

Designelemente für ein Ausschreibungsprogramm zur Erzeugung von grünem Wasserstoff für den Industriesektor

Operationalisierung von Nachhaltigkeitskriterien im Rahmen
eines Ausschreibungsprogramms

Freiburg | Berlin

11.01.2021

Autorinnen und Autoren

Christoph Heinemann (Ansprechpartner)

Hauke Hermann
Dr. Roman Mendelevitch
Christof Timpe

Kontakt

info@oeko.de
www.oeko.de

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse

Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Borkumstraße 2
13189 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

Diese Studie wurde aus Mitteln des Bundesministeriums
für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit gefördert.
Sie gibt die Auffassung des Öko-Instituts wieder.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	6
1 Zusammenfassung	7
2 Hintergrund und Einleitung	10
3 Zielsetzung des Ausschreibungsprogramms	11
4 Teil I: Ausschreibungsdesign und Höchstpreise	12
4.1 Vorschläge für ein konkretes Ausschreibungsprogramm	12
4.1.1 Empfehlung zum Ausschreibungsgegenstand und Höchstpreis	12
4.1.2 Empfehlung zu Ausschreibungsmengen im Zeitverlauf	14
4.1.3 Empfehlung zu den Voraussetzungen für Gebotsabgabe	15
4.1.4 Empfehlung zum Ablauf der Auktion	16
4.2 Detailanalysen	16
4.2.1 Analysen und Optionen zur Gestaltung des Höchstpreises	16
4.2.2 Abhängigkeit des Höchstpreises von anderen Maßnahmen der Wasserstoffstrategie	24
4.2.3 Betriebskostenförderung versus Investitionskostenförderung	24
4.2.4 Zu fördernde Vollbenutzungsstunden der Elektrolyseure	26
4.2.5 Überblick zu Wasserstoff-Fördersystemen und nationalen Strategien in ausgewählten europäischen Ländern	27
5 Teil II: Nachhaltigkeitskriterien – Empfehlungen und Alternativen	29
5.1 Herstellung von Wasserstoff	29
5.1.1 Anforderung: Herstellung von Wasserstoff auf Basis von zusätzlichen erneuerbaren Energien	29
5.1.2 Anforderung: Förderung von flexiblen Technologien und Prozessen	33
5.1.3 Anforderung: Vermeidung zusätzlicher Netzengpässe	34
5.2 Transport von Wasserstoff	38
5.2.1 Anforderungen	38
5.2.2 Zu empfehlende Optionen	39
5.3 Nutzung von Wasserstoff	40
5.3.1 Anforderungen	40
5.3.2 Empfehlung bzgl. Stahlindustrie	43
5.3.3 Empfehlung bzgl. Chemieindustrie – Ammoniakherstellung	45
5.3.4 Empfehlung bzgl. Chemieindustrie – Methanol	46

5.3.5	Empfehlung bzgl. Raffinerien	47
6	Literaturverzeichnis	48

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 4-1: Möglicher zeitlicher Verlauf der Höchstpreise in der Ausschreibung bei 5% Degression	14
Abbildung 4-2: Auszuschreibende Elektrolyseur-Kapazität pro Jahr und aggregierte Kapazitäten [MW]	15
Abbildung 4-3: Strombereitstellungskosten und weitere mögliche Strompreisbestandteile für die Elektrolyse in Deutschland	21
Abbildung 4-4: Variable Bereitstellungskosten für grünen Wasserstoff im Vergleich zu Wasserstoff aus Dampfreformer (Datenbasis 2019)	23
Abbildung 5-1: CO ₂ -Reduktion durch den Einsatz von grünem Wasserstoff in der Stahl- und Chemieindustrie (gerundete Werte)	42

Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1:	Zentrale Parameter für die Bereitstellungskosten von Wasserstoff über Dampfreformation	17
Tabelle 4-2:	Häufigkeit und Zusammenhang von Stunden mit überdurchschnittlichem EE-Anteil sowie Durchschnittspreise der jeweiligen Stunden in Jahr 2019	19
Tabelle 4-3:	Strompreise am Spotmarkt im Jahr 2019	20
Tabelle 4-4:	Zusammenfassung der Ergebnisse zur Berechnung der fixen Gestehungskosten und variablen Differenzkosten der elektrolytischen Wasserstoffherstellung	24
Tabelle 4-5:	Optionen für die Förderung von Elektrolyseanlagen	26
Tabelle 5-1:	Anteil fluktuierende EE Stromerzeugung an Endenergieverbrauch Strom nach Bundesländern	37

1 Zusammenfassung

Das vorliegende Papier bezieht sich auf die Maßnahme 3 der Nationalen Wasserstoffstrategie (Ausschreibungsprogramm „Grüner Wasserstoff für die Industrie“) und bewertet Optionen zur möglichen Ausgestaltung dieser. Betrachtet wurden insbesondere die folgenden zwei Anforderungen:

- Welche Anforderungen werden an Strombezug, Betrieb und Vorortung der Elektrolyseanlagen gestellt, um eine nachhaltige Erzeugung von Wasserstoff sicherzustellen?
- In welchen Industrieprozessen sollte Wasserstoff prioritär genutzt werden, um eine hohe Emissionseinsparung zu erreichen und notwendige Technologietransformationen anzustoßen?

Die im Rahmen des Auftrages durchgeführten Analysen und Abwägungen haben zu den hier folgenden Empfehlungen für eine Ausgestaltung eines möglichen Ausschreibungsprogramm seitens der Autoren geführt (Stand Anfang 2021). Dabei wurden Designelemente wie Ausschreibungsgegenstand, Zuschlagskriterium, geförderte Stunden und Höchstpreise betrachtet. Diese Empfehlungen sind als Startpunkt einer Debatte um ein mögliches Ausschreibungsprogramm zu sehen und zeigen einen Weg, um die Anforderungen für eine nachhaltige Erzeugung von Wasserstoff zu implementieren.

<p>Ausschreibungsgegenstand & Zuschlagskriterium</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Ausgeschrieben wird die Errichtung von Elektrolyse-Kapazität in der Einheit [MW_{elektrisch}] • Der Zuschlag erfolgt auf Basis der angebotenen Förderkosten für die Erzeugung von Wasserstoff in der Einheit [€ pro MWh Wasserstoffproduktion unterer Heizwert] • gefördert werden maximal 20.000 Volllaststunden (die Förderung kann mit maximal 2.000 Volllaststunden pro Jahr über einen Zeitraum von max. 15 Jahren abgerufen werden) • Für den Betrieb der geförderten Elektrolyse-Anlagen werden Förderbedingungen definiert, damit sichergestellt ist, dass die Elektrolyse-Anlagen nur betrieben werden, wenn der Anteil der erneuerbaren Energien hoch ist. Außerhalb der hier definierten Bedingungen ist der Betrieb nicht zulässig.
<p>Ausschreibungsmengen im Zeitverlauf</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Jährliche Ausschreibung mit einer Auktion am 01.04. des jeweiligen Jahres • Die Ausschreibungsmenge steigt von 100 MW im Jahr 2021 auf 352 MW im Jahr 2030
<p>Höhe der Förderung & Ablauf Auktion</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Die Höhe des Höchstpreises hängt davon ab, ob der Betreibende der Elektrolyse auch für die Errichtung von zusätzlichen EE-Erzeugungskapazitäten verantwortlich ist (vgl. Kapitel 4.2.1 und vgl. Kapitel 5.1) • Eine jährliche Degression des Höchstpreises sollte eingeführt werden, um sinkende spezifische Investitionskosten von Elektrolyseanlagen zu berücksichtigen. • Die Reihung der Gebote geschieht auch unter Berücksichtigung der Stromtransportkosten, die ein Elektrolyseur im Stromnetz verursacht (vgl. Kapitel 5.1.3)
<p>Durchführender und prüfender staatlicher Akteur</p>	<ul style="list-style-type: none"> • noch festzulegen

Voraussetzungen für Angebotsabgabe		
<p>Diese Voraussetzungen sind während des gesamten Förderzeitraums zu erfüllen und nachzuweisen. Das bedeutet zum Beispiel, dass auch außerhalb geförderter Betriebsstunden die Elektrolyseure nicht außerhalb der Nachhaltigkeitskriterien betrieben werden dürfen und bspw. mit Graustrom Wasserstoff herstellen dürfen.</p>		
Voraussetzung	Erläuterungen	Prüfung
Eingeleitete Genehmigungsverfahren (Elektrolyse und Pipelines)	Angebotsbezogene Genehmigungsverfahren (etwa für neue Elektrolysen oder Pipelines) müssen eingeleitet worden sein. Dies bedeutet beispielsweise, dass eine BIm-SchG-Genehmigung beantragt worden sein, nicht jedoch bereits erteilt sein muss, um ein zulässiges Gebot einzureichen. Eine Förderung wird in einem solchen Fall an eine bis zum Förderstart vorliegende Betriebsgenehmigung geknüpft.	Einmalige Prüfung notwendig
Nachweis von Abnahmeverträgen	Anbieter der Produktion von grünem Wasserstoff, die in der Auktion erfolgreich bieten wollen, müssen die Nutzung des grünen Wasserstoffs in der Stahl- oder Chemieindustrie über Abnahmeverträge und infrastrukturelle Voraussetzungen nachweisen.	Einmalige Prüfung notwendig
Erzeugung von Wasserstoff		
Zusätzliche EE-Kapazitäten	Finanzierung zusätzlicher EE-Kapazitäten durch die Betreiber der Elektrolyse-Anlagen <u>alternativ</u> durch Bund	Einmalige Prüfung notwendig
Strombezug	Beschaffung von Grünstrom mit HKN nachzuweisen (keine Doppelvermarktung)	Jährliche Prüfung notwendig
Flexibler Betrieb	Der Betrieb der Elektrolyse darf nur in Zeiträumen (stundenscharfe Auflösung) erfolgen, in denen der Anteil der Erzeugung aus Wind- und PV-Anlagen am Stromverbrauch in Deutschland über dem Anteil der letzten zwei Kalenderjahre liegt.	Jährliche Prüfung notwendig
Standort	Einpreisung von Stromtransportkosten wenn Standort der Elektrolyse südlich des Breitengrads 52,5° liegt	Einmalige Prüfung notwendig
Transport von Wasserstoff		
Zulässige Transportwege	Keine Beimischung in das Erdgasnetz, sondern: <ul style="list-style-type: none"> • On Site Elektrolyse bzw. private Pipeline • Einspeisung in gemeinsames H2-Netz • Einspeisung in anderes H2-Netz • LKW-, Bahn-, Schiffstransport 	Jährliche Prüfung notwendig
Nutzung von Wasserstoff		
Förderfähige Nutzungsfelder	<ul style="list-style-type: none"> • Stahl: Direktreduktion mit Wasserstoff • Stahl: Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas in neuen Direktreduktionanlagen • Einsatz von grünem Wasserstoff in der Ammoniakproduktion • Einsatz von grünem Wasserstoff in der direkten Methanolsynthese zur stofflichen Nutzung zulassen (Ausschluss Einsatz als Kraftstoff) • Einsatz von grünem Wasserstoff in Methanol-Synthese zur Herstellung von Olefinen und Aromaten 	Jährliche Prüfung notwendig

In allen Optionen ist eine Pönale vorzusehen, wenn die Anlagenbetreiber die Kriterien nicht oder nur teilweise einhalten. Die Einhaltung der Kriterien kann durch Zertifizierungssysteme oder Wirtschaftsprüfer überprüft werden.

2 Hintergrund und Einleitung

Hintergrund für dieses Papier ist die Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie des Bundes (BMWi 2020). Die Wasserstoffstrategie beinhaltet mehr oder weniger konkrete Maßnahmen für die Förderung von Wasserstofftechnologien und den Aufbau von Partnerschaften. Dieses Papier bezieht sich auf die Maßnahme 3 der Nationalen Wasserstoffstrategie:

„In der Industrie unterstützen wir unter anderem im Rahmen des Innovationspakts Klimaschutz auch die Umstellung auf Wasserstoff mit einer Förderung für Elektrolyseure (Umsetzung ab 2020, für weitere Details zum Innovationspakt „Klimaschutz“ und der dort vorgesehenen Unterstützung von Wasserstoffanwendungen in der Industrie siehe Maßnahme 14). Auch Ausschreibungsmodelle für die Herstellung von grünem Wasserstoff, der zum Beispiel zur Dekarbonisierung der Stahl- und Chemieindustrie dient, werden geprüft. Sofern erforderlich, werden dafür die Mittel des Nationalen Dekarbonisierungsprogramms entsprechend aufgestockt.“ (BMWi 2020)

Das Papier ist dabei als Optionenpapier aufgebaut und erarbeitet entsprechend Optionen einerseits für die konkrete Ausgestaltung des Ausschreibungsdesigns sowie für die zu erfüllenden Nachhaltigkeitskriterien. Diese Optionen werden mit ihren Vor- und Nachteilen diskutiert und eine Empfehlung abgegeben.

Dabei beschreibt das Papier Anforderungen an die Erzeugung von Wasserstoff, den Transport von Wasserstoff sowie an die Nutzung des Wasserstoffs. Zudem werden Elemente für ein mögliches Ausschreibungsdesign erläutert und bewertet.

Für die Ausgestaltung eines Anreizprogramms zur Nutzung von Wasserstoff in der Industrie gibt es besondere Rahmenbedingungen, die zu berücksichtigen sind:

- Bei den potenziellen industriellen Verbrauchern von Wasserstoff handelt es sich
 - Erstens, um wenige Standorte und Akteure
 - Zweitens, um Prozesse, die bei Umstellung eine signifikante Nachfrage nach Wasserstoff entwickeln
 - Drittens, um räumlich konzentrierte Anlagen in Clustern, was große räumlich konzentrierte Wasserstoffnachfragen zur Folge hat.
- Es besteht noch keine leitungsgebundene Transportinfrastruktur für Wasserstoff (abgesehen von lokalen Wasserstoffnetzen). Grundsätzlich kann nicht davon ausgegangen werden, dass in den nächsten Jahren ein flächendeckendes öffentliches Wasserstoffnetz zur Verfügung steht.

3 Zielsetzung des Ausschreibungsprogramms

Das in der Maßnahme 3 der nationalen Wasserstoffstrategie beschriebene Ziel ist die **Förderung der Herstellung von grünem Wasserstoff sowie dessen Einsatz in der Stahl- und Chemieindustrie**. Dabei sollen Möglichkeiten zur Dekarbonisierung der Industrie geschaffen werden.

Neben diesem definierten Ziel sind aus unserer Sicht noch weitere Ziele relevant:

- Sicherstellung eines nachhaltigen Markthochlaufs mit einer nachhaltigen Wasserstoffproduktion, -transport und -nutzung
- Sicherstellung einer rechtzeitigen Versorgung der Stahl- und Chemieindustrie mit Wasserstoff (Beitrag zum Ziel: Wasserstoff in Stahl- und Chemieindustrie bis 2030 auf min. 10 TWh pro Jahr)
- Beitrag zur Reduktion der Erzeugungskosten von grünem Wasserstoff
- Das Ausschreibungsprogramm soll bereits ab 2021 zu Investitionen in neue, großtechnische Elektrolyseure führen.

Unterschiedliche spezifische Ausschreibungsdesigns unterstützen diese Ziele in einem unterschiedlichen Ausmaß. Aus diesem Grund haben wir die Ziele der geplanten Ausschreibung folgendermaßen in Rangfolge gebracht und bei der Bewertung der Ausgestaltungsoptionen in dieser Rangfolge berücksichtigt:

1. Das Ziel der Reduktion der Erzeugungskosten von Wasserstoff durch den Aufbau von Erzeugungskapazitäten sollte aus unserer Sicht im Vordergrund stehen.
2. Als sekundäres Ziel sollte eine robuste Kanalisierung des erzeugten Wasserstoffs in Branchen und Prozesse mit hohem THG-Minderungspotenzial und ohne derzeit absehbaren Alternativen zur Wasserstoffroute (z.B. direkte Elektrifizierung) verfolgt werden.
3. Als weiteres Ziel wird die ausreichende und rechtzeitige (z.B. bei Umstellung eines Prozesses) Versorgung der Stahl- und Chemieindustrie mit grünem Wasserstoff berücksichtigt.

4 Teil I: Ausschreibungsdesign und Höchstpreise

4.1 Vorschläge für ein konkretes Ausschreibungsprogramm

4.1.1 Empfehlung zum Ausschreibungsgegenstand und Höchstpreis

Der Ausschreibungsgegenstand sollte direkt das Ziel der Förderung (vgl. Kapitel 3) adressieren.

Die Bereitstellungskosten für erneuerbaren strombasierten Wasserstoff sind maßgeblich von den Strombezugskosten und den spezifischen Investitionen der Elektrolyse abhängig. Um einen zeitnahen Markthochlauf zu ermöglichen, müssen diese beiden Komponenten mit einer Förderung adressiert werden. Gleichzeitig sollten beide Komponenten separat betrachtet werden, um keine falschen Anreize zu setzen.

Refinanzierung der Investitionskosten

Grundlegende Optionen zur Refinanzierung der Investitionskosten sind:

- a) Die Unternehmen erhalten eine jährliche Zahlung in €/kW über 10 oder 15 Jahre.
- b) Die Unternehmen erhalten analog zu den Regelungen im KWK-G eine Zuschlagszahlung in €/MWh über eine begrenzte Anzahl an Volllaststunden.¹ Für Wasserstoff könnte das Modell analog angewendet und wie folgt modifiziert werden: Es wird eine Zuschlagszahlung für insgesamt 20.000 Volllaststunden gezahlt, jedoch maximal 2.000 Volllaststunden pro Jahr. Der Grund für diese Begrenzung der Volllaststunden ist, dass insbesondere am Anfang der Ausbau der Kapazitäten von Elektrolyseuren im Fokus stehen sollte und nicht die Wasserstoffproduktion. Die Wasserstoffproduktion wird erst zu einem späteren Zeitpunkt (ab 2030) wichtig, wenn die Kosten der Elektrolyseure gesenkt wurden und ausreichend Erneuerbare Energien zur Verfügung stehen. Die Unternehmen können ihren Elektrolyseur unter Einhaltung aller Kriterien nach Kapitel 5 jedoch höher auslasten, erhalten dann aber keine Förderung für diese zusätzliche Wasserstoffproduktion.
- c) Die Unternehmen erhalten eine Zuschlagszahlung in €/MWh für jede produzierte MWh Wasserstoff über [10] Jahre für die Hälfte der Stunden pro Jahr, die Kriterien für den Strombezug müssen jedoch eingehalten werden.

