

Bericht | August 2021

Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung – Update

Studie für den Landesverband Erneuerbare
Energien NRW e.V. (LEE-NRW)

Frank Merten (Wuppertal Institut)

Alexander Scholz (Wuppertal Institut)

Christine Krüger (Wuppertal Institut)

Simon Heck (Wuppertal Institut)

Dr. Yann Girard (DIW Econ)

Marc Mecke (DIW Econ)

Marius Goerge (DIW Econ)

Projektkoordination:

Frank Merten
Co-Leiter des Forschungsbereichs Systeme und Infrastrukturen
Abteilung Zukünftige Energie- und Industriesysteme
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
Döppersberg 19
42103 Wuppertal

frank.merten@wupperinst.org
Tel. +49 202 2492-126
Fax +49 202 2492-108

Projektpartner:

Dr. Yann Girard
Manager
DIW Econ GmbH
Mohrenstraße 58
10117 Berlin

ygirard@diw-econ.de
Tel.: +49-30-20 60 972-24
Fax: +49-30-20 60 972-99

Ansprechperson:

Prof. Stefan Lechtenböhrer
Abteilungsleiter Zukünftige Energie- und Industriesysteme

stefan.lechtenboehmer@wupperinst.org
Tel. +49 202 2492-216
Fax +49 202 2492-108

Impressum**Herausgeber:**

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
Döppersberg 19
42103 Wuppertal
www.wupperinst.org

Stand:

30. August 2021

Dieses Werk steht unter der Lizenz „Creative Commons Attribution 4.0 International“ (CC BY 4.0).

Der Lizenztext ist abrufbar unter: <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Inhalt

1	Hintergrund und Zielsetzungen	9
2	Zentrale Ergebnisse und Schlussfolgerungen	11
3	Kosten von Wasserstoff-Importen aus Sweet Spot Regionen außerhalb von Europa im Vergleich zur heimischen Produktion	19
3.1	Überblick über die aktuelle Studienlandschaft zu H ₂ -Bereitstellungskosten für Deutschland (Metaanalyse)	19
3.1.1	<i>Importkosten für grünen Wasserstoff aus Nordafrika gemäß Studienlandschaft</i>	25
3.2	Elektrolysetechnologien für die Produktion von grünem Wasserstoff (Metaanalyse)	27
3.3	Kostenfaktoren und -annahmen für die Produktion von grünem Wasserstoff mittels PEM-Elektrolyseure (Metaanalyse)	28
3.3.1	<i>Annahmen zur Entwicklung spezifischer Investitionen für PEMEL Anlagen</i>	33
3.3.2	<i>Annahmen zur Entwicklung der EE-Stromgestehungskosten</i>	34
3.3.3	<i>Transport- und Verteilungskosten für grünen Wasserstoff</i>	35
3.4	Vergleich von H ₂ -Bereitstellungskosten für Deutschland aus Marokko und Norwegen (Länderanalysen) mit den Produktionskosten in Deutschland	38
3.4.1	<i>Überblick und Auswahl</i>	39
3.4.2	<i>Marokko – H₂-Bereitstellungskosten und Rahmenbedingungen</i>	40
3.4.3	<i>Norwegen – H₂-Bereitstellungskosten und Rahmenbedingungen</i>	45
3.4.4	<i>Exkurs: H₂-Schiffstransport von Australien</i>	49
3.4.5	<i>Deutschland – Heimische H₂-Produktionskosten</i>	50
3.5	Einordnung der Ergebnisse	51
3.5.1	<i>Kosten vs. Preise</i>	51
3.5.2	<i>Bedarfe vs. Potenziale</i>	53
3.6	Diskussion und Einordnung der Ergebnisse	56

4	Wasserstoffproduktion als alternative Verwendung von ansonsten abgeregeltem Strom aus erneuerbaren Energien	58
4.1	Aktuelle Kosten durch abgeregelten Strom	58
4.2	Diskussion der Determinanten (inkl. Wasserstoff) der zukünftigen Ausfallarbeit	60
4.2.1	<i>Ausbau erneuerbarer Energien</i>	61
4.2.2	<i>Netzausbau</i>	61
4.2.3	<i>Äußere Einflüsse (insbesondere Wetterlagen)</i>	62
4.2.4	<i>Reduktion fossiler Energiegewinnung</i>	62
4.2.5	<i>Speichermöglichkeiten von Erzeugungsspitzen der erneuerbaren Energien</i>	62
4.2.6	<i>Stromexport und Stromimport</i>	63
4.3	Metaanalyse der Ausbauszenarien erneuerbarer Energien bis 2030 und bis 2050	63
4.4	Abschätzung einer Kostenbandbreite für abgeregelten Strom aus erneuerbaren Energien	68
4.5	Diskussion und Einordnung der Ergebnisse	71
5	Standortbewertungen für Elektrolyseanlagen in Deutschland	73
5.1	Metaanalyse Standortfaktoren für Elektrolyseanlagen	73
5.2	Analyse von zwei generischen Standorttypen: Freiflächen-PV und onshore-Wind	79
5.2.1	<i>Standortbewertung für PV-Freiflächenanlagen</i>	79
5.2.2	<i>Vergleich der Standortbewertungen</i>	85
5.3	Charakteristik von Abregelung bei häufigem Auftreten	86
5.3.1	<i>Datenbasis und –aufbereitung</i>	87
5.3.2	<i>Charakteristik abgeregelter Energie durch Einspeisemanagement</i>	88
5.3.3	<i>Schlussfolgerungen zur Charakteristik von Einsparungen</i>	90
6	Volkswirtschaftliche Wirkungen einer heimischen Wasserstoffproduktion	91
6.1	Die Wasserstoff-Wertschöpfungskette – Eine Einordnung	91
6.2	Zukünftiger Bedarf an Wasserstoff und Elektrolyse-Strom	97
6.2.1	<i>Einordnung von Wasserstoffszenarien aus der Literatur</i>	97
6.2.2	<i>Heimischer Bedarf an Elektrolyse und EE-Kapazitäten in Abhängigkeit der H₂-Importquoten</i>	102
6.3	Bestimmung volkswirtschaftliche Effekte einer heimischen Wasserstoffherzeugung	106
6.3.1	<i>Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch heimische Wasserstoffproduktion nach LBST (2019)</i>	106
6.3.2	<i>Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte bei unterschiedlichen H₂-Importquoten</i>	110
6.3.3	<i>Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte bei Produktion und Export von Anlagen der Wasserstoffherstellung</i>	113
6.4	Diskussion und Einordnung der Ergebnisse	116
7	Literaturverzeichnis	118

8 Anhang

123

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Importkosten für grünen Wasserstoff aus Nordafrika nach Studienlandschaft im Jahr 2030 -----	25
Abbildung 2: Importkosten für grünen Wasserstoff aus Nordafrika nach Studienlandschaft im Jahr 2050 -----	26
Abbildung 3: Produktionskosten für grünen Wasserstoff in Deutschland 2020 nach EE-Quellen und Kostenfaktoren-----	31
Abbildung 4: Sensitivität der Produktionskosten nach den verschiedenen relevanten Kostenfaktoren -----	32
Abbildung 5: Entwicklung der Investitionskosten für Elektrolyseure bis 2050-----	34
Abbildung 6: Spezifische Transportkosten für Wasserstoff via Pipeline und Schiff in Abhängigkeit der Entfernung-----	38
Abbildung 7: Darstellung und Bewertung von Importkandidaten-----	40
Abbildung 8: Ergebnisse der Metaanalyse sowie eigener Berechnungen (WI 2020) zu den zukünftigen Kosten von Wasserstoffimporten via Pipeline aus Marokko-----	41
Abbildung 9: Einflussfaktoren zur Bewertung von Marokko als Importkandidat-----	44
Abbildung 10: Ergebnisse der Metaanalyse sowie eigener Berechnungen zu den zukünftigen Kosten von Wasserstoffimporten via Pipeline aus Norwegen-----	46
Abbildung 11: Einflussfaktoren zur Bewertung von Norwegen als Importkandidat -----	48
Abbildung 12: Gesamtbewertung der Einflussfaktoren für Marokko, Norwegen und Australien--	50
Abbildung 13: Ergebnisse der Metaanalyse sowie eigener Berechnungen zu den zukünftigen Kosten einer Produktion von Wasserstoff in Deutschland -----	51
Abbildung 14: Variation der Parameter zur Untersuchung einer möglichen Kostenparität von heimischer Erzeugung gegenüber dem Import aus Marokko in 2050-----	53
Abbildung 15: Wasserstoffbedarfe nach Sektoren im Jahr 2050 sowie Einschätzung der Optionen zu ihrer Deckung für Deutschland -----	55
Abbildung 16: Ausfallarbeit und Entschädigungszahlungen nach Einsman (2009-2019) -----	60
Abbildung 17: EE-Ausbauszenarien mit Fokus 2030 und 2050 für Auswahl der unteren und oberen Grenze-----	67
Abbildung 18: Ausbaukorridor Wind- und Solarenergie-----	68
Abbildung 19: Korridor der zukünftigen Ausfallarbeit -----	69
Abbildung 20: Korridor der zukünftigen Entschädigungszahlungen nach dem Einsman -----	70
Abbildung 21: Gas- und Mineralölspeicher in Deutschland -----	84
Abbildung 22: Verlauf der berechneten abgeregelten Leistung in kW an der Ortsnetzstation Klixbüll Trafo 101 über alle Stunden des Jahres 2019: oben in zeitlicher Auflösung, unten sortiert nach der Leistung -----	88
Abbildung 23: Verlauf der angenommenen abgeregelten Leistung in kW in der Summe der 50 ONS mit der meisten Abregelung über die Viertelstunden des Jahres 2019, oben in zeitlicher Auflösung, unten sortiert nach der Leistung -----	90
Abbildung 24: Die Wertschöpfungskette von grünem Wasserstoff - Von der EE-Stromerzeugung bis zum Endverbrauch-----	92
Abbildung 25: Veranschaulichung der direkten, indirekten und induzierten Effekte entlang der Wasserstoff-Wertschöpfungskette-----	94
Abbildung 26: Prognose der Wasserstoffnachfrage der Endverbrauchssektoren für die Jahre 2030 und 2050 auf Basis verschiedener ausgewählter Studien (in TWh/a)-----	100
Abbildung 27: Prognose des Strombedarfs für die Elektrolyse für die Jahre 2030 und 2050 auf Basis verschiedener Studien aus der Literatur (in TWh/a)-----	101

Abbildung 28: Prognose der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch eine heimische Produktion von grünem Wasserstoff in LBST (2019)-----	109
Abbildung 29: Prognose der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch die inländische Herstellung von grünem Wasserstoff bei unterschiedlichen H ₂ -Importquoten ---	112
Abbildung 30: Prognose der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch die heimische Produktion und Export von Elektrolyse und sonstigen PtX-Anlagen -----	115
Abbildung 31: Ausbaurkorridor Windenergie (gesamt)-----	123
Abbildung 32: Ausbaurkorridor onshore-Windenergie -----	124
Abbildung 33: Ausbaurkorridor offshore-Windenergie -----	124
Abbildung 34: Ausbaurkorridor Solarenergie -----	125
Abbildung 35: Korridor der zukünftigen Ausfallarbeit (aus Windenergie gesamt)-----	126
Abbildung 36: Korridor der zukünftigen Ausfallarbeit (aus Photovoltaik)-----	126

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht über die wesentlichen Studieninhalte der betrachteten Studien – Teil 1-21	
Tabelle 2: Übersicht über die wesentlichen Studieninhalte der betrachteten Studien – Teil 2-22	
Tabelle 3: Übersicht über die wesentlichen Studieninhalte der betrachteten Studien – Teil 3-23	
Tabelle 4: Übersicht über die wesentlichen Studieninhalte der betrachteten Studien – Teil 4-24	
Tabelle 5: Übersicht über wesentliche techno-ökonomische Kennwerte von Elektrolyseuren (eigene Einschätzungen und Technikauswahl) -----	28
Tabelle 6: Übersicht über die verwendeten Kostenfaktoren für die H ₂ -Produktion und ihre Art der Verwendung für die eigenen Berechnungen-----	29
Tabelle 7: Ausgewählte feste Kostenfaktoren für PEMEL Anlagen (-Systeme)-----	30
Tabelle 8: Ausgewählte fallspezifische Kostenfaktoren PEMEL Anlagen (-Systeme) und die Länder Deutschland, Marokko und Norwegen -----	30
Tabelle 9: Wesentliche Eigenschaften der Transportoptionen Pipeline und Schiff -----	36
Tabelle 10: Ausfallarbeit und Entschädigungszahlungen nach Energieträger (2009-2018)----	59
Tabelle 11: Wirkungsrichtung der Determinanten der Ausfallarbeit in Deutschland-----	61
Tabelle 12: Übersicht relevante Studien zum Ausbau erneuerbarer Energien bis 2030 und 2050 -----	63
Tabelle 13: Relevante Szenarien des Ausbaus erneuerbarer Energien bis 2030 und 2050 ---	64
Tabelle 14: Übersicht über die Studienrahmen und Standortkriterien der ausgewerteten Studien -----	74
Tabelle 15: Übersicht über die Standortkriterien in den ausgewerteten Studien-----	78
Tabelle 16: Bewertung der Standortkriterien für Elektrolyseure bei PV-Freiflächenanlagen---	81
Tabelle 17: Stärken und Schwächen von möglichen Standorten für Elektrolyseure im Kontext von PV-Freiflächenanlagen -----	82
Tabelle 18: Bewertung der Standortkriterien für Elektrolyseure bei Windenergieanlagen an Land -----	85
Tabelle 19: Vergleich der Bewertung der Standortkriterien für Elektrolyseure bei PV-Freiflächenanlagen und Windenergieanlagen an Land -----	86
Tabelle 20: Relative Vorteile einer heimischen Wasserstoffproduktion bezüglich zusätzlicher Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte im Vergleich zum Import -----	96

Tabelle 21:	Steckbriefe der Wasserstoffszenarien aus der Literatur -----	97
Tabelle 22:	Darstellung der Strombedarfe und installierten Leistung an Elektrolyse- und EE-Kapazitäten für die heimische Produktion von grünen Wasserstoff bei unterschiedlichen H ₂ -Importquote (für die Jahre 2030 und 2050)-----	103
Tabelle 23:	Prognose der Wertschöpfungseffekte (in Mrd. €/Jahr) bei unterschiedlichen H ₂ -Importquoten (für 2030 und 2050)-----	128
Tabelle 24:	Prognose der Beschäftigungseffekte (in Tsd.) bei unterschiedlichen H ₂ -Importquoten (für 2030 und 2050)-----	128

1 Hintergrund und Zielsetzungen

Wasserstoff produziert aus erneuerbaren Energien (EE) ist ein wesentlicher Baustein für eine künftige klimaneutrale Energiewirtschaft, in der alle Sektoren defossiliert sind. In diesem Kontext veröffentlichte die Bundesregierung im Juni 2020 ihre nationale Wasserstoff-Strategie (NWS), die die Zielsetzungen und Rahmenbedingungen für eine „CO₂-freie“¹ Wasserstoffproduktion und -nutzung in Deutschland vorgibt (BMWi 2020a). Die NWS verfolgt u.a. folgende Ziele:

- Wasserstoff wettbewerbsfähig zu machen,
- einen „Heimatmarkt“ für Wasserstofftechnologien in Deutschland zu entwickeln und Importen den Weg zu bereiten,
- Wasserstoff als alternativen Energieträger zu etablieren,
- Wasserstoff als Grundstoff für die Industrie nachhaltig zu machen,
- die Transport- und Verteilinfrastruktur weiterzuentwickeln und
- die deutsche Wirtschaft zu stärken und weltweite Marktchancen für deutsche Unternehmen zu sichern.

Die Bundesregierung rechnet im Rahmen der NWS im Vergleich zum aktuellen, fossil basierten Wasserstoffbedarf durch die Industrie in Höhe von rund 55 TWh_{th}/a mit einem Bedarf von 90 bis 110 TWh_{th}/a bis zum Jahr 2030. Für den langfristigen Bedarf bis zum Jahr 2050 werden zwei verschiedene Studien (die BMU Klimaschutzszenarien und die BDI Klimapfade) und eine Bandbreite von 110 bis 380 TWh_{th}/a angegeben. Vor diesem Hintergrund wird in der Strategie zu Beginn konstatiert, dass „die für die Energiewende voraussichtlich benötigten großen Mengen an Wasserstoff aus heutiger Sicht nicht nur in Deutschland produziert werden können, da die erneuerbaren Erzeugungskapazitäten innerhalb Deutschlands begrenzt sind. Daher wird Deutschland auch in Zukunft ein großer Energieimporteur bleiben müssen.“ (BMWi 2020a, S. 4). Dazu sollen sowohl innereuropäische als auch internationale Kooperationen und Partnerschaften ausgebaut werden.

Zum Umfang der Importe im Vergleich zur heimischen Produktion werden in der Strategie jedoch direkt keine Aussagen getroffen. Bis zum Jahr 2030 (2040) strebt die Bundesregierung eine H₂-Erzeugungsleistung von 5 GW_{el} (10 GW_{el}) bzw. eine Erzeugungsmenge von 14 TWh_{th}/a (28 TWh_{th}/a) an. Demnach könnten im Jahr 2030 lediglich 1/8 bis 1/6 und auch langfristig nur ein marginaler Teil des erwarteten H₂-Bedarfs in Deutschland durch eine heimische Produktion gedeckt werden, der weit überwiegende Rest müsste importiert werden. Dazu soll der Wasserstoff von weiter entfernten Standorten in Tank- oder Transportschiffen nach Deutschland transportiert werden. Das Potenzial dafür bestehe beispielsweise in Marokko, aber auch in Chile oder Saudi-Arabien (energiate 2020).

Die langfristig zu erwartende Deckungslücke kann jedoch nach der aktuellen (dena 2018)² noch deutlich größer ausfallen. Diese erwartet im Jahr 2050 eine inländische

1 Über die Herkunft (bzw. die Farbe) des CO₂ gibt es anhaltende Diskussionen und Kontroversen, so dass unklar und offen ist, welche Prozessketten (also ob und wie z.B. auch sogenannter „blauer“ und „türkiser“ Wasserstoff aus Erdgas mittels Dampfreformierung bzw. Methanpyrolyse kombiniert mit CCS) in der Strategie berücksichtigt werden. Unabhängig davon konzentriert sich diese Studie auf die Produktion von grünem Wasserstoff aus erneuerbarem Strom mittels Elektrolyse.

2 Hyperlink: [dena-Leitstudie](#)

Nachfrage nach synthetischen Brennstoffen von bis zu 908 TWh_{th}/a und eine inländische Erzeugung zwischen 130 und 164 TWh_{th}/a, so dass bis zu ca. 780 TWh_{th} (oder 86 %) zum größten Teil aus Regionen wie Nordafrika importiert werden müssten. Dabei ist allerdings zu beachten, dass es sich dabei nicht nur um Wasserstoff, sondern in größerem Umfang um daraus synthetisierte, so genannte PtX-Produkte wie Methan, Methanol, Diesel und Kerosin handelt. Als Hauptgrund für Importe werden die günstigeren Produktions- und Transportkosten sowie EE-Flächenpotenziale in den Exportländern genannt.

Eine solche importorientierte Strategie führt jedoch im Vergleich mit einem stärkeren nationalen Ausbau von Strom- und Wasserstoffproduktion zu einer Schwächung der angestrebten industriepolitischen Ziele, der nationalen Beschäftigung und Wertschöpfung sowie zu Risiken bei der Versorgungssicherheit. Zudem mangelt es in den künftigen Exportländern noch an den strukturellen Voraussetzungen³, während hierzulande weiterhin eine dynamische Kostensenkungskurve zu beobachten ist und grundsätzlich weitaus größere Erzeugungspotenziale möglich sind, als in vielen Studien angenommen. Daher stellt sich ganzheitlich betrachtet die Frage, inwiefern eine stärker national orientierte Wasserstoffstrategie nicht auch gleich gut bis sogar besser abschneiden kann als eine Importorientierte.

Diese Studie wird daher explorativ untersuchen,

- wie hoch die Importkosten künftig im Vergleich zur nationalen Erzeugung ausfallen (siehe Kapitel 3),
- inwieweit die Wasserstofferzeugung abgeregelten Strom aus EE, insbesondere Windstrom, alternativ nutzen und damit Kosten einsparen kann (Kapitel 4),
- welche Standorte für Elektrolyseure in Deutschland, insbesondere im Hinblick auf Standorte für (neue) Windkraft- und PV-Anlagen, am besten geeignet erscheinen (Kapitel 5) und
- welche Bruttowertschöpfung und Beschäftigung eine heimische Herstellung von Wasserstoff – insbesondere durch den zusätzlichen Bedarf an EE-Anlagen - generieren kann und daraus resultierend, welche gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen mit einer importorientierten vs. einer nationalen Wasserstoffstrategie verbunden sind (Kapitel 6).

Eine Zusammenfassung und kritische Einordnung der zentralen Ergebnisse und Schlussfolgerungen folgt unmittelbar im Anschluss an dieses einleitende Kapitel.

3 Die NWS betont selber in Maßnahme 37, „dass ein Import von grünem Wasserstoff oder darauf basierenden Energieträgern nach Deutschland zusätzlich zur einheimischen Energieproduktion in den jeweiligen Partnerländern erfolgt und nicht zu Lasten der häufig unzureichenden erneuerbaren Energieversorgung in den Entwicklungsländern geht.“

2 Zentrale Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Unsicherheiten bestimmen Annahmen und Ergebnisse für H₂-Bereitstellungskosten

Den vielfältigen Unsicherheiten geschuldet, zeigen die betrachteten Studien erhebliche Bandbreiten bei sämtlichen relevanten Faktoren für die Abschätzung von künftigen H₂-Bereitstellungskosten auf.

Zunächst ist allen betrachteten Studien gemein, dass zukünftig stark rückläufige spezifische Investitionen für Elektrolyseure erwartet werden. An dieser Stelle ergeben sich jedoch bereits zwei Unsicherheiten: Zum einen zeigt sich hier eine deutliche Bandbreite bei den Studienannahmen, welche über den betrachteten Zeitraum im Bereich bis zu etwa 800 €/kW_{el} liegt und im Mittel zunimmt. Annahmen zu (künftigen) Investitionen können daher als unsicher bezeichnet werden, so dass für Kostenberechnungen immer Bandbreiten angegeben werden sollten. Zum anderen belaufen sich die Kostendegressionen bei den Investitionskosten im Mittel auf etwa –30 % bereits bis 2030 und etwa –60 % bis 2050. Hierzu sind jedoch neben Optimierungen der Anlagenfertigung vor allem Skaleneffekte durch eine stark wachsende Nachfrage zu realisieren. Hierfür dürfte es jedoch bisher noch an den nötigen Anreizen mangeln, so dass die o.g. Kostenreduktionen bis zum Jahr 2030 angesichts der knappen Zeit eher unwahrscheinlich sind.

Langfristig impliziert eine solche Entwicklung eine zunehmende Bedeutung der variablen Betriebskosten, welche vor allem durch die Stromgestehung und den Wirkungsgrad der Elektrolyseure bestimmt werden. Eine hohe Anlageneffizienz und EE-Ertragsgüte der Standorte sind daher zur Absicherung gegen hohe Produktionskosten und Vermeidung von Rebound-Effekten anzustreben. Allerdings zeigen die betrachteten Studien für alle Länder hohe Spreizungen in den realisierbaren Stromkosten. Im Vergleich dazu sind die Volllaststunden der Elektrolyseure nur unterhalb eines Schwellwertes von ca. 3.000 h/a wirklich ökonomisch bedeutsam (siehe Sensitivitätsanalyse in Kapitel 3.3). Dies stellt vor allem für eine H₂-Produktion aus PV-Strom einen sehr kritischen Faktor dar.

Die vielfältigen Unsicherheiten in den Studienannahmen sind besonders ausgeprägt bei der Betrachtung möglicher Importstrategien, gilt es hier neben der Produktion auch den Aufbau und Betrieb notwendiger Transportinfrastrukturen, Gewinnaufschläge der Exportnationen sowie Lieferkettenrisiken zu berücksichtigen.

Teure Schiffstransporte grenzen den Importradius für Wasserstoff weitgehend auf Pipelinelösungen ein

Für den Transport von Wasserstoff (nicht seinen synthetischen Derivaten) sind Schiffe wegen der energieintensiven Verflüssigung des Wasserstoffs deutlich teurer als Pipelines und rechnen sich erst bei großen Entfernungen ab ca. 4.000 km. Wenngleich beide Optionen mit hohen Unsicherheiten behaftet sind, ist die Bandbreite an Kostenschätzungen in der Literatur für Schiffe um das Dreifache größer als für einen Transport via Pipeline, weshalb auch deshalb der Seeweg nicht zu favorisieren ist und nach Möglichkeit nur Exportkandidaten berücksichtigt werden sollten, die im Radius einer Pipeline-Lösung liegen. Wegen der hohen infrastrukturellen Hürden beim Aufbau eines internationalen Pipelinesystems könnte es jedoch gerade am Anfang zu Schiffsimporten in flexiblen und kleineren Quantitäten kommen. Dies setzt

jedoch eine entsprechende Technologieentwicklung geeigneter LH₂-Schiffe voraus, welche derzeit noch nicht am Markt erhältlich sind.

Ein künftiger Wasserstoffhandel wird langfristig eher zur Angleichung von Preisen führen

Gewinnaufschläge sind sowohl von den Akteuren in den Exportnationen als auch in Deutschland zu erwarten. Eine künftige hohe Nachfrage bei globalisierten Marktstrukturen könnte die Handelspreise anheben und vermeintliche Standortvorteile von Ländern wie Marokko ausgleichen. Ob sich jedoch tatsächlich ein globaler Wasserstoffmarkt entwickelt – wie es sich derzeit für den Flüssiggas-Handel abzeichnet – oder ob die hohen Transporthürden zu einer Orientierung am überregionalen Erdgasmarkt via Pipeline führen werden, ist ungewiss. Die Art der Handelsstrukturen (Verkäufer- oder Käufermarkt) wird letztlich darüber entscheiden, ob sich die Preise eher angleichen oder auseinandergehen.

Die heimische Erzeugung von H₂ kann unter Berücksichtigung aller ökonomischen Faktoren konkurrenzfähig zu Importen sein

Je nach Publikation und zugrunde gelegten Annahmen über Strompreise, Transportkosten und Gewinnaufschläge nivellieren sich die Vollkostenunterschiede zwischen Importen und heimischer Erzeugung. Darüber hinaus werden in den betrachteten Publikationen im Ausland tendenziell eher überdurchschnittlich gute Standortbedingungen angenommen, welche vor Ort jedoch nur in begrenztem Umfang zur Verfügung stehen. Grundsätzlich bleibt fraglich, ob diese besten Potenziale tatsächlich für Elektrolyseure genutzt werden – insbesondere, wenn jene Exportzwecken dienen – oder ob sie nicht vielmehr für die lokale Energiewende zu allokiert sind. Die Analyse lässt damit nicht den allgemeinen Schluss zu, dass ein Bezug von grünem Wasserstoff aus viel diskutierten Regionen wie Nordafrika kostengünstiger ist als eine heimische Produktion in Deutschland.

Dabei sind auch die enormen volkswirtschaftlichen Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte zu berücksichtigen, welche im Falle einer starken heimischen Wasserstoffproduktion gehoben werden können (siehe Kapitel 6.3).

H₂-Exporte können die lokale Energiewende behindern

Viele der aktuell diskutierten Exportkandidaten sind derzeit selbst stark abhängig von fossilen Energieträgern. Marokko hat beispielsweise in den letzten Jahren stark in erneuerbare Energien investiert und kann ambitionierte Ziele für den weiteren Ausbau vorweisen, dennoch machen fossile Energieträger derzeit rund 90 % des Primärenergiemix aus und werden auch im Jahr 2030 noch tragende Rollen einnehmen. In solchen Regionen birgt eine stark exportorientierte Wasserstoffwirtschaft das Risiko, die Energiewende vor Ort zu verschleppen, da Ausbaupkapazitäten und Arbeitskräfte gebunden werden. Im schlechtesten Fall begünstigen hohe Margen im Wasserstoffhandel den Weiterbetrieb fossiler Strukturen in den Exportländern. Zudem ergeben sich für die Importnation durchaus Unsicherheiten bezüglich der tatsächlichen Herkunft (Farbe) des Wasserstoffs (grün, blau, grau, mix), wenn keine Inselsysteme für die Stromversorgung der Elektrolyseure zum Einsatz kommen oder mehrere Produktionsrouten für Wasserstoff im Land bestehen und diese vermengt werden.

Bereitstellungskosten bilden nur eine Teilmenge der notwendigen Diskussion ab

Eine stark importorientierte Wasserstoffstrategie steigert die Versorgungsabhängigkeit von anderen Ländern und deren Transformationsdynamik. Auch ist der zeitliche Aufwand für den Aufbau einer internationalen Transportinfrastruktur über weite Distanzen nicht zu unterschätzen. Diese Faktoren bergen das Risiko, dass die benötigten Mengen an grünem Wasserstoff nicht rechtzeitig oder nur zu hohen Preisen eingekauft werden können. Darüber hinaus benötigt ein starker Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien entsprechende Flexibilitäten im System, welche ohne Elektrolyseure und H₂-Speicher anderweitig bereitgestellt werden müssen.

Wasserstoffallianzen bleiben von strategischer Bedeutung

Wenngleich die genannten Argumente für eine Stärkung des heimischen Ausbaus über das in der Nationalen Wasserstoffstrategie angestrebte Niveau hinaus sprechen, behält der Aufbau internationaler Wasserstoffallianzen seine strategische Bedeutung, denn Importe können je nach Nachfrageszenario und Ausbauehemnissen trotz hoher eigener Erzeugung durchaus notwendig werden. Unter Berücksichtigung von Eigenbedarfen und Nachfrage aus weiteren Ländern sind jedoch auch dort die Exportpotenziale für günstigen grünen Wasserstoff nicht unbegrenzt, insbesondere da es weit entfernte globale Optionen aufgrund der hohen Transportkosten via Schiff zu vermeiden gilt. Letztere sollten jedoch durchaus für einen Import von besser verschiffbaren synthetischen Wasserstoffderivaten, wie Power-to-Liquids, strategisch adressiert werden. Langfristig wird es vermutlich beide Strategien brauchen, doch über die Verhältnisse zwischen Importen und heimischer Erzeugung entscheiden letztlich Politik und Gesellschaft.

Studien zu Standorten von Elektrolyseuren konzentrieren sich häufig auf die Stromerzeugungsseite, bevorzugen den Norden von Deutschland und vernachlässigen die industriellen Abnehmer von Wasserstoff

Insgesamt sind bislang noch relativ wenig abgeschlossene und veröffentlichte Untersuchungen zu Standorten für PtG-Anlagen für die H₂-Produktion bekannt. Die ausgewerteten Studien unterscheiden sich zum Teil deutlich hinsichtlich der Kriterien für Elektrolysestandorte als auch der erwarteten installierten Leistungen und Erzeugungsmengen. Die wenigsten Studien berücksichtigen explizit Überschussströme bzw. Abregelungen als Standortvoraussetzungen, dennoch orientiert sich die Standortauswahl häufig am Stromnetz bzw. den vor Ort angeschlossenen EE-Leistungen. Dadurch werden oft Standorte im Norden und – bezogen auf Windenergie – onshore und offshore (Anlandungspunkte) bevorzugt, um die zu erwartenden Überschussstrommengen durch Umwandlung in Wasserstoff nutzbar zu machen. Eine wirtschaftliche Bewertung dieser Standorte und der damit verbundenen Einsatzstrategien der Elektrolyseanlagen gibt es in den Studien bisher nicht. Es gibt jedoch wichtige Hinweise auf mögliche stromseitige Rebound-Effekte. Konzentrierte Leistungen von Elektrolyseanlagen an Netzknoten mit den höchsten EE-Anschlussleistungen können Netzengpässe und damit den Redispatch- und Abregelungsbedarf vor Ort auch erhöhen. Eine stärkere Verteilung der Elektrolyseanlagen auf mehrere Netzknoten kann dagegen zu einer generellen Entlastung des Stromnetzes und Verringerung von Engpässen, insbesondere von Norden nach Süden, führen.

Die Verortung der H₂-Nachfrage spielt für die Standortbewertungen und -bestimmungen in den Studien eine geringere Rolle. Das Vorhandensein lokaler Bedarfe wird nur in einem Teil der Studien adressiert und auch in diesen als weniger relevant als die räumliche Nähe zur EE-Erzeugung eingeschätzt. Daher spielen Regionen in Nordrhein-Westfalen und allgemein ab der Mitte bzw. im Süden Deutschlands bisher kaum eine Rolle in Studien zu Standorten von Elektrolyseanlagen. Vor diesem Hintergrund stellt sich jedoch die zentrale Frage, wie künftig insbesondere die großen industriellen Abnehmer aus der Stahl- und Chemieindustrie im Westen und Süden des Landes am besten mit grünem Wasserstoff versorgt werden können.

Regionen mit hoher Ausfallarbeit können heute schon attraktiv für Elektrolyseanlagen sein

Aufgrund von Verzögerungen beim Stromnetzausbau kommt es insbesondere in den nördlichen Bundesländern zunehmend zu nennenswerten Abregelungen von Windstrom im Rahmen vom Einspeisemanagement (Einsman). Der EE-Strom kann weder ausreichend vor Ort genutzt, noch aufgrund von Engpässen im Transportnetz zu weiter entfernten Verbrauchern übertragen werden. Daher stellt sich die Frage, inwiefern dieser Strom trotz begrenzten zeitlichen Auftretens im Jahr sinnvoll für eine Produktion von grünem Wasserstoff vor Ort genutzt werden kann.

Eine exemplarische bottom-up Untersuchung zeigt, dass sich Netzgebiete mit hohen Anteilen von Einspeisemanagement wie beispielsweise in Schleswig-Holstein bereits heute für die Nutzbarmachung abzuregelnder Energiemengen mit Hilfe von Elektrolyseuren anbieten. Dabei ist zwischen Standorten an Ortsnetzstationen und an zentralen Netzknoten im Gebiet zu unterscheiden. Im ersten Fall sind die installierbaren Elektrolyse-Leistungen auf wenige MW und Volllaststunden unter 2500 h/a begrenzt. Im Falle eines günstigen zentralen Anschlusses (d.h. ohne Engpässe im Verteilnetz) bei dem die Abregelung an allen 50 besonders betroffenen ONS herangezogen werden kann, sind dagegen bis zu 100 MW mit bis zu 3000 Volllaststunden möglich. Dadurch könnte ein nicht zu vernachlässigender Anteil (0,3 TWh) der sonst abgeregelten Menge der Windstromerzeugung in Schleswig-Holstein in Form von grünem Wasserstoff nutzbar gemacht werden. Inwiefern dies auch wirtschaftlich darstellbar ist, ist vor allem eine Frage des Umgangs mit der Kostenallokation des abzuregelnden Stroms (s.u.).

Die Voraussetzungen für eine Elektrolyse auf Basis von „Einsman-Windstrom“ in Schleswig-Holstein und vergleichbaren Netzgebieten dürften zumindest noch so lange gegeben sein, wie der EE-Ausbau stärker und schneller als der nötige Netzausbau stattfindet. Neben dem Netzausbau können jedoch auch ‚*smart grid und market*‘-Lösungen in Konkurrenz zur Elektrolyse treten. Es bleibt das Risiko, dass bei erfolgreichem Netzausbau die möglichen Auslastungen der Elektrolyseure durch Einsman-Strom stark zurückgehen.

Unsicherheit bestimmt das Ausmaß zukünftiger Ausfallarbeit

Bei der Betrachtung der Ausfallarbeit von EE-Strom in Deutschland und deren möglicher Entwicklung für die Jahre 2030 und 2050 sind große Schwankungen denkbar und ist – abhängig vom jeweils unterstellten Ausbauszenario – eine Schätzung mit bedeutender Unsicherheit behaftet. Dies ist insbesondere auf die nur schwer zu prognostizierenden Wirkungen der Determinanten (insbesondere äußere Einflüsse,

tatsächlicher Ausbau erneuerbarer Energien und Netzausbau) der Ausfallarbeit zurückzuführen. Das geschätzte Intervall zwischen 9,4 und 43,3 TWh/a bis 2050 zeigt somit die mögliche Größenordnung der Ausfallarbeit unter der Annahme gleichbleibender Verhältnisse (BAU-Annahme). Durch einen fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien und der damit verbundenen erhöhten Volatilität bei der Stromerzeugung in Folge von besonderen Wetterlagen, die zu Kapazitätsengpässen im Netz führen, solange nicht mit ambitionierten Netzausbau an kritischen Netzknoten gegengesteuert wird, ist eher mit einem deutlichen Anstieg der Ausfallarbeit zu rechnen. Aus heutiger Sicht ist dieser Anstieg jedoch schwer zu quantifizieren. Aus regulatorischer Sicht sind zudem tiefgreifende Änderungen des Einsparman insgesamt denkbar, die sowohl die Anreize zur Vermeidung der Ausfallarbeit als auch eine mögliche anderweitige Verwendung des bisher nicht genutzten Stroms zur Folge haben können.

Alternative Nutzung von sonst abgeregeltem EE-Strom aus volkswirtschaftlicher Perspektive sinnvoll

Mit fortschreitendem Wachstum des abgeregelten Stroms aus erneuerbaren Energien stellt sich mehr und mehr die Frage nach einer alternativen Nutzung. Dies würde zum einen das Potenzial der bestehenden (und zukünftig zugebauten) Anlagen besser ausschöpfen und nutzbar machen, und zum anderen aus volkswirtschaftlicher Sicht geringere Kosten in Form von Entschädigungszahlungen für nicht produzierten Strom zur Folge haben. Eine anderweitige Nutzung ist deshalb sinnvoll. Eine mögliche Umsetzung der besseren Nutzung des sonst abgeregelten Stroms bzw. der Verhinderung des Entstehens von Ausfallarbeit insgesamt kann beispielsweise durch eine Umwandlung in grünen Wasserstoff erfolgen. Eine solche Umwandlung kann somit einen Beitrag zur heimischen Wasserstoffproduktion aus erneuerbaren Energien leisten und zu volkswirtschaftlichen Effekten in Deutschland führen. Beim verstärkten Betrieb von Elektrolyseuren zur Verhinderung bzw. Nutzung von Ausfallarbeit ist jedoch zu beachten, dass diese anlagennah oder an relevanten Netzknoten bzw. -engpässen errichtet werden sollten. Zudem ist problematisch, dass ein gewisser Anteil der Ausfallarbeit für die Elektrolyse nicht sinnvoll nutzbar ist. Dies ist beispielsweise in Zeiten von Erzeugungsspitzen denkbar, die so groß sind, dass sie auch von zusätzlich zugebauten Elektrolyseuren nicht in vollem Umfang aufgefangen werden können (zeitliche Dimension). Außerdem kann das Problem bestehen, dass Elektrolyseure so positioniert sind, dass sie nur bestimmte, nicht zu weit entfernte Netzengpässe überbrücken können (räumliche Dimension).

Die Nutzung von sonst abgeregeltem Strom hat ihre Grenzen und wirft Fragen der Kostenverteilung auf

Trotz der volkswirtschaftlich gesehen sinnvollen alternativen Nutzungsmöglichkeiten von sonst abgeregeltem Strom, stößt dessen Verwendung an Grenzen. Beispielsweise ist, unter der hier getroffenen BAU-Annahme, die in den Jahren 2030 bzw. 2050 prognostizierte Ausfallarbeit und damit verbunden die potenziell erzeugte Menge an grünem Wasserstoff in ihrer Größenordnung nicht maßgeblich für die Deckung des heimischen Wasserstoffbedarfs. Lediglich ein kleiner Beitrag könnte dazu geleistet werden. Da jedoch die Höhe der Ausfallarbeit wie zuvor beschrieben großen Unsicherheiten unterliegt, kann sich dies zukünftig noch ändern.

