



BECKER BÜTTNER HELD

KURZSTUDIE

**Kombiniertes Ausschreibungsmodell zur Förderung
von Elektrolyseuren für eine netzdienliche Umsetzung
der Nationalen Wasserstoffstrategie**

12.01.2021

Kurzstudie

Kombiniertes Ausschreibungsmodell zur Förderung von Elektrolyseuren für eine netz-
dienliche Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie

im Auftrag der

Initiative Erdgasspeicher e.V.

Glockenturmstraße 18

14053 Berlin

erstellt durch

Dipl.-Ing. Roland Monjau (BBHC)

Dr.-Ing. Hanno Butsch (BBHC)

Dr. Christian Dessau (BBH)



BECKER BÜTTNER HELD

BBH Consulting AG

Magazinstraße 15-16

10179 Berlin

www.die-bbh-gruppe.de

bbh@bbh-online.de

Inhaltsverzeichnis

Management Summary	4
Teil 1 Motivation und Hintergrund	5
A. Motivation und Ansatz	5
B. Ökonomische Überlegungen zur Steigerung der nationalen H₂-Produktion	6
I. Erlöse und grundsätzliche Vermarktungsansätze einer Elektrolyseanlage	7
II. Finanzierungslücke für einen wirtschaftlichen Betrieb	8
1. Ermittlung der zusätzlichen deutschen Wasserstoff-Bedarfe bis 2030 untergliedert nach Sektoren	8
2. Ermittlung der Wasserstoffgestehungskosten	9
3. Ermittlung sektorspezifischer Referenzkosten	10
III. Förderbedarf und Anforderungen an ein Förderprogramm	11
Teil 2 Umsetzungsvorschlag zur Zielerreichung der Nationalen Wasserstoffstrategie	13
A. Durch Übertragungsnetzbetreiber durchgeführte Ausschreibung einer Systemdienstleistung von PtG-Anlagen als Beitrag für den netzdienlichen Betrieb	13
I. Grundzüge und Ablauf einer Ausschreibung für Systemdienstleistungen durch ÜNB	15
1. Interessensbekundungsverfahren	15
2. Präqualifikation und Vertragsausgestaltung	15
3. Betriebsphase und Dispatch der Systemdienstleistung	16
II. Kosten durch bzw. Erlöse für Systemdienstleistungen aus Elektrolyseuren	17
B. Ausschreibungsmodell mittels Mengensteuerung der Wasserstoffproduktion	18
C. Vorteile aufeinander abgestimmter Ausschreibungsmodelle	21
Teil 3 Regelungsbedarf zur Ausgestaltung einer neuen „regelbare Leistungen Verordnung“	23
A. Durch Übertragungsnetzbetreiber durchgeführte Ausschreibung einer Systemdienstleistung von PtG-Anlagen als Beitrag für den netzdienlichen Betrieb	23
B. Ausschreibungsmodell mittels Mengensteuerung der Wasserstoffproduktion	24
Schlusswort	26
Anhang	27

Management Summary

Die Bundesregierung sieht innerhalb der Nationalen Wasserstoffstrategie in grünem Wasserstoff ein Schlüsselement der Energiewende. Die innerdeutsche Wasserstoffproduktion soll entsprechend der in der Strategie genannten Ziele in den nächsten Jahren auf eine Kapazität von bis zu 5 GW hochgefahren werden. Bisher sind Erzeugung und Nutzung von grünem Wasserstoff im Vergleich zu konventionellen Alternativen jedoch noch nicht wettbewerbsfähig. Infolgedessen bedarf es eines Fördermechanismus, der die Herstellung von grünem Wasserstoff in Elektrolyseuren zu konkurrenzfähigen Preisen ermöglicht.

Vor diesem Hintergrund wurde die BBH-Gruppe von der Initiative Erdgasspeicher (INES) beauftragt, einen volkswirtschaftlich effizienten Fördermechanismus zu entwickeln, der eine wettbewerbsfähige Herstellung von grünem Wasserstoff in Elektrolyseuren ermöglicht. Der Fokus der Modelentwicklung liegt dabei auf dem Aufbau von 3 GW Elektrolyse-Kapazität außerhalb des Verkehrssektors, da die Nationale Wasserstoffstrategie bereits ein breites Instrumentarium zur Realisierung der im Verkehrssektor unter Maßnahme 5 avisierten 2 GW Elektrolyse-Kapazität vorsieht. Das durch die BBH-Gruppe vorgeschlagene Fördermodell für die erstgenannte Kapazität beruht dabei auf zwei eng aufeinander abzustimmenden Säulen.

Die erste Säule sieht die Möglichkeit einer Reservierung einer bestimmten Menge für Wasserstoff-Elektrolyseure als regelbare Last im Rahmen der Ausschreibungen von Regelkapazitäten vor. Die Systemdienlichkeit von Wasserstoff-Elektrolyseuren würde so direkt verankert und von Anfang an bestünde eine Lenkungswirkung, die eine systemdienliche Betriebsweise im Rahmen der Investitions- und Auslegungsentscheidung adäquat berücksichtigt.

Darüber hinaus sieht die zweite Säule eine zusätzliche Mengensteuerung der Wasserstoffproduktion über ein Ausschreibungsmodell vor, da die zu erwartenden Erlöse aus der Bereitstellung von Systemdienstleistungen für eine wettbewerbsfähige Erzeugung von grünem Wasserstoff nicht ausreichen. Durch eine Begrenzung der förderfähigen Vollbenutzungsstunden wird in diesem Ausschreibungsmodell sichergestellt, dass neben der Möglichkeit einer Systemdienstleistung auch über das Förderregime hinaus Anreize für einen strommarktdienlichen Betrieb der Elektrolyseure geschaffen werden.

Teil 1 Motivation und Hintergrund



A. Motivation und Ansatz

In den letzten Jahren konnten bereits beachtliche Schritte bei der Dekarbonisierung des Stromsystems gegangen werden. Insbesondere der Ausbau von Windenergie- und PV-Anlagen trägt zu einer heimischen Energieproduktion bei. In absehbarer Zeit werden die Herausforderungen jedoch wachsen: Einerseits wird der Bedarf an Energiespeicherung bei einer zunehmend volatilen Einspeisung steigen, andererseits steigen die Strombedarfe bei einer Dekarbonisierung der verschiedenen Sektoren in einem Maße, dass verfügbare deutsche Potenziale nahezu vollständig ausgeschöpft werden müssen. Aus diesen Gründen rückt aus erneuerbarem Strom erzeugter Wasserstoff zunehmend in den Fokus der Energiesystemplanung: Anders als Elektrizität ließe er sich einfacher speichern und gar in größerem Maßstab über größere Entfernungen importieren. Für eine Verteilung innerhalb Europas ließe sich die bereits bestehende Erdgasinfrastruktur verwenden. Des Weiteren kann Wasserstoff Funktionen des Erdgases in der Grundstoffchemie übernehmen und ist leichter in bestehenden industriellen Feuerungsprozessen einzusetzen als Elektrizität.

Vor diesem Hintergrund wurde in Deutschland im Juni 2020 eine „Nationale Wasserstoffstrategie“ verabschiedet, die viele Chancen nennt und den Ausbau von Produktionskapazitäten grünen Wasserstoffs als Ziel setzt. Es wird aber auch ein Förderbedarf beschrieben, der nötig ist, um die Technologie voranzutreiben und das gesetzte Ziel zu erreichen.

Die Nationale Wasserstoffstrategie legt den Grundstein für die Entwicklung einer hiesigen Wasserstoffindustrie. Diese kann dazu beitragen, schwer zu elektrifizierende Anwendungsbereiche zu dekarbonisieren, die Herausforderungen der Energiewende abzumildern und Deutschlands Energieversorgung diversifizierter und sicherer zu machen. In dem Zeitraum des Markthochlaufes und der Technologiereifung wird jedoch ein regulatorischer Rahmen und ein Anreizsystem benötigt. In vorliegendem Dokument sollen dementsprechend konkrete Umsetzungen der Maßnahmen 2 und 3 der Wasserstoffstrategie vorgeschlagen werden. Hierbei liegt der Fokus zunächst auf Elektrolyseuren, kann aber um weitere Technologien erweitert werden.

Um den Markteintritt von Elektrolyseuren in einer zielkonformen Geschwindigkeit voranzutreiben und bestehende ökonomische Hürden zu überwinden, wird Folgendes empfohlen:

- Marktanreize zur Nutzung erneuerbaren Stroms zu setzen,
- einen wettbewerblichen, von anderen Netzbestandteilen unabhängigen, Betrieb von Wasserstoffherzeugern zu ermöglichen,
- eine netzdienliche Betriebsführung zu ermöglichen und zu fördern,
- besonders geeignete Standorte, die bestehende H₂-, O₂- und Wärmestrukturen vorweisen, zu fördern, um auch Nebenprodukte der Elektrolyse verwerten zu können.



B. Ökonomische Überlegungen zur Steigerung der nationalen H₂-Produktion

Die Untersuchungen hatten zum Ziel, einen volkswirtschaftlich möglichst effizienten Ansatz zur Förderung von Elektrolyseuren zu entwickeln. Die Untersuchung orientiert sich dabei an den Zielen der Nationalen Wasserstoffstrategie, die bis zum Jahr 2030 einen Zubau von Elektrolysekapazität von 5 GW vorsieht. Entsprechend der Strategie sollen dabei 2 GW dieser Leistung im Verkehrssektor realisiert werden, was durch ein umfangreiches Maßnahmenbündel der Wasserstoffstrategie flankiert und sichergestellt wird. Vor diesem Hintergrund bedarf es insbesondere für die verbleibenden 3 GW eines Förderansatzes, der die Zielerreichung bis zum Jahr 2030 sicherstellt. Genau darauf zielt die Entwicklung des Förderansatzes ab und adressiert infolgedessen den Ausbau von 3 GW unter der begründeten Annahme, dass die Ziele im Verkehrssektor von 2 GW im Jahr 2030 durch die Maßnahmenbündel der Nationalen Wasserstoffstrategie erreicht werden.