Option c) sollte nicht weiterverfolgt werden, weil sich Anreize ergeben die Anlage sehr hoch auszulasten. Ohne eine Begrenzung der geförderten Volllaststunden kann es so leicht zu einer Überförderung kommen. Da für das Förderprogramm der Markthochlauf für Elektrolyseanlage und nicht eine möglichst hohe Wasserstoffproduktion im Vordergrund steht, sollten mit Blick auf den effizienten Einsatz der finanziellen Ressourcen Anreize vermieden werden, die zu einer sehr hohen Auslastung der Anlagen führen. Auch die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien wird mit steigender Auslastung schwerer umzusetzen sein.

Optionen a) und b) sind beide geeignet. Eine Entscheidung für eine der beiden Optionen kann sich daran orientieren, wie die Refinanzierung des Betriebs ausgestaltet werden soll.

¹ Im KWK-G erfolgt die Förderung über insgesamt 30.000 Stunden (§ 8 Absatz 1). Zusätzlich ist im KWK-G die jährliche Zuschlagszahlung nach § 8 Absatz 4 ab 2023 auf 4000 Vollbenutzungsstunden und ab 2025 auf 3500 Vollbenutzungsstunden begrenzt.

Refinanzierung des Betriebs der Elektrolyseure

Hier geht es in erster Linie darum, die Differenz zwischen den Betriebskosten eines Elektrolyseurs (also insbesondere dem Strombezug) und der Betriebskosten von Wasserstoff aus Dampfreformierung (Erdgasbezug) auszugleichen.

Diese Kostendifferenz ist insbesondere von den Kriterien für den Strombezug abhängig (vergleiche Abschnitt 4.2.5). Wenn der Elektrolyseur in den günstigsten 2.000 Stunden pro Jahr Graustrom von der Börse bezieht, sind die Strombezugskosten geringer als die Erdgas- und CO₂-Kosten der Dampfreformierung. Wenn zusätzlich der Neubau von erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten durch die Betreiber der Elektrolyseanlagen refinanziert werden muss, beträgt die Differenz der Betriebskosten ca. 36 €/MWh_{H₂}.

- Da die Kosten des Strombezugs nur anfallen, wenn der Elektrolyseur betrieben wird, ist ein lumpsum payment² nur bezogen auf die Kapazität des Elektrolyseurs nicht sinnvoll (denn dann würde die Zahlung auch dann erfolgen, wenn der Elektrolyseur nicht betrieben wird).
- Eine Zahlung pro MWh Wasserstoffproduktion kann also 0 bis 36 €/MWh_{H₂} betragen, abhängig davon, ob die Betreiber für die Finanzierung neuer erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen verantwortlich sind oder nicht.

Empfehlung

In der Synthese aus Investitions- und Betriebskostenförderung wird ein Modell vorgeschlagen, in dem wie im KWK-G eine Zuschlagszahlung für die Wasserstoffproduktion (Zuschlagskriterium) ausgeschrieben wird. Die Unternehmen bieten auf die Zuschlagszahlung in der Einheit €/MWh Wasserstoff und erhalten diese Zuschlagszahlung für insgesamt 20.000 Volllaststunden, jedoch maximal 2.000 Volllaststunden pro Jahr. Der Förderzeitraum beträgt maximal 15 Jahre, es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die Förderung bei den meisten Elektrolyseuren nach 10 Jahren abgeschlossen ist: Die Zuschlagszahlung umfasst dann die Refinanzierung der Investitionskosten und die Mehrkosten des Betriebs gegenüber der fossilen Referenzroute zur Erzeugung von Wasserstoff.

Unter der Annahme, dass die geförderten Vollbenutzungsstunden nach 10 Jahren ausgeschöpft werden, kann von den folgenden notwendigen Kostenzuschlägen ausgegangen werden: Die Kosten für die Refinanzierung der Investitionskosten betragen bei 2.000 Volllaststunden etwa 86 €/MWh und die Kosten für die Refinanzierung der Mehrkosten des Betriebs betragen zwischen null und 36 €/MWh je nach Anforderungen an die Zusätzlichkeit der Stromerzeugung. Insgesamt beträgt die Höhe der Zuschlagszahlung für die produzierte MWh Wasserstoff dann 86 €/MWh_{H₂} bis 122 €/MWh_{H₂} je nach Anforderungen.

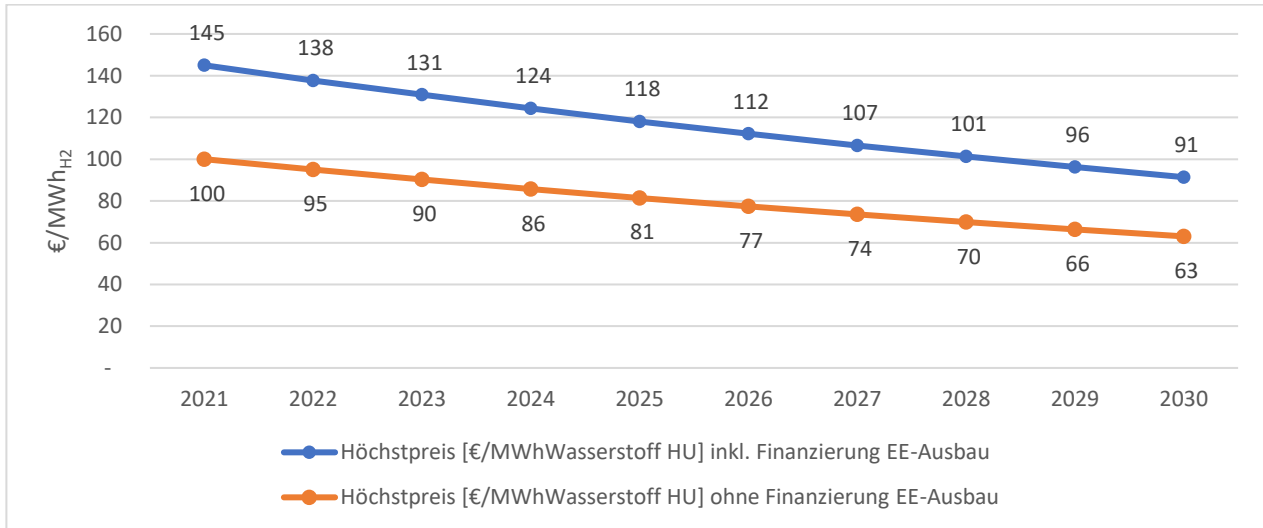
Der Höchstpreis in der Auktion könnte 20% höher als die hier ermittelten Kostenschätzungen angesetzt werden³ und liegt dann bei 103 bis 146 €/MWh_{H₂}. Wir gehen von gerundeten Werten von 100 und 145 €/MWh_{H₂} aus. Auf der Basis der erwarteten Reduktion der spezifischen Kosten für Elektrolyseure kann von einer Reduktion des Höchstpreises von 5% pro Jahr ausgegangen werden.

² Eine Einmalzahlung

³ Wie im Analysekapitel zu den Förderkosten genauer dargelegt (vgl. 4.2.1), konnten nicht alle möglichen Preisbestandteile im Detail analysiert werden (z.B. Vertriebskosten und Kosten für HKN Grünstrom etc.).

Der Verlauf der Höchstpreise (mit und ohne Beitrag zum EE-Ausbau) bis zum Jahr 2030 wird in der folgenden Graphik dargestellt.

Abbildung 4-1: Möglicher zeitlicher Verlauf der Höchstpreise in der Ausschreibung bei 5% Degression



Quelle: eigene Berechnungen Öko-Institut e.V.

4.1.2 Empfehlung zu Ausschreibungsmengen im Zeitverlauf

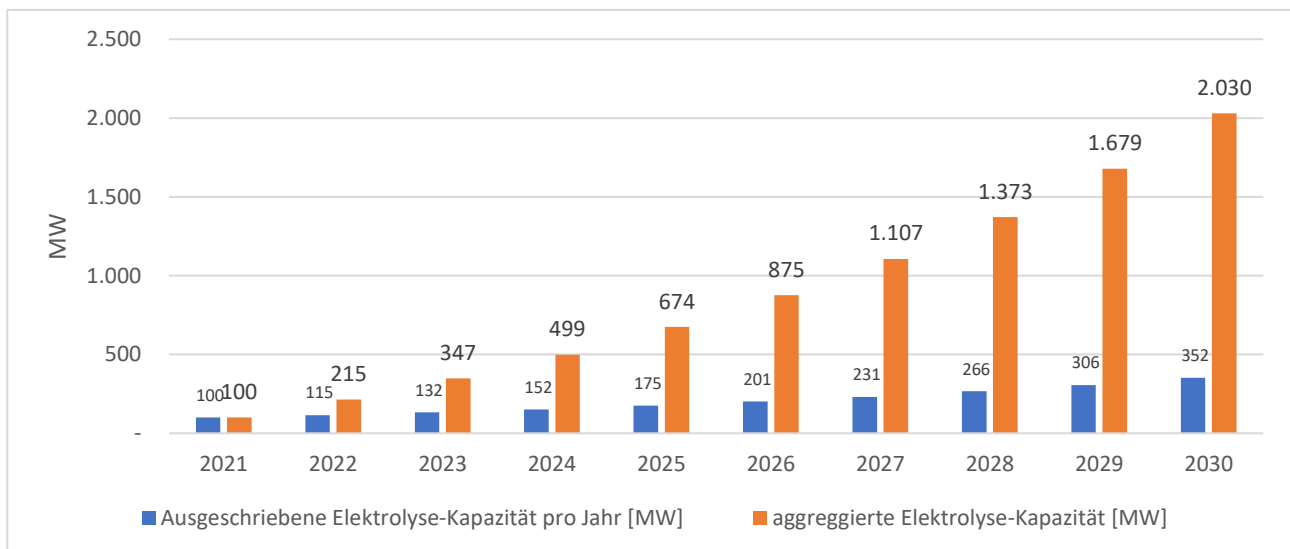
Ausgeschrieben wird die elektrische Leistung der Elektrolyseure (Ausschreibungsgegenstand). Zuschlagskriterium sind die Kosten für die Wasserstofferzeugung. Wir empfehlen eine Steigerung der auszuscheidenden Mengen über die Zeit aus den folgenden Gründen:

- Die Nachfrage nach Wasserstoff in der Industrie wird sich im Zeitverlauf erhöhen und damit auch die Akteure, die in der Ausschreibung aktiv werden wollen. Anfänglich (ab 2021) vermutete Nachfragen in der Ammoniakerzeugung und in der Beimischung von Wasserstoff zum Erdgas in der DRI Stahlproduktion (Standort Hamburg) werden erst im Zeitverlauf durch weitere Nachfragen aus Prozessen mit höherem Aufwand für die Prozessumstellung ergänzt (vgl. Kapitel 5.3).
- Zudem ist in Bezug auf die Nachfrage nach Wasserstoff damit zu rechnen, dass zwischen 2023 und 2025 eine erste Wasserstoff-Pipeline zwischen Lingen und Marl fertig gestellt ist (vgl. <https://www.get-h2.de/projekt-nukleus/>). In Marl findet eine solche Pipeline Anschluss an ein bestehendes Wasserstoffnetz mit relevanten bestehenden und prognostizierten Wasserstoffbedarfen. Somit werden weitere Wasserstoffnachfrager erschlossen, ohne dass Elektrolyseure südlich der bestehenden und prognostizierten Netzengpässe errichtet werden müssen.
- Der Ausbau der erneuerbaren EE-Kapazitäten schreitet momentan nur langsam voran. Zudem führt die Netzanbindung von neuen Offshore-Windanlagen zu Verzögerungen. Die Nutzung von neuen, ungeforderten EE-Kapazitäten wird aus diesem Grund in der ersten Phase der Ausschreibung eine Herausforderung darstellen. Mit Veröffentlichung der Ausschreibungen und entsprechender Planungssicherheit ist zu erwarten, dass im Zeitverlauf entsprechende neue EE-Kapazitäten zur Verfügung stehen bzw. rechtzeitig akquiriert werden können.

Die folgende Abbildung zeigt einen möglichen Verlauf für die steigende Ausschreibungsmenge der Elektrolyseur-Kapazitäten. Es wird dabei von einer Steigerung der Ausschreibungsmenge um 15 % pro Jahr ausgegangen. Im Jahr 2030 wäre unter diesen Rahmenbedingungen eine geförderte Wasserstoffmenge von ca. 4 TWh (bei 2.000 VLS der Elektrolyseure) und eine Elektrolyseurleistung von ca. 2 GW zu erwarten.

Zur Einordnung: Derzeit gibt es insbesondere im Rahmen der Reallabore Planungen für die Investition in Elektrolyseure in Deutschland. Die größeren dieser Projekte zielen auf Leistungen um 30 bis 50 MW (z.B. GreenHydroChem in Leuna) ab. Die größte Leistung liegt bei 100 MW (H2 Lingen sowie das Projekt ElementEins von TenneT). Zieljahr für die Inbetriebnahme dieser Reallabore ist zwischen 2023 und 2028.

Abbildung 4-2: Auszuschreibende Elektrolyseur-Kapazität pro Jahr und aggregierte Kapazitäten [MW]



Quelle: eigene Berechnungen Öko-Institut e.V.

Notwendige zusätzliche EE-Kapazitäten

Die in dem Ausschreibungsprogramm geförderten Elektrolyseure erfordern neue EE-Kapazitäten zur Deckung der zusätzlichen Stromnachfrage. Eine jährliche Erzeugung von 4 TWh (wie für das Jahr 2030 berechnet) Wasserstoff benötigt bei einem Wirkungsgrad von 65% der Elektrolyse ca. 6 TWh Strom pro Jahr. Dafür wären schätzungsweise folgende zusätzliche EE-Kapazitäten notwendig:

- Onshore-Wind (2.500 VLS): 2,4 GW
- Offshore-Wind (4.000 VLS): 1,5 GW
- PV-Freifläche (1.000 VLS): 6 GW

4.1.3 Empfehlung zu den Voraussetzungen für Gebotsabgabe

Folgende Elemente könnten Bestandteil der Ausschreibung sein:

- Angebotsbezogene Genehmigungsverfahren (etwa für neue Elektrolysen oder Pipelines) müssen eingeleitet worden sein. Dies bedeutet beispielsweise, dass eine BIm-SchG-Genehmigung beantragt worden sein muss, nicht jedoch bereits erteilt sein muss, um ein zulässiges Gebot

einzureichen. Eine Förderung wird in einem solchen Fall an eine bis zum Förderstart vorliegende Betriebsgenehmigung geknüpft.

- Anbieter der Produktion von grünem Wasserstoff, die in der Auktion erfolgreich bieten wollen, müssen die Nutzung des grünen Wasserstoffs in der Stahl- oder Chemieindustrie über Abnahmeverträge und infrastrukturelle Voraussetzungen nachweisen.

4.1.4 Empfehlung zum Ablauf der Auktion

Wir empfehlen für den detaillierten Ablauf der Auktion, die Erfahrungen aus den Ausschreibungen im EEG sowie im KWK-G zu berücksichtigen. An dieser Stelle werden keine detaillierten Empfehlungen zum Ablauf der Auktion gegeben. Es gibt jedoch Punkte, die spezifisch im Rahmen unserer Empfehlungen zu berücksichtigen sind:

- Der Anbietende muss die angebotene Menge [$MW_{\text{Elektrolyse}}$] angeben und ein Gebot für das Zuschlagskriterium [$\text{€/MWh}_{\text{Wasserstoff, Hu}}$] abgeben.
- Einige Nachhaltigkeitskriterien sind vor der Gebotsabgabe zu prüfen (vgl. tabellarische Darstellung in der Zusammenfassung).

4.2 Detailanalysen

4.2.1 Analysen und Optionen zur Gestaltung des Höchstpreises

Erzeugungskosten für Wasserstoff aus Dampfreformierung

Abbildung 4-4 zeigt die wichtigsten Kostenbestandteile für die Erzeugung von grauem Wasserstoff und elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff: Strombereitstellungskosten, Brennstoffkosten und CO₂-Kosten. Da Wasserstoff heute überwiegend durch Dampfreformierung von Erdgas gewonnen wird, bilden sich die Marktpreise für Wasserstoff aktuell vor allem in Abhängigkeit von den Erdgaspreisen. Damit lassen sich in erster Näherung Gestehungskosten für fossilen Wasserstoff über die Annahmen zur Entwicklung der Erdgaspreise, den Bereitstellungskosten frei Anlage, sowie einer Annahme zur Annuität der Investitions- und fixen Betriebskosten bestimmen. Für den Steam-Reformer wurde ein Wirkungsgrad von 70% unterstellt. Als output-bezogene Annuität werden rund 9 €/MWh_{H₂} unterstellt. Die variablen Kosten setzen sich zusammen aus Bereitstellungskosten für das Erdgas (29 €/MWh_{H₂} basierend auf Spotpreisen und aktuellen Futures und den Kosten für CO₂-Zertifikate in Höhe von rund 1 €/MWh_{H₂}).

Die Höhe der CO₂-Kosten ergibt sich wie folgt: Für die Produktion von Wasserstoff erhalten Unternehmen eine kostenlose Zuteilung. Der Benchmark für die Wasserstoffproduktion beträgt 8,85 tCO₂/t Wasserstoff für die Handelsperiode 2013 bis 2020.⁴ Bezogen auf einen unteren Heizwert von 112 MJ/kg⁵ beträgt die kostenlose Zuteilung dann 266 gCO₂/kWh Wasserstoff. Für den Zeitraum 2021 bis 2025 wird der Benchmark basierend auf dem technologischen Fortschritt um 0,2% bis 1,6% pro Jahr abgesenkt (§ 10a Absatz 2). Wie stark diese Absenkung ausfallen wird, wird erst im Jahr 2021 veröffentlicht.⁶ Die kostenlose Zuteilung basiert auf der Produktion in einer historischen

4 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32011D0278>

5 [https://de.wikipedia.org/wiki/Heizwert#Gasförmige_Brennstoffe_\(bei_25_°C\)](https://de.wikipedia.org/wiki/Heizwert#Gasförmige_Brennstoffe_(bei_25_°C))

6 https://ec.europa.eu/clima/news/timing-distribution-free-allowances-2021_en

Basisperiode. Für die kostenlose Zuteilung im Zeitraum von 2021 bis 2025 ist die historische Basisperiode die mediane Produktion in den Jahren 2014-2018. Für die kostenlose Zuteilung im Zeitraum von 2026 bis 2020 ist die historische Basisperiode die mediane Produktion in den Jahren 2019-2023.⁷ Außerdem gibt es nach § 10a Absatz 20 der ETS Richtlinie eine Anpassung der kostenlosen Zuteilung des Folgejahres, wenn eine Produktionsänderung über oder unter 15% als gleitender Zweijahresdurchschnitt auftritt.⁸ Daraus folgt, dass Anlagenbetreiber für eine zusätzliche Wasserstoffproduktion auch eine zusätzliche kostenlose Zuteilung erhalten. Das CO₂-Preissignal wird also nur sehr eingeschränkt wirksam. Durch dieses „updating“ verbleibt nur der Anreiz für den Anlagenbetreiber die spezifischen Emissionen auf das Niveau des Benchmarks zu senken. Eine Einpreisung der kostenlosen Zuteilung in Höhe des Benchmark-Werts in die Produktpreise wird jedoch verhindert. Vor diesem Hintergrund werden CO₂-Kosten für die Produktion von Wasserstoff aus Dampfreformierung in Höhe von rund 1 €/MWh_{H₂} angesetzt.