Des Weiteren stellt sich bei der Nutzung von sonst abgeregeltem Strom die Frage der Kostenverteilung. Diese ist aus heutiger Sicht noch vollkommen offen, weswegen über zukünftige Regelungen nur Vermutungen angestellt werden können. Denkbar wären dabei verschiedene Szenarien. Zum einen könnte die Entschädigung der Ausfallarbeit wie bisher geregelt werden und der dennoch erzeugte und alternativ verwendete Strom kostenlos für die Elektrolyse zur Verfügung gestellt werden. Dies wird jedoch als nicht sehr wahrscheinlich angesehen, da eine alleinige Finanzierung über die Endverbraucher bei diesen auf Widerstand stoßen würde. Eine andere denkbare Regelung wäre zudem, dass die Betreiber der Elektrolyseure dem EE-Anlagenbetreiber einen Preis für die Nutzung des überschüssig erzeugten Stroms zahlen. Es ist denkbar, dass dieser Preis sich entweder am jeweiligen Marktpreis oder einem anderweitig festgesetzten Preis orientiert. Auch eine Kostenteilung, bei der sowohl die Betreiber der Elektrolyseure als auch die Endverbraucher – die derzeit die Kosten der Ausfallarbeit tragen – einen Teil der Kosten tragen, ist denkbar. Hierzu lässt sich jedoch festhalten, dass es derzeit keinerlei Regelungen dazu gibt bzw. keine neuen Regelungen absehbar sind, was eine zukünftige Planung für alle beteiligten Akteure erschwert. Es ist deswegen Aufgabe der Politik, einen entsprechenden Marktrahmen für die zukünftige Verwendung der Ausfallarbeit zu schaffen, die die wirtschaftliche Erzeugung von grünem Wasserstoff ermöglicht und Investitionssicherheit schafft.

Grüner Wasserstoff als bedeutsamer Energieträger der Zukunft mit enormen Potenzialen für die heimische Wirtschaft

Grüner Wasserstoff kann zukünftig eine signifikante Rolle als nachhaltiger Energieträger in Deutschland einnehmen, da er in Anwendungsbereiche vordringt, die sich langfristig nur schwer elektrifizieren lassen. Wie hoch der Bedarf an Wasserstoff in Deutschland zukünftig sein wird, ist aus heutiger Sicht aufgrund der Unsicherheit über mögliche Entwicklungspfade ungewiss. Auf Basis einer Metanalyse ergibt sich eine realistische Bandbreite für den heimischen Wasserstoffbedarf – primär für die energetische Nutzung – in Höhe von 80-110 TWh/a für das Jahr 2030 und von 200-450 TWh/a für 2050. Aufgrund der heutigen Ungewissheit bezüglich der Höhe des künftigen Wasserstoffbedarfs lassen sich auch die volkswirtschaftlichen Effekte, die mit einer heimischen Wasserstoffproduktion direkt und indirekt in Zusammenhang stehen, nur ungefähr abschätzen. Die Analyse zeigt aber deutlich, dass die inländische Herstellung von grünem Wasserstoff ein enormes Potenzial für zusätzliche Wertschöpfung, Beschäftigung und Steuereinnahmen impliziert, wenn der Wasserstoffbedarf in überwiegenden Mengen durch heimische Elektrolyseure und vorgelagerte EE-Anlagen zur Stromerzeugung gedeckt wird. In Abhängigkeit der Wasserstoffnachfrage und des Umfangs der heimischen Bedarfsdeckung in einer Bandbreite von 0 bis 90 % können die damit verbundenen volkswirtschaftlichen Effekte in 2050 zwischen jährlich rund 2 und 30 Mrd. Euro Bruttowertschöpfung bzw. ca. 20.000 und 800.000 zusätzlichen Arbeitsplätzen entlang der gesamten Wertschöpfungskette der Wasserstoffherstellung – d.h. inklusive der Stromerzeugung, der Produktion der benötigten Anlagen und aller damit direkt und indirekt verbundenen Vorstufen – liegen. Insbesondere durch die Errichtung und den Betrieb von Windkraft- und PV-Anlagen sowie deren Vorleistungsbranchen ergeben sich ökonomische Effekte, aber auch durch die eigentliche Wasserstoffherstellung mittels Elektrolyse sowie durch die Speicherung und den Transport. Bezogen auf die heimisch produzierte

Menge an grünem Wasserstoff ergibt sich bei maximalen Wertschöpfungseffekten von 30 Mrd. Euro im Jahr 2050 rein rechnerisch ein Wert in Höhe von etwa 7 Cent Wertschöpfung je kWh produziertem Wasserstoff.

Gute Rahmenbedingungen für einen Wasserstoff-Heimatmarkt schaffen

Um die volkswirtschaftlichen Potenziale auszuschöpfen, müssen geeignete und stabile Rahmenbedingungen geschaffen werden, die Anreize für privatwirtschaftliche Investitionen in Elektrolyse-Anlagen schaffen. Dadurch wird ein schneller heimischer Markthochlauf im industriellen Maßstab praktikabel gemacht, der zu Produktivitätszuwächsen und einer Kostendegression in der Wasserstoffherstellung führt. Sinnvolle Rahmenbedingungen zielen insbesondere auf die Stärkung des Ausbaus von EE-Anlagen zur Deckung des Strombedarfs ab, zum Beispiel durch zügige und ambitioniertere Planungs- und Ausschreibungsverfahren zusätzlicher Erzeugungskapazitäten im Vergleich zu heute. Neben der Schaffung eines gänzlich neuen Energiemarktdesigns, welches den zukünftigen Anforderungen alleiniger EE-Erzeugung gewappnet ist, bedarf es kurzfristig einer steuerlichen Bevorteilung oder eines Erlass von Steuern, Abgaben und Umlagen, zum Beispiel indem der benötigte Strom für die Elektrolyse von einem erheblichen Teil der Umlage nach dem Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG) befreit wird. Planungssichere Instrumente sind hier essenziell, um die Betriebskosten bei der Wasserstoffherstellung verlässlich abzusenken und die Nachfrage zu stimulieren. Neben der Förderung von regionalen Pilot-Projekten zur Wasserstoffproduktion braucht es ein gezieltes nationales Gigawatt-Programm, das den Aufbau von Elektrolyseuren offensiver propagiert als in der bisherigen Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung. Damit können ebenfalls Betriebskosten gesenkt und der Aufbau von heimischen Wasserstoff-Wertschöpfungsketten mit einer wettbewerbsfähigen Zulieferindustrie beschleunigt werden. Neben angebotsseitigen Impulsen sind nachfrageseitige Maßnahmen notwendig, die die Nutzung von Wasserstoff in den Anwendungsbereichen Verkehr, Industrie und Wärme vorantreiben, beispielsweise durch die Förderung von FuE-Aktivitäten bei der Brennstoffzellentechnologie und dem Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur. Hierbei muss allerdings immer wieder beachtet werden, dass eine direkte elektrische Verwendung des Stroms einer solchen mit vorheriger Umwandlung in Wasserstoff vorzuziehen ist.

Wasserstoff als Chance für Deutschlands Exportindustrie

Ein starker Heimatmarkt für Wasserstoff leistet nicht nur einen entscheidenden Beitrag zur heimischen Wertschöpfung und Energieunabhängigkeit, sondern generiert zudem Wissens- und Wettbewerbsvorteile auf dem internationalen Absatzmarkt von Elektrolyseuren und sonstigen PtX-Anlagen. Deutschland ist im Anlagen- und Maschinenbau bereits in einer globalen Führungsrolle. Bei der Produktion und dem Export von Anlagen zur Wasserstoffherstellung und -weiterverarbeitung kann sich die deutsche Wirtschaft ebenfalls als technologischer Vorreiter auf dem Weltmarkt etablieren, was zusätzliche signifikante volkswirtschaftliche Effekte hervorrufen kann. Sich lediglich auf den Export von Elektrolyseuren und PtX-Anlagen zu verlassen, ohne diese im heimischen Markt umfangreich einzusetzen und weiterzuentwickeln, wird allerdings fehlschlagen, sodass ein starker Heimatmarkt eine essenzielle Voraussetzung für eine gelungene Exportstrategie darstellt.

Kooperation und Effizienz statt Autarkie und nationale Alleingänge

Durch die signifikant gesunkenen Erzeugungskosten von EE und der weltweiten Potenziale zur Nutzung von Wind- beziehungsweise Sonnenenergie besteht auch für Deutschland die Chance, aus alten Abhängigkeiten herauszubrechen und einen wettbewerblich orientierten Markt mit neuen Partnerschaften zu entwickeln. In Zukunft wird es vielmehr eine politische Entscheidung sein, wie viel von der heimisch vorhandenen Sonnen- und Windenergie genutzt werden soll und mit welchen Ländern neue Partnerschaften eingegangen werden können. Denn trotz der deutlichen Vorteile einer überwiegend nationalen Erzeugung von Wasserstoff im Hinblick auf heimische Wertschöpfung und Beschäftigung sollte eine nachhaltige Wasserstoffstrategie in Deutschland nicht auf eine autarke Versorgung abzielen. Insbesondere die Potenziale des EU-Energie-Binnenmarktes sollten genutzt werden. Hierbei kann bereits auf ein leistungsstarkes Strom- und Gasnetz aufgebaut werden, welches für eine effiziente Herstellung, Bereitstellung und Verteilung von EE-Strom und Wasserstoff jedoch auszuweiten und anzupassen gilt. Dazu bedarf es – falls technisch und zeitlich umsetzbar – einer gezielten Umwidmung vorhandener Gasleitungen für den Wasserstofftransport und dem Ausbau der Grenzkuppelstellen, insbesondere bei Stromnetzen. Darüber hinaus können internationale Wasserstoffpartnerschaften sich als Chance für Handelsbeziehungen entlang neuer Wertschöpfungsketten anbieten. Es sollte hierbei aber immer beachtet werden, dass der Klimawandel eine weltweite Abkehr von fossilen Energien erfordert und eine globale Kraftanstrengung aller Länder bedeuten wird.

Abschließendes Fazit – Notwendigkeit einer ambitionierteren und umfassenderen Wasserstoffstrategie in Deutschland mit klar definierten Zielen und Regeln sowie investitionsfreundlichen Rahmenbedingungen

Vor dem Hintergrund der beschriebenen Rahmenbedingungen und Zukunftsszenarien ist es deshalb insgesamt notwendig, dass die Politik bezogen auf Produktion, Import und Verwendungen von grünem Wasserstoff frühzeitig entscheidende Weichen stellt. Zum einen bedarf es eines konkreten Fahrplans, der die verschiedenen, möglichen Bedarfsentwicklungen mit passenden Versorgungsstrategien abbildet, sowie eines stärkeren Vorantreibens der inländischen Produktion von Wasserstoff als bisher im Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie vorgesehen. Zum anderen ist eine zeitnah festgelegte Regelung über die zukünftige Verwendung von potenziell entstehender Ausfallarbeit – auch im Hinblick auf die Erzeugung von grünem Wasserstoff – für eine umfassende Strategie von zentraler Bedeutung.

In diesem Prozess ist ein rascher Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland (neben dem gesteigerten Vorantreiben von Energieeinsparungen) die zentrale Voraussetzung für die Energiewende und einen wirksamen Klimaschutz sowie die Produktion von grünem Wasserstoff sind. Daher sollten die Realisierung und Übererfüllung der Ausbauziele der erneuerbaren Energien sowie der angestrebten THG-Reduktionen (55 % bis 2030 und 95 % bis 2050) Priorität haben.

3 Kosten von Wasserstoff-Importen aus Sweet Spot Regionen außerhalb von Europa im Vergleich zur heimischen Produktion

Importe von Wasserstoff nach Deutschland bzw. Europa werden in der Regel mit den deutlich geringeren Produktionskosten im Kontext mit viel größeren Produktionspotenzialen in sogenannten Sweet Spot⁴ Regionen außerhalb der EU begründet. Zu diesen Regionen werden vor allem sonnenreiche und/oder windstarke Regionen wie z.B. Nordafrika (Marokko und Saudi-Arabien) und Chile gezählt, aus denen die deutsche Politik künftig Importe von Wasserstoff bzw. daraus hergestellten synthetischen Derivaten (PtX) erwartet (vgl. NWS oben).

Die Kosten für grünen Wasserstoff sind jedoch von einer Vielzahl an Faktoren abhängig, die sich von Region zu Region stark unterscheiden und sich im Zeitverlauf unterschiedlich (günstig) entwickeln können. Kostenannahmen für die ferne Zukunft sind zudem grundsätzlich mit hohen Unsicherheiten behaftet. Daher wird im Folgenden betrachtet, wie sich die Annahmen und resultierenden Kosten für die Produktion von grünem Wasserstoff in verschiedenen Studien darstellen, ob es einen Kostenunterschied zwischen heimischer und ausländischer Produktion gibt und wenn, unter welchen Umständen Kostenparität herrschen könnte.

3.1 Überblick über die aktuelle Studienlandschaft zu H₂-Bereitstellungskosten für Deutschland (Metaanalyse)

Die Thematik der Produktion und Nutzung von Wasserstoff für Energiewende und Klimaschutz und der damit verbundenen Kosten ist keinesfalls neu. Daher werden als Erstes aktuelle einschlägige Studien im Hinblick auf ihre Annahmen und Ergebnisse bezogen auf H₂-Produktionskosten in Deutschland sowie Nordafrika bzw. Marokko zzgl. Transportkosten für die Jahre 2020, 2030 und 2050 ausgewertet. Die daraus ermittelten techno-ökonomischen Parameter (siehe Kapitel 3.3) bilden die Grundlage für die eigenen Berechnungen von H₂-Kosten.

Verwendete Studien für die Metaanalyse zu H₂-Bereitstellungskosten⁵:

- Forschungszentrum Jülich 2020 (Hrsg.)^{**}: Wege für die Energiewende. Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050
- Prognos 2020^{*}: Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger
- Fraunhofer IEE 2020^{*}: Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem – Fokus Gebäudewärme
- Energieagentur NRW 2019 (Hrsg.)^{*}: Gestehungskosten von PtX-Produkten im Vergleich zwischen Deutschland und Nordafrika; Johannes Schindler; Okt. 2019
- IEA 2019: The future of hydrogen; Juni 2019
- Navigant, adelphi, dena, GIZ 2019^{**}: Grüner Wasserstoff – Internationale Kooperationspotenziale für Deutschland

4 Sweet Spots sind besonders ertragsstarke und zugleich kostengünstige Standorte für die erneuerbare Stromerzeugung.

5 Studien, die zusätzlich Analysen zu Nordafrika bzw. Marokko enthalten, sind mit einem * und Studien mit anderen/weiteren Länderanalysen mit zwei ** gekennzeichnet.

- Navigant (Hrsg.) 2019: Gas for Climate. The optimal role for gas in a net zero emissions energy system; 2019
- Fraunhofer ISI 2019*: Study on the opportunities of "power-to-x" in morocco – 10 hypotheses for discussion
- LBST 2019: Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen
- Agora 2018*: Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe; Feb. 2018
- Dena 2018*: dena-Leitstudie – Integrierte Energiewende; Juli 2018
- Dena 2018: Heutige Einsatzgebiete für Power Fuels – Factsheets zur Anwendung von klimafreundlich erzeugten synthetischen Energieträgern; Aug. 2018

Tabelle 1 gibt eine Übersicht über die wesentlichen Studieninhalte der betrachteten Studien. Von den insgesamt 11 untersuchten und zum Teil explizit datentechnisch ausgewerteten Studien gehen fünf Studien dezidiert auf Nordafrika (vereinzelt Marokko und Tunesien) bzw. den MENA Raum ein, während die anderen Studien einen weiteren (globalen) Kreis an Exportregionen betrachtet. 10 von 11 Studien analysieren dezidiert grünen Wasserstoff, drei Studien jedoch zusätzlich auch grauen oder unbestimmten Wasserstoff. Sieben Studien betrachten neben Wasserstoff auch die Produktion und den Export von synthetischen PtX-Produkten, dazu gehören vorrangig synthetisches Methan sowie flüssige Brenn- und Kraftstoffe. Als Gründe dafür werden vor allem die höheren Infrastrukturkosten für den H₂-Transport im Vergleich zum Transport der PtX-Produkte genannt, da in diesen Fällen heutige Transportmittel weiterverwendet werden können.

Die meisten Studien beziehen alle Sektoren in ihre Untersuchungen ein, Industrie und Verkehr am häufigsten, nur eine Studie betrachtet ausschließlich den Gebäudesektor. Nicht alle Studien geben jedoch die Bedarfsmengen für Wasserstoff in Deutschland an. Die Bedarfsbandbreite der fünf Studien, die Angaben machen, liegt zwischen 156 und 650 TWh_{th}/a in 2050 für Wasserstoff. Die techno-ökonomischen Angaben für die Produktion und den Transport von Wasserstoff streuen relativ breit. Daher wird im Folgenden mittels einer Metaanalyse und zum Teil unter Einbezug zusätzlicher Studien ein eigenes Set an Kostenfaktoren ermittelt (siehe Kapitel 3.3) und für eigene Berechnungen verwendet.

Nur drei von den 11 Studien befassen sich auch mit regulatorischen Aspekten und nur eine Studie (LBST 2019a) führt auch Analysen zu Beschäftigung und Wertschöpfung durch, die aus einer H₂-Produktion in Deutschland entstehen können.

Tabelle 1: Übersicht über die wesentlichen Studieninhalte der betrachteten Studien – Teil 1

Parameter	dena Leitstudie	Agora	dena P2X factsheets
veröffentlicht	2018	2018	2018
Zeithorizonte	2020, 2030, 2050	2020, 2030, 2040, 2050	2020, 2030, 2040, 2050
Export-Regionen	Nicht-EU und EU-Ausland	Nord-/Ostsee, Nordafrika, Naher Osten, Island	-
H2-Produkte	H2 (grün)	H2 (grün), CH4 (grün), PtL	H2 (grün), CH4 (grün), PtL (grün)
Einsatzbereiche in Deutschland	Industrie und Verkehr	Verkehr, Wärme, Industrie, Strom(Langzeitspeiche)	Industrie, Verkehr
Erzeugungsseite			
Energiequellen für Elektrolyse	PV, Wind (on- und offshore)	PV, Wind (on- und offshore), Geothermie	-
Erzeugungsmengen EE-Strom	431 TWh (2030), 769 TWh (2050)		-
Transportmittel	Pipeline	Schiff	-
Umwandlungsseite (Elektrolyse etc.)			
Angaben von Technik / Größe	AEL, PEMEL, SOEL	Niedrig- und Hochtemperatur Elektrolyse	AEL, PEMEL, SOEL
von installierte Leistung (el)	15 GW (2030), 60 GW (2050)	-	-
von Erzeugungsmenge (th)	46 TWh (2030), 164 TWh (2050)	-	-
von H2-Bedarf (th)	Verkehr: 27 TWh (2030), 92 TWh (2050) Industrie: 10 TWh (2030), 64 TWh (2050)	-	-
CAPEX für Elektrolyse €/kW	800 (2020), 300 - 600 (2050)	656 - 768 (2020), 442 - 707 (2030), 297 - 651 (2040), 200 - 600 (2050)	750-1080 (2020), 500-1200 (2030), 400-800 (2040), 250-550 (2050)
WACC für Finanzierung	-	6 %, 11,8 % für Marokko	-
Volllaststunden	-	Nord Afrika: 2.100 - 2.500 h/a (PV) , 2.000 - 3.400 h/a (onshore) Nord- und Ostsee: 3.500 - 4.400 h/a (onshore)	-
Erzeugungskosten von H2 grün	-	125 €/MWh(2030), 80 €/MWh(2050)	-
Transportkosten nach D.	-	-	-
Grenzübergangspreis in D.	-	-	-
Betrachtung von			
Wertschöpfung durch Elektrolyse	-	-	-
Jobs durch Elektrolyse	-	-	-
Regulatorische Aspekte	nein	-	ja
Bemerkungen	Die dena-Leitstudie entwickelt und vergleicht für das Energiesystem in Deutschland Transformationspfade zur Erreichung der klima-politischen Ziele bis 2050.	In Bezug auf die Kostenabschätzungen wird im Rahmen der Studie davon ausgegangen, dass die Umwandlungsanlagen in großem Format explizit für den Export synthetischer Heiz- und Kraftstoffe nach Deutschland gebaut werden. Die Berechnung der Kosten der Herstellung von H2 ist nur als Zwischenschritt enthalten.	Identifiziert Anwendungsgebiete für PtX und zieht Vergleiche durch Betrachtung der Vollkosten, der infrastrukturellen Anforderungen und des regulatorischen Rahmens. Dabei fehlen wesentliche Quellenangaben und Informationen über getroffene Annahmen (Technologie, Zeithorizont, Standort, Betriebskosten, Stromzusammensetzung...)

Tabelle 2: Übersicht über die wesentlichen Studieninhalte der betrachteten Studien – Teil 2

Parameter	EA-NRW 2019*	IEA 2019	LBST 2019
veröffentlicht	2019	2019	2019
Zeithorizonte	2020 und 2050	2030 und 2050	2030, 2050
Export-Regionen	Nordafrika (Küste)	weltweite Betrachtung	–
H2-Produkte	H2 (grau, grün), CH4 (grün), PtL (?)	H2 (grau, blau, grün), LOHC, NH3, CH4	H2 (grün), CH4, PtL
Einsatzbereiche in Deutschland	Industrie, Verkehr und allg.	Industrie, Verkehr, Gebäude, Energie	Industrie, Gebäude, Verkehr
Erzeugungsseite			
Energiequellen für Elektrolyse	PV, Wind (on und offshore)	Hybrid PV, Wind (onshore)	PV, Wind (on- und offshore), Laufwasser
Erzeugungsmengen EE-Strom	–	–	-
Transportmittel	Pipeline, Schiff, Truck	Pipeline, Schiff, Truck	Pipeline
Umwandlungsseite (Elektrolyse etc.)			
Angaben von Technik / Größe	–	AEL, PEMEL, SOEL	PEMEL
von installierte Leistung (el)	–	–	-
von Erzeugungsmenge (th)	–	–	-
von H2-Bedarf (th)	–	–	100 - 350 TWh(2030), 200 - 650 TWh(2050)
CAPEX für Elektrolyse €/kW	–	PEM: 585 - 1.350 (2030), 180 - 810 (2050)	700 (2030), 300 (2050)
WACC für Finanzierung	(x)	-	-
Volllaststunden	PV: 1800 h/a Wind: 3400-4500 h/a (onshore), 4200-5000 (offshore)	-	-
Erzeugungskosten von H2 grün		-	120 €/MWh (2030), 100 €/MWh (2050)
Transportkosten nach D.		-	-
Grenzübergangspreis in D.	2020: ~150-225 €/MWh 2050: ~80-105 €/MWh	-	-
Betrachtung von			
Wertschöpfung durch Elektrolyse	–	–	84%
Jobs durch Elektrolyse	–	–	Anlage: 4 (Arbeitsplätze/Mio. €) Betrieb: 280 (2030), 120 (2050) (Arbeitsplätze/GW)
Regulatorische Aspekte		ja	ja
Bemerkungen	Das Papier gibt eine sehr kurze Zusammenfassung der Kostenergebnisse einer externen Studie (#ohne Quelle) wieder	Der Bericht wurde als Input für den G20-Gipfel 2019 erstellt, um den derzeitigen Stand der Dinge in Bezug auf Wasserstoff zu analysieren und Leitlinien für seine künftige Entwicklung zu bieten.	Die Studie untersucht Faktoren, die eine Nutzung der ökonomischen und klimarelevanten Potenziale von Wasserstoff in Nordrhein- Westfalen und in Deutschland bedingen.

Tabelle 3: Übersicht über die wesentlichen Studieninhalte der betrachteten Studien – Teil 3

Parameter	Navigant - Grüner Wasserstoff	Fraunhofer IEE: Fokus Gebäudewärme	Prognos
veröffentlicht	2019	2020	2019
Zeithorizonte	2030, 2050	2050 (vermutlich, da nicht klar angegeben)	2020, 2030, 2040, 2050
Export-Regionen	Nicht EU (30 Länder)	Marokko, Tunesien	MENA
H2-Produkte	H2 (grün)	H2 (grün)	H2, Methan, Methanol, Fischer-Tropsch-Synthese
Einsatzbereiche in Deutschland	-	Gebäude	Verkehr und Industrie
Erzeugungssseite			
Energiequellen für Elektrolyse	PV+Wind+Batterie	PV+Wind (Marokko), PV+Batterie (Tunesien)	1) Wind-onshore-Insel, Wind-onshore/PV-Inseln, Wind-offshore-Insel für Deutschland 2) Wind/PV-Kombination, PV für MENA
Erzeugungsmengen EE-Strom	-	125 GW (verfügbar für Export aus Marokko)	-
Transportmittel	Pipeline, Schiff	Pipeline, Schiff	Pipeline
Umwandlungsseite (Elektrolyse etc.)			
Angaben von Technik / Größe	-	71% Wirkungsgrad	AEL, PEMEL, SOEL
von installierte Leistung (el)	-	-	-
von Erzeugungsmenge (th)	-	266 TWh	-
von H2-Bedarf (th)	-	250-600 TWh	20 - 275 TWh
CAPEX für Elektrolyse €/kW	-	3,9 ct/kWh H2 (Marokko, 6% WACC) 4,9 ct/kWh H2 (Marokko, 10% WACC)	1.449 - 1.771 (2020); 1.094 - 1.338 (2030); 714 - 872 (2050)
WACC für Finanzierung	5-15% (je nach Land)	6% und 10%	4%
Volllaststunden	3202-6796	6000 (Marokko), 3200 (Tunesien)	1) Deutschland: Wind-onshore 3000 - 4000; PV/Wind-onshore 4000 - 5000; Wind-offshore 3500 - 4000 2) MENA: PV 3000 - 4000
Erzeugungskosten von H2 grün	3,22-7,24 c/kWh (exkl. Transport)	3,9 ct/kWh (6% WACC, Marokko, Pipeline) 4,9 ct/kWh (10% WACC, Marokko, Pipeline) 3,9 ct/kWh (6% WACC, Marokko, Schiff) 4,9 ct/kWh (10% WACC, Marokko, Schiff)	1) Deutschland(Cent/kWh): 17,1 - 25,6 (2020); 14,7 - 21,4 (2030); 12,9 - 18,4 (2040); 11,7 - 16,4 (2050) 2) MENA(Cent/kWh): 13,2 - 22,8 (2020); 11,4 - 19,2 (2030); 10,1 - 16,7 (2040); 9,2 - 15 (2050)
Transportkosten nach D.	-	1,4 ct/kWh H2 (Marokko, 6% WACC, Pipeline) 1,6 ct/kWh H2 (Marokko, 10% WACC, Pipeline) 3,7 ct/kWh H2 (Marokko, 6% WACC, Schiff) 4,5 ct/kWh H2 (Marokko, 10% WACC, Schiff)	0,158 Cent/MWh/km
Grenzübergangspreis in D.	-	5,3 ct/kWh (6% WACC, Marokko, Pipeline) 6,5 ct/kWh (10% WACC, Marokko, Pipeline) 7,6 ct/kWh (6% WACC, Marokko, Schiff) 9,4 ct/kWh (10% WACC, Marokko, Schiff)	-
Betrachtung von			
Wertschöpfung durch Elektrolyse	-	-	-
Jobs durch Elektrolyse	-	-	-
Regulatorische Aspekte	-	-	-
Bemerkungen	Die Analyse ist auf grünen Wasserstoff aus Elektrolyse, für die Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) verwendet wird, eingegrenzt. Dabei handelt es sich um eine sehr konzise und ausschließlich auf Grünwasserstoff fokussierte Übersicht, die sich auf Nicht-EU Länder beschränkt.	In der Studie wird eingangs auf die mögliche zukünftige Wasserstoffnachfrage in allen Anwendungen und auf das mögliche Wasserstoffangebot eingegangen. Dann wird eine Wasserstoffinfrastruktur und mögliche Transformation des bestehenden Gasnetzes generell und in Hinblick auf eine dezentrale Gebäudeversorgung bewertet.	Die Studie analysiert die maßgeblichen Kostenkomponenten, die bei der Erzeugung und Verteilung unterschiedlicher strombasierter Energieträger anfallen. Im Ergebnis werden Kostenkorridore bis zum Jahr 2050 für die Herstellung und Verteilung sowohl bei inländischer als auch bei ausländischer Herstellung ermittelt. Ausgehend von diesen beiden Teilaspekten der Transformationspfade werden konkrete Verwendungszwecke und mögliche Hochläufe für strombasierte Energieträger ermittelt.

Tabelle 4: Übersicht über die wesentlichen Studieninhalte der betrachteten Studien – Teil 4

Parameter	Navigant 2019: Gas for Climate	FZJ: Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien
veröffentlicht	2019	2019
Zeithorizonte	2018, 2050	2050
Export-Regionen	Nordafrika	Global werden 10 windreiche und 15 sonnenreiche Regionen betrachtet; Import für Deutschland -> 5% Island, 50% Irland, 22% Vereinigtem Königreich, 23% Norwegen
H2-Produkte	H2 grün	grüner Wasserstoff, synthetische Kraftstoffe und synthetisches Methan
Einsatzbereiche in Deutschland	nicht spezifiziert, grds. alle	Energie, Verkehr, Industrie und Gebäude
Erzeugungsseite		
Energiequellen für Elektrolyse	1) EE-Überschussstrom, 2) Wind-offshore Nordsee, 3) PV Südeuropa 4) Hybrid Südeuropa (PL & Wind-onshore) 5) solar Nord-Afrika	Wind und PV
Erzeugungsmengen EE-Strom	ca. 80.000 TWh EE-Strom oder EE-H2 in Nordafrika (unklar)	Island 332 TWh; Irland 207 TWh; 79 TWh; 125 TWh
Transportmittel	Pipeline (Schiff, aber zu teuer)	Pipeline, Schiff
Umwandlungsseite (Elektrolyse etc.)		
Angaben von Technik / Größe	AEL, PEM (Fokus) und SOEC (65-78%)	PEM
von installierte Leistung (el)	-	62 GW
von Erzeugungsmenge (th)	-	181 TWh
von H2-Bedarf (th)	-	400 TWh
CAPEX für Elektrolyse €/kW	800-1000 (2018) und 420 (2050) Systemkosten PEM	1344 (2020); 500 (2050)
WACC für Finanzierung	-	-
Volllaststunden	Wind-offshore Nordsee 4,500-5,000; 1,500-2,000 PV Südeuropa; 3,500-4,000 Hybrid Südeuropa (PL & Wind-onshore)	Island 5051; Irland 4712; UK 4732; Norwegen 4895
Erzeugungskosten von H2 grün	Nordafrika: 34-44 €/MWh	-
Transportkosten nach D.	-	-
Grenzübergangspreis in D.	92-160 €/MWh Transport per Schiff	gewichtete Importkosten 11,7 €-cent/kWh
Betrachtung von		
Wertschöpfung durch Elektrolyse	-	-
Jobs durch Elektrolyse	-	-
Regulatorische Aspekte	-	-
Bemerkungen	Die Studie basiert auf einer Vorläuferstudie von Ecofys zu Biomethan und grünem H2 (2018) und fokussiert hier auf grünen und blauem H2 in Europa (plus NA) im Vergleich. Annahmen sind gut nachvollziehbar, viele Quellenangaben, manche Angaben (WACC) fehlen jedoch. Die heutigen Systemkosten sind optimistisch, die künftigen Kosten okay und vertretbar. Besonderheit: Analyse von US => Kosten von 17 €/MWh (@2880 h/a und 19 bcm H2-Produktion).	Ziel der Studie ist es, die kosteneffizientesten CO2-Minderungsstrategie zur Erreichung der Klimaschutzziele Deutschland bis 2050 zu identifizieren. Hierfür hat das FZJ ein neuartiges Modell entwickelt. Dadurch werden Aussagen zur Konzeption von zukünftigen Energieinfrastrukturen (Strom, Erdgas und Wasserstoff) sowie detaillierte Regionalanalysen von möglichen Windkraft- und PV-Ausbau getroffen. Des Weiteren werden zukünftige globale Energiemärkte, wie synthetische Kraftstoffe, Wasserstoff usw. simuliert und mögliche Energieimporte und -exporte abgeschätzt.

3.1.1 Importkosten für grünen Wasserstoff aus Nordafrika gemäß Studienlandschaft

Ein Teil der zuvor dargestellten Studien wird im Folgenden näher auf die künftigen Kosten für den Import von grünem Wasserstoff aus Nordafrika/Marokko nach Deutschland ausgewertet. Die Ergebnisse dieser Metaanalyse sind in Abbildung 1 und Abbildung 2 für die Jahre 2030 und 2050 als Übersicht zusammengefasst.

Abbildung 1 zeigt die Produktions- bzw. Importkosten für grünen Wasserstoff aus Nordafrika nach Deutschland im Jahr 2030. Die reinen H₂-Produktionskosten liegen demnach in einer Bandbreite von 80 bis 196 €/MWh. Die günstigsten Kosten werden einmal für Wasserstoff aus PV-Strom und einmal aus onshore-Windstrom gesehen, während die höchsten Kosten für die obere Sensitivität (Schiffstransport inkl. Verflüssigung als obere Grenze) angegeben werden. Zum Vergleich werden Produktionskosten von grünem Wasserstoff in Deutschland von zwei größeren Szenariostudien (Agora und LBST) in Höhe von 120 bis 125 €/MWh genannt. Diese liegen demnach, mit Ausnahme von vier Studienangaben, im konkurrenzfähigen Bereich zu den Importkosten aus Nordafrika. Nach einer Studie im Auftrag der Energieagentur NRW (Schindler 2019) können dagegen bereits heute die Produktionskosten von Wasserstoff aus onshore-Windstrom (ca. 80 €/MWh) in Deutschland als konkurrenzfähig mit den Importkosten aus Nordafrika der anderen Studien betrachtet werden.

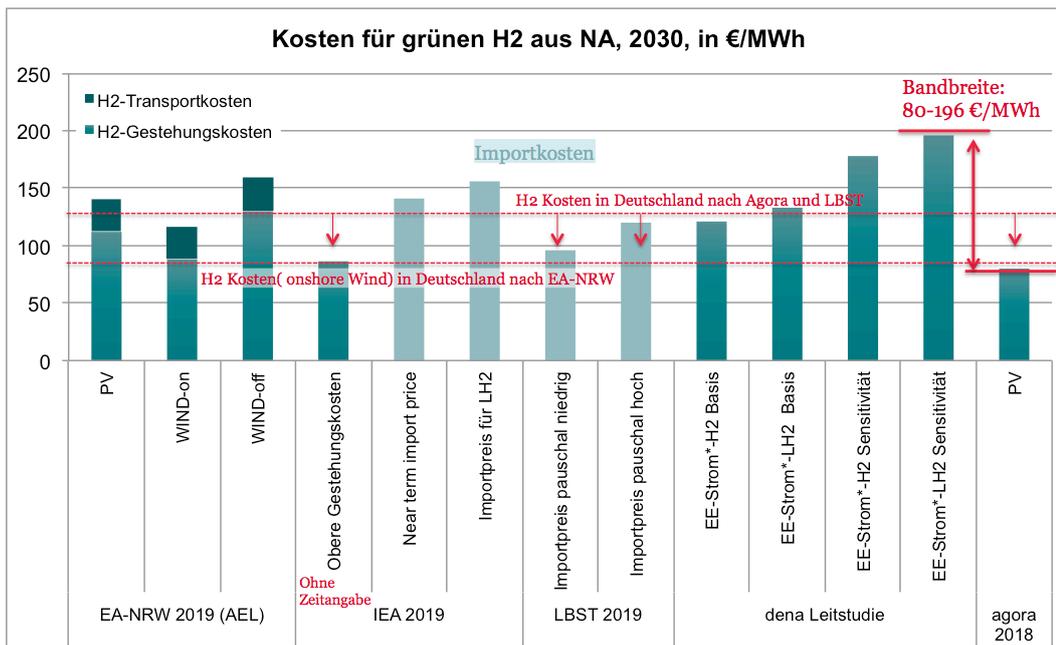


Abbildung 1: Importkosten für grünen Wasserstoff aus Nordafrika nach Studienlandschaft im Jahr 2030

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Metaanalyse der Studienlandschaft.

Für das Jahr 2050 fasst Abbildung 2 die Produktions- bzw. Importkosten für grünen Wasserstoff aus Nordafrika nach Deutschland gemäß Studienlandschaft im Vergleich zu deutschen Produktionskosten zusammen. Die absolute Bandbreite der Produktionskosten in Nordafrika in Höhe von ca. 90 €/MWh ist zwar geblieben, die Grenzwerte sind jedoch deutlich auf 45 bis 138 €/MWh abgesunken. Diese werden wie zuvor auch durch günstigen Wasserstoff aus PV- bzw. onshore-Windstrom und

flüssigem Wasserstoff (s.o.) abgesteckt. Die reinen heimischen Produktionskosten liegen nach den Studien von Agora und LBST bei 80 bzw. 100 €/MWh und damit, bezogen auf die meisten Studienangaben, gleichauf bis sogar niedriger als die angegebenen Importkosten für Wasserstoff aus Nordafrika. Nach der Studie im Auftrag der Energieagentur NRW (Schindler 2019) könnten dagegen auch im Jahr 2050 die heimischen Produktionskosten von Wasserstoff aus onshore-Windstrom mit knapp 55 €/MWh als konkurrenzfähig mit den Importkosten aus Nordafrika der anderen Studien betrachtet werden.

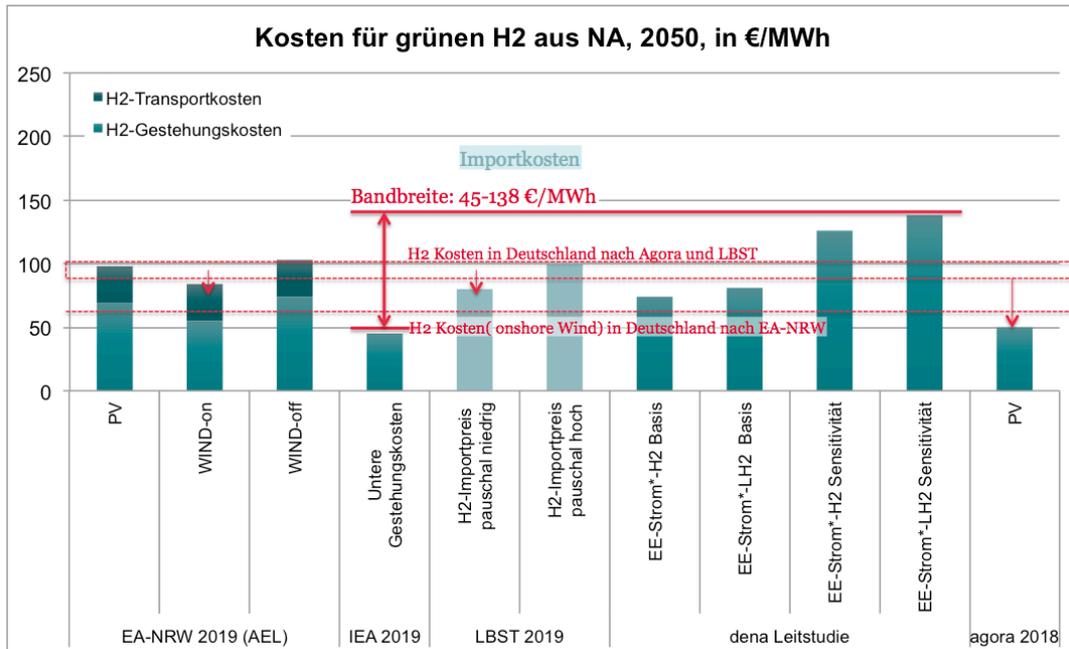


Abbildung 2: Importkosten für grünen Wasserstoff aus Nordafrika nach Studienlandschaft im Jahr 2050

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Metaanalyse der Studienlandschaft.

