



Wasserstoffherzeugung in Kombination mit Offshore-Windausbau

**Im Auftrag von Deutsche Shell Holding GmbH, Siemens AG,
TenneT TSO GmbH**

27.11.2018



Wasserstoffherzeugung in Kombination mit Offshore-Windausbau

DR. VIGEN NIKOGOSIAN

DR. BARIS ÖZALAY

JANIS KALTSCHNEE

27.11.2018

Das Copyright für die veröffentlichten vom Autor selbst erstellten Objekte sowie Inhalte der Folien bleiben allein dem Autor vorbehalten. Eine Vervielfältigung, Verwendung oder Änderung solcher Grafiken, Tondokumente, Videosequenzen und Texte in anderen elektronischen oder gedruckten Publikationen ist ohne ausdrückliche schriftlicher Zustimmung des Autors nicht gestattet. Weiter gelten bei Unstimmigkeiten mit der elektronischen Version die Inhalte des Original ausgedruckten Foliensatzes der E-Bridge Consulting GmbH. E-Bridge Consulting GmbH lehnt jede Verantwortung für jeden direkten, indirekten, konsequenten bzw. zufälligen Schaden, der durch die nicht autorisierte Nutzung der Inhalte und Daten bzw. dem Unvermögen in der Nutzung der Information und Daten, die Bestandteil dieses Dokumentes sind, entstanden sind, ab. Die Inhalte dieses Dokumentes dürfen nur an Dritte in der vollständigen Form, mit dem Copyright versehen, der Untersagung von Änderungen sowie dem Disclaimer der E-Bridge Consulting GmbH weitergegeben werden. E-Bridge Consulting GmbH, Bonn, Germany. Alle Rechte vorbehalten.

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung	2
2	Grundlagenkapitel Wasserstoff	4
2.1	Erzeugung	4
2.2	Anwendung und Absatzmärkte	6
3	Ausgestaltungsoption für eine kombinierte Ausschreibung von Windkraftanlagen offshore und Wasserstoffherzeugung	8
3.1	Überblick über die Ausschreibungsmodelle	9
3.2	Ausgestaltung der Designparameter für Ausschreibungsmodell „Onshore“	10
3.3	Ausblick zur Weiterentwicklung („Offshore-Ausschreibungsmodell“)	13
4	Regulatorische Aspekte	14
4.1	Finanzierung der Offshore-Anbindung	14
4.2	Netzentgelte, Umlagen und Steuern	15
4.3	Haftungsregelung bei Offshore-Anbindung	15
4.4	Anrechnung zu klimaökonomischen Zielen	15
4.5	Eigentumsverhältnisse und Betrieb der Anlagen	16
5	Roadmap	17
	ANHANG	20
A.	Abbildungsverzeichnis	21
B.	Tabellenverzeichnis	22
C.	Literaturverzeichnis	25

1 Einleitung

Die Energiewende ist der Schlüssel für eine sichere, umweltverträgliche und wirtschaftlich erfolgreiche Zukunft. Dazu wird Deutschlands Energieversorgung von nuklearen und fossilen Brennstoffen, hin zu erneuerbaren Energien (EE) umgestellt. Die bisher treibende Kraft bei der Energiewende war der Ausbau von erneuerbaren Energieanlagen zur Stromerzeugung. Mehr als ein Drittel des Stroms kommt aus Wind, Sonne, Wasser oder Biomasse. Die grüne Stromerzeugung soll auch weiterhin eine tragende Säule der Energiewende bleiben mit dem Ziel, den Stromverbrauch im Jahr 2030 mit 65 Prozent mit EE zu bewerkstelligen.

Die Energiewende in der Stromerzeugung kann effizient jedoch nur dann gelingen, wenn der EE- und der Netzausbau synchronisiert erfolgen. Der Gesetzgeber hat dies erkannt und den Ausbau von Wind-Kraftanlagen auf See so gesteuert, dass der auf See erzeugte Strom im Inland transportiert und verteilt werden kann. Denn trotz eines hohen Windflächenpotenzials auf See ist die Hürde beim Ausbau von Windanlagen der (Onshore) Abtransport bzw. die Verteilung des auf See erzeugten Stroms. Angesichts dieser Limitierung wird weniger ausgebaut als das Potenzial für Windenergieerzeugung auf See vorhanden ist.

Die Energiewende ist allerdings nicht nur ein Projekt des Stromsektors, sondern auch der Sektoren Wärme und Mobilität. Der Ausstieg aus der fossilen Energieversorgung ist spätestens mit dem Pariser Abkommen auch in diesen Sektoren ein gesetztes klimapolitisches Ziel. Lösungskonzepte für eine nachhaltige Energieversorgung sind für Wärme und Mobilität zu entwickeln.

Angesichts der Tatsache, dass das Windflächenpotenzial für die grüne Stromerzeugung auf See durch das Stromnetz an Land limitiert ist, kann das vorhandene Potenzial für die Erzeugung anderer Energieträger genutzt werden.

Eine der Möglichkeiten wäre die Erzeugung von grünem Wasserstoff. Dieser würde küstennah mit dem auf See erzeugten Strom erfolgen. Die zusätzliche Erschließung von Windenergie und der damit erzeugte Wasserstoff könnten so einen effektiven Beitrag zur Erreichung der klimapolitischen Ziele leisten. Gleichzeitig könnten diese Anlagen dazu beitragen, dass durch ihre Flexibilität das Stromnetz an Land effizienter betrieben wird und eine Optimierung des Netzausbaus erfolgen kann. Letzteres kann durch die Berücksichtigung dieser Anlagen in der Netzentwicklungsplanung realisiert werden.

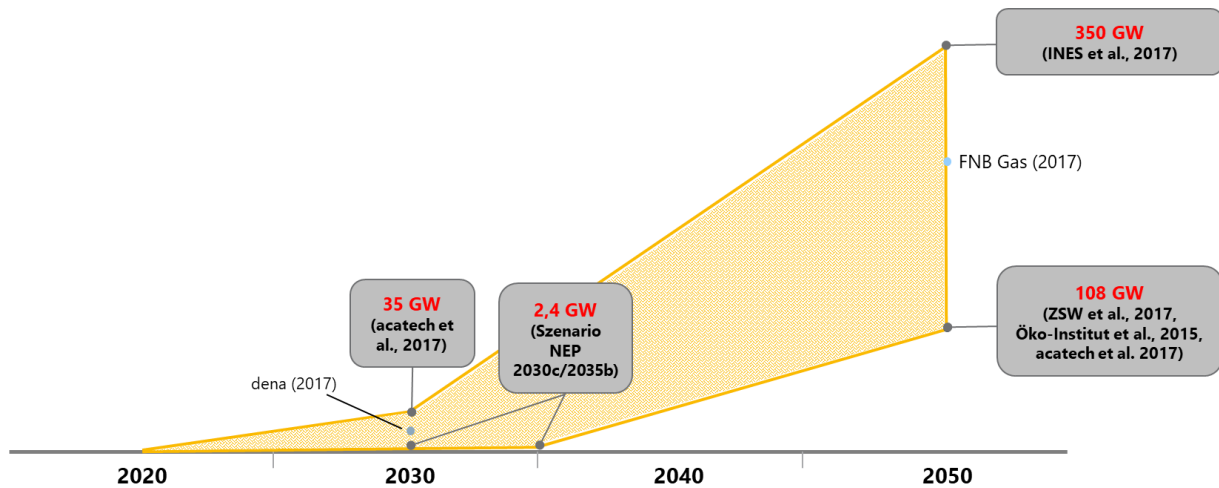


Abbildung 1: Bandbreite der Szenarien zur installierten Leistung von Elektrolyseuren in Deutschland (angelehnt an Darstellung Agora, 2018)

Der Anwendungsbereich von Wasserstoff ist vielfältig. Wasserstoff kann beispielsweise direkt in der Industrie oder indirekt durch Konversion in flüssige und gasförmige Kraftstoffe genutzt werden. Die fossilen Energieträger in den Sektoren Wärme und Mobilität können so schrittweise durch grüne und CO₂-freie Energie ersetzt werden. Wasserstoffbasierte Brennstoffe sind jedoch aufgrund relativ hoher Umwandlungsverluste aktuell noch keine Alternative und werden gegenwärtig als Ergänzung zum effizienteren, grünen Stromverbrauch angesehen, z.B. bei Elektroautos oder Wärmepumpen.¹ Dabei ist die Integration von strombasierten Gasen laut einer Studie von dena volkswirtschaftlich 600 Mrd. EUR günstiger als eine reine Stromwirtschaft.² Auch die Studie von IAEW und Frontier Economics zeigt, dass eine vollständige Elektrifizierung weder technisch realisierbar noch effizient ist.³

Wasserstoffelektrolyse-Anlagen sind marktreif und existieren bereits an Land. So wurden einige Pilotanlagen im Rahmen technischer Machbarkeitsstudien oder im Rahmen des Förderprogramms "Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende" (SINTEG) als Anwendungen der „Reallabore“ im Energiebereich bereits umgesetzt. Weitere einzelne Pilotanlagen für Testzwecke wurden bereits angekündigt.⁴

Auch in den Nachbarländern schreitet die Technologieentwicklung weiter voran. So planen beispielsweise die Niederlande die Wasserstoffherzeugung auf einer künstlichen Insel in der Nordsee.⁵ Allerdings existieren bislang keine Elektrolyseanlagen für den Einsatz auf See.