Zum Verständnis der zuvor aufgerufenen Zielsetzung dürfen die spezifischen Anreize und Hemmnisse der Absatz- und Erlösmärkte für den Betrieb von Elektrolyseuren nicht außer Acht gelassen werden. Hierbei spielen die adressierten Märkte bzw. Wertschöpfungsketten und deren spezifischen Anforderungen vor dem Hintergrund der benötigten Sektorenkopplung eine zentrale Rolle. Bei der Entwicklung von Förderinstrumenten ist dabei darauf zu achten, dass ein volkswirtschaftlich effizienter Aufbau einer H₂-Infrastruktur in allen Wertschöpfungsstufen – der Erzeugung erneuerbarer Energien, Sektorenkopplung Strom-Gas mit Power-to-Gas-Technologien (PtG) und der Nachfragesteigerung für CO₂-neutralen Wasserstoff – vorangetrieben wird. Vor diesem Hintergrund konzentrieren sich die folgenden Ausführungen auf marktbasierende Anreizsysteme, die die bestehenden Finanzierungslücken zum Betrieb von Elektrolyseuren bei gleichzeitiger Konformität mit den genannten Zielen schließen.

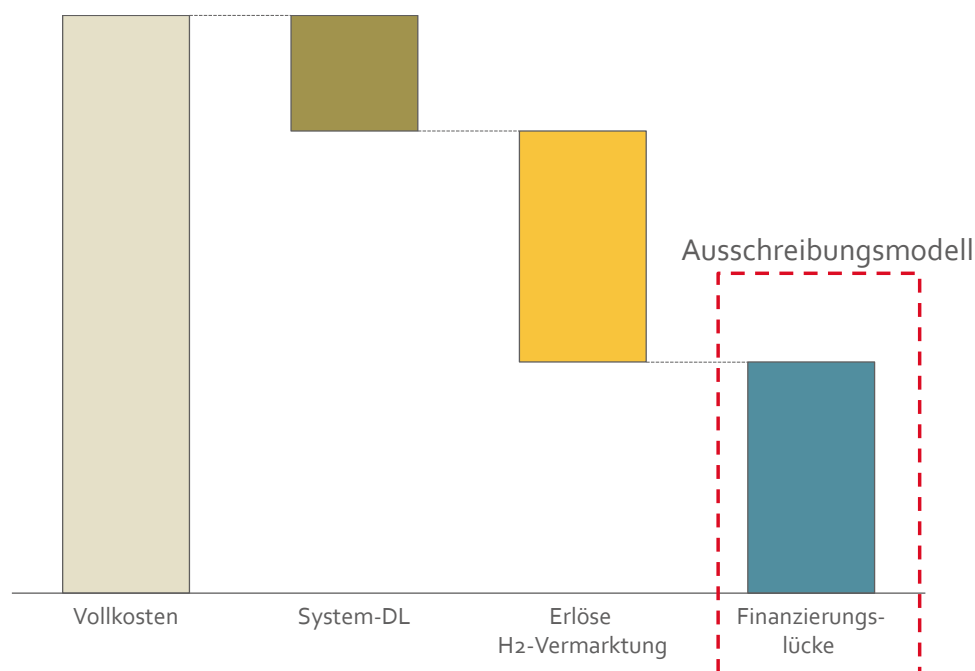
I. Erlöse und grundsätzliche Vermarktungsansätze einer Elektrolyseanlage

Zum Zwecke der vorliegenden Kurzstudie werden die Erlösmöglichkeiten für Elektrolyseure in zwei Kategorien aufgeteilt, die auch die zuvor genannten Ziele reflektieren:

(1) H₂-Vermarktung: Die Vermarktung von Wasserstoff und den im Produktionsprozess entstehenden Nebenprodukten Sauerstoff und Abwärme ist Kernaufgabe und somit auch das Kerngeschäft einer Elektrolyseanlage. Hierzu werden verschiedene Verbrauchssektoren definiert und ein anlegbarer Preis für die durch erneuerbaren Wasserstoff zu verdrängenden, konventionellen Produkte entwickelt.

(2) Systemdienstleistungen: Auf der aufnehmenden Seite als Energieverbraucher aus dem Stromnetz können Elektrolyseure hervorragend Systemdienstleistungen für Netzbetreiber (zunächst unabhängig davon, ob Übertragungs- oder Verteilnetzbetreiber) bereitstellen und so ein verbindendes, stromnetzstabilisierendes Regelglied darstellen.

Abbildung 1: Qualitative Darstellung der zu erzielenden Erlöse von PtG-Anlagen (Quelle: Eigene Darstellung)



Der vorliegende Regelungsvorschlag beinhaltet somit eine Berücksichtigung der Erlösströme aus Wasserstoffvermarktung (inkl. aller Beiprodukte) und Systemdienstleistungen und stellt durch ein wettbewerbliches Ausschreibungsmodell sicher, dass die weiterhin bestehende Finanzierungslücke effizient geschlossen wird und somit zunächst die wirtschaftlich interessantesten Wasserstoffsinken zielgerichtet erschlossen werden (siehe Abbildung 1).

II. Finanzierungslücke für einen wirtschaftlichen Betrieb

Bis zum Jahr 2030 sollen laut der Nationalen Wasserstoffstrategie 13-16 % des gesamten in Deutschland verbrauchten Wasserstoffs über inländisch produzierten, CO₂-freien Wasserstoff aus Elektrolyse-Kapazitäten bereitgestellt werden. Um die Finanzierungslücke für einen wirtschaftlichen Betrieb der Elektrolyseure und daraus die aufzubringenden Fördersummen zu identifizieren, werden in einem ersten Schritt drei Parameter betrachtet. Darunter fallen die Entwicklung des zusätzlichen Wasserstoff-Bedarfs in Deutschland bis 2030, die Entwicklung der Wasserstoffgestehungskosten auf Basis der Strompreisentwicklung bis 2030 sowie die Entwicklung der Referenzkosten in den Sektoren, in denen bis 2030 Wasserstoff eingesetzt wird.

1. Ermittlung der zusätzlichen deutschen Wasserstoff-Bedarfe bis 2030 untergliedert nach Sektoren

Die Nationale Wasserstoffstrategie geht von einem Gesamtbedarf von ca. 90-110 TWh Wasserstoff im Jahr 2030 aus. Zum Stand 2020 werden in Deutschland bereits rund 50-60 TWh Wasserstoff¹ vornehmlich konventionell erzeugt. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie der Zubau von Kapazitäten für weitere 30-60 TWh erzeugtem Wasserstoff ermöglicht werden kann.

Die Nationale Wasserstoffstrategie zielt darauf ab, einen Teil dieses Bedarfs durch den Zubau von Elektrolyseuren zur inländischen Herstellung von grünem Wasserstoff zu decken. Bis zum Jahr 2030 soll eine Elektrolysekapazität von bis zu 5 GW errichtet werden, was gemäß den Annahmen der Strategie zur Vollbenutzungsstunden und Wirkungsgrad einer Menge von 14 TWh grünem Wasserstoff entspricht. Von diesen 5 GW weist die Bundesregierung in der Strategie wiederum 2 GW Ausbau an elektrischer Elektrolysekapazität dem Verkehrssektor zu und flankiert dieses Teilziel mit einem umfangreichen Maßnahmenbündel. Für die verbleibenden 3 GW des Gesamtzubauziels nennt die Strategie keine sektoralen Teilziele.

Das ist der Anknüpfungspunkt und Systemgrenze der vorliegenden Studie. Die Studie adressiert die verbleibende Erzeugungskapazität von 3 GW an elektrischer Elektrolyseleistung und berücksichtigt dabei nicht das Teilziel von 2 GW Zubau im Verkehrssektor, da Elektrolysekapazitäten im Verkehrssektor gesondert der Wettbewerbsfähigkeit zugeführt werden sollen. Mit den unterstellten Wirkungsgraden und den korrespondierenden Annahmen zu den Vollbenutzungsstunden (siehe Kapitel II.2) ergibt sich ein zu förderndes Potential von ca. 8,4 TWh Wasserstoff im Jahr 2030.

Die Ermittlung der zusätzlichen Wasserstoffbedarfe in Deutschland bis 2030 erfolgt ergänzend über eine Studienanalyse, um den Wasserstoffbedarf nach entsprechenden Sektoren und den daraus resultierenden Marktkonditionen untergliedern zu können.

Um einen entsprechenden Förderbedarf zu ermitteln wird eine sektorale Aufteilung auf Basis des Szenarios „Technologiemix“ der Studie „Integrierte Energiewende (dena 2018)“ hergeleitet.

Die Bedarfsmengen entfallen auf die Sektoren Industrie (5,7 TWh/a) und Wasserstoff-Beimischung (2,7 TWh/a). Über den gesamten Zeitraum der Jahre 2021 bis 2030 ergibt sich bei linearer Nachfragesteigerung somit ein kumulierter zusätzlicher grüner Wasserstoffbedarf von ca. 46 TWh bei einem linearen Zubau von Elektrolysekapazitäten bis einschließlich 2030.

¹ Siehe hierzu Antwort des BMWi auf eine Anfrage von MdB Kraft vom Juni 2020: BT Drucksache 19/20374, Frage 66

2. Ermittlung der Wasserstoffgestehungskosten

Die Wasserstoffgestehungskosten werden, mit jährlicher Auflösung, beispielhaft für einen Elektrolyseur ermittelt. Die spezifischen Kennzahlen des Elektrolyseurs basieren auf dem technologischen Stand von 2020. Die Kennzahlen sind in Tabelle 1 aufgeführt und umfassen die Leistung, die OPEX und CAPEX sowie die Annahme eines Wirkungsgrades von 62 %. Die Auslastung des Elektrolyseurs wird auf 50 % (d.h. 4.380 Vollbenutzungsstunden) festgelegt, um damit eine ausreichende Regelbarkeit des Elektrolyseurs im Sinne zu- und abschaltbarer Lasten zu gewährleisten. Der größte Kostenhebel eines Elektrolyseurs mit den in Tabelle 1 dargestellten Kennzahlen ist der Strompreis. Um den Einfluss unterschiedlicher Strompreise auf die Finanzierungslücke zu identifizieren, werden zwei Szenarien der Strompreisentwicklung betrachtet.