Fazit der Metaanalyse zu den Importkosten aus Nordafrika: Die ausgewerteten Studien zeigen wegen der teils sehr unterschiedlichen Annahmen eine große Bandbreite an erwartbaren künftigen Kosten für grünen Wasserstoff aus Nordafrika auf. Die reinen H₂-Produktionskosten sind demnach in vielen Fällen in Nordafrika mitunter deutlich günstiger als diejenigen in Deutschland. Unter Einbeziehung der Transportkosten, die nur in wenigen Studien explizit ausgewiesen werden, nivellieren sich diese Unterschiede jedoch⁶. So entstehen je nach Annahmen durchaus konkurrenzfähig günstige Produktionskosten für grünen Wasserstoff in Deutschland, insbesondere auf Basis von onshore-Windstrom. Die untersuchte Studienlandschaft lässt damit rein kostenseitig nicht den Schluss zu, dass Importe von grünem Wasserstoff aus Nordafrika günstiger sind als dessen die Produktion in Deutschland.

⁶ Zudem könnte in Zukunft auch die Wasserverfügbarkeit und die damit verbundenen Kosten insbesondere in den trockenen Regionen wie Nordafrika eine Rolle spielen, die derzeit in den Studien zum Teil noch nicht vertiefend behandelt wurde. Auf diesen Aspekt wird näher am Fallbeispiel Marokkos in Abschnitt 3.4.2 eingegangen.

3.2 Elektrolisetechnologien für die Produktion von grünem Wasserstoff (Metaanalyse)

Für die Produktion von grünem Wasserstoff kommen grundsätzlich folgende drei verschiedene Elektrolisetechnologien in Betracht, mit denen aus EE-Strom und Wasser Wasserstoff sowie als Nebenprodukt Sauerstoff hergestellt werden können:

- Alkalische Elektrolise (AEL, engl.: AEC)
- Polymer-Elektrolit-Membran-Elektrolise (PEMEL, engl.: PEMEC)
- Hochtemperatur-Elektrolise (HTEL, engl.: SOEC7)

Die folgende Tabelle fasst wesentliche technische und ökonomische Merkmale der drei Technologien zusammen und zeigt die Bewertungsfaktoren, die zur Auswahl der PEMEL als Referenztechnologie für die weiteren Analysen⁸ führen. Diese Konzentration auf eine Elektrolisetechnologie ist für einen Vergleich von Kosten der Wasserstoffproduktion in verschiedenen Ländern mit unterschiedlichen Voraussetzungen für den EE-Strom hinreichend, da diesbezüglich nicht mit unterschiedlichen Technologiemixen und entsprechenden Kostenstrukturen zu rechnen ist.

Die Auswahl der PEMEL erfolgt aufgrund ihrer systemtechnischen Vorteile für die Kopplung mit fluktuierendem EE-Strom. Dazu gehören der deutlich größere steuerbare Lastbereich, bessere Wirkungsgrade im Teillastbereich und die schnelleren Reaktionszeiten im Vergleich zu den anderen beiden Technologien. Ein weiterer Vorteil ist, dass sie kompakter gebaut werden können als die anderen beiden Systeme⁹, was ihre Integration in bestehende Infrastrukturen begünstigt. Für die Zukunft wird erwartet, dass sich die PEMEL bei den Kosten, Anlagengrößen und Lebensdauern der AEL annähert.

Die AEL zeichnen sich dagegen heute im Vergleich zu PEMEL in der Regel durch größere Anlagenkapazitäten, Wirkungsgrade und längere Lebensdauern sowie geringere Kosten aus. Es wird erwartet, dass die nötigen spezifischen Investitionen, wie bei den anderen Technologien auch, durch Optimierung und Hochskalierung der Fertigung bzw. dem Übergang zur Serienfertigung noch deutlich gesenkt (mehr als halbiert) werden können.

Die HTEL ist technologisch und ökonomisch noch deutlich weniger weit entwickelt als die anderen beiden Technologien und befindet sich aufgrund ihrer frühen technologischen Reife (TRL 4) zum Teil noch im Bereich der intensiven Forschung und Entwicklung (Brinner et al. 2017). Falls die hohen Temperaturen zur Spaltung des Wassers in Wasserstoff durch externe, nicht strombasierte Quellen (z.B. industrielle Wärmequellen) bereitgestellt werden könnten, dann braucht diese Technologie weitaus weniger Strom und verspricht deutlich höhere Wirkungsgrade als die AEL und PEMEL. Sie wird daher im Fall einer erfolgreichen techno-ökonomischen Entwicklung als vielversprechend (möglichen „game changer“) für die Wasserstoffproduktion

7 Für solid oxide electrolyse cell.

8 Bei den Metaanalysen von ausgewählten Studien zu Produktions- und Importkosten von grünem Wasserstoff werden zusätzliche Annahmen und Daten in Form von Bandbreiten für die PEMEL erhoben, die teilweise (vgl. Wirkungsgrade und Investitionen) von denen in der Tabelle abweichen.

9 Die spezifische Flächennutzung von PEMEL liegt mit rd. 0,05 qm/kW_{el} nur etwa halb so hoch wie von AEL (IEA 2019a), S. 44.

angesehen. Aufgrund der hohen thermischen Materialbeanspruchung ist die Technologie jedoch weniger flexibel einsetzbar als AEL und PEMEL. Sie ist daher nicht gut für eine Kopplung mit EE-Strom geeignet und wird daher hier nicht weiter betrachtet.

Tabelle 5: Übersicht über wesentliche techno-ökonomische Kennwerte von Elektrolyseuren (eigene Einschätzungen und Technikauswahl)

Kriterium	Einheit	Alkalische-Elektrolyse	PEM-Elektrolyse	HT-Elektrolyse
Elektrolyt	-	KOH-Lösung	Wasser	Wasserdampf
TRL	-	8	6	4
Leistungsbereich	MW	0,005 - 5,3	0,005 – 17,5	0,018 – 0,15
Wirkungsgrad H ₂	%	68 – 85	67 – 75 ++	73 - 82
Teillastbereich (min. – max.)	%	10 bis 110	0 bis 200 ++	≥ 5 bis 100
Anlaufzeit kalt (aus standby)	min	10 - 60 (0,16-0,5)	1 - 40 (0,16-0,5) +	≥ 600
Lebensdauer	h	75.000	60.000	20.000
Investitionskosten	€/kW	500– 1.500	1.000 – 2.300	1999 - 5600
Investitionskosten 2030 (Prognose)	€/kW	500 - 1400	650 - 1500	460 - 2800
Investitionskosten 2050 (Prognose)	€/kW	200 - 700	200 - 900	153 – 1000

Bemerkungen: Bei dieser Metaanalyse standen die (system-)technischen Eigenschaften im Vordergrund, daher sind die Angaben zu Investitionen hier zunächst nur indikativ und nachrichtlich zu sehen. Für die Bestimmung von Bandbreiten techno-ökonomischer Parameter für eigene Berechnungen wird eine separate Metaanalyse durchgeführt (siehe Tabelle 7f).

Quellen: (Brinner et al. 2018; IEA 2019c; IPP ESN POWER ENGINEERING GMBH 2019; Milanzi et al. 2018; Prognos 2020a).

3.3 Kostenfaktoren und -annahmen für die Produktion von grünem Wasserstoff mittels PEM-Elektrolyseure (Metaanalyse)

Im Folgenden wird auf Basis der zuvor dargestellten Metaanalyse von Studien zu Wasserstoffstrategien und -kosten als Erstes eine Auswahl an techno-ökonomischen Parametern für die eigenen Berechnungen getroffen und dargestellt. Daraufhin wird gezeigt, welche Faktoren für die künftigen Produktions- und Importkosten entscheidend sind und mit welchen Entwicklungen für diese Faktoren zu rechnen ist.

Für die weiteren Analysen werden insgesamt sieben verschiedene Kostenfaktoren berücksichtigt. Diese sind in der Tabelle 6 nach der Art ihrer Verwendung dargestellt, d.h. ob die Parameter für alle Berechnungen gelten (feste Faktoren) oder ob sie für die miteinander zu vergleichenden Fälle angepasst werden (spez. Faktoren). Hinter den festen Kostenfaktoren steht die Annahme, dass es sich bei den Elektrolyseanlagen um ein global einheitliches Investitionsgut handelt, welches in allen Ländern zu gleichen techno-ökonomischen Bedingungen verfügbar ist. Es wird hier also nicht berücksichtigt, dass es in der Realität aufgrund von Knappheiten (Verkäufermarkt) bzw. unterschiedlichen Zahlungsbereitschaften in den Ländern sehr wahrscheinlich

zu unterschiedlichen Anlageninvestitionen und damit verbunden resultierenden H₂-Produktionskosten kommen wird.

Bei den fallspezifischen Kostenfaktoren handelt es sich im Gegensatz dazu um diejenigen, die sich von Land zu Land bzw. Region zu Region signifikant voneinander unterscheiden können und damit den regionalen Einfluss auf die resultierenden Produktionskosten abbilden. Dabei wird zwischen den angebotsseitigen Faktoren bezogen auf die EE-Quellen, die die Betriebskosten beeinflussen, und dem Zinssatz für die Fremdfinanzierung unterschieden. Letzterer dient mittelbar der Berücksichtigung von unterschiedlichen politischen, rechtlichen und volkswirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die zu tätigen Investitionen.

Tabelle 6: Übersicht über die verwendeten Kostenfaktoren für die H₂-Produktion und ihre Art der Verwendung für die eigenen Berechnungen

Feste Kostenfaktoren	Fallspezifische Kostenfaktoren
Spezifische Investitionen*	EE-Stromerzeugungskosten*
Technische Lebensdauer	Volllaststunden EE- und Elektrolyseanlagen*
Wirkungsgrad	Zinssatz (WACC)
Fixe Betriebskosten	
*Angabe von Bandbreiten	

Die zuvor dargestellten Studien sowie bei Bedarf weitere Studien, wie z.B. (IRENA 2019) und (Fraunhofer ISE 2018) für heutige EE-Stromerzeugungskosten, sind im Hinblick auf die o.g. Parameter ausgewertet worden. Die Ergebnisse dieser Metaanalysen sind in Tabelle 2 und Tabelle 3 zusammengefasst dargestellt. Auf die Hintergründe der besonders relevanten Kostenfaktoren „Spezifische Investitionen“ und „Mittlere EE-Stromerzeugungskosten“ (vgl. folgende Sensitivitätsanalysen) wird in Kapitel 3.3.1 und 3.3.2 näher eingegangen.

Bei den **ausgewählten Parametern** weisen insbesondere die spezifischen Investitionen für die Elektrolyseure sowie die Volllaststunden in Nordafrika und die anlegbaren Stromerzeugungskosten der EE-Quellen große Bandbreiten und damit Unsicherheiten für die ökonomischen Bewertungen auf. Die betrachteten Studien zeigen zudem zum Teil auch deutliche Unterschiede bei den Lebensdauern und Wirkungsgraden der PEMEL Systeme auf. Die Lebensdauern haben jedoch nur einen relativ geringen Einfluss auf die resultierenden Kosten, während sich Unterschiede bei den Wirkungsgraden stärker bemerkbar machen (siehe unten). Da im Rahmen dieser Studie die Frage nach Kostenunterschieden zwischen verschiedenen Produktionsregionen für grünen Wasserstoff im Vordergrund steht, wird auf eine Differenzierung dieser Kostenfaktoren verzichtet, damit die Wirkungen der EE-bedingten Kostenfaktoren sowie der nötigen Investitionen besser erkennbar werden.

Die **Volllaststunden** der EE-Stromerzeugungstechnologien stellen für die mögliche Auslastung der Elektrolyseure auch einen wichtigen betriebswirtschaftlichen Faktor dar, sind jedoch im Vergleich zu den Stromkosten und Investitionen „nur“ unterhalb eines bestimmten Schwellwertes ab ca. 3.000 h/a wirklich ökonomisch bedeutsam. So stagnieren die spezifischen H₂-Produktionskosten nach (Smolinka 2018) oberhalb von 6.000 h/a, während sie unterhalb von 3.000 h/a stark ansteigen. Analog weist

(IEA 2019a) für PtG-Anlagen, die ihren Strom am japanischen Strommarkt beziehen ein relativ „konstantes“ Kostenniveau von ca. 8 USD/kg_{H2} für Volllaststunden zwischen 2.500 und 6.000 h/a aus. Unter 2.500 h/a Auslastung steigen die Kosten wegen schlechter Auslastung schnell (exponentiell) auf bis zu 20 USD/kg_{H2} und mehr an. Aber auch jenseits von 6.000 h/a steigen sie, allerdings nur moderat, auf bis zu knapp 10 USD/kg_{H2}, weil dann zunehmend Spitzenpreise für Strom zu bezahlen sind (IEA 2019a).

Niedrige Volllaststunden sind vor allem für eine H₂-Produktion aus PV-Strom ein sehr kritischer Kostenfaktor, da sie die spezifischen Kosten (zu) stark erhöhen. Daher wird dieser Pfad, mit Ausnahme von sonnenreichen Regionen wie in Nordafrika, auch wenig berücksichtigt. Volllaststunden für onshore-Windstrom sind ebenfalls ein signifikanter Kostenfaktor, allerdings im Vergleich zu Investitionen und Stromkosten weniger bedeutsam (siehe unten). Dies gilt dann umso mehr für die H₂-Produktionskosten aus offshore-Windstrom.

Tabelle 7: Ausgewählte feste Kostenfaktoren für PEMEL Anlagen (-Systeme)

Feste Kostenfaktoren	2020		2030		2050	
	Progressiv	Konservativ	Progressiv	Konservativ	Progressiv	Konservativ
Spez. Investitionen [€/kW _{el}]	1.100	1.400	700	1.100	300	700
Tech. Lebensdauer [a]	20		23		27	
Anlagen-Wirkungsgrad	67%		69%		74%	
Fixe Betriebskosten	1,5%					

Quelle: Eigene Parameterwahl auf Basis der Metaanalyse.

Tabelle 8: Ausgewählte fallspezifische Kostenfaktoren PEMEL Anlagen (-Systeme) und die Länder Deutschland, Marokko und Norwegen

Fallspezifische Kostenfaktoren	2020		2030		2050	
	Progressiv	Konservativ	Progressiv	Konservativ	Progressiv	Konservativ
Zinssatz [%]						
Deutschland	7					
Marokko [%]	10,7		9,7	11,1	7,8	12
Norwegen	7					
Volllaststunden EE-Stromerzeugung [h/a]						
PV Deutschland	1000					
Wind-onshore Deutschland	2500					
Wind-offshore Deutschland	4000					
PV Marokko	2000					
Wind-onshore Marokko	3550					
Wind-offshore Marokko	4200					
PV/Wind-onshore Kombi Marokko	5400					
Wind-onshore Norwegen	3000					
Wind-offshore Norwegen	4800					
Mittlere EE-Stromerzeugungskosten [€/MWh]						
PV Deutschland	37	64	24	42	22	38
Wind-onshore Deutschland	40	82	37	72	33	65
Wind-offshore Deutschland	75	138	61	111	55	100
PV/Wind-onshore Kombi Marokko	46	73	31	68	22	61
Wind-onshore Norwegen	36	74	33	65	30	59
Wind-offshore Norwegen	66	121	54	98	48	88

Bemerkungen: Die Annahmen zur Zinsentwicklung in Marokko beruhen auf bisher unveröffentlichten Erkenntnissen aus einem parallel laufenden Forschungsprojekt am WI. Die Erzeugungskosten für PV-Strom in Deutschland gelten für große Anlagen (≥ 2 MW). Die Auswahl der Stromerzeugungskosten wird im Kapitel 3.3.2 näher erläutert.

Quelle: Eigene Parameterwahl auf Basis der Metaanalyse.

Abbildung 3 zeigt die heute (2020) resultierenden Produktionskosten für grünen Wasserstoff in Deutschland nach EE-Quellen und Kostenfaktoren für die oben dargestellten gewählten Referenzparameter. Die Kosten liegen demnach für die progressiven Annahmen zwischen 14,6 ct/kWh_{H2} für Wasserstoff aus onshore-Windstrom, 17,8 ct/kWh_{H2} für Wasserstoff aus offshore-Windstrom) und 25,3 ct/kWh_{H2} aus PV-Strom. Die deutlich höheren Kosten für PV-Strom liegen vor allem an den niedrigen Volllaststunden im Vergleich zum Windstrom.

Bei konservativer Rechnung mit höheren Investitionen und Stromkosten (siehe Tabelle 8) wird die heimische Produktion von Wasserstoff mittels offshore-Windstrom und PV um etwa 10 ct/kWh_{H2} und die von onshore-Windstrom um etwa 8 ct/kWh_{H2} teurer. Im Mittel über alle Annahmen und EE-Quellen betragen die Produktionskosten für grünen Wasserstoff in Deutschland heute (2020) etwa 23,9 ct/kWh_{H2}.

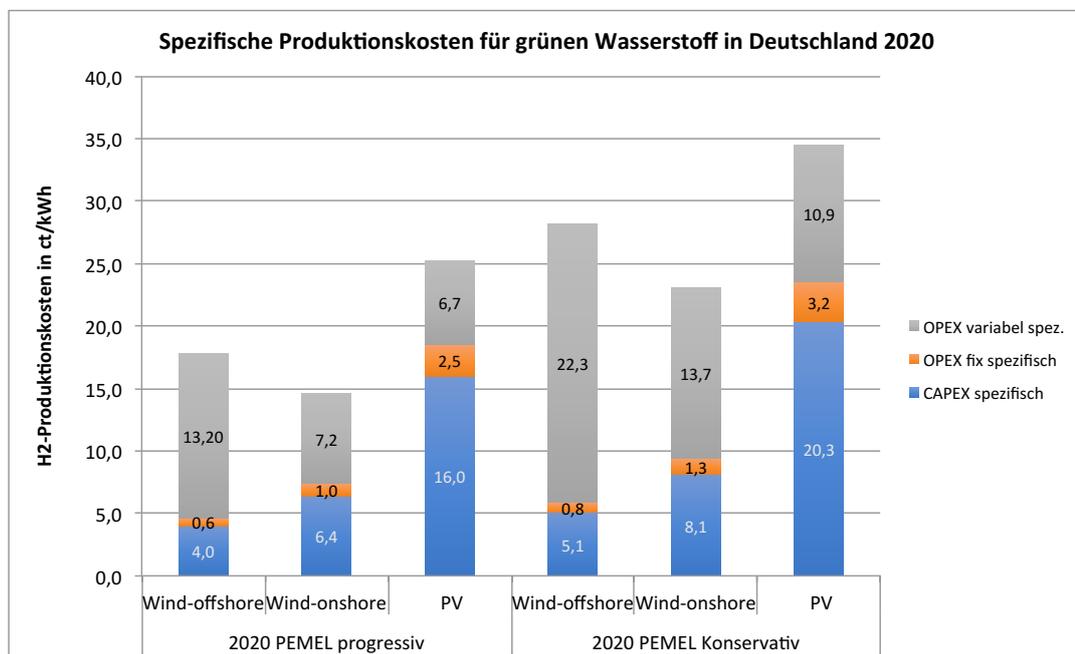


Abbildung 3: Produktionskosten für grünen Wasserstoff in Deutschland 2020 nach EE-Quellen und Kostenfaktoren

Quelle: Eigene Berechnungen und Darstellung auf Basis der Metaanalyse (siehe Tabelle 8).

Die Kostenstruktur zeigt, dass die entscheidenden H₂-Kostenfaktoren aus EE-Strom die Kapitalkosten (21 bis 61 % Anteil) sowie die variablen Betriebskosten (26 bis 70 % Anteil) sind. Die Kapitalkosten wiederum werden maßgeblich von den spezifischen Investitionen, dem Auslastungsfaktor und der Lebensdauer der Anlagen sowie dem Zinssatz für die Fremdfinanzierung bestimmt. Die variablen Betriebskosten hängen insbesondere von den Stromkosten und dem Wirkungsgrad der Anlage ab¹⁰. Um den Einfluss dieser Faktoren auf die Produktionskosten zu bestimmen wird eine

¹⁰ Die Kosten für Wasser sowie für Wartungen können in der Regel als vernachlässigbar gering angesehen werden. Dies gilt auch für „wasserarme“ Regionen, in denen das benötigte Wasser erst durch Meerwasserentsalzung gewonnen werden muss (vgl. (Agora Energiewende 2018), 66).

Sensitivitätsanalyse für den heute günstigsten und potenzialstarken Fall Wasserstoff aus onshore-Windstrom durchgeführt (siehe Abbildung 4).

Die **Sensitivitätsanalyse** für H₂ aus onshore-Windstrom in Deutschland, d.h. eine Variation der Kostenfaktoren um jeweils bis zu $\pm 50\%$, zeigt, dass Reduktionen von Investitionen und von Stromkosten jeweils am stärksten zu sinkenden Produktionskosten (um ca. $-3,7$ und $-3,1$ ct/kWh_{H₂}) beitragen können. Eine solche Reduktion der Investitionen ist nach der Metaanalyse denkbar bzw. angestrebtes Entwicklungsziel, für die künftigen mittleren Stromerzeugungskosten dagegen eher unwahrscheinlich. Auch eine relativ kleine Steigerung des Elektrowirkungsgrades von 10 % ist sehr wirksam, um die Kosten in etwa gleichem Umfang um etwa 1,2 ct/kWh_{H₂} zu senken. Allerdings dürfte die techno-ökonomische Realisierung anspruchsvoll sein und zunächst mit höheren Anlagenkosten einhergehen. Eine Erhöhung der Volllaststunden um 50 % (auf 3.750 h/a) trägt dagegen im Vergleich zu den anderen Kostenfaktoren „nur“ um eine Senkung von etwa 17 % bzw. 2,5 ct/kWh_{H₂} bei.

Umgekehrt ist besonders auch auf mögliche Rebound-Effekte zu achten, insbesondere, dass niedrigere Wirkungsgrade oder Volllaststunden zu schnell und stark ansteigenden spezifischen Produktionskosten führen. Eine hohe Effizienz der Elektrolyseanlage und Wind-/Ertragsgüte der Standorte sind daher zur Absicherung gegen hohe Produktionskosten besonders wichtig. Die Sicherstellung einer hohen technischen Lebensdauer – insbesondere vom kostenintensiven Elektrolysestack – entscheidet, neben Stromkosten und Investitionen, mit als Nächstes über die negative Sensitivität der Kosten.

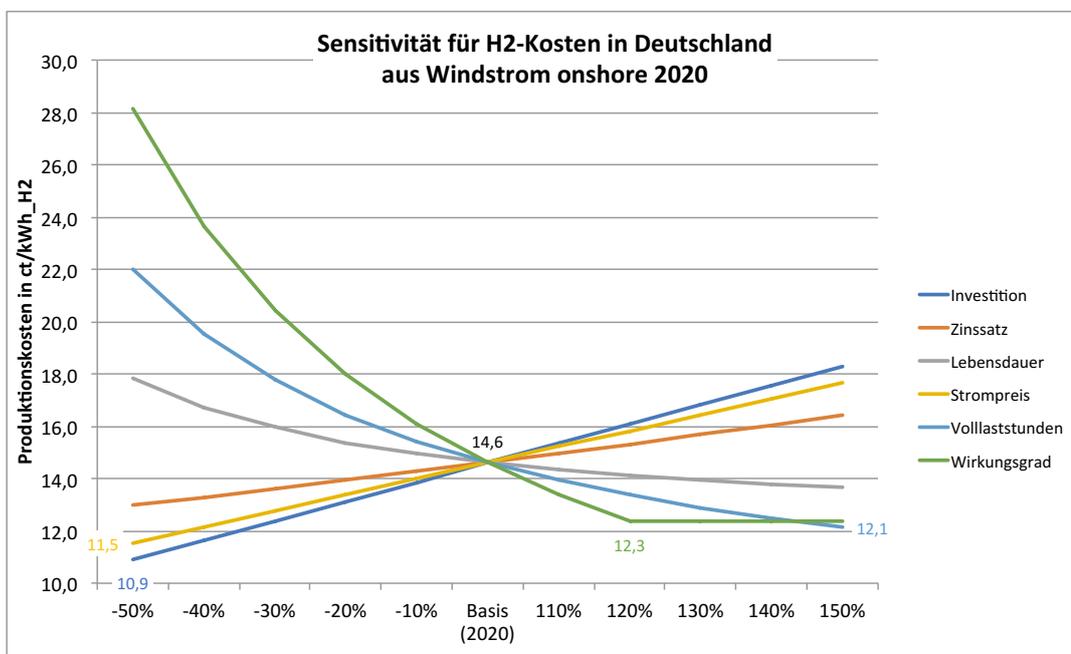


Abbildung 4: Sensitivität der Produktionskosten nach den verschiedenen relevanten Kostenfaktoren

Quelle: Eigene Berechnungen und Darstellung auf Basis der Metaanalyse (siehe Tabelle 8).

3.3.1 Annahmen zur Entwicklung spezifischer Investitionen für PEMEL Anlagen

Die spezifischen Investitionen für Elektrolyseure sind einer der besonders wichtigen Kostenfaktoren und Gründe für die derzeit noch relativ hohen H₂-Produktionskosten im Vergleich zur konventionellen H₂-Produktion mittels Dampferomierung aus Erdgas. Die Annahmen der betrachteten Studien hierzu und die daraus abgeleiteten eigenen Parameter für die Jahre 2020, 2030 und 2050 sind in Abbildung 5 zusammengefasst. Demnach sind für Kostenanalysen zwei wichtige Aspekte zu beachten. Zum einen zeigt sich für alle Jahre eine deutliche Bandbreite bei den Studienannahmen zu den spezifischen Investitionen, die über den Zeitraum im Bereich bis zu etwa 800 €/kW_{el} pro Jahr liegt. Annahmen zu (künftigen) Investitionen können daher als unsicher bezeichnet werden, so dass für Berechnungen bzw. Ergebnisse diesbezüglich immer Bandbreiten verwendet und angegeben werden sollten.

Zum anderen wird mittel- bis langfristig mit einer deutlichen Reduktion der Investitionen gerechnet, im Mittel um etwa –30 % bereits bis 2030 und um etwa –60 % bis 2050. Hierzu sind jedoch neben Optimierungen der Anlagenfertigung vor allem Skaleneffekte, durch eine stark wachsende Nachfrage insbesondere nach großen Anlagen, zu realisieren. (Agora Energiewende 2018) setzt beispielsweise für ihre Kostensenkungen bis 2050 eine weltweite Nachfrage von 100 GW_{el} und damit verbunden Investitionen von insgesamt 10 bis 100 Mrd. Euro bis 2050 voraus. Es dürfte jedoch bisher noch an den nötigen Anreizen für diese Investitionen mangeln, so dass die o.g. Kostenreduktionen bis zum Jahr 2030 angesichts der knappen Zeit eher unwahrscheinlich sind.

Die Auswahl der dargestellten eigenen Annahmen (Bandbreiten) zu den Investitionen im Zeitverlauf (heute: 1.100 bis 1.400 €/kW_{el}, 2030: 700 bis 1.100 €/kW_{el} und 2050: 300 bis 700 €/kW_{el}) orientieren sich an den Mittelwerten aus den Studienangaben. Dazu werden die Annahmen für 2020 und 2050 auf glatte Werte abgerundet und die Werte für 2030 orientieren sich an dem vorigen und nachfolgenden Wert.

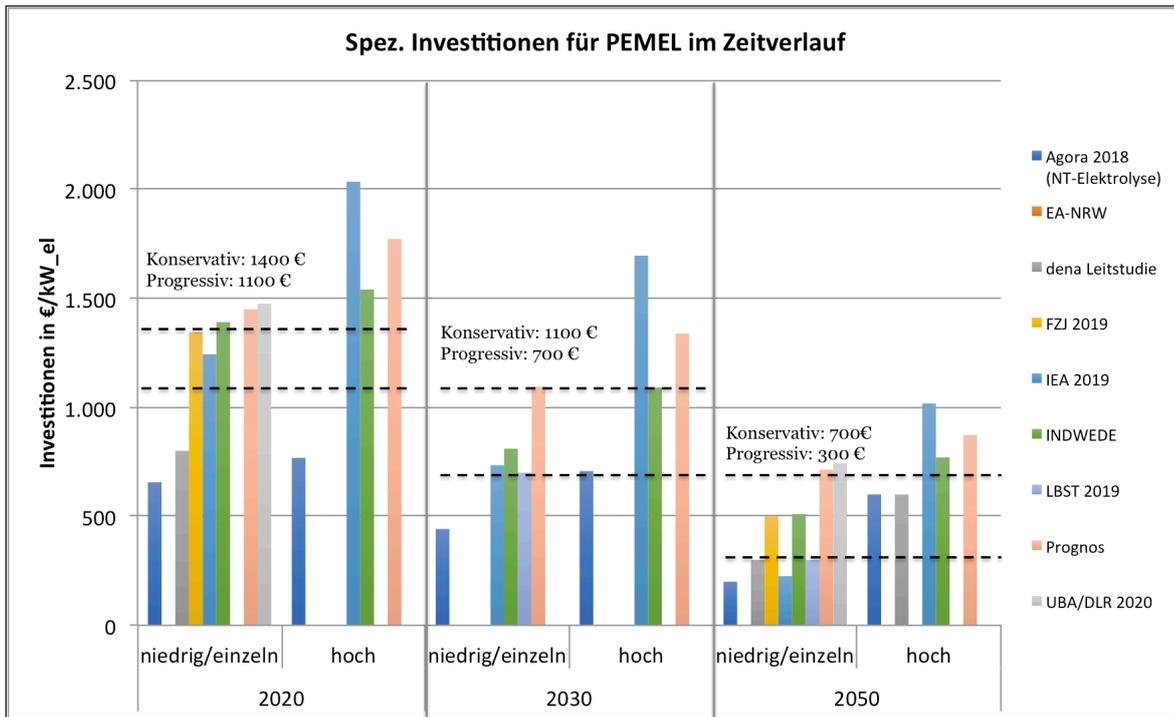


Abbildung 5: Entwicklung der Investitionskosten für Elektrolyseure bis 2050

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Metaanalyse.

3.3.2 Annahmen zur Entwicklung der EE-Stromgestehungskosten

Die Annahmen zu den anlegbaren Stromerzeugungskosten der erneuerbaren Energiequellen für die Elektrolyse streuen in den Studien sehr stark und sind wenig konsistent. Zudem enthalten viele der betrachteten Studien keine bzw. zu wenig nachvollziehbare Angaben zu diesem wichtigen Kostenfaktor. Daher wird abweichend zu den anderen Faktoren eine selektive Auswahl für die eigenen Annahmen in Tabelle 8 getroffen.

Für die EE-Stromkosten in **Deutschland** werden für die Jahre 2020 und 2030 die Ergebnisse der einschlägigen Kostenanalyse bis 2035 von (Fraunhofer ISE 2018) übernommen. Die PV-Stromkosten sind darin eher progressiv, während für offshore-Windstrom von der Nordsee vereinzelt auch mit deutlich niedrigeren Werten gerechnet wird – z.B. 30 bis 40 €/MWh in (Terlouw und Peters 2019, 171). Für das Jahr 2050 wird daher aufgrund der in der Studie fehlenden Daten jeweils eine pauschale Kostendegression in Höhe von 10 % gegenüber den Studienwerten von 2030 angenommen.

Als Referenztechnologie für die Bestimmung von H₂-Bereitstellungskosten aus **Marokko** bietet sich im Vergleich zu anderen Regionen die Hybridlösung aus PV- und onshore-Windstromerzeugung aufgrund ihrer räumlichen Nähe in den Küstenregionen an. Sie erlauben höhere Vollaststunden und können daher vorteilhaft für den Einsatz von Elektrolyseanlagen und die Produktion von grünem Wasserstoff genutzt werden. Wir folgen damit dem Ansatz der Studie (Agora Energiewende 2018) und übernehmen daher auch deren Bandbreiten für die Stromerzeugungskosten (siehe

Tabelle 8)¹¹. Es bleibt letztlich aber nicht nur in Marokko eine energiepolitische bzw. -wirtschaftliche Entscheidung, für welchen Zweck die besten Erzeugungspotenziale (Sweet Spots) verwendet werden. Eine direkte Substitution von fossil erzeugtem Strom sollte in der Regel Vorrang vor indirekter Substitution haben. Daher sind alle Kostenergebnisse für Wasserstoff in Systemen mit noch bedeutenden Anteilen an fossiler Stromerzeugung mit entsprechenden Unsicherheiten versehen und werden tendenziell unterschätzt.

Die Erzeugungskosten für Windstrom in **Norwegen** werden pauschal aus den jeweiligen Werten für Deutschland abgeschätzt, in dem sie entsprechend der geschätzten höheren Volllaststunden (+20 %) um 12 % günstiger angenommen werden. Sie liegen damit oberhalb der meisten durch zusätzliche Recherchen ermittelten Angaben für EE-Strom in Norwegen von 24 bis 47 €/MWh_{el}, bei denen jedoch unklar bleibt auf welche EE-Quellen sie sich beziehen und inwiefern die sehr günstigen Kosten für Strom aus Wasserkraft einbezogen sind. Die Annahmen werden daher zwar als unsicher aber hinreichend plausibel angesehen.

Bei der Analyse und Interpretation von H₂-Kostenvergleichen zwischen den verschiedenen Technologien und Ländern sollten daher immer die zugrundeliegenden Annahmen über die künftigen Stromerzeugungskosten angegeben und die damit verbundenen hohen Unsicherheiten berücksichtigt werden.

3.3.3 Transport- und Verteilungskosten für grünen Wasserstoff

Für die Bereitstellung von (grünem) Wasserstoff sind zusätzlich Kosten für den Transport (über längere Strecken und für große Kunden) und ggf. auch die Verteilung (für kürzere Strecken und kleine Kunden) zu berücksichtigen. Diese Kosten nehmen mit der Entfernung zu und spielen insbesondere für Importe aus weit entfernten Regionen eine wichtige Rolle, da sie die günstigeren Produktionskosten dort im Vergleich zur heimischen Produktion, zumindest teilweise, kompensieren können (vgl. Paritätsanalysen in Kapitel 3.5).

Für den Import über weite Strecken kommen grundsätzlich die beiden Optionen Pipeline und Schiff in Frage. Ihre wesentlichen techno-ökonomischen Daten sowie ihre Vor- und Nachteile sind in Tabelle 9 gegenübergestellt.

11 Diese liegen zwischen den Bandbreiten 25-30 €/MWh_{el} von (Terlouw and Peters 2019) für Hybridsysteme in Südeuropa und 65-100 €/MWh_{el} (Prognos 2020b) für solche in Marokko/Nordafrika und sind daher weder als zu optimistisch noch als zu pessimistisch anzusehen.

Tabelle 9: Wesentliche Eigenschaften der Transportoptionen Pipeline und Schiff

Eigenschaften	Pipeline	Schiff
Kapazitäten	340-876 Mio. kg _{CH₂} /a	≤ 10-11 Mio. kg _{LH₂} /Schiff
Investitionen	226-1.367 tsd.€/km	466-613 Mio. €/Schiff
Effizienz (-verluste)	99,2%/100km	(ca. 30% für Verflüssigung und 0,3%/d Verdampfung)
Kosten für Transport und Verflüssigung	0,01-0,034 €/(MWh•km) Spitzenwert: 0,34 €/(MWh•km)	0,005-0,045 €/(MWh•km) Spitzenwert: 0,68 €/(MWh•km) 25-38 €/MWh
Vorteile	Hohe Kapazität und Effizienz Geringe Betriebskosten Inkl. Speicherfunktion ggf. bestehende Gasleitungen auch für H ₂ nutzbar	Sehr große Transportentfernungen möglich Hohe Skalierbarkeit Moderate Kostenzunahme mit Entfernung
Nachteile	Kapitalintensiv Größere Volumen bzw. Leitungsdurchmesser als für Erdgas nötig Große Mengen nötig	Noch keine Schiffe verfügbar ¹² Große Mengen nötig Hohe Umwandlungsverluste Verflüssigung inflexibel Leere Rückfahrten (wg. Spezialfracht)

Quelle: Eigene Darstellung nach (Schindler 2019), (IEA 2019a), Spitzenwert, Vor- und Nachteile nach (Singh et al. 2015).

Für den Transport von Wasserstoff über Pipeline spricht, dass es sich hierbei um eine bereits bewährte Technologie handelt¹³. H₂-Pipelines erlauben den Transport großer Mengen über grundsätzlich weite Entfernungen bei relativ niedrigen Betriebskosten und Verlusten. Die Leitungen fungieren dabei zugleich auch als Speicher für den gasförmigen Wasserstoff darin. Ein besonderer Vorteil kann zudem darin bestehen, dass bestehende Erdgasleitungen für den H₂-Transport umgewidmet werden können, sofern sie aus ausreichend hochwertigen Stählen bestehen bzw. entsprechend umgerüstet werden. Diese Möglichkeit kommt insbesondere einem innereuropäischen Transport und z.B. H₂-Importen aus den sonnen- und windreichen Regionen der EU nach Deutschland zugute. Entsprechende strategische Planungen dazu gibt es sowohl auf EU- als auch Länder-Ebene ((ENTSO-G 2019) und (FNB n.d.)). Kosten und Zeitaufwand für den Aufbau von ohnehin notwendigen Transport- und Verteilnetzinfrastrukturen für Wasserstoff könnten dadurch im Vergleich zu Neubauten reduziert werden.

Die Nachteile einer Nutzung von Pipelines für den H₂-Transport sind die nötigen hohen Investitionen für Neubau bzw. Umrüstung und dass im Vergleich zu Erdgasleitungen aufgrund der ca. dreifach niedrigeren Energiedichte von Wasserstoff größere Leitungsdurchmesser (bzw. Betriebsdrücke und Wandstärken) für den Transport der

12 Unlängst wurde abweichend die erste Fertigstellung eines Flüssigwasserstofftankschiffes („Suiso Frontier“) durch Kawasaki in Japan gemeldet. Dieses soll einen vakuumisolierten LH₂-Speichertank mit einer Doppelmantelstruktur von 1.250 m³ enthalten. Das Schiff soll für Technologie-Demonstrationstests und den Aufbau einer internationalen Wasserstoff-Energieversorgungskette eingesetzt werden. Ziel ist Flüssigwasserstoff aus Australien (aus ungebrauchter Braunkohle gewonnen) nach Japan zu verschiffen (Solarify 2020).

13 Nach (IEA 2019a) gibt es weltweit etwa 5000 km an H₂-Pipelines, davon 2600 in den USA und ca. 400 km in Deutschland.

gleichen Energiemenge benötigt werden. Die Transportkosten der Pipelines hängen dabei nicht nur von der Kapazität, sondern auch von dem gewählten Durchmesser (Auslegung) der Leitungen ab. Bei gleicher Gesamtkapazität fallen die Investitionen für eine Leitung mit 600 mm Durchmesser um ca. 50% niedriger aus als für vier Leitungen mit jeweils 300 mm Durchmesser (Mulder, Perey, and Moraga 2019). Dieser Zusammenhang erschwert jedoch eine kostenoptimale Synchronisation zwischen dem relativ kleinskaligen Ausbau einer grünen H₂-Produktion und dem großskaligen Ausbau von Transportleitungen. Entweder nimmt man in Kauf, dass die großen Leitungen zumindest in der Anfangsphase nicht voll ausgelastet werden oder dass ein modularer Ausbau von Transportleitungen am Ende insgesamt teurer wird als ein zentraler Ausbau.

Der Schiffstransport von Wasserstoff könnte dagegen gut skaliert und damit an die dezentralen Ausbaupfade einer H₂-Produktion angepasst werden und auch weitaus größere Entfernungen überbrücken als Pipelines. Eines der Hauptprobleme für diese Option ist jedoch, dass es noch keine kommerziellen Schiffe und Erfahrungen für den H₂-Transport gibt (IEA 2019a). Das oben in der Fußnote genannte erste Demonstrations- und Versuchsschiff aus Japan verfügt „nur“ über eine Kapazität in Höhe von etwa 1.250 Nm³ an flüssigem Wasserstoff (LH₂), d.h. umgerechnet ca. 88.500 kg H₂ (bzw. 2,95 GWh) und liegt damit noch mehrere Größenordnungen unter den in der Tabelle angegebenen Werten für künftig denkbare Schiffe. Mit dem aktuellen Schiff könnte umgerechnet gerade einmal die Jahresproduktionsmenge einer 1 MW onshore-Windkraftanlage in Marokko (bei 4.000 h/a) transportiert werden.