In Summe ergeben sich basierend auf aktuellen Preisen Gestehungskosten die Bereitstellung von Wasserstoff aus Dampfreformierung von etwa rund 41 €/MWh_{H₂}. Diese anlegbaren Werte steigen, wenn die Erdgaspreise oder die CO₂-Preise steigen oder Reinvestitionen bei den Dampfreformern anstehen. Bis 2025 könnten die kurzfristigen Grenzkosten für die Herstellung von grauem Wasserstoff auf 40 bis 50 €/MWh_{H₂} steigen, wenn die Erdgas- und CO₂-Preise entsprechend ansteigen.

Bezüglich staatlich induzierter Kostenbestandteile wäre für die fossile Wasserstoffbereitstellung durch Erdgas nur die Energiesteuer einschlägig. Wir gehen jedoch davon aus, dass wegen des Spitzenausgleichs oder aufgrund der Steuerentlastung für chemische Reduktionsprozesse nach § 51 EnergieStG keine solchen Kosten für die fossile Wasserstoffherstellung anfallen. Weitere staatlich induzierte Kostenbestandteile sind nicht einschlägig.

Tabelle 4-1: Zentrale Parameter für die Bereitstellungskosten von Wasserstoff über Dampfreformierung

Parameter	Einheit	2019	2025
Wirkungsgrad des Steam-Reformers⁹	%	70	70
Emissionsfaktor Erdgas¹⁰	gCO ₂ /MWh	201	201
Erdgas-Preise¹¹	€/MWh (Hu) frei Anlage	20	23-28
Annuität sowie fixe Betriebskosten	€/MWh _{H₂}	9	9
Gestehungskosten Wasserstoff aus Dampfreformierung	€/MWh (Hu)	41	46-52

Quelle: Eigene Berechnungen des Öko-Institut e.V. auf Grundlage der in den Fußnoten genannten Quellen.

⁷ https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/allowances/docs/p4_gd2_allocation_methodologies_en.pdf

⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:02003L0087-20200101&qid=1606998429889&from=EN>

⁹ (Öko-Institut auf Basis von Grey & Tomlinson (2002) sowie Mignard (2014))

¹⁰ Emissionenfaktoren fossiler Brennstoffe UBA 2016

¹¹ Spotmarktpreise und Futures aus Öko-Institut (2019) - Die deutsche Kohle-Verstromung bis 2030

Erzeugungskosten für grünen Wasserstoff

Kapitalkosten und weitere Fixkosten

Die Investitionskosten für die Elektrolyse liegen heute je nach Technologiepfad im Bereich von rund 700 €/kW_{el}¹² (vgl. auch Fraunhofer ISE 2020). Vor dem Hintergrund der aktuellen niedrigen Finanzierungszinsen werden die Kosten der Kapitalbereitstellung mit 5% (WACC) berücksichtigt. Zusätzlich fallen fixe Wartungs- und Betriebskosten in Höhe von 3% der Investitionskosten an (BMVI 2018).

Tabelle 4-4 zeigt im oberen Teil, welche jährlichen Kosten sich durch die Investitionskosten ergeben. Es ergeben sich jährliche Kosten von rund 112 €/kW bezogen auf die Elektrolyseleistung, wenn eine Nutzungsdauer von 10 Jahren unterstellt wird und jährliche Kosten von 88 €/kW, wenn eine Nutzungsdauer von 15 Jahren unterstellt wird.

Wenn Investitionskosten im Ausschreibungsdesign über die Wasserstoffproduktion refinanziert werden sollen, ergeben sich bei 10 Jahren Nutzungsdauer und

- bei 1.000 Vollbenutzungsstunden der Elektrolyse Kosten in Höhe von 172 €/MWh_{H2} (136 €/MWh_{H2} bei 15 Jahren Nutzungsdauer)
- bei 2.000 Vollbenutzungsstunden der Elektrolyse Kosten in Höhe von 86 €/MWh_{H2} (68 €/MWh_{H2} bei 15 Jahren Nutzungsdauer)
- bei 4.000 Vollbenutzungsstunden der Elektrolyse Kosten in Höhe von 43 €/MWh_{H2} (34 €/MWh_{H2} bei 15 Jahren Nutzungsdauer)

In der Literatur wird auf beträchtliche Kostensenkungspotentiale bezüglich der spezifischen Investitionen verwiesen, sodass davon ausgegangen werden kann, dass die spezifischen Investitionen bis zum Jahre 2025 im Mittel auf einen Wert von 630 €/kW_{elektrisch} gesenkt werden können. Auch bei der technischen Lebensdauer der Anlagen besteht laut Literatur erhebliches Entwicklungspotential. Während die Anlagen heute eher auf 25.000 bis 70.000 Betriebsstunden kommen, werden für das Jahr 2030 50.000 bis 80.000 Stunden erwartet. Zukünftig sind also weitere Kostensenkungen durch eine Verlängerung der technischen Lebensdauer absehbar.

Betriebskosten

Wichtigster Bestandteil der Betriebskosten ist der Preis des Strombezugs (Tabelle 4-3).

Mit dem Ziel den Förderbedarf aufgrund der momentanen Betriebskosten zu ermitteln, wird ein Kostenvergleich durchgeführt. Ziel ist es, die Wasserstoffgestehungskosten auf Basis von **zwei unterschiedlichen Strombezugsmodellen** mit den Wasserstoffgestehungskosten auf der Basis von Dampfreformierung zu vergleichen. Die zwei grundsätzlichen Strombezugsmodelle erfüllen dabei die in Kapitel 5.1 empfohlenen Kriterien für die Herstellung von nachhaltigem Wasserstoff.

¹² Die Angaben beziehen sich auf die Alkalische Elektrolyse. Alkalische Elektrolyseure sind dabei etwas effizienter und besitzen heute auch niedrigere spezifische Investitionskosten, PEM-Elektrolyseure besitzen aber Vorteile in der Lastdynamik hinsichtlich der spezifischen Dichte und des Raumbedarfs sowie durch eine geringere Systemkomplexität und potenziell höhere Betriebsdrücke des Wasserstoffs BMVI (2018).

Strombezug bei hohen EE-Anteilen im System	Der zusätzliche Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung muss nicht von den Betreibern der Elektrolyseure finanziert werden. Der Betreibende der Elektrolyseanlage bezieht Strom von der Börse in Stunden die einen überdurchschnittlichen Anteil an flukt. erneuerbaren Erzeugungstechnologien am Stromverbrauch haben. Dabei wird Strom für den Elektrolyseurbetrieb in den 2.000 günstigsten Stunden beschafft, in denen der Elektrolyseur zudem 12 Stunden am Stück betrieben werden kann.
Strombezug aus neuen EE-Anlagen über PPA	Der zusätzliche Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung muss durch die Betreibenden der Elektrolyseanlagen finanziert werden. Der Strombezug erfolgt somit aus neuen EE-Anlagen beispielsweise über PPAs.

Strombezug bei hohen EE-Anteilen im System: Aus technischer Sicht ist es für Elektrolyse-Anlagen sinnvoll, die Anzahl an Starts zu minimieren. Tabelle 4-2 zeigt exemplarisch für Marktdaten aus dem Jahr 2019, welchen Einfluss diese betriebliche Einschränkung auf die möglichen Betriebsstunden und den anzulegenden Strompreis hat. Dazu wurden als mögliche Betriebsstunden nur Stunden mit überdurchschnittlichem EE-Anteil berücksichtigt, die in „Blöcken“ von 6, 12, 18 oder 24 Stunden auftreten.

Tabelle 4-2: Häufigkeit und Zusammenhang von Stunden mit überdurchschnittlichem EE-Anteil sowie Durchschnittspreise der jeweiligen Stunden in Jahr 2019

Min. Anzahl zusammenhängender Stunden	6	12	18	24
Anzahl der Starts	228	76	51	31
Anzahl der Stunden mit überdurchschnittlichen EE-Anteil, die Teil von X aufeinanderfolgenden Stunden sind	3729	2587	2260	1877
Durchschnittlicher Strompreis in diesen Stunden	29,00 €	26,32 €	25,73 €	24,90 €
Verhältnis zum durchschnittlichen Strompreis in <u>allen</u> Stunden mit überdurchschnittlichem Wind+PV	99%	90%	88%	85%
Verhältnis zum durchschnittlichen Strompreis <u>aller</u> Stunden	77%	70%	68%	66%

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf smard.de

Es zeigt sich, dass die Stunden mit überdurchschnittlichem EE-Anteil sehr stark zusammenhängend sind. Die jeweiligen durchschnittlichen Preise in diesen Stunden liegen unter dem Durchschnitt aller zulässigen Stunden, das heißt es fallen eher hochpreisige Stunden heraus, wenn eine Einschränkung in Richtung eines durchgehenderen Betriebes gemacht wird. Diese Betrachtung berücksichtigt die minimale Up-Time der Anlagen; um die Betrachtung vollständig zu machen, müsste noch die minimale Down-Time betrachten werden. Wird für den Einsatz ein durchgehender Betrieb von 12 Stunden vom Elektrolyseurbetreiber angestrebt, bleiben rund 2.600 Stunden, in denen der Elektrolyseur betrieben werden kann. Werden, wie im Ausschreibungsdesign vorgeschlagen, höchstens 2.000 Vollaststunden gefördert, so blieben noch rund 600 Stunden, in denen der Betrieb optimiert werden könnte. Der Preis für den Strombezug läge in diesen Stunden im Durchschnitt bei höchstens 26,3 €/MWh.

Strombezug aus neuen EE-Anlagen über PPA: Die Kosten für Strom aus neuen Wind-Onshore und PV-Anlagen dürfte sich aktuell an den Höchstpreisen im EEG orientieren und etwa 4 bis 6 cent/kWh betragen. Für die weiteren Betrachtungen eines Strombezugs aus neu errichteten EE-Anlagen werden die Auktionsergebnisse für PV-Freiflächenanlagen von Februar 2020 zu Grunde gelegt. Hier betrug der mengengewichtete Gebotspreis 50 €/MWh.¹³ Die durchschnittlichen Spotmarkt-Erlöse von Wind-Onshore-Anlagen betragen im Jahr 2019 ca. 32 €/MWh und für PV-Anlagen ca. 35 €/MWh (vgl. Tabelle 4-3). Es ist davon auszugehen, dass Betreiber von Elektrolyseanlagen aktiv am Markt Strommengen kaufen und verkaufen müssen, um einen Betrieb während der Stunden mit hohen EE-Anteilen (erlaubte Betriebsstunden nach dem Flexibilitätskriterium) durchführen zu können. Grundsätzlich ist von einer groben Korrelation zwischen Stunden mit hohen EE-Anteilen und Stunden der Einspeisung aus den Anlagen des PPAs auszugehen, solange es sich um Windkraft handelt. Weiter ist davon auszugehen, dass es einerseits Betriebsstunden geben wird, in denen Strom an der Börse hinzugekauft werden muss (das sind laut Analyse oben jedoch eher Stunden mit geringen Strompreisen), und andererseits in bestimmten Stunden Strom aus dem PPA verkauft werden muss. Vereinfacht sind wir für die folgenden Berechnungen davon ausgegangen, dass sich dieser Handel nicht auf die durchschnittlichen Strombezugskosten auswirkt und somit weiterhin die Kosten des PPA angesetzt werden können.

Tabelle 4-3: Strompreise am Spotmarkt im Jahr 2019

Marktwert der günstigsten Stunden			Marktwert überdurchschnittlicher EE-Anteil	Marktwert Wind an Land	Marktwert PV	Mittelwert
2000	3000	4000				
€/ MWh						
18,5	23,1	26,3	29,4	31,7	34,9	37,7
49%	61%	70%	78%	84%	93%	100%

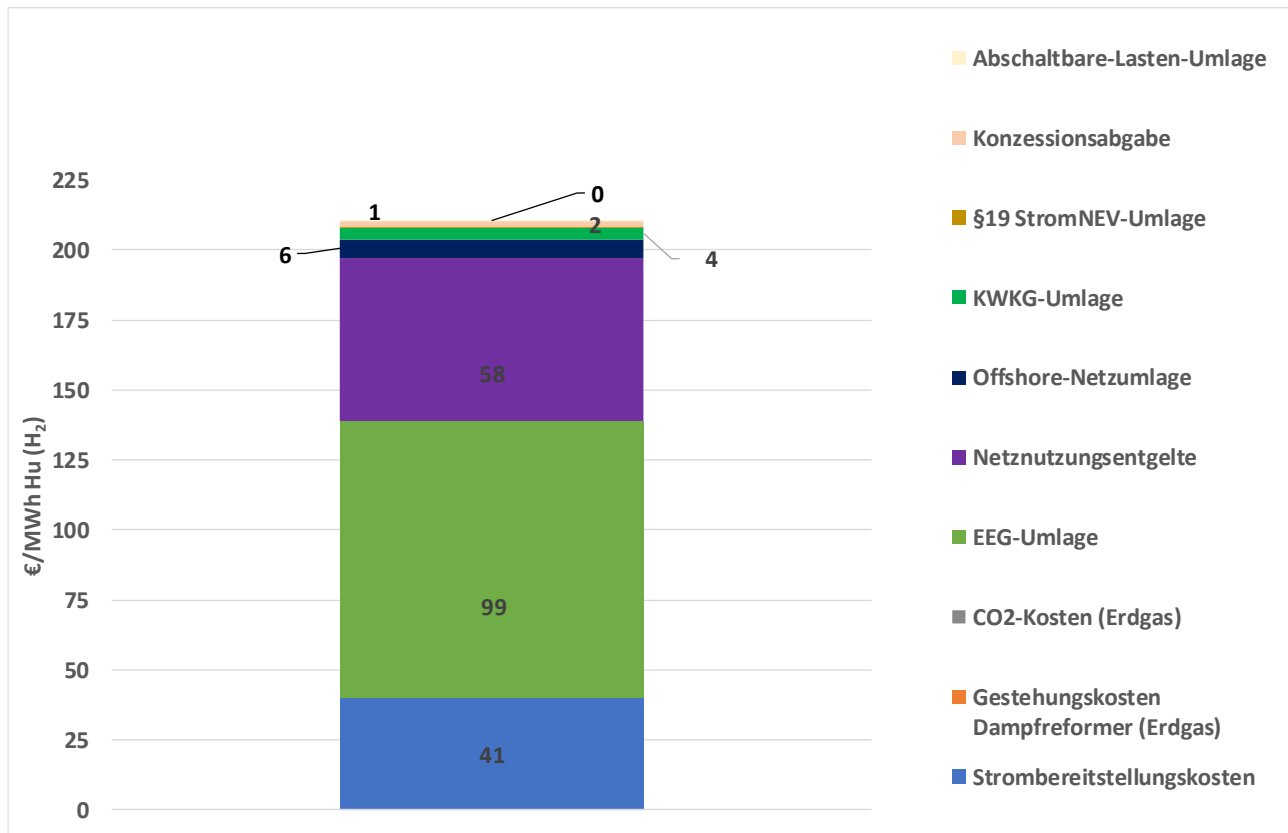
Quelle: www.smard.de

Weitere Strompreisbestandteile: Außerdem stellt sich die Frage, welche anderen Strompreisbestandteile von Elektrolyseuren zu tragen sind. Hierfür kommen grundsätzlich alle staatlich induzierten und sonstigen Strompreisbestandteile in Betracht. Im Einzelnen sind diese: Stromsteuer, Netznutzungsentgelte, EEG-Umlage, KWKG-Umlage, Konzessionsabgabe, § 19 StromNEV-Umlage, Offshore-Netzumlage, Abschaltbare-Lasten-Umlage. Abbildung 4-3 zeigt die Zusammenschau der einzelnen Strompreisbestandteile bezogen auf die Kosten für die Herstellung von Wasserstoff. Der Stromeinsatz für die Wasserstoffproduktion über Elektrolyse ist jedoch bereits umfangreich von zusätzlichen Strompreisbestandteilen befreit.