Durch seine einzigartigen Stoffeigenschaften und gute Speicherfähigkeit hat der Energieträger Wasserstoff das Potenzial zu einem zentralen Baustein der zukünftigen Energielandschaft zu werden. Aktuell konkurriert grüner Wasserstoff mit grauem Wasserstoff aus fossilen Energieträgern und kann aufgrund der vergleichsweise niedrigen Gas- und CO₂-Zertifikatspreise nicht rentabel erzeugt werden. Durch Skaleneffekte, technologischen Fortschritt und die Bereitstellung günstigen

¹ Siehe Agora (2018)

² Siehe dena (2017)

³ Siehe IAEW/Frontier (2017)

⁴ Siehe beispielsweise <https://www.tennet.eu/de/news/news/gasunie-tennet-und-thyssengas-steigen-in-konkrete-planung-fuer-gruene-sektorkopplung-mit-power-to-gas-1/>

⁵ Siehe DHV/TenneT (2017)

Stroms ist jedoch eine Kostendegression zu erwarten. Als notwendige Voraussetzung muss jedoch der tatsächliche Markteintritt der GroÙelektrolyseanlagen zeitnah erfolgen.⁶

In Anbetracht der bestehenden Herausforderungen zur Erreichung der klimapolitischen Ziele und des gleichzeitig hohen, aber bislang nicht erschlossenen Windenergieerzeugungspotenzials auf See haben Shell, Siemens und TenneT E-Bridge damit beauftragt, ein Ausschreibungsmodell für die Erzeugung von Wasserstoff, die an die Stromerzeugung auf See gekoppelt ist, zu erarbeiten. Die Ausschreibung soll den Markteintritt von GroÙelektrolyseanlagen ermöglichen. Bei Kopplung der Wasserstoffherzeugung an die Stromerzeugung auf See, soll die notwendige Windkraftanlagenleistung auÙerhalb der regulären Ausschreibung bzw. auÙerhalb des politischen festgelegten Ausbaupfads für Wind an See befinden. Somit wird zwar zusätzliche Erzeugungsleistung an das Stromnetz angeschlossen, allerdings unter der Voraussetzung, dass kein weiterer Ausbau des Übertragungsnetzes an Land dadurch verursacht wird. Im Gegenteil, die Kombination mit Elektrolyseanlagen für die Wasserstoffherzeugung soll den erwarteten Netzausbau optimieren.

Angesichts der Erkenntnis aus unterschiedlichen Zukunftsszenarien, dass Wasserstoff – je nach Szenario in unterschiedlichem Umfang – eine Rolle im zukünftigen Energiemix spielen wird, hat diese Studie zum Ziel einen Vorschlag für ein Ausschreibungsmodell von Elektrolyseanlagen gekoppelt an Stromerzeugung aus Windenergieanlage auf See zu erarbeiten. Das Lösungskonzept sieht eine Bündelausschreibung bestehend aus Wind- und Elektrolyseanlagen vor, die nicht zwingend mit dem bereits angewendeten Ausschreibungsmodell korrespondiert.

2 Grundlagenkapitel Wasserstoff⁷

2.1 Erzeugung

Wasserstoff ist Bestandteil des Wassers sowie beinahe aller organischen Verbindungen und zudem das häufigste Element im Universum. Aufgrund seiner Stoffeigenschaften kommt Wasserstoff gewöhnlich nur in gebundener Form vor. Die Erzeugung ist mittels verschiedener Verfahren möglich, welche bereits heute schon Anwendung finden. Das Endprodukt kann in „grauen“ und „grünen“ Wasserstoff unterschieden werden. Grauer Wasserstoff wird aus fossilen Energieträgern gewonnen und stellt den überwiegenden Teil der heutigen globalen Wasserstoffproduktion dar. Die Erzeugung von Wasserstoff aus fossilen Energieträgern erfolgt durch die sogenannte Reformierung fossiler Kohlenwasserstoffe. Bei der Reformierung werden Kohlenwasserstoffe und Alkohole in chemischen Prozessen zu Wasserstoff umgewandelt.

Die Herstellung von grünem Wasserstoff erfolgt in der Regel durch Elektrolyse auf Basis von regenerativ erzeugtem Strom. Bei diesem Verfahren wird unter Einsatz von Strom Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Zentrale Bestandteile eines Elektrolyseurs sind zwei mit Edelmetallen beschichtete Elektroden, die Anode und Kathode. Diese werden von einem Elektrolyt bzw. Ionenleiter getrennt. Elektrolyseure können anhand der Elektrolytmaterialien und Betriebstemperatur unterschieden werden. Bei der alkalischen Elektrolyse (AE) ist der Elektrolyt

⁶ Siehe Agora (2018)

⁷ Die folgende Beschreibung des Energieträgers Wasserstoff basiert auf der niederländischen Hydrogen Roadmap (TKI NIEUW GAS 2018) sowie der Shell-Wasserstoffstudie (Shell 2017).

eine leitfähige Kalilauge. Die alkalische Elektrolyse wird seit ungefähr 100 Jahren kommerziell in der Industrie genutzt und stellt den Großteil der weltweit installierten Kapazität dar. Seit Beginn des 21. Jahrhunderts ist die PEM-Elektrolyse mit einer Feststoffmembran als Elektrolyt verfügbar, welche kommerziell vorrangig in mittleren und kleineren Anwendungen (<300 kW) und in ersten Pilotanlagen auch in größeren Maßstäben (1 bis 6 MW) eingesetzt wird.

Die beiden Arten der Elektrolyse unterscheiden sich nur geringfügig in ihrem Wirkungsgrad. Je nach Verfahren werden bei Wasserstoff-Elektrolyseuren Wirkungsgrade von gegenwärtig 60 bis 80 % (bezogen auf den Heizwert) erzielt. Abbildung 2 zeigt den Zusammenhang der Gesteuerungskosten von Wasserstoff mit den Volllaststunden. Abgebildet sind zwei Kostenkurven abhängig von der Effizienz, Investitions- und Stromkosten. Dabei handelt es sich um zwei extreme Annahmen bezüglich der Investitionskosten und der Effizienz. Deutlich werden die Kostendegression mit der Auslastung der Anlage und der relativ hohe Anteil der Stromkosten an den Gesteuerungskosten.

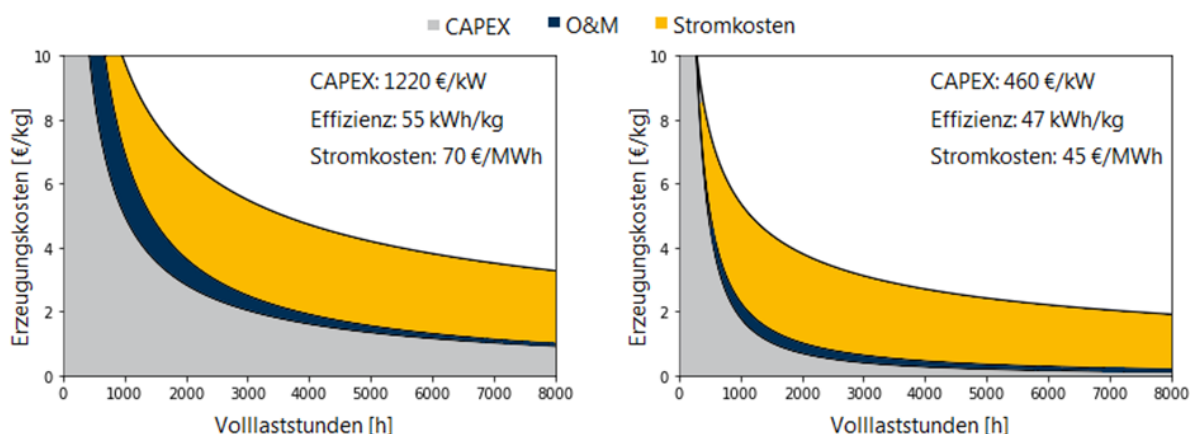


Abbildung 2: Zusammenhang der Gesteuerungskosten von Wasserstoff mit den Volllaststunden und Strompreisen

Speicherung und Transport

Ein Vorteil von Wasserstoff sind seine Speichereigenschaften. Anders als Strom kann Wasserstoff über längere Zeiträume und in größeren Mengen gespeichert werden. Durch diese Eigenschaft kann Wasserstoff als chemischer Energiespeicher in der Energiewende eingesetzt werden und bei der Sektorenkopplung eine wichtige Rolle spielen.