Ein zweiter wesentlicher Nachteil für den Schiffstransport ist, dass der Wasserstoff dafür verflüssigt (d.h. bis auf -253°C heruntergekühlt) werden muss, weil sonst für gasförmigen Wasserstoff die transportablen Energiemengen zu klein oder die Schiffe zu groß werden. Dieser Umwandlungsschritt ist teuer und energie- bzw. stromintensiv (siehe Tabelle 9). Daher stellt diese Anforderung eine weitere große Hürde gegenüber dem Einstieg in eine H₂-Transportinfrastruktur mittels Schiffe dar.

Die aus den o.g. Annahmen resultierenden zusätzlichen Transportkosten für Pipeline und Schiff in Abhängigkeiten von der Entfernung sind in Abbildung 6 dargestellt. Sie spiegeln entsprechend der unterschiedlichen Studienangaben mit der Entfernung zunehmend große Bandbreiten wider, die für Schiffe deutlich weiter auseinander liegen als für Pipelines. Demnach ist für relativ kurze Transportentfernungen von 1.000 km mit Transportkosten zwischen 10 und 30 €/MWh_{H₂} für Pipelines und 30 bis 84 €/MWh_{H₂} für Schiffe zu rechnen. Für H₂-Transporte aus Marokko ist mit wenigstens ca. 30 €/MWh_{H₂} für eine ca. 2.900 km lange Pipeline oder ca. 42 €/MWh_{H₂} für den ca. 3.400 km langen Seeweg zu rechnen¹⁴.

Der Transport via Schiff würde demnach erst nach einer Entfernung von ca. 5.000 km günstiger werden als über eine Pipeline, allerdings mit deutlich höheren Kostenunsicherheiten bzw. -risiken. Andere Studien kommen auf break even Entfernungen, bis zu denen ein H₂-Transport via Pipeline in jedem Fall günstiger als der Schiffstransport ist, in Höhe von 1.500 bis ca. 3.000 km (IEA 2019a) und ca. 3.500 km (Schröder and Jörling 2020).

14 Entfernungen aus (Schindler 2019).

Aufgrund der höheren Kostenbandbreiten und der ungünstigeren Ausgangslage für Schiffstransporte wird daher für die folgenden eigenen Analysen zu Importkosten angenommen, dass Wasserstoffexporte nach Deutschland künftig nur über Pipelines und eine Transportentfernung von bis zu etwa 4.000 km sinnvoll erscheinen. Der geographische Bezugsraum wird dadurch wesentlich eingegrenzt und für die Analysen auf Marokko und Norwegen beschränkt (siehe Kapitel 3.4f)¹⁵. Falls sich Exportländer trotzdem für einen Transport (auch) per Schiff entscheiden, dann ist entsprechend und zumindest in der Anfangsphase mit deutlich höheren Transportkosten zu rechnen. Diese werden dann in der Regel die Vorteile der günstigeren Produktionskosten im Vergleich zu Deutschland ausgleichen (vgl. Kapitel 3.4.4).

Die hohen Transportkosten für reinen Wasserstoff sind ein wesentlicher Grund, warum in vielen in der Metaanalyse betrachteten Studien nicht Wasserstoff, sondern aus ihm hergestellte synthetische Brenn- und Kraftstoffe (PtX) als Exportgut ausgewählt und analysiert werden, weil dann die bestehenden, kostengünstigeren Infrastrukturen (Schiffe, Pipelines und Speicher) weiter verwendet werden können.

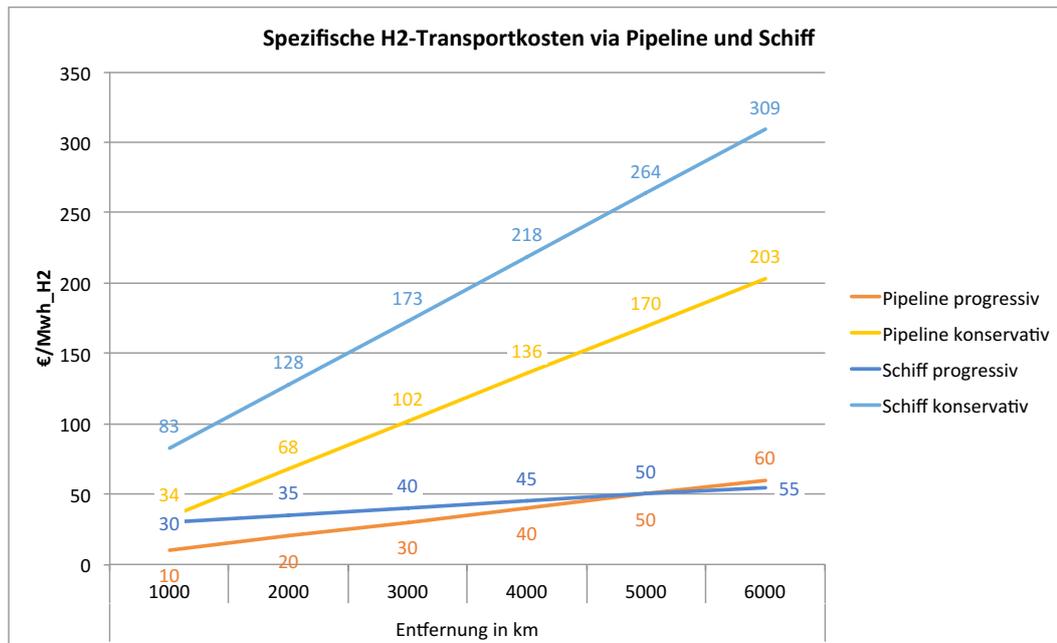


Abbildung 6: Spezifische Transportkosten für Wasserstoff via Pipeline und Schiff in Abhängigkeit der Entfernung

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung nach (Schindler 2019), (IEA 2019b) und (Navigant 2020).

Für die Verteilungskosten innerhalb von Deutschland wird nach eigenen Berechnungen pauschal mit 1,1 ct/kWh_{H2} (progressiv) bis 2,1 ct/kWh_{H2} (konservativ) gerechnet.

3.4 Vergleich von H₂-Bereitstellungskosten für Deutschland aus Marokko und Norwegen (Länderanalysen) mit den Produktionskosten in Deutschland

Im Folgenden wird dargestellt, warum Marokko und Norwegen als potenzielle Exportländer für grünen Wasserstoff nach Deutschland besonders in Frage kommen

¹⁵ In beiden Fällen bestehen zudem schon Gasleitungen nach Europa bzw. Deutschland, die prinzipiell für eine Zumischung von H₂ oder einen H₂-Transport umgewidmet werden können.

und wie die Bereitstellungskosten aus diesen Ländern im Vergleich zu den heimischen Produktionskosten einzuschätzen sind.

3.4.1 Überblick und Auswahl

Grundsätzlich lässt sich konstatieren, dass sowohl in der wissenschaftlichen Literatur als auch im politischen Diskurs eine Vielzahl an Regionen und Einzelländer als potentielle zukünftige Wasserstoffexporteure benannt werden. Grund hierfür sind vorteilhafte Standortfaktoren für die erneuerbare Stromproduktion, welche eine hohe Auslastung der Elektrolyseanlagen ermöglichen und so die Erzeugungskosten von grünem Wasserstoff minimieren. Soll der Wasserstoff jedoch nicht lokal verbraucht, sondern exportiert werden, stellen die Gestehungskosten nur einen wichtigen Aspekt unter mehreren Gesichtspunkten dar. Neben den Transportkosten, welche je nach Distanz und Transportmittel beträchtlich sein können, gilt es beispielsweise auch, das Exportpotenzial kritisch abzuschätzen, welches aufgrund von Eigenbedarfen oder Restriktionen im Aufbau von Erzeugungskapazitäten mit hohen Unsicherheiten behaftet sein kann. Auch eine Bewertung der Investitionssicherheit ist vonnöten, da diese eng mit der politischen Stabilität des Landes verknüpft ist und sich in Form von Risikoaufschlägen in den Kapitalkosten widerspiegelt. Navigant et al. 2019 sehen die Sweet Spots für H₂-Importe in der Schnittmenge von Importkosten, Potenzialen und politisch-ökonomischen Rahmenbedingungen, wie in Abbildung 7 dargestellt ist. Einige besonders geeignete Kandidaten, welche nicht nur günstige Importkosten ermöglichen, sondern auch über adäquate Rahmenbedingungen verfügen, wurden von uns in der Abbildung eingekreist. Hierzu zählen Marokko, Norwegen, Kanada, Island, Chile und Australien, welche sich in ihren jeweiligen Stärken und Schwächen durchaus unterscheiden. Für die vorliegende Studie wurden zwei Fallbeispiele ausgewählt, welche einerseits hinsichtlich der Importkosten sowie Rahmenbedingungen sehr gut abschneiden, sich andererseits aber auch in ihrer geografischen Verortung stark unterscheiden und deren Betrachtung somit einen möglichst breiten Teil der gegenwärtigen Diskussion abdeckt:

- Marokko, als vieldiskutierter Vertreter der MENA-Region (Middle East North Africa)
- Norwegen, als europäische Industrienation

Zusätzlich zu einer umfassenden Kostenbetrachtung, welche sowohl die Ergebnisse einer Metaanalyse aktueller Studien als auch eigene Berechnungen umfasst, werden die beiden Fallbeispiele hinsichtlich weiterer quantitativer und qualitativer Faktoren beleuchtet. Darüber hinaus wird eine Einschätzung in Form eines kurzen Exkurses für Australien als diskutierte Option im globalen Kontext gegeben.

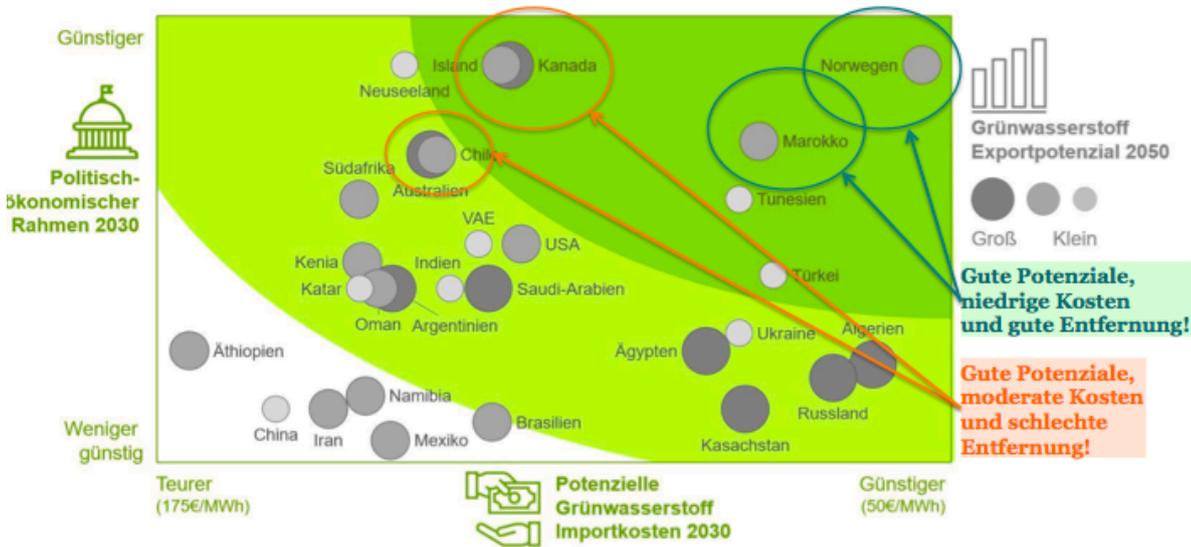


Abbildung 7: Darstellung und Bewertung von Importkandidaten

Quelle: Navigant et al. (2019), um eigene Teil-Bewertungen modifiziert.

3.4.2 Marokko – H₂-Bereitstellungskosten und Rahmenbedingungen

Verwendete Studien für die Analysen zu Marokko:

- Fraunhofer IEE 2020: Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem – Fokus Gebäudewärme
- Navigant, adelphi, dena, GIZ 2019: Grüner Wasserstoff – Internationale Kooperationspotenziale für Deutschland
- Fraunhofer ISI 2019: Study on the opportunities of "power-to-x" in morocco – 10 hypotheses for discussion
- Energieagentur NRW 2019 (Hrsg.): Gestehungskosten von PtX-Produkten im Vergleich zwischen Deutschland und Nordafrika; Johannes Schindler
- Climate Action Tracker: Morocco; <https://climateactiontracker.org/countries/morocco/sources/>
- IEA 2019: The future of hydrogen
- IEA 2019: Energy Policies beyond IEA Countries: Morocco 2019
- Agora 2018: Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe

Als vieldiskutierter Vertreter der MENA-Region bietet das nordafrikanische Land wegen guter Standortbedingungen für Sonnen- und Windstrom sowie vergleichsweise geringer Transportdistanzen günstige Grenzübergangskosten. Abbildung 8 zeigt die Ergebnisse der Metaanalyse sowie der eigenen Berechnungen zu Kostenbandbreiten für die Zieljahre 2030 und 2050 auf. Zur Einordnung der Ergebnisse ist zusätzlich ein Mittelwert der eigenen Berechnungen für eine heimische Erzeugung in Deutschland dargestellt (grau). Im Durchschnitt der betrachteten externen Studien sowie der eigenen Kostenberechnungen (WI 2020) liegen diese für 2030 bei 13,7 €/kWh H₂ und für 2050 bei 11,2 €/kWh H₂. Wie der Abbildung 8 zu

entnehmen ist, sind beträchtliche Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Importkosten zu beachten.

Ein wesentlicher Standortvorteil Marokkos gegenüber anderen Regionen ist die Möglichkeit, küstennah sowohl Photovoltaik als auch Windkraft zu nutzen und so besonders hohe Volllaststunden zu erzielen. Daher wird für die eigenen Berechnungen ein hybrides PV-/onshore-Windsystem mit Volllaststunden von 5.400 h/a zugrunde gelegt (siehe Tabelle 8) und jeweils ein progressives wie auch ein konservatives Szenario gerechnet.

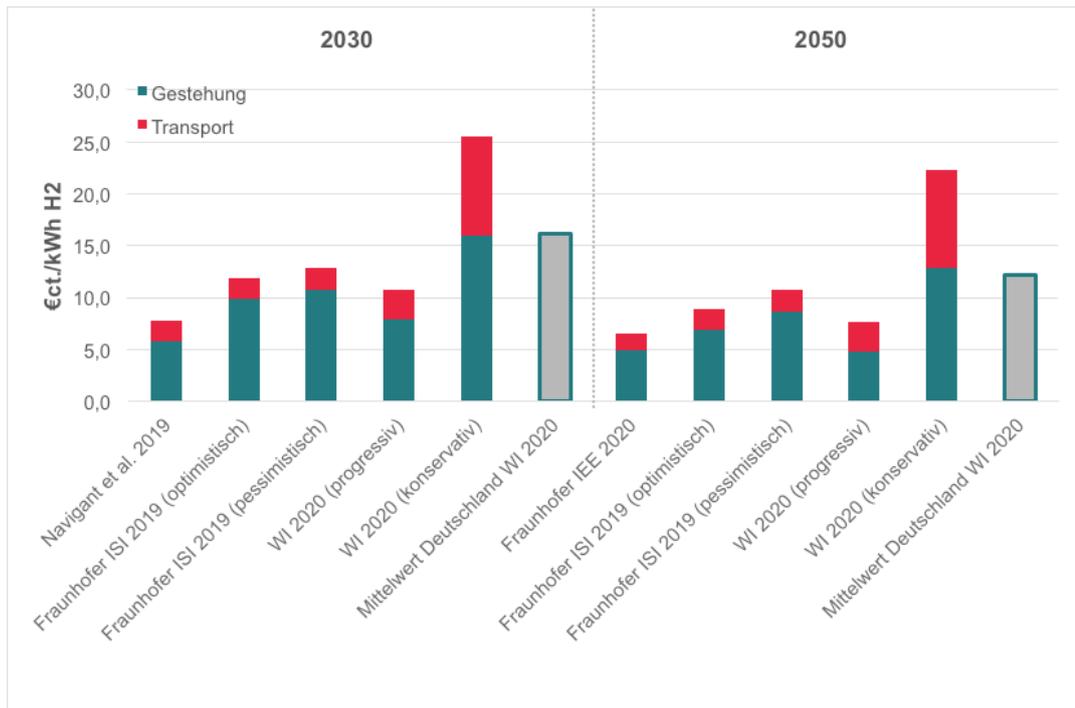


Abbildung 8: Ergebnisse der Metaanalyse sowie eigener Berechnungen (WI 2020) zu den zukünftigen Kosten von Wasserstoffimporten via Pipeline aus Marokko

Bemerkung: Die von Navigant et al. (2019) ausgewiesenen Erzeugungskosten gehören für die betrachteten Länder stets zur unteren Grenze der Abschätzungen innerhalb der Literatur und sind somit als optimistisch einzustufen.

Quelle: eigene Darstellung und Berechnungen.

Über eine rein kostenseitige Analyse hinaus wird Marokko auch in Bezug auf weitere Standortbedingungen, des realisierbaren Importpotenzials nach Deutschland, der Investitionssicherheit sowie der Entwicklung des Energiesystems hin näher betrachtet. Die entsprechenden Daten sind in Abbildung 9 aufgelistet und werden im Folgenden näher erläutert.

Marokko weist eine Reihe an Erzeugungsmöglichkeiten für erneuerbaren Strom und damit grünen Wasserstoff auf. Die hohe solare Einstrahlung im Landesinneren ermöglicht die Nutzung von Photovoltaik und perspektivisch auch Concentrated Solar Power (CSP), doch für die Wasserstoffproduktion scheint die Kombination aus Windenergie und Photovoltaik in Küstennähe am vorteilhaftesten, wodurch nach (Navigant et al. 2019; Fraunhofer IEE 2020) bis zu 6.000 h/a erreicht werden

können¹⁶. Mit etwa 2.800 km Distanz bis Deutschland (NRW) eignet sich das nordafrikanische Land für den Wasserstofftransport via Pipeline, wenngleich die Kosten hierfür mit 1,6 – 9,5 €/kWh H₂ mit erheblichen Unsicherheiten (vgl. 3.3.3) behaftet sind und damit einen nicht zu vernachlässigenden Faktor darstellen.

Hinsichtlich eines für die H₂-Produktion nutzbaren EE-Stromerzeugungspotenzials in Marokko erscheint die Studienlage sehr dünn. Es konnte lediglich eine Studie ermittelt werden (Fraunhofer IEE 2020), die mit 250 GW erneuerbarer Kapazität rechnet, welche in für PtX geeigneten „Vorzugsregionen“ installierbar ist. Davon entfällt voraussichtlich jedoch etwa die Hälfte auf die Versorgung lokaler Bedürfnisse, weshalb unter Berücksichtigung von Transportverlusten (8 % pro 1.000 km, d.h. insg. 60 TWh H₂ Verlust) maximal 206 TWh Wasserstoff pro Jahr aus dem nordafrikanischen Land importiert werden könnten. Dabei dürfte jedoch die Fähigkeit, ein langfristiges Wachstum der Kapazitäten aufrechtzuerhalten eine weitaus größere Restriktion darstellen als das absolute technische Potenzial. So werden laut Fraunhofer ISI (2019) alleine zur Erreichung der marokkanischen Klimaziele (s.u.) bis 2030 jährliche Wachstumsraten von 16% bei der Windkraft und 26% bei der Solarenergie benötigt. Ein derartiger Ausbau wurde zwar in der Vergangenheit verzeichnet – laut Fraunhofer IEE (2020) lag die jährliche Wachstumsrate der Windkraft in Marokko von 2010 bis 2017 durchschnittlich bei 20% und für Solar bei 26% – es verdeutlicht aber das Ambitionsniveau, insbesondere wenn zusätzliche Kapazitäten für Exporte bereitgestellt werden sollen.

Einen weiteren – für Marokko als Wüstenstaat besonders relevanten – Faktor stellt der Wasserbedarf der Elektrolyse dar. Um hier die Versorgung der Bevölkerung nicht zu gefährden, muss dieses zwingend aus Meerwasser gewonnen werden. Da zumindest gegenwärtige Elektrolyseure mit reinem Wasser arbeiten, sind hierfür Entsalzungsanlagen notwendig. Diese sind kommerzieller Stand der Technik, ihr Betrieb basiert derzeit aber größtenteils auf fossilen Energien. Für die Produktion von grünem Wasserstoff ist auch hier ein Umstieg auf erneuerbare Energien notwendig, wofür je nach Entsalzungsverfahren verschiedene Möglichkeiten bestehen (Solarthermie für Verdampfung, Photovoltaik/Windkraft für Umkehrosmose). Wenngleich die Meerwasserentsalzung mit Kosten verbunden ist, stellen diese nur einen sehr geringen Anteil in der Kostenstruktur von grünem Wasserstoff dar. So beziffern (Palenzuela et al. 2015) die spezifischen Wasserproduktionskosten via solarer Umkehrosmose mit 0,79 EUR/m³ bis 0,92 EUR/m³, was etwa 0,023 €/kWh_{H₂} entspricht¹⁷. Auch (Agora Energiewende 2018) gehen davon aus, dass die Meerwasserentsalzung keine signifikante Kostenkomponente darstellt und rechnen lediglich mit 0,0001 €/kWh_{H₂}. Die Autoren weisen jedoch darauf hin, dass keine Nutzungskonkurrenzen mit der Trinkwasserbereitstellung entstehen dürfen, falls Entsalzungsanlagen auch hierfür eingesetzt werden.

Hinsichtlich der Investitionssicherheit wird die MENA-Region im öffentlichen Diskurs eher mit Skepsis betrachtet. Marokko ist hiervon zumindest teilweise ausgenommen, denn die Qualität der bilateralen Beziehungen zu Deutschland ist hoch und

16 Dieser Wert für die Volllaststunden liegt oberhalb der von uns verwendeten Annahmen und ist eher als optimistisch anzusehen. Die Auswirkung auf die resultierenden Kosten dürfte jedoch nach der Sensitivitätsanalyse eher niedrig ausfallen.

17 Eigene Berechnung auf Basis eines Wasserbedarfs von 9l H₂O/kg H₂ gemäß (Clean Energy Partnership 2020).

es besteht bereits die Ambition einer gemeinsamen Wasserstoffallianz¹⁸, in deren Rahmen eine Power-to-Gas-Anlage mit 100 MW Elektrolyseleistung in Marokko errichtet werden soll. Im Vergleich zu anderen Ländern des MENA-Raums wird Marokko als politisch stabil angesehen, dennoch stellen hohe Kapitalkosten von derzeit 10 bis 12 % (Weighted Average Cost of Capital, WACC) ein erhebliches Hemmnis dar und die weitere Entwicklung der Region zeigt sich als ungewiss. Ergänzend zur Literatur konnte an dieser Stelle auf noch unveröffentlichte Erkenntnisse aus einem laufenden Forschungsprojekt am Wuppertal Institut zurückgegriffen werden.

Wenngleich Marokko in den letzten Jahren stark in erneuerbare Energien investiert hat und ambitionierte Ziele für den weiteren Ausbau vorweisen kann, ist das Land derzeit stark abhängig von fossilen Energieträgern. Diese machen rund 90 % des Primärenergiemix aus und werden fast vollständig importiert. Entsprechend niedrig ist mit 14 % auch der gegenwärtige Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix.

Endenergie- und Stromverbrauch sowie Treibhausgasemissionen haben sich seit 1990 in etwa verdreifacht. Mit Blick auf das Jahr 2030 hat das nordafrikanische Land die Zielsetzung, den Anteil der Erneuerbaren an der Stromproduktion auf 59 % zu erhöhen und die THG-Emissionen auf 145 Mt/CO₂ zu begrenzen (IEA 2019a). Dennoch werden den fossilen Energieträgern, insbesondere Kohle und Öl, aufgrund der bisherigen Entwicklung weiterhin tragende Rollen zukommen, sodass die Gefahr besteht, durch Wasserstoffimporte die lokale Energiewende zu verschleppen und Rebound-Effekte auszulösen. Die nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung sieht vor, dass H₂-Importe weder zulasten der Eigenversorgung mit erneuerbaren Energien gehen, noch die nachhaltige Wasserversorgung der jeweiligen Partnerländer gefährden dürfen. Beide Aspekte sind für Marokko von besonderer Relevanz und müssen im Falle von zukünftigen H₂-Handelsbeziehungen Beachtung finden.

18 (Schaudwet 2020).

Einflussfaktor	Indikator	Wertung
EE-Stromerzeugungsbedingungen	EE-Optionen	Wind (on-/offshore), PV, CSP
	Volllaststunden	Bis 6.000 (PV+Wind) ^{1, 2}
H ₂ -Exportbedingungen	Transportdistanz	2.800 km ²
	Transportoptionen	Pipeline (bevorzugt), Schiff
H ₂ -Exportpotenzial	EE-Stromerzeugungspotenzial (GW)	250 (in Vorzugsregionen)
	Davon Eigenbedarf (GW)	125 ²
	H ₂ -Importpotenzial (TWh)	206 ²
Investitionssicherheit	Politische Stabilität	mittel ¹
	Kapitalkosten (WACC)	10-12% ^{1,2,3}
Nachhaltigkeit des Energie-systems 2030	Defossilierungsgrad Primärenergiemix	8,5% (2017) ⁷
	Defossilierungsgrad Strommix	14% (2017) → 59% (2030) ⁷
	Endenergieverbrauch (TWh)	66 (1990) → 187 (2017) ⁷
	Stromverbrauch (TWh)	9 (1990) → 33 (2017) ⁷
	THG-Emissionen (Mt CO ₂ -äq.)	32,5 (1990) → 107 (2020) → 145 (2030) ⁸

Abbildung 9: Einflussfaktoren zur Bewertung von Marokko als Importkandidat

Quellen: (1) Navigant et al. (2019), (2) Fraunhofer IEE (2020), (3) Agora Energiewende (2018), (7) IEA (2019), (8) Climate Action Tracker (2019); eigene Darstellung.

3.4.3 Norwegen – H₂-Bereitstellungskosten und Rahmenbedingungen

Verwendete Studien für die Analysen zu Norwegen:

- Chang 2020: The prospects of blue and green hydrogen in Norway for energy export
- Sintef 2020: Largescale hydrogen production in Norway - possible transition pathways towards 2050
- Forschungszentrum Jülich 2020 (Hrsg.): Wege für die Energiewende. Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050
- DNV GL 2019: Produksjon og bruk av hydrogen i norge
- Stattnet 2018: Long-term Market Analysis Nordics and Europe 2018–2040
- Ausfelder und Dura 2018 (Hrsg.)¹⁹: 2. Roadmap des Kopernikus-Projektes „Power-to-X“. Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X). Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X-Technologien

Auch Norwegen bietet vorteilhafte EE-Standortbedingungen, insbesondere für Wind- und Wasserkraft. Durch vergleichsweise kurze Transportdistanzen nach Deutschland lassen sich relativ niedrige Grenzübergangspreise realisieren, welche im Durchschnitt der betrachteten externen Studien sowie der eigenen Kostenberechnungen für 2030 bei 12,7 €ct./kWh H₂ und für 2050 bei 13,9 €ct./kWh H₂ liegen²⁰. Abbildung 10 gibt einen Überblick über die jeweiligen Einschätzungen, welche im Vergleich zu Marokko einer noch höheren Spreizung unterliegen. Insgesamt scheint die Aufmerksamkeit für H₂-Importe aus Nordeuropa geringer, obwohl die Kenntnisse und Verflechtungen mit dem norwegischen Energiesystem größer sind als im Fall von Marokko.

19 Enthält einen Exkurs zu Norwegen

20 Die vermeintliche mittlere Kostensteigerung liegt an dem Wegfall der günstigen Kostenquelle.

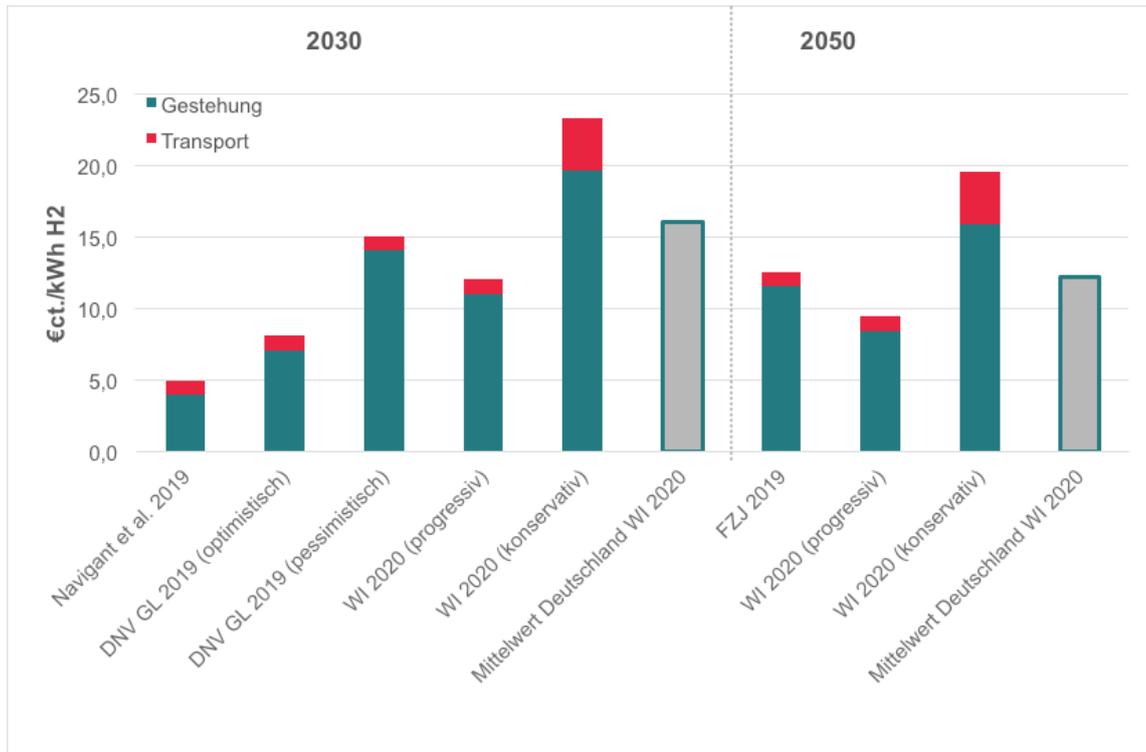


Abbildung 10: Ergebnisse der Metaanalyse sowie eigener Berechnungen zu den zukünftigen Kosten von Wasserstoffimporten via Pipeline aus Norwegen

Bemerkung: die von Navigant et al. (2019) ausgewiesenen Erzeugungskosten gehören für die betrachteten Länder stets zur unteren Grenze der Abschätzungen innerhalb der Literatur und sind somit als optimistisch einzustufen

Quelle: eigene Darstellung und Berechnungen.

Für die eigenen Berechnungen wurde ein offshore-Windsystem mit 4.800 h/a zugrunde gelegt und dafür jeweils ein progressives wie auch ein konservatives Szenario gerechnet, deren Annahmen in Tabelle 8 dargestellt sind.

Wie schon zuvor für Marokko wird die Kostenanalyse um weitere Einflussfaktoren erweitert. Die entsprechenden Daten sind in Abbildung 11 aufgelistet und werden im Folgenden näher erläutert.

Auch Norwegen bietet sehr vorteilhafte Standortbedingungen für erneuerbaren Strom und damit auch für die Produktion von grünem Wasserstoff. Prinzipiell gibt es noch ungenutzte Wasserkraftpotenziale im Land, in der Literatur wird jedoch vor allem auf die hohen und größtenteils noch ungenutzten Windpotenziale (onshore wie auch offshore) verwiesen, welche langfristig bis zu 5.000 jährliche Volllaststunden versprechen (vgl. u.a. Navigant et al. 2019, FZJ/Robinius et al. 2020). Die Transportdistanz ist im Vergleich zu außereuropäischen Sweet Spots kurz, zudem ist Norwegen durch den Handel mit fossilen Brennstoffen bereits infrastrukturell mit Deutschland verbunden.

Als innereuropäische Industrienation bietet Norwegen grundsätzlich sehr gute Investitionsbedingungen, welche sich in günstigen Kapitalkosten widerspiegeln. Wegen Flächenrestriktionen und hohen Eigenbedarfen sind die Potenziale für einen Import nach Deutschland jedoch stark begrenzt. Diesbezüglich konnte jedoch keine

einschlägige Literatur ermittelt werden. (Forschungszentrum Jülich 2020) rechnet mit Wasserstoffimporten aus Norwegen von 50,7 TWh im Jahr 2050. Anzumerken ist, dass dies in der Originalquelle nicht explizit eine Abschätzung des maximalen Potenzials darstellt, sondern vielmehr das Ergebnis einer Modellrechnung, welche den deutschen Bedarf an importiertem Wasserstoff anhand von Kosten-Potenzialkurven auf verschiedene nordwesteuropäische Länder aufteilt. Dennoch weisen auch andere Analysen (vgl. Cheng 2020) darauf hin, dass in 2030 lediglich 20 TWh an erneuerbarem Strom pro Jahr für einen möglichen Export zur Verfügung stehen. Die langfristige Verfügbarkeit ist stark von der Entwicklung der norwegischen offshore-Windenergie abhängig, bis 2050 könnten ggf. jährlich 79 TWh Strom für einen möglichen Export bereitstehen (Cheng 2020 auf Basis von Skar, Jaehnert, Tomasgard, Midthun & Fodstad 2018), womit die von (Forschungszentrum Jülich 2020) prognostizierten 50,7 TWh Wasserstoff abdeckbar wären.

Norwegens Primärenergiemix ist derzeit noch zu etwa 70 % von fossilen Brennstoffen abhängig, was sich durch das ab 2025 geplante Verkaufsverbot von PKW mit Verbrennungsmotoren jedoch zunehmend ändern wird. Die Stromversorgung hingegen ist durch das Angebot an Wasserkraft bereits fast vollständig dekarbonisiert. Der Endenergiebedarf bewegt sich seit 1990 auf einem verhältnismäßig stabilen Niveau und der Stromverbrauch ist im selben Zeitraum um etwa 30 TWh angestiegen. Norwegen plant, bis 2030 seine THG-Emissionen gegenüber 1990 um die Hälfte reduziert zu haben, was für entsprechende Eigenbedarfe an Wasserstoff sprechen könnte.

Einflussfaktor	Indikator	Wertung
EE-Stromerzeugungsbedingungen	EE-Optionen	Wind (on-/offshore), Wasser
	Volllaststunden	Bis ~ 5.000 (offshore-Wind) ^{1, 4}
H ₂ -Exportbedingungen	Transportdistanz	1.100 km
	Transportoptionen	Pipeline (bevorzugt), Schiff
H ₂ -Exportpotenzial	EE-Stromerzeugungspotenzial (TWh)	173 (2030), 244 (2050) ⁵
	Davon Eigenbedarf (TWh)	153 (2030), 165 (2050) ⁶
	H ₂ -Importpotenzial (TWh)	50,7 ⁴
Investitionssicherheit	Politische Stabilität	hoch
	Kapitalkosten (WACC)	5% ¹
Nachhaltigkeit des Energiesystems 2030	Defossilierungsgrad Primärenergiemix	29% (2018) ⁹
	Defossilierungsgrad Strommix	98% (2018) ¹⁰
	Endenergieverbrauch (TWh)	202 (1990) → 240 (2017) ⁹
	Stromverbrauch (TWh)	99 (1990) → 128 (2018) ⁹
	THG-Emissionen (Mt CO ₂ _{äq})	51 (1990) → 51 (2020) → 25 (2030) ⁹

Abbildung 11: Einflussfaktoren zur Bewertung von Norwegen als Importkandidat

Quellen: (1) Navigant et al. (2019), (4) FZJ/Robinius et al (2020), (5) Cheng (2020) auf Basis von Veie et al. (2019) und Gogia et al. (2019), (6) Cheng (2020) auf Basis von Skar et al. (2018), (9) IEA (2018), (10) Climate Action Tracker (2019); eigene Darstellung.

3.4.4 Exkurs: H₂-Schiffstransport von Australien

Als globale Option mit herausragenden EE-Standortbedingungen bietet Australien extrem niedrige Erzeugungskosten für grünen Wasserstoff sowie sehr große verfügbare Flächenpotenziale und wird daher immer wieder in verschiedenen Publikationen erwähnt. Da die sehr große Distanz jedoch nur via Schiff überbrückt werden kann, was eine energieintensive Verflüssigung des Wasserstoffs auf -253°C voraussetzt, erscheint ein Import von reinem Wasserstoff aus Australien unter Berücksichtigung der Vollkosten nicht sinnvoll (vgl. Kapitel 3.3.3). So beziffern Navigant et al. (2019) die Gesteuerungskosten von Wasserstoff in Australien auf gerade einmal 3,3 €/kWh, rechnen jedoch mit 10 €/kWh für die Verflüssigung und den Transport, wodurch Vollkosten in Höhe von 13,3 €/kWh H₂ entstehen. Erneut sei an dieser Stelle angemerkt, dass die von Navigant et al. (2019) genannten Erzeugungskosten für alle Länder stets zur unteren Grenze der Abschätzungen innerhalb der Literatur gehören. Auch ist die Bandbreite an Kostenschätzungen in der Literatur für den Schiffstransport extrem groß (siehe dazu Tabelle 9), und Navigant et al. (2019) liegen mit den angenommenen Transportkosten in Höhe von 10 €/kWh H₂ nahe an deren unteren Ende. Die dort getroffenen Kostenabschätzungen für globale Optionen wie Australien können somit als optimistisch eingestuft werden.

Anders stellt sich die Situation für den Import von sehr viel besser transportierbaren synthetischen Brenn- und Kraftstoffen wie synthetisches Methan, Methanol oder flüssige Fischer-Tropsch Syntheseprodukte, welche langfristig ebenfalls eine Rolle spielen könnten. Diese sind jedoch nicht Gegenstand der Untersuchung, weshalb auf Australien als Importoption nicht explizit näher eingegangen wird. Derselbe Schluss gilt für andere globale Sweet Spot Regionen wie Patagonien.

Abbildung 12 stellt eine Gesamtbewertung der Länderanalysen dar, welche sich aus dem Binnenvergleich der beschriebenen Einflussfaktoren ergibt.

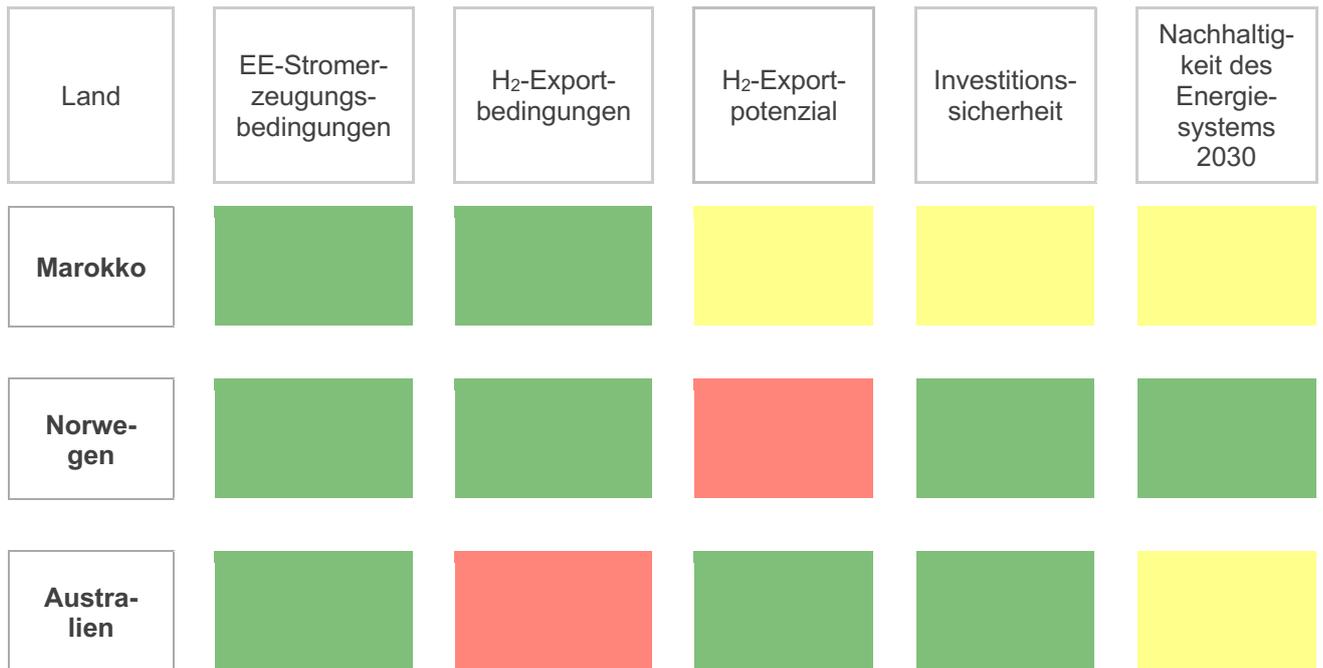


Abbildung 12: Gesamtbewertung der Einflussfaktoren für Marokko, Norwegen und Australien

Quelle: eigene Darstellung und Bewertung.