¹³

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html

Abbildung 4-3: Strombereitstellungskosten und weitere mögliche Strompreisbestandteile für die Elektrolyse in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von des BMWi.¹⁴

Im Folgenden werden die einzelnen Strompreisbestandteile auf ihre Einschlägigkeit für den Stromeinsatz zur Wasserstoff-Elektrolyse untersucht. Im Rahmen der Diskussionen um die Umsetzung der Wasserstoffstrategie (Maßnahme 1) soll geprüft werden, ob die Herstellung von grünem Wasserstoff weitgehend von Steuern, Abgaben und Umlagen befreit werden kann.¹⁵

- Die **EEG-Umlage** im Jahr 2021 soll nach den Festlegungen im Rahmen des Konjunkturpaketes auf 6,5 cent/kWh gesenkt werden und im Jahr 2022 6 cent/kWh betragen. Nach § 64 EEG sind stromintensive Unternehmen sehr weitgehend von der EEG-Umlage freigestellt und zahlen nur einen reduzierten Anteil der EEG-Umlage. In Anlehnung an das Ergebnis einer kleinen Anfrage an die Bundesregierung¹⁶, wird für die folgenden Analysen unterstellt, dass auf den zusätzlichen Stromverbrauch der Elektrolyse in stromintensiven Unternehmen keine EEG-Umlage zu zahlen ist. Der Nationale Wasserstoffrat empfiehlt in seiner EEG-Stellungnahme die Befreiung aller Elektrolyse-Anlagen von den Kosten der EEG-Umlage.
- Seit der Änderung im Rahmen des NABEG im Jahr 2019 sind Elektrolyseure zur Herstellung von Wasserstoff nach § 118 Absatz 6 Satz 8 EnWG von den **Netznutzungsentgelten** befreit. Die Kopplung der Befreiung an die Rückverstromung entfällt damit. Außerdem sind Elektrolyseure,

¹⁴ <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/strompreise-bestandteile-staatlich.html>

¹⁵ <https://www.bmbf.de/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf>

¹⁶ Ökologische Folgen und Kosten der Wasserstoffwirtschaft (Nachfrage zur Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage auf Bundestagsdrucksache 19/18834). Drucksache 19/21845. 25.08.2020.

die dem Eigenerzeugerprivileg unterliegen und über eine Direktleitung Strom beziehen (ohne das öffentliche Stromnetz zu nutzen), von den Netznutzungsentgelten befreit. Nach § 118 Absatz 6 Satz 5 EnWG ist die Netzentgeltbefreiung davon abhängig, dass der „Höchstlastbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht“ (atypischer Verbrauch).¹⁷

- Zu den Netzentgelten treten die **besonderen Netzentgeltbestandteile** (diese setzen sich zusammen aus: KWK-Umlage, Offshore-Netz-Umlage, AbLaV-Umlage, StromNEV-Umlage sowie Konzessionsabgabe) und werden vom Netzbetreiber mit dem Netzentgelt zusammen abgerechnet. Die ersten drei Umlagen werden nach dem Prinzip der EEG-Umlage auf den Letztverbrauch umgelegt. Hier bestehen – analog zur EEG-Umlage-Befreiung – Ausnahmetatbestände für Elektrolyseure. Aufgrund der dadurch geringen Gesamthöhe dieser besonderen Netzentgeltbestandteile und der Ausnahmetatbestände für diese Umlagen werden diese hier nicht näher berücksichtigt.¹⁸ Auch der Aufschlag durch die Konzessionsabgabe und die StromNEV-Umlage¹⁹ haben auf die Gestehungskosten für Großverbraucher einen geringen Einfluss und werden hier nicht berücksichtigt.
- Grundsätzlich sind auch weitere Kosten für Vertriebsmarge und HKN für Grünstrom anzusetzen. Im Rahmen des Projektes wurden diese Komponenten mit einem pauschalen Aufschlag auf den ermittelten Höchstpreis der Ausschreibung berücksichtigt.

Kostenvergleich

Zusätzlich zu den Investitionskosten müssen über die Ausschreibung ggf. noch Mehrkosten für den Betrieb der Wasserstoffelektrolyseure ausgeglichen werden. In Abbildung 4-4 werden die kurzfristigen Grenzkosten²⁰ für die Erzeugung von Wasserstoff aus Dampfreformierung und elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff verglichen.

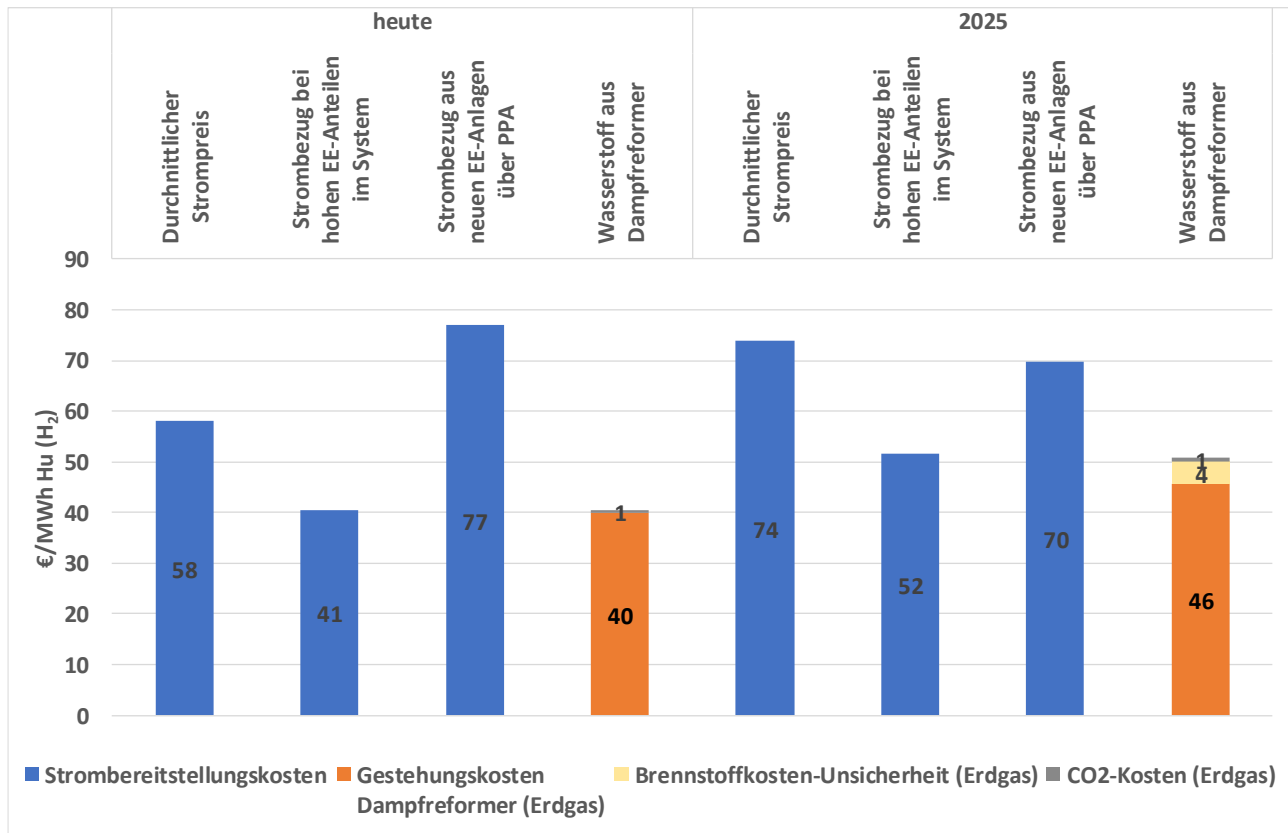
¹⁷ Wenn Elektrolyseure wie normale Stromkunden Strom aus dem Höchstspannungsnetz der Tennet beziehen würden, hätte der Leistungspreis bei einer Nutzung von über 2.500 h pro Jahr der 95,31 €/kW und der Arbeitspreis 5,2 €/MWh im Jahr 2020 betragen. <https://www.tennet.eu/de/strommarkt/strommarkt-in-deutschland/netzentgelte/preisblaetter-fuer-die-netznutzung/>

¹⁸ Ohne Ausnahmetatbestände hätten die Kosten im Jahr 2019 in Summe 0,7 cent/kWh betragen.

¹⁹ Die Höhe der Umlage richtet sich nach dem Jahresverbrauch. Großverbraucher zahlen die Umlage nur auf die erste GWh, danach werden lediglich 7% der Umlage fällig. Tritt die Jahreshöchstlast vorhersehbar in lastschwachen Zeiten (atypische Nutzung) auf, besteht die Möglichkeit mit den Netzbetreiber individuelle Netzentgelte zu vereinbaren (§ 19 Abs. 2 StromNEV). Die Kosten für Konzessionsumlage und die StromNEV-Umlage hätte im Jahr 2019 in Summe 0,4 cent/kWh betragen, wenn diese voll gezahlt werden würde.

²⁰ Dabei werden für den Elektrolyse-Wasserstoff basierend auf der Analyse im vorhergehenden Abschnitt neben den direkten Kosten des Strombezugs, keine weiteren Stromkostenbestandteile berücksichtigt.

Abbildung 4-4: Variable Bereitstellungskosten für grünen Wasserstoff im Vergleich zu Wasserstoff aus Dampfreformer (Datenbasis 2019)



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

Fazit

- ➔ Werden die Elektrolyseure in 2.000 Stunden mit überdurchschnittlichem EE-Anteil und einer Mindestens-Betriebsdauer von 12 Stunden eingesetzt, entsteht praktisch keine Kostendifferenz zu den variablen Bereitstellungskosten von Wasserstoff aus Dampfreformierung.
- ➔ Wenn zusätzlich erneuerbarer Strom aus Neuanlagen bereitgestellt werden soll (z.B. über PPAs), steigt die Kostendifferenz auf 36 €/MWh_{H₂} (entspricht einer Kostendifferenz von 24 €/MWh Strom). Die Kostendifferenz verringert sich zwischen grünem und Wasserstoff aus Dampfreformierung bis 2025 deutlich. Dies ist insbesondere auf die erwartbar sinkenden Vollkosten von PPAs für erneuerbare Energien zurückzuführen, jedoch ebenfalls stark von der Entwicklung des Erdgaspreises abhängig.²¹
- ➔ Insbesondere in den ersten Ausschreibungsrunden, wenn zusätzliche erneuerbare Energien noch teurer sind, verursacht eine höhere Auslastung der Elektrolyseure deutliche Mehrkosten, wenn der Ausbau dieser zusätzlichen erneuerbaren Energien über die Ausschreibung für

²¹ Hier wird analog zu EEG eine Kostendegression von 2% pro Jahr unterstellt, womit sich Vollkosten von rund 4,5 cent/kWh ergeben.

Elektrolyseure finanziert werden sollen. Diese Mehrkosten spiegeln sich in der Differenz von 36 €/MWh_{el} zwischen den beiden Strombezugsmodellen wider.

- Wenn zusätzliche erneuerbare Stromerzeugungsanlagen nicht durch die Betreiber der Elektrolyseanlagen finanziert werden müssen, wird die Höhe der notwendigen Förderung maßgeblich durch die Investitionskosten bestimmt.

Tabelle 4-4: Zusammenfassung der Ergebnisse zur Berechnung der fixen Gesteungskosten und variablen Differenzkosten der elektrolytischen Wasserstoffherstellung

	Angesetzte Nutzungsdauer in Jahren		10	15
Fixe Gesteungskosten	Investitionskosten	€/kW _{el}	700	700
	WACC	%	5%	5%
	Annuität	€/kW _{el} /Jahr	91	67
	Fixe Betriebskosten (3% der Investitionskosten)	€/kW _{el} /Jahr	21	21
	Fixe Gesteungskosten der Wasserstoffproduktion			
	Summe	€/kW _{el} /Jahr	112	88
	Auf Vollbenutzungsstunden umgelegt	bezogen auf H ₂ -Produktion (eta=65%)		
	1000	€/MWh (H ₂)	172	136
	2000	€/MWh (H ₂)	86	68
	4000	€/MWh (H ₂)	43	34
Variable Differenzkosten	Strombezugsmodelle			
	Strombezug bei hohen EE-Anteilen im System	€/MWh (H ₂)	0	0
	Strombezug aus neuen EE-Anlagen über PPA	€/MWh (H ₂)	36	36

Quelle: eigene Annahmen und Berechnungen Öko-Institut e.V.

4.2.2 Abhängigkeit des Höchstpreises von anderen Maßnahmen der Wasserstoffstrategie

Die Förderung von Wasserstoff wird auf der Abnahmeseite auch durch andere Maßnahmen adressiert. Ein Beispiel hierfür ist die Maßnahme 15 der Nationalen Wasserstoffstrategie. Die in dem vorliegenden Papier getätigten Berechnungen gehen von einem fossil-basiertem Referenzprodukt aus und zeigen die Differenzkosten auf. Sollten die Mehrkosten für grünen Wasserstoff in anderen Maßnahmen auch berücksichtigt werden, kann es zu einer Art der Doppelförderung kommen. Dieser Effekt wäre im Gebotsverhalten ggf. zu erkennen und eine Steuerungsmöglichkeit besteht in der Anpassung der Höchstpreise.

4.2.3 Betriebskostenförderung versus Investitionskostenförderung

Wie bereits dargelegt, müssen über die Förderung der Anlagen sowohl die Investitionskosten der Neuanlage also auch die variablen Differenzkosten finanziert werden. Für die Förderung bestehen zwei grundsätzliche Optionen:

- eine reine Betriebskostenförderung, oder
- eine reine Investitionskostenförderung

Tabelle 4-5 stellt diese beiden grundlegenden Optionen gegenüber, um ein Gefühl für die Sensitivitäten zu bekommen. Für beide Optionen wird unterstellt, dass eine Begrenzung der geförderten Benutzungsstunden (Sicherstellung der Kostensteuerung und Vermeidung von Fehlanreizen bei zu hoher Auslastung) und der jährlichen geförderten Benutzungsstunden (Sicherstellung der Kompatibilität mit den Nachhaltigkeitsanforderungen aus Abschnitt 5.1.2.) eingeführt wird. Es wird jeweils eine Anlagennutzung über 10 und 15 Jahre betrachtet und dabei jeweils nach dem Strombezugsmodell unterschieden.

Bei einer Förderung, die rein über die Betriebskosten erfolgt, ergeben sich je nach Anzahl der geförderten Stunden und der Nutzungsdauer der Anlage spezifische Förderbedarfe von 31 bis 198 €/MWh (H₂). Hier gilt: je höher die Anzahl der geförderten Stunden und je länger die Förderdauer, desto niedriger der spezifische Förderbedarf.

- Im Strombezugsmodell mit Netzbezug bei hohem EE-Anteil ergeben sich bei 20.000 Vollbenutzungsstunden und einer Nutzungsdauer von 10 Jahren 86 €/MWh (H₂). Dieser Wert entspricht den reinen umgelegten Investitionskosten, da in diesem Fall keine variablen Differenzkosten ausgeglichen werden müssen.
- Im Strombezugsmodell über PPAs ergeben sich bei 20.000 Vollbenutzungsstunden und einer Nutzungsdauer von 10 Jahren 122 €/MWh (H₂).

Bei einer Förderung, die rein über einen Investitionskostenzuschuss erfolgt, ergeben sich je nach Anzahl der geförderten Stunden und der Nutzungsdauer der Anlage spezifische Förderbedarfe von 112 bis 236 €/kWel/Jahr.

- Im Strombezugsmodell mit Netzbezug bei hohem EE-Anteil ist der Förderbedarf unabhängig von der Anzahl der geförderten Stunden bei 112 €/kWel/Jahr bei 10 Jahren Nutzungsdauer und 88 €/kWel/Jahr bei 15 Jahren Nutzungsdauer.
- Im Strombezugsmodell über PPAs steigt die spezifische Fördersumme mit steigenden Vollbenutzungsstunden und sinkt mit steigender Nutzungsdauer der Anlage. Für den Fall das 10.000 Stunden über 10 Jahre gefördert werden, ergeben sich 135 €/kWel/Jahr; für 20.000 Stunden 175 €/kWel/Jahr und für 40.000 Stunden 236 €/kWel/Jahr.
- Bei einer Nutzungsdauer über 15 Jahre ist der spezifische Förderbedarf um 23 €/kWel/Jahr geringer.

Tabelle 4-5: Optionen für die Förderung von Elektrolyseanlagen

		Strombezug bei hohen EE-Anteilen im System		Strombezug aus neuen EE-Anlagen über PPA	
		2020	2020	2020	2020
Nutzungsdauer	Jahre	10	15	10	15
reine Betriebskosten-Förderung					
Beschränkung der geförderten Betriebsstunden	entspricht Beschränkung der geförderten <u>jährlichen</u> Betriebsstunden	Einheit	bezogen auf H2-Produktion (eta=65%)		bezogen auf H2-Produktion (eta=65%)
10.000	1.000	€/MWh (H ₂)	172	136	208
20.000	2.000	€/MWh (H ₂)	86	68	122
40.000	4.000	€/MWh (H ₂)	43	34	79
reine Investitionskostenförderung (bei Förderung über gesamte Nutzungsdauer)					
Beschränkung der geförderten Betriebsstunden	entspricht Beschränkung der geförderten <u>jährlichen</u> Betriebsstunden		bezogen auf Installierte Leistung des Strombezugs		bezogen auf Installierte Leistung des Strombezugs
10.000	1.000	€/kWel/Jahr	112	88	135
20.000	2.000	€/kWel/Jahr	126	103	174
40.000	4.000	€/kWel/Jahr	141	118	236

Quelle: Eigene Berechnungen des Öko-Institut e.V.

4.2.4 Zu fördernde Vollbenutzungsstunden der Elektrolyseure

Ganz grundsätzlich stellt sich die Frage, in wie vielen Stunden der Betrieb des Elektrolyseurs gefördert werden soll. Nach Abschnitt 5.1.2 darf der Elektrolyseur nur betrieben werden, wenn der Anteil der Erzeugung von Wind und Photovoltaik überdurchschnittlich ist (im Jahr 2019 exakt 3.892 Stunden). Ein Jahr hat 8.760 Stunden. Wichtig ist dabei, dass sich die Höhe der Zuschlagszahlung unterscheidet, je nachdem wie viele Stunden pro Jahr gefördert werden: Bei 2.000 geförderten Stunden pro Jahr beträgt die Zuschlagszahlung für Anlagen (ohne Strombezug aus PPAs) 79 €/ MWh und bei 4.000 geförderten Stunden nur 40 €/ MWh (Tabelle 4-5). Die Anlagenbetreiber sollen also die gleiche Menge an Geld erhalten, um die Investition refinanzieren zu können. Es unterscheidet sich nur die Anzahl der Stunden, auf die dieses Geld verteilt wird.

Grundsätzlich ist es sinnvoll, dass weniger Stunden gefördert werden, als für den Betrieb generell erlaubt sind, damit der Betreiber kein Risiko läuft, dass er z.B. wegen einer ungeplanten Nichtverfügbarkeit oder einer Revision die mögliche Zuschlagszahlung nicht abrufen kann. Dies verschafft dem Betreiber auch Flexibilität im Betrieb. Wenn die Anlage nur 2.000 Stunden im Jahr eine Zuschlagszahlung erhält, so kann sich der Betreiber auf die zusammenhängen Stunden mit hoher EE-Einspeisung und niedrigen Strompreisen konzentrieren. Auf diese Weise verliert er keine Zuschlagszahlung, wenn es sich nicht lohnt den Elektrolyseur für eine einzige Stunde mit hohem EE-Anteil in Betrieb zu nehmen.

Außerdem ist das Ziel der Ausschreibung zu berücksichtigen. Wenn das primäre Ziel der Ausschreibung die Produktion von Wasserstoff ist, dann sollte die Auslastung eher hoch sein und 4.000 Stunden betragen. Wenn das primäre Ziel der Ausschreibung die Installation von Elektrolyseurkapazitäten ist, um die Investitionskosten zu senken, kann die Auslastung geringer sein.

