein. Hierin können auch Standardwerte für Emissionen in einzelnen Prozessschritten festgelegt werden, bei der lediglich ein Unterschreiten individuell testiert werden muss.</p> <p>Für Elektrolysewasserstoff stellt sich insbesondere die Frage nach der Anrechnung von CO₂-Emissionen der Stromproduktion. Solange der Elektrolyseur nicht technisch in einem rein erneuerbar gespeisten Stromnetz agiert¹¹, ist dies eine bilanzielle Aufgabe. Hier existieren in Deutschland drei teilweise vernetzte Bilanzierungssysteme:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Die eigentliche Bilanzierung von Strom erfolgt viertelstundenscharf über das Bilanzkreissystem der Übertragungsnetzbetreiber. Über Fahrpläne können Stromproduzenten, -verbraucher bzw. deren Energieversorgungsunternehmen und Stromhändler Mengen in und aus ihren Konten (Bilanzkreise) buchen¹². Die Bilanzkreise werden viertelstündlich saldiert geführt, es existiert keinerlei Registrierung einer Stromqualität. Agieren Marktteilnehmer geschlossen in einem Kreis, der jeweils ausschließlich erneuerbare Strommengen einspeist oder voneinander einkauft, ist ein Nachweis der Qualität des Stroms über das Bilanzkreissystem grundsätzlich möglich, in der Praxis jedoch bisher nicht umsetzbar. Reale Marktteilnehmer müssen ihre Bilanzkreise mit Zukäufen aus dem Spotmarkt glattstellen, das bedeutet in Zeiten der Überproduktion verkaufen und in Zeiten des höheren Stromverbrauchs zukaufen. Daher mischt sich in der Praxis immer bilanzieller Graustrom in die Portfolios – selbst wenn er als Grünstrom ausgewiesen werden darf. Das Bilanzkreissystem bietet den genauesten Weg, in Europa Stromverbräuche zu bilanzieren. Es bietet jedoch keinen funktionierenden Ansatzpunkt zur Bilanzierung der CO₂-Belastung der Stromproduktion. 2. Das europäische System der Guarantees of Origin (GO) wird heute im Stromsystem dazu genutzt, Informationen zur Stromqualität vollkommen getrennt vom Stromhandel bilanzierbar und handelbar zu machen. Dazu kann grundsätzlich jede Stromerzeugungseinheit bei einer staatlichen Stelle ein GO ausstellen lassen, das 12 Monate lang gültig ist. Grundsätzlich könnte technisch auch ein engerer Zeitraum der Stromerzeugung
---	---

¹¹ Wenn der Elektrolyseur in einem rein erneuerbaren Inselnetz neben dem konventionellen Stromnetz operiert, fällt die Zuordnung zwar leicht, die gesamte THG-Emissionsminderung wäre in der Regel durch einen Netzanschluss höher.

¹² Diese werden zur Aufrechterhaltung des Gleichgewichts aus Stromangebot und -nachfrage mit den Messwerten der Stromzähler der Ein- und Ausspeisung verglichen, Differenzen führen zu Mehrkosten.

	<p>bilanziert werden, was in der Praxis jedoch unüblich ist. Verbraucher (bzw. EVUs den Letztverbrauchern gegenüber) haben damit das Recht, Strom als Grünstrom auszuweisen. In Deutschland ist das Ausstellen von Herkunftsnachweisen beim Umweltbundesamt nur für erneuerbare Energien möglich, andernorts in der EU sind auch Strommengen aus anderen Quellen über GOs bilanzierbar. Ein Herkunftsnachweis für Strom aus erneuerbaren Energien erfüllt die rechtlichen Kriterien, um den Stromverbrauch eines Elektrolyseurs als Strom mit einer CO₂-Intensität von 0 g/kWh auszuweisen. Andererseits ist hervorzuheben, dass in einer viertelstundenscharfen Betrachtungsweise ein GO keine Aussage über die durch den Stromverbrauch eines Elektrolyseurs induzierten physikalischen CO₂-Emissionen machen kann. Das zeigt sich in der Praxis daran, dass zwei Elektrolyseure, von denen nur einer den Stromverbrauch an das Dargebot erneuerbarer Energien anpasst, über die gleichen Herkunftsnachweise eine CO₂-Emission von 0 g ausweisen können. Eine Option zur Verbesserung der Aussagekraft bietet die Verwendung von Grünstromlabels, wie dem „Grüner Strom Label“ oder dem ok-power-Siegel. Sie ergänzen sinnvolle Grünstromkriterien, erhöhen aber die Aussagekraft über die CO₂-Emission der Stromnachfrage nicht.</p> <p>3. Das System der Stromkennzeichnung verknüpft das Prinzip der Bilanzkreissystematik mit den Herkunftsnachweisen. Die Stromkennzeichnung regelt die verpflichtende Darstellung der Stromherkunft und der Umweltauswirkung für insbesondere EVUs gegenüber ihren Letztverbrauchern¹³. In einem dreistufigen System ermittelt jedes EVU gemäß dem eigenen Erzeugungsportfolio und den jährlich saldierten Handelsgeschäften untereinander den Energieträgermix der eigenen Strombeschaffung. Nicht zuordenbare Mengen¹⁴ sowie Importmengen werden mit durchschnittlichen Erzeugungsstrukturen angenommen. Dies nimmt erfahrungsgemäß in der Praxis einen großen Raum ein. In einem letzten Schritt können EVUs über die Entwertung von Herkunftsnachweisen den Anteil der Erzeugung aus „sonstigen erneuerbaren Energien“ steigern. Die Stromkennzeichnung ist nur für EVUs verpflichtend, andere Kraftwerksbetreiber sind jedoch über eine Informationspflicht in die bestehenden Prozesse eingebunden.</p> <p>Elektrolyseuren, die als Letztverbraucher am öffentlichen Netz operieren, kann über die Stromkennzeichnungen ihrer Stromlieferanten eine CO₂-Intensität zugeordnet werden, die die Erzeugungsstruktur der Handelspartner jahresscharf berücksichtigt. Der Eigenverbrauch von Strom aus Kraftwerken industrieller Verbraucher ist nach Kenntnisstand hingegen nicht</p>
--	--

¹³ In der Praxis gibt in Deutschland der BDEW-Leitfaden zur Stromkennzeichnung vor, wie diese abläuft.