Im ersten Szenario werden die Strompreiskomponenten berücksichtigt, die gegenwärtig für die Speisung eines Elektrolyseurs erhoben werden. Dazu gehören der Großhandelsstrompreis, ein ermäßigter Stromsteuersatz nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG, netzentgeltgekoppelte Abgaben und die EEG-Umlage. Eine teilweise Befreiung von der EEG-Umlage nach §§ 61–61e EEG 2017 wird nicht angenommen. Es wird unterstellt, dass die Entrichtung von Netzentgelten für den Bezug von Netzstrom für Elektrolyseure nach § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG beim Bezug von grünem Strom mittels Herkunftsnachweisen entfällt. Die Netzentgeltbefreiung ist auf 20 Jahre ab Inbetriebnahme befristet, sofern die Anlage bis 2026 den Betrieb aufnimmt. Für die EEG-Umlage wird, auf Basis eigener Mittelfristprognosen, eine rückläufige Entwicklung bis 2030 angenommen.

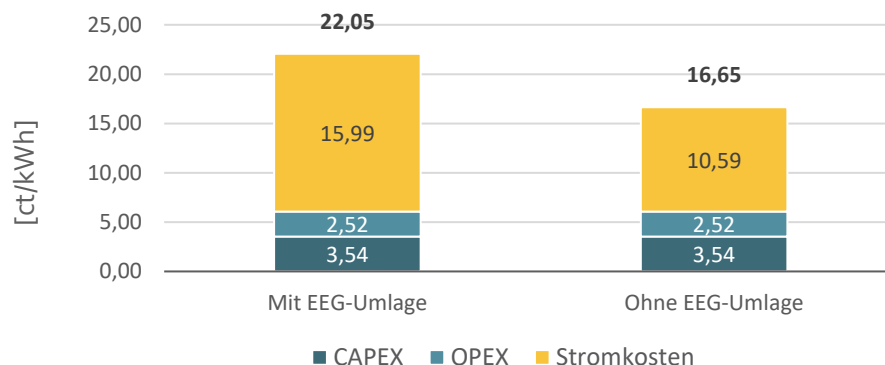
Tabelle 1: Kennzahlen eines exemplarischen Elektrolyseurs zur Bestimmung der Wasserstoffgestehungskosten (Quelle: Eigene Darstellung)

Nominelle Leistung	5 MW
CAPEX	1.300 €/kW
OPEX	5 %/a
Wirkungsgrad	62 %
Lebensdauer	10 a
Volllaststunden	4.380 h/a
Verdichtung, Speicherung und Gebäude-/Grundstückskosten sind nicht berücksichtigt.	

Das zweite Szenario greift die Bestrebung des Aktionsplans der Nationalen Wasserstoffstrategie unter Maßnahme 1 auf, Grünstrombezug für Elektrolyseure von der Entrichtung der EEG-Umlage gänzlich zu befreien.

Auf Basis der Annahmen für die Elektrolyse-Parameter und die Strompreisentwicklung ergeben sich die in Abbildung 2 dargestellten, über zehn Jahre (2021–2030) gemittelten Wasserstoffgestehungskosten. Wird weiterhin eine EEG-Umlage für Elektrolyse-Strombezug erhoben, liegen die Gestehungskosten bei 22,05 ct/kWh. Bei einem Entfall der EEG-Umlage sinken die Kosten um ca. 25 % auf 16,65 ct/kWh.

Abbildung 2: Wasserstoffgestehungskosten eines exemplarischen Elektrolyseurs gemittelt über zehn Jahre bis 2030 (Quelle: Eigene Darstellung)



Daneben sind die Wasserstoffgestehungskosten von weiteren Parametern abhängig, zu denen die Qualität, das Druckniveau und insbesondere die Transportdistanz gehören. Insbesondere bei kleineren Elektrolyse-Anlagen haben weite Transportstrecken maßgeblichen Einfluss auf die Kosten, sodass die Installation des Elektrolyseurs in Verbrauchernähe neben ökologischen, auch ökonomische Vorteile birgt. Weitere Mehraufwände können außerdem durch Kompression und Trocknung des Wasserstoffs entstehen. Diese Parameter sind jedoch nicht in die Berechnung der Gestehungskosten eingeflossen. Um diese kostenseitige Unsicherheit bezüglich Nebenaggregaten und H₂-Nachbehandlung zumindest teilweise abzufedern wird im Folgenden von einer benötigten Förderdauer von 4.500 Vollbenutzungsstunden ausgegangen.

Der gegenüber der Nationalen Wasserstoffstrategie erhöhten Vollbenutzungsstundenzahl steht ein aus Sicht der Studienverfasser realistischerer Wirkungsgrad von 62% im Vergleich zu den in der Strategie genannten 70% gegenüber. Demzufolge müssen in der vorliegenden Vergleichsrechnung Elektrolyseure bei gleicher installierter Leistung und gleichem Kapitalstock eine höhere Betriebsdauer aufweisen, um die gleichen Zielmengen sicher herstellen zu können.

3. Ermittlung sektorspezifischer Referenzkosten

Das Ausmaß der Finanzierungslücke hängt im Wesentlichen von den der Berechnung zugrunde liegenden, sektorspezifischen Referenzkosten ab. Eine Darstellung dieser erfolgt auf Abbildung 8 und bis Abbildung 9 im Anhang.

Für die Beimischung von Wasserstoff in bestehende Gasinfrastrukturen ist Erdgas der zu verdrängende Referenzenergieträger. Im Sektor Industrie wird, zur Vereinfachung, die Preisentwicklung von „grauem“ Wasserstoff auf Basis von Dampfreformierung als Referenz herangezogen. Nach der Wasserstoff-Farbenlehre ist dieser unter anderem „grau“, wenn er aus Erdgas reformiert wird. In der Berechnung wird

ein Anstieg des Erdgaspreises von ca. 1,5 ct/kWh auf 3,5 ct/kWh angenommen. Dabei wird ein Preisanstieg des Erdgases um ca. 0,1 ct pro Jahr sowie einer Einbeziehung der Kosten für die CO₂-Emissionen in Anlehnung an den Preispfad des BEHG berücksichtigt. Letztere entwickeln sich entsprechend der Vorgaben des BEHG, bleiben aber bis 2030, konservativ betrachtet, auf dem Niveau von 55 €/t CO₂.

III. Förderbedarf und Anforderungen an ein Förderprogramm

In Tabelle 2 sind die ermittelten Fördersummen nach den Einzeljahren 2021 bis 2030 und den laut Studienlage relevanten Sektoren aufgelöst. Hierbei wird, wie im Kapitel zuvor beschrieben, die jährlich erzeugte Menge an Wasserstoff auf die in der Nationalen Wasserstoffstrategie angelegte Elektrolyse-Kapazität skaliert. Grundlage bilden die jeweiligen Anteile der Sektoren Industrie und H₂-Beimischung der dena-Studie. Der Förderbedarf ergibt sich aus der Differenz der Referenzkosten von Wasserstoff und des zu substituierenden Energieträgers (siehe Abbildung 8 und Abbildung 9 im Anhang), multipliziert mit der geförderten Menge Wasserstoff. Die jährlichen Förderbedarfe je Sektor sind in Tabelle 2 aufgeführt.

Tabelle 2: Sektorspezifische und jährlich aufgelöste Fördersummen bis 2030 (Quelle: Eigene Darstellung)

	Industrie MIT EEG-Umlage [Mio. €]	Industrie OHNE EEG- Umlage [Mio. €]	H ₂ -Einspeisung MIT EEG-Umlage [Mio. €]	H ₂ -Einspeisung OHNE EEG-Umlage [Mio. €]
2021	133,8	71,9	66,7	37,4
2022	255,9	142,2	128,5	74,7
2023	345,3	211,0	175,4	111,8
2024	424,2	274,8	218,5	147,8
2025	478,7	335,2	251,0	183,1
2026	549,9	402,3	290,6	220,7
2027	606,2	470,0	323,4	258,9
2028	662,4	537,3	356,5	297,4
2029	706,8	604,7	384,3	336,0
2030	743,5	672,3	408,8	375,1
Σ	4.906,7	3.721,8	2.603,8	2.042,6

Des Weiteren wird für die Bestimmung der Fördermittel nur der Sektor Industrie und H₂-Beimischung herangezogen, da nach der Definition der Maßnahme 5 in der Nationalen Wasserstoffstrategie der Zubau von 2 GW Elektrolyseleistung im Sektor Verkehr mit einem anderen Instrumentarium angereizt werden soll.

Insgesamt beläuft sich der geschätzte, kumulierte Förderbedarf bis 2030 auf 5,8 Mrd. € bis 7,5 Mrd. €. Wird die gesamte Nachfrage über diesen Zeitraum von 46 TWh herangezogen, liegt der spezifische Förderbedarf für Wasserstoff bis 2030 bei ca. 12,6 bis 16,3 ct/kWh.

Da nach aktueller Entwicklung im gesetzgeberischen Verfahren zur EEG-Novelle 2021 die Maßnahme 1 der Nationalen Wasserstoffstrategie wohl umgesetzt wird, kann davon ausgegangen werden, dass der untere Förderbedarf von 5,8 Mrd. € wahrscheinlicher ist. Sofern weitere politische Steuerungsmaßnahmen ergriffen werden, die zu einer Kostensteigerung der Referenztechnologien führen, sinkt der Förderbedarf entsprechend.

Teil 2 Umsetzungsvorschlag zur Zielerreichung der Nationalen Wasserstoffstrategie

Im Folgenden wird ein Lösungsvorschlag für die Etablierung eines integrierten Ausschreibungsmodells für den systemdienlichen Betrieb neuer Elektrolyse-Anlagen vorgestellt. Zunächst wird die Einbettung der Systemdienstleistungskomponente für PtG-Anlagen in das bestehende System dargelegt, um dann einen Lösungsvorschlag zur Sicherstellung der Mengenziele der deutschen Wasserstoffstrategie aufzuzeigen. Schlussendlich erfolgen die Darlegung und Begründung, dass die Kombination beider Ansätze den volkswirtschaftlich sinnvollsten Ansatz zur Erreichung der gesteckten Ziele darstellt.