Da aktuell der Ausbau der erneuerbaren Energien nur sehr schleppend verläuft, ist es unwahrscheinlich, dass die zusätzlichen Stromerzeugungskapazitäten für eine Auslastung der Elektrolyseure mit 4.000 Stunden einfach realisiert werden können. Vor diesem Hintergrund wird empfohlen vorerst nur 2.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr zu fördern und diese Begrenzung nach einigen Jahren anzuheben, falls bis dahin die Hemmnisse beim Ausbau der erneuerbaren Energien abgebaut wurden.

4.2.5 Überblick zu Wasserstoff-Fördersystemen und nationalen Strategien in ausgewählten europäischen Ländern

Im europäischen Kontext konnten keine Maßnahmen bzw. Ausschreibungsprogramme identifiziert werden, die ähnlich zu der hier angestrebten Ausschreibung/Förderung sind. Insbesondere wurden keine Maßnahmen identifiziert, die explizit die Förderung der Herstellung von Wasserstoff und deren Nutzung in der chemischen Industrie und der Stahlerzeugung vorsehen. Die Mehrzahl der Förderprogramme mit sektorialem Bezug für die Wasserstoffproduktion haben einen Fokus auf den Verkehrssektor. Folgende Länder wurden näher untersucht:

Niederlande

Es gibt eine nationale Wasserstoffstrategie²² sowie eine Wasserstoff-Roadmap²³, erstere sieht vor bis Ende 2021 ein nationales Wasserstoffprogramm aufzusetzen. Mit Topsector Energy (TSE) besteht eine Förderung die einen ähnlichen Aufbau wie die deutschen Reallabore hat. In der Ausschreibungsrunde in 2019

hatte diese einen Fokus auf Wasserstoffprojekte²⁴. Daneben besteht die Möglichkeit einer steuerlichen Förderung der Investitionskosten für Anlagen zur Wasserstoffproduktion aus erneuerbarem Überschussstrom, jedoch nicht zur stofflichen Nutzung (hier ist eher die Rückverstromung angedacht). Gefördert wird aber auch die Herstellung von Wasserstoff über Dampfreformation (sowohl aus fossilem Gas in Verbindung mit CCS, als auch aus biogenen Gasen, dann ohne CCS)²⁵. Die Hauptinstrumente der Förderung sind allerdings: Energy Innovation Demonstration Scheme (DEI+; hier werden vor allem Pilotprojekte kofinanziert)²⁶ und Stimulation of Sustainable Energy Transition (SDE++).²⁷ Hierbei handelt es sich um eine technologieoffene Auktion auf Basis von Differenzkosten (Carbon Contracts for Differences (CCFD)). Projekte zur Wasserstoffproduktion über Elektrolyse können mit bis zu 300 €/tCO₂ über 12-15 Jahre gefördert werden. Jedoch ist bereits in der Wasserstoffstrategie vermerkt, dass diese Summe für

²² <https://www.government.nl/documents/publications/2020/04/06/government-strategy-on-hydrogen>

²³

[https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/publicaties/Waterstof%20voor%20de%20energietransitie%20-%20innovatieroadmap%20\(jan%202020\).pdf](https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/publicaties/Waterstof%20voor%20de%20energietransitie%20-%20innovatieroadmap%20(jan%202020).pdf)

²⁴ <https://www.rvo.nl/subsidies-regelingen/subsidies-energie-innovatie-topsector-energie/subsidie-waterstof-tender>. Zielen der Fördermaßnahme ist die spezifischen Investitionskosten für die Elektrolyse von heute jetzt 1000-1200 € / kW auf 300-400 € / kW im Jahr 2030 zu senken und die Lebensdauer der Anlagen zu erhöhen. Darüber hinaus sollen integrierte Prozessketten wie z.B. in Raffinerien und der Stahlindustrie erprobt werden.

²⁵ <https://www.rvo.nl/subsidies-regelingen/milieulijst-en-energielijst/2020?search=waterstof&type=all>

²⁶ <https://www.rvo.nl/subsidie-en-financieringswijzer/demonstratie-energie-en-klimaatinnovatie-dei-2020>

²⁷ <https://english.rvo.nl/subsidies-programmes/sde>

Elektrolyseure zu gering sein wird²⁸. Die Förderung von blauem Wasserstoff erfolgt im CCS-Förderungssegment.

Dänemark

In Dänemark liegt aktuell keine dezidierte nationale Wasserstoffstrategie vor. Der “National Energy and Climate Plan”²⁹, sieht jedoch den Einsatz von Wasserstoff vor. Insgesamt gibt es bei den in Dänemark geförderten und geplanten Projekten einen starken Fokus auf Verknüpfung von Wasserstoffproduktion und Anwendungen in Verkehrsbereich (insbesondere auch Schiffs- und Flugverkehr).

UK

Auch in UK liegt keine umfassende Wasserstoffstrategie vor. Die Nutzung von Wasserstoff in der Industrie wird insbesondere in zwei Programmen vorangetrieben: Industrial Fuel Switching Programme: Hier werden im Moment Demonstrationsprojekte für den Einsatz von Wasserstoff insb. in der Weißkalkherstellung, Glasproduktion, sowie in Raffinerien und Raffinerieprodukten gefördert. Die Projektauswahl geschah auf Grundlage der vorher erstellten und eingereichten Machbarkeitsstudien. Darüber hinaus besteht noch das Instrument der Low Hydrogen Supply Competition:³⁰ Hier liegt der Fokus auf Senkung der Kosten für die Herstellung von Blauem Wasserstoff. Es werden aber auch zwei Projekte mit grünem Wasserstoff (Integrierte Offshore-Wind-Wasserstoff-Produktion; PEM-Elektrolyse und Nutzung in Raffinerie) gefördert. Hier also wiederum der Fokus auf den Verkehrsbereich.

Norwegen

Die norwegische Wasserstoffstrategie³¹ setzt keinen besonderen Fokus auf die Dekarbonisierung der Industrie. Neben einzelnen Demonstrationsanlagen wird auf die Wirkung des EU-ETS verwiesen.

Spanien

In Spanien läuft gerade ein Konsultationsprozess für eine Wasserstoff-Roadmap³². Der Entwurf beinhaltet 57 Maßnahmen, entwickelt konkrete Ziele für 2030 und Visionen für 2050. Als Zielsetzung soll ähnlich wie in Deutschland, der Markthochlauf für den Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff in den Sektoren gefördert werden, in denen es keine alternative Option zur Dekarbonisierung gibt. Für den Industriebereich sind vier Maßnahmen vorgesehen. Die beinhalten Darlehen für die Industrie bei der Anpassung ihrer Prozesse und Infrastrukturen auf erneuerbarem Wasserstoff. Darüber hinaus sollen an den aktuellen Standorten der petrochemischen Industrie Dialog-Prozesse gestartet werden. Daneben soll geprüft werden, inwieweit sich aus der europäischen

²⁸ In der Wasserstoffstrategie wird argumentiert, dass Elektrolyseure nur einen signifikanten Beitrag zur Emissionsreduktion leisten werden, wenn sie in 2030 im Bereich von 2000 Vollbenutzungsstunden betrieben werden, hierfür wäre aber eine Subventionsintensität von 1064€/tCO₂ notwendig. Eine Kumulierung mit anderen Förderinstrumenten könnte jedoch die notwendige Gesamtförderhöhe erzielen.

²⁹ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/dk_final_necp_main_en.pdf

³⁰ <https://www.gov.uk/government/publications/hydrogen-supply-competition>

³¹ <https://www.regjeringen.no/en/aktuelt/the-norwegian-hydrogen-strategy/id2704774/>

³² https://energia.gob.es/_layouts/15/HttpHandlerParticipacionPublicaAnexos.ashx?k=16826

Wasserstoffstrategie für den Zeitraum 2025-2030 Sektorziele für die Penetration mit erneuerbarem Wasserstoff ableiten lassen.

Portugal

Im Mai 2020 wurde die portugiesische Wasserstoffstrategie (EN-H2)³³ vorgestellt. Als Teil der Strategie ist ein Finanzierungsmechanismus geplant, der die Differenzkosten zwischen grünem Wasserstoff und Erdgas auf dem einheimischen Markt ausgleicht, ohne die Konsumenten zu belasten. Hier besteht auch ein klares Interesse Gasimporte durch eine einheimische Produktion von Wasserstoff zu verdrängen. Am Flagship Standort Sines soll bis 2030 eine Elektrolysekapazität von 1 GW errichtet werden. Für die Industrie wird ein Wasserstoffanteil von 5vol% am Gasverbrauch in 2030 angestrebt.

5 Teil II: Nachhaltigkeitskriterien – Empfehlungen und Alternativen

5.1 Herstellung von Wasserstoff

Zusammenfassung: Erzeugung

Anforderungen

- Die Herstellung von Wasserstoff basiert auf zusätzlicher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.
- Der Betrieb von Elektrolyseanlagen orientiert sich an der Einspeisung von erneuerbarem Strom im Gesamtsystem, somit werden flexible Anlagen und Prozesse gefördert.
- Der Betrieb von Elektrolyseanlagen verstärkt nicht bestehende Netzengpässe und führt nicht zu neuen Netzengpässen.

Empfehlungen

- Zur Herstellung von Wasserstoff auf Basis von zusätzlicher EE-Stromerzeugung:
 - Finanzierung zusätzlicher EE-Kapazitäten durch die Betreiber der Elektrolyse-Anlagen, alternativ durch Bund
 - Beschaffung von Grünstrom mit HKN nachzuweisen (keine Doppelvermarktung)
- Zur Förderung von flexiblen Technologien und Prozessen:
 - Der Betrieb der Elektrolyse sollte nur in Zeiträumen (stundenscharfe Auflösung) erfolgen, in denen der Anteil der Erzeugung aus Wind- und PV-Anlagen am Stromverbrauch in Deutschland über dem Anteil der letzten zwei Kalenderjahre liegt.
- Zur Vermeidung zusätzlicher Netzengpässe:
 - Einpreisung von Stromtransportkosten in das Gebot, wenn der Elektrolyseur südlich des Breitengrads 52,5° betrieben werden soll

5.1.1 Anforderung: Herstellung von Wasserstoff auf Basis von zusätzlichen erneuerbaren Energien

Diese Anforderung ist implizit für grünen Wasserstoff in der nationalen Wasserstoffstrategie verankert: „[...] Dabei ist sicherzustellen, dass die durch die Elektrolyseanlagen induzierte

³³ <https://www.portugal.gov.pt/pt/gc22/comunicacao/comunicado?i=conselho-de-ministros-aprova-estrategia-nacional-para-o-hidrogenio>

Nachfrage nach Strom im Ergebnis nicht zu einer Erhöhung der CO₂-Emissionen führt.“ (BMWi 2020, S. 5)

Problemstellung: Die Herstellung von Wasserstoff führt zu zusätzlichem Stromverbrauch im Stromsystem, der durch die in diesem System verfügbaren Erzeugungskapazitäten gedeckt werden muss. Dies geschieht nach dem Prinzip der Merit Order durch das jeweilige Grenzkraftwerk, welches für den Zeitraum der zusätzlichen Stromnachfrage seine Stromproduktion erhöht. In Stromsystemen, in denen (noch) relevante Anteile an fossilen Erzeugungskapazitäten zur Stromerzeugung beitragen, sind die Grenzkraftwerke zumeist fossile Kraftwerke auf Basis von Kohle oder Gas. Eine zusätzliche Last im System bedeutet also erhöhte THG-Emissionen durch Kohle- oder Gasverstromung. Für eine THG-freie Produktion von Wasserstoff müssen diese Mehremissionen durch eine zusätzliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ausgeglichen werden. Dies kann im Wesentlichen nur durch neue erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten geschehen, die ohne die Inbetriebnahme der Wasserstoff-Anlagen nicht errichtet und betrieben worden wären. Einen zusätzlichen Beitrag kann die Vermeidung der Abregelung von erneuerbarer Stromerzeugung aufgrund von Netzengpässen leisten, sofern die Wasserstoff-Herstellung an geeigneten Orten angesiedelt und geeignet betrieben wird³⁴.

Die Mechanismen des EU-Emissionshandelssystems (ETS) reichen nicht aus, um sicherzustellen, dass der durch Elektrolyse erzeugte Wasserstoff emissionsfrei ist. In einem ETS mit fixem Cap könnte man theoretisch argumentieren, dass die zusätzliche Stromnachfrage auf Grund des fixen Caps emissionsfrei erzeugt wird. Auf Grund der hohen Überschüsse und der komplexen Wirkung der Marktstabilitätsreserve im ETS würde jedoch die zusätzliche fossile Stromerzeugung aufgrund des Betriebs der Elektrolyseure zu einer Reduktion der Überschüsse im ETS führen. In der Folge würden in der Marktstabilitätsreserve weniger überschüssige Emissionsrechte gelöscht und die zusätzliche Nachfrage nach Strom wäre somit nicht emissionsfrei. Zudem könnte auch ein perfekt funktionierender ETS eine Kompensation der zusätzlichen Emissionen einer fossilen Stromerzeugung nur während der aktuellen Transformationsphase der Volkswirtschaften auf dem Weg zur Dekarbonisierung ausgleichen. Langfristig muss der Strombedarf der Elektrolyse ohnehin aus zusätzlich erzeugtem Strom aus erneuerbaren Energien gedeckt werden.

Für die Strombereitstellung und den Strombezug leiten sich somit zwei Kriterien für den in der Wasserstoffproduktion eingesetzten Strom ab. Diese zwei Kriterien sind additiv zu verstehen.

Kriterium: Aufbau EE-Kapazitäten

Es müssen zusätzliche Stromerzeugungsanlagen errichtet und betrieben werden, die (zusammen mit einer evtl. möglichen Nutzung abgeregelter EE-Überschüsse) ebenso viel erneuerbaren Strom erzeugen wie für die Herstellung von Wasserstoff verbraucht wird. Grundsätzlich sind hier verschiedene Optionen denkbar, wer hierfür die Verantwortung hat. Die zentrale Frage ist, ob die Verantwortung beim Staat oder bei den Betreibern liegt.

Im Sinne der Verursachergerechtigkeit sollte die Refinanzierung der zusätzlichen EE-Kapazitäten nicht über die EEG-Umlage erfolgen und damit auf einen großen Teil der Stromverbraucher umgelegt werden, sondern durch ein hiervon getrenntes Verfahren sichergestellt werden.

³⁴ Das unternehmerische Risiko für die Nutzung von lokalen Abregelungsmengen wird jedoch als hoch eingeschätzt, weil durch den sukzessiven Netzausbau die lokal nutzbaren Abregelungsmengen Änderungen unterworfen sein können.

Alternative 1: Finanzierung des Aufbaus neuer erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten durch die **Betreibenden der Elektrolyseanlagen**. Hierzu muss der Strom für den Betrieb der Elektrolyseure aus neuen, nicht staatlich geförderten erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen beschafft werden. Durch dieses Vorgehen werden die Kosten für die zusätzlichen erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten verursachergerecht zugeordnet und die Betreiber der Anlagen tragen zur Finanzierung der erneuerbaren Energie bei. Somit fließen die Gesamtkosten der Erzeugung von Wasserstoff einschließlich der Beschaffungskosten für den zusätzlichen erneuerbaren Strom in das Ausschreibungsangebot ein und sind folglich gut nachvollziehbar. Das Kostenrisiko für den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten sowie für die Stromerzeugung aus diesen Anlagen liegt bei den Betreibern.

Alternative 2: Die Finanzierung des Aufbaus neuer erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten erfolgt über **staatlich finanzierte Mechanismen**. Möglich wären hierfür der in der europäischen Richtlinie zu erneuerbaren Energien vorgesehene Fonds „Union renewable energy financing mechanism“ oder Sonderausschreibungen im Rahmen des EEG. In beiden Fällen müsste die Finanzierung durch Zuweisungen aus staatlichen Haushalten erfolgen. Im Falle der Nutzung des EEG-Mechanismus müssten diese zusätzlich zu der aktuell ohnehin geplanten anteiligen Übernahme von Kosten des EEG durch den Bundeshaushalt sein. In diesem Fall würde der Staat das Kostenrisiko für den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten und die reale Stromerzeugung dieser Anlagen tragen. Für eine volle Kostentransparenz sollten die erforderlichen staatlichen Mittel für den Ausbau von erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten aus den für die Förderung von Wasserstoff vorgesehenen Budgets stammen, aus denen auch die Wasserstoff-Ausschreibungen finanziert werden. So kann sichergestellt werden, dass zum einen Elektrolyseure, aber auch die notwendigen EE-Erzeugungskapazitäten zugebaut werden. Die Kosten für die zusätzlichen EE-Erzeugungsanlagen müssten jedoch, anders als in der o.g. Option, nicht mehr in das Ausschreibungsangebot eingepreist werden.

Beide Alternativen führen dazu, dass die zusätzlichen EE-Erzeugungskapazitäten komplett außerhalb des Umlageverfahrens des EEG realisiert und finanziert werden. Somit wäre es gerechtfertigt, dass die Zahlung der EEG-Umlage für den Strombedarf der Elektrolyseure entfällt.

Um die Zusätzlichkeit der erneuerbaren Stromerzeugung sicherzustellen, ist es erforderlich, dass die für die Elektrolyse erzeugte erneuerbare Strommenge nicht auf die **nationalen und EU-weiten Ziele für erneuerbare Energien** angerechnet wird. Wenn diese Strommengen als Beitrag zur Erfüllung der Ziele betrachtet werden dürften, so würde dies dazu führen, dass die Ambition staatlicher Förderinstrumente wie dem EEG, das ja der Erreichung der Ziele dient, abgeschwächt werden kann und somit wäre die Zusätzlichkeit nicht mehr gegeben. Dies gilt grundsätzlich auch bei relativen EE-Zielen, die als prozentualer Anteil am Bruttostromverbrauch definiert sind. Bei einem Ziel von 65% erneuerbaren Stroms (und unter der Annahme, dass das Ziel tatsächlich erreicht wird) müsste zwar nach den geltenden Regelungen die erneuerbare Stromerzeugung um ein Volumen erhöht werden, das 65% des Strombedarfs der Wasserstoff-Herstellung entspricht. Es verblieben aber 35% des Bedarfs, die durch Kohle- oder Gaskraftwerke erzeugt würden. Somit würde die in der nationalen Wasserstoffstrategie verankerte Forderung einer CO₂-Neutralität verletzt.