¹⁴ Die Strombörse ist ein anonymer Handelsplatz und bilaterale Zuordnungen sind nicht möglich.

	<p>Teil der Stromkennzeichnung. Der Elektrolyseurstromverbrauch eines Industriebetriebes mit Eigenerzeugung würde durch das heutige System nicht über die Stromkennzeichnung erfasst, da eine Kennzeichnungspflicht fehlt.</p> <p>Schlussfolgerung: Ein Bilanzierungsinstrument, um die CO₂-Belastung durch den Elektrolyseurstromverbrauch ausreichend präzise festzustellen, existiert nicht. Die Stromkennzeichnung kann für Elektrolyseure am öffentlichen Stromnetz nur jahresscharf die CO₂-Belastung feststellen und bilanzierbar machen, für einige Elektrolyseure in der Industrie ist dieses Nachweissystem nicht verfügbar. GOs sind ein europäisch etabliertes Instrument zum Nachweis von zumindest Grünstrombezug, sie machen jedoch keine Aussage über die von einem Elektrolyseur tatsächlich induzierten CO₂-Emissionen, da sie vollkommen losgelöst vom physikalischen Stromhandel sind. Das Bilanzkreissystem hat zwar die nötige zeitliche Informationstiefe um einen Großteil der Elektrolyseur-Stromverbräuche einer Erzeugung zuzuordnen, hat jedoch keinen Informationsgehalt über die Stromherkunft¹⁵.</p>
--	--

3.4. CARBON-CONTRACTS-FOR-DIFFERENCE

Ausgestaltungsimpuls von „Carbon Contracts for Difference“ (CCfD)

Im Rahmen seiner Klimastrategie möchte ein Stahlunternehmen von mit Koks und Kohlestaub befeuerten Hochöfen auf großtechnische, mit wasserstoffhaltigen Gasen betriebene Direktreduktionsanlagen umstellen. Über die Anlagenlaufzeit gerechnet entstünden dafür jährliche Mehrkosten von zusätzlich 300 Mio. EUR, 3 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr würden eingespart. Die projektspezifischen CO₂-Vermeidungskosten liegen folglich bei 100 EUR/tCO₂. Demgegenüber stehen potenzielle Ersparnisse bei den CO₂-Zertifikatekosten von aktuell rund 25 EUR/tCO₂ mit ungewisser Kursentwicklung. Das Unternehmen müsste den Großteil der Vermeidungskosten wohl selbst tragen (75 EUR/t) oder an Endkunden weitergeben. Diese zeigen jedoch keine ausreichende Mehrzahlungsbereitschaft für grünen Stahl. Kurzum: Die Umrüstung ist zu teuer, der Investitionsanreiz des EU ETS nicht ausreichend.

Diese Lücke schließt der Staat nun mittels CCfD. Über Ausschreibungen kann sich das Stahlunternehmen mit einem spezifischen Projekt um die staatliche Garantie über die CO₂-Vermeidungskosten bewerben. Es bietet mit seinen projektspezifischen CO₂-Vermeidungskosten von 100 EUR/t, fällt unter die günstigsten Projekte und wird für 20 Jahre bezuschlagt. In diesem Zeitraum muss die Auslastung der geförderten Anlage so gewählt werden, dass eine jährliche Mindestmenge an absoluter CO₂-Einsparung eintritt. Solange der CO₂-Preis im EU ETS unterhalb der 100 EUR/t liegt, erhält es die Differenz als staatliche Ausgleichszahlung (hier: 75 EUR/t). Liegt der CO₂-Preis darüber, bspw. wegen der Einführung eines Mindestpreises von 120 EUR/t im EU ETS, lohnt sich das Projekt auch ohne staatliche Zahlungen. Aus dem CCfD werden

¹⁵ Abhilfe schaffen könnte auch ein neu einzuführendes zeitlich hoch aufgelöstes Benchmarking der CO₂-Emissionen der öffentlichen Stromversorgung und eine Ex-Post-Bewertung des z. B. stündlichen PtG-Stromverbrauchsprofils. In einem solchen System ist der Zeitpunkt des Stromverbrauchs die einzige Optimierungsgröße, um eine niedrige CO₂-Kennzeichnung zu erlangen. In einer Anfangsphase könnten Elektrolyseure darin aber gar keine niedrigen Kennzeichnungen erlangen, da bisher systemweit nur selten niedrige CO₂-Emissionen vorliegen. Auch wäre die Erzeugung von Wasserstoff in Systemen mit hohem Anteil von Kernkraftwerken bevorteilt. Für einen Vergleich der Klimawirkung von Elektrolyseuren eines Marktgebiets *untereinander* wäre dieses Vorgehen jedoch sehr attraktiv.

Rückzahlungen in Höhe von mindestens 20 EUR/t fällig. Eine Aufrechterhaltung des Betriebs der Anlage ist auch dann zu gewährleisten.

Im Kern geht es bei CCfD darum, die Lücke zwischen Forschung und Marktreife zu schließen und den Markthochlauf CO₂-armer Technologien zu beschleunigen. Eine Integration in die bestehende Förderlandschaft kann dabei national und/oder europäisch erfolgen. Besonders relevant ist das Instrument für großtechnische Innovationen in Grundstoffindustrien wie der Stahl-, Chemie-, Aluminium- oder Zementbranche. In den Bereichen Stahl und Chemie stehen dabei wasserstoffbasierte Technologien bereit. CCfDs für die Stahl- und Chemiebranche lassen ausschließlich die Nachfrage nach grünem oder türkischem Wasserstoff steigen, da der Fokus des Fördermittels auf der CO₂-Reduktion liegt.

Der garantierte CO₂-Mindestpreis schafft die nötige Investitionssicherheit, die Rückzahlungen als Teil der Differenzverträge beugen einer Überförderung vor. Bei steigenden CO₂-Preisen profitiert der Staat als geduldiger Investor, die Wirtschaftlichkeit der Projekte bleibt unverändert. Dadurch ergibt sich eine hohe Kompatibilität mit einem CO₂-Mindestpreis als weiteres Transformationsinstrument.