A. Durch Übertragungsnetzbetreiber durchgeführte Ausschreibung einer Systemdienstleistung von PtG-Anlagen als Beitrag für den netzdienlichen Betrieb

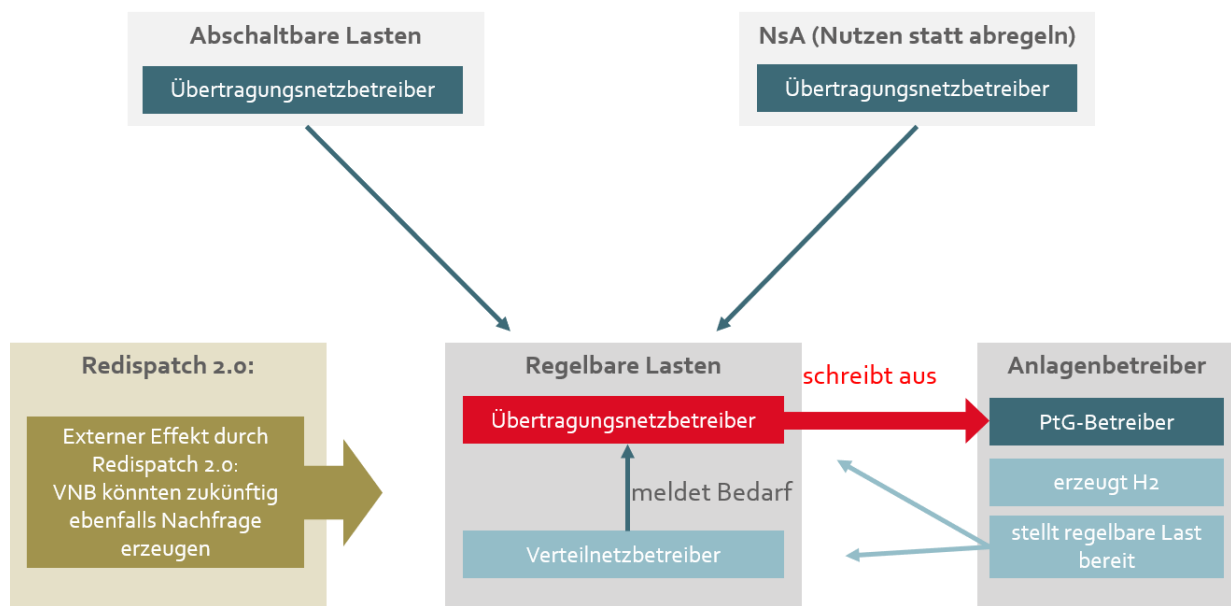
Aktuell verfügen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) im Strommarkt über eine Vielzahl, zum Teil kleinteiliger und marktbasierter Werkzeuge, um ihrer Aufgabe zur Gewährleistung der Netzstabilität nachzukommen. Neben Reservekraftwerken (Kapazitäts- und Netzreserve sowie besondere netztechnische Betriebsmittel), Regelenenergie und der Möglichkeit, die Fahrweise von Erzeugungsanlagen mittels Redispatch anzupassen, wurde in der Vergangenheit auch immer wieder über die Möglichkeit regelbarer Verbraucher diskutiert. Hierfür wurden im Ergebnis dann auch entsprechende Regel- und Steuerungskapazitäten für die ÜNB auf Verbraucherseite vorgesehen.

Auf der Verbraucherseite stehen den ÜNB daher abschaltbare Lasten sowie ein Kontingent an zuschaltbaren Lasten in Form von Power-to-Heat-Kapazitäten (siehe hierzu §13 Abs. 6a EnWG) zur Verfügung. Beide verbraucherseitigen Systemdienstleistungen (SDL) können sowohl für den Ausgleich der Leistungsbilanz der ÜNB als auch zur Engpassbewirtschaftung im Falle einer Überlastung einzelner Netzkomponenten herangezogen werden.

Die aktuell stattfindende Debatte um die Anpassung der Regelungen zum Redispatch bietet daneben die Möglichkeit, auch die Nachfrage nach regelbaren Lasten vonseiten der Verteilnetzbetreiber (VNB) einzubinden und einen vordefinierten Leistungsbereich für zu bauende Elektrolyseure zu reservieren (siehe Abbildung 3).

Daher ist die Zeit günstig, um die Systemdienlichkeit von Wasserstoff-Elektrolyseuren direkt zu verankern und so von Anfang an eine Lenkungswirkung zu erzielen, die eine systemdienliche Betriebsweise im Rahmen der Investitions- und Auslegungsentscheidung adäquat berücksichtigt. Zudem könnte durch die Einbindung in den Redispatch 2.0 die steigende Nachfrage nach dezentralen Regeleinheiten für VNB mit der Anforderung, Wasserstofferzeugungskapazitäten ohne flächendeckende Wasserstoffnetzinfrastruktur dezentral bereitstellen zu können, in Einklang gebracht werden.

Abbildung 3: Grundsätzlicher Ansatz einer neuen regelbaren Lastenverordnung unter Einbindung lokaler SDL-Dienstleistungen aufgrund von Redispatch 2.0



Hierzu werden die Regelkapazitätsbedarfe der VNB durch die ÜNB insofern konsolidiert, als dass für eine entsprechende Regelzone bzw. für den gesamten Netzregelverbund optimierter Bedarf an regelbaren Verbrauchern definiert wird. Es wird angeregt, dass die in § 13i Abs. 2 S. 1 EnWG vorgegebenen 3.000 MW an regelbaren Leistungen ausgeschöpft werden und entsprechend ein Leistungsbereich von 1.000 MW für Elektrolyseure reserviert wird, der erst nach Ausschöpfung aller angebotenen Elektrolyseurkapazitäten durch andere Verbraucher gedeckt werden darf. Im Verlauf des unterstellten Ausbaupfades für Elektrolyseure würden im Jahr 2030 ca. 1.500 MW an regelbarer Last (Annahme symmetrische Verteilung $\pm 750 \text{ MW}_{\text{el}}$) zur Verfügung stehen. Es wird unterstellt, dass zumindest $\frac{2}{3}$ dieser regelbaren Lasten (1.000 MW) auch systemdienlich eingesetzt werden können. Eine dergestalt ausgeweitete Ausschreibung würde auch einen Kritikpunkt zu der bestehenden Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) durch die Bundesnetzagentur ausräumen, da durch die zusätzlichen Teilnehmer aus dem Kreis der PtG-Betreiber der Wettbewerb gesteigert werden würde.

I. Grundzüge und Ablauf einer Ausschreibung für Systemdienstleistungen durch ÜNB

Grundsätzlich wird ein von den ÜNB geführtes Auswahl- und Zuschlagsverfahren zur Kontrahierung von regelbaren Wasserstoff-Elektrolyseuren vorgeschlagen. Des Weiteren werden Rahmenbedingungen für den Abruf und Betrieb der PtG-Anlagen umrissen. Die Kompensation für die Leistungsbereitstellung durch die Betreiber von regelbaren Elektrolyseuren beinhaltet drei Komponenten:

- Übernahme möglicherweise notwendiger Netzausbau- und Netzanschlusskosten durch den ÜNB (vergleichbar zu § 13 Abs. 6a EnWG),
- für die jährliche Bereitstellung der regelbaren Last durch die PtG-Betreiber eine jährliche Leistungspreiskomponente in €/kW, welche für einen Zeitraum von fünf Jahren ab Vertragsbeginn festgeschrieben wird,
- einen Arbeitspreis in €/kWh auf Basis einer wöchentlich rotierenden Ausschreibung für die jeweils folgende Woche.

1. Interessensbekundungsverfahren

Nachdem die ÜNB die konsolidierten Bedarfe an regelbaren Lasten erarbeitet haben, erfolgt die Durchführung eines Interessensbekundungsverfahrens. Hierzu melden interessierte Betreiber von PtG-Anlagen bzw. zukünftige Betreiber von in Planung befindlichen Anlagen Informationen zu:

- geplantem Standort bzw. geplantem Netzverknüpfungspunkt,
- geplantem Inbetriebnahmezeitpunkt,
- disponiblen Leistungsbändern getrennt nach positiver und negativer Abweichung vom geplanten Betriebspunkt,
- indikativer Kostenschätzung für Netzanschluss und Leistungspreis sowie einen Mindestarbeitspreis in Anlehnung an die zuvor dargestellten Komponenten für die Kompensation.

Auf dieser Grundlage prüfen die zuständigen ÜNB eventuell unter Einbeziehung der Anschluss-VNB das Netzlastungspotenzial und bewerten die volkswirtschaftlichen Kosten in Relation zu den vermiedenen Kosten für Redispatchmaßnahmen und der Verdrängung anderer SDL. Sofern sich ein positiver volkswirtschaftlicher Effekt ergibt, tritt der ÜNB mit dem jeweiligen Interessenten in standardisierte Vertragsverhandlungen sowie in ein technisches Präqualifikationsverfahren ein.

2. Präqualifikation und Vertragsausgestaltung

Nach Durchlaufen des Interessensbekundungsverfahrens erfolgt die Durchführung der technischen Präqualifikation auf Grundlage der technischen Anforderungen an eine regelbare Leistung. Daneben werden die ökonomischen Randbedingungen sowie sonstige vertragliche Regelungen zwischen ÜNB und Anbieter definiert. Hierzu zählen unter anderem die Höhe der Übernahme von Netzanschlusskosten und ggf. Netzverstärkungsmaßnahmen im vorgelagerten Netz durch die ÜNB sowie die Vereinbarung über die Höhe der jährlichen Leistungspreise in €/kW. Ebenso ist ein Malus auf den Leistungspreis zu berücksichtigen, sofern eine Anlage unter eine zu definierende Mindestverfügbarkeit innerhalb eines Jahres fällt.

Im Gegenzug verpflichtet sich der Anlagenbetreiber die entsprechenden regelbaren Leistungen von mindestens fünf Jahren ab Aufnahme des kommerziellen Betriebes vorzuhalten.