3.4.5 Deutschland – Heimische H₂-Produktionskosten

Auch eine heimische Produktion von Wasserstoff wird in verschiedenen Studien thematisiert. Abbildung 13 gibt einen Überblick über die jeweiligen Einschätzungen. Im Durchschnitt der betrachteten externen Publikationen sowie der eigenen Kostenberechnungen liegen die Bereitstellungskosten für 2030 bei 18 €/kWh_{H₂} und für 2050 bei 12 €/kWh_{H₂}. Damit wird in den Fallbeispielen auch langfristig voraussichtlich keine Kostenparität gegenüber ausländischen Sweet Spots wie Marokko und Norwegen erreicht.

Von wesentlicher Bedeutung ist das Thema Steuern und Abgaben auf Strom, welche bei Netzbezug die Kosten laut EA NRW (2019) stark in die Höhe treiben können. Bei Prognos (2020) ist diese Option jedoch die günstigste. Hier gehen die Autoren davon aus, dass 90% des bezogenen Stroms unmittelbar an die Elektroden der Elektrolyse geleitet wird und daher von der Stromsteuer befreit ist und zudem die EEG-Umlage langfristig stark sinken wird. Die bei Prognos (2020) und EA NRW (2019) angegebenen Transportkosten beziehen sich auf die Verteilung innerhalb Deutschlands, welche in den Bereitstellungskosten der eigenen Berechnungen (WI 2020) ebenfalls enthalten, aber nicht separat ausgewiesen sind. Für die eigenen Berechnungen wurden zwei separate Fallbeispiele konstruiert, um sowohl die Erzeugung via onshore- als auch offshore-Windenergie abzudecken. Es handelt sich jeweils um Inselsysteme, eventuell anfallende Steuern und Umlagen wurden nicht berücksichtigt. Wie zuvor für Marokko und Norwegen wurde jeweils ein progressives und ein konservatives Szenario gerechnet. Tabelle 8 gibt einen vollständigen Überblick über alle getroffenen Annahmen, für das onshore-System wurden Volllaststunden in Höhe von 2.500 h/a zugrunde gelegt, für das offshore-System 4.000 h/a. Die Wahl der

Volllaststunden entspricht dem Mittelwert der Angaben in (Fraunhofer ISE 2018) und ist damit eher als konservativ zu werten.

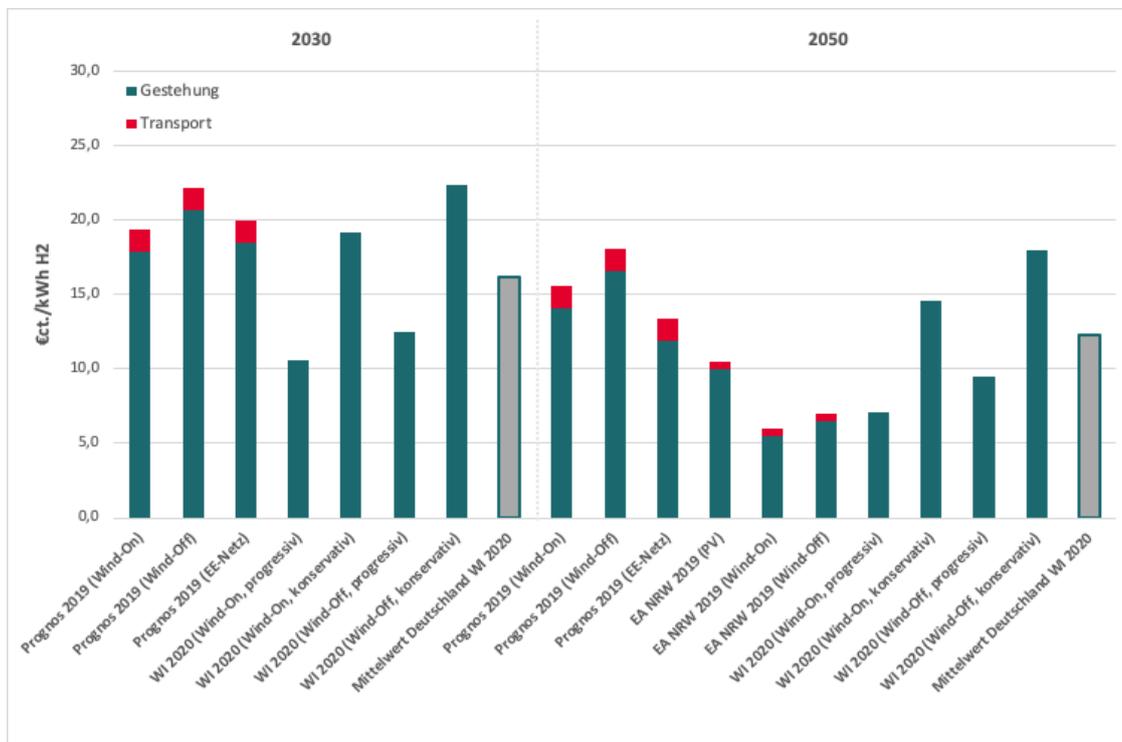


Abbildung 13: Ergebnisse der Metaanalyse sowie eigener Berechnungen zu den zukünftigen Kosten einer Produktion von Wasserstoff in Deutschland

Quelle: eigene Darstellung und Berechnungen.

3.5 Einordnung der Ergebnisse

Die vorigen Analysen zeigen mögliche Unterschiede zwischen den Bereitstellungskosten in Deutschland und den Exportländern sowie den zu berücksichtigenden Rahmenbedingungen bei den Exportländern auf. Um die Ergebnisse besser interpretieren zu können, werden sie im Folgenden im Hinblick auf Variationen von Kostenfaktoren auf der Exportseite sowie mögliche Nachfragemengen eingeordnet und diskutiert.

3.5.1 Kosten vs. Preise

Bei der Betrachtung von mittleren Bereitstellungskosten von Wasserstoff zeichnet sich auch langfristig keine Parität zwischen einer heimischen Produktion in Deutschland und einem Import aus Marokko oder Norwegen ab. Im Vorteil ist die heimische Produktion im Allgemeinen beim Vergleich der progressiven Szenarien für Deutschland im Jahr 2050 mit den konservativen Varianten für Marokko, sowie im Speziellen beim Vergleich des progressiven Wind-onshore Szenarios für Deutschland im Jahr 2050 mit der progressiven Variante für Marokko. Wichtig zu betonen ist dabei jedoch, dass große Unsicherheiten in der Studienlandschaft hinsichtlich der getroffenen Annahmen bestehen, welche die rein kostenbezogenen Standortvorteile letztlich durchaus nivellieren könnten.

Dabei ist auch zwischen Kosten und Preisen zu unterscheiden, denn neben den Gesteigungs- und Transportkosten wird in der Praxis auch ein Gewinnaufschlag zu entrichten sein. Um mögliche derartige Effekte sichtbar zu machen und zu analysieren, werden einzelne Parameter in der Kostenstruktur variiert. Als Ausgangspunkt für die eigenen Berechnungen dienen die progressiven Annahmen für Marokko in 2050, was in Bereitstellungskosten von ca. 7,6 €/kWh H₂ für Deutschland resultiert. Anschließend wird jeweils in 10 %-Schritten

- die Höhe des Diskontierungszinssatzes variiert (von 7,8 % bis maximal 11,7 %)
- ein Gewinnaufschlag auf die Gesteigungskosten implementiert (von 0,48 €/kWh H₂ bis maximal 2,41 €/kWh H₂)
- der Betrag der Transportkosten erhöht (von 2,8 €/kWh H₂ bis maximal 4,2 €/kWh H₂) und
- die Höhe der Volllaststunden reduziert (von 5.400 h/a auf 2.700 h/a)

Abbildung 14 zeigt die Ergebnisse dieser Analyse. Darin sind links die vier resultierenden H₂-Produktionskosten aus Windstrom in Deutschland zum Vergleich dargestellt. Rechts davon sind die Entwicklungen der Bereitstellungskosten aus Marokko als Folge der schrittweisen 10 %-gen Erhöhungen zu erkennen. Eine Erhöhung des Diskontzinssatzes hat demnach den geringsten Einfluss auf die Kosten, niedrigere Volllaststunden und noch deutlicher steigende Transportkosten führen dagegen zu signifikanten Steigerungen. Am stärksten wirkt sich ein steigender Gewinnaufschlag²¹ auf die Höhe der Bereitstellungskosten aus.

Wenn es gelingt, den Wasserstoff in Deutschland zu den entsprechend günstigen Kosten für onshore-Windstrom in Höhe von 33 €/MWh_{el} zu erzeugen, dann liegen die resultierenden H₂-Produktionskosten in Höhe von ca. 71 €/MWh_{H₂} bereits leicht unterhalb von den progressiven Bereitstellungskosten aus Marokko.

Legt man jedoch die mittleren Windstromkosten in Deutschland im Jahr 2050 zugrunde, dann kann eine Kostenparität im direkten Vergleich nur dann erzielt werden, wenn alle vier Kostenfaktoren für einen H₂-Import aus Marokko zusammen um 40 % steigen („kumulierte Erhöhung“).

Wo sich im Vergleich zu den Kosten später ein Wasserstoffmarktpreis einpendeln wird, wird durch die künftige Gesamtsituation sowie die EE-Ausbauten und die H₂-Nachfragen aller Länder weltweit bestimmt werden. Rein auf Produktionskosten bezogen wird es immer Länder mit entsprechenden Rahmenbedingungen geben, um günstiger zu produzieren und ggf. auch in andere Länder zu liefern. Zu einem vollumfänglichen, volkswirtschaftlichen Vergleich zwischen einer stark auf heimischer Produktion basierenden und einer importorientierten Wasserstoffversorgung sind aber auch die Wertschöpfungspotenziale durch die Nutzung von erneuerbaren Energien und Elektrolyseuren zu berücksichtigen, welche Gegenstand von Kapitel 6 sind.

21 Mit einem Gewinnaufschlag ist auch bei kommerziellen Produzenten in Deutschland zu rechnen. Die Margen dürften aus jedoch Wettbewerbsgründen im Vergleich zu Exportländern, die kostengünstiger produzieren, geringer ausfallen.

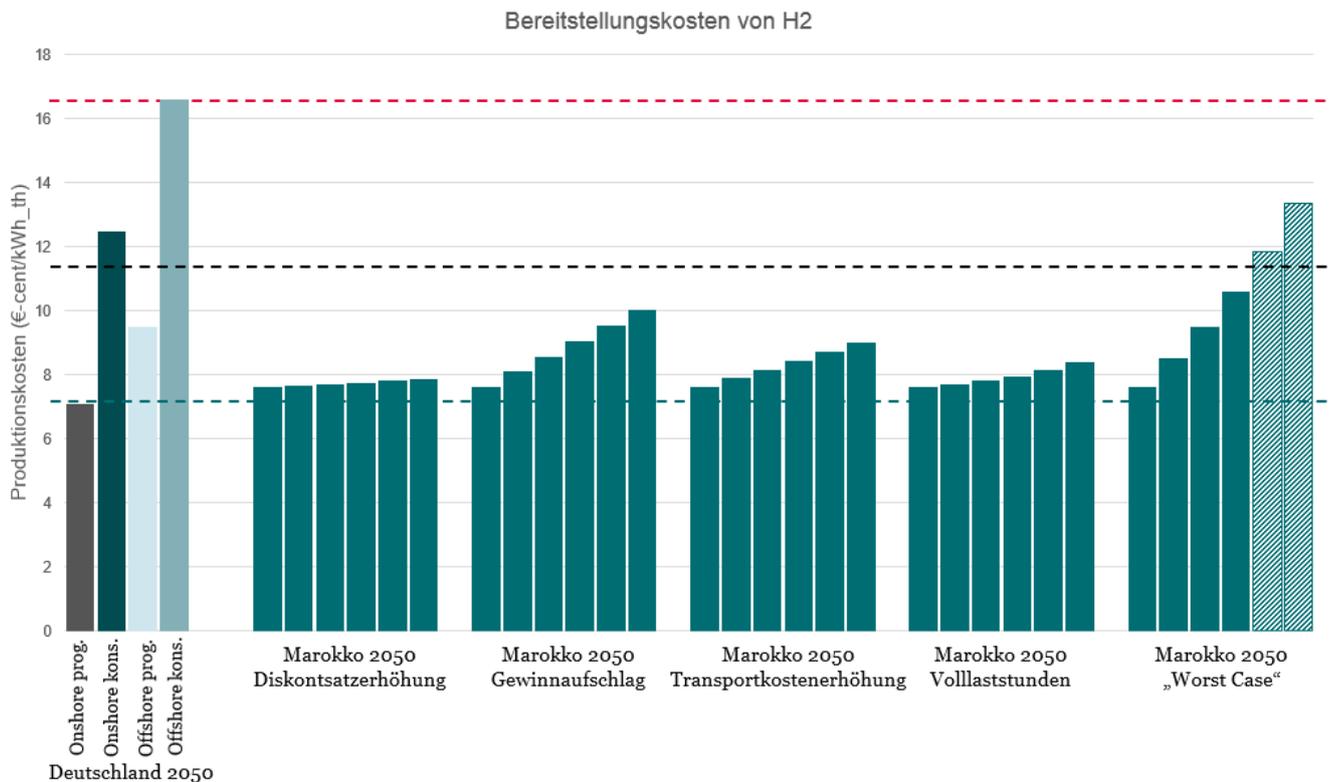


Abbildung 14: Variation der Parameter zur Untersuchung einer möglichen Kostenparität von heimischer Erzeugung gegenüber dem Import aus Marokko in 2050

Bemerkung: Die schwarze gestrichelte Linie markiert den Mittelwert der vier Kostenszenarien für Deutschland, während die rote bzw. grüne gestrichelte Linie das konservative bzw. progressive Kostenniveau von H₂ aus Windstrom zeigt.

Quelle: Eigene Darstellung, eigene Berechnungen.

3.5.2 Bedarfe vs. Potenziale

Der Vergleich von spezifischen Bereitstellungskosten allein sagt noch nichts über einen resultierenden bzw. sinnvollen Umfang von Wasserstoffproduktions- und -importmengen aus. Für eine Abschätzung der möglichen Größenordnungen werden diesbezüglich potenziell zu erwartende H₂-Nachfragemengen und erneuerbare Stromerzeugungsmengen in Deutschland, die jeweils für eine Dekarbonisierung des Energiesystems nötig sind, miteinander verglichen. Abbildung 15 zeigt exemplarisch die erwarteten H₂-Bedarfe nach Sektoren für das Jahr 2050 aus den zuvor bereits betrachteten Szenariostudien (dena 2018; LBST 2019b). Daraus ergibt sich eine hohe Bandbreite für die jährliche H₂-Nachfrage in 2050 von ca. 169 TWh_{th} bis 673 TWh_{th}. Für eine heimische Erzeugung dieser Mengen wird eine Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (ohne Speicher und weitere Verluste) zwischen ca. 228 und 910 TWh_{el} pro Jahr benötigt.

Wieviel von einer künftigen H₂-Nachfrage in Deutschland selber produziert werden kann und soll ist Gegenstand intensiver Arbeiten und Diskussionen in Forschung und Politik. Dabei zeigen sich auch hier wieder große Bandbreiten in den Studien:

- Die Studie (dena 2018) erwartet 2050 eine H₂-Importmenge von 5 TWh/a (Importquote 3 %) im TM95 Szenario und von 32 TWh/a (Importquote 19 %) im EL95 Szenario. Der weitaus überwiegende Teil des inländischen H₂-Bedarfs wird somit auch inländisch aus erneuerbaren Energien produziert. Die zugrundeliegende erneuerbare Stromerzeugung in Deutschland 2050 beträgt insgesamt ca. 740 TWh (TM95) bzw. 851 TWh (EL95). Davon stammen 471 TWh bzw. 493 TWh aus Windkraftanlagen an Land, was einer installierten Leistung von 171 GW bzw. 179 GW und einer fast vollständigen Ausschöpfung der angenommenen Grenze für die Flächenpotenziale entspricht.
- Die Studie (LBST 2019b) tätigt dagegen keine Aussage zum H₂-Importanteil, sondern vergleicht die Auswirkungen einer Bedarfsdeckung, die zu 100 % im Inland erfolgt, mit einer, die zu 100% über Importe erfolgt. Im ersten Fall wäre eine erneuerbare Stromerzeugung in Höhe von ca. 1.500 TWh/a (davon 616 TWh/a onshore-Windstrom) in 2050 und eine installierte Elektrolyseleistung von ca. 225 GW erforderlich, die im Falle einer reinen Importstrategie auf ca. 500 TWh/a bzw. Null GW absinken²².
- Die Studie FZJ (2019) geht bei einer H₂-Nachfrage von rd. 400 TWh/a in 2050 davon aus, dass ca. 45 % (= 180 TWh) durch heimische Erzeugung gedeckt wird, was einer Elektrolysekapazität von 62 GW entspricht.

Allen Studien ist, trotz zum Teil großer Unterschiede bei den Ergebnissen zur inländischen H₂-Nachfrage und Deckungsrate gemein, dass die Stromerzeugung aus onshore-Windkraftanlagen die größte Rolle spielt. Daher ist ihr Ausbau und die Erschließung ihrer Potenziale, neben denen von PV und offshore-Windenergie, in Deutschland besonders wichtig.

Welche Ausbaupotenziale bezogen auf die onshore-Windstromerzeugung in Deutschland bereits mittelfristig erschließbar sind, zeigt (Deutsche Windguard 2020) in einer aktuellen Studie. Unter Berücksichtigung des Anlagenbestands und der rechtskräftig ausgewiesenen Flächenpotenziale²³ sowie der technischen Anlagenentwicklung könnte bereits bis zum Jahr 2030 eine Windstromerzeugung in Höhe von insgesamt ca. 212 TWh/a (davon ca. 153 TWh/a aus neuen Anlagen) erreicht werden. Bei einer Erhöhung des Flächenpotenzials auf 2 % der deutschen Landesfläche und ohne Einschränkungen durch Bestandsanlagen wäre sogar eine Stromerzeugung aus onshore-Windenergie von bis zu 500 TWh/a in 2030 denkbar²⁴. Der weitest- aus größte Teil davon sollte aus energetischen und ökologischen Gründen weiterhin besser direkt verwendet werden. Zusammen mit dem Ausbau der offshore-Windstromerzeugung wären dann jedoch durchaus auch größere heimische Beiträge zur Deckung der Nachfragen gemäß nationaler Wasserstoffstrategie als bisher geplant möglich. Die erneuerbaren technischen Potenziale für eine inländische (und erst

22 Dabei sind allerdings auch trade-offs bezogen auf erforderliche Back-up Leistung und Abregelungsmengen von EE-Strom zu beachten, die für die Importstrategie höher ausfallen als für die Inlandsstrategie.

23 0,9 % der Fläche Deutschlands.

24 Der Realisierungsgrad wird jedoch neben den möglichen technischen Entwicklungen maßgeblich vom politischen bzw. gesellschaftlichen Willen bestimmt. Langfristig werden diese Größenordnungen jedenfalls auch von anderen Studien (s.o.) gesehen.

recht einer europäischen) Versorgung von künftigen H₂-Nachfragen für die Dekarbonisierung sollten daher nicht unterschätzt werden.²⁵

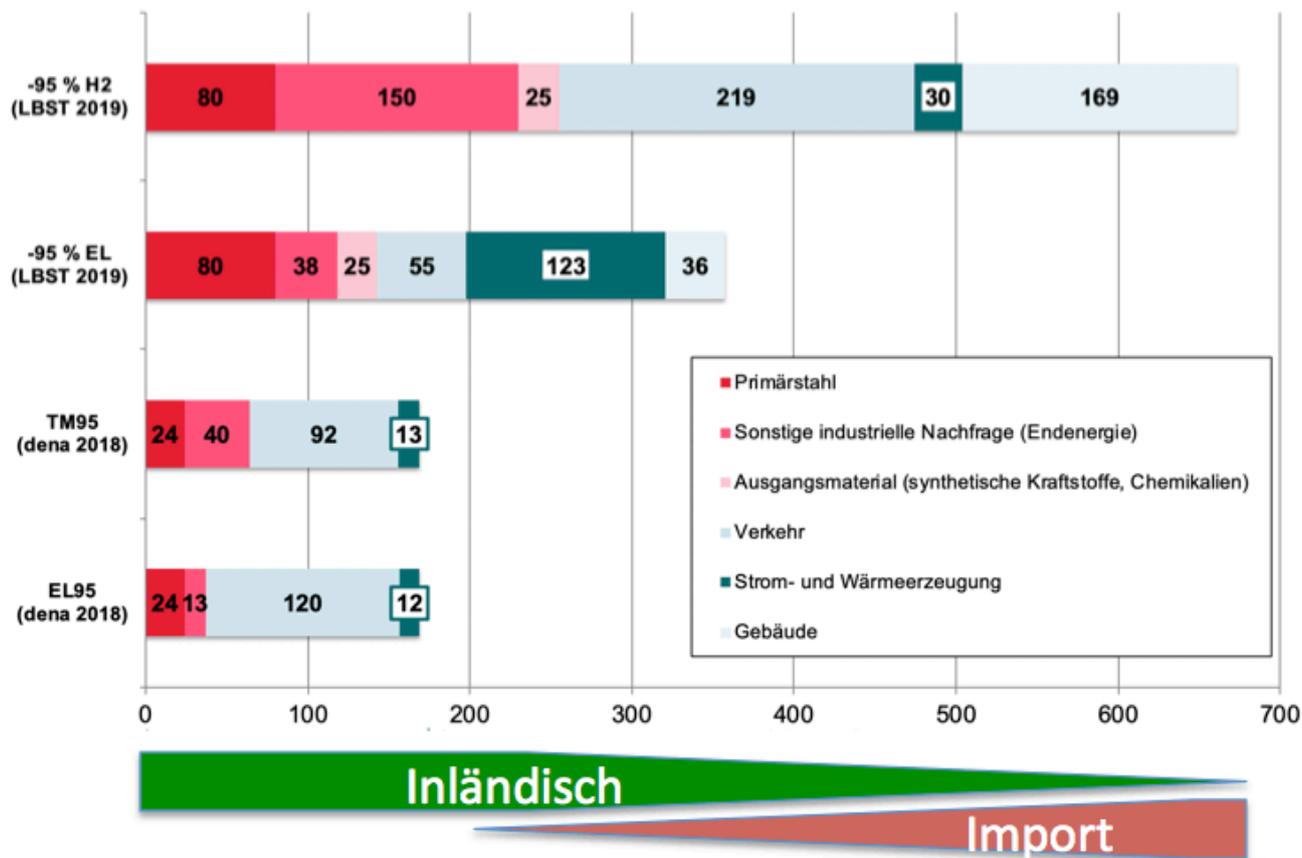


Abbildung 15: Wasserstoffbedarfe nach Sektoren im Jahr 2050 sowie Einschätzung der Optionen zu ihrer Deckung für Deutschland

Quelle: eigene Darstellung nach (dena 2018; LBST 2019b).

25 Auch im Bereich der PV sind durch Leistungssteigerungen der Module und neuen solaren Anwendungsformen deutliche Zuwächse zu erwarten, allerdings stellen hier die niedrigen Volllaststunden einen sehr kritischen Kostenfaktor für die Wasserstoffherzeugung dar (siehe dazu Abschnitt 3.3).

3.6 Diskussion und Einordnung der Ergebnisse

Die betrachteten Studien zeigen große Bandbreiten für die verwendeten Annahmen und die resultierenden Ergebnisse zu den künftig erwartbaren Produktions- und Transportkosten (zusammen: Bereitstellungskosten) für grünen Wasserstoff auf. Die künftigen H₂-Bereitstellungskosten werden insbesondere durch die Investitionen für Elektrolyseure, EE-Stromerzeugungskosten und H₂-Transportkosten sowie die Volllaststunden bestimmt, letztere allerdings vor allem im Bereich niedriger Volllaststunden (<3.000 h/a). Die Annahmen für künftige Kosten weisen relativ hohe Spreizungen auf, so dass Kostenangaben mit hohen Unsicherheiten verbunden sind und entsprechend nur in Bandbreiten bzw. im Kontext der jeweiligen Annahmen angegeben werden sollten.

Die reinen H₂-Produktionskosten sind je nach Studie in vielen Fällen in Nordafrika und Norwegen mitunter deutlich günstiger als diejenigen in Deutschland. Unter Einbeziehung von Transportkosten nivellieren sich diese Unterschiede jedoch. Ein Teil der Studien weist zudem auch konkurrenzfähige Produktionskosten für grünen Wasserstoff in Deutschland aus, insbesondere aus onshore-Windstrom. Die untersuchte Studienlandschaft lässt damit rein kostenseitig nicht den allgemeinen Schluss zu, dass Importe von grünem Wasserstoff aus vieldiskutierten Regionen wie Nordafrika günstiger als die Produktion in Deutschland sind. Auch sollte beim Vergleich zwischen heimischer Erzeugung und dem Import von Wasserstoff zwingend zwischen Kosten und Preisen unterschieden werden, denn Gewinnaufschläge der Erzeugungsländer können vermeintliche Standortvorteile gegenüber einer heimischen Produktion weiter kompensieren. Gerade weil die Exportkapazitäten beschränkt sind und in Marokko die günstigsten Erzeugungskosten über alle Studien hinweg angenommen werden, ist hier mit einem höheren Gewinnaufschlag im Vergleich zu anderen Ländern zu rechnen. Ferner sind auch die weiteren Wertschöpfungsketten und auch Beschäftigungseffekte aus der Installation und Erzeugung von Strom aus heimischen EE-Anlagen und Elektrolyseuren mit in die Gesamtbetrachtung einzubeziehen. Diese sind Gegenstand von Kapitel 6.

Wasserstoffimporte via Schiffstransport sind aus ökonomischen Gründen nicht sinnvoll, da diese eine energieintensive Verflüssigung voraussetzen. Mögliche Exportländer ab etwa 3.500 km Distanz wurden für die vorliegende Analyse daher ausgeschlossen (z.B. Arabische Halbinsel, Australien, Patagonien). Diese könnten jedoch perspektivisch für den Import von wasserstoffbasierten Syntheseprodukten (synthetisches Methan, Power-to-Liquids, Power-to-Chemicals) interessant werden, da diese einen Rückgriff auf bestehende Infrastrukturen zulassen. Wegen der hohen infrastrukturellen Hürden beim Aufbau eines internationalen Pipelinesystems könnte es jedoch gerade am Anfang (auch) zu Schiffsimporten in flexiblen und kleineren Quantitäten kommen. Dies setzt jedoch eine entsprechende Technologieentwicklung geeigneter LH₂-Schiffe voraus, welche derzeit noch nicht am Markt erhältlich sind. Die Kosten und infrastrukturellen Anforderungen eines Wasserstofftransports – auch via Pipeline – sind generell mit hohen Unsicherheiten und damit Kostenrisiken behaftet. Variationen von wenigen Cent/kWh können vermeintliche Vorteile ausländischer Standorte gegenüber einer heimischen Erzeugung nivellieren.

Im MENA-Raum ist die Entwicklung des Investitionsklimas ungewiss, wenngleich sich die Höhe der Kapitalkosten aufgrund sinkender Investitionskosten für

Elektrolyseure als weniger sensitiv zeigt als Gewinnaufschläge und Unsicherheiten in den Transportkosten. Gerade Marokko hat ambitionierte Pläne für den EE-Ausbau und gilt als Vorreiter in der MENA-Region, ist gegenwärtig und auch mittelfristig jedoch stark von fossilen Brennstoffen abhängig. Ein früher und intensiver Wasserstoffexport birgt die Gefahr, Ausbaupotenziale vor Ort zu binden und so die lokale Energiewende zu verschleppen. Darüber hinaus stellt in Marokko die nötige Ausbaudynamik eine größere Restriktion dar als die Verfügbarkeit geeigneter Flächenpotenziale. Allein zur Erreichung der eigenen Klimaziele werden bis 2030 jährliche Wachstumsraten von 16 % bei der Windkraft und 26 % bei der Solarenergie benötigt. Um H₂-Exporte bereitzustellen, sind entsprechend zusätzliche Kapazitäten notwendig.

Norwegens Exportpotenziale für grünen Wasserstoff sind stark von der Entwicklung der Windenergie – insbesondere auch offshore – abhängig, welche mit erheblichem Widerstand in der Bevölkerung konfrontiert ist. In Norwegen steht neben grünem auch blauer Wasserstoff intensiv in der Diskussion – welcher schlussendlich für den Export bereitsteht, ist ungewiss.

In der Literatur werden insbesondere mit Blick auf die ausgewählten Regionen häufig sehr hohe Volllaststunden für die Auslastung der Elektrolyse durch die EE-Anlagen angenommen. Ob jedoch diesbezüglich tatsächlich jeweils die Flächen mit den besten Standortbedingungen für den H₂-Export verwendet werden oder ob sich Nutzungskonkurrenzen ergeben, ist fraglich.

Letztlich bleibt es vor allem eine gesellschaftliche und politische Entscheidung, in welchem Umfang eine heimische Produktion und ein Import von grünem Wasserstoff stattfinden soll. Ein frühzeitiger Aufbau internationaler Wasserstoffallianzen bleibt jedoch von strategischer Bedeutung.

4 Wasserstoffproduktion als alternative Verwendung von ansonsten abgeregeltem Strom aus erneuerbaren Energien

Das zweite Arbeitspaket befasst sich mit der Frage, inwieweit die Wasserstoffproduktion eine alternative Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energien in Zeiten von Netzkapazitätsengpässen darstellen kann, um eine kostenverursachende Abregelung von Strom zu vermeiden. Dafür wird zunächst der derzeit vorherrschende Status-Quo der Ausfallarbeit sowie die daraus resultierenden Entschädigungszahlungen aufgezeigt. Nach einer anschließenden Diskussion der Determinanten der Ausfallarbeit wird diese anhand diverser Szenarien zum Ausbau erneuerbarer Energien für die Jahre 2030, 2040 und 2050 unter Annahme des derzeit vorherrschenden Status-Quo geschätzt.

4.1 Aktuelle Kosten durch abgeregelten Strom

Aus erneuerbaren Energien erzeugter Strom unterliegt oftmals Schwankungen, da insbesondere bei Windenergie und Solarenergie (PV) äußere Bedingungen wie die Anzahl der Sonnenstunden oder die Intensität und Dauer des Windes die Erzeugung beeinflussen. Als Folge entstehen dadurch auch Schwankungen der in das Stromnetz eingespeisten Mengen an Wind- bzw. PV-Strom. Kommt es in Folge einer hohen Stromerzeugung, wie beispielsweise im vergleichsweise windreichen Jahr 2019 (anemos 2020), zu Spitzen in der Stromerzeugung, die nicht vom Netz aufgenommen werden können, so werden die Anlagenbetreiber gebeten, ihre Anlagen herunterzuregeln bzw. abzuschalten. Dies sowie die Entschädigung der Betreiber für den nicht verkauften Strom wird im Einspeisemanagement (kurz: Einsman) geregelt.

Box 4.1: Das Einspeisemanagement (Einsman)

Das Einspeisemanagement (Einsman) beschreibt eine Netzsicherheitsmaßnahme zur Entlastung in Fällen von Netzenspässen im Stromnetz für Strom aus erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen. Dabei kann der Netzbetreiber die Einspeisung vorübergehend abregeln, wenn die Netzkapazitäten nicht ausreichen, um den erzeugten Strom aufzunehmen. Dies erfolgt, indem der Netzbetreiber den Betreiber einer Erzeugungsanlage mit Hilfe eines Reduktionssignals zur Absenkung der Einspeiseleistung anweist.

In Folge einer solchen Abregelung hat der Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber einen Anspruch auf Entschädigung für die entgangenen Einnahmen. Die Kosten der Entschädigung hat der Netzbetreiber zu tragen, der für den Netzenspäss verantwortlich ist. Die beim Netzbetreiber anfallenden Kosten infolge der Entschädigungszahlungen kann dieser, solange er die Notwendigkeit der Maßnahme (bspw. durch mangelnden Netzausbau) nicht zu vertreten hat, durch die Netzentgelte sozialisieren, d.h. an den Endkunden weitergeben (BNetzA 2018a).

Im Jahr 2018 belief sich die gesamte Menge der in Deutschland entstandenen Ausfallarbeit nach dem Einsman auf rund 5.400 GWh, wobei 97,1 % auf die Abregelung von Windenergie zurückzuführen ist (siehe Tabelle 10). Neben der Solarenergie mit lediglich 2,2 % der Ausfallarbeit, gibt es zudem keinen weiteren in seiner Größe relevanten Energieträger der erneuerbaren Energien mit nennenswertem Anteil. Die in Verbindung mit der nach dem Einsman entstandenen Ausfallarbeit stehenden Entschädigungszahlungen beliefen sich zudem auf knapp 720 Mio. Euro im Jahr 2018.

Tabelle 10: Ausfallarbeit und Entschädigungszahlungen nach Energieträger (2009-2018)

(in GWh)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Anteil (2018)
Windenergie (gesamt)	73,6	125,1	409,7	358,5	480,3	1.221,5	4.124,9	3.530,1	5.287,2	5.246,9	97,1%
Wind (Onshore)							4.110,6	3.498,0	4.461,2	3.890,5	72,0%
Wind (Offshore)							14,3	32,0	826,0	1.356,3	25,1%
Solarenergie	0,1	1,7	2,6	16,1	65,5	245,2	227,7	184,1	163,1	116,5	2,2%
Biomasse			5,9	9,4	8,8	112,1	364,4	26,5	61,1	35,7	0,7%
Sonstige			2,4	0,8	0,2	1,8	21,1	2,6	6,6	3,6	0,1%
Gesamt	73,7	126,8	420,6	384,8	554,8	1.580,6	4.738,1	3.743,2	5.518,0	5.402,7	100%
Entschädigungszahlungen (in Mio. EUR)	6,0	10,2	33,5	33,1	43,7	82,7	314,8	514,0	573,6	718,8	
Anteil EE an Stromerzeugung				25%	26%	28%	32%	32%	36%	38%	
Anteil EE an installierter Leistung				43%	44%	46%	47%	49%	52%	53%	

Bemerkung: Die Aufteilung von Windenergie in onshore und offshore wird erst seit dem Jahr 2015 ausgewiesen.

Quelle: Daten aus BNetzA (2019a), BMWi (2020c); eigene Darstellung.

Bei der regionalen Verteilung der Ausfallarbeit zeichnet sich ein starkes Ungleichgewicht zwischen den Bundesländern ab. Mit 52,9 % entfällt mehr als die Hälfte der gesamtdeutschen Ausfallarbeit (2.860 GWh) auf das Bundesland Schleswig-Holstein, das insbesondere durch dessen onshore-Windenergieerzeugung in oftmals dezentralen Bürgerwindparks charakterisiert ist. Weitere 28,1 % entfallen auf Niedersachsen (1.519 GWh) und 6,6 % auf Brandenburg (356 GWh). Diese drei Bundesländer stehen somit für 87,6 % der gesamtdeutschen Ausfallarbeit.

Neben der regionalen Verteilung der Ausfallarbeit ist zudem die Verteilung auf die jeweiligen Netzebenen, vor allem in Bezug auf zukünftige Entwicklungen dieser, von besonderer Bedeutung. Mit rund 4.000 GWh entstanden ca. drei Viertel (74 %) der Abregelungen und der Entschädigungszahlungen durch den Verteilernetzbetreiber und nur rund 26 % beim Übertragungsnetzbetreiber. Dennoch haben die vom Verteilernetzbetreiber durchgeführten Maßnahmen ihre Ursache vorwiegend im Übertragungsnetz, mit 3.286 GWh in 2018. Für das Gesamtjahr 2019 werden dafür eine Ausfallarbeit von 7.689 GWh und Entschädigungszahlungen von 901 Mio. Euro geschätzt.²⁶

Im Zeitverlauf der beiden Größen Ausfallarbeit und Entschädigungszahlungen zeichnete sich zudem in den letzten 10 Jahren ein anhaltendes Wachstum ab (Abbildung 16).

²⁶ Die Werte für das Jahr 2019 wurden mit Hilfe der bereits verfügbaren Werte für die ersten drei Quartale des Jahres (siehe BNetzA 2019b, 2020) und einer eigenen Berechnung des letzten Quartals des Jahres 2019 über das durchschnittliche Verhältnis zwischen den Gesamtjahreswerten und dem 4. Quartal der Vorjahre (2016-2018) prognostiziert. Hieraus lässt sich für 2019 ein weiterer Anstieg zeigen, da der Gesamtwert des Vorjahres 2018 bereits nach Ende des dritten Quartals 2019 so gut wie erreicht wurde.

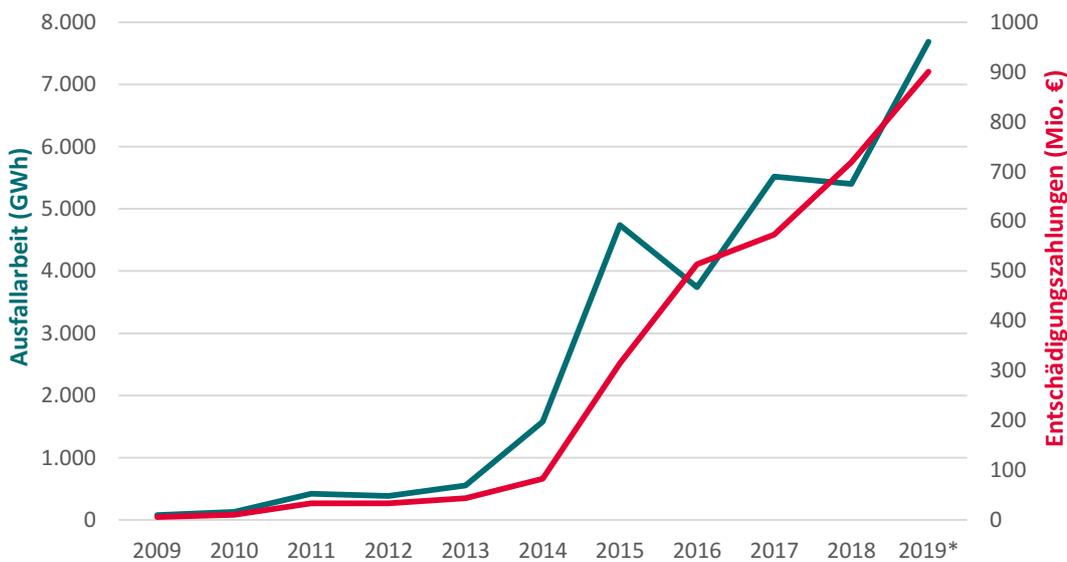


Abbildung 16: Ausfallarbeit und Entschädigungszahlungen nach Einsman (2009-2019)

Bemerkung: Werte für Q4-2019 geschätzt; grün: Ausfallarbeit; rot: Entschädigungszahlungen.²⁷

Quelle: DIW Econ in Anlehnung an BNetzA (2019a) mit Daten aus BNetzA (2016, 2017, 2018b, 2019a, 2019b, 2020).