Die Idee, Differenzverträge auch für Klimaschutzmaßnahmen anzuwenden, hat in der Energiepolitik keine direkten historischen Beispiele. Der aktuell diskutierte Vorschlag fußt insbesondere auf Vorschlägen aus einer grundlegenden Arbeit von (Jörn Richstein, 2019) für das DIW. Detaillierte Planungen und der Vergleich von Ausgestaltungsoptionen sind nicht bekannt. Hinsichtlich der administrativen Abwicklung besteht in Europa eine gewisse Erfahrung bezüglich Differenzverträgen, doch ist die Übertragung auf die Bezugsgröße THG-Vermeidungskosten ein Novum. Bereits erprobt wurde das Konzept der CfD bei der Förderung von EE-Anlagen in einigen europäischen Ländern, u. a. in Großbritannien. Dort basiert die Vergütung für Anlagenbetreiber auf Differenzverträgen über eine staatlich garantierte Strompreiszahlung. In Irland erhielten Kraftwerke im zwischenzeitlich abgelösten „Capacity Payment Mechanism“ (CPM) für ihre bereitgestellte Leistung eine Zahlung, deren Höhe vom „best performing entrant peaking plant“ abhing. Die Förderperiode sollte sich auf den Zeitraum des Markthochlaufs bzw. der Amortisation beschränken (z. B. 10 bis 20 Jahre) und berücksichtige, dass mit ihr auch eine bestimmte Fixierung der Auslastung einhergeht. Dreh- und Angelpunkt ist die zweckmäßige Berechnung der anrechenbaren Minderemissionen durch die spezifische THG-Minderungsmaßnahme. Grundsätzlich können CCfD zudem einen Mechanismus enthalten, der Veränderungen bei den CO₂-Vermeidungskosten (insbes. OPEX) Rechnung trägt. So könnte der Strike-Preis als Funktion von Preisentwicklungen bestimmter Eingangsfaktoren, wie z. B. den Kosten grünen Wasserstoffs, ausgedrückt werden. Sinken diese im Zeitverlauf unerwartet deutlich, drohen anderenfalls Mitnahmegewinne für die bezuschlagten Unternehmen. Darüber hinaus sind einige Entscheidungen zum Ausschreibungsdesign zu treffen (Breite des Teilnehmerfelds, Ausschreibungsgegenstand und -menge, Zuschlagsverfahren und Gebotsobergrenze) und Wechselwirkungen mit dem EU ETS und anderen energiepolitischen Instrumenten zu berücksichtigen.

Tabelle 1: CO₂-Vermeidungskosten für beispielhafte Schlüsseltechnologien in der deutschen Industrie in 2030 [Quelle: Agora Energiewende, 2020]¹⁶

SEKTOR	TECHNOLOGIE	CO ₂ -VERMEIDUNGSKOSTEN
Stahl	Direktreduktion mit Wasserstoff	60 – 99 EUR/tCO ₂

¹⁶ **Agora Energiewende (2020):** Klimaneutrale Industrie, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/164_A-EW_Klimaneutrale-Industrie_Studie_WEB.pdf

Zement	CO ₂ -Abscheidung mit dem Oxyfuel-Verfahren	70 – 131 EUR/tCO ₂
Chemie	Elektrisch beheizbare und feedstock-flexible Steamcracker	73 – 121 EUR/tCO ₂
Chemie	Methanol-to-Olefin/-Aromaten-Route	160 – 355 EUR/tCO ₂
Chemie	Grüner Wasserstoff aus Elektrolyse	170 – 430 EUR/tCO ₂

Variablen	Grundsätzliche Bewertung
Ausschreibungen: sektorspezifisch oder -übergreifend	<p>Ausschreibungen zur Ermittlung der Förderhöhe können entweder sektorspezifisch oder -übergreifend erfolgen. Je größer die Heterogenität der Vermeidungskosten verschiedener Dekarbonisierungstechnologien ist, desto gezielter können Emissionsreduktionen in den gewünschten Sektoren über sektorspezifische Ausschreibungen erreicht werden. Bestehen zwischen den Sektoren signifikante Unterschiede hinsichtlich der Investitionszyklen, lassen diese sich hierdurch besser berücksichtigen. Tabelle 1 macht deutlich: sektorübergreifend weisen die Technologien sehr heterogene Vermeidungskosten auf, sodass getrennte Ausschreibungen einerseits zu einem breiteren, andererseits zu einem teureren Portfolio an THG-Minderungsmaßnahmen führen würde.</p> <p>Sektorübergreifende Ausschreibungen verstärken den Technologie-wettbewerb weiter, die volkswirtschaftliche Kosteneffizienz der CO₂-Vermeidung nimmt zu und die Gefahr der Manipulation von Ausschreibungen nimmt ab. Dies kann nach einer Anfangsphase als mittelfristiges Ziel etabliert werden, nachdem das Instrument über technologiespezifische Pilotausschreibungen erfolgreich getestet wurde. Um die CCfD einem möglichst breiten Teilnehmerfeld an Technologien zugänglich zu machen, muss besonders auf einen ausreichenden Umfang der Ausschreibungsmengen geachtet werden.</p>
Ausschreibungsgegenstand und -menge	<p>Der Grad der Technologieoffenheit der Ausschreibungen hat zudem Auswirkungen auf die Wahl des Ausschreibungsgegenstands. In sektorspezifischen Ausschreibungen könnte eine bestimmte Menge eines CO₂-freien Endprodukts ausgeschrieben werden (z. B. grüner Stahl). Zudem sollte sektorübergreifend eine Menge vermiedener CO₂-Emissionen ausgeschrieben werden. Gehen wir im Folgenden von diesem Fall aus.</p> <p>Differenzverträge brauchen zur kontinuierlichen Ermittlung einer Zahlungsgröße einen Benchmark als Referenz zur Ermittlung der THG-Emissionsminderung eines Industrieprozesses. Der Referenzwert beschreibt die Investition in einen klassischen industriellen Prozess, der mit bestimmten THG-Emissionen verbunden wäre. Hierfür eignet sich die transparente Berechnung der CO₂-Emissionen durch einen „best performing entrant“ für die klassischen Prozesse¹⁷ der Anwendungen aus Tabelle 1 je Produkteinheit. Die erreichte Vermeidung</p>

¹⁷ Referenziert man hingegen auf die verifizierten Emissionen des Emissionsberichts, bevorteilt man indirekt diejenigen Anlagen, die in der Vergangenheit hohe Emissionen aufwiesen.