Da physikalische Speicherverfahren am weitesten entwickelt und am häufigsten angewandt werden, zählen sie zu den wichtigsten Speichermethoden für Wasserstoff. Die physikalische H₂-Speicherung wird zwischen Druckspeicherung und gekühlter bzw. flüssiger Wasserstoffspeicherung unterschieden. Beide Methoden können kombiniert werden. In diesem Fall spricht man von einer Hybridspeicherung. Alternativ kann Wasserstoff auch in Feststoffen und Flüssigkeiten gespeichert werden. Allerdings befinden sich die meisten dieser Speicherverfahren noch im Aufbau und haben noch vergleichsweise geringe Speicherdichten.

Der Transport von Wasserstoff wird sich nicht grundlegend von dem der heutigen Energieträger vor allem Erdgas unterscheiden. Aktuell bestehen für Wasserstoff drei Transportoptionen. Im komprimierten gasförmigen oder im flüssigen Zustand kann Wasserstoff per LKW transportiert werden. Außerdem ist ein Transport im komprimierten gasförmigen Zustand via Pipeline möglich. Pipelines werden schon heute betrieben, etwa im Rhein-Ruhr-Gebiet oder von Linde rund um Leuna. Bis zu einem bestimmten Grenzwert ist aber auch die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz möglich. In realen Bedingungen lag der Grenzwert bislang bei 2 Prozent. In ersten Forschungsprojekten konnte der Grenzwert auf bis zu 10 Prozent erhöht werden. Allerdings fehlt es bislang an europaweiten Standards zur Einspeisung von Wasserstoff in Erdgasnetz, das ein hohes Potenzial für einen effizienten Wasserstofftransport aufweist⁸.

Die Transportoptionen unterscheiden sich in Fix- und Betriebskosten, der nötigen Infrastruktur, der Transportkapazität und im notwendigen Energieaufwand. Für die Auswahl der geeignetsten Option müssen diese Parameter zwangsläufig für die jeweilige Transportaufgabe individuell bewertet werden. Der Transport im gasförmigen Zustand per LKW eignet sich aufgrund niedriger Fixkosten vorrangig für den Transport in kleinen Mengen und kürzeren Strecken. Ein Transport größerer Mengen ist jedoch vergleichsweise teuer. Ein flächendeckendes Pipelinenetz bzw. die Umrüstung des vorhandenen Erdgasnetzes kann dagegen bei der Nutzung von Wasserstoff im großen Maßstab für die Verwendung als Kraft- und Brennstoff eine wichtige Rolle spielen⁹. Ist eine Pipelineinfrastruktur vorhanden, steigen die spezifischen Transportkosten für größere Mengen nur geringfügig an. Die folgende Tabelle zeigt die Annahmen zu den Transportkosten, die einer Studie von dena und einer Studie des Forschungszentrums Jülich zugrunde liegen:

Kosten für Transport und Tankstelleninfrastruktur (Verkehr)	9 €/kg _{H2}
Umrüstung Pipelines (90 % Anteil des H2-Transports)	0,0828 €/kg _{H2}
Neugebaute Pipelines (10 % Anteil des H2-Transports)	0,2544 €/kg _{H2}

Tabelle 1: Spezifische Kosten für den Wasserstofftransport¹⁰

2.2 Anwendung und Absatzmärkte

Für das Element Wasserstoff gibt es eine Vielzahl an Anwendungsmöglichkeiten. Im Grundsatz können die Möglichkeiten zwischen stofflicher und energetischer Nutzung unterschieden werden. Bei der stofflichen Nutzung wird Wasserstoff dazu verwendet, andere Stoffe oder Zwischenprodukte weiterzuverarbeiten oder zu veredeln. Bei der energetischen Nutzung dient Wasserstoff als Energieträger für die Stromerzeugung, Kraft und/oder Wärmenutzung.

⁸ Siehe Energie Impuls (2018)

⁹ Siehe Forschungszentrum Jülich (2018)

¹⁰ Siehe dena (2017) Teil B, S. 83 für Umrüstung und Neubau von Pipelines; Forschungszentrum Jülich (2018) S. 54 für Transport und Tankstelleninfrastruktur bei Annahme von 100 tsd. Fahrzeugen mit einer Brennstoffzelle.

In der Chemieproduktion und Industrie findet Wasserstoff aufgrund seiner vielseitigen Einsatzmöglichkeiten häufig Verwendung. Global wird über die Hälfte des zur Verfügung stehenden Wasserstoffs für die Synthese von Ammoniak in der Düngemittelproduktion eingesetzt. Ein Viertel der Wasserstoffproduktion wird in Raffinerien bei der Weiterverarbeitung von Rohöl verwendet. Da das Barrel Rohöl zukünftig immer tiefer verarbeitet werden soll, wird von einem weiteren Anstieg des Wasserstoffbedarfes in Raffinerien ausgegangen. Für die Herstellung von Methan ist Wasserstoff ebenfalls ein wichtiger Grundstoff. Methanol ist ein wichtiger chemischer Ausgangsstoff und dient der Herstellung von Kraftstoffzusätzen sowie Biodiesel.

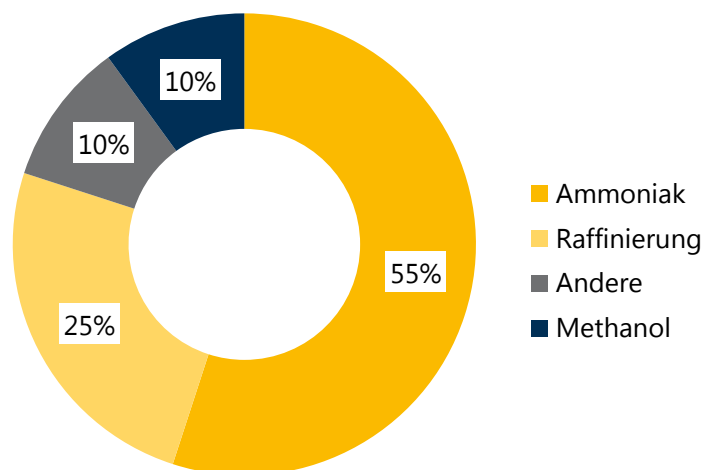


Abbildung 3: Globale Verwendung von Wasserstoff¹¹

Bei der Dekarbonisierung des Transportsektors kann Wasserstoff zukünftig eine entscheidende Rolle spielen. Die Kombination aus Wasserstoff als Energieträger und Brennstoffzelle als Energiewandler stellt für viele mobile Anwendungen eine vielversprechende Zukunftsoption dar. Wird molekularer Wasserstoff von den Verkehrsmitteln ohne Umwandlung als Antriebsenergie genutzt, spricht man von einer direkten Nutzung. Falls Wasserstoff durch weitere Konversionsschritte in gasförmige oder flüssige Kraftstoffe umgewandelt wird, handelt es sich um eine indirekte Nutzung. Anwendung finden diese Power-to-Gas- und Power-to-Liquid-Kraftstoffe vor allem in Wärmekraftmaschinen. In immer mehr mobilen Anwendungen überwindet der Energieträger Wasserstoff den Weg aus der Nische und wird zu einer nachhaltigen Alternative. So stellen mit Wasserstoff betriebene Züge eine ernsthafte Konkurrenz zu Schienenfahrzeugen mit Dieselantrieb dar. Der weltweit erste wasserstoffgetriebene Zug wurde erst kürzlich in Niedersachsen in regulären Betrieb genommen. In Bezug auf den Klimaschutz ist der Einsatz von Dieselmotoren in der Schifffahrt und von Kerosin in der Luftfahrt seit Langem ein Problem. In diesen Bereichen ist die direkte und indirekte Nutzung von Wasserstoff eine umweltfreundliche Alternative. Weiterhin hat Wasserstoff das Potenzial, wichtige Energiefragen im motorisierten Individualverkehr (PKW) und bei Nutzfahrzeugen (LKW und Bussen) zu lösen.