Im nachfolgenden Kasten werden zwei Optionen diskutiert, wie alternativ zu den hier empfohlenen Kriterien eine Zusätzlichkeit der erneuerbaren Stromerzeugung innerhalb des EEG realisiert werden könnte.

Vorschlag des Nationalen Wasserstoffrates bzgl. EEG-Umlage und Zusätzlichkeit

Eine Empfehlung des Nationalen Wasserstoffrats (2020) in seiner „EEG-Stellungnahme“ lautet: „[...] Der Nationale Wasserstoffrat hält es daher für sinnvoll und notwendig, die im § 1 EEG gesetzlich fixierten Ausbauziele und -pfade für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien so zu erhöhen, dass der für Wasserelektrolyseanlagen notwendige, zusätzliche Strombedarf damit abgedeckt werden kann. Nur damit wäre abgesichert, dass die Verwendung des im Markthochlauf erzeugten Elektrolysewasserstoffs bereits für den Zeitraum bis 2030 einen signifikanten und notwendigen Beitrag zur Minderung von Treibhausgasemissionen erbringt.“ An gleicher Stelle wird eine Befreiung des Strombedarfs der Elektrolyse sowie der Peripherieanlagen von den Kosten der EEG-Umlage gefordert.

Dies kann so interpretiert werden, dass die Ziele in § 1 EEG so erhöht werden sollen, dass eine zusätzliche EE-Stromerzeugung in Höhe des gesamten Strombedarfs der Elektrolyseure erreicht wird. Eine solche Regelung ist schwieriger zielgenau umzusetzen als die hier vorgeschlagene Umsetzung außerhalb der Regelungen des EEG. Ohne weitere Detailregelungen würde dieser Vorschlag zudem eine Finanzierung der zusätzlichen Erzeugungskapazitäten über die EEG-Umlage bedeuten. Dies würde zu Zusatzbelastungen für die nicht-privilegierten EEG-Umlagezahlenden führen. Dieser Effekt wurde auch in der EEG-Stellungnahme des NWR aufgegriffen und darauf hingewiesen, dass „[...] eine solche Befreiung nicht zu Mehrbelastungen anderer Stromverbraucher [...] führen soll.“ Detailvorschläge hierzu stehen noch aus.

Nutzung der neuen Verordnungsermächtigung zur Zielerreichung (§ 88c EEG)

Denkbar wäre es, die im neuen § 88c des EEG vorgesehene Verordnungsermächtigung zur Zielerreichung heranzuziehen, um eine zusätzliche erneuerbare Stromerzeugung für die Elektrolyse zu schaffen. Wie derzeit politisch diskutiert, könnte u.a. der Strombedarf der in Deutschland betriebenen Elektrolyseure dazu führen, dass der Bruttostromverbrauch höher liegt als die Schätzung, die dem im EEG vorgesehenen EE-Ausbauweg zugrunde liegt. § 88c EEG schafft die Möglichkeit, dass die Bundesregierung in diesem Fall den Ausbaupfad und die Ausschreibungsvolumina auf dem Verordnungsweg nachbessert, um das in § 1 Absatz 2 EEG festgelegte Ausbauziel von 65% des Bruttostrombedarfs doch noch zu erreichen. Allerdings kann auf diesem Weg das Ziel der nationalen Wasserstoffstrategie nicht erreicht werden, zusätzliche Emissionen aufgrund der Wasserelektrolyse in Deutschland zu vermeiden. Denn zum einen ist nicht sichergestellt, ob künftige Bundesregierungen diese Ermächtigung tatsächlich in dem notwendigen Umfang nutzen. Zum anderen beschränkt sich die Handlungsmöglichkeit bestenfalls auf die Sicherung eines Anteils von 65% des für die Elektrolyse benötigten Stroms aus zusätzlichen erneuerbaren Energien. Es würde also eine Lücke von 35% verbleiben, die anderweitig geschlossen werden müsste.

Bedarf für zusätzliche Haushaltsmittel für das EEG

Sowohl bei der oben wiedergegebenen Empfehlung des Nationalen Wasserstoffrats wie auch bei einer Nutzung der Option des § 88c EEG bleibt das Problem, dass die Kosten des im Rahmen des EEG umgesetzten zusätzlichen EE-Ausbaus durch die Zahlenden der EEG-Umlage finanziert werden müssten. Dies wäre nicht verursachergerecht. Als Lösung hierzu müsste ergänzend sichergestellt werden, dass diese Kosten durch Zuweisungen aus staatlichen Haushalten in den EEG-Finanzierungsmechanismus ausgeglichen werden, die zusätzlich zu bereits geplanten Übernahmen von Kosten des EEG durch den Bundeshaushalt sind.

Kriterium: Strombezug

Empfehlung: Der zur Herstellung von Wasserstoff eingesetzte Strom sollte vollständig aus erneuerbaren Stromerzeugungsquellen über den Grünstrommarkt oder Power-Purchase-Agreements (PPA) beschafft werden. Der Nachweis erfolgt über Herkunftsnachweise. Dieses Kriterium stellt lediglich sicher, dass für die Herstellung des Wasserstoffs erneuerbarer Strom zum Einsatz kommt, dessen Nutzung der Wasserstoffproduktion einmalig und eindeutig zugeordnet wird. So wird eine Doppelvermarktung von Grünstrom vermieden.

5.1.2 Anforderung: Förderung von flexiblen Technologien und Prozessen

Problemstellung: Produktionsanlagen integrieren sich sinnvoll in das zukünftige immer flexiblere Energiesystem, wenn sie auf die Stromeinspeisung von Wind- und Solarstrom reagieren können. Auf diese Weise erhöhen sich der sonstige Flexibilitätsbedarf (z. B. über Speicher) des Stromsystems und die Kosten des Gesamtsystems nicht.

Die hier aufgeführten Optionen lassen hohe Betriebsstunden (ca. 4.000) der Elektrolyseure zu und diese führen aus Systemsicht zunächst zu Mehremissionen aus fossilen Kraftwerken. Nur in Kombination mit zusätzlichen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen (siehe oben) wird sichergestellt, dass in der Bilanz dem Gesamtsystem so viel erneuerbarer Strom zur Verfügung gestellt wird, wie von den Elektrolyseuren in der Summe verbraucht wird. Wirklich grüner Wasserstoff auf Basis von erneuerbaren Energien kann somit nur in Kombination mit der Anforderung „zusätzliche EE-Kapazitäten“ erzeugt werden.

Flexibler, an EE-Einspeisung orientierter Betrieb

Dieses Kriterium stellt sicher, dass Technologien eingesetzt sowie entsprechende Prozesse entwickelt werden, die einen flexiblen Betrieb ermöglichen. Sie können so auf das im System vorliegende Dargebot der erneuerbaren Stromerzeugung reagieren und einen möglichen Anstieg der Systemkosten aufgrund der von ihnen verursachten zusätzlichen Nachfrage reduzieren.

Empfehlung: Der Betrieb der Elektrolyse darf nur in Zeiträumen (stundenscharfe Auflösung) erfolgen, in denen der Anteil der Erzeugung aus Wind- und PV-Anlagen am Stromverbrauch in Deutschland über dem Anteil der letzten zwei Kalenderjahre liegt. Die Erzeugung aus Wind und PV wird gewählt, weil diese erneuerbaren Technologien maßgeblich die Verfügbarkeit an erneuerbarer Stromerzeugung in der Zukunft bestimmen werden. Stündliche Prognosewerte für den Folgetag sind auf www.smard.de der Bundesnetzagentur abrufbar. Hier sollte der Wert „prognostizierter Stromverbrauch“ genutzt werden.

Alternativen (gereiht nach Präferenz der Autoren):

- **Option a:** Falls der erforderliche prognostizierte Stromverbrauch aus Datengründen nur schwer implementierbar ist, könnte die absolute Einspeiseleistung von Wind und PV in stundenscharfer Auflösung verwendet werden. Der Betrieb der Elektrolyse darf in diesem Fall nur in Zeiträumen (stundenscharfe Auflösung) erfolgen, in denen die prognostizierte Einspeiseleistung aus Wind- und PV-Anlagen an der Stromerzeugung in Deutschland über der durchschnittlichen Einspeiseleistung der letzten zwei Kalenderjahre liegt. Im Jahr 2019 betrug die Stromproduktion von Wind und PV insgesamt 173,5 TWh, was einer durchschnittlichen Einspeiseleistung von 20 GW entspricht. In diesem Beispiel könnten Elektrolyseure immer dann über den Spotmarkt eingesetzt werden, wenn die prognostizierte Einspeiseleistung von Wind und PV über 20 GW beträgt. Diese Leistung wird jährlich basierend auf dem fluktuierenden erneuerbaren Anteil der letzten zwei Kalenderjahre veröffentlicht. So ist sichergestellt, dass die Elektrolyseure am day-ahead-Markt eingesetzt werden.
- **Option b:** Die fluktuierende Einspeisung aus PV- und Windenergieanlagen spiegelt sich heute schon zum Teil, in Zukunft jedoch verstärkt, in den day-ahead Preisen an der Börse wider. Aus diesem Grund kann theoretisch auch der day-ahead Strompreis als Kenngröße für die Zeitpunkte einer hohen EE-Einspeisung und damit die sinnvollen Betriebsstunden für die Elektrolyseure verwendet werden. Der Betrieb der Elektrolyse dürfte in diesem Fall nur in Zeiträumen

(stundenscharfe Auflösung) erfolgen, in denen der day-ahead Strompreis in Deutschland unter dem durchschnittlichen day-ahead Strompreis der letzten zwei Kalenderjahre liegt. Es gibt jedoch mehrere Gründe, die gegen eine Verwendung des Börsenstrompreises sprechen:

- Der day-ahead Preis wird auch maßgeblich von der Stromerzeugung der Braunkohlekraftwerke bestimmt und spiegelt nicht eins zu eins die Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen wider. Der Betrieb der Elektrolyseure würde somit auch zu Zeiten erlaubt sein, in denen eine geringe Last und geringe Einspeisung aus erneuerbaren Energien zusammenfallen und die Braunkohlekraftwerke für unterdurchschnittliche Strompreise verantwortlich sind.
- Durch den Ausstieg aus der Stromerzeugung aus Kernkraft sowie Effekten der steigenden CO₂-Preise wird sich der Strompreis verändern. Es gibt also viele Einflussfaktoren (z.B. auch noch Veränderungen der Preise für fossile Brennstoffe) auf den Strompreis, die die Eignung als Indikator für eine hohe EE-Einspeisung (zumindest heute und bis ca. 2030) vermindern. Alle diese Einflussfaktoren müssten für eine Definition eines Schwellpreises für den Betrieb der Elektrolyse berücksichtigt werden.

In allen Optionen ist eine Pönale vorzusehen, wenn die Anlagenbetreiber die Kriterien nicht oder nur teilweise einhalten. Die Einhaltung der Kriterien kann durch Zertifizierungssysteme oder Wirtschaftsprüfer überprüft werden.

5.1.3 Anforderung: Vermeidung zusätzlicher Netzengpässe

Problemstellung: Produktionsanlagen zur Wasserstoff-Herstellung sollen nicht zu einer Verstärkung von bestehenden oder prognostizierten Netzengpässen führen, da dies zu einem verstärkten Ausbau des Stromnetzes und höheren Gesamtsystemkosten führen würde. Aus diesem Grund ist die geographische Verortung von Produktionsanlagen innerhalb des Stromnetzes relevant, sobald die PtX-Produktion einen signifikanten Strombedarf im System verursacht. Sie sollten vor den bestehenden und prognostizierten Netzengpässen betrieben werden.

Verortung der Elektrolyse im Stromsystem

Dieses Kriterium stellt sicher, dass Elektrolyseanlagen nicht bzw. nur vereinzelt in Regionen zugebaut werden, die heute bzw. auch langfristig hinter bestehenden und prognostizierten Netzengpässen liegen und somit mit ihrer Stromnachfrage die temporäre Netzengpassproblematik verschärfen. Bestehende und neue Stromleitungen müssen die bestehenden und neuen Stromnachfragen (Wärmepumpen und Elektromobilität) versorgen. Für die Versorgung von großen Punktnachfragen nach Wasserstoff in der Industrie können Erdgasfernleitungen umgewidmet oder neue Wasserstoffpipelines gebaut werden.

Empfehlung: Verpflichtende Einpreisung von Transportkosten in den Angebotspreis:

Grundsätzlich kann unterstellt werden, dass die durch die Wasserstoff-Herstellung verursachten Stromtransportkosten mit dem Breitengrad der Elektrolyse-Anlage korrelieren. Je weiter der Strom nach Süden transportiert werden muss, desto höher also die Transportkosten. Dies könnte wie folgt berücksichtigt werden:

- Alle Anlagen die südlich des 52,5 Breitengrades (also auf der Höhe von Lingen, bzw. nördlich von Berlin) errichtet werden, erhalten bei der Reihung der Gebote einen Aufschlag, um die

Transportkosten im Stromnetz zu berücksichtigen. Der Aufschlag beträgt dabei 0,21 €/MWh Wasserstoffproduktion für jeden Kilometer, den die Anlage südlich des 52,5 Breitengrades errichtet wird.³⁵ Info: Der Abstand zwischen zwei Breitengraden beträgt 111 km (60 Seemeilen).

- Für Beispielstandorte kann der Aufschlag, der bei der Reihung der Gebote berücksichtigt wird, wie folgt quantifiziert werden:

Standort	Breitengrad	Distanz zu 52,5°	Aufschlag auf Gebot pro MWh _{H2}
Marl (nördliches Ruhrgebiet)	51,7	89 km	21 €/ MWh _{H2}
Köln	50,9	178 km	41 €/ MWh _{H2}
Ludwigshafen	49,5	333 km	77 €/MWh _{H2}

Eine ähnliche Lösung wurde auch für Steinkohlekraftwerke in der Stilllegungsauktion gefunden (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz).³⁶ Dies zeigt, dass die Zusatzkosten, die durch die falsche Lokalisierung von Elektrolyseuren im Stromnetz entstehen, im Vergleich zu den Erzeugungskosten für Wasserstoff durchaus relevant sind (Kapitel 4.2.2).

Alternativen

Möglichkeit zur Kombination mit den hier vorgestellten Optionen:

Temporäre Abregelung für Anlagen hinter dem Netzengpass

Wenn aus politischen Gründen hart abgegrenzte Gebiete nicht als Kriterium durchsetzbar sind, könnte die Netzverträglichkeit der Elektrolyseure auch über die Möglichkeit der Abregelung sichergestellt werden. So müssten Elektrolyseure prioritär und entschädigungsfrei abgeschaltet werden können, um zusätzliche Eingriffe der Netzbetreibenden nach EnWG § 13.1 und § 13.2 zu vermeiden. Genaue Regelung müsste gefunden werden, insbesondere zu welchen Kosten bzw. in wie vielen Stunden die Elektrolyseure in die „Redispatch-Merit-Order“ einbezogen werden können.

Aus zwei Gründen ist eine solche Möglichkeit der Ausnahme nicht optimal:

- Die Regelung hat zur Folge, dass die Elektrolyseure nur im geringeren Umfang erneuerbare Stromerzeugung integrieren können, denn erneuerbare Energien aus Norddeutschland können nicht genutzt werden, weil die Elektrolyseanlagen hinter dem Netzengpass gebaut wurden.
- Weil die Kosten für den Stromnetzausbau deutlich höher als die Kosten von Gasnetzen (insbesondere wenn eine kostengünstige Umwandlung von bisherigen L-Erdgaspipelines möglich ist) sind, sollten punktuelle Wasserstoffnachfragen der Industrie hinter dem innerdeutschen Stromnetzengpass mittelfristig mit Wasserstoffpipelines versorgt werden.

Option a: Die Ausweisung von Elektrolyseausbaugebieten, die sich an den Netzausbaugebieten des EEG 2017 orientieren. An der Ausschreibung dürfen nur Elektrolyseure teilnehmen, die innerhalb dieses definierten Gebietes verortet sind.

³⁵ Investitionen Erdkabel HGÜ in Höhe von 3 Mio. €/km für eine Leistung von 1 GW

([https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_2019_2_Entwurf_Kostenschaetzungen.pdf)

[files/NEP_2030_2019_2_Entwurf_Kostenschaetzungen.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_2019_2_Entwurf_Kostenschaetzungen.pdf)). Ohne die Kosten der Konverterstation.

Umgerechnet mit 20.000 Vollbenutzungsstunden des Elektrolyseurs und einem Wirkungsgrad von 65% und ohne Verzinsung gerechnet.

³⁶ <https://www.gesetze-im-internet.de/kvbg/KVBG.pdf>

- Das Elektrolyseurausbaugebiet soll räumlich zusammenhängende Flächen, höchstens aber 20 Prozent der Bundesfläche erfassen,
- Das Elektrolyseurausbaugebiet muss netzgebietsscharf oder landkreisscharf festgelegt werden,
- Ein weiterer Zubau von fluktuierenden erneuerbaren Energien Anlagen in diesem Gebiet muss zu einer besonders starken Belastung des Übertragungsnetzes führen oder die bestehende besonders starke Belastung weiter verschärfen.

Eine vergleichbare Regelung war im EEG 2017 im § 36c enthalten („Netzausbaugebiet“).

Option b: Ausweisung von Bundesländern

In welchen Bundesländern Elektrolyseure zugebaut werden dürfen, könnte auch anhand überdurchschnittlicher Anteile der Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien auf Ebene der Bundesländer definiert werden. Tabelle 5-1 zeigt illustrativ, welche Bundesländer im Jahr 2017 einen überdurchschnittlichen Anteil erneuerbarer Energien hatten. Mit diesem Kriterium könnten Elektrolyseure in Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt und Brandenburg gebaut werden. Es wäre jedoch auch ein Zubau in Thüringen oder in Rheinland-Pfalz möglich. Nachteil ist, dass die Bundesländer recht große Flächen einnehmen und z.B. in Süd-Niedersachsen eigentlich kein überdurchschnittlicher Ausbau erneuerbarer Energien zu beobachten ist. Außerdem ist ein Zubau in Rheinland-Pfalz hinter dem Netzengpass nicht möglich. Das Kriterium des überdurchschnittlichen Anteils ist also zu weich. Alternativ könnte festgelegt werden, dass der Anteil an fluktuierender EE-Erzeugung doppelt so hoch wie im Durchschnitt sein muss.