Als sinnvolle Größe wird hier ein minimaler Leistungsbereich von 20 % der installierten elektrischen Leistung des Elektrolyseurs, mindestens jedoch 1 MW_{el}, angesehen. Bei einer unterstellten, jedoch nicht zwangsläufig verpflichtenden, symmetrischen Verteilung des Regelbandes würde die Anlage in einem Betriebspunkt von 90 % der Maximalleistung betrieben werden und würde dann die entsprechenden Regelbänder von ±10 % bereitstellen können. Ein dergestalt betriebener Elektrolyseur würde dadurch keine signifikanten Wirkungsgradeinbußen erleiden und könnte daher weiterhin effizient betrieben werden.

Ein weiterer Regelungsbedarf betrifft Meldungen zur Verfügbarkeit der Anlage, die durch den Anlagenbetreiber dem jeweils zuständigen Netzbetreiber bereitgestellt werden sollten. Hier bietet es sich an, wöchentliche Verfügbarkeitsmeldungen in Anlehnung an bestehende Zeitscheiben in den Märkten für SDL standardmäßig zu vereinbaren.

3. Betriebsphase und Dispatch der Systemdienstleistung

Nach initialer Betriebsbereitschaft der PtG-Anlage erfolgt die Teilnahme an der Erbringung von SDL. Um einen kosteneffizienten Abruf der SDL zu gewährleisten, erfolgt eine wöchentliche Ausschreibung der regelbaren Leistungen. Da die Leistungspreise bereits feststehen, erfolgt der Bieterwettbewerb einzig durch die Reihung der Arbeitspreisgebote der verfügbaren und an der Ausschreibung teilnehmenden regelbaren PtG-Anlagen. Der Zugriff erfolgt vollautomatisch durch die ÜNB im Rahmen der vereinbarten technischen Rahmenbedingungen, der im Falle von Ausregelungsbedarfen aufgrund von Redispatch/Einspeisemanagement im Bereich der Verteilnetzbetreiber deren Anforderungen aufnimmt und im Sinne eines effizienten Abrufs koordiniert. Die sich aktuell in der Entwicklung befindlichen Neuregelungen zu Redispatch 2.0 und deren Kommunikationsstandards bilden hierfür die sachgerechte Grundlage, um in Zukunft entsprechende regelbare Lasten auch zielgerichtet anzusteuern. Die Kostenübernahme in die jeweiligen Regulierungskonten erfolgt dann ebenfalls sachgerecht auf dieser Grundlage.

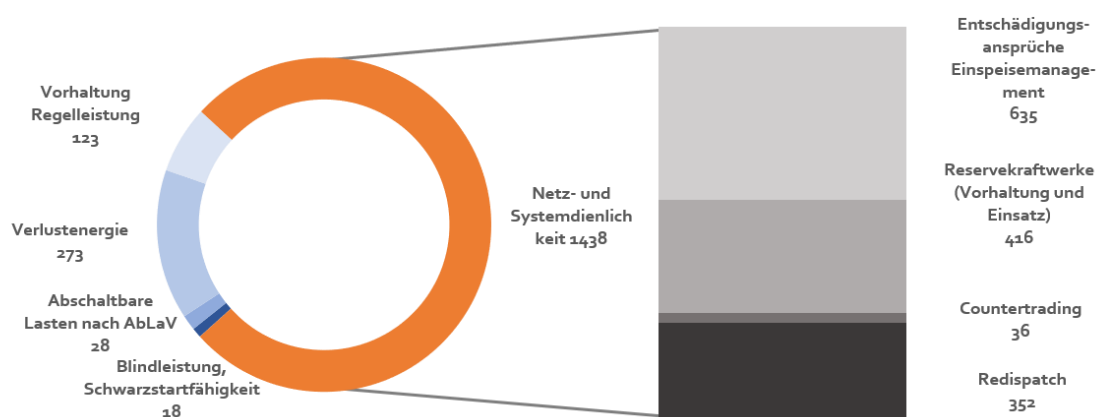
Die Anlagenbetreiber unterstützen den reibungslosen Ablauf durch eine wöchentliche Meldung der Betriebsbereitschaft und eines Prognosefahrplans an die ÜNB. Hierbei stellen sie sicher, dass die vereinbarten Regelbänder über die in der Präqualifikation vereinbarten Kommunikationswege automatisiert durch die Netzbetreiber angesteuert werden können. Ein Anlagenausfall bzw. ungeplanter Stillstand wird durch die Betreiber unverzüglich gemeldet.

II. Kosten durch bzw. Erlöse für Systemdienstleistungen aus Elektrolyseuren

Eine Abschätzung der Kosten bzw. Erlöse für Systemdienstleistungen durch Elektrolyseure stellt aufgrund der Komplexität der ineinandergreifenden Maßnahmen sowie der technischen Anforderungen durch die Netztopologie und der multikriteriellen Auslösung von einzelnen Dienstleistungskomponenten eine große Herausforderung dar.

Abbildung 4: Darstellung der Kosten für Systemdienstleistungen sowie der Kosten der Netz- und Systemsicherheit im Jahr 2018 (Quelle: BNetzA Monitoring Bericht 2019, S.200)

Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen sowie Kosten der Netz- und Systemsicherheit im Jahr 2018 [Mio €]



Darüber hinaus werden gerade im Rahmen der Diskussion und Neuordnung des Redispatches unter dem Schlagwort „Redispatch 2.0“ die bestehenden Regelungen überarbeitet, was daher eine Prognose der vermeidbaren Kosten durch die Einbindung von zusätzlichen regelbaren Lasten erschwert.

Für die vorliegende Lösungsskizze wird trotzdem eine Abschätzung anhand der bereits bestehenden Regelung und der Kosten zur AbLaV sowie eine grobe, konservative Abschätzung der vermeidbaren Entschädigungsansprüche, die durch die Abregelung der Einspeisungen von erneuerbaren Stromerzeugern entstünden, getroffen. Laut Bundesnetzagentur entfielen im Jahr 2018 auf die Bereitstellung und die Abrufe der AbLaV 28 Mio. €. Hierfür wurden 987 MW an elektrischer Leistung kontrahiert. Die vorliegende Lösungsskizze geht davon aus, dass zusätzliche 1.000 MW_{el} als Systemdienstleistungen aus Elektrolyseuren bereitgestellt werden könnten. Daher wird vereinfachend angenommen, dass Betreibern von Elektrolyseuren im Endausbau ebenfalls Dienstleistungsentgelte in Höhe von bis zu 30 Mio. € zufließen können.

Für vermeidbare Maßnahmen des Einspeisemanagements wird unterstellt, dass durch die angedachte Einbeziehung auch von VNB ein Teil der Entschädigungsansprüche nach Einspeisemanagement in Höhe von 635 Mio. € jährlich vermieden werden können. Gemäß Monitoring-Bericht der BNetzA 2019 entste-

hen 74 % der Ausfallarbeit in Verteilnetzen, wovon wiederum 61 % aufgrund von Engpässen im vorgelagerten Übertragungsnetz entstehen. Dies entspräche knapp 290 Mio. € und damit in etwa der Hälfte der Entschädigungsansprüche gemäß Einspeisemanagement.

Sofern die Elektrolyseure im Rahmen des Redispatch 2.0 ebenfalls als Regelglieder in Verteilnetzen eingesetzt werden können, ist die getroffene Annahme, dass von den Gesamtkosten für Redispatch rd. 10 % (63,5 Mio. €) durch Elektrolyse-Anlagen vermieden werden können. Dieser Annahme folgend wird im Weiteren unterstellt, dass Elektrolyseure weitere Systemdienstleistungen im Wert von mindestens 60 Mio. € jährlich erwirtschaften können, für den Fall, dass die Kapazitäten im Jahr 2030 voll ausgeschöpft werden.

In Summe wird das Erlöspotenzial für Elektrolyseure also auf 90 Mio. € geschätzt, das sich zum einen aus bisherigen Einsätzen gemäß AbLaV (30 Mio. €) und aus dem vermiedenen Entschädigungspotenzial aufgrund des Einspeisemanagements (60 Mio. €) herleiten lässt. Diese 90 Mio. € als Summe aus vermiedenen Systemdienstleistungen zur Stabilisierung der Leistungsbilanz im Endausbau von 3 GW im Jahr 2030 ergeben, gemittelt über den linearen Zubau (Start bei 0 GW im Jahr 2020) der Elektrolyse-Kapazitäten, einen mittleren systemdienlichen Zusatzerlös in Höhe von 45 Mio. € pro Jahr oder 450 Mio. € kumuliert über den gesamten Betrachtungszeitraum von zehn Jahren. Bezogen auf den errechneten Fördermittelbedarf von ca. 5.800 – 7.500 Mio. € (vgl. Teil 1B.III.) stellen die Systemdienstleistungen unter diesen konservativen Annahmen einen nicht zu vernachlässigenden Anteil von 6–8 % dar.



B. Ausschreibungsmodell mittels Mengensteuerung der Wasserstoffproduktion

Der Markthochlauf einer nationalen Wasserstoffproduktion basierend auf erneuerbaren Energien, wie er in der Wasserstoffstrategie der Bundesregierung skizziert wurde, benötigt wie in Teil 1. B. beschrieben finanzielle Anreize, um im Wettbewerb mit konventionellen Produkten bestehen zu können. Entsprechend hat die Bundesregierung in ihrer Strategie bereits finanzielle Mittel für die Förderung der Produktion von grünem Wasserstoff vorgesehen. Nach aktueller Klassifizierung stellt Wasserstoff, der in Elektrolyseuren mittels erneuerbaren Stroms erzeugt wird, die gebräuchlichste Maßnahme zur Produktion von grünem Wasserstoff dar.

Die in Teil 2 A. beschriebenen möglichen Erlöse aus der Bereitstellung von Systemdienstleistungen können die für eine wettbewerbsfähige Erzeugung von grünem Wasserstoff benötigten Deckungsbeiträge nur zu Teilen erbringen. Somit ist eine zusätzliche Förderung von grünem Wasserstoff nötig.