¹¹ Siehe Shell (2017)

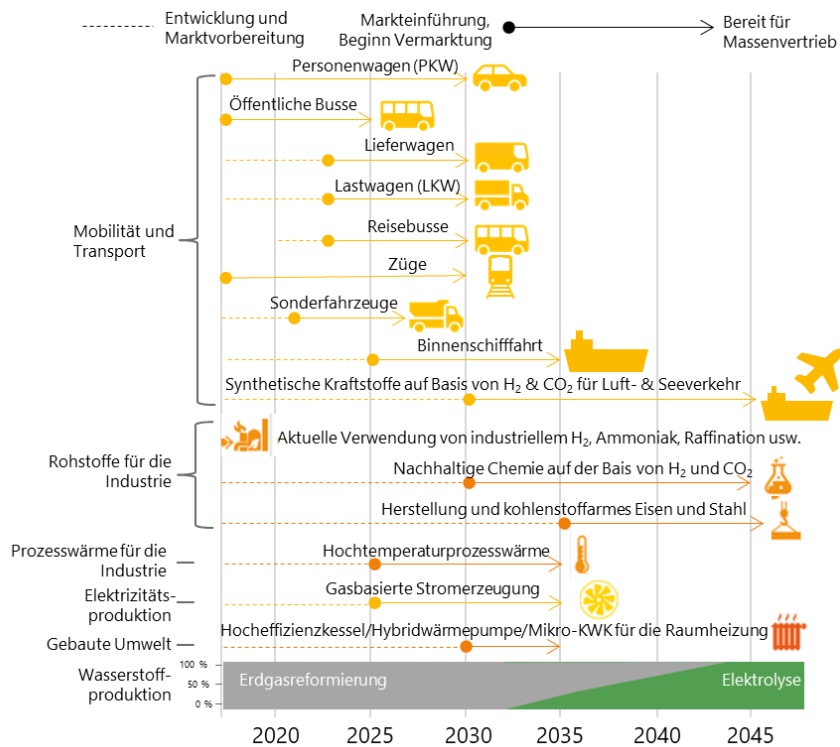


Abbildung 4: Übersicht für Implementierungsprozesse von Wasserstoffanwendungen¹²

Abbildung 4 zeigt eine Übersicht der Nutzung von Wasserstoff in den einzelnen Technologien von der Entwicklungsphase über die Markteinführung hin zur Einführung in den Massenmarkt. In 2030 ist die Technologie im Individualverkehr und bei Nutzfahrzeugen bereit für den Massenmarkt. Im industriellen Sektor ist die Markteinführung neben den heutigen Anwendungen in der nachhaltigen Chemie- und Metallindustrie für die Jahre 2030 bzw. 2035 geplant. Ab dem Jahr 2025 soll Wasserstoff ebenfalls im Stromsektor und bei der Bereitstellung von Prozesswärme Anwendung finden. Der dargestellte Zeitplan zeigt, dass die Markteinführung von Wasserstoff in vielen Bereichen innerhalb der nächsten Jahre bevorsteht. Als Folge wird der Bedarf an Wasserstoff ebenfalls zunehmen.

3 Ausgestaltungsoption für eine kombinierte Ausschreibung von Windkraftanlagen offshore und Wasserstoffherzeugung

In dieser Kurzstudie wird die konkrete Ausgestaltung einer gemeinsamen Ausschreibung von Wasserstoffherzeugung gekoppelt an die Stromerzeugung auf See vorgeschlagen. Hierzu sind auch Experteninterviews mit den involvierten Projektpartnern durchgeführt worden.

Im Folgenden wird nach einem kurzen Überblick und der Einordnung der beiden identifizierten möglichen Ausschreibungsmodelle für die kombinierte Lösung auf die Ausgestaltung der einzelnen Designparameter eingegangen.

¹² Siehe Gigler, Weda (2018)

3.1 Überblick über die Ausschreibungsmodelle

Eine zentrale Frage für die Ausgestaltung der Ausschreibungsmodelle für Wind-Offshore in Kombination mit der Wasserstoffherzeugung ist der Anbindungspunkt der zugehörigen Elektrolyseanlage.

Für eine entsprechende Ausschreibung kommen mit der Offshore- und Onshoreanbindung zwei mögliche Anbindungen in Betracht, an denen die Elektrolyseanlage angeschlossen werden kann. Das heißt, dass die Anlage entweder direkt auf See (direkt an gekoppelten Offshore- Windpark) oder küstennah Onshore gebaut wird. Diese beiden Optionen determinieren im Folgenden die beiden in Betracht kommenden Optionen der Ausschreibungsmodelle („Onshore“ und „Offshore“) (vgl. Abbildung 5).

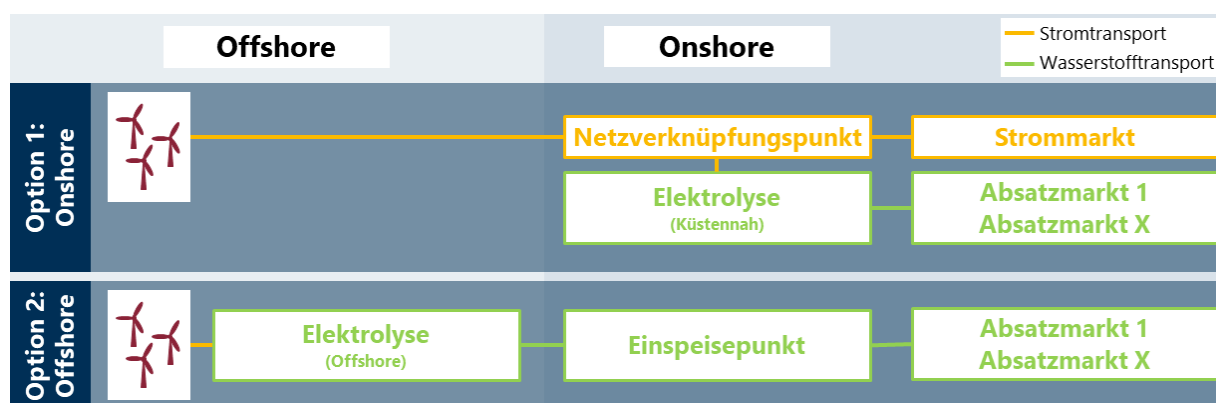


Abbildung 5: Mögliche Anbindungsoptionen der Elektrolyseanlage

Fall 1: Onshoreanbindung der Elektrolyseanlage

- Windkraftanlagen auf See erzeugen Strom, welcher via DC-Kabel zum Onshore-Netzverknüpfungspunkt transportiert wird. Um einen entsprechenden Transport zu ermöglichen, ist ein Ausbau der Stromnetzinfrastruktur notwendig. Onshore wandeln Elektrolyseanlagen den Strom in Wasserstoff um. Diese Anlagen werden nahe den landesseitigen Netzverknüpfungspunkten errichtet und sind somit an das öffentliche Netz angeschlossen. Wenn kein Wind weht kann Strom über Netz bezogen werden. Weiterhin besteht die Möglichkeit ein Teil des selbst erzeugten Stroms am Markt zu verkaufen, allerdings unter der Voraussetzung, dass das Stromnetz dadurch nicht überlastet wird.

Fall 2: Offshoreanbindung der Elektrolyseanlage

- Im zweiten Fall wird die Elektrolyseanlage in der Nähe der Windkraftanlagen auf See errichtet. Der offshore erzeugte Wasserstoff wird per Pipeline oder Schiff an Land zur Weiterverteilung transportiert. Jedoch ist für die Realisierung dieser Lösung gegenwärtig die entsprechende Infrastruktur noch nicht vorhanden. Zunächst sind weitere Ausbaumaßnahmen, wie z.B. der Ausbau der Wasserstoff-/Gasinfrastruktur in Kombination mit der Entwicklung von sogenannten Insellösungen eine zwangsläufige Voraussetzung. Außerdem ist die Offshore-Installation einer Elektrolyseanlage derzeit nicht marktreif. Daher kann die Lösung nicht vor dem Jahr 2030 umgesetzt werden.