Ausgehend von den aktuellen Zahlen wird von einer weiteren Zunahme der Ausfallarbeit und den damit verbundenen Entschädigungszahlungen für Strom aus Wind und PV zumindest in der kurzen und mittleren Frist ausgegangen, da ein Gegensteuern (z.B. durch zusätzlichen Netzausbau) Zeit beansprucht und nicht unverzüglich möglich ist. Zudem wird der Ausbau von Windenergieanlagen und PV-Anlagen in den nächsten Jahren weiter zunehmen. Somit besteht in diesem Zeitraum ein Potenzial zur Erzeugung von klimaneutralem ‚grünen‘ Wasserstoff durch Elektrolyse²⁸ als alternative Verwendung zur Abregelung von erneuerbaren Energien.

4.2 Diskussion der Determinanten (inkl. Wasserstoff) der zukünftigen Ausfallarbeit

Die zukünftigen Entwicklungen der Ausfallarbeit durch erneuerbare Energien, insbesondere durch Strom aus Windkraft und PV, hängen von vielen unterschiedlichen Faktoren ab. Tabelle 11 gibt einen Überblick über Determinanten mit der jeweiligen zu erwartenden Wirkungsrichtung auf die Ausfallarbeit.

²⁷ Die Schwankungen der Entschädigungszahlungen sind geringer als die der Ausfallarbeit, da diese auch noch drei Jahre rückwirkend geltend gemacht werden können und deswegen für einzelne Jahre eine Verzerrung entsteht (BNetzA 2019a). Maßgeblich für die weitere Betrachtung ist hierbei vor allem der Trend, d.h. das starke Wachstum, beider Zahlen im Zeitverlauf.

²⁸ Als „grüner“ Wasserstoff wird der durch klimaneutrale Energien, beispielsweise Wind- oder Solarenergie, erzeugte Wasserstoff bezeichnet. Dieser kann zur Stromspeicherung mit späterer Umwandlung in Strom oder zur Verwendung für verschiedenste industrielle Anwendungen genutzt werden.

Tabelle 11: Wirkungsrichtung der Determinanten der Ausfallarbeit in Deutschland

Marktseite	Determinante	Wirkungsrichtung auf Ausfallarbeit	Begründung
Angebotsseite	Ausbau Erneuerbare Energien	+	Mehr Zubau an EE führt zu steigendem Potenzial für auftretende Ausfallarbeit
	Netzausbau	-	Mehr Netzausbau führt zu einer Verringerung der Wahrscheinlichkeit notwendiger Ausfallarbeit
	Reduktion fossiler Energiegewinnung	+	Weniger fossile Energiegewinnung führt zur Verringerung des Vermeidungspotenzials von Ausfallarbeit durch Anpassung der fossilen Energiegewinnung bei Produktionsspitzen der Erneuerbaren Energien
	Äußere Einflüsse	+ (-)	Äußere Einflüsse wie besondere Wetterlagen können zu erhöhter oder geringerer Ausfallarbeit führen
	Stromexport	+ / -	Wird Strom exportiert, ist die Wirkungsrichtung nicht eindeutig zu ermitteln
Nachfrageseite	Speichermöglichkeiten von Erzeugungsspitzen der EE	-	Je mehr Strom dezentral umgewandelt oder gespeichert werden kann (bspw. Power-to-X), desto seltener müssen Anlagen abgeregelt werden. Dies verringert die Ausfallarbeit.
	Stromimport	+ / -	Wird Strom exportiert ist die Wirkungsrichtung nicht eindeutig zu ermitteln.
	Änderung im Verbraucherverhalten	-	Flexibilisierung der Nachfrage. Nachfrager fragen mehr Strom nach wodurch das Angebot steigt und Preise sinken.
		-	E-Mobilität

Bemerkung: Alle Angaben beziehen sich auf eine Betrachtung bei sonst gleichen Bedingungen (ceteris paribus).

Quelle: eigene Darstellung.

4.2.1 Ausbau erneuerbarer Energien

Maßgeblich für das zukünftige Wachstum der Ausfallarbeit durch Windkraft- und PV-Anlagen ist der bis zum Jahr 2050 geplante und realisierte (Netto-)Zubau²⁹. Je größer dieser Zubau ist, desto größer ist auch die Wahrscheinlichkeit von Spitzen in der Stromerzeugung – beispielsweise in Folge außergewöhnlicher, die Erzeugung begünstigender Wetterlagen (siehe unten) – die vom Stromnetz nicht aufgenommen werden können. Folglich steigen dann auch die angeordnete Ausfallarbeit und die damit verbundenen Entschädigungszahlungen. Der Ausbau von Windkraft- und PV-Anlagen hängt dabei vor allem vom Ausbaupfad, von den ausgeschriebenen Zubau-mengen, von der Teilnahme an den Ausschreibungen, von der generellen Akzeptanz der Anlagen in der Gesellschaft und den regulatorischen Vorgaben bei der Genehmigung ab.

4.2.2 Netzausbau

Neben dem Ausbau von Windkraft- und PV-Anlagen ist ein weiterer bestimmender Faktor für die Höhe und das mögliche Wachstum der Ausfallarbeit die Entwicklung der Netze. Dabei ist zwischen den jeweiligen Ausbaupfaden des Übertragungsnetzes und des Verteilernetzes zu unterscheiden. Wie zuvor beschrieben, haben diese einen unterschiedlich großen Anteil an der entstandenen Ausfallarbeit. Entscheidend für das Entstehen von Ausfallarbeit sind die in Erzeugungsspitzen der erneuerbaren Energien entstehenden Kapazitätsengpässe im Stromnetz.

²⁹ Das heißt abzüglich von Rückbau und inklusive Repowering mit erhöhter Leistung (dann nur als Differenz betrachtet).

4.2.3 Äußere Einflüsse (insbesondere Wetterlagen)

Neben den baulichen und technischen Gegebenheiten bei der Erzeugung und Übertragung von Strom aus Windenergie und PV tragen auch äußere Einflüsse, die in der Regel nicht kontrollierbar bzw. nur begrenzt planbar sind, zur Höhe der entstehenden Ausfallarbeit bei. So ist z.B. bei besonderen Wetterlagen eine sehr hohe oder sehr geringe Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien möglich. Im Fall der Windenergie kann eine solche Situation, wie beispielsweise in Jahren mit besonders hohem Windaufkommen wie 2017 und insbesondere im ‚Windjahr‘ 2019 (anemos 2020; BNetzA 2019a), dazu führen, dass das Stromnetz die überdurchschnittliche Menge an produziertem Strom nicht aufnehmen kann und es zu einer Abregelung der Anlagen nach Einsparung kommt und Ausfallarbeit anfällt. Zudem kann es auch jahreszeitlich bedingte Schwankungen sowie Spitzen der Stromerzeugung geben. Beispielsweise ist die Stromerzeugung aus Windenergie im Winter stärker ausgeprägt als in den Sommermonaten und die Stromerzeugung aus Photovoltaik vor allem im Sommer stark (Energy Brainpool 2016).

4.2.4 Reduktion fossiler Energiegewinnung

Neben der durch äußere Einflüsse und der damit verbundenen Abregelung von Stromerzeugung aus Windenergie und PV-Anlagen entstehenden Ausfallarbeit, kann diese durch das gleichzeitige Herunterfahren variabler Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern verringert werden. Somit kann das Stromnetz die zusätzlichen Strommengen aus erneuerbaren Energien im Falle von Erzeugungsspitzen aufnehmen, weil weniger Strom aus fossilen Energieträgern in das Stromnetz eingespeist wird. Diese Maßnahme ist laut dem Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement bei potenziell entstehender Ausfallarbeit vorrangig vorzunehmen (BNetzA 2018a). Kommt es jedoch in Folge des Ausstiegs aus fossiler Energiegewinnung in Deutschland zu einer stetigen Verringerung der fossilen Stromerzeugung³⁰, so ist das Potenzial, das zum Herunterregeln und zur Entlastung des Stromnetzes in Erzeugungsspitzen der erneuerbaren Energien genutzt werden kann, geringer. Ein Anstieg der Ausfallarbeit ist deshalb bei sonst gleichen Verhältnissen zu erwarten.

4.2.5 Speichermöglichkeiten von Erzeugungsspitzen der erneuerbaren Energien

Eine weitere Möglichkeit zur Verringerung der Ausfallarbeit ist es, den im Fall von Überkapazitäten erzeugten Strom am Eintritt in das Stromnetz, welches diesen in Erzeugungsspitzen nicht aufnehmen kann, zu hindern. Dies kann durch eine dezentrale Umwandlung (z.B. Power-to-X, d.h. die Umwandlung von Strom in Wasserstoff, Methan oder weitere als Energiespeicher dienliche Stoffe) bzw. Speicherung (z.B. stationäre Batterien oder Pumpspeicher) des Stroms erfolgen. Somit ist eine Abregelung der Anlage nicht mehr notwendig und der zusätzlich erzeugte Strom kann (teilweise³¹) zu einem späteren Zeitpunkt verwendet oder eingespeist werden. Es fallen dann auch keine Entschädigungszahlungen an. Eine erhöhte Stromspeicherfähigkeit verringert somit die Wahrscheinlichkeit der Entstehung von Ausfallarbeit. Mit

30 Und damit auch zu einer Reduktion von Reservekraftwerken, die variabel auf die jeweilige Situation in der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien reagieren können.

31 Je nach Verlust durch Speicherung bzw. Umwandlung.

zunehmender Anzahl von Elektrolyseuren an wichtigen Netzknoten bzw. anlagennah (dezentral) kann deshalb davon ausgegangen werden, dass eine Reduktion der Einsparmaßnahmen einhergeht.

4.2.6 Stromexport und Stromimport

Beim Export von Strom kann die Wirkungsrichtung auf die Höhe der Ausfallarbeit nicht eindeutig bestimmt werden. Generell ist es jedoch denkbar, dass der für den Export produzierte Strom Teil eines möglichen Netzengpasses ist, wenn er durch dasselbe Stromnetz übertragen wird, wie bei Erzeugungsspitzen zusätzlich erzeugter Strom aus erneuerbaren Energien. Gleiches ist für den Import von Strom denkbar, da dieser ebenfalls in das Stromnetz eingespeist wird und dessen Kapazität für zusätzlichen Strom negativ beeinflusst.

4.3 Metaanalyse der Ausbauszenarien erneuerbarer Energien bis 2030 und bis 2050

Von den betrachteten Determinanten der Entstehung von Ausfallarbeit und den damit verbundenen Entschädigungszahlungen an Anlagenbetreiber hat der Ausbau der erneuerbaren Energien den größten Einfluss. Somit ist für eine Bestimmung zukünftiger Ausfallarbeiten und Entschädigungszahlungen nach dem Einsparman eine Betrachtung der möglichen Ausbauszenarien der erneuerbaren Energien von zentraler Bedeutung. Im Folgenden wird dazu eine Auswahl an Szenarien mit Zeithorizont bis 2030 sowie 2050 genauer analysiert. Hierfür werden zahlreiche aktuelle Studien zum Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere mit Fokus auf Windenergie und PV-Anlagen (da diese nahezu ausschließlich für das Entstehen von Ausfallarbeit verantwortlich sind), betrachtet und nach geeigneten Szenarien, die eine mögliche obere sowie untere Grenze dieses Ausbaus beschreiben, durchsucht.

Eine Kurzzusammenfassung der wichtigsten betrachteten Studien ist in der folgenden Tabelle dargestellt:

Tabelle 12: Übersicht relevante Studien zum Ausbau erneuerbarer Energien bis 2030 und 2050

Autor	Titel	veröffentlicht	Zeithorizont	Anzahl Szenarien	Unterteilung nach Energieträger	Szenarien mit Wasserstoff
Agora	Die Ökostromlücke, ihre Effekte und wie sie gestopft werden kann	2020	2030	5	ja	nein
BEE	Das „BEE-Szenario 2030“	2020	2030	1	ja	ja
Dena	Leitstudie Integrierte Energiewende	2018	2030 2050	5	ja	nein
DIW	Erneuerbare Energien als Schlüssel für das Erreichen der Klimaschutzziele im Stromsektor	2019	2030	6	ja	nein
Fraunhofer	Wie hoch ist der Stromverbrauch in der Energiewende?	2015	2050	4	ja	nein
Fraunhofer	Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem (2050)	2020	2050	6	ja	ja
LBST	Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen	2019	2030 2050	6	ja	ja

Quelle: eigene Darstellung.

Die aufgeführten Studien enthalten zum einen eine Unterteilung des Ausbaus erneuerbarer Energien nach Energieträger (Wind und PV) und zum anderen beschreiben sie deren Entwicklungen. Aus diesen Informationen lassen sich obere bzw. untere Grenzen für einen erneuerbarer Energien-Ausbau bis 2030 sowie bis 2050 darstellen. Dabei ist zu unterstreichen, dass die Betrachtung ausschließlich auf den Ausbau erneuerbarer Energien begrenzt ist und die Wasserstoffproduktion nicht explizit mit einbezogen wird.

Die Szenarien, welche geeignete Kandidaten für eine untere sowie obere Grenze des Intervalls des Ausbaus erneuerbarer Energien bis 2030 bzw. 2050 beschreiben, sind in Tabelle 13 zusammengefasst. Sie werden im Folgenden genauer betrachtet, beginnend mit den Kandidaten, die eine mögliche obere Grenze des Ausbaupfads erneuerbarer Energien beschreiben.

Tabelle 13: Relevante Szenarien des Ausbaus erneuerbarer Energien bis 2030 und 2050

Studie	Szenario	Zeithorizont	Szenario mit Wasserstoff	Wasserstoffmenge	Anteil EE	Minderung Co2-Emissionen
DIW (2019)	100%, Kohle- und Erdgasausstieg (o)	2030	ja	22 GW (Power-to-Gas)	100%	-
	später Kohleausstieg (u)	2030	nein	0	55%	-
Agora (2020)	Sektorkopplung Fokus Wind (o)	2030	nein	k.A.	65%	-
	Aktueller Trend (u)	2030	nein	k.A.	55%	-
Dena (2018)	Elektrifizierungsszenario (EL95) (o)	2050	ja	95 TWh durch Elektrolyse	-	95%
	Referenzszenario (u)	2050	nein	0	-	62%
LBST (2019)	EL -55% (o)	2030	ja	87 TWh/a	-	55%
	EL -95% (o)	2050	ja	234 TWh/a	-	95%
Fraunhofer (2020)	Referenz 100 (o)	2050	ja	50 GW (Elektrolyse)	-	100%

Bemerkung: (o) für Kandidaten eines oberen Szenarios und (u) für Kandidaten eines unteren Szenarios.

Quelle: eigene Darstellung.

Im Folgenden stellen wir die verschiedenen Szenarien vor und ordnen sie entsprechend des zugrundeliegenden Ausbaupfads der erneuerbaren Energien zueinander ein, beginnend mit den Kandidaten, die sich am oberen Ende befinden.

Das Szenario „100%, Kohle- und Erdgasausstieg“ einer 2019 vom DIW veröffentlichten Studie nimmt einen Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von 100% bis 2030 und einem gleichzeitigen Kohle- und Erdgasausstieg (in 2030 abgeschlossen) an. Dieses Szenario stellt somit eine sehr optimistische Entwicklung dar, und kann damit ein Kandidat für die obere Grenze eines möglichen Ausbauintervalls betrachtet werden. Inwieweit das Szenario als realistisch einzustufen ist, bleibt aus heutiger Sicht offen. Um den Energiebedarf zu decken, wird in diesem Szenario die Geothermie mit einem Potenzial der jährlichen Erzeugung von 25 TWh ausgebaut. Power-to-Gas wird zudem mit einer installierten Leistung von 22 GW

modelliert. Im Jahr 2030 werden im Szenario somit in Deutschland installierte Leistungen von 118,9 GW onshore-Windenergie, 35 GW offshore-Windenergie und 150,7 GW Photovoltaik erreicht.

Das Szenario „*Sektorkopplung Fokus Wind*“ aus Agora (2020)³² beschreibt das Überwinden der Ausbaukrise der Windenergie an Land mit einem Zubau von 1 GW in 2020 und 2 GW in 2021 sowie einem Anstieg des jährlichen Zubaus zwischen 2022 und 2030 von 3,5 GW pro Jahr auf 6,3 GW pro Jahr. Somit wird in 2030 eine installierte Leistung von rund 101 GW onshore-Windenergie erreicht. Zudem steigt die installierte Leistung der offshore-Windenergie bis 2030 auf 28 GW und der Zubau der Photovoltaik steigt von 4 GW jährlich bis 2021 auf 6 GW jährlich ab 2022 und erreicht in 2030 somit rund 111 GW.

Das „*Elektrifizierungsszenario (EL95)*“ aus dena (2018) zeigt die Entwicklung bis ins Jahr 2050. Es geht von einer Steigerung der Energieeffizienz sowie einer breiten Elektrifizierung in allen Sektoren aus. Dies führt zu einer weiteren Zunahme der Stromnachfrage, um das Ziel eine Treibhausgasreduktion von 95 Prozent im Vergleich zu 1990 zu erzielen. Im Jahr 2050 werden laut dem Referenzszenario in Deutschland eine installierte Leistung von 179 GW onshore-Windenergie, 27 GW offshore-Windenergie und 165 GW Photovoltaik erreicht. Dabei wird angenommen, dass onshore-Windenergie die kompletten Flächenpotenziale ausschöpft. Und es einen Anstieg der Volllaststunden gibt. Zudem werden 53 TWh Strom in 2030 und 95 TWh Strom in 2050 von Elektrolyseuren verbraucht.³³

In LBST (2019) findet ein Szenario „*Elektrifizierung 2030 -55%*“ mit Zeithorizont bis ins Jahr 2030 Anwendung. Es orientiert sich an einer Treibhausgasreduktion von 55% für das Jahr 2030 und setzt den Fokus dabei auf die weitestgehende Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs bei einem gleichzeitig geringen Bedarf an Wasserstoff in allen Verbrauchssektoren. Es dient in der LBST-Studie somit als Referenz für das Jahr 2030. Dabei werden im Szenario installierte Leistungen von 102 GW onshore-Windenergie, 28 GW offshore-Windenergie und 131 GW Photovoltaik in Deutschland erreicht. Die jährliche Nachfrage nach Wasserstoff aus Elektrolyse beträgt dabei im Jahr 2030 rund 87 TWh.

Neben der Betrachtung der Entwicklung bis ins Jahr 2030, befasst sich die LBST-Studie auch mit dem Zeithorizont bis ins Jahr 2050 und modelliert mit dem „*Elektrifizierung 2050 -95%*“ einen weiteren Kandidaten für die obere Grenze. Dieses Szenario ist durch eine ambitionierte Treibhausgasreduktion von 95% charakterisiert. Zudem wird der Fokus auf die Elektrifizierung gelegt, wodurch Wasserstoff nur in eingeschränktem Umfang vorkommt. Dabei werden im Szenario in Deutschland installierte Leistungen von 194 GW onshore-Windenergie, 76 GW offshore-Windenergie und 455 GW Photovoltaik erreicht. Die jährliche Nachfrage nach Wasserstoff aus Elektrolyse beträgt dabei im Jahr 2050 rund 234 TWh.

Das Szenario „*Referenz 100*“ aus der Studie „*Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem (2050)*“ von Fraunhofer ISE aus dem Jahr 2020 beschreibt das Erreichen des

32 Unter der Annahme der heutigen Verteilung der Ausfallarbeit ist davon auszugehen, dass ein Fokus auf Windenergie die bestehenden Kapazitätsengpässe noch verstärken würde. Dies führt somit auch zu mehr Ausfallarbeit.

33 Vgl. Dena (2018), S. 153.

Ziels einer 100%-igen Treibhausgasreduktion bis 2050. Dabei wird die Entwicklung des klassischen Stromverbrauchs als konstant angenommen. Im Jahr 2050 werden im Szenario somit in Deutschland installierte Leistungen von 230 GW onshore-Windenergie, 80 GW offshore-Windenergie und 530 GW Photovoltaik erreicht. Die im Szenario beschriebene, relativ hohe installierte Leistung von Photovoltaik beinhaltet ca. 120 GW installierter Leistung der PV-Freifläche. Zudem wird von 50 GW installierter Leistung von Elektrolyseuren ausgegangen.

Parallel zur Suche eines Kandidaten für ein oberes erneuerbarer Energien-Ausbauszenario, wird ein Kandidat für ein geeignetes Szenario gesucht, der die untere Grenze der möglichen Bandbreite des Ausbaus erneuerbarer Energien beschreibt.

Die Kandidaten der Szenarien der unteren Grenze beschreiben oftmals eine Situation, in der sich an der aktuellen Situation wenig ändert bzw. lediglich der aktuelle Trend fortgeführt wird und im Zuge dessen die politisch gesetzten Klimaziele Deutschlands nicht vollständig erreicht werden. Sie werden im Folgenden genauer beschrieben.

Das Szenario „*später Kohleausstieg*“ aus DIW (2019) beschreibt eine Fortführung des aktuellen politischen Rahmens beim Ausbau erneuerbarer Energien bis 2030 und orientiert sich bezogen auf die Kohlekapazitäten an den Empfehlungen der Kohlekommission. Dies bedeutet, dass der Kohleausstieg für die Jahre 2035-2038 angenommen wird und ein Erdgasausstieg auch erst nach 2030 erfolgt. Zudem spielt Power-to-Gas in diesem Szenario keine Rolle. Im Jahr 2030 werden im Szenario somit in Deutschland installierte Leistungen von 71,3 GW onshore-Windenergie, 15 GW offshore-Windenergie und 75 GW Photovoltaik erreicht.

Das Szenario „*Aktueller Trend*“ aus Agora (2020) geht von einem nur moderaten Anstieg des Zubaus von onshore-Windenergie von jährlich 1 GW auf 2 GW pro Jahr ab 2023 und somit einer anhaltenden Ausbaukrise aus. Im Jahr 2030 wird eine installierte Leistung von 72 GW Windenergie an Land erreicht. Zudem wird für die offshore-Windenergie vom Erreichen der Zielkapazität von 20 GW im Jahr 2030 ausgegangen sowie dass der Ausbau der Photovoltaik auf dem im Jahr 2019 erreichten Wert von 4 GW pro Jahr verharrt und in 2030 rund 93 GW erreicht.

Das „*Referenzszenario*“ aus Dena (2018) beschreibt anders als die zuvor vorgestellten Szenarien der unteren Grenze die Entwicklung bis ins Jahr 2050. Es geht dabei von einer Fortschreibung der aktuellen Politik- und Technologieentwicklungen bis 2050 aus. Im Jahr 2050 werden laut dem Referenzszenario in Deutschland installierte Leistungen von 92 GW onshore-Windenergie, 15 GW offshore-Windenergie und 67 GW Photovoltaik erreicht. Die Wasserstoffproduktion wird als Null angenommen.

Abbildung 17 zeigt eine Zusammenfassung des möglichen Ausbaus bis 2030 und 2050 in den beschriebenen Szenarien, die die obere und untere Grenze des Ausbaukorridors erneuerbarer Energien in Deutschland beschreiben.

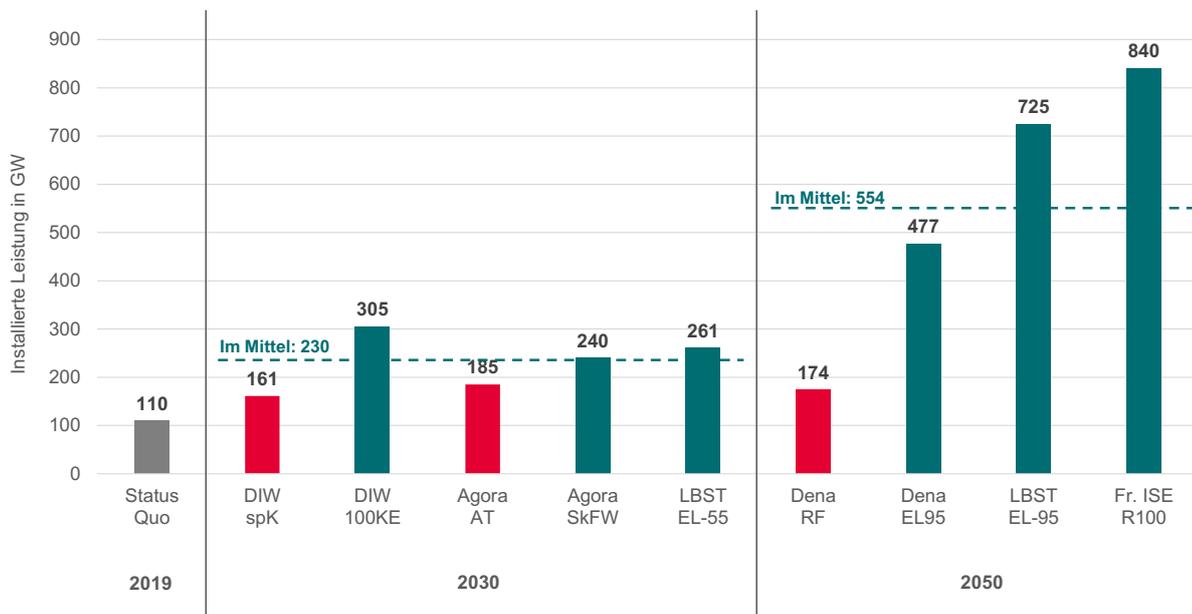


Abbildung 17: EE-Ausbauszenarien mit Fokus 2030 und 2050 für Auswahl der unteren und oberen Grenze

Bemerkung: Abkürzungen der Szenarien lauten „spK“ für „später Kohleausstieg“, „100KE“ für „100%, Kohle- und Erdgasausstieg“, „AT“ für „Aktueller Trend“, „SkFW“ für „Sektorkopplung Fokus Wind“, „RF“ für Referenzszenario“, „EL95“ für „Elektrifizierungsszenario (EL95)“, „EL-55“ für „Elektrifizierung 2030 -55%“, „EL-95“ für „Elektrifizierung 2050 -95%“ und „R100“ für „Referenz 100“. Szenarien der unteren Grenze in rot und der oberen Grenze in türkis.

Quelle: DIW (2019), Agora (2020), Dena (2018), LBST (2019), Fraunhofer (2020), BMWi (2020c).

Aus den Kandidaten für obere und untere Szenarien beim Ausbau von erneuerbaren Energien bis in die Jahre 2030 und 2050 kann ein Intervall aufgespannt werden, welches die Bandbreite der zu erwartenden installierten Leistung an Windenergie (onshore und offshore) sowie Solarenergie beschreibt. Hierfür wird dem variierenden Fokus der Studien Rechnung getragen und die Auswahl der Szenarien bis 2030 und bis 2050 separat erfolgen. Anschließend ist es möglich, das Intervall mit der besten Kombination aus den passendsten oberen Szenarien (bis 2030 und 2050) sowie den passendsten unteren Szenarien (bis 2030 und 2050) aufzuspannen.

Konkret eignen sich die Szenarien „später Kohleausstieg“ und „100%, Kohle- und Erdgasausstieg“ aus der DIW-Studie als beste Grenzen – d.h. sowohl obere als auch untere Grenze – des Intervalls mit Blick auf den Ausbau erneuerbarer Energien bis ins Jahr 2030. Mit Blick auf das Jahr 2050 eignet sich das „Referenzszenario“ der Dena-Leitstudie als bestes unteres Szenario und das Szenario „Referenz 100“ der Fraunhofer-Studie als bestes oberes Szenario.

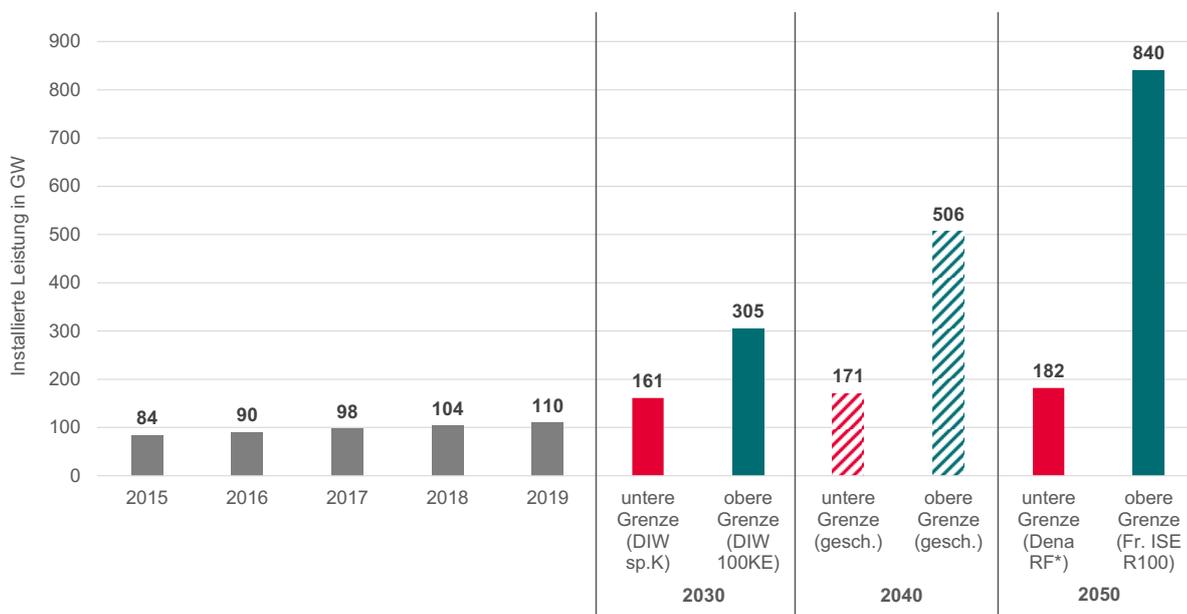


Abbildung 18: Ausbaukorridor Wind- und Solarenergie

Bemerkung: Hier wurde für die beste Kombination das Referenzszenario der Dena-Leitstudie angepasst, das für das Jahr 2050 einen geringeren Wert der installierten PV-Leistung ausgibt als das DIW-Szenario der unteren Grenze für 2030. Da ein Rückgang zwischen 2030 und 2040 unrealistisch ist, wurde der Wert der installierten PV-Leistung der unteren Grenze konstant gehalten. Somit ändert sich auch die hier ausgewiesene Summe aus Wind- und Solarenergie der unteren Grenze in 2050.

Quelle: Daten aus DIW (2019), Dena (2018), Fraunhofer (2020). Zahlen für 2040 geschätzt.

In Abbildung 18 ist das aufgespannte Intervall des Ausbaus von Windenergie und Photovoltaik zusammengefasst. Dabei wurde für das nicht explizit angegebene Jahr 2040 eine Schätzung vorgenommen. Diese Schätzung beruht für die untere Grenze auf der Annahme eines näherungsweise linearen Wachstums zwischen 2030 und 2050 und für die obere Grenze auf die Annahme eines näherungsweise exponentiellen Wachstums zwischen 2030 und 2050.³⁴

4.4 Abschätzung einer Kostenbandbreite für abgeregelten Strom aus erneuerbaren Energien

Den im vorangegangenen Abschnitt dargestellten Szenarien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bis in die Jahre 2030 und 2050 sowie dem von ihnen aufgespannten Intervall folgend, wird die damit verbundene, zu erwartende Ausfallarbeit im Folgenden ermittelt. Da deren Höhe jedoch von zahlreichen Determinanten abhängig ist, lässt sie sich ebenfalls nur in einem Intervall schätzen. Dies ist mit der Notwendigkeit verbunden Annahmen über die zukünftigen Entwicklungen zu treffen, deren Verlauf jedoch im Allgemeinen ungewiss ist. Als beste Näherung wird deshalb die Ausfallarbeit – sowie im Anschluss daran auch die damit zu

³⁴ Für jeden Energieträger wurde dabei individuell geprüft, welches Wachstum (linear, exponentiell, polynomisch) die Entwicklung am besten beschreibt. Für die Summe aus Windenergie und PV ist bei der unteren Grenze ein annähernd lineares und für die obere Grenze ein näherungsweise exponentielles Wachstum vorhanden.

erwartenden Entschädigungszahlungen – unter der Annahme berechnet, dass die derzeit vorherrschenden Gegebenheiten, d.h. unter anderem der Anteil der Ausfallarbeit an der gesamten Stromerzeugung, bis ins Jahr 2050 konstant bleiben (business-as-usual-Annahme). Somit kann ein Referenzwert ermittelt werden, der die Situation bis 2050 beschreibt, falls sich der jetzige Status-Quo nicht verändert.³⁵

Abbildung 19 zeigt die bis ins Jahr 2050 aufgespannte Bandbreite der Ausfallarbeit. Dabei ist erkennbar, dass die untere Grenze – den dahinterliegenden unteren Szenarien folgend – nur ein sehr geringes Wachstum erfährt und sich die Ausfallarbeit von rund 5,7 TWh in 2019 bis 2050 so gut wie verdoppelt auf 9,4 TWh/a. Im Gegensatz dazu wächst die Ausfallarbeit bis 2050 durch die dahinterliegenden Szenarien der oberen Grenze um ein Vielfaches auf rund 43,3 TWh/a. Dies entspricht rund 7,3 % der gesamten Nettostromerzeugung im Jahr 2018 (BNetzA 2019a). Bereits im Jahr 2030 ist fast eine Verdreifachung und im Jahr 2040 ein Anstieg auf das Fünffache des Status-Quo in 2019 erkennbar.

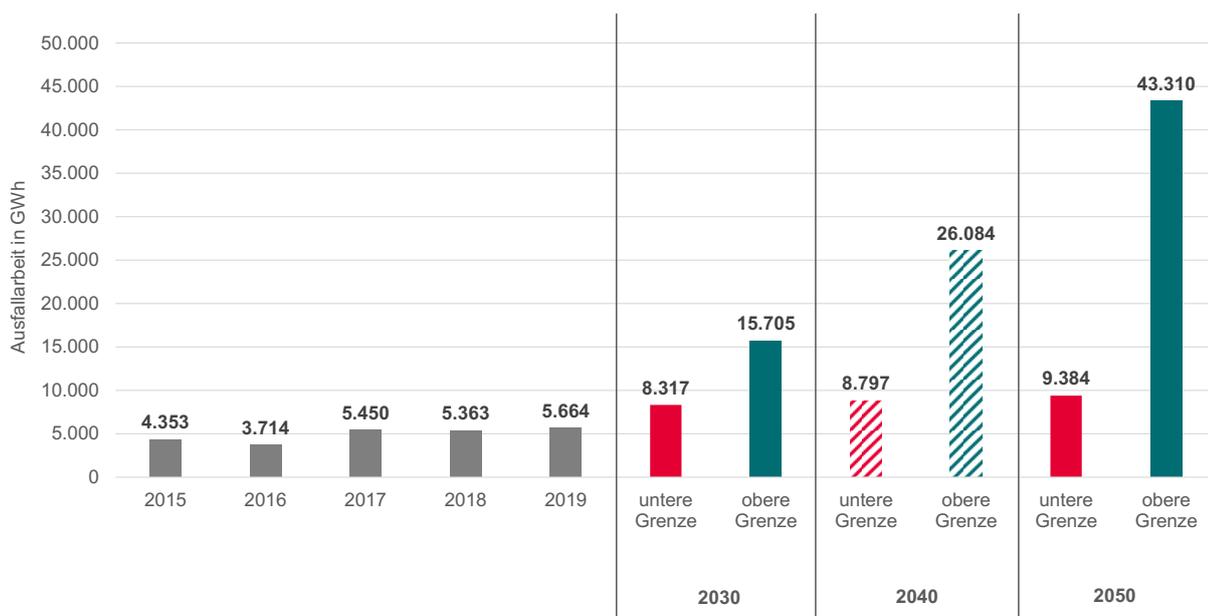


Abbildung 19: Korridor der zukünftigen Ausfallarbeit

Bemerkung: Die Zahlen beschreiben die aus Windenergie und Photovoltaik entstehenden Ausfallarbeiten. Vor 2018 gesamte Ausfallarbeit (historisch), ab 2018 nur Ausfallarbeit aus Windenergie und Photovoltaik.

Quelle: eigene Darstellung.

Eine ähnliche Entwicklung ist auch für die durch Ausfallarbeit entstehenden Entschädigungszahlungen nach dem Einsman erkennbar. Abbildung 20 zeigt für die

³⁵ Mit dem ‚heutigen Status-Quo‘ ist in diesem Fall das konstant gehaltene Verhältnis von Ausfallarbeit zur installierten Leistung der erneuerbaren Energien (nach Energieträger) gemeint. Dies kann sich bis ins Jahr 2050 aus verschiedenen Gründen ändern, diese sind jedoch zum heutigen Zeitpunkt noch nicht ausreichend absehbar, weswegen ein business-as-usual-Ansatz (BAU) als bestmögliche Näherung verfolgt wird. Unter diesem Ansatz wird die Situation im Jahr 2018 (repräsentiert den derzeit aktuellsten Datenstand) für die Fortschreibung angenommen.

untere Grenze der Bandbreiten der zukünftigen Entschädigungszahlungen, dass diese bis ins Jahr 2050 auf über 1,1 Milliarden Euro ansteigen. Dies ist – analog zur Ausfallarbeit – eine ungefähre Verdopplung des heutigen Wertes. Dem gegenüber steht ein Anstieg der Entschädigungszahlungen in der Schätzung der oberen Grenze der Kostenbandbreiten von rund 665 Millionen Euro im Jahr 2019 auf einen fast 7-mal höheren Wert von rund 5,1 Milliarden Euro im Jahr 2050.

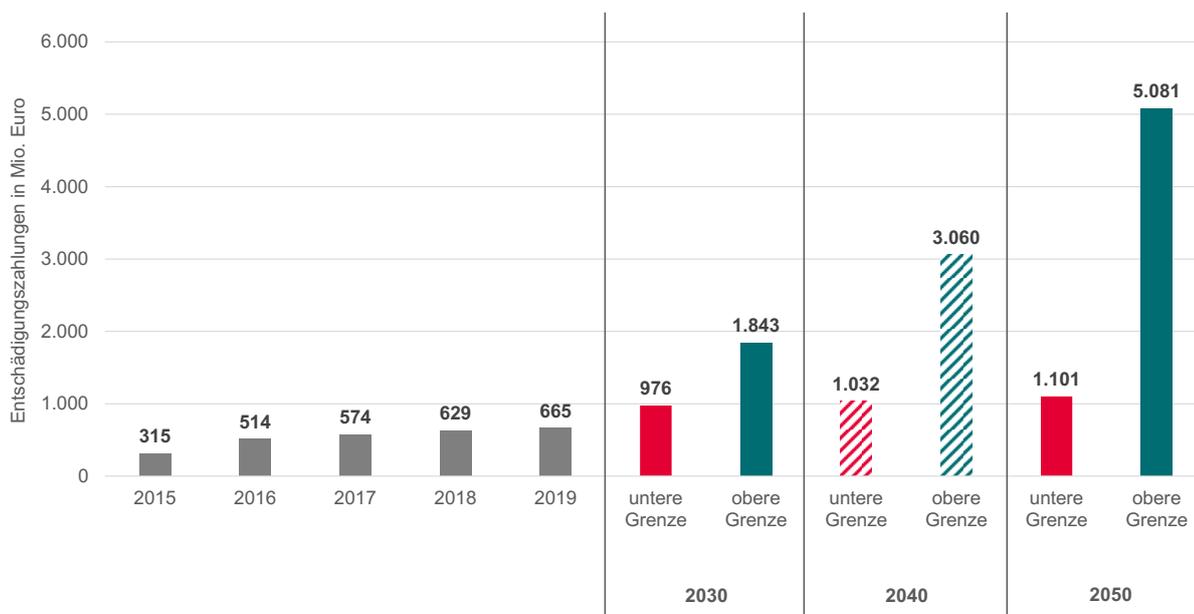


Abbildung 20: Korridor der zukünftigen Entschädigungszahlungen nach dem Einsman

Bemerkung: Die Zahlen beschreiben die aus Windenergie und Photovoltaik entstehenden Entschädigungszahlungen aus Ausfallarbeit nach dem Einsman. Vor 2018 gesamte Entschädigungszahlungen (historisch), ab 2018 nur Entschädigungszahlungen für Ausfallarbeit aus Windenergie und Photovoltaik.