Tabelle 5-1: Anteil fluktuierende EE Stromerzeugung an Endenergieverbrauch Strom nach Bundesländern

2017	Anteil flukt. Erneuerbare Stromerzeugung an Endenergieverbrauch Strom [%]
Baden-Württemberg [BW]	11%
Bayern [BY]	20%
Berlin [B]	1%
Brandenburg [BB]	96%
Bremen [HB]	8%
Hamburg [HH]	1%
Hessen [HE]	14%
Mecklenburg-Vorpommern [MV]	37%
Niedersachsen [NI]	60%
Nordrhein-Westfalen [NRW]	10%
Rheinland-Pfalz [RLP]	28%
Saarland [SL]	4%
Sachsen [SN]	17%
Sachsen-Anhalt [ST]	63%
Schleswig-Holstein [SH]	158%
Thüringen [TH]	32%
Durchschnitt 2017	24%

Quelle: Stromerzeugung aus fluktuierenden EE (Wind und PV) aus www.foederal-erneuerbar.de | Endenergieverbrauch Strom aus www.lak-energiebilanzen.de | Für die Endenergieverbräuche Strom musste aufgrund von fehlenden Daten für Mecklenburg-Vorpommern das Jahr 2016 und für das Saarland das Jahr 2015 herangezogen werden | Grün markiert sind überdurchschnittliche Anteile | Durchschnittswert für Deutschland aus Agora „Stand der Dinge“ 2018

5.2 Transport von Wasserstoff

Zusammenfassung: Transport

Anforderungen:

- Infrastrukturelle Lock-in Effekte sind zu vermeiden
- Offenheit des Ausschreibungsprogramms für die Versorgung langfristig robuster Wasserstoffnachfragen

Empfehlung

- Folgende Transportoptionen sollten im Rahmen des Ausschreibungsprogramms möglich sein:
 - On Site Elektrolyse
 - Einspeisung in gemeinsames H₂-Netz
 - Einspeisung in anderes H₂-Netz
 - Schiffs-, Bahn- oder LKW-Transport
 - Neue Wasserstoffpipeline
- Die Versorgung von Wasserstoffnachfragern in Süddeutschland in Regionen mit geringen EE- Erzeugungskapazitäten und ohne Anbindung an Wasserstoffnetze ist erst in einer späteren Phase sinnvoll, wenn Wasserstoffübertragungsnetze ausgebaut sind.

5.2.1 Anforderungen

Die Anforderungen an den Transport von Wasserstoff beziehen sich auf drei Ziele:

- Einerseits sind Lock-in Effekte zu vermeiden, die dazu führen, dass notwendige infrastrukturelle Transformationen verspätet eingeleitet werden. In Bezug auf den Transport von Wasserstoff bezieht sich dieser Punkt insbesondere auf die Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz.
- Andererseits sollte sichergestellt werden, dass der Großteil der langfristig robusten Nachfragen nach Wasserstoff im Rahmen dieses Ausschreibungsprogramms physisch oder bilanziell versorgt werden können.
- Ein „virtueller“ Transport von Wasserstoff über das Erdgasnetz, der zu mehrfachen Umwandlungsverlusten führt, sollte vermieden werden. Reiner Wasserstoff ist ein Rohstoff, der in dieser Form von der chemischen Industrie und zukünftig auch der Stahlindustrie benötigt wird. Eine Vermengung dieses aufwändig hergestellten Wasserstoffs mit Erdgas trägt nicht zu einer langfristigen Dekarbonisierungsstrategie in der Industrie bei.

Dabei sind folgende Rahmenbedingungen zu berücksichtigen:

- Grundsätzlich kann nicht davon ausgegangen werden, dass in den nächsten Jahren ein öffentliches Wasserstoffnetz zur Verfügung steht.
- Bestehende Wasserstoffnetze (meist zwischen und in bestehenden Chemieparks) können für eine direkte Belieferung genutzt werden.
- Eine Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz ist nicht sinnvoll, weil durch die Direktnutzung von Wasserstoff eine höhere Emissionsminderung erreicht wird.

Aus unserer Sicht gibt es für den Transport des Wasserstoffs zwischen der Elektrolyse und dem Verbraucher die folgenden Möglichkeiten. Diese Optionen werden dahingehend bewertet, ob sie für die Teilnahme am Ausschreibungsprogramm ausreichend sein sollten oder nicht.

5.2.2 Zu empfehlende Optionen

	Beschreibung	Vorteile Nachteile	Empfehlung
On Site bzw. neue Pipeline	Der Elektrolyseur steht auf dem Werksgelände des Wasserstoffverbrauchers. Eine private Pipeline transportiert den Wasserstoff zum Verbraucher.	+ Eindeutige Zuordnung des Wasserstoffs + keine Zusätzlichen infrastrukturellen Kosten	ausreichend
Einspeisung in das Erdgasnetz	Der Elektrolyseur speist den Wasserstoff in das Erdgasnetz ein. An anderer Stelle wird Erdgas zur Dampfreformierung entnommen und Wasserstoff erzeugt. Über Zertifikate wird dem über Dampfreformierung erzeugtem Wasserstoff eine „grüne Eigenschaft“ zugeordnet.	+ Betreiber von Elektrolyseanlagen als reine Anbieter von H ₂ und ohne eigenen Verbrauch können am Ausschreibungsprogramm teilnehmen - Hochwertiger grüner H ₂ wird mit Erdgas vermischt, um an anderer Stelle mit Umwandlungsverlusten und CO ₂ -Emissionen H ₂ zu erzeugen ³⁷ - Lock-in Potenzial, weil der Anreiz entfällt H ₂ -Netze auszubauen	Nicht ausreichend
Einspeisung in gemeinsames H ₂ -Netz	Der Elektrolyseur speist in ein bestehendes H ₂ -Netz (Industrienetz) ein und ersetzt grauen H ₂ in diesem System. An anderer Stelle wird diesem Netz H ₂ entnommen. Der grüne Wasserstoff wird mit Zertifikaten diesem Verbraucher zugeordnet.	+ Betreiber von Elektrolyseanlagen als reine Anbieter von H ₂ und ohne eigenen Verbrauch können am Ausschreibungsprogramm teilnehmen + Anreiz zum Ausbau der H ₂ -Netzinfrastruktur - Zertifikatssystem notwendig	ausreichend
Einspeisung in anderes H ₂ -Netz	Ein Elektrolyseur speist H ₂ in ein H ₂ -Netz in z.B. Westdeutschland ein. Dieser grüne H ₂ wird mittels Zertifikaten einem H ₂ -Verbraucher zugeordnet.	+ Betreiber von Elektrolyseanlagen als reine Anbieter von H ₂ und ohne eigenen Verbrauch können am Ausschreibungsprogramm teilnehmen + Anreiz zum Ausbau der H ₂ -Netzinfrastruktur - keine physische Lieferung von Wasserstoff - Zertifikatssystem notwendig	ausreichend
Schiffs-, Bahn- oder LKW-Transport	Wasserstoff wird vom Elektrolyseur mit Bahn, Schiff oder LKW zum Verbraucher transportiert	+ Betreiber von Elektrolyseanlagen als reine Anbieter von H ₂ und ohne	ausreichend

³⁷ Reiner Wasserstoff ist ein Rohstoff, der in dieser Form von der chemischen Industrie und zukünftig auch der Stahlindustrie benötigt wird. Eine Vermengung dieses aufwändig hergestellten Wasserstoffs mit Erdgas trägt nicht zu einer langfristigen Dekarbonisierungsstrategie in der Industrie bei.

		eigenen Verbrauch können am Ausschreibungsprogramm teilnehmen - Direkte und indirekte negative Effekte insbesondere des LKW-Transports	
--	--	---	--

5.3 Nutzung von Wasserstoff

Zusammenfassung: Nutzung

Anforderungen:

Kanalisierung des begrenzten Wasserstoffs in die Anwendungsbereiche der Industrie, die:

- Keine Alternativen für die THG-Reduktion haben (z.B. durch Direkt-Elektrifizierung)
- Durch die Substitution des Prozesses oder des fossilen Wasserstoffs möglichst große THG-Reduktionen im Vergleich zur Referenz aufweisen
- Im Rahmen eines Reinvestitionszyklus ein günstiges Zeitfenster für den Umstieg auf neue Prozesse haben.

Empfehlungen

Aufgrund der übersichtlichen Anzahl an Prozessen, die für die Ausschreibung zu berücksichtigen sind, wird empfohlen, diese Prozesse direkt im Anhang der Ausschreibung als mögliche Nutzungsfelder für den geförderten Wasserstoff zuzulassen.

- Stahlindustrie:
 - Fokus auf Umstellung der Hochofen-Konverter-Route auf Direktreduktion mit Wasserstoff
 - Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas in neuen Direktreduktionsanlagen sollte möglich sein
 - Keine Beimischung von H₂ zum Koks in Hochofen-Route, da Lock-In-Pfad
- Chemieindustrie:
 - Einsatz von grünem Wasserstoff in der Ammoniakproduktion zulassen
 - Einsatz von grünem Wasserstoff in der direkten Methanolsynthese zur stofflichen Nutzung zulassen (Ausschluss Einsatz als Kraftstoff)
 - Einsatz von grünem Wasserstoff in Methanol-Synthese zur Herstellung von Olefinen und Aromaten ist erlaubt
- Raffinerien:
 - Wasserstoffeinsatz in Raffinerien für die Kraftstoffherstellung und energetisch genutztes Methanol (kann auch als Kraftstoff genutzt werden) würden wir in der Ausschreibung nicht zulassen, um eine Doppelförderung/Doppelanrechnung unter der RED II auszuschließen

5.3.1 Anforderungen

In der Stahl- und Chemieindustrie gibt es mehrere Prozesse, die für einen Einsatz von Wasserstoff in Frage kommen. Für die Analyse, in welchen Prozessen ein Einsatz sinnvoll ist, werden die folgenden Anforderungen angesetzt. Während die erste Anforderung ein absolutes Kriterium darstellt, ist die zweite und dritte Anforderung nicht hierarchisch zu verstehen, sondern bilden vielmehr in Kombination eine Bewertungsgrundlage:

- Dem Prozess sollten nicht vielversprechende Alternativen zur Reduktion der THG-Emissionen zur Verfügung stehen (z.B. direkte Elektrifizierung des Prozesses oder Substitution des Endproduktes).
- Der Einsatz von Wasserstoff sollte vornehmlich in Prozessen eingesetzt werden, in denen möglichst große THG-Emissionsminderungen im Vergleich zum Status-quo erzielt werden können.
- Anstehende Reinvestitionen in die Kapitalstöcke müssen berücksichtigt werden, damit günstige Zeitfenster für die Umstellung auf zukunftsfähige Technologien und Prozesse unterstützt werden. In der Analyse muss darum auch auf bestehende Projekte und Investitionsabsichten geachtet werden.

→ Hierzu sind in den folgenden Abschnitten Analysen und Einschätzungen dokumentiert.

Zudem muss zwischen zwei grundsätzlichen Einsatzzwecken in den Prozessen unterschieden werden:

- Wasserstoff als Brennstoff
- Wasserstoff zur stofflichen Nutzung

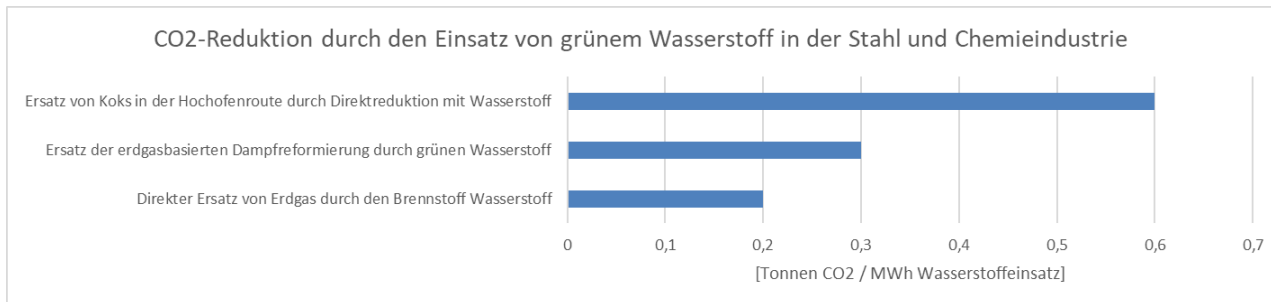
→ Hier schlagen wir vor, dass der Wasserstoff für die stoffliche Nutzung vorgesehen werden sollte. Die Verwendung als Brennstoff ist für Hochtemperaturanwendungen relevant, die nicht durch die direkte Nutzung von Strom (ggf. über Wärmepumpen) erzielt werden können. Dabei wird insbesondere Erdgas ersetzt. Die THG-Minderungen zum Referenzprozess sind im Vergleich zu dem Einsatz des grünen Wasserstoffs in den anderen hier analysierten Prozessen am geringsten (vgl. Abbildung 5-1). Um die geringen Mengen geförderten grünen Wasserstoff in diese Prozesse mit hoher THG-Minderung zu lenken, wird die Nutzung des geförderten Wasserstoffs als Brennstoff ausgeschlossen.

Ferner muss zum Thema möglicher Lock-in Effekte durch Zwischenlösungen diskutiert werden:

- Ist der Einsatz von Wasserstoff in bestehenden Prozessen bis zu einem bestimmten Anteil zur schnellen Reduktion der THG-Emissionen zulässig, oder
- Soll der geförderte Wasserstoff nur in Prozesse gelenkt werden, die dem Zielbild der THG-neutralen Industrie entsprechen.

→ Diese Abwägung wird in den folgenden Analysen prozess-spezifisch durchgeführt.

Abbildung 5-1: CO₂-Reduktion durch den Einsatz von grünem Wasserstoff in der Stahl- und Chemieindustrie (gerundete Werte)



auf Basis von (Agora Energiewende 2019; UBA 2019)

Hinweis: Der Einsatz von grünem Wasserstoff in Prozessen, die heute aus Erdgas Wasserstoff erzeugen, führt nicht immer zu CO₂-Minderungen von 0,3 tCO₂/MWh Wasserstoffeinsatz. Der Grund dafür ist, dass nachgelagerte Prozesse zum Teil mit der Dampfreformierung von Erdgas zusammenhängen.

Die **Kanalisation des Wasserstoffs kann durch unterschiedliche grundlegende Instrumente erfolgen**. Neben der Option der direkten Ausweisung geeigneter Nutzungsfelder in den Ausschreibungsbedingungen gibt es auch die Möglichkeit, z.B. die CO₂-Minderungskosten in das Gebot einfließen zu lassen. Dies würde jedoch zu einer Fokussierung auf die CO₂-Minderungskosten führen. Andere Aspekte, z.B. ob Alternativen zur THG-Minderung zur Verfügung stehen, müssten zusätzlich geregelt werden. Aus unserer Sicht ist eine Einschränkung der Ausschreibung und damit der Nutzung des geförderten Wasserstoffs auf bestimmte Prozesse möglich: Die Maßnahme 3 der NWS bezieht sich mit dem Ausschreibungsprogramm direkt auf die Stahl- und Chemieindustrie und grenzt damit die Einsatzfelder schon stark ein. Unter Beachtung der oben genannten Anforderungen haben wir mehrere Einsatzfelder für die gezielte Kanalisation des geförderten grünen Wasserstoffs analysiert:

- Direktreduktion mit grünem Wasserstoff in der Stahlherstellung
- Beimischung von grünem H₂ zu Erdgas in der Direktreduktions-Route in der Stahlherstellung
- Ersatz von Steinkohle durch grünen Wasserstoff in der Hochofenroute zur Stahlherstellung
- Einsatz von Wasserstoff in der Methanol-Herstellung
- Einsatz von Wasserstoff in der Methanol-Route als Ersatz der Naphtha-Route zur Kunststoffherstellung
- Nutzung von grünem Wasserstoff in Raffinerien als Grundstoff
- Nutzung von grünem Wasserstoff zur Ammoniakherstellung

Aufgrund der übersichtlichen Anzahl an Prozessen, die für die Ausschreibung zu berücksichtigen sind, wird empfohlen, diese Prozesse direkt im Anhang der Ausschreibung als mögliche Nutzungsfelder für den geförderten Wasserstoff zuzulassen.

5.3.2 Empfehlung bzgl. Stahlindustrie

Beschreibung Prozess	<ul style="list-style-type: none"> • Neuer Prozess: Direktreduktion (DRI) mit Wasserstoff • Substitutionsmöglichkeiten: Ersatz von Einblaskohle durch H₂ in der Hochofenroute (Beimischung) • Phase-in Möglichkeit: Beimischung von H₂ in der Direktreduktion, die mit Erdgas betrieben wird (eine Bestandsanlage in HH)
Wasserstoffbedarf heute	<ul style="list-style-type: none"> • Kein Einsatz von Wasserstoff in der Hochofenroute heute • Geringer Einsatz von Wasserstoff in Haubenglühanlagen
Möglicher zukünftiger Wasserstoffbedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Bei Umstellung heutiger Hochofenkapazitäten und gleichem Niveau der Roheisen Erzeugung: ca. 52 TWh Wasserstoff³⁸
THG-Emissionsminderung im Vergleich zur Referenz	<ul style="list-style-type: none"> • Minus 1,66 t CO₂ pro Tonne Rohstahl. Umgerechnet minus 0,7 t CO₂ pro eingesetzter MWh Wasserstoff³⁹
Erwartete erste Wasserstoffnachfrage [Jahr]	<ul style="list-style-type: none"> • Bei Prozessumstellung auf DRI: 2025⁴⁰ • Bei Substitution: sofort
Vorortung der zukünftigen Wasserstoffnachfrage in Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> • Wilhelmshaven Hamburg Bremen Salzgitter Eisenhüttenstadt Ruhrgebiet Völklingen
Zusammenfassende Empfehlung	<ul style="list-style-type: none"> ➔ Fokus auf Umstellung der Hochofen-Konverter-Route auf Direktreduktion mit Wasserstoff ➔ Keine Beimischung H₂ zum Koks in Hochofen-Route, da Lock-In-Pfad ➔ Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas in Direktreduktionsanlagen soll möglich sein

Bei der Eisen- und Stahlerzeugung wird schon heute an zwei Stellen Wasserstoff eingesetzt.