	<p>kann auch mithilfe der etablierten EU-ETS-Benchmarks ermittelt werden. In einem nächsten Schritt ermitteln Unternehmen ihre Mehrkosten und CO₂-Einsparungen je Produkteinheit durch eine klimaneutralere Technologie gegenüber dieser Referenzanlage. Im Wettbewerb bieten Unternehmen eine garantierte Menge von THG-Einsparungen je Produkteinheit oder absolut an¹⁸, im Gegenzug erhalten sie die Garantie der Differenzzahlung aus dem Gebotswert und dem EUA-Preis je Abrechnungszeitraum.</p> <p>Die Steuerung der Ausschreibungsmengen stellt eine der größten Herausforderungen dieses Instruments dar. Als Orientierungshilfen für die zu erreichende CO₂-Reduktion eignen sich die EU-Klimaziele sowie ggf. die sektorspezifischen, wissenschaftsbasierten Zielwerte der „Science-based targets“-Initiative. Grundsätzlich erscheint eine technologieübergreifende Ausschreibung von CO₂-Mengen, die sich an den EU-Zielen orientieren, als einfacher umzusetzen. Die Gefahr, dass CCfDs durch zu hohe Ausschreibungsmengen verfrüht eine zu hohe Wasserstoffnachfrage anzureizen und CO₂-Lock-in-Effekte schaffen, ist durch die starke Ausrichtung des Instruments an den Emissionen eher niedrig.</p>
Zuschlagsverfahren	<p>Die etablierten Zuschlagsverfahren für Ausschreibungen sind pay-as-bid und uniform-pricing. Beide Zuschlagsverfahren haben Vor- und Nachteile. Für Ausschreibungen mit wenigen großen Teilnehmern werden häufig pay-as-bid-Verfahren mit einer Gebotsobergrenze gewählt.</p>
Management von Wechselwirkungen	<p>Bei der Einführung von CCfD ist auf Wechselwirkungen mit anderen klimapolitischen Elementen zu achten. Führt dieses Instrument beispielsweise zu einer erhöhten Elektrifizierung, könnte sich dies in höheren Kosten für die Ausnahmeregelungen für die Industrie bei Strompreisen niederschlagen (z. B. Strompreiskompensation, besondere Ausgleichsregelung). Für einzelne Unternehmen kann sich dadurch der Business-Case einer Teilnahme an den Ausschreibungen für CCfD verbessern. Dies gilt auch im umgekehrten Sinne, bspw. bei einer Änderung der Ausnahmeregelungen.</p> <p>Zudem ist das Zusammenwirken mit dem EU ETS möglichst effizient zu gestalten. Würden die CO₂-effizienteren Anlagen in die Benchmarks für alle Anlagen miteingerechnet, hätte das eine starke Verminderung der frei zugeteilten Zertifikatsmengen zur Folge. Durch eine Anpassung der EU-ETS-Richtlinie ließen sich solche Effekte mindern.</p>

¹⁸ Wie mit sinkender oder steigender Produktionsmenge im Abrechnungszeitraum umgegangen werden soll, ist eine offene Frage. Fraglich ist, wer das Risiko der schwankenden Produktionsmenge (z. B. Tonnen Stahl/a) übernimmt. Die Auslastung der neuen Produktionsanlage muss derart festgeschrieben werden, dass sie nicht zur Optimierungsgröße der Zahlung aus dem CCfD wird.

3.5. VERRINGERTE STROMNEBENKOSTEN FÜR PtX-ANWENDUNGEN

Ausgestaltungsimpuls: Verringerte Stromnebenkosten für PtX-Anwendungen

Die drei größten staatlich induzierten Strompreisbestandteile sind die EEG-Umlage (40 % der Stromkosten), die Netzentgelte (14 %) und die Stromsteuer (13 %). Mindestens diese drei Strompreisbestandteile können für Betreiber einer Power-toGas-Anlage zweckmäßig so reduziert werden, dass sie zu einem marktfähigen Preis Wasserstoff produzieren.

Tabelle 2: Endkundenstrompreis eines Industriekunden, Datenquelle: BNetzA Monitoring-Bericht 2019 und eigene Abschätzungen

Preisbestandteil Industriekunde 24 GWh/a		ct/kWh	%
Frei 27%	Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	3,8	24,0%
	Vertriebs-, Handels- und Strukturierungskosten, Risikozuschläge	0,4	2,4%
	Vertriebsmarge (geschätzt)	0,1	0,6%
Nicht beeinflussbar 73%	Nettonetzentgelt inkl. Abrechnung	2,32	14,5%
	Entgelte für Messung inkl. Messstellenbetrieb	0,01	0,1%
	Konzessionsabgabe	0,11	0,7%
	Umlage nach EEG	6,41	40,1%
	Umlage nach KWKG	0,28	1,8%
	Umlage nach § 19 StromNEV	0,06	0,4%
	Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,0%
	Umlage Offshore-Netz	0,42	2,6%
	Stromsteuer	2,05	12,8%
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)		15,98	
Maximale Vergünstigungen (exkl. Strompreiskompensation)		-10,74	-67,2%

Der Stromverbrauch für einen Elektrolyseur bedingt den Großteil seiner variablen Betriebskosten. Einen Überblick über die aktuellen Kosten für den Stromverbrauch eines industriellen Stromverbrauchers mit (24 GWh/a) bildet obige Übersicht mit Daten aus dem Monitoring-Bericht 2019 der Bundesnetzagentur und einigen eigenen Abschätzungen.