Als Ergebnis kann somit nur die im Fall 1 beschriebene Lösung kurzfristig realisiert werden, da die Übertragungsnetzbetreiber bereits große Erfahrungen zur stromseitigen Offshore-Anbindung besitzen und Elektrolyseanlagen bereits seit einigen Jahren onshore erfolgreich betrieben werden. Aus diesem Grund wird im nächsten Kapitel zunächst das Onshore-Ausschreibungsmodell konkretisiert, um anschließend in einem Ausblick auf die zentralen Unterschiede zu einem Offshore-Ausschreibungsmodell einzugehen, das als Weiterentwicklung zum ersten Modell ab 2030 und der entsprechenden technischen Realisierbarkeit anzusehen ist. Die Ausschreibungsmodelle stehen somit nicht in Konkurrenz zueinander.¹³

Zusätzlich verpflichtet sich der Betreiber, auf Anweisung des Stromnetzbetreibers, in einem bestimmten Umfang (z. B. Leistung) und Dauer (z. B. Stunden pro Jahr) die Erzeugung von Wasserstoff zu erhöhen oder zu senken. So kann beispielsweise im Fall von Überschussstrom in dem Netzgebiet die Anlage netzentlastend hochgefahren werden.

In der Ausgestaltung der Netzdienlichkeit der Elektrolyseanlage im Stromsektor geht es um eine effizientere Auslastung des Netzes (z. B. innovativer Einsatz bei (n-1)- Verletzungen) durch situative Zu- oder Abschaltung von den Anlagen. Aufgrund der Zusicherung der Elektrolysekapazität für netzdienliche Zwecke ist der Übertragungsnetzbetreiber in der Lage, diese Anlagen in seiner Netzentwicklungsplanung als gesicherte Flexibilität zu berücksichtigen. Dadurch kann die Netzplanung (Onshore) perspektivisch optimiert werden. Kurzfristiger Einsatz der Anlagen bei Netzengpässen kann die Kosten des Engpassmanagements, sprich des Redispatches, reduzieren.

Um die Komplexität sowie das Risiko – und damit die Projektkosten – zu minimieren, ist es zwingend erforderlich, dass der ÜNB vorab die Anzahl an erwarteten beziehungsweise maximalen Stunden (z. B. 600 h/a) und die Leistung zum notwendigen netzdienlichen Einsatz der Elektrolyseanlage vorgibt.

3.2 Ausgestaltung der Designparameter für Ausschreibungsmodell „Onshore“

Abbildung 6 gibt einen Überblick zu den Designparametern des Onshore- Ausschreibungsmodells. Neben einer kurzen Vorstellung werden die für die Ausschreibung relevanten Designparameter mit ihren jeweiligen Eigenschaften und Implikationen diskutiert.

¹³ Eine weitere Möglichkeit stellt eine deutschlandweite Ausschreibung von EE-Anlagen gekoppelt an Wasserstoffherzeugung dar. Die EE-Anlagen wären zusätzlich zum EE-Ausbaupfad zu realisieren und dürfen den Netzausbaubedarf im Stromsektor nicht erhöhen.

Designparameter	Ausschreibungsmodell „Onshore“
Ausschreibungsgegenstand	MW _{Wind} (mit Mindestwasserstoffproduktion, kg _{H2})
Vergütung	Prämie, €/kg
Vergütungsdauer	20 Jahre
Absatzmarkt	Keine Festlegung
Anbindungsort	Onshore
Realisierung des Transports	Netzbetreiber Strom

Abbildung 6: Übersicht zu Designparametern des Onshore-Ausschreibungsmodells

Der Anbindungsort der Elektrolyseanlage ist, wie bereits erwähnt, Onshore und stellt somit den Treiber sowie wesentliche Einflussparameter für die Ausgestaltung der weiteren Designoptionen dar.

1. Ausschreibungsgegenstand: Windkapazität (MW) in Kombination mit Mindestwasserstoffproduktion (kg_{H2} p.a.)

Ausgeschrieben wird im Rahmen des Modells die Leistung für Windkraftanlage auf See. Dabei wird je installierter Windleistung (MW) eine jährliche Mindestwasserstoffproduktion als Anforderung vom Verordnungsgeber formuliert. Hiermit wird eine bestimmte Menge an Wasserstoff sichergestellt. Dies erlaubt es den Investoren, das Verhältnis zwischen Windpark- und Elektrolyseanschlusskapazität selbst für sich zu optimieren. So kann der Investor je nach vorgesehener Anwendung ein unterschiedliches Verhältnis der Leistungen bzw. Technologie bevorzugen. Zudem fördert es technologische Innovationen mit Kostensenkungspotenzial.

Die Vorgabe einer bestimmten Menge bedarf tiefergehender Analysen und Abwägungen seitens des Verordnungsgebers. Aufgrund nicht vollständiger Markt- und Technologieinformationen muss eine Überprüfung der Vorgaben regelmäßig stattfinden.

2. Vergütungsmechanismus der Ausschreibung: Geboten und bei Zuschlag ausbezahlt wird der notwendige Förderbetrag bzw. Prämie in €/kg Wasserstoff für die produzierte Menge über eine festzulegende Vergütungsdauer.

Ausgeschrieben wird ein gekoppeltes System von Strom- und Wasserstoffherzeugung. In einer jeweils separaten Ausschreibung nach der heutigen gesetzlichen Regelung wäre die Erzeugung von Strom an eine Marktprämie gekoppelt, deren Höhe aus einem Ausschreibungsverfahren resultiert. Die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen wird in der Regel über die EEG-Umlage finanziert.

Die grüne Wasserstofferzeugung erfolgt bislang in kleinen Pilotprojekten. Eine gesetzlich verankerte Förderung existiert gegenwärtig nicht.

Das heutige Finanzierungsprinzip kann grundsätzlich beibehalten werden. Eine Anpassung betrifft den von ausgeschriebenen Windkraftanlagen erzeugten Strom. Die Stromerzeugung aus den vorgesehenen Anlagen sollen keine Vergütung bzw. Marktprämie erhalten. Es ist jedoch zu erwähnen, dass in der letzten Ausschreibung von Windkraftanlagen auf See mit Realisierung 2024/2025 regelmäßig keine Vergütung notwendig war.¹⁴

Eine weitere Ausnahme betrifft die Elektrolyse. Vorgeschlagen wird, die Erzeugung von Wasserstoff – nicht die Anlage selbst – zu bezuschussen. Investoren geben Gebote für die notwendige Förderung in €/kg Wasserstoff an. Dies setzt den Anreiz, Wasserstoff zu erzeugen und zu vertreiben. Ein Höchstbetrag für die Förderung wird vom Ordnungsgeber vorgegeben.

Projekte mit geringstem Förderbedarf bekommen den Zuschlag. Die Höhe der Gesamtförderung ist das Ergebnis des Ausschreibungsverfahrens. Eine Anknüpfung der Förderhöhe bzw. Prämie an einen Referenzpreis für Wasserstoff ist nicht möglich. Denn die Bestimmung eines „Referenzpreises für Wasserstoff“ ist, wie Studien untermauern, im Gegensatz zum Strommarkt (heute) aufgrund des fehlenden neutralen Marktplatzes nicht realisierbar.

Die Finanzierung der gewährten Förderung für die Wasserstofferzeugung kann – anders als beim Strom – über den Bundeshaushalt erfolgen.

3. Vergütungsdauer: *Die Dauer der Vergütung für die Wasserstofferzeugung beträgt 20 Jahre.*

Gegenwärtig werden die Windkraftanlagen auf See über 20 Jahre mit einer Marktprämie vergütet. Diese Zeit approximiert die technische Lebensdauer einer Anlage. Die Anlagen für die Wasserstofferzeugung werden üblicherweise auch für einen wirtschaftlichen bzw. technischen Betrieb von 20 Jahren ausgelegt.

Empfohlen wir deshalb, die Vergütungsdauer entsprechend der Lebensdauer der Anlagen auf 20 Jahre festzulegen. Dies gibt einerseits die Sicherheit über die Verwendung des Stroms für Wasserstofferzeugung.

4. Festlegung eines Absatzmarktes: *Investor optimiert bzw. sucht seine Absatzmärkte selbst aus. Absatzmärkte werden vom Ordnungsgeber nicht vorgegeben.*

Der Investor kann selbst entscheiden, auf welchen Märkten er den erzeugten Wasserstoff veräußert. Dadurch, dass es zu keiner Festlegung der Absatzmärkte für den Investor kommt, kann dieser selbst die für ihn attraktivsten und vielversprechendsten Märkte selektieren. Es findet somit keine Förderung von bestimmten Absatzmärkten statt. Dies wird dem Markt selbst überlassen. Einerseits schränkt dies den Gesetzgeber in seiner Steuerungsrolle ein, weil er die Märkte, die für die Erreichung der klimapolitischen Ziele besonders relevant wären, nicht gezielt fördern kann. Andererseits ermöglicht die freie Wahl des Absatzmarktes den effizientesten Weg zur Erschließung von Wasserstoffmärkten.