- In Haubenglühanlagen wird kaltgewalzter Stahl für eine Weiterverarbeitung vorbereitet. Dabei wird reiner Wasserstoff als Schutzgas verwendet.⁴¹ Der Wasserstoffbedarf ist aber im Vergleich zu einer Umstellung auf die Direktreduktion gering und wird aus diesem Grund an dieser Stelle nicht weiter adressiert.
- In Direktreduktionsanlagen kann Wasserstoff direkt eingesetzt werden. Derzeit gibt es in Deutschland nur eine Direktreduktionsanlagen in Hamburg. Diese Anlage wird mit Erdgas betrieben. Als Phase-in Pfad ist es möglich Wasserstoff dem Erdgas am Anlagenstandort beizumischen.
- An Standorten von integrierten Hüttenwerken werden in der Regel auch Kokereien betrieben. Diese Kokereien erzeugen auch das wasserstoffreiche Kokereigas. Dieses wird bisher traditionell für die Stromerzeugung genutzt. Viel sinnvoller wäre es aber dieses Kokereigas direkt in den Hochofen einzublasen und nicht zur Stromerzeugung zu nutzen. Im Saarland wird dies aktuell

³⁸ Agora Energiewende (2019) Annahme: Wirkungsgrad Elektrolyse 0,7%

³⁹ Für eine Tonne Rohstahl werden 3,3 MWh Strom benötigt Agora Energiewende (2019). Bei einem Wirkungsgrad von 70% bedeutet das 2,3 MWh Wasserstoff. Eine mittels DRI H₂ hergestellte Tonne Rohstahl entsprechen einer Reduktion von 1,66 T CO₂, somit entsprechen 2,3 MWh Wasserstoff-Einsatz dieser Reduktion. Pro eingesetzter MWh Wasserstoff ergibt dies eine Emissionsminderung von 0,7 t CO₂.

⁴⁰ Vgl. Roland Berger (2020)

⁴¹ <https://eisenhuettenstadt.arcelormittal.com/Vom-Erz-zum-Stahl/Metallurgischer-Zyklus/Flachstahlerzeugung/>

umgesetzt.⁴² Es wäre nicht sinnvoll aus wasserstoffreichem Kokereigas Strom zu erzeugen, um aus dem Strom wieder Wasserstoff herzustellen. Dann würde ein energetischer Kurzschluss auftreten und Energie würde sinnlos vernichtet. Bevor Elektrolysewasserstoff im Hochofen genutzt wird, sollten also Strategien zur Reduzierung der Stromproduktion aus Kokereigasen und Hochofengasen entwickelt werden. Um eine schnelle Emissionsminderungen am Hochofen zu erreichen, kann die Einblaskohle auch durch Erdgas ersetzt werden. Grundsätzlich ist es sinnvoll den Anteil der Einblaskohle in den Hochöfen zu reduzieren. Nachteilig ist aber, dass durch das Einblasen von Wasserstoff in den Hochofen ggf. Lock-in Effekte entstehen können. Denn weitreichende Emissionsminderungen werden nur möglich, wenn die Hochöfen durch Direktreduktionsanlagen ersetzt werden und der Wasserstoff in den Direktreduktionsanlagen eingesetzt wird.

Diese Optionen (Einblasen von Kokereigas und Erdgas in den Hochofen, Reduktion der Stromproduktion z.B. durch Gichtgasaufbereitung) sollten jedoch mit gezielten Förderungen und Anreizen und nicht im Rahmen der hier zu definierenden Ausschreibung adressiert werden.

Ausbau der Direktreduktion:

Die von der Salzgitter AG geplante Direktreduktionsanlage in Wilhelmshaven hat eine Kapazität von 2 Mio. t Eisenschwamm pro Jahr. Sie soll einen von drei Hochöfen am Standort Salzgitter ersetzen. Bei einem Wasserstoffbedarf von 2,4 MWh/t werden 4,8 TWh Wasserstoff pro Jahr für diese erste Anlage benötigt. Insgesamt betrug die Rohstahlproduktion der Oxygenstahlroute im Jahr 2018 in Deutschland etwa 29,7 Mio. t (Worldsteel). Die bestehende DRI-Anlage in Hamburg hat eine geringere Produktionskapazität von ~ 0,6 Mio. t pro Jahr. DRI-Anlagen sind also modular zubaubar. Bezüglich der Integration von DRI-Anlagen in die bestehenden Weiterverarbeitungsanlagen sind verschiedene Optionen in der Diskussion. Bisher wurde in der Regel davon ausgegangen, dass der Eisenschwamm aus DRI-Anlagen in Elektrostahlwerken weiterverarbeitet werden muss. Gerade während des Markthochlaufs sind aber auch andere Optionen für die Integration in das integrierte Stahlwerk denkbar. So plant ThyssenKrupp zuerst den Eisenschwamm im Hochofen weiterzuverarbeiten. In einem späteren Schritt soll der Weg über den Hochofen eingespart werden und der Eisenschwamm über einen elektrischen Einschmelzer in bestehenden Oxygenstahlwerken weiterverarbeitet werden.

Der sukzessive Ersatz der Hochofenroute durch die wasserstoffbasierte Direktreduktionsroute hat den Vorteil, dass kein sprunghafter Anstieg der Nachfrage nach Wasserstoff erfolgt. Der sukzessive Ersatz von einzelnen Hochöfen auf die Direktreduktion mit Wasserstoff als auch das sukzessive Beimischen von Wasserstoff zum Erdgas in der Direktreduktionsroute sollte ermöglicht werden (vgl. auch Agora Energiewende⁴³ und Fraunhofer ISI/ISE⁴⁴). Ausgeschlossen werden sollte

⁴² <https://www.saarstahl.com/sag/de/konzern/medien/presse/nachhaltige-stahlproduktion-an-der-saar-dillinger-und-saarstahl-setzen-erstmalig-auf-wasserstoff-im-hochofen-zur-co2-minderung-88595.shtml>

⁴³ Im Fall der Direktreduktionsanlagen zur Stahlerzeugung besteht ein Flexibilitätsvorteil darin, dass diese Anlagen relativ kurzfristig als Ersatz älterer Hochöfen zugebaut werden können und bei zunächst noch relativ geringer Wasserstoffverfügbarkeit zu Beginn noch mit hohen – im Zeitverlauf jedoch sinkenden – Erdgasanteilen betrieben werden könnten. Agora Energiewende (2019), S. 44.

⁴⁴ Da die erdgasbasierte Direktreduktions-Route weniger CO₂ als die Hochofen-Route emittiert, kann damit bereits gegenwärtig der Pfad hin zu einer CO₂-neutralen Stahlherstellung eingeschlagen werden, ohne unmittelbar auf die Infrastruktur zur Bereitstellung erneuerbarer elektrischer Energie und Anlagen zur Elektrolyse angewiesen zu sein. Durch eine zunehmende Substitution von Erdgas durch regenerativen Wasserstoff kann das Ziel der 95%-THG-Minderung schrittweise umgesetzt werden, wodurch die wirtschaftliche Belastung auf einen größeren Zeitraum verteilt wird. Fraunhofer ISI; Fraunhofer ISE (2019), S. 20.

das Einblasen von Wasserstoff in Hochöfen, weil dieser Pfad einen rechtzeitigen Umstieg auf die Direktreduktionsroute (oder weitere in der Forschung befindlichen Optionen) nicht garantiert.

5.3.3 Empfehlung bzgl. Chemieindustrie – Ammoniakherstellung

Beschreibung Prozess	<ul style="list-style-type: none"> • Ersatz von erdgasbasiertem Wasserstoff mit grünem Wasserstoff
Wasserstoffbedarf heute	<ul style="list-style-type: none"> • Ca. 30 TWh pro Jahr in Deutschland
Möglicher zukünftiger Wasserstoffbedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Bis zu 30 TWh pro Jahr in Deutschland, ggf. abnehmend, weil der Import von ausländischem grünem Wasserstoff einfacher ist, wenn dieser zu Ammoniak weiterverarbeitet wird
THG-Emissionsminderung im Vergleich zur Referenz	<ul style="list-style-type: none"> • Ca. 0,2 tCO₂/MWh_{Wasserstoff}
Erwartete erste Wasserstoffnachfrage [Jahr]	<ul style="list-style-type: none"> • 2020 - 2025
Vorortung der zukünftigen Wasserstoffnachfrage in Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> • NRW; Ludwigshafen; Wittenberg
Zusammenfassende Empfehlung	<p>➔ Einsatz von grünem Wasserstoff in der Ammoniakproduktion zulassen</p>

Ammoniak wird heute mit dem Haber-Bosch-Verfahren (Syntheseprozess) auf Basis von Wasserstoff aus der Dampfreformierung (erdgasbasiert) hergestellt. Ammoniak wird zum größten Teil für die Erzeugung von Düngemitteln eingesetzt (Agora Energiewende 2019). Bei ca. 3,3 Mio. Tonnen Ammoniakproduktion in Deutschland pro Jahr und spezifischen CO₂-Emissionen (Dampfreformierung und Syntheseprozess) von ca. 1,8 t CO₂ pro Tonne Ammoniak, verursacht die Ammoniak-Produktion ca. 6 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr. Bei einem Wasserstoffbedarf von ca. 6 MWh pro Tonne Ammoniak (DECHEMA 2017, S. 57) ergibt sich in Summe ein Wasserstoffeinsatz von ca. 30 TWh Wasserstoff pro Jahr in Deutschland.

Der aus Erdgas gewonnene Wasserstoff kann durch grünen Wasserstoff ersetzt werden. Oft wird in der Diskussion um den Ersatz von grauem Wasserstoff in der Ammoniakherzeugung durch elektrolytisch erzeugten grünen Wasserstoff eingewendet, dass dies nicht möglich sei, weil das Koppelprodukt des grauen Wasserstoffs für die Produktion von Harnstoff benötigt würde (Fraunhofer ISI; Fraunhofer ISE 2019). Es gibt jedoch neben Harnstoff andere und bessere Möglichkeiten, um den Stickstoff auf die Felder auszubringen. Harnstoff ist zwar ein klassischer Dünger, kann auch durch andere (modernere) Stickstoffdünger ersetzt werden. Neben Alternativen wie Nitrat und Ammonium sollten in der Landwirtschaft insbesondere verstärkt stabilisierte N-Dünger eingesetzt werden, die die Stickstofffreisetzung an den Pflanzenbedarf anpassen. Die in den stabilisierten N-Düngern eingesetzten „Inhibitoren“ senken außerdem die Freisetzung von Lachgas durch die Stickstoffdüngung.⁴⁵

⁴⁵ <https://lagerhaus.at/tipps-tricks/a/stickstoffduenger-im-vergleich>

5.3.4 Empfehlung bzgl. Chemieindustrie – Methanol

Beschreibung Prozess	<ul style="list-style-type: none"> • Ersatz von grauem Wasserstoff in der Methanolsynthese durch grünen Wasserstoff • Neuer Prozess: Ersatz der Naphtha-Route (erdölbasiert) durch die auf grünem Wasserstoff basierende Methanol-Route zur Herstellung von Olefinen und Aromaten (Kunststoffherstellung)
Wasserstoffbedarf heute	<ul style="list-style-type: none"> • Ca. 7 TWh
Möglicher zukünftiger Wasserstoffbedarf	<ul style="list-style-type: none"> • ca. 7 TWh für heutige Methanol-Herstellung • (Agora Energiewende 2019) gibt einen H₂-Bedarf von ca. 211 TWh an, würde 100% der Kunststoffproduktion (2017) auf die Methanol-Route umgestellt werden
THG-Emissionsminderung im Vergleich zur Referenz	<ul style="list-style-type: none"> • Direkte Methanolsynthese: ca. 0,3 t CO₂/MWh • Ersatz Naphtha-Route: ca. 0,08 bis 0,24 t CO₂/MWh⁴⁶
Erwartete erste Wasserstoffnachfrage [Jahr]	<ul style="list-style-type: none"> • Direkte Methanolsynthese: 2020-2025 • Ersatz Naphtha-Route: 2025-2030
Vorortung der zukünftigen Wasserstoffnachfrage in Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> • Direkte Methanolsynthese: Keine spezifischen Daten vorhanden (auf Karte in ‚rot‘ verortet) • Ersatz Naphtha-Route: Köln (inkl. Wesseling); Gelsenkirchen; Böhlen (Leipzig); Heide; Ludwigshafen; Burghausen, Münchsmünster ⁴⁷
Zusammenfassende Empfehlung	<p>Keine Einschränkungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➔ Einsatz von grünem Wasserstoff in der direkten Methanolsynthese ist erlaubt ➔ Einsatz von grünem Wasserstoff in Methanol-Synthese zur Herstellung von Olefinen und Aromaten ist erlaubt

Für die Methanolherstellung gibt es im deutschen Inventar keine eigene CRF-Kategorie und im EU-Emissionshandel existiert auch kein eigener ‚activity code‘ und kein Methanolbenchmark (Methanolanlagen erhalten den Benchmark für Synthesegasanlagen). Aktuelle CO₂-Emissionen für diesen Prozess liegen daher nicht vor. Für das Jahr 2007 wird in (Fraunhofer ISI 2013) der Brennstoffverbrauch für die Methanolherstellung in Deutschland auf knapp 30 PJ geschätzt (insbesondere aus Destillationsrückständen). Eine Abschätzung auf Basis des Brennstoffeinsatzes von 30 PJ im bisher genutzten zweistufigen Verfahren ergibt ca. 7 TWh Wasserstoffbedarf (Annahme 30% Umwandlungsverluste).

Grundsätzlich sind bei der Methanolsynthese das klassische zweistufige Verfahren und das neue einstufige Verfahren zu unterscheiden:

„Bei der Methanolsynthese entsteht Rohmethanol, welches als Basischemikalie dienen und zu verschiedenen kohlenwasserstoffhaltigen Produkten weiterverarbeitet werden kann. Der heute standardmäßig eingesetzte Prozess ist die zweistufige Methanolsynthese, für die zunächst ein Synthesegas aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff erstellt wird, welches die Basis für die Methanolsynthese darstellt. Die direkte Methanolsynthese ermöglicht den Einsatz von CO₂ und

⁴⁶ Die 0,24 t CO₂/MWh basieren auf Agora Energiewende (2019), beinhalten jedoch die Kreislaufwirtschaft (Emissionsvermeidung in der Müllverbrennung). Ohne Betrachtung der Müllverbrennung können ca. 1/3 der CO₂-Emissionen im gesamten Lebenszyklus eingespart werden (ca. 0,08 t CO₂/MWh).

⁴⁷ Abgeleitet aus den heutigen Standorten der Steamcracker in Wuppertal Institut (2018), S. 26

Wasserstoff. Die zweistufige Methanolsynthese auf Basis fossiler Energieträger ist der heutige, großindustriell angewendete Standardprozess für die Methanolherstellung. Die direkte Methanolsynthese kommt in Demonstrationsanlagen und kleinen industriellen Anlagen zum Einsatz.“ (Matthes et al: Wasserstoff und wasserstoffbasierte Brennstoffe, noch nicht veröffentlicht)

Für den Markthochlauf ist es sinnvoll zuerst grünen Wasserstoff bei der klassischen zweistufigen Methanolsynthese beizumischen (dann kann das prozessbedingt notwendige Kohlenmonoxid noch aus der klassischen Dampfreformierung gewonnen werden). Erst bei höheren Wasserstoffanteilen ist ein Umstieg auf das einstufige Verfahren notwendig.

Darauf aufbauend kann auf der Basis von Methanol auch eine Alternative zu der heutigen Naphtha-Route zur Plastik- und Kunststoffproduktion eingeleitet werden:

- In einer MTO/MTA-Anlage wird dazu das grüne Methanol (auf Basis von grünem Wasserstoff und CO₂ aus der Luft) in Olefine und Aromate umgewandelt, die Grundstoffe für die Kunststoffherzeugung.
- Alternativ zu dieser Option der weitgehenden Umstellung der Plastik-Wertschöpfungskette kann auch der Steamcracker in der Naphtha-Route elektrifiziert werden und durch den Einsatz von erneuerbarem Strom THG-Emissionen eingespart werden.

5.3.5 Empfehlung bzgl. Raffinerien

Wasserstoff wird in Raffinerien zur Entschwefelung und für den Prozess des Hydrocrackings eingesetzt.

Es wird empfohlen, Raffinerien bzw. die Prozesse der Entschwefelung und des Hydrocrackings nicht für die Verwendung des geförderten Wasserstoffs zuzulassen. Der Grund dafür ist das bereits bestehende Instrument der Anrechnung von wasserstoffbasierten Stoffen auf die THG Quote.

6 Literaturverzeichnis

- Agora Energiewende (Hg.) (2019): Joas, F.; Lenck, T.; Samadi, S.; Witecka, W. Klimaneutrale Industrie, Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement. Becker Büttner Held; Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität; Navigant; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie. Berlin, 2019, zuletzt geprüft am 02.03.2020.
- BMVI - Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (Hg.) (2018): Smolinka, T.; Wiebe, N.; Sterchele, P.; Palzer, A.; Lehner, F.; Jansen, M.; Kiemel, S.; Miehe, R.; Wahren, S.; Zimmermann, F. Studie IndWEde, Industrialisierung der Wasser-elektrolyse in Deutschland: -Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme; E4Tech; Fraunhofer Institut für Produktionstechnologie und Automatisierung. Berlin, 2018. Online verfügbar unter https://www.now-gmbh.de/content/service/3-publikationen/1-nip-wasserstoff-und-brennstoffzellentechnologie/indwede-studie_v04.1.pdf, zuletzt geprüft am 15.03.2020.
- BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hg.) (2020). Die Nationale Wasserstoffstrategie. Berlin, 2020.
- DECHEMA - Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie (2017): Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry. Frankfurt, 2017, zuletzt geprüft am 26.10.2017.
- Fraunhofer ISE - Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (2020): Sterchele, P.; Brandes, J.; Heilig, J.; Wrede, D.; Kost, C.; Schlegl, T.; Bett, A.; Henning, H.-M. Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem, Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Freiburg, Februar 2020.
- Fraunhofer ISI - Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung; Fraunhofer ISE - Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (Hg.) (2019): Hebling, C.; Ragwitz, M. Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland. Karlsruhe, Freiburg, 2019, zuletzt geprüft am 19.03.2020.
- Fraunhofer ISI - Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Hg.) (2013): Fleiter, T.; Schломann, B.; Eichhammer, W. Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien, Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Karlsruhe, 2013, zuletzt geprüft am 20.04.2016.
- Roland Berger (2020): Ito, A.; Langefeld, B.; Götz, N. The future of steelmaking, How the European steel industry can achieve carbon neutrality. München, 2020, zuletzt geprüft am 03.09.2020.
- UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2019). Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2018 (Climate Change, 10/2019). Dessau, 2019.
- Wuppertal Institut - Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (2018): Schneider, C.; Schüwer, D. Technologiebericht 6.4 Low-carbon und ressourceneffiziente Industrie. Wuppertal, 2018, zuletzt geprüft am 02.10.2020.