Aus diesem Grund wurde ein Vorschlag erarbeitet, um ein kosteneffizientes Ausschreibungsmodell zu skizzieren. Als Voraussetzung für die Teilnahme sollte die ausschließliche Nutzung von Strom aus erneuerbaren Quellen vorgegeben werden, der im Rahmen der jährlichen Nachweisführung über Herkunftsnachweise des Umweltbundesamtes dokumentiert wird. Dies muss allerdings unter der Maßgabe betrachtet werden, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien entsprechend den Zielen der Bundesregierung erfolgt und somit ausreichend Strom aus erneuerbaren Quellen zur Verfügung steht.

Weitere Teilnahmevoraussetzungen wie Mindestwirkungsgrade oder mindestens erreichbare Laständerungsgeschwindigkeiten (auch in Verbindung mit der Erbringung von Systemdienstleistungen) sind mit dem Modell kombinierbar und möglicherweise sinnvoll.

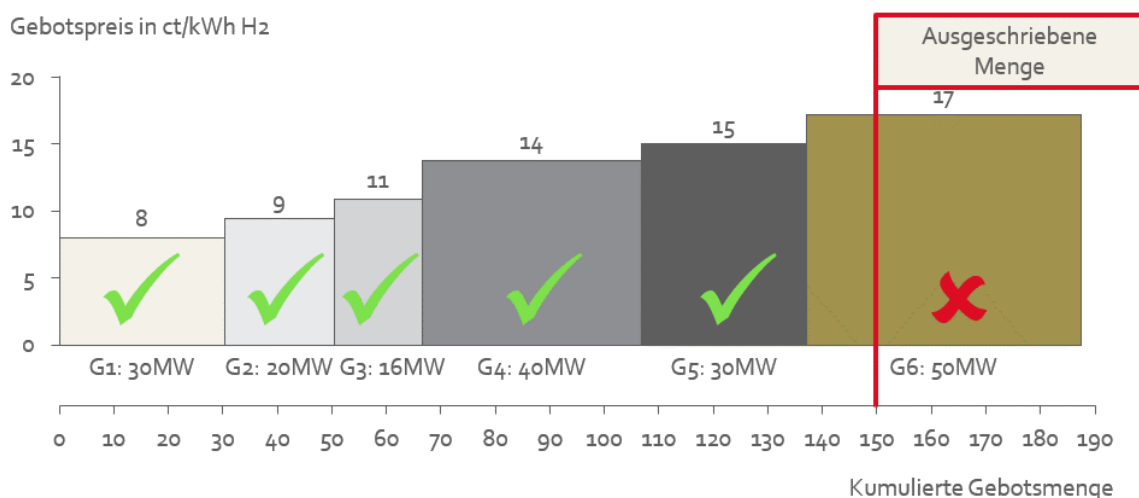
Das hier vorgeschlagene Ausschreibungsmodell orientiert sich an bereits bestehenden Konzepten, wie der Ausschreibung von KWK- oder EE-Kapazitäten, und stellt eine Mengensteuerung über ein sogenanntes Pay-as-bid-Verfahren zur Schließung der Finanzierungslücke dar. Wie bereits einleitend in Abbildung 1 dargestellt, entsteht der Anreiz, dass der Bieter die benötigten Differenz Erlöse aus Vollkosten abzüglich aller marktlichen Erlöse durch den Verkauf von Wasserstoff und sonstigen Beiprodukten im Rahmen der Gebotsabgabe einkalkuliert. Daher sollten sich in den ersten Ausschreibungsrunden die Anlagenkonzepte durchsetzen, die die geringsten Differenz Erlöse benötigen. Eine volkswirtschaftlich optimierte Entwicklung des Markthochlaufs ist somit gegeben.

Im Einklang mit dem in Teil 1 B. II. 1. ermittelten Wachstumspfad werden zweimal jährlich Ausschreibungsrunden jeweils von 150 MW_{el} Aufnahmeleistung durchgeführt, an denen Marktteilnehmer ihre Projekte für Elektrolyseure anbieten können. Die Aufnahmeleistung multipliziert mit dem zuvor genannten mittleren Mindestwirkungsgrad sowie einer gesamten jährlichen Anzahl von Vollbenutzungsstunden ergibt die geförderte Wasserstoffmenge. Somit lässt sich über diese Art von Ausschreibung sehr genau der Zielkorridor der in der Wasserstoffstrategie geforderten Mengen sowohl jährlich als auch im gesamten Wachstumspfad steuern.

Im Gegenzug erhält der Anlagenbetreiber eine verbindliche Förderung und somit einen jährlichen Mittelrückfluss, um die Investition zu refinanzieren. Über diese sehr gut prognostizierbaren Erlöse wird es dem Anlagenbetreiber ermöglicht, entsprechende Finanzierungsbedingungen zu erhalten.

Abbildung 5 stellt exemplarisch die Zuschlagserteilung für eine Ausschreibung von 150 MW_{el} Elektrolyse-Leistung dar. Im hier unterstellten Ausbauszenario käme es zu einer halbjährlichen Ausschreibung von 150 MW_{el} Elektrolyse-Leistung. Bei Zuschlagserteilung erhalten die Anlagenbetreiber für eine Förderdauer von 45.000 Vollbenutzungsstunden je produzierter Kilowattstunde Wasserstoff den jeweiligen Gebotspreis vergütet. Dies geht einher mit einer Vergütung von jährlich 4.500 Vollbenutzungsstunden der bezuschlagten Leistung. Darüber hinausgehende Produktionsmengen sind ebenfalls möglich, würden dann jedoch nicht vergütet.

Abbildung 5: Zuschlagserteilung im Pay-as-bid-Verfahren (exemplarische Darstellung) (Quelle: Eigene Darstellung)

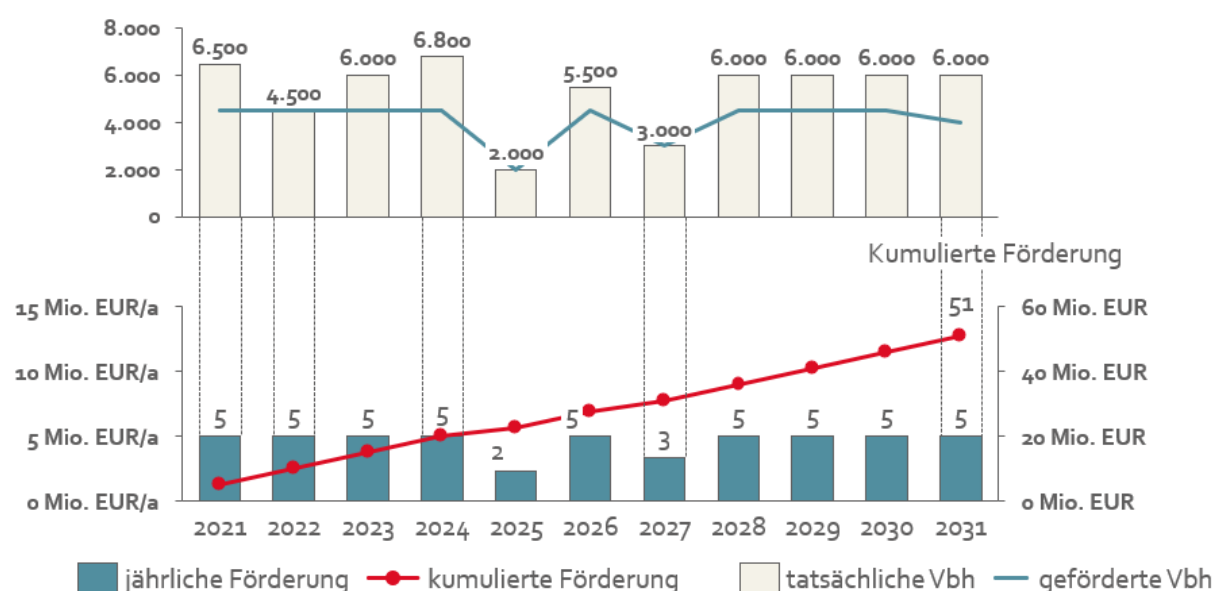


Für den exemplarischen Anlagenbetreiber, der das Gebot 2 aus Abbildung 5 abgegeben hat, ergeben sich die in Abbildung 6 dargestellten Zahlungsströme und vergütungsfähigen Vollbenutzungsstunden. Durch die Begrenzung auf 4.500 Vollbenutzungsstunden im Jahr wird sichergestellt, dass neben der Möglichkeit einer Systemdienstleistung auch über das Förderregime hinaus Anreize für einen strommarktdienlichen Betrieb der Elektrolyseure geschaffen werden. Die Gesamtförderdauer einer Anlage beläuft sich auf etwas mehr als elf Jahre bei Ausnutzung der maximalen jährlichen Fördermittel. Im vorliegenden Beispiel streckt sich die Förderung auf 11 Jahre, da in einzelnen Kalenderjahren zum Zwecke der Darstellung eine verringerte Fahrweise unterstellt wurde.

Ein Förderzeitraum von ca. 10–12 Jahren entspricht auch nach aktuellem Stand der Technik der Standzeit der sogenannten Stacks, also der Kerntechnologie eines Elektrolyseurs und Hauptkostentreiber. Nach dieser Zeit ist eine Komplettmodernisierung der Anlage notwendig. Somit würde sich die Förderdauer auch mit der Lebensdauer der Hauptkomponenten decken und eine zeitliche Überförderung (Bedarf einer Modernisierung und Überhangstunden aus der Förderung) bzw. Unterförderung (Auslaufen der Förderung bereits lange vor Ende der technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer) verhindert. Diese zeitliche Kongruenz stellt sicher, dass das Anlagegut Elektrolyseur sowohl volks- als auch betriebswirtschaftlich sinnvoll genutzt wird.