¹⁴ In den Niederlanden ist bei Neuausschreibungen sogar zwingend, dass keine Förderung erfolgt. Dies ist eine Voraussetzung für eine Gebotsabgabe.

Es muss sichergestellt, dass die Erzeuger einen diskriminierungsfreien Zugang zur Infrastruktur, wie dem Erdgasnetz, erhalten. Wichtig zudem ist die Erarbeitung verbindlicher und allgemeingültiger Standards für Einspeisung in das Erdgasnetz. Dabei sollte europaweit geprüft werden, welche Höhe einer Wasserstoffbeimischung sinnvoll ist. Zugleich müssen die gegebenenfalls zusätzlich anfallenden Kosten bei den Netzbetreibern für die Einbindung von Wasserstoff im Netz regulatorisch berücksichtigt werden.

5. Transport des Offshore erzeugten Stroms: Der Stromnetzbetreiber ist verantwortlich für die Realisierung und den operativen Betrieb des Transportsystems (Stromtransport Offshore). Analog der heutigen Regelung erhält der Investor eine garantierte Zusage für den Anschluss der Windkraft- und der entsprechenden Elektrolyseanlagen

Durch die Realisierung und den operativen Betrieb des Transportsystems durch den Netzbetreiber wird eine effiziente Realisierung des Transports durch zentrale und koordinierte Planung des Systems gewährleistet. Gegebenenfalls ergeben sich Einschränkungen in den individuellen Lösungsoptionen für den Investor, jedoch ist diese Lösung gesamtwirtschaftlich gesehen optimal. Analog zur gegenwärtigen Offshore-Anbindungsregelung sind Anreize zur planmäßigen Realisierung notwendig. Diese sollten jedoch bei Vorgabe einer adäquaten Leistung (Kapazitätsgrenze) kein Problem darstellen, da sich die Problematik im Stromsektor derzeit ab dem Onshore-Netzverknüpfungspunkt abspielt. Diskriminierungsfreiheit muss gewährleistet und der Betrieb beziehungsweise die Einspeisung des Energieträgers garantiert werden, um dem Investor eine Sicherheit zu geben. Es bleibt festzuhalten, dass in diesem Fall der Stromnetzbetreiber das Risiko trägt. Die Haftungsfragen bezüglich des entsprechenden Netzanschlusses sollten sich an den derzeitigen gesetzlichen Regularien orientieren.

3.3 Ausblick zur Weiterentwicklung („Offshore-Ausschreibungsmodell“)

Das Offshore-Ausschreibungsmodell hingegen wird im Vergleich zum ersten Modell durch die Offshore-Anbindung der Elektrolyseanlage mit entsprechendem Transport über z. B. Schiffe oder vornehmlich eher Pipelines charakterisiert und kann als langfristige Weiterentwicklung des Ausschreibungsmodells betrachtet werden. Diese Option kommt aufgrund der infrastrukturellen Hindernisse und Realisierbarkeit, welche frühestens ab dem Jahr 2030+ zur Verfügung steht, erst zu einem späteren Zeitpunkt in Frage.

Designparameter	Ausschreibungsmodell „Onshore“	Ausschreibungsmodell „Offshore“
Ausschreibungsgegenstand	MW_{Wind} (mit Mindestwasserstoffproduktion, kg_{H_2})	MW_{Wind} (mit Mindestwasserstoffproduktion, kg_{H_2})
Vergütung	Prämie, €/kg	Prämie, €/kg
Vergütungsdauer	20 Jahre	20 Jahre
Absatzmarkt	Keine Festlegung	Keine Festlegung
Anbindungsort	Onshore	Offshore
Realisierung des Transports	Netzbetreiber Strom	Netzbetreiber Gas

Abbildung 7: Zusammenfassung der Designparameter der beiden Ausschreibungsmodelle (Unterschiede in rot)

Die Unterschiede der beiden Ausschreibungsmodelle sind:

Anbindungsort der Elektrolyseanlage: Offshore- Anbindung der entsprechenden Elektrolyseanlage, d.h. der erzeugte Wasserstoff muss abtransportiert werden.

Technische Realisierung des Transports: Kann in diesem Modell durch den Gasnetzbetreiber umgesetzt (über Gas/Wasserstoffpipelines) werden.

Alle anderen Designelemente werden wie im Onshore-Ausschreibungsmodell ausgestaltet. Im nächsten Kapitel gehen wir auf die regulatorischen Aspekte des Ausschreibungsmodells „Onshore“ ein.

4 Regulatorische Aspekte

4.1 Finanzierung der Offshore-Anbindung

Gegenwärtig erfolgt die Finanzierung des Offshore-Stromnetzes durch eine bundesweite Verteilung der Kosten über die Netzentgelte. Das soll für die Anbindung der Windkraftanlagen mit den Elektrolyseanlagen an Land weiterhin gelten. Das Netz ist somit Teil des öffentlichen Netzes und wird auch entsprechend genutzt. Die Kosten für die Anbindung sowie für den Netzbetrieb werden analog zu heutigen Netzentgelten behandelt. Das bedeutet, dass die Kosten über Stromnetzentgelte bundesweit erlöst werden. Eine Veränderung dieses geltenden Prinzips erscheint wenig zielführend.¹⁵

¹⁵ Erfolgt die Anbindung der Elektrolyseanlage Offshore (Ausschreibungsmodell „Offshore“), könnte die Finanzierung der Anbindung an Land analog zum Strom ebenfalls durch die Netzentgelte gewälzt werden. Allerdings wären in diesem Fall die Gasnetzentgelte davon betroffen, wenn die Anbindung als öffentliche Infrastruktur und Teil des Gasnetzes gewertet wird. Eine Alternative dazu wäre die Verpflichtung der Investoren, den Transport an Land selbst zu organisieren und zu finanzieren. Dafür würde ggf. die

4.2 Netzentgelte, Umlagen und Steuern

Eine Elektrolyseanlage wird im heutigen Regulierungsrahmen als Stromverbraucher behandelt. Das heißt, dass alle für den Stromverbrauch geltenden regulatorisch festgelegten Strompreiskomponenten – Netzentgelte und Umlagen – prinzipiell auch bei der Wasserstoffherzeugung anfallen. Dies kann so beibehalten werden. Es ist nicht ersichtlich, weshalb bei einer Ausschreibung von Wasserstoffherzeugung eine zusätzliche Anpassung der heute geltenden Regelung erfolgen soll, zumal dadurch andere Power-to-X-Anlagen diskriminiert würden. Gesonderte Privilegien, die explizit nur für diesen Anwendungsfall konzipiert werden, sind nicht zielführend. Viel wichtiger sind für den Investor die Planungssicherheit und die Robustheit des Systems.

Da das für die Wasserstoffherzeugung benötigte Stromnetz von Netzbetreibern finanziert und als öffentliches Netz betrieben wird, sind Netzentgelte beim Strombezug zu entrichten. Diese Preiskomponente wäre für die Wasserstoffherzeugung weiterhin relevant. Damit beteiligen sich die Investoren bei Erzeugung von Wasserstoff an den Netzkosten. Eine Anpassung des gesetzlichen Rahmens für diesen Anwendungsfall ist nicht notwendig.

Da Netzentgelte und Umlagen die Wasserstoffherzeugung verteuern, ist davon auszugehen, dass sie in den Geboten der Investoren berücksichtigt werden.

4.3 Haftungsregelung bei Offshore-Anbindung

Übertragungsnetzbetreiber, die Windkraftanlagen auf See anschließen und das Offshore-Netz betreiben, unterliegen bestimmten Haftungsregelungen, zum Beispiel im Fall von Verzögerungen oder betrieblichen Störungen. Die Haftungsregelungen sind im EnWG (§17e ff.) festgehalten. Diese sollen für die hier diskutierte Bündelausschreibung ebenfalls Anwendung finden. Eine Anpassung dieser Regelungen erscheint nicht notwendig.

4.4 Anrechnung zu klimaökonomischen Zielen

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass die Erzeugung und Verwendung von grünem Wasserstoff zu einer Reduktion von Treibhausgasemissionen beiträgt. Das ist das primäre Ziel dieser Anwendung.