Die variablen Betriebskosten eines Elektrolyseurs bei Anwendung aller Preisbestandteile und einem Wirkungsgrad von 70 % betragen mit Stand 2019 rund 228 EUR/MWh_{H2}. Unabhängig von der Technologie-Entwicklung ist eine Marktfähigkeit von grünem Wasserstoff zu diesem Strombezugspreis ausgeschlossen. Bei maximaler Vergünstigung durch alle heute anwendbaren Sonderregelungen für den industriellen Stromverbrauch reduzierte sich dieser Wert auf 75 EUR/MWh¹⁹. Bei einem Stromeinkauf beispielsweise nur zu 3.000 besonders günstigen Strompreisstunden könnte dieser Betrag weiter deutlich reduziert werden. Eine Marktreife er-

¹⁹ Reduktion EEG-Umlage über BesAR, Reduktion Netzentgelte über individuelle Netzentgelte aufgrund atypischer Netznutzung, Stromsteuerbefreiung gemäß §9 Stromsteuergesetz, Keine Konzessionsabgabe aufgrund Unterschreiten des Stromgrenzpreises, Reduktion weiterer Umlagen durch diverse Sonderregelungen

scheint dann künftig möglich. Das Betriebskonzept eines Elektrolyseurs wird heute häufig entlang der Ausnahmeregelungen für Stromnebenkosten ausgestaltet und so haben Elektrolyseure sehr unterschiedlich hohe Stromnebenkosten.

Eine übergreifende Fragestellung ist, ob die Befreiungen ausschließlich für die Wasserstoffelektrolyse oder auch für nachgelagerte Veredelungsschritte der Power-to-X-Verfahren gelten sollen. In Anlehnung an die Regelungen aus §118 EnWG wäre eine Öffnung von Befreiungstatbeständen für zum Beispiel die Methanisierung denkbar. Dass die Methanisierung in den betrachteten Studien aus Kapitel 1 einen hohen Stellenwert einnimmt, spricht für eine Befreiung zumindest der Produktion dieses synthetischen Brennstoffs. Andererseits kann die Verteuerung von Veredelungsschritten wie der Methanisierung durch die gezielte Anwendung bestimmter Stromnebenkosten auf die der Elektrolyse nachgelagerten Prozessschritte auch ein gewünschtes Instrument mit Anreiz für Energieeffizienz sein. Damit eignet sich die differenzierende Befreiung von Stromnebenkosten auch als Regulierungselement hin zu entweder mehr direkt wasserstoffbasierten Endanwendungen, oder, so dies gewünscht ist, zu anderen synthetischen Brennstoffen.

Variablen	Grundsätzliche Bewertung
EEG-Umlage	<p>Derzeit haben nur vereinzelte Anlagenkonzepte eine EEG-Umlagebefreiung erreicht. Die besondere Ausgleichsregelung (BesAR) ermöglicht eine sehr weitgehende Reduktion der EEG-Umlage für bestimmte stromintensive Verbrauchsgruppen. Eine Erweiterung der BesAR für grünen Wasserstoff ist politisch angekündigt (Wasserstoffstrategie, Beschluss Koalitionsausschuss zum Konjunkturpaket, 3. Juni 2020). Damit die Befreiung von der EEG-Umlage Investitionssicherheit schafft, sollte die Regelung einen langfristig verlässlichen Charakter haben.</p> <p>Bei einer Anhebung von EE-Zielen aufgrund des PtG-Stromverbrauchs und Erweiterung der besonderen Ausgleichsregelung ist eine steigende EEG-Umlage ein wahrscheinlicher Nebeneffekt dieser Maßnahme. Dies ist grundsätzlich akzeptanzmindernd. Die EEG-Umlage verteilt Kosten der Allgemeinheit als Verbrauchsabgabe tendenziell sozial unausgewogen.</p>
Netzentgelt	<p>Gemäß Absatz 6 §118 Energiewirtschaftsgesetz Satz 1 sind Anlagen zur Wasserstoffelektrolyse inklusive Methanisierung von der Pflicht zur Zahlung von Netzentgelten ausgenommen. Gemäß Satz 7 sind sie zudem als einzige Energiespeichertechnologie von der Pflicht befreit, die gespeicherte Energie auch wieder als Strom in das öffentliche Netz einzuspeisen. Als besonders relevant erachtet wird die Befreiung vom Arbeitspreis der Netzentgelte, da sie die variablen Betriebskosten anheben.</p>
Stromsteuer	<p>Gemäß §9a Stromsteuergesetz ist die Elektrolyse bereits von der Stromsteuer befreit. Eine Befreiung von weiteren PtG-Prozessen (etwa Methanisierung) ist hingegen nicht vorgesehen.</p>
weitere Netzumlagen und die Konzessionsabgabe	<p>Für diese existieren aktuell keine spezifischen Befreiungsregelungen für PtG. Sie haben lediglich einen untergeordneten Einfluss auf die Betriebskosten. Existierende Regelungen zur Reduzierung oder Befreiung für industrielle Verbraucher sind grundsätzlich auch auf be-</p>

	stimmte Betriebskonzepte von Elektrolyseuren übertragbar. Ein Beispiel ist das Unterschreiten des Stromgrenzpreises als Kriterium zur Befreiung von der Konzessionsabgabe.
--	--

3.6. ANHEBUNG DER EE-ZIELE IM VERHÄLTNIS DES ZUSÄTZLICHEN STROMVERBRAUCHS ODER NICHTANRECHNUNG DES STROMVERBRAUCHS FÜR PtX AUF EE-ZIELE

Ausgestaltungsimpuls einer Veränderung der EE-Zielsystematik

Eine gegenwärtig zentrale Zielgröße der Klimapolitik ist der Anteil von 65 % Strom aus erneuerbaren Energien am Stromverbrauch im Jahr 2030. Elektrolyseure werden den Stromverbrauch erhöhen. Doch dieser zusätzliche Stromverbrauch sowie ihr Äquivalent in erneuerbarer Stromerzeugung wird nicht auf dieses Ziel angerechnet. So kann innerhalb des Energiesystems davon ausgegangen werden, dass es sich bilanziell um grünen Wasserstoff handelt.