Quelle: eigene Darstellung.

Neben dieser Hochrechnung der Ausfallarbeit und den damit verbundenen Entschädigungszahlungen, welche sich an dem aktuellen Status-Quo der Rahmenbedingungen orientiert (business-as-usual-Annahme), ist auch eine Richtung Null tendierende Entwicklung möglich, die beispielsweise durch einen deutlich erhöhten Netzausbau, eine veränderte Nachfrage oder neue Speichermöglichkeiten herbeigeführt werden könnte. Dies betrifft insbesondere die untere Grenze des aufgezeigten Korridors. Zudem ist auch ein noch stärkeres Wachstum der Ausfallarbeit und der Entschädigungszahlungen möglich (betrifft obere Grenze), insbesondere durch den verstärkten Zubau erneuerbare Energien, der im Falle von wetterbedingten Netzengpässen und den dadurch entstehenden Erzeugungsspitzen zu einer noch größeren Ausfallarbeit führen kann. Dies ist durch die generell erhöhte Volatilität eines ausschließlich auf erneuerbaren Energien basierenden Erzeugungssystems und der darin nicht verfügbaren Ausgleichsmöglichkeit (im Fall von Erzeugungsspitzen) des Abschaltens von mit fossiler Energie betriebenen Anlagen bedingt.

In den zuvor betrachteten Studien wird die zu erwartende Ausfallarbeit je Szenario lediglich in der LBST-Studie ermittelt. Darin wird davon ausgegangen, dass der

Anteil der Ausfallarbeit an der insgesamt aus erneuerbaren Energien erzeugten Jahresarbeit von heute rund 3,4 %³⁶ bis 2050 einen Anteil von rund 8 % erreicht (bezogen auf das Szenario *EL -95%* und erneuerbare Energien insgesamt). Somit wird im Szenario von LBST (2019) – trotz eines unterhalb der hier ermittelten oberen Grenze liegenden Ausbaus erneuerbarer Energien – eine höhere Ausfallarbeit im Jahr 2050 von rund 110 TWh pro Jahr ausgewiesen. Der Unterschied lässt sich über die hier getroffene business-as-usual-Annahme als beste Näherung begründen.

Nachdem die Höhe der zu erwartenden Ausfallarbeit und den daraus resultierenden Entschädigungszahlungen ermittelt wurde, stellt sich die theoretische Frage, wie diese in Zukunft verwendet werden könnten. Zentrale Frage ist dabei, wer den nicht ins Stromnetz eingespeisten Strom nutzt und wer die entstehenden Kosten trägt. Eine theoretische Diskussion der vorstellbaren Möglichkeiten wird in Abschnitt 7 skizziert.

4.5 Diskussion und Einordnung der Ergebnisse

Bei der Betrachtung der durch Netzengpässe und in Folge von Erzeugungsspitzen der erneuerbarer Energien entstehenden Ausfallarbeit zeigt sich in den letzten Jahren ein anhaltendes Wachstum. Insbesondere die Windenergie – und in deutlich geringerem Umfang die Photovoltaik – sind dabei für fast die gesamte Abregelung und die damit verbundenen Entschädigungszahlungen nach dem Einsparverantwortlichen. Im Jahr 2019 beliefen sich diese geschätzt auf knapp 7,7 TWh sowie über 900 Mio. Euro.

Da die Ausfallarbeit und die damit verbundenen Entschädigungszahlungen ein nicht genutztes Potenzial der Energieerzeugung darstellen, ist eine Betrachtung beider Größen in den Jahren 2030 und 2050 aus volkswirtschaftlicher Sicht relevant. Aufgrund zahlreicher Determinanten, die sich unterschiedlich stark und teilweise entgegengesetzt auf die Ausfallarbeit auswirken, ist eine genaue Prognose der zukünftigen Höhe dieser jedoch mit großer Unsicherheit behaftet. Aus diesem Grund wurde ein mögliches Intervall der zukünftigen Ausfallarbeit und den daraus entstehenden Entschädigungszahlungen unter der Annahme des heutigen Status Quo (business-as-usual-Annahme) als beste Näherung geschätzt.

Zur Herleitung eines solchen Intervalls wurde durch eine Metaanalyse der Fachliteratur eine Auswahl relevanter Ausbauszenarien erneuerbarer Energien bis in die Jahre 2030 und 2050 betrachtet. Diese unterscheiden sich mitunter sehr deutlich, sowohl in der erwarteten Ausrichtung des Energiesektors (Fokus auf Windenergie bzw. auf PV) sowie in den jeweiligen installierten Mengen, Jahresleistungen und Volllaststunden je Energieträger.

Bis 2030 spannt sich somit ein Intervall der Ausfallarbeit von 8,3 bis 15,7 TWh/a auf, das bis ins Jahr 2050 auf ein Intervall von 9,4 bis 43,3 TWh/a anwächst. Dies entspricht bei einer gleichbleibenden Entschädigung je TWh Ausfallarbeit nach dem heutigen Status Quo einem Gesamtwert zwischen 976 Mio. Euro bis 1,8 Mrd. Euro

36 Für Windenergie und PV (unter der BAU-Annahme für die hier berechneten Zahlen verwendet).

im Jahr 2030 bzw. zwischen 1,1 Mrd. Euro bis 5,1 Mrd. Euro im Jahr 2050. Aufgrund der zuvor dargestellten Determinanten der Ausfallarbeit sowie unter Vorbehalt zukünftiger Änderungen in den gesetzlichen Regelungen des Einsparman insgesamt, sind diese Intervalle jedoch nur als grobe Schätzungen zu verstehen.

Nichtsdestotrotz zeigen sie das zukünftige Potenzial der Ausfallarbeit, das bisher noch nicht anderweitig genutzt wird. In der Zukunft kann dieses zum Beispiel volkswirtschaftlich sinnvoll zur Erzeugung von grünem Wasserstoff nutzbar gemacht werden und somit zur Bedienung eines Teils des Wasserstoffbedarfs beitragen. Dabei ist zu beachten, dass zur besten Nutzbarkeit von sonst abgeregeltem Strom aus erneuerbaren Energien die für die Erzeugung von grünem Wasserstoff notwendigen Elektrolyseure bestenfalls anlagennah bzw. in der Nähe von kritischen Netzknoten installiert werden sollten.

5 Standortbewertungen für Elektrolyseanlagen in Deutschland

Im Rahmen dieses Arbeitspaketes werden Standortfaktoren für die Errichtung von Elektrolyseanlagen zur Wasserstoffproduktion aus EE-Strom identifiziert und mögliche Standorte bewertet. Dafür wird zunächst eine Metaanalyse bestehender Studien durchgeführt und untersucht, welche Standortkriterien in den Studien angelegt werden und zu welchen Aussagen sie bezüglich geeigneter Standorte für Elektrolyseanlagen in Deutschland kommen (Abschnitt 5.1). Im Folgenden werden dann zwei generische Standorttypen (PV Freiflächenanlagen und onshore-Windenergieanlagen) definiert und anhand der in der Metaanalyse identifizierten Kriterien diskutiert und gegenübergestellt (Abschnitt 5.2). Ein wichtiges Kriterium für die Positionierung von Elektrolyseanlagen zur Integration von EE-Strom ist das Auftreten von sogenannten „Stromüberschüssen“, die zu Abregelungen der erneuerbaren Stromerzeugung führen. Aus diesem Grund wird in Kapitel 5.3.2 speziell auf die Charakteristik von Abregelungen an heute stark davon betroffenen Standorten in Deutschland eingegangen.

5.1 Metaanalyse Standortfaktoren für Elektrolyseanlagen

Die folgenden Studien werden für die Metaanalyse verwendet, um Aussagen und Kriterien zu Standorten für Elektrolyseanlagen zu identifizieren.

- FFE 2019: Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020 - 2030; Juni 2019
- MWIDE NRW (Hrsg.) (2019): Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen; Studie von LBST im Auftrage des MWIDE NRW; Mai 2019
- K. Görner und D. Lindenberger (Hrsgb.): Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme - Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System, Abschlussbericht, Band I, 2018
- DBI 2017: KonStGas – Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen; Mai 2017
- dena 2016: Potenzialatlas Power to Gas; Juni 2016

Die ausgewerteten Standortfaktoren werden am Ende dieses Kapitels zusammengefasst und im darauffolgenden Abschnitt 5.2 für die (vergleichende) Bewertung der generischen Standorttypen herangezogen. Zur besseren Einordnung der Ergebnisse zeigt Tabelle 14 eine Übersicht über die jeweiligen Studienrahmen. Alle Publikationen konzentrieren sich auf Deutschland und decken bis auf zwei Ausnahmen den langfristigen Zeithorizont bis zum Jahr 2050 ab. Zwei Studien setzen dagegen den Schwerpunkt auf die Gegenwart und einen möglichen Markteinstieg von PtG-Anlagen.

Tabelle 14: Übersicht über die Studienrahmen und Standortkriterien der ausgewerteten Studien

Kriterien	LBST 2019	FFE 2019	VI SGW 2018 WIKUE	VI SGW 2018 GWI	DBI Konstgas 2017	dena 2016
Ziel		Bestimmung regionalisierter Einflussfaktoren für die Attraktivität von möglichen Standorten für PtG in Deutschland			Untersuchung von Vorteilen und Synergieeffekten aus der Kopplung von Strom- und Gasnetzen für die Integration von EE-Strom	
Untersuchungsgebiet	Deutschland, NRW	Deutschland	Deutschland, Fokus NRW	Deutschland	Deutschland im europäischen Kontext	Deutschland
Zeithorizonte	2030, 2050	2017, 2030, 2040, 2050	2020	2014	2020, 2030, 2040, 2050	2015, kurz- und mittelfristig
Sektoren	Industrie, Gebäude, Verkehr	Verkehr und Industrie	keine Sektoren definiert	keine Sektoren definiert	Umwandlung, Haushalte, GHD, Industrie, Verkehr	Industrie, Gebäude, Verkehr, Strom
Inputdaten / Szenarien	Szenari 1 (EL): 2030, - 55% THG Szenari 2 (H2): 2030, - 55% THG Szenari 3 (EL): 2050, - 80% THG Szenari 4 (H2): 2050, - 80% THG Szenari 5 (EL): 2050, - 95% THG Szenari 6 (H2): 2050, - 95% THG	NEP 2030 (Vers. 2019); dena Leitstudie und FFE Kurzstudie Power-to-X	Fall 1: Netzdienliche Umwandlung von EE-Strom zu H2 Fall 2: Netzdienliche Erzeugung von EE-Methan dafür jeweils Varianten der Kriteriengewichtung	keine	S1: 80%-EE-Strom-ohne-PtG S2: 80%-EE-Strom-mit-PtG S3: 100%-EE-Strom-mit-PtG	-
Wasserstoff-Konzept (Ziel von Einsatz und Nutzungszweck)	Je nach Szenario wird Wasserstoff zu einem universellen Energieträger, der in allen Energiesektoren eingesetzt werden kann. Zentraler Aspekt: chemischer Energieträger für die Langzeitspeicherung großer Energiemengen insbesondere im saisonalen Kontext zu nutzen. Darüber hinaus als flexible Last zum Ausgleich der fluktuierenden Stromeinspeisung und den Ausbaubedarf der Stromübertragungsnetze zu begrenzen.	Räumlich aufgelöste Verschneidung von vier Residuallast-Kennzahlen	H2-Erzeugung (und Koverision) zur Entlastung der Stromnetze	Einspeisung von H2 ins Gastransportnetz: Speicherung von lokalen und regionalen Stromüberschüssen zur Entlastung des Netzes und Vermeidung von Abregelung	Umwandlung von zukünftigen Überschussstrommengen und anschließender Rückverstromung (Backup)	Zur Entlastung der Stromnetze, als Energiespeicher, Verwendung von Nicht-integrierbaren Strom
Standortkriterien	Nähe zum H2-Bedarf	Regionen mit Überschussstrom aus nachhaltigen Quellen	kein Naturschutz	Netzknoten (Umspannwerke mit Anschluss an ≥ 110 kV)	Nähe zum Stromnetz	Stromnetz mit hohen EE-Anteilen
	Nähe zur EE-Stromerzeugung	Regionale Verteilung des H2-Bedarfs	nicht in dichten Siedlungsgebieten	(erschlossen, befahrbar und ausreichend Platz)	Nähe zum Gasnetz	Nähe regionale H2-Abnehmer
		Regionale Verteilung bestehender/geplanter PtG Anlagen	hohe EE-Anteile	große PV- oder Windanlagen angeschlossen	Integration von EE-Strom durch Reduktion von Abregelung	Nähe Erdgasverteilstrom
		Regionale Verteilung der Biogasanlagen	Nähe 110 kV Station	Zugang zum Erdgasnetz (< 2,5 km)		Nähe Absatz Nebenprodukte
			Nähe zu Gasleitung			Nähe CO2-Quellen
			Nähe zu Gasspeichern			Nähe Speicher
			Nähe zu industriellen H2-Abnehmern			
		Anzahl Tankstellen im Gebiet				

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der o.g. Studien

Zentrale Ergebnisse der FFE Regionalisierungs-Studie 2019

Die FFE Studie bestimmt regionalisierte Einflussfaktoren für die Bewertung von Standorteignungen für PtG-Anlagen in Deutschland mit einer räumlichen Auflösung auf NUTS3-Ebene³⁷. Zum Anlagenspektrum gehören vor allem Elektrolyseure für die Produktion von Wasserstoff als auch Elektrolyseure plus Methanisierung (mit CO₂ aus Biogasanlagen) für die Erzeugung von synthetischem Methan.

37 Die Ergebnisse fließen in den NEP Gas 2030 ein.

Ausschlaggebend für die Standorteignungen sind allein die jeweiligen regionalen Überschüsse, die aus Berechnungen und Verschneidungen von vier verschiedenen Residuallast-Kennzahlen resultieren. Dabei ist zu beachten, dass für die beiden wirtschaftlichen Kennzahlen Volllaststunden von min. 3.000 h/a für einen wirtschaftlichen Betrieb vorausgesetzt werden.

Daraus folgen als Hauptergebnis insgesamt drei Karten, welche die Standorteignungen für PtG-Anlagen in Deutschland nach NUTS3-Regionen für die Jahre 2017, 2030 und 2050 abbilden. Demnach gibt es in 2050 vor allem im Norden Deutschlands sehr gut geeignete Standorte für PtG-Anlagen zur H₂-Produktion (aus Überschussstrom). Dazu gehören fast ganz Schleswig-Holstein, der Westen von Niedersachsen, der Norden von Nordrhein-Westfalen, weite Teile von Mecklenburg-Vorpommern sowie nördliche Teile von Brandenburg. Dagegen werden Regionen mit künftig sehr hohem H₂-Verbrauch wie das Ruhrgebiet und einige Landkreise im Süden von Deutschland nicht als geeignet für Standorte angesehen, weil dort nicht mit Überschussstrommengen gerechnet wird.

Zentrale Ergebnisse der MWIDE/LBST Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen 2019

Die LBST Studie untersucht Faktoren, die eine Nutzung der ökonomischen und klimarelevanten Potenziale von Wasserstoff in Nordrhein-Westfalen und in Deutschland für die Zeithorizonte 2030 und 2050 bedingen. Hierfür werden insgesamt sechs Szenarien für das Energiesystem und die erforderlichen Infrastrukturen definiert, die jeweils unterschiedliche energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen repräsentieren. Unter anderem erfolgt dies im Hinblick auf Zeithorizont, THG Minderungsziele sowie mit unterschiedlichem Fokus auf Elektrifizierung oder Wasserstoff.

Je nach Szenario wird Wasserstoff zu einem universellen Energieträger, der in allen Energiesektoren eingesetzt werden kann. Die regionale Verteilung der Elektrolyse unterscheidet sich dabei deutlich zwischen den Szenarien. Liegt der Fokus auf Elektrifizierung, findet eine Platzierung der Elektrolyse in der Nähe der Abnehmer statt, da in diesem Fall Strom der wesentliche Energieträger ist. Mit Fokus auf Wasserstoff befindet sich die Elektrolyse hingegen an Standorten, die ein hohes EE-Potenzial aufweisen und zudem netzdienlich aus Sicht der Strom- und Gasinfrastruktur betrieben werden können.

Beim Fokus auf Wasserstoff folgt als Hauptergebnis, dass die Elektrolyse mittelfristig überwiegend in der Region Nord errichtet wird. Diese umfasst die Bundesländer Schleswig-Holstein, Hamburg, Niedersachsen, Bremen und Mecklenburg-Vorpommern, wo auch die großen Windenergiekapazitäten (on- und offshore) verortet werden. Langfristig werden mit einem starken Ausbau der PV im Süden und Westen Deutschlands auch in diesen beiden Regionen viele Elektrolyseanlagen erwartet. Zudem entsteht mit der Umstellung der Stahlproduktion auf H₂-Direktreduktion insbesondere im Ruhrgebiet eine H₂-Senke.

Zentrale Ergebnisse der Studie Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme 2018

Das „Virtuelles Institut - Strom zu Gas und Wärme“, untersucht Flexibilisierungs- und Speicheroptionen für das zukünftige Energieversorgungssystem. Hierzu zählen innovative Technologiepfade, sowie Systemforschung und die Errichtung eines

Demonstrationszentrums am Standort des GWI in Essen. Innerhalb des Projektes wird die Frage nach potenziellen Standorten für Power-to-X-Anlagen in NRW als auch in Deutschland untersucht. Zu diesem Zweck wurden zwei unterschiedliche geoinformationsbasierte Ansätze verfolgt.

Die Analysen des Gas- und Wärme-Instituts (GWI) definieren als Kriterien für geeignete PtX-Standorte nahegelegene Umspannwerke, welche an das 110 kV Netz angeschlossen sind und eine Gastransportnetzleitung im Abstand von maximal 2,5 km aufweisen, sowie EE-Anlagen >1 MW in einem Umkreis von bis zu 5 km zum Umspannwerk.

Als Hauptergebnis folgt daraus, dass neben den klassischen Windausbaugebieten aus Norddeutschland vor allem in NRW viele geeignete Umspannwerke vorhanden sind, die als PtG-Standorte infrage kommen. Dies hängt vor allem mit den gut ausgebauten Netzinfrastrukturen sowohl im Strom- als auch im Gassektor zusammen, die mit dem hohen Energiebedarf des Industrielandes NRW einhergehen

Die Standortanalysen des Wuppertal Instituts (WI) basieren dagegen auf einer multi-kriteriellen Bewertungsmethode. Dafür werden zwei verschiedene Anwendungsfälle für eine Markteinführung von PtG-Anlagen betrachtet: Zum einen dezentrale netzdienliche Anlagen zur Erzeugung und möglichst lokalen Nutzung von Wasserstoff, und zum anderen netzdienliche Anlagen zur Erzeugung und Einspeisung von Methan ins Gasnetz. Für die Bestimmung geeigneter Standorte werden je nach Fall bis zu 12 verschiedene Kriterien bewertet. Dazu gehören neben technisch-ökonomischen Parametern wie der Entfernung zur Infrastruktur (Netze, Tankstellen, CO₂-Quellen etc.) auch eine Reihe nicht-technischer Kriterien wie Naturschutz oder Einwohnerdichte als Gradzahl für fehlende gesellschaftliche Akzeptanz.

Als ein Hauptergebnis zeigen die WI Analysen, dass das Bundesland NRW zumindest für eine zeitnahe Markteinführung von dezentralen PtG Anlagen ohne und mit Methanisierung ausreichend viele und gute Standorte anbietet. Die dafür besonders gut bewerteten Regionen liegen insbesondere im Norden und im Südwesten des Bundeslands sowie im Fall der Methanisierung in unmittelbarer Nähe von Steam-Cracker- und Zementanlagen. Da sich viele relevante Kriterien wie die gut ausgebauten Strom- und Gasnetze, potenzielle Abnehmer, industrielle CO₂-Quellen als auch die Einwohnerdichten und Naturschutzflächen kaum bzw. nur langsam ändern werden, wird von einer langfristigen Gültigkeit dieser Annahmen ausgegangen werden.

Zentrale Ergebnisse der DBI KonStGas Studie 2017

Die DBI „KonStGas“ Studie geht der Frage nach, welche Vorteile und Synergieeffekte aus einer gekoppelten Betrachtung von Strom- und Gasnetzen mittels PtG-Anlagen für die Integration von EE-Strom bestehen. Sie untersucht dazu vorrangig Elektrolyseanlagen für die H₂-Produktion, weist aber auch aus, in welchen Fällen bezogen auf das Gasnetz zusätzlich Methanisierungen nötig werden. Betrachtet werden insgesamt drei Szenarien (siehe Tabelle 14), in denen jeweils die Stromerzeugung und deren THG-Emissionen weitgehend (min. zu 80 %) bzw. vollständig (zu 100 %) durch den Einsatz von erneuerbaren Energien dekarbonisiert wird. Die THG-Reduktionen der anderen Sektoren werden dagegen nicht vollständig dekarbonisiert. Daher unterschätzen die folgenden Ergebnisse die Ausbaumengen an PtG-Anlagen im Vergleich

zu THG-neutralen Szenarien und die Ergebnisse zu den Standorten sind diesbezüglich eher als indikativ anzusehen.

Die Hauptergebnisse zu PtG Leistungen und Standorten orientieren sich primär an der Stromseite bzw. dem Stromnetz, da für den Einsatz der Elektrolyseure ausschließlich die Umwandlung von zukünftigen Überschussstrommengen zwecks möglicher Rückverstromung in Backup-Kraftwerken zugrunde gelegt wird. Dazu werden regional hoch aufgelöst Netzengpässe und Abregelungsmengen für EE-Strom als Standortfaktoren für die Elektrolyseanlagen bestimmt. Für diese Anlagen werden dann unter Berücksichtigung geeigneter Verknüpfungspunkte mit dem Gasnetz diejenigen Standorte ausgewählt, an denen die Engpässe und Abregelungen optimal reduziert werden können.

Aus diesem Vorgehen folgt für das 80 %-EE Stromszenario im Jahr 2050 eine Elektrolyse-Leistung von 5 GW_{el}, die sich auf drei Standorte in Norddeutschland konzentriert³⁸. Für das 100 %-EE Stromszenario wird eine Leistung von insgesamt 38 GW_{el} ermittelt, für die entweder 13 konzentrierte Standorte vor allem an den Küstenregionen oder 30 verteilte Standorte vor allem im Norden zzgl. Binnenland bestimmt und ausgewertet werden. Bei den Ergebnissen ist zu beachten, dass

- die Aufnahmekapazitäten des Gasnetzes für die unterstellte zulässige H₂-Konzentrationen in Höhe von 15 Vol.-% zumindest an einem Teil der Standorte nicht ausreicht und zusätzlich eine Methanisierung nötig wird
- die Abregelungen nicht vollständig vermieden werden können
- eine Verteilung der Anlagenstandorte proportional zur maximalen EE-Stromeinspeiseleistung zu einer besseren Reduktion der Abregelung und Netzengpässe führt als eine Konzentration der Standorte.

Zentrale Ergebnisse der dena Studie Potenzialatlas Power-to-Gas 2016

Die dena Studie untersucht, welche konkreten Nutzungsoptionen für Power-to-Gas bereits erprobt werden und welche Marktentwicklungen kurz- wie mittelfristig möglich sind. Für die Analyse wurden Experten und Stakeholder aus Politik, Unternehmen, Verbänden und Forschungsinstituten befragt sowie Studien ausgewertet, wodurch wichtige Standortfaktoren für Power-to-Gas-Anlagen identifiziert wurden.

Zu den drei relevantesten Standortfaktoren, für den optimalen Betrieb und die Wirtschaftlichkeit einer Power-to-Gas-Anlage, wird zunächst die Nähe zu Einspeisepunkten im Stromnetz gezählt, an denen große Leistungen aus fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung eingespeist werden. Des Weiteren sind die Nähe zu regionalen Nutzern von Wasserstoff, um Transportkosten einzusparen und die Nähe zum Gasverteilnetz mit Wasserstoffaufnahmekapazitäten relevant.

Basierend auf den Befragungen und Analysen zu den zeitlichen Entwicklungen der Nutzungspfade von Power-to-Gas wurden als Hauptergebnis folgende Clusterregionen identifiziert, in denen eine zunehmende Anwendung erwartet wird:

- Cluster Rhein / Main / Ruhr,
- Mitteldeutschland / Berlin / Brandenburg

³⁸ Diese Szenarioergebnisse können eher im Hinblick auf die derzeit angestrebten Elektrolyseleistungen bis 2030 eine Orientierung für Standortwahlen geben.

- Untere Elbe / Weser / Ems
- Neckar

Allerdings werden für das Entstehen dieser Cluster die Umsetzung wesentlicher Maßnahmen vorausgesetzt, welche sich vor allem im Bereich Regulierung und Technologieentwicklung abspielen.

Zusammenfassend lässt sich nach der Metaanalyse festhalten, dass bislang noch relativ wenige Untersuchungen zu Standorten für PtG-Anlagen durchgeführt wurden. Die ausgewerteten Studien unterscheiden sich zum Teil deutlich hinsichtlich der Kriterienwahl. Die wenigsten Studien berücksichtigen explizit Überschussströme bzw. Abregelungen als Standortvoraussetzung, doch häufig orientiert sich die Standortwahl am Stromnetz bzw. den vor Ort angeschlossenen EE-Leistungen. Dadurch werden oft Standorte im Norden und bezogen auf Windenergie-onshore und -offshore (Anlandungspunkte) bevorzugt. In einzelnen Fällen wird diesen Erzeugungspotenzialen die lokale Last gegenübergestellt oder die Transportfähigkeit des Netzes berücksichtigt. Die Verortung der H₂-Nachfrage spielt für die Standortbewertungen und -bestimmungen eine geringere Rolle. Das Vorhandensein lokaler Bedarfe wird nur in einem Teil der Studien adressiert und auch in diesen als weniger relevant gegenüber der räumlichen Nähe zur EE-Erzeugung eingeschätzt. Daher spielen Regionen in Nordrhein-Westfalen und allgemein ab der Mitte bzw. im Süden von Deutschland bisher kaum eine Rolle in Studien zu Standorten von Elektrolyseanlagen.

Die Standortkriterien, die in den Studien Anwendung finden, unterscheiden sich teils stark, teilweise aber auch nur durch unterschiedliche Formulierung ähnlicher Sachzusammenhänge. Die folgenden Kriterien werden genannt:

Tabelle 15: Übersicht über die Standortkriterien in den ausgewerteten Studien

	Zusammengefasste Kriterien aus Studien	VI SGW 2018 GWI	VI SGW 2018 WIKUE	FFE 2019	LBST 2019	DBI Konstgas 2017	dena 2016	ANZAHL
Angebot	Nähe zur EE-Stromerzeugung	X			X			2
	hohe EE-Anteile		X					1
	Biogasanlagen in der Region			X				1
	Überschuss aus EE			X		(x)		1
	Integration EE-Strom durch Reduktion von Abregelung					X		1
								6
Infrastruktur	Nähe zu Stromnetzknotten/Umspannwerke (≥ 110 kV)		X			X		2
	mit großen PV- oder Windanlagen	X				(x)		1
	mit hohen EE-Anteilen						X	1
	Nähe zu Erdgasnetz/-leitungen (< 2.5 km)	X	X			X		3
	Nähe Erdgasverteilnetz					X	X	2
Nähe zu Gasspeichern		X				X	2	
								11
PtG	bestehende / geplante PtG Anlagen			X				1
								1
Nachfrage	H2-Bedarf in der Region			X				1
	Nähe zu regionalen H2-Abnehmern / H2-Bedarf				X		X	2
	Nähe zu industriellen H2-Abnehmern		X					1
	Nähe zu Tankstellen		X					1
	Nähe Absatz Nebenprodukte						X	1
Nähe CO ₂ -Quellen		(x)				X	1	
								7
Sonst.	Naturschutz		X					1
	Siedlungsgebiete		X					1
		3	7	4	2	4	6	2

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Metaanalyse von Studien zu Standorten von Elektrolyseuren

Die Standortkriterien der Studien beziehen sich demnach insbesondere auf die Angebots-, Infrastruktur- und Nachfrageseite. Um zu einer möglichst überschneidungsfreien und handhabbaren Sammlung von Kriterien zu kommen, welche für die

Bewertung der beiden ausgewählten Standorttypen Anwendung finden kann, werden die Kriterien wie folgt zusammengeführt:

- Nähe zu Netzknoten (Umspannwerke) für den Anschluss an das öffentliche Stromnetz
- Nähe zu Netzgebieten mit hohem Überschussstrom
- Nähe zu geeigneten Einspeisepunkten in Erdgasleitungen
- Nähe zu geeigneten Gas-Speichern³⁹
- Nähe zu Wasserstoffabnehmern

5.2 Analyse von zwei generischen Standorttypen: Freiflächen-PV und onshore-Wind

Erneuerbarer Strom in Deutschland wird zukünftig maßgeblich in PV- und Windenergie-Anlagen erzeugt werden. Standorte für die heimische Produktion von grünem Wasserstoff werden sich daher angebotsseitig an diesen Standorten orientieren. Aufgrund des hohen technischen Potenzials und der weiträumigen Standortmöglichkeiten bieten sich PV Freiflächenanlagen und onshore-Windenergieanlagen besonders für eine Untersuchung der Standortfaktoren im Hinblick auf Elektrolyseanlagen an. Hierzu werden im Folgenden die beiden Standorttypen kurz charakterisiert sowie ihre Stärken und Schwächen als Standorte dargestellt sowie anschließend miteinander verglichen.

5.2.1 Standortbewertung für PV-Freiflächenanlagen

PV-Freiflächenanlagen haben im Jahr 2017 einen Anteil an der installierten PV Leistung in Deutschland von rd. 26 % (10,8 von 42,3 GW_p) (Agentur für Erneuerbare Energien n.d.). Nach einzelnen Quellen sind jedoch noch hohe technische Ausbaupotenziale in Höhe von bis zu 226 GW für restriktionsfreie Flächen⁴⁰ (BMVI 2015) und von bis zu 1.700 GW durch Nutzung von sogenannter Agro-PV⁴¹ auf landwirtschaftlichen Flächen möglich (Wirth 2020). Der Ausbau von Freiflächenanlagen wird daher eine wichtige Rolle für das Erreichen der politischen EE-Ziele spielen. Dies gilt umso mehr bis 2030, wenn der Ausbau der Windenergieanlagen weiterhin durch bestehende Abstandsregelungen und Höhenbegrenzungen in Deutschland stark gehemmt wird. Daher werden im Folgenden die Standorte von PV-Freiflächenanlagen im Hinblick auf ihre Eignung für den Einsatz von Elektrolyseuren betrachtet und auf ihre Stärken und Schwächen hin diskutiert.

Die Standorte für PV-Freiflächenanlagen liegen in der Regel im Außenbereich von Kommunen. Für Anlagen, die Vergütungsansprüche nach dem EEG stellen⁴², sind vier verschiedenen Flächenarten erlaubt 1) bereits versiegelte Flächen, 2) Konversionsflächen, 3) Flächen längs von Autobahnen oder Schienenwegen in einer Entfernung bis zu 110 Meter oder 4) Ackerland und Grünland, aber nur wenn sie in einem

39 Hierzu zählen bislang nur Kavernenspeicher, Porenspeicher werden dagegen bisher als geeignet nicht für eine Aufnahme von Wasserstoff angesehen.

40 Für eine Fläche von 3164 km² und einen Flächenverbrauch von 1,4 ha/MW.

41 Dabei handelt es sich um so hoch über dem Boden aufgeständerte Anlagen (≥ 5 m), die eine Bodenbearbeitung und Ernte durch übliche landwirtschaftliche Maschinen erlauben.

42 Das dürfte aus ökonomischen Gründen für die meisten Anlagen zutreffen.

benachteiligten Gebieten liegen und für die PV Nutzung freigegeben wurden⁴³. Ihr Anschluss an das öffentliche Stromnetz erfolgt in der Regel über eine eigene Trafostation und von dort über separate Netzanschlüsse in der Regel in das Mittelspannungs- (idR. 10 oder 30 kV) oder auch in das Hochspannungsnetz (110 kV) (Busse and EA-NRW 2018). Die elektrischen Anschlussleistungen von Freiflächenanlagen liegen bisher im Mittel im unteren einstelligen MW-Bereich und gingen in den letzten Jahren von 4,2 MW/Anlage (2016) auf 1,7 MW/Anlage (2018) zurück (Bundesnetzagentur 2018).

Vor diesem Hintergrund werden mögliche Standorte für Elektrolyseure im Kontext von PV Freiflächenanlagen anhand der zuvor abgeleiteten Kriterien wie folgt qualitativ bezogen auf ihre Stärken und Schwächen hin diskutiert. Dabei wird sofern möglich zwischen Standorten in der Nähe zu eigener Trafostation und in der Nähe zu Einspeisestation im öffentlichen Stromnetz unterschieden. Tabelle 16 fasst die Bewertungen in einer Übersicht zusammen.

Die **Nähe zu Stromnetzknotten (+)** dürfte in der Regel bereits bei der Anlagenplanung und Genehmigung ausreichend berücksichtigt werden, damit Aufwand und Kosten für den Stromnetzanschluss nicht zu hoch werden und eine Einspeisung gewährleistet ist. Ein ausreichend geeigneter Anschlusspunkt im Stromnetz ist jedenfalls zwingende Voraussetzung für die Inbetriebnahme und Einspeisung des Stroms aus der PV-Anlage. Bei Bedarf finden vor dem Anschluss der Anlage Verstärkungen oder Ausbauten des Stromnetzes statt. Im Falle von größeren Entfernungen bis zur Einspeisestation könnten Elektrolyse-Standorte in deren Nähe günstiger sein als in der Nähe der Anlage bzw. Trafostation (s.u.).

Eine **Nähe zu Netzgebieten mit hohem Überschussstrom (o/+)** ist im Kontext von PV-Freiflächenanlagen nur bedingt und erst mit zunehmendem Ausbau bzw. EE-Stromanteilen im Netz zu erwarten. Voraussetzung für den Netzanschluss ist, dass die Anlage im regulären Betrieb ohne unzulässige Rückwirkungen einspeisen kann. Sonst würde sie nicht angeschlossen bzw. müsste einen anderen, geeigneten Netzanschluss finden. Der Anlagenbetrieb wird aus betriebswirtschaftlichen Gründen ebenfalls auf möglichst volle Einspeisung (inkl. Direktvermarktung) ausgerichtet sein. Einspeiseprofil und -peak von PV-Anlagen korrelieren gut mit dem Lastgang im Stromnetz und die Anlagengrößen sind im Vergleich zu (Parks von) Windenergieanlagen kleiner. Daher kommt es bisher auch nur zu vernachlässigbar geringen Abregelungen von PV-Strom (vgl. Kapitel 5.3.25.3).

Der nötige, weitere Ausbau der Freiflächen-PV wird überwiegend in ländlichen oder strukturschwachen Gebieten mit in der Regel relativ geringen Lastdichten erfolgen und damit langfristig prinzipiell zu Überschussstrompotenzialen beitragen. In diesem Kontext könnten sich dann die betroffenen Einspeisestationen als Standorte für Elektrolyseanlagen anbieten, um abzuregelnden Strom in Wasserstoff umzuwandeln bzw. dabei helfen, einen weiteren Ausbau des Stromnetzes zu reduzieren. Dabei sind jedoch die relativ geringen resultierenden Volllaststunden als auch die Konkurrenz durch Batteriespeicher zu berücksichtigen. Für die Standortwahl dürfte daher das Vorliegen weiterer Kriterien ausschlaggebend sein.

43 Siehe: https://de.wikipedia.org/wiki/Photovoltaik-Freifl%C3%A4chenanlageM%C3%B6gliche_Standorte

Die **Nähe zu geeigneten Gasnetzanschlüssen (?/o)** für die Einspeisung von grünem Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz ist im Kontext von Freiflächen-PV schlecht pauschal bewertbar. Das Erdgasnetz ist insgesamt weniger dicht ausgebaut als das Stromnetz. Dies dürfte insbesondere für die in Frage kommenden Flächen für Freiflächenanlagen gelten. Allerdings könnten die Elektrolyseanlagen tendenziell ohnehin besser in der Nähe der Einspeisestationen als in der Nähe der Trafostationen errichtet werden. Hier könnten sich (zumindest in einzelnen Fällen) auch geeignete Gasleitungen für einen Anschluss in ausreichender Nähe befinden. In solchen Fällen könnten ggf. hinreichende Standortvorteile für die Errichtung von Elektrolyseanlagen bestehen. Inwiefern dies zutreffend ist, wäre durch entsprechende Untersuchungen zu klären.

Die **Nähe zu geeigneten Gasspeichern (-)** wird aufgrund der Lage der Freiflächenpotenziale im Vergleich zu der Lage der Gasspeicher als schlecht eingestuft. Sowohl der heutige Ausbau als auch die technischen Potenziale für Freiflächenanlagen liegen überwiegend im Süden und (Nord-)Osten von Deutschland, in den Bundesländern Bayern, Baden-Württemberg und Brandenburg. Die bekannten Kavernenspeicher für Erdgas, die auch für eine Nutzung von Wasserstoff in Frage kommen, liegen dagegen bis auf wenige Ausnahmen überwiegend in Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Nordrhein-Westfalen (vgl. Abbildung 21)

Die **Nähe zu Wasserstoffabnehmern (?/-)** ist für Freiflächenanlagen schlecht pauschal bewertbar, dürfte jedoch eher ungünstig zu bewerten sein. Eine Ausnahme könnten dezentrale, kleine Abnehmer wie Tankstellen und KMU bilden. Ansonsten sind Wasserstoffbedarfe vor allem mit Industriegebieten verbunden und dort um einiges größer als die mögliche Produktion von Elektrolyseanlagen in der Nähe von Freiflächenanlagen.

Tabelle 16: Bewertung der Standortkriterien für Elektrolyseure bei PV-Freiflächenanlagen

Standortkriterien	Eignung
Nähe zu Netzknoten (Umspannwerke) für den Anschluss an das öffentliche Stromnetz	+
Nähe zu Netzgebieten mit hohem Überschussstrom	+/o
Nähe zu geeigneten Einspeisepunkten in Erdgasleitungen	?/o
Nähe zu geeigneten Gas-Speichern ⁴⁴	-
Nähe zu Wasserstoffabnehmern	?/-
Legende: gut (+), neutral (o), ungünstig (-) und unklar (?)	

Quelle: eigene Bewertungen.

⁴⁴ Hierzu zählen bislang nur Kavernenspeicher, Porenspeicher werden dagegen bisher als geeignet nicht für eine Aufnahme von Wasserstoff angesehen.

Die Standorte von Elektrolyseuren, die sich am Ausbau von Freiflächenanlagen und ihrer Stromeinspeisung orientieren, werden entweder in der Nähe der Trafostationen oder der Einspeisestationen im öffentlichen Stromnetz liegen. Letztere Möglichkeit erscheint vorteilhaft, da hier in der Regel insgesamt größere Leistungen angeschlossen werden können, mit weniger Rückwirkungen auf das Stromnetz bzw. den Netzanschlusspunkt und mit höheren Auslastungen der Elektrolyseure zu rechnen ist. Umgekehrt bedeutet dies keinen exklusiven Bezug von EE-Strom, zumindest solange nicht, wie der EE-Anteil in der Region bzw. in Deutschland < 100 % ist.