Da Elektrolyseanlagen als Stromverbraucher definiert werden und der Wasserstoff auch in anderen Energiesektoren verbraucht wird, stellt sich die Frage, welchem der Sektoren der dazu verwendete erneuerbare Strom zugerechnet wird. Prinzipiell kann der Verbrauch von grünem Strom aus Windanlagen auf See für Wasserstoffherzeugung dem EE-Ziel im Stromsektor zugerechnet werden. In diesem Fall müsste die Wasserstoffherzeugung bei der Festlegung des EE-Ausbaupfads mit berücksichtigt werden.

Der mit grünem Strom erzeugte grüne Wasserstoff kann jedoch auch die Zielerreichung in anderen Energiesektoren stützen. So verlangt beispielsweise die "Renewable Energy Directive" für 2021-2030 (RED II) von den Kraftstofflieferanten, dass mindestens 14 % des Kraftstoffverbrauchs im Sektor Mobilität bis 2030 durch EE gedeckt werden.

obligatorische EEG-Umlage entfallen, da eine Eigenversorgung mit Stromerzeugungsanlagen vorliegt, die weder unmittelbar noch mittelbar an ein Stromnetz angeschlossen ist (§ 61a Nr. 2).

Eine Anrechnung im Stromsektor und gleichzeitig in anderen Sektoren würde jedoch eine „Doppelanrechnung“ bedeuten. Ob eine Doppelanrechnung möglich ist, muss juristisch geprüft werden.

4.5 Eigentumsverhältnisse und Betrieb der Anlagen

Zuletzt bleibt zu erwähnen, dass die Eigentumsrechte sowie der operative Betrieb der Elektrolyseanlagen nach dem heutigen Regulierungsrahmen nicht von Netzbetreibern wahrgenommen werden können. Aktuelle regulatorische Entflechtungsregelungen setzen einen engen Rahmen für die Beteiligung beziehungsweise für die operative Tätigkeit eines Netzbetreibers in anderen Wertschöpfungsstufen des Stromsektors.

5 Roadmap

Der Umsetzung einer kombinierten Ausschreibung Wasserstofferzeugung und Windkraftleistung bedarf einer klaren Roadmap, die die einzelnen Schritte bis hin zu den rechtlichen Anpassungen umfasst.

Zunächst müssen die in diesem Kurzgutachten skizzierten Empfehlungen mit Stakeholdern abgestimmt und weiter ausgeführt werden. Ein gemeinsamer Zeitplan für die Umsetzung der Ausschreibungen muss abgestimmt werden. In diesem Zusammenhang muss auch geklärt werden, welche Anpassungen an rechtlichen, regulatorischen und betrieblichen Rahmenbedingungen notwendig sind. Allzu große Veränderungen im gesetzlichen und regulatorischen Rahmen sind nicht zu erwarten. Gegebenenfalls handelt es sich eher um Ergänzungen des bestehenden Rahmens. Daher wird vorgeschlagen, relativ schnell den Anpassungs- bzw. Ergänzungsbedarf für eine derartige kombinierte Ausschreibung abzustecken, um zeitnah mit den ersten Ausschreibungen beginnen zu können.

Nachfolgend werden die nächsten Schritte zur konkreten Umsetzung einer Ausschreibung für das diskutierte „Onshore“-Modell vorgeschlagen:

Kurzfristige Umsetzung des „Onshore“-Modells

Das erste Ausschreibungsmodell mit der landesseitigen Anbindung kann prinzipiell kurzfristig erfolgen:

- Ausschreibungen jährlich beginnend im Jahr 2022 (Pilotausschreibung).
- Realisierung der Wind-, Elektrolyseanlagen sowie der Offshore-Netzanbindung ab 2026 bis spätestens 2030
- Prinzipiell können jährlich bis zu 900 MW an Windkraftanlagenkapazität mit einer gekoppelten jährlichen Mindestwasserstoffproduktion ausgeschrieben werden.

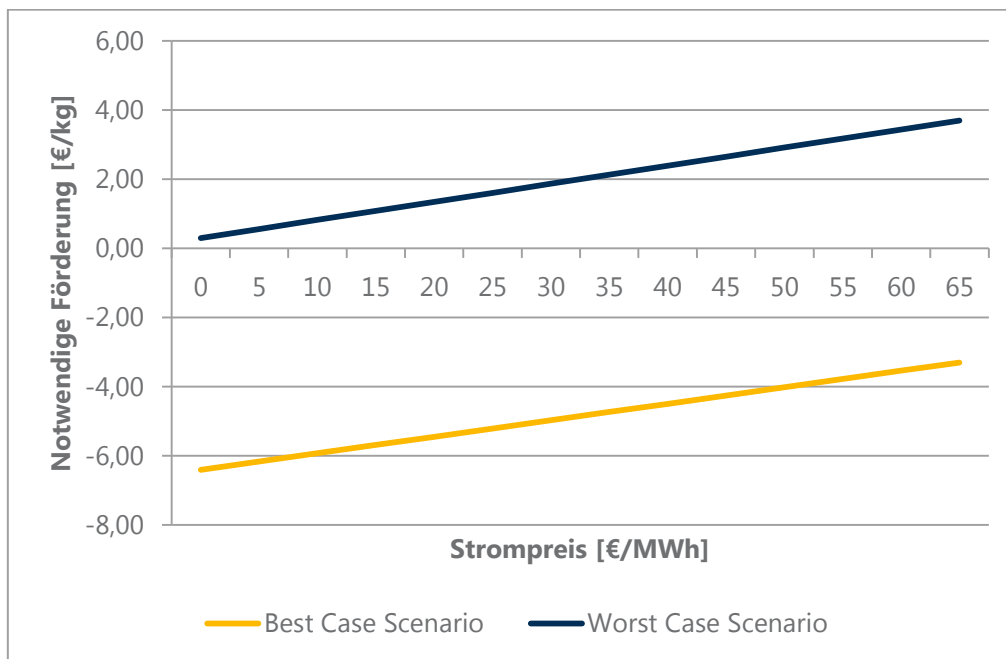
Erste Abschätzung der erwarteten Kosten des „Onshore“-Modells

Die nachfolgenden Angaben sind sehr grobe Schätzungen basierend auf vereinfachten Annahmen:

- Auf Grundlage von Erfahrungswerten, wurde eine spezifische Wasserstoffproduktion von **20 Kilogramm pro Stunde und installierter MW-Anschlussleistung** für die weitere Berechnung angenommen.
- Angenommen wird, dass Offshore-Windenergie in der Nordsee jährlich 4.000 Vollaststunden für die Elektrolyse ermöglicht.¹⁶ **Mit diesen Vollaststunden können 64 Mio. Kilogramm Wasserstoff produziert werden.**
- Für die **Ermittlung der Gestehungskosten von grünem Wasserstoff** wurden in zwei Szenarien die Kosten von Beispielanlagen betrachtet. Die erste Anlage produziert Wasserstoff mit einer Effizienz von 52 kWh/kg_{H₂} bei einer Vollaststundenzahl von 6.000. Die zweite Anlage hat eine Effizienz von 55 kWh/kg_{H₂} bei 4.000 Vollaststunden. Weiterhin unterscheiden sich die Anlagen mit 910 €/kW (Anlage 1) und 1220 €/kW (Anlage 2) in ihren Installationskosten.

¹⁶ Siehe Agora (2018)

- Die **Gestehungskosten von grauem Wasserstoff** durch Erdgasreformierung von 1,3 bis 7,2 €/kg wurden auf Basis der Studie „Outlines of a Hydrogen Roadmap“ und der Shell Wasserstoffstudie ermittelt¹⁷. Diese hängen im Wesentlichen vom Gas- und CO₂-Preis ab.
- Um das notwendige Förderung des grünen Wasserstoffs abzuschätzen, können die Gestehungskosten von grauem und grünem Wasserstoff verglichen werden. Das Fördervolumen würde somit die Lücke abbilden, welche durch die Förderung geschlossen werden muss, um Parität der Gestehungskosten herzustellen. Abbildung 9 stellt diese Differenz dar. Im Best-Case-Szenario wurden die Gestehungskosten von Anlage 1 mit einem Preis von grauem Wasserstoff von 7,2 €/kg verglichen. Das Worst-Case-Szenario zeigt die Differenzkosten von Anlage 2 bei 1,3 €/kg für den grauen Wasserstoff. Wie in der Abbildung zu erkennen, betragen die **Differenzkosten maximal 3,7 €/kg_{H2}**.
- Anhand dieser Differenz kann nun die notwendige jährliche Förderung im Maximalfall bestimmt werden. Bei einer jährlichen Wasserstoffproduktion mit der ineffizienteren Anlage 2 ist bei 4000 Volllaststunden und 64 Mio. Kilogramm Wasserstoff ein **jährliches Fördervolumen von ungefähr 235 Mio. €** zu erwarten, wenn die Erdgasreformierung nur 1,3 €/kg kostet.
- In der Berechnung sind die anfallenden **Netzentgelte, Umlagen und Steuern nicht einkalkuliert** und müssen bei der finalen Bestimmung des Fördervolumens einkalkuliert werden.