Abbildung 6: Darstellung der Fördermittelausschüttung über die Laufzeit in Abhängigkeit der jährlichen Begrenzung und der tatsächlichen Fahrweise eines exemplarischen Elektrolyseurs (Quelle: Eigene Darstellung)

Vollbenutzungsstunden (Vbh)



- ▶ Es werden maximal 4.500 VBh/a gefördert.
- ▶ Bsp: Gebot 2 20 MW @ 9ct/kWh ergibt sich ein Gesamtfördervolumen von ca. 51 Mio €

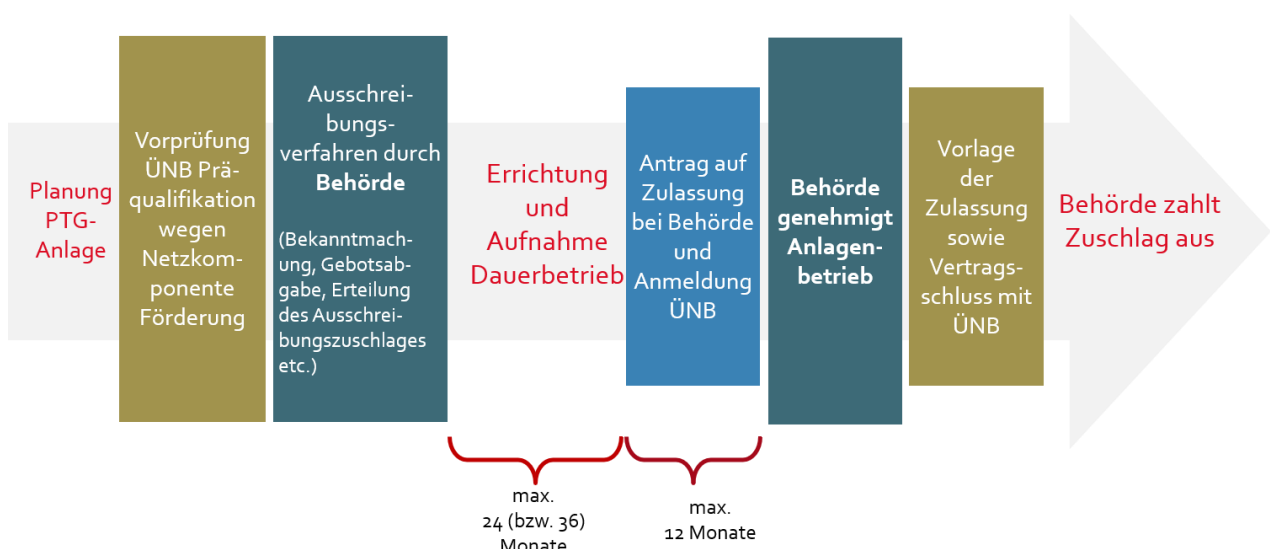


C. Vorteile aufeinander abgestimmter Ausschreibungsmodelle

Wie bereits zuvor an verschiedenen Stellen angedeutet, bietet es sich sowohl aus volkswirtschaftlicher als auch betriebswirtschaftlicher Sicht an, die beiden vorgeschlagenen Mechanismen miteinander zu verzahnen. Sofern ein Anlagenbetreiber im Rahmen der Gebotsabgabe der Ausschreibung nach Teil 2B. zum einen dem Fördermittelgeber einen optimalen Einsatz seiner Gelder ermöglicht, so dient zum anderen ein verzahntes Verfahren auch der Absicherung der Investition und bietet den möglichen Anlagenbetreibern die Chance, relativ abgesicherte Erlöse zu generieren. Dies dient aus Investorensicht der Abfederung der volatilen Entwicklungen auf der Vermarktungsseite für Wasserstoff. Nicht zuletzt benötigen auch die Netzbetreiber Sicherheit, dass die von ihnen kontrahierte Leistung für Systemdienstleistungen tatsächlich errichtet und auch über die Vertragslaufzeit verfügbar und in Betrieb ist.

Aus den zuvor genannten Gründen wird empfohlen, die beiden Ausschreibungsmodelle eng aufeinander abzustimmen. Abbildung 7 zeigt einen möglichen Ablauf beginnend mit der Vorplanung der Anlage sowie die Durchführung bzw. Teilnahme am Interessensbekundungsverfahren im Rahmen der Systemdienstleistungsausschreibung. Sofern die Anlagenkonzeption und deren Netzverknüpfungspunkt den Bedarf der Netzbetreiber sinnvoll decken können, kommt es zu einem Vorvertrag mit der Bedingung, einen Zuschlag im Rahmen der folgenden 1–2 Ausschreibungen der mengenbasierten Ausschreibungsverfahren zu erhalten. Gegebenenfalls könnte hier eine Sicherheitshinterlegung angedacht werden, um missbräuchliches Verhalten zu erschweren. Diese Sicherheit wird zurückerstattet, sofern der Anlagenbetreiber im Rahmen der technischen Präqualifikation die zugesicherten technischen Eigenschaften gegenüber dem jeweiligen Netzbetreiber nachweisen kann.

Abbildung 7: Zeitliche Verzahnung zwischen Systemdienstleistungen und mengenbasierter Ausschreibung (Quelle: Eigene Darstellung)





BECKER BÜTTNER HELD

Nach einer ebensolchen, erfolgreichen Teilnahme an einer Ausschreibung ist der Anlagenbetreiber verpflichtet, die Anlage in einem Zeitraum von z. B. 24–36 Monaten zu errichten und in Dauerbetrieb zu nehmen. Nach der Meldung der Betriebsbereitschaft erfolgt eine Zulassung als Elektrolyseur im Rahmen der mengenbasierten Ausschreibung, die zuvor bereits genannte Präqualifikation der Anlage sowie die Teilnahme an der wöchentlichen Dispatch-Ausschreibung für Systemdienstleistungen.

Teil 3 Regelungsbedarf zur Ausgestaltung einer neuen „regelbare Leistungen Verordnung“



A. Durch Übertragungsnetzbetreiber durchgeführte Ausschreibung einer Systemdienstleistung von PtG-Anlagen als Beitrag für den netzdienlichen Betrieb

Der legislative Rahmen für die durch Übertragungsnetzbetreiber durchgeführte Ausschreibung einer Systemdienstleistung von PtG-Anlagen als Beitrag für den netzdienlichen Betrieb kann im Rahmen der bestehenden gesetzlichen Ermächtigungsgrundlagen durch eine Erweiterung der bestehenden AbLaV gesetzt werden.

§ 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG sieht bereits vor, dass ÜNB marktbezogene Maßnahmen, darunter auch vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten, nutzen sollen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten. Diese ab- und zuschaltbaren Lasten (zusammen: regelbare Lasten) sollen durch die ÜNB diskriminierungsfrei ausgeschrieben werden, § 13 Abs. 6 EnWG. § 13i Abs. 1 und 2 EnWG enthält Verordnungsermächtigungen, mit denen die Bundesregierung ohne Zustimmung des Bundesrates und mit Zustimmung des Bundestages Regeln für die Ausschreibungen schaffen (Abs. 1) und die ÜNB auch zur Ausschreibung und Kontrahierung von entsprechenden Mengen verpflichten (Abs. 2) kann.

Diese Verordnungsermächtigungen sind bislang nur partiell ausgeschöpft worden, indem die Bundesregierung die AbLaV erlassen hat, in der – dem Namen entsprechend – nur die abschaltbaren Lasten geregelt sind. Zuschaltbare Lasten haben hingegen lediglich für KWK-Anlagen mit Power-to-Heat-Komponente eine eigenständige Regelung auf Gesetzesebene in § 13 Abs. 6a EnWG gefunden.

Eine umfassendere Regelung für zu- und abschaltbare Lasten kann auf dem Ordnungswege, z. B. durch die Weiterentwicklung der AbLaV, zu einer Verordnung über regelbare Lasten (Arbeitstitel: RegLaV) umgesetzt werden. Die novellierte RegLaV würde dann erstmals auch Ausschreibungsbedingungen für zuschaltbare Lasten allgemein regeln, insbesondere die Ausschreibung von den bereits in § 13i Abs. 2 S. 1 EnWG vorgegebenen 3.000 MW durch die ÜNB verbindlich umsetzen und dabei das gesonderte Segment für Elektrolyseure in Höhe von 1.000 MW berücksichtigen. Zugleich kann diese Verordnung die Aufgabe übernehmen, in Ergänzung zu § 13 Abs. 6a EnWG weitere steuerbare Kapazitäten im Netzausbaugebiet zu schaffen. Denn gem. § 13 Abs. 6a S. 7 EnWG müsste die Bundesregierung durch Verordnung nach § 13i Abs. 1 und 2 EnWG reagieren, wenn nicht 2 GW an PtH-Anlagen im Netzausbaugebiet kontrahiert werden können.

Rechtstechnisch könnte dafür die AbLaV wie folgt angepasst werden (im Folgenden als RegLaV-E bezeichnet):

- Die Bezugnahmen auf abschaltbare Lasten und Abschaltleistung muss generell auf „regelbare Lasten“ und „Schaltleistung“ erweitert werden.
- Entsprechend zu den schnell und sofort abschaltbaren Lasten sind in Abstimmung mit den ÜNB die passenden Produkte mit ihren technischen Voraussetzungen wie Ansprechzeiten und Mindestverfügbarkeiten sowie ihrer maximalen Vergütung zu definieren. Dadurch wird sichergestellt, dass es sich um technisch und wirtschaftlich sinnvolle Vereinbarungen im Sinne von § 13i Abs. 2 S. 3 und 4 EnWG handelt.
- Speziell für PtG-Anlagen wird in § 9 RegLaV-E ergänzt, dass ein Interessenbekundungsverfahren wie in Teil 2 A. I. 1. dargestellt durchgeführt wird. Darin wird vorgesehen, dass diese Art von Anlagen bei der Ansiedlung an netztechnisch wichtigen Orten (im Netzausbaugebiet oder an anderen Orten bei Bedarf der Netzbetreiber) einen langfristigen Leistungspreis bei Errichtung erhalten. Ebenso ist die Übernahme z. B. von Netzanschlusskosten, entsprechend § 13 Abs. 6a S. 2 Nr. 3 EnWG zu vereinbaren. Dafür wird ein Teil der insgesamt ausschreibungsfähigen Menge von regelbarer Leistung in Höhe von 3.000 MW gem. § 13i Abs. 2 S.1 EnWG für die Segmente PtG (und ggf. auch PtH wenn der Gesetzgeber den Regelungsgehalt von § 13 Abs. 6a EnWG integrieren will) reserviert.
- Soweit im Zuge des Vorverfahrens speziell für PtG- (und ggf. PtH-)Anlagen die Übernahme von Netzanschlusskosten und die Zahlung eines jährlichen Leistungspreises für fünf Jahre bereits vereinbart wird, entfällt für diese Anbieter im Rahmen der regelmäßigen Ausschreibungen gem. § 10 RegLaV-E die Möglichkeit, einen Leistungspreis anzubieten. Sie sind auf Gebote für Arbeitspreise beschränkt und zugleich verpflichtet, diese auch abzugeben, solange keine technischen Hindernisse bestehen.