Dieses Instrument zielt auf die klimapolitische Integrität des Wasserstoffhochlaufs und damit auch auf seine Akzeptanz ab. Es ist eine Art energiepolitisches Doppelvermarktungsverbot für erneuerbaren Strom, denn die Strommengen aus EE-Anlagen zur Wasserstoffproduktion würden in der heutigen Bilanzierungsweise doppelt gezählt und sowohl die Eigenschaft des Wasserstoffs als auch einen erhöhten EE-Anteil im Stromsystem kennzeichnen. Die Fixierung des Ausbauziels für Stromerzeugungsanlagen erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch hat zur Folge, dass die Markthochläufe von Elektrolyseuren und erneuerbaren Energien eng miteinander verbunden sind. Für eine hohe Akzeptanz von Elektrolyseuren muss glaubhaft belegbar sein, dass sich durch ihre Einführung die gesamten THG-Emissionen im Stromsektor nicht erhöhen.

Deshalb erscheint es sinnvoll, die fixen Zielwerte für einen EE-Anteil am Bruttostromverbrauch und am PtG-Verbrauch voneinander zu entkoppeln. Der zusätzliche Stromverbrauch dieser Anlagen würde aus dem „Bruttostromverbrauch“ als Bezugsgröße zur Berechnung des EE-Anteils im Stromsektor entweder explizit ausgeklammert, oder diesen Anteil dynamisiert anheben. Dieses System wäre auch auf andere Sektorkopplungstechnologien übertragbar.

Dieser energiepolitische Ansatz ist als komplementär zu anderen Instrumenten zu verstehen. Zielgruppe dieses Instruments sind nicht etwa die Produzenten oder Verbraucher von Wasserstoff, sondern die politischen Akteure selbst. Dieses Selbstkorrektiv kann dafür sorgen, die klimapolitische Arbeit an den richtigen Zielen zu orientieren. Konkret müssten zum Beispiel EE-Ausschreibungsmengen und andere Förderprogramme auf einen höheren EE-Anteil ausgelegt werden und so die diskutierten Schwächen der Zertifizierungssysteme für Letztverbraucher bilanziell wieder ausgleichen.

Variablen	Grundsätzliche Bewertung
Nichtanrechnung von PtX-Strom auf EE-Ziel	Hierdurch beeinflussen sich die Zielsysteme für den Zubau von EE-Anlagen und Elektrolyseuren nicht mehr gegenseitig und können einem getrennten Monitoring zugeführt werden. Es hält die bilanzielle Fiktion aufrecht, der Stromverbrauch von PtG-Anlagen entstamme vollständig aus erneuerbaren Quellen und der klassische Stromverbrauch muss sich ungehindert dessen an der Erreichung bisheriger Ziele messen lassen.
Dynamische Anhebung der EE-Ziele	Hierdurch würde die Kopplung beider Markthochläufe betont, das Vorgehen ist wirkungsgleich, hat jedoch eine integrierende Botschaft. Jedoch könnte eine fortlaufende Anpassung der EE-Zielkorridore an

	den PtX-Markthochlauf die Planungssicherheit im EE-Bereich unnötig einschränken.
--	--

3.7. VERGLEICH DER ENERGIEPOLITISCHEN ANSÄTZE

Aus der Auswertung der Power-to-Gas Zielszenarien (Kapitel 1) und den Leitgedanken für energiepolitische Maßnahmen (Kapitel 2) ergeben sich drei konkrete Anforderungscluster. Die sechs beschriebenen energiepolitischen Handlungsansätze werden nun abschließend gemäß der Anforderungscluster Nachfrage, Erzeugung und Pfadabhängigkeit bewertet und auf ihre Kombinationsfähigkeit überprüft.

Als No-regret-Option wurden solche Maßnahmen hervorgehoben, die in jedem Fall eine im Sinne der Leitgedanken positive Entwicklung anstoßen.

MAßNAHME	NACHFRAGE	ERZEUGUNG	PFADABHÄNGIGKEIT	KOMBINATIONSFÄHIGKEIT
CO₂-Kennzeichnung No-regret-Option	Potenziell hohe Transparenz des THG-Effekts beim Endprodukt	Schwach, Nachweisführung „grün“ problematisch	Potenziell hoher Einfluss wegen internationalem Impuls	hoch
Anpassung EE-Ziele No-regret-Option	Kein direkter Einfluss	Absicherung Geschwindigkeit H ₂ - und EE-Wachstum	Kein Einfluss außerhalb Deutschlands	Sehr hoch Aufgrund der unzulänglichen Kennzeichnungsoptionen notwendiges Korrektiv für andere Maßnahmen
Direkte Förderung Zielt ab auf die Erzeugung	Geringer Einfluss, bei Überförderung negativer Einfluss	Sehr spezifische Förderung möglich	Kein Einfluss außerhalb Deutschlands	Grundsätzlich ja, aber erhöhtes Risiko der Über- oder Unterförderung, insbesondere Wechselwirkung mit „verringerten Stromnebenkosten“
Verringerte Stromnebenkosten Zielt ab auf die Erzeugung	Geringer Einfluss	Steuerung	Kein Einfluss außerhalb Deutschlands	Hoch, Risiko der Über- oder Unterförderung bei Kombination mit CCfD oder direkter Förderung
Quotensystem Zielt ab auf die Nachfrage	Sektorspezifische Quoten ermöglichen gezielte Entwicklung	Geringerer Einfluss auf Qualität des Wasserstoffs	Innerhalb Deutschlands gering, aber internationaler Impuls groß	Hoch, aber statisches Element
CCfD Zielt ab auf die Nachfrage	Sektorspezifische Entwicklungen können für Industrie kostengünstig angereizt werden	Kaum Einflussmöglichkeit, Risiko einer Grundlastfahrweise von Elektrolyseuren	Kaum Einflussmöglichkeit	Grundsätzlich ja, aber erhöhtes Risiko der Über- oder Unterförderung

Cluster Nachfrage: Der Wasserstoffhochlauf darf der vorrangigen Elektrifizierung und Erhöhung der Energieeffizienz nicht im Wege stehen. Dafür ist der Anreiz einer grünen Wasserstoffnachfrage in der Industrie, im Flug- und im Schiffsverkehr absehbar sinnvoll, in anderen Letztverbraucherbereichen ist die Energieforschung noch nicht entschieden. Zudem zeigt beispielsweise

die offene Frage nach dem passenden Treibstoff für den Flugverkehr, dass Politikmaßnahmen nicht auf die chemische Beschaffenheit des Brennstoffs sondern auf seinen erneuerbaren Ursprung abzielen sollten. Eine dahingehende Öffnung von Wasserstoff-bezogenen Fördermaßnahmen für synthetische Brennstoffe erneuerbaren Ursprungs ist daher sinnvoll.