Annahmen: Best Case Szenario 910 €/kW, 6000 Volllaststunden, 52 kWh/kg_{H2}, Kosten grauer Wasserstoff 7,2 €/kg
 Worst Case Szenario 1220 €/kW, 4000 Volllaststunden, 55 kWh/kg_{H2}, Kosten grauer Wasserstoff 1,3€/kg

Abbildung 8: Differenz zwischen grauem und grünem Wasserstoff im Best-Case-Szenario

¹⁷ Siehe TKI NIEUW GAS (2018) und Shell (2017)

- Für die **Anbindung von Windkraftanlagen** auf See mit bis zu 900 MW Leistung werden etwa 400 km DC Kabel und eine DC Station benötigt. Dafür sind Investitionskosten in Höhe von insgesamt etwa 1,7 Mrd. € notwendig. Dies ergibt bei einem Zinssatz von 6 % annuitätische Kosten in Höhe von etwa 113 Mio. €.
- Der **Transport von Wasserstoff** bedarf ebenfalls einer Investition. Unter der Annahme der Kosten aus der Tabelle 1 sowie der Aufteilung von 70% der Nutzung in der Industrie und 30% der Nutzung in Mobilitätssektor ergeben sich bei 64 Mio. Kilogramm Wasserstoffproduktion etwa 177 Mio. Euro jährliche Kosten für den Transport des Wasserstoffs.
- Bei einer sehr groben Abschätzung mit vereinfachten Annahmen sind im Worst-Case Szenario **zusätzliche jährliche Kosten in Höhe 525 Mio. Euro** für 900 MW Wind-Offshore und 800 MW Elektrolyseanschlussleistung zu erwarten.

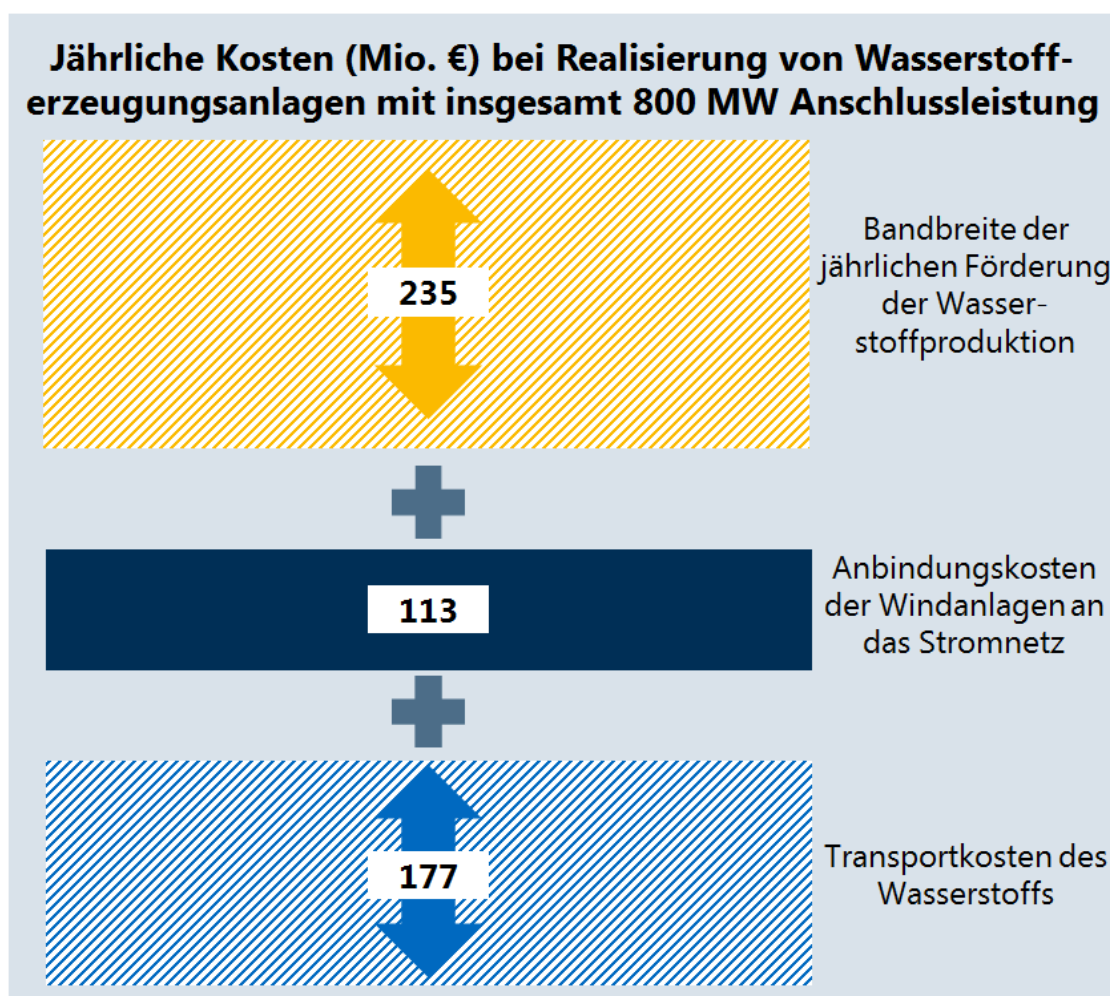


Abbildung 9: Grobe Abschätzung der Bandbreite für die jährlichen Kosten (in Mio. €) bei Realisierung von Wasserstoffherzeugungsanlagen mit insgesamt 800 MW Anschlussleistung und Errichtung von 900 MW Wind-Offshoreleistung.

ANHANG

- A. Abbildungsverzeichnis
- B. Tabellenverzeichnis
- C. Literaturverzeichnis

A. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Bandbreite der Szenarien zur installierten Leistung von Elektrolyseuren in Deutschland (angelehnt an Darstellung Agora, 2018)	3
Abbildung 2: Zusammenhang der Gesteungskosten von Wasserstoff mit den Volllaststunden und Strompreisen	5
Abbildung 3: Globale Verwendung von Wasserstoff	7
Abbildung 4: Übersicht für Implementierungsprozesse von Wasserstoffanwendungen	8
Abbildung 5: Mögliche Anbindungsoptionen der Elektrolyseanlage	9
Abbildung 6: Übersicht zu Designparametern des Onshore-Ausschreibungsmodells	11
Abbildung 7: Zusammenfassung der Designparameter der beiden Ausschreibungsmodelle (Unterschiede in rot)	14
Abbildung 8: Differenz zwischen grauem und grünem Wasserstoff im Best-Case-Szenario	18
Abbildung 9: Grobe Abschätzung der Bandbreite für die jährlichen Kosten (in Mio. €) bei Realisierung von Wasserstofferzeugungsanlagen mit insgesamt 800 MW Anschlussleistung und Errichtung von 900 MW Wind-Offshoreleistung.	19

B. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Spezifische Kosten für den Wasserstofftransport

6

C. Literaturverzeichnis

1. Agora Energiewende: Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe, Fassung vom 19.03.2018
2. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“, Juli 2018
3. Jörg Gigler, Marcel Weeda (TKI NIEUW GAS): Outlines of a Hydrogen Roadmap, Mai 2018
4. Shell Wasserstoff Studie, Energie der Zukunft? Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H₂, 2017
5. Forschungszentrum Jülich: Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles, 2018
6. Frontier economics, IAEW, 4Management, EMCEL: Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende Deutschland – eine modellbasierte Analyse, September 2017
7. Royal Haskoning DHV: Offshore Wind Capacity Dogger Bank, 16.02.2017
8. Ove Struck: Erfahrungen mit 10 Prozent Wasserstoff im Erdgasnetz von Schleswig-Holstein Netz, DVGW energie impuls konkret, Januar 2018

KOMPETENZ
IN ENERGIE



E-Bridge
Kompetenz in Energie