B. Ausschreibungsmodell mittels Mengensteuerung der Wasserstoffproduktion

Das Ausschreibungsmodell mittels Mengensteuerung der Wasserstoffproduktion kann im Einklang mit dem Haushaltsrecht, z. B. direkt aus den Mitteln des nationalen Dekarbonisierungsprogramms, finanziert werden. Dieses ist als „Förderprogramm im Bereich der Entwicklung, Demonstration und Markteinführung“ aufgesetzt und soll unter anderem die „Substitution emissionsintensiver Güter und Technologien zur Umwandlung von Wasserstoff“ fördern. Der Hauptfokus liegt dabei – entsprechend der Strategie, den Wasserstoff vor allem dort einzusetzen, wo Emissionen anders schwer bis gar nicht zu verhindern sind – auf dem Einsatz bei industriellen Prozessen. Die haushaltsrechtliche Basis besteht bereits in Haushaltstitel 892 03 -332; alle Einzelheiten können die zuständigen Ministerien per Förderrichtlinie bestimmen.

Hinzuweisen ist aber auf das Notifizierungsrisiko. Bei dieser Förderung handelt es sich eindeutig um eine Beihilfe im Sinne von Art. 107 AEUV. Sie muss also bei der Europäischen Kommission angezeigt (notifiziert) und darf erst nach einer Freigabe gewährt werden. Die Kommission hat die Möglichkeit, gem. Art. 107 Abs. 3 AEUV Beihilfen freizugeben, wenn sie den Binnenmarktinteressen nicht zuwiderlaufen. Im Bereich der Umwelt und des Energiesystems hat sich die Kommission dafür selbst Leitlinien gegeben (Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020 (2014/C 200/01)), die Wasserstoff bislang nicht behandeln, sodass PtG-Projekte hier generell unter die Förderung von erneuerbaren Energien und Energieinfrastrukturen zu fassen wäre.



BECKER BÜTTNER HELD

Die Wasserstoffstrategie der Europäischen Kommission stellt aber deutlich fest, dass bei der Überarbeitung der Leitlinie in 2021 das Thema Wasserstoff integriert und die Regeln insgesamt so gefasst werden sollen, dass ein umfassender Rahmen geschaffen wird, der es ermöglicht, den European Green Deal und insbesondere die Dekarbonisierung voranzubringen, auch in Bezug auf Wasserstoff, und gleichzeitig potenzielle Wettbewerbsverzerrungen und nachteilige Auswirkungen in anderen Mitgliedstaaten zu begrenzen („to create a comprehensive enabling framework to advance the European Green Deal and in particular decarbonisation, including with respect to hydrogen while limiting potential distortions of competition and adverse effects in other Member States“). Es steht also politisch zu erwarten, dass die Bundesrepublik im Rahmen ihrer Wasserstoffstrategie großzügige Marktanlauförderungen nutzen darf.

Schlusswort

Die innerdeutsche Produktion von grünem, also mit erneuerbar produziertem Strom hergestelltem, Wasserstoff wird als Baustein zur Dekarbonisierung des deutschen Energiesystems angesehen. In der Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung ist daher das Ziel ausgegeben, bis 2030 5 GW Produktionskapazitäten für grünen Wasserstoff zu installieren. Hiervon sollen 2 GW an Leistung gesondert im Verkehrssektor angereizt werden. Der vorliegende Vorschlag adressiert daher nur die verbliebenen 3 GW an zu installierender Leistung, die über einen integrierten Ansatz zur Wettbewerbsfähigkeit gebracht werden sollten. Eine Herausforderung besteht in den aktuell vergleichbar hohen Gestehungskosten von rund 17-22 ct/kWh des Energieträgers. Neben dem Erlös durch Wasserstoffabsatz könnten weitere Einnahmen über die Vermarktung der Elektrolyseure als Systemdienstleistungen generiert werden. Trotzdem entsteht bis 2030 ein kumulierter Förderbedarf von ca. 5,8 Mrd. € (Elektrolyse ohne EEG-Umlage), um eine Preisparität von Wasserstoff zu dem jeweiligen sektorspezifischen Referenzenergieträger zu schaffen. Sofern weitere politische Steuerungsmaßnahmen ergriffen werden, die zu einer Kostensteigerung der Referenztechnologien führen, sinkt der Förderbedarf entsprechend.

Die Förderung kann auf zwei Ebenen erfolgen. Erstens könnten bei Ausschreibungen der ÜNB von Regelkapazitäten eine bestimmte Menge für Wasserstoff-Elektrolyseure reserviert werden, die dann bei Bedarf auch zuerst abgerufen werden. Der Erlös für Systemdienstleistungen könnte 450 Mio. € kumuliert auf die nächsten zehn Jahre betragen, wenn man einen linearen Ausbau der für Systemdienstleistungen genutzten Kapazitäten bis auf 1.000 MW_{el} zugrunde legt. Zweitens könnte zusätzlich der Absatz von Wasserstoff direkt über ausgeschriebene Mengen gefördert werden. In einem aus der Ausschreibung von KWK- und EE-Anlagen bekannten Pay-as-bid-Verfahren könnte die Differenz aus Vollkosten und Markterlös als Förderung für Anlagen mit dem geringsten angesetzten Preis vergeben werden. Um oben genanntes 3 GW-Ziel zu erreichen, böte sich eine halbjährliche Ausschreibung von 150 MW_{el} an. Der Förderzeitraum sollte in beiden Methoden etwa gleich lang sein und in etwa der veranschlagten Lebensdauer des Stacks von zehn Jahren entsprechen, um eine maximale Investitionssicherung zu erreichen.

Um die genannte Förderung zu ermöglichen, besteht ein zusätzlicher Regelungsbedarf. So sollte die Verordnung zu abschaltbaren Lasten um zuschaltbare Lasten zu einer Verordnung zu regelbaren Lasten ergänzt werden. An netztechnisch wichtigen Standorten sollten ausgeschriebene Leistungen speziell für PtG-Anlagen reserviert und ein langfristiger Leistungspreis zugesprochen werden. Im Bundeshaushalt sind bereits Fördergelder für technisch fortschrittliche Anlagen zur Vermeidung von Umweltbelastungen vorgesehen. Da es so scheint, dass die Förderung von grünen PtG-Anlagen beihilferechtlich voraussichtlich gegenüber der Europäischen Kommission vertretbar sein wird, ist von einer generellen Förderung auszugehen. Darüber hinaus ist zu erwarten, dass die Bundesregierung im Rahmen des European Green Deal auch europäische Mittel zur Marktanaufförderung beziehen kann.

Anhang

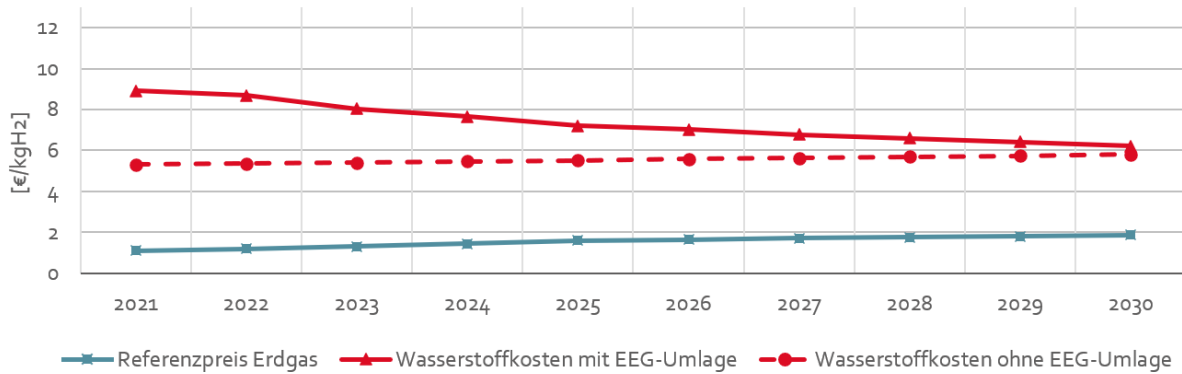


Abbildung 8: Wasserstoff-Referenzkosten im Sektor Industrie (als Substitut für grauen Wasserstoff)

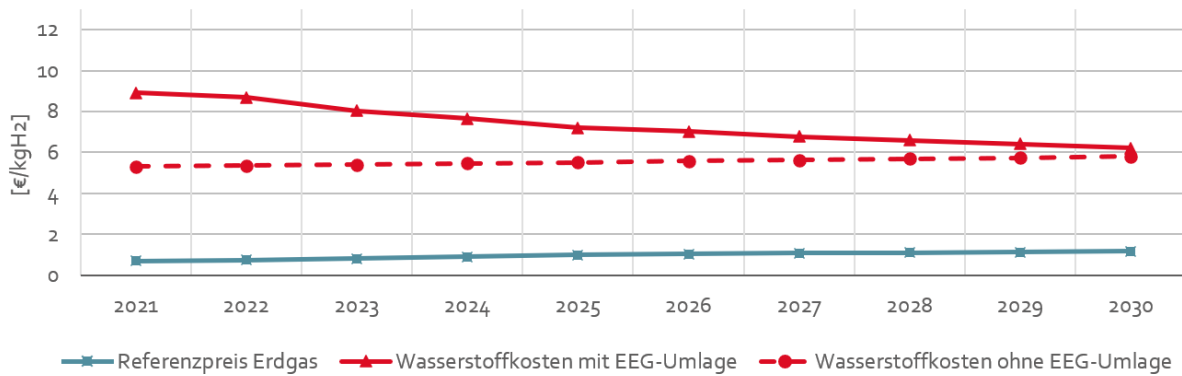


Abbildung 9: Wasserstoff-Referenzkosten für die H₂-Einspeisung in das Erdgasnetz

bbh

BECKER BÜTTNER HELD