Cluster Erzeugung: Die Geschwindigkeit des Markthochlaufs muss zum Tempo des Erschließens der erneuerbaren Primärenergiequellen passen. Die Förderung von Elektrolysewasserstoff muss positive Wechselwirkungen zum Stromsystem aufweisen.

Cluster Pfadabhängigkeit: Ein Lock-In auf einen Pfad mit blauem Wasserstoff in Interaktion mit der internationalen Entwicklung von Anlagen zur Wasserstoffproduktion muss vermieden werden. Ein hoher Einfluss auf die ökologische Qualität der Wasserstoffproduktion im Ausland für die deutsche Nachfrage muss sichergestellt werden.

4. ZUSAMMENFASSUNG: FÖRDERUNG UND REGULIERUNG VON POWER-TO-X

Der Markthochlauf von Power-to-X (PtX) und insbesondere Wasserstoff kann der erste Schritt auf dem Weg der Defossilisierung der Wirtschaft ohne allzu schmerzhaft Komforteinbußen für ihre Akteure sein. Damit dieser Schritt in die richtige Richtung geht, braucht er starke, energiepolitische Leitplanken:

Die Nachfrage nach PtX-Produkten muss in einem Tempo wachsen, in dem es die Produktionskapazitäten für nachhaltigen Wasserstoff einerseits anreizt, andererseits nicht überreizt. Besonders in der Stahl-, Chemie und Zementindustrie sowie im Flug- und Schiffsverkehr steht die PtX-Nachfrage nicht im Wettbewerb mit einer effizienteren strombasierten Endanwendung und der Einsatz kann bald starten. Investoren, die in die passende Infrastruktur und insbesondere Produktionskapazitäten investieren, brauchen anfangs Garantien, die die ökonomischen Risiken begrenzen. Die Erzeugung von Wasserstoff muss dabei eng an die intensive Integration zusätzlicher Mengen von Strom aus Anlagen erneuerbarer Energien gekoppelt sein und ihr fluktuierendes Einspeiseprofil aufnehmen – Grundlastelektrolyseure erweisen dem Klima einen Bärendienst. Sehr wahrscheinlich scheint der heimische Energiehunger auch weiterhin größer als das nachhaltig nutzbare heimische Potenzial erneuerbarer Primärenergiequellen wie Wind und Sonne. Daher gilt: Bei der Steuerung der Nachfrage nach PtX-Produkten hat die Energie- und Klimapolitik den größten Hebel in der Hand und Vorkettenemissionen im Ausland müssen unbedingt Teil jeder Rechnung sein. Schwer umkehrbare technologische Fehlentwicklungen in Richtung Produktion von Wasserstoff aus fossilen Energieträgern („blauer Wasserstoff“) können so unterbunden werden.

Welche Politikoptionen stehen zur Verfügung, um diese Ziele zu erreichen?

Zwei No-regret-Optionen wurden identifiziert, die bei diesen Leitplanken auf jeden Fall helfen können: Eine international Anschlussfähige CO_{2aq}-Kennzeichnung von Wasserstoff, die für grünen, blauen und grauen Wasserstoff unter Berücksichtigung aller Vorkettenemissionen (Treibhausgasemissionen bei Erdgasförderung und -Transport, prozessbedingte Emissionen, Stromerzeugung, CO₂-Lagerung) einheitlich kennzeichnet. Dieses System bildet die Grundlage für die Durchsetzbarkeit von Nachhaltigkeitskriterien im internationalen Handel mit PtX-Produkten. Die zweite No-regret-Option ist die Implementierung einer neuen Norm bei der Formulierung von Ausbauzielen für erneuerbare Energien: Strommengen, die durch Elektrolyseure verbraucht werden, müssen bilanziell rein erneuerbar sein und dürfen deshalb nicht auf die Ausbauziele für erneuerbare Energien angerechnet werden. Das Stromsystem funktioniert wie eine große Badewanne mit einem Mixer: Die Zuordnung eines bestimmten Input zu einem bestimmten Output ist schwer. Umso wichtiger ist es, sicher zu stellen, dass der Input in Summe stimmt und die verbrauchten Strommengen zumindest bilanziell zusätzlich und grün sind.

Da die PtX-Nachfrage die heimische Erzeugung übersteigt, ist zudem ein nachfrageorientiertes Element unabdingbar, damit auf die Qualität der PtX-Importe überhaupt Einfluss genommen werden kann. Unter den beiden diskutierten nachfrageorientierten Optionen sind „Carbon Contract for Differences“ eine plausible Option zur gezielten Installation von Power-to-Gas-Anlagen in genau den Branchen, in denen Wasserstoff schon heute als einzig sinnvoller Weg zur Defossilisierung gilt. Außerdem wirkt der Mechanismus sehr schnell: Er fördert einzelne Projekte bestimmter Unternehmen, bei denen außer der Wirtschaftlichkeit nicht mehr viel zur Grundsteinlegung fehlt. Nachteilig ist hingegen die fehlende Einflussnahme auf die Fahrweise der Elektrolyseure: Die zeitkonstante Wasserstoffnachfrage führt bei industriellen PtX-Anlagen zum Anreiz einer Grundlastfahrweise, was die CO₂-Emissionen unnötig erhöht. Außerdem drohen dann negative Interferenzen, wenn die so geförderten Anlagen gleichzeitig von anderen Fördermaßnahmen profitieren, und dies bei der Berechnung der CCfDs nicht berücksichtigt ist. Im Schiffs- und Flugverkehr hingegen sind bereits heute wichtige Voraussetzungen für das bewährte System von Quoten gegeben (das zudem langfristig eine umfassendere Lösung auch für andere Sektoren verspricht): Die Nachfrageentwicklung kann auf Grundlage der Historie abgeschätzt werden und ein fester Entwicklungspfad der Quote des verwendeten Treibstoffs hin zu 100 % grüner PtX-Produkte kann festgelegt werden.

Einen hohen Einfluss auf die technologische Entwicklung erhält man hingegen durch Politikmaßnahmen, die direkt auf die Erzeugung abzielen. Diese reduzieren die ökonomischen Risiken der Investition in eine Anlage sehr effizient. Die direkte Förderung der installierten Leistung kann dabei helfen, schon heute großdimensionierte Anlagen mit niedrigen Vollbenutzungsstunden zu planen. Das wird die relevante Anlagenkonfiguration in der Zukunft sein, um fluktuierenden Strom aus erneuerbaren Energien einfangen zu können. Heute stehen dem jedoch noch hohe Investitionskosten im Wege. Eine zusätzliche mengenbezogene Förderung ergänzt die kapazitätsbezogene Förderung um ein Element, das Energieeffizienz und einen optimierten Betrieb hinsichtlich der Anlagenlebensdauer anreizt. Ein mengenbezogener Einspeise-Fördersatz in ct/kWh_{th} über z. B. 10 Jahre kann die Wirtschaftlichkeit verbessern, muss aber sehr gut an die Stromnebenkosten angepasst sein: Die politisch angekündigte Befreiung des Elektrolysestromverbrauchs von der EEG-Umlage beeinflusst die Höhe des notwendigen Fördersatzes stark. Auch darf so ein Fördersatz einer flexiblen Fahrweise nicht im Wege stehen und auslastungsbegrenzende Fördererelemente sind deshalb notwendig.

Bei der Kombination von erzeugungs- und nachfragegetriebenen Optionen ist die Gefahr einer Überförderung gegeben, kann durch eine Differenzierung jedoch verhindert werden: z. B. kann für die Industrie „Carbon Contracts for Differences“, für den Schiffs- und Flugverkehr ein Quotensystem und zur Einspeisung ins Gasnetz eine direkte Förderung Anwendung finden, während alle Elektrolyseure verlässlich und langfristig von Stromnebenkosten befreit werden. Bei einer solchen Differenzierung der Fördermaßnahmen kann ein rascher Markthochlauf hin zu einem zu 100 % aus erneuerbaren Energien gespeisten Energiesystem effektiv regulatorisch angestoßen werden. Mittelfristig sind - zum effizienten Erreichen der Klimaneutralität in der Mitte der kommenden Dekade - wettbewerbliche Komponenten schrittweise zu integrieren und eine Integration erneuerbarer Brennstoffe in die liberalisierten europäischen Energiemärkte anzustreben.

5. LITERATURVERZEICHNIS

- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020. *Schriftliche Frage an die Bundesregierung im Monat Mai 2020, Frage Nr. 220*. [Online]
Available at: <https://www.dieterjanecek.de/wp-content/uploads/2020/05/Schriftliche-Frage-Wasserstoff-Partnerschaften-Janecek.pdf>
[Zugriff am 18 06 2020].
- Bründlinger, T. et al., 2017. *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende*. [Online]
Available at: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf
- Energy Brainpool, 2019. *Erneuerbar in allen Sektoren*. [Online].
- Gerbert, P. et al., 2018. *Klimapfade für Deutschland*. [Online]
Available at:
https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/20180118_BDI_Studie_Klimapfade_fuer_Deutschland_01.pdf
[Zugriff am 16 08 2020].
- Jörn Richstein, K. N., 2019. *CO₂-Differenzverträge für innovative Klimalösungen in der Industrie*. [Online]
Available at:
https://www.diw.de/de/diw_01.c.679530.de/publikationen/diw_aktuell/2019_0023/co2-differenzvertraege_fuer_innovative_klimaloesungen_in_der_industrie.html
[Zugriff am 03 09 2020].
- Milanzi, S. et al., 2018. *Technischer Stand und Flexibilität des Power-to-Gas-Verfahrens*. [Online]
Available at: https://www.er.tu-berlin.de/fileadmin/a38331300/Dateien/Technischer_Stand_und_Flexibilit%C3%A4t_des_Power-to-Gas-Verfahrens.pdf
[Zugriff am 16 09 2020].
- Perner, J., Unteutsch, M. & Lövenich, A., 2018. *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe*. [Online]
Available at: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf
[Zugriff am 16 08 2020].
- Poudineh, R. B. C. a. F. B., 2017. *Economics of Offshore Wind Power*. s.l.:Palgrave Macmillan.
- Sterchele, P. et al., 2020. *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem*. [Online]
Available at:
<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem.pdf>
[Zugriff am 17 08 2020].
- Umweltbundesamt, 2019. *Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten*. [Online]
Available at:
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/190215_uba_fa_chbrosch_rtd_bf.pdf
[Zugriff am 17 08 2020].

6. KURZPORTRAIT ENERGY BRAINPOOL

Die Energy Brainpool GmbH & Co. KG bietet unabhängige Energiemarkt-Expertise mit Fokus auf Marktdesign, Preisentwicklung und Handel in Deutschland und Europa. 2003 gründete Tobias Federico das Unternehmen mit einer der ersten Spotpreisprognosen am Markt. Heute umfasst das Angebot Fundamentalmodellierungen der Strompreise mit der Software Power2Sim ebenso wie vielfältige Analysen, Prognosen und wissenschaftliche Studien. Energy Brainpool berät in strategischen und operativen Fragestellungen und bietet seit 2008 Experten-Schulungen und Trainings an. Das Unternehmen verbindet Wissen und Kompetenz rund um Geschäftsmodelle, Digitalisierung, Handels-, Beschaffungs- und Risikomanagement mit langjähriger Praxiserfahrung im Bereich der steuerbaren und fluktuierenden Energien.

IMPRESSUM

Autoren:

Fabian Huneke

Michael Claußner

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

www.energybrainpool.com

kontakt@energybrainpool.com

Tel.: +49 (30) 76 76 54 - 10

Fax: +49 (30) 76 76 54 - 20

Oktober 2020

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne die Zustimmung des Herausgebers unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Vervielfältigungen in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes Verfahren), Übersetzung und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Inhalte findet eine Haftung ohne Rücksicht auf die Rechtsnatur des Anspruchs nicht statt. Sämtliche Entscheidungen, die auf Grund der bereitgestellten Informationen durch den Leser getroffen werden, fallen in seinen Verantwortungsbereich.