Tabelle 17: Stärken und Schwächen von möglichen Standorten für Elektrolyseure im Kontext von PV-Freiflächenanlagen

<p>Stärken</p> <p><u>Trafostationen</u></p> <ul style="list-style-type: none"> + reiner EE-Strombezug + geringe stromseitige Anschlusskosten + Reduktion von Abregelungen und Einspeisespitzen möglich (Entlastung der Einspeisestation im Stromnetz) + kleine Anlagen, geringe Investitionen + potenziell geringe Betriebskosten + gute Betriebsprognosen <p>Stärken</p> <p><u>Einspeisestationen</u></p> <ul style="list-style-type: none"> + geringe stromseitige Anschlusskosten + Reduktion von Abregelungen und Einspeisespitzen möglich (Entlastung der Einspeisestation im Stromnetz) + wahrscheinlich größere Nähe zu Gas- und Wasserleitungen (geringe Anschlusskosten) + verschiedene Anlagengrößen und Betriebsstrategien möglich + geringere Fluktuationen (größere Auslastung, geringere Speicher/Leistungs-Verhältnisse) 	<p>Schwächen</p> <p><u>Trafostationen</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - geringe Auslastung (h/a) - geringe H₂-Produktionsmengen - hohe spezifische H₂-Produktionskosten - wahrscheinlich große Entfernung zu Gasnetz bzw. Abnehmern (hohe gasseitige Anschlusskosten) - Ausbau begrenzt <p>Schwächen</p> <p><u>Einspeisestationen</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - kein reiner Bezug von EE-Strom - Betriebsprognose und Speicherauslegung schwieriger - relativ geringe Auslastung in PV dominanten Gebieten
<p>Chancen</p> <ul style="list-style-type: none"> + Erbringung von Netzdienstleistungen (Glättung von Fluktuationen und Lastspitzen, Beiträge zur Blindleistungsregelung) + Entlastung des Stromnetzes + Nutzung des Gasnetzes und Deckung von H₂-Nachfragen 	<p>Risiken</p> <ul style="list-style-type: none"> - Verstärkung und Ausbau des Stromnetzes - Rückbau des Gasnetzes - Einsatz von Batterien und DSM als Konkurrenz - zu wenig regionale H₂-Nachfrage

Quelle: eigene Bewertungen

Windenergieanlagen an Land haben den höchsten Anteil an der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland: Ende 2019 waren Anlagen mit einer Leistung von 53,3 GW installiert, die 101 TWh Strom erzeugten, das entspricht einem Anteil von 41 % an der regenerativen Stromerzeugung (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2020a).

Obwohl der Ausbau der Windenergie zur Zeit aufgrund regulatorischer Rahmenbedingungen stagniert, sehen Szenarien dennoch perspektivisch einen weiteren Zubau an Windenergieanlagen (siehe dazu Kapitel 4), ohne den ein Erreichen der deutschen Klimaziele nicht möglich ist.

Windenergieanlagen werden zumeist in Windparks, also in Zusammenschlüssen mehrerer Anlagen, installiert, die sich in der Regel nicht nah an Siedlungsflächen befinden, um Einschränkungen durch Schall und Schattenwurf zu verhindern. Aufgrund der Verteilung der Windpotenziale liegt ein Schwerpunkt der Windenergienutzung im Norden und Nordosten Deutschlands. In den Bundesländern Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Sachsen-Anhalt stehen etwa zwei Drittel der insgesamt in Deutschland installierten Leistung (<https://www.windbranche.de/windenergie-ausbau/bundeslaender>).

Diese regionale Verteilung und die Tatsache, dass die Lastschwerpunkte im Süden und Westen Deutschlands liegen, zusammen mit dem verzögerten Ausbau des Stromübertragungsnetzes führen dazu, dass bei einem überwiegenden Teil des Einspeisemanagements Windenergie abgeregelt werden muss. Im Jahr 2018 waren zu 72 % Windenergieanlagen an Land vom Einspeisemanagement betroffen (Monitoringbericht 2019).

Vor diesem Hintergrund werden mögliche Standorte für Elektrolyseure im Kontext von Windenergieanlagen an Land anhand der zuvor abgeleiteten Kriterien wie folgt qualitativ bezogen auf ihre Stärken und Schwächen hin diskutiert.

Die Nähe zu **Netzgebieten mit hohem Überschussstrom (++)** ist angesichts des oben beschriebenen Zusammenhangs ein wesentlicher Standortvorteil für Elektrolyseure: Ein großer Teil der Abregelung findet bei Windenergieanlagen an Land statt. Elektrolyseure als zuschaltbare Lasten können diese Abregelung verhindern und stattdessen Wasserstoff erzeugen und damit die sonst verlorene Energie nutzbar machen.

Die **Nähe zu geeigneten Gasnetzanschlüssen (?/+)** für die Einspeisung von grünem Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz ist, wie auch für die Freiflächen-PV, schlecht pauschal bewertbar. Das Erdgas-Transportnetz ist insbesondere in Nordwest-Deutschland sehr gut ausgebaut (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2020b). Dort ist Wasserstoffeinspeisung als Beimischung aufgrund der hohen Durchsatzraten insbesondere im Winter eine Option; auch die Umwidmung von Erdgas- zu Wasserstoff-Leitungen ist in diesem Bereich denkbar. Im Norden und Nordosten Deutschlands ist das Erdgasnetz weniger stark ausgebaut.

Die **Nähe zu geeigneten Gasspeichern**⁴⁵ (+) ist für Windenergie an Land relativ gut gegeben: Die für die Wasserstoffspeicherung nutzbaren Kavernenspeicher korrelieren gut mit der Verteilung der Windenergieanlagen im Norden Deutschlands, insbesondere in Niedersachsen (siehe Abbildung 21).

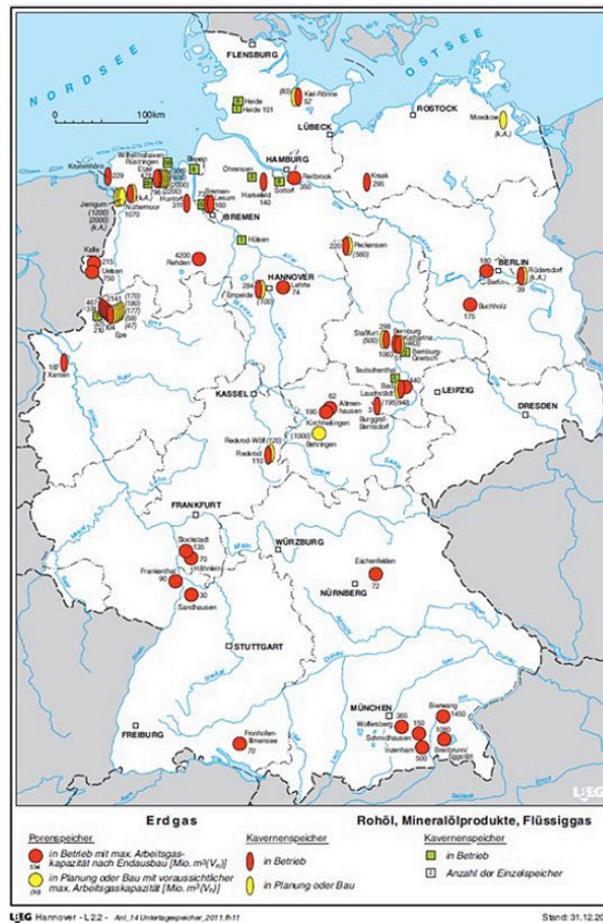


Abbildung 21: Gas- und Mineralölspeicher in Deutschland

Quelle: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Infografiken/Alt/uebersichtskarte-der-untertagespeicher.html>.

Es kann, wie bei Erdgasleitungen, sowohl eine Beimischung bis zur erlaubten Volumenkonzentration, als auch eine Umwidmung stattfinden. Letztere erfordert dann allerdings auch H₂-Leitungen. Zusammen mit der Nutzung bestehender Erdgasleitungen bieten die Speicher einen wesentlichen Standortvorteil für Elektrolyseure im windreichen Norden. Insbesondere im Zielsystem mit sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien wird eine saisonale Speicherung von Wasserstoff notwendig, für die sich die Gasspeicher eignen.

Die **Nähe zu Wasserstoffabnehmern** (-) ist bei Windenergieanlagen wenig gegeben: Wasserstoffbedarfe entstehen in der Regel in Industrie- oder Siedlungsgebieten, die im Westen und Süden Deutschlands häufiger sind als im windreichen Norden. Es wird voraussichtlich auch dort Abnehmer geben (beispielsweise für die Bedarfe des Verkehrs), doch diese entsprechen in ihrer Größenordnung nicht den

45 Hierzu zählen bislang nur Kavernenspeicher, Porenspeicher werden dagegen bisher nicht als geeignet für eine Aufnahme von Wasserstoff angesehen.

voraussichtlichen Erzeugungspotenzialen. Der Abtransport des erzeugten Wasserstoffs ist also bei der Planung von Elektrolysestandorten im Norden mit zu berücksichtigen.

Wie auch bei PV-Freiflächen ist die **Nähe zu Stromnetzknoten (+)** für Elektrolyseure an Windenergieanlagen in der Regel gegeben, da die Anlagen für die Inbetriebnahme an das Netz angeschlossen werden müssen. Elektrolyseure sollten in ihrer Leistung so dimensioniert sein, dass über den Anschlusspunkt auch Strom bezogen werden kann, sollte die Windenergieerzeugung zeitweise lokal gering sein. Die folgende Tabelle fasst die Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken für Elektrolyseure an Windenergieanlagen an Land zusammen.

Tabelle 18: Bewertung der Standortkriterien für Elektrolyseure bei Windenergieanlagen an Land

<p>Stärken</p> <ul style="list-style-type: none"> + reiner EE-Strombezug + Reduktion von Abregelung und Einspeisespitzen + geringe stromseitige Anschlusskosten + gute Betriebsprognosen + gute Einbettung ins Gasnetz 	<p>Schwächen</p> <ul style="list-style-type: none"> - begrenzte Zubauoptionen - begrenzte, eher moderate Produktionsmengen - begrenzte, eher moderate Volllaststunden
<p>Chancen</p> <ul style="list-style-type: none"> + Erbringung von Netzdienstleistungen (Glättung von Fluktuationen und Lastspitzen, Beiträge zur Blindleistungsregelung) + Entlastung des Stromnetzes + Nutzung des Gasnetzes und Deckung von H₂-Nachfragen 	<p>Risiken</p> <ul style="list-style-type: none"> - Verstärkung und Ausbau des Stromnetzes - Rückbau des Gasnetzes - Einsatz von DSM als Konkurrenz - zu wenig regionale H₂-Nachfrage

Quelle: eigene Bewertungen.

5.2.2 Vergleich der Standortbewertungen

In der folgenden Tabelle 19 sind die Bewertungsergebnisse aus den vorangegangenen Abschnitten für Elektrolyseure an Windenergieanlagen an Land und PV-Freiflächenanlagen zusammengeführt. In diesem direkten Vergleich wird deutlich, dass die Elektrolyseursstandorte bei Windenergie Standortvorteile, gegenüber denen bei PV-Freiflächenanlagen bieten.

Tabelle 19: Vergleich der Bewertung der Standortkriterien für Elektrolyseure bei PV-Freiflächenanlagen und Windenergieanlagen an Land

Standortkriterien	PV-Freiflächenanlagen (an Trafo- bzw. Einspeisestationen)	Windenergieanlagen an Land
Nähe zu Netzgebieten mit hohem Überschussstrom	+/o	++
Nähe zu geeigneten Einspeisepunkten in Erdgasleitungen	?/o	+
Nähe zu geeigneten Gas-Speichern ⁴⁶	-	+
Nähe zu Wasserstoffabnehmern	?/-	-
Nähe zu Netzknoten (Umspannwerke) für den Anschluss an das öffentliche Stromnetz	+	+
Legende: gut (+), neutral (o), ungünstig (-) und unklar (?)		

Quelle: eigene Bewertungen.

5.3 Charakteristik von Abregelung bei häufigem Auftreten (update⁴⁷)

Diese Untersuchung beleuchtet das erstgenannte und besonders relevante Kriterium „Nähe zu Netzgebiet mit Überschussstrom“. Ziel der hier angestellten Überlegungen ist es, einen Eindruck davon zu gewinnen, welchen Beitrag die Nutzung von abzuregelnden Energiemengen für die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseuren leisten könnte, wenn diese Energiemengen nicht abgeregelt, sondern stattdessen für die Gewinnung von Wasserstoff genutzt werden würden.

Dabei ist anzumerken, dass dies einen hypothetischen Fall darstellt. Strom aus Abregelung könnte, bei entsprechenden regulatorischen Rahmenbedingungen und mit geeignetem Geschäftsmodell, der Wert der vermiedenen Ausfallzahlungen zugeordnet werden.

Diese Untersuchung versteht sich als Ergänzung zu den in Kapitel 4 angestellten Betrachtungen, indem für ein konkretes Netzgebiet mit häufigem Einspeisemanagement die Daten so aufbereitet werden, dass sich daraus Aussagen zum Verhältnis von

⁴⁶ Hierzu zählen bislang nur Kavernenspeicher, Porenspeicher werden dagegen bisher als geeignet nicht für eine Aufnahme von Wasserstoff angesehen.

⁴⁷ Dieses Kapitel enthält Änderungen gegenüber der zuvor veröffentlichten Version des Berichts: Die theoretische Auslastung der abzuregelnden Anlagen wurde in der vorherigen Berichtsversion als 100% angenommen, was zu einer Überschätzung der Abregelungsmengen führte. Hier werden nun stattdessen mittlere Auslastungen aus dem Tennet-Netzgebiet zugrunde gelegt.

Energie und Leistung der Ausfallarbeit, und damit zur möglichen Auslastung von Elektrolyseuren, ableiten lassen.

Als beispielhafte Betrachtung dient das Einspeisemanagement (Einsman) in Schleswig-Holstein im Jahr 2019. Schleswig-Holstein hatte in den vergangenen Jahren stets einen großen Anteil an der gesamten Abregelung in Deutschland (laut Monitoringbericht 2019: 53 % in 2018 (Bundesnetzagentur and Bundeskartellamt 2020), mit einer ähnlichen Größenordnung wird hier auch für das Jahr 2019 gerechnet.

5.3.1 Datenbasis und -aufbereitung (Update)

Die folgende Untersuchung basiert auf den Daten zum Einspeisemanagement, die der Netzbetreiber Schleswig-Holstein Netz für das Jahr 2019 veröffentlicht hat (Schleswig-Holstein Netz 2020). Der Datensatz beinhaltet für jede Einsman-Maßnahme den Anfang und das Ende der Maßnahme, die Regelstufe, das betroffene Netzgebiet sowie die Anlagenschlüssel der betroffenen Anlagen. Sie enthalten jedoch keine Angaben zur installierten Leistung der betroffenen Anlage oder zur abgeregelten Energiemenge. Deswegen werden diese Daten als Erstes mit dem Marktstammdatenregister (Bundesnetzagentur 2020) zusammengeführt, um dem Anlagenschlüssel die entsprechende installierte Leistung zuzuweisen. Da nicht alle Anlagen im Marktstammdatenregister aufgeführt sind, lässt sich ca. 5 % der Einsman-Maßnahmen keine Leistung zuordnen. Dieser Fehler wird für die folgenden Aussagen jedoch nicht als kritisch angesehen.

In der zuvor veröffentlichten Version dieses Berichts vom 3. Nov. 2020 wurden abgeregelte Energiemengen unter der Annahme abgeschätzt, dass die Anlagen zum Zeitpunkt der Abregelung ihre volle Leistung hätten einspeisen können.

Diese rein leistungsbezogene Verknüpfung kann jedoch nicht die realen Auslastungen der Anlagen zum Zeitpunkt der Einsman-Maßnahmen berücksichtigen. Dadurch werden die abgeregelten Energiemengen und damit auch die möglichen Volllaststunden von Elektrolyseuren, deren Einsatz sich an der Abregelung orientiert, signifikant überschätzt. Die Annahme, dass jede Anlage zum Zeitpunkt der Abregelung mit ihrer vollen Leistung gelaufen wäre führt zu Energiemengen, die im Vergleich zu den offiziellen Abregelungsmengen im Jahr 2016 bzw. 2018 um einen Faktor 1,4 bzw. 1,8 höher liegen⁴⁸.

Deswegen wird hier im Unterschied zur zuvor veröffentlichten Analyse nicht die volle Leistung zum Zeitpunkt der Abregelung angenommen, sondern die Anlagenauslastung angenähert durch die Zeitreihe der realen Auslastung im Tennet-Netzgebiet (Tennet 2021).

Angesichts der großen Bandbreite der realen Auslastungen von allen Windkraftanlagen im Tennet-Netzgebiet, die zwischen 0,2 und 87,5 % (Mittelwert rd. 24 %) im Jahr 2019 liegen, ist mit weitaus höheren Abweichungen als zuvor abgeschätzt wurde zu rechnen. Wird zusätzlich die Zeitreihe der Anlagenauslastungen im Tennet-Netzgebiet bei der Abschätzung der Abregelung für die 50 am stärksten von Einsman betroffenen Ortsnetzstationen (ONS) in Schleswig-Holstein mit berücksichtigt, dann

48 Die Annahmen für die Schätzung werden in der vorigen Version der Studie genauer beschrieben.

führt dies zu Abweichungen zwischen 150 und 350 % bezogen auf die ONS (Stark 2020). Die resultierende mittlere Abweichung in Höhe von ca. 230 % liegt signifikant über der obigen Abschätzung, so dass im Folgenden die Ergebnisse dieser neue Berechnungen dargestellt werden.

5.3.2 Charakteristik abgeregelter Energie durch Einspeisemanagement

Im betrachteten Netzgebiet gibt es 551 Ortsnetzstationen (ONS), an denen Abregelung stattfindet. Aufgrund des hohen Rechenaufwandes wurde die Datenaufbereitung für die zeitlich aufgelöste Darstellung des Einsman für die 50 ONS mit den höchsten abgeregelten Energiemengen durchgeführt. Dadurch werden 75 % des insgesamt durchgeführten Einsman abgedeckt. Als Bezugspunkte für den Einsatz von Elektrolyseuren zur Nutzbarmachung von Einsman-Strom wird im Folgenden zwischen einzelnen ONS und mehreren ONS in einem Gebiet unterschieden.

Einspeisemanagement an Ortsnetzstationen

Die Ortsnetzstation „Klixbüll Trafo 101“ ist die Ortsnetzstation, bei der die angeschlossenen Anlagen im Jahr 2019 die größte Einsman-Energiemenge hatten. Für diese Station wird hier die Charakteristik des Einsman beispielhaft untersucht. Die Abbildung 22 zeigt den Verlauf des Einsman an dieser ONS sowohl im Zeitverlauf (oben) als auch sortiert nach der Leistung (unten).

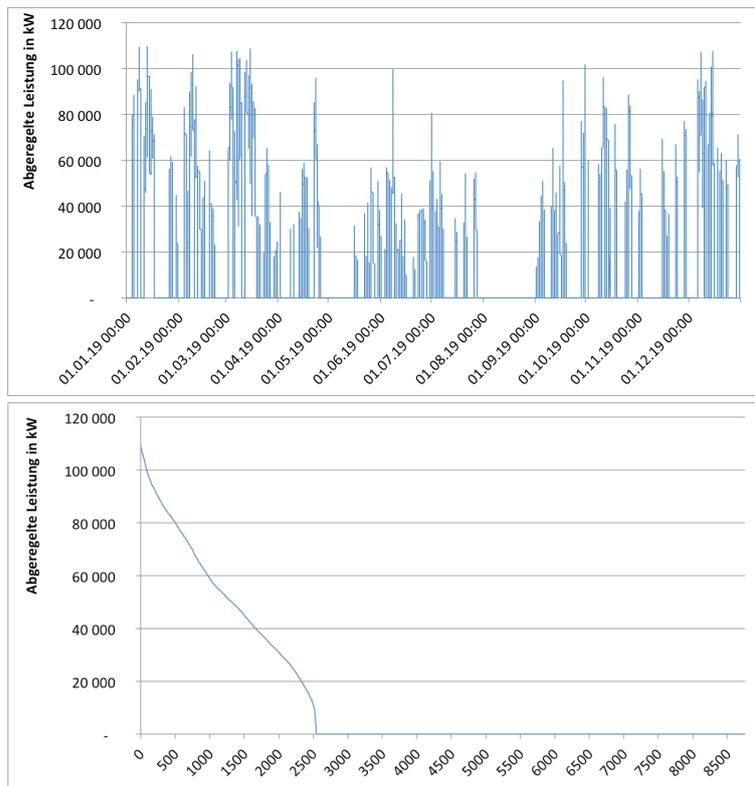


Abbildung 22: Verlauf der berechneten abgeregelten Leistung in kW an der Ortsnetzstation Klixbüll Trafo 101 über alle Stunden des Jahres 2019: oben in zeitlicher Auflösung, unten sortiert nach der Leistung

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von (Tennet 2021)

Die abgeregelten Leistungen an der ONS Klixbüll liegen gemäß Einsman-Maßnahmen und Auslastungen im Tennet-Netzgebiet zwischen 0 und 109 MW, bei einer

angeschlossenen installierten Leistung von insgesamt 125 MW. Ein Abruf von mehr als 100 MW (80 %) erfolgt nur in 347 Viertelstunden also über insgesamt knapp 90 Stunden im Jahr und unterhalb von 25 MW (20 %) über insgesamt 1377 Viertelstunden oder rd. 344 Stunden. Der Mittelwert der abgeregelten Leistungen beträgt 53,7 MW.

Die abgeregelten Leistungen, die für den Betrieb eines Elektrolyseurs an der betrachteten ONS verfügbar wären, nehmen über die Jahresstunden rasch ab: ca. bis zu gut 80 MW über 500 h/a, bis zu 60 MW für 1.000 h/a und nur noch bis zu ca. gut 30 MW für 2.000 h/a. Wenn für einen wirtschaftlichen Betrieb eines Elektrolyseurs mehr als 2500 h/a unterstellt werden, dann liegen die installierbaren Leistungen für eine direkte Nutzung von Abregelung an dieser ONS im unteren einstelligen MW-Bereich. Dies berücksichtigt jedoch noch nicht, dass die Stromkosten für einen Betrieb mit Einspar-Strom prinzipiell wesentlich niedriger als beim Bezug von direkt vermarktetem EE-Strom ausfallen können.

Einspeisemanagement im Netzgebiet der Schleswig-Holstein Netz

Zusätzlich zu den Untersuchungen auf ONS-Basis wird im Folgenden auch das Zusammenspiel der Abregelung im gesamten Netzgebiet (d.h. der 50 am stärksten betroffenen ONS im Netzgebiet) betrachtet. Unter der Annahme, dass innerhalb des Netzgebiets keine Verteilungsengpässe vorliegen, ließen sich auch an geeigneter zentraler Stelle Elektrolyseure installieren, die die abzuregelnde Energie in Wasserstoff umwandeln könnten. Hier würde die abgeregelte Leistung in der Höhe stärker variieren, da im gesamten Netzgebiet zu unterschiedlichen Zeiten unterschiedlich hohe Leistungen abgeregelt werden. Die Abbildung 23 zeigt den Verlauf der abgeregelten Energie in 2019, oben in zeitlicher Auflösung sowie unten sortiert nach der Leistung.

Die abgeregelten Leistungen reichen von nahezu Null bis 2,6 GW in der Spitze, mit einem Mittelwert von rd. 0,4 GW. Dies könnte eine an der Abregelung orientierte, zentral installierte Elektrolyseleistung von ca. 100 bis 400 MW mit Volllaststunden über 3000 bis 2000 h/a in diesem Netzgebiet ermöglichen. Dies bietet im Vergleich zu Standorten an einzelnen ONS deutlich bessere Voraussetzungen für einen möglichen wirtschaftlichen Betrieb von Elektrolyseuren im Kontext von Abregelungen dar.

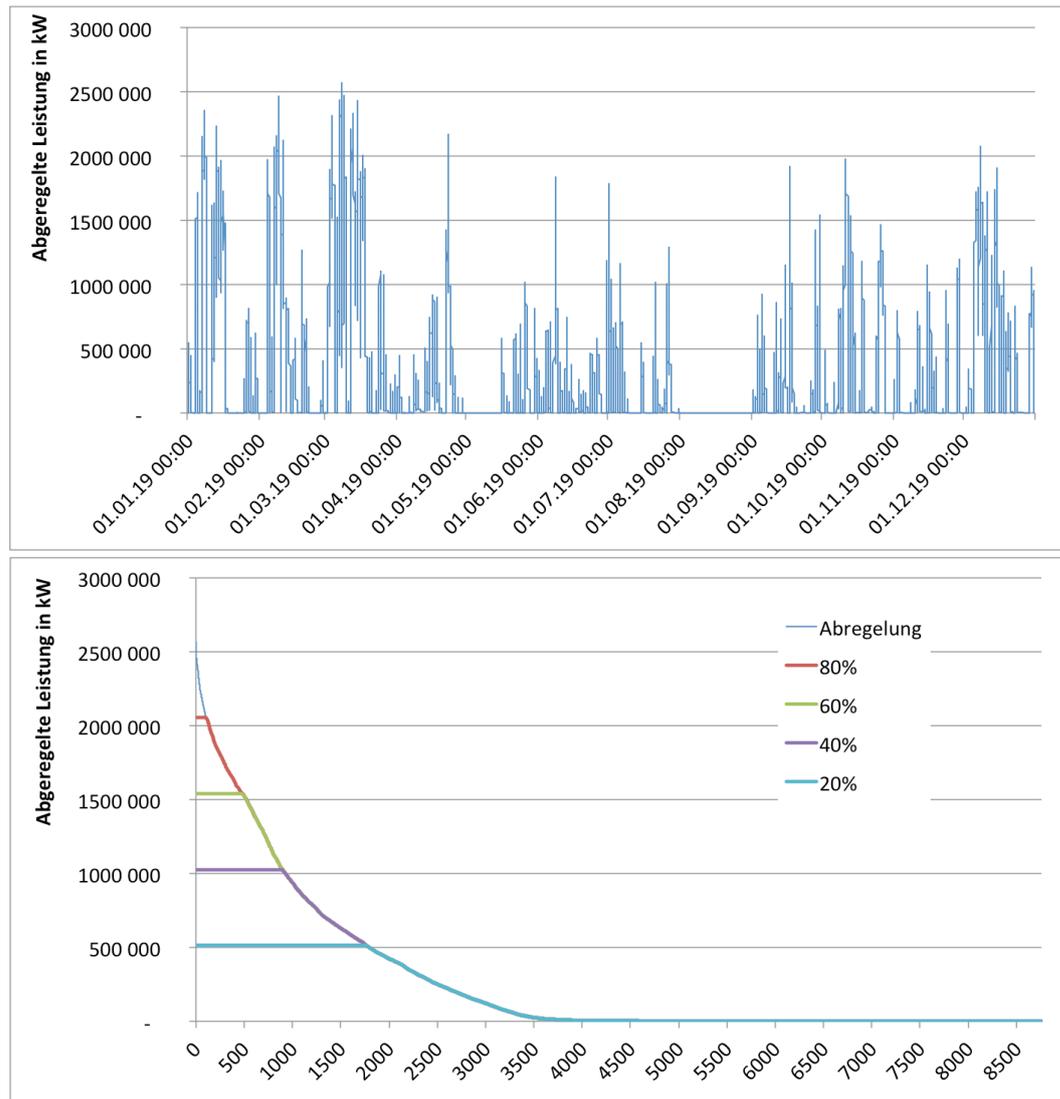


Abbildung 23: Verlauf der angenommenen abgeregelten Leistung in kW in der Summe der 50 ONS mit der meisten Abregelung über die Viertelstunden des Jahres 2019, oben in zeitlicher Auflösung, unten sortiert nach der Leistung

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von (Tennet 2021)

5.3.3 Schlussfolgerungen zur Charakteristik von Einsman

Netzgebiete mit hohen Anteilen von Einspeisemanagement wie beispielsweise in Schleswig-Holstein bieten sich bereits heute für die Nutzbarmachung abzuregelnder Energiemengen mit Hilfe von Elektrolyseuren an. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass die möglichen Volllaststunden für einen Betrieb in der Regel auf unter ca. 3000 h/a begrenzt sind. Die installierbaren Elektrolyse-Leistungen sind dabei an konkreten einzelnen (besonders von Einsman betroffenen) ONS auf wenige MW begrenzt. Im Falle eines günstigen zentralen Anschlusses (ohne Engpässe im Verteilnetz) an alle 50 besonders betroffenen ONS sind dagegen bis zu 100 MW mit Volllaststunden von 3000 h/a möglich. In beiden Fällen könnte ein nicht zu vernachlässigender Anteil (0,3 TWh) der sonst abgeregelten Menge der Windstromerzeugung in Schleswig-Holstein in Form von grünem Wasserstoff nutzbar gemacht werden.

6 Volkswirtschaftliche Wirkungen einer heimischen Wasserstoffproduktion

Ein zukünftig zunehmender Einsatz von Wasserstoff verspricht nicht nur in Bezug auf die Reduktion von Treibhausgasemissionen einen signifikanten Beitrag leisten zu können. Der vielfältig verwendbare Energieträger beinhaltet auch das Potenzial für volkswirtschaftliche Effekte in Form zusätzlicher heimischer Wertschöpfung, Beschäftigung und damit verbundenem Wirtschaftswachstum sowie Steuereinnahmen. Des Weiteren kann durch die heimische Entwicklung, Herstellung und den Betrieb von Anlagen zur Wasserstoffproduktion der technologische Fortschritt vorangetrieben und eine geringere Energieimportabhängigkeit bewirkt werden.

Das Ausmaß dieser positiven Effekte wird dabei entscheidend von der Frage determiniert, wie viel des heimischen Wasserstoffbedarfs durch eine Produktion vor Ort beziehungsweise durch Importe gedeckt wird.

Im Folgenden wird deshalb auf Basis unterschiedlicher, potentieller H₂-Produktions- und Importquoten in Deutschland die Höhe der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte in den kommenden Jahrzehnten abgeschätzt. Dafür werden zahlreiche Studien und Szenarien ausgewertet, welche die Wasserstoffnachfrage sowie die Stromnachfrage für Elektrolyse im Jahreshorizont bis 2030 sowie bis 2050 prognostizieren. Diese bilden die Ausgangsbasis, um die volkswirtschaftlichen Effekte in Deutschland durch Wasserstoff hochzurechnen.

6.1 Die Wasserstoff-Wertschöpfungskette – Eine Einordnung

Im ersten Schritt soll die Wertschöpfungskette der Wasserstoffproduktion identifiziert werden, um das volkswirtschaftliche Potenzial für Deutschland zu verdeutlichen. Wie Abbildung 24 zeigt, ist die heimische Wasserstoffproduktion mit verschiedenen Sektoren und Wirtschaftsbereichen verknüpft, womit vielfältige Wertschöpfungseffekte in Zusammenhang stehen.

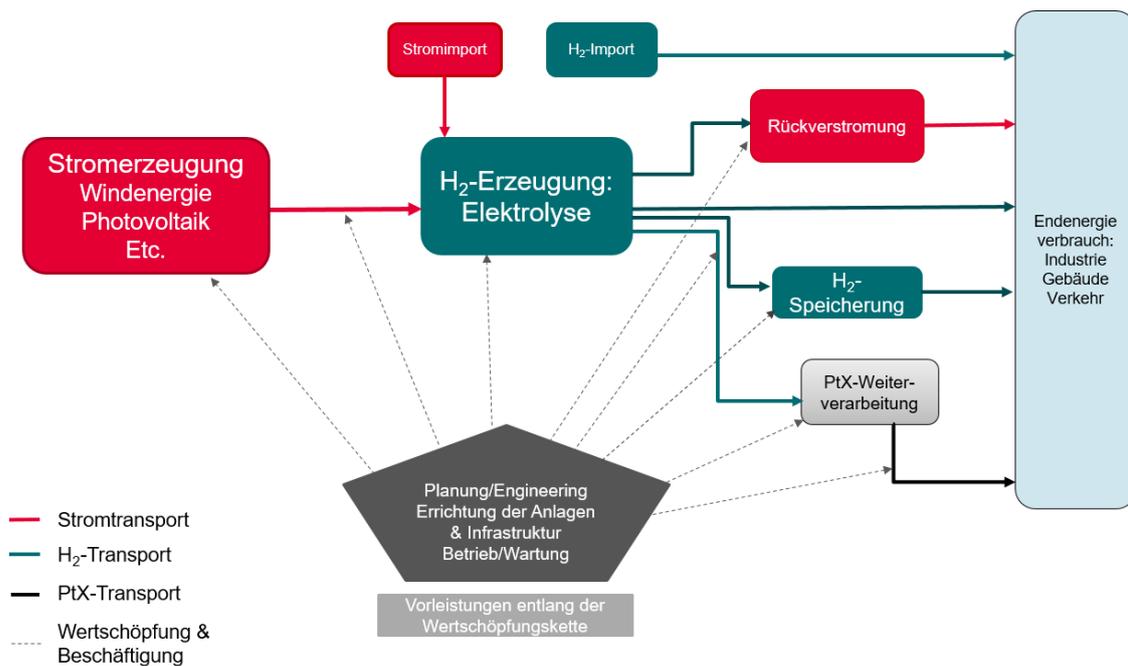


Abbildung 24: Die Wertschöpfungskette von grünem Wasserstoff - Von der EE-Stromerzeugung bis zum Endverbrauch

Quelle: eigene Darstellung.

Aktuell werden jährlich bereits rund 55-60 TWh Wasserstoff in Deutschland produziert und verbraucht (vgl. DLR et al. 2015). Abgesehen von der Herstellung von Wasserstoff als Nebenprodukt im Rahmen industrieller Prozesse - zum Beispiel mittels Benzinreformierung in Raffinerie-eigenen Prozessen - beruht die heutige Produktion noch weitestgehend auf der sogenannten Dampfreformierung, bei der Wasserstoff emissionsreich aus Erdgas gewonnen wird. Nur etwa 5% basieren auf dem Elektrolyseverfahren (ca. 3 TWh/a, vgl. nsb 2017a), bei dem mithilfe von elektrischem Strom Wasser in seine chemischen Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff getrennt wird.

Bei einer erfolgreichen Etablierung der Wasserstoffherzeugung auf Basis des Elektrolyseverfahrens und der Deckung des dafür notwendigen Strombedarfs aus erneuerbaren Energiequellen (sog. „grüner Wasserstoff“), kann mit signifikanten Wertschöpfungseffekten durch den Zubau notwendiger Kapazitäten von Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen gerechnet werden.⁴⁹

Zusätzliche EE-Anlagen initiieren direkte wirtschaftliche Aktivitäten im Bereich von Planungs- und Ingenieurstätigkeiten, in der Herstellung der Anlagen und essentiellen Anlagenkomponenten, wie beispielsweise Generatoren und Rotorblätter, sowie in der Montage beziehungsweise Installation und dem letztendlichen Betrieb und Wartung der Anlagen. Darüber hinaus ergeben sich indirekte volkswirtschaftliche Effekte entlang der Wertschöpfungsketten der EE-Anlagenbauer und sonstigen unmittelbar

⁴⁹ Derzeit sind die Erzeugungskosten für grünen Wasserstoff noch deutlich über den Kosten der konventionellen Wasserstoffherzeugung, die bei weniger als 2 Euro je kg liegen. Aktuelle Studien gehen durch Skaleneffekte bei der industriellen Produktion der Elektrolysekomponenten sowie durch größere Anlagensysteme und weiter sinkende Gestehungskosten für regenerativ erzeugten Strom von massiv sinkenden Erzeugungskosten in den nächsten 5 bis 10 Jahren aus (vgl. Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie 2020).

beteiligten Akteuren, die durch ihre getätigten Vorleistungen, wie beispielsweise den Einkauf von (verarbeiteten) Rohstoffen, Werkzeugen oder Anlagenteile aus verschiedenen Wirtschaftsbereichen sowie nachgefragte Dienstleistungen im Finanzierungs-, Logistik- und Versicherungswesen ausgelöst werden. Außerdem werden Vorbereitungsarbeiten wie Baugrundaufbereitung und Fundamentbau sowie Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten initiiert. Damit erhöht sich die Wertschöpfung bei den Lieferanten der EE-Branche, was zusätzliche Beschäftigungseffekte generiert.⁵⁰ Da die Zulieferbetriebe wiederum ihrerseits Vorleistungen von anderen Unternehmen beziehen, werden auch hier neue Mitarbeiter beschäftigt sowie weitere Vorleistungskäufe und Investitionen getätigt. Durch diese Vorleistungsverflechtungen ergeben sich folglich indirekte Effekte entlang der gesamten Wertschöpfungskette, wobei sich die Effekte von Stufe zu Stufe abschwächen (vgl. Frontier Economics/IW Köln 2018). Das gleiche Muster gilt für nachgelagerte Sektoren der EE-Branche. So induziert eine Expansion der EE-Kapazitäten den Stromnetzausbau, die Herstellung und Installation von Netzsystemtechnik und einen möglichen Anlagenrückbau, der wiederum Vorleistungen im Bau- und Recyclinggewerbe nach sich zieht.

An zweiter Stelle in der Wertschöpfungskette folgt die eigentliche Produktion von Wasserstoff mit Hilfe von Elektrolyseuren. Hier sind direkte Wertschöpfungseffekte in Analogie zum EE-Sektor von Planungstätigkeiten über die Produktion von Komponenten und Anlagen der Elektrolyse bis hin zur Wartung zu erwarten, die ihrerseits ebenfalls Vorleistungsimpulse auslösen. Da aufbereitetes Süßwasser als Ausgangsstoff für die Wasserstoffgewinnung mittels Wasserelektrolyse notwendig ist, entstehen zudem mögliche Wertschöpfungsaktivitäten durch den Einsatz von Meerwasserentsalzungsanlagen.

Weitere Wertschöpfungseffekte ergeben sich im Bereich des Transports von Wasserstoff, beispielsweise durch den verstärkten Einsatz von Tankwagen und dem Zubau dezidierter Rohrleitungen. Für letztere sind die zusätzlichen Wachstumspotenziale allerdings möglicherweise überschaubar, da hierfür in Zukunft die bereits bestehenden Erdgasleitungen verwendet werden können.

Letztendlich gibt es volkswirtschaftliche Effekte durch den Ausbau und Betrieb von Wasserstoffspeichern. Insbesondere die Salzkavernen im Norden Deutschlands sind dafür aus nationaler und europäischer Perspektive idealerweise geeignet.

Neben der Speicherung oder dem unmittelbaren Verbrauch kann der Wasserstoff auch mittels Kohlenwasserstoffsynthesen (Methan, Methanol und Fischer-Tropsch) zu klimaneutralen synthetischen Kraft- und Brennstoffen in gasförmiger und flüssiger Konsistenz weiterverarbeitet werden. Dazu wird CO₂ als Kohlenstoffquelle der Luft entzogen („Direct-Air-Capture“-Synthese) und im Rahmen einer chemischen Reaktion mit Wasserstoff gebunden. Die Herstellung, Installation und der Betrieb der dafür benötigten sogenannten Power-to-X⁵¹-Anlagen kann ebenfalls direkte und indirekte Wertschöpfungseffekte in Deutschland auslösen. Für diese Umwandlungs-

50 Vgl. Prognos (2019) für eine ausführliche Darstellung der Wertschöpfungskette um Windenergie.

51 Power-to-X, abgekürzt „PtX“ bezeichnet die Umwandlung von Stromenergie in gasförmige Energieträger wie Wasserstoff oder synthetisches Methan (Power-to-Gas) beziehungsweise flüssige Energieträger wie synthetisches Kerosin und Benzin (Power-to-Liquid). Alternativ kann über Power-to-Heat auch Wärmeenergie aus elektrischer Energie hergestellt werden.

und Weiterverarbeitungsprozesse wird zusätzlicher Strom benötigt, sodass die Wertschöpfungsaktivitäten im EE-Sektor noch höher ausfallen können.

Insgesamt sorgen die direkten und indirekten Beschäftigungseffekte in den erwähnten Sektoren und Bereichen für eine Erhöhung der Arbeitseinkommen und daher zu einer Stimulation der Konsumnachfrage, die wiederum den Produzenten der entsprechenden Konsumgüter zugutekommt. Durch die wiederverausgabten direkten und indirekten Arbeitseinkommen werden sogenannte induzierte Effekte ausgelöst, die zusätzliche Wertschöpfung, Beschäftigung und Einkommen in der Volkswirtschaft generieren (s. Abbildung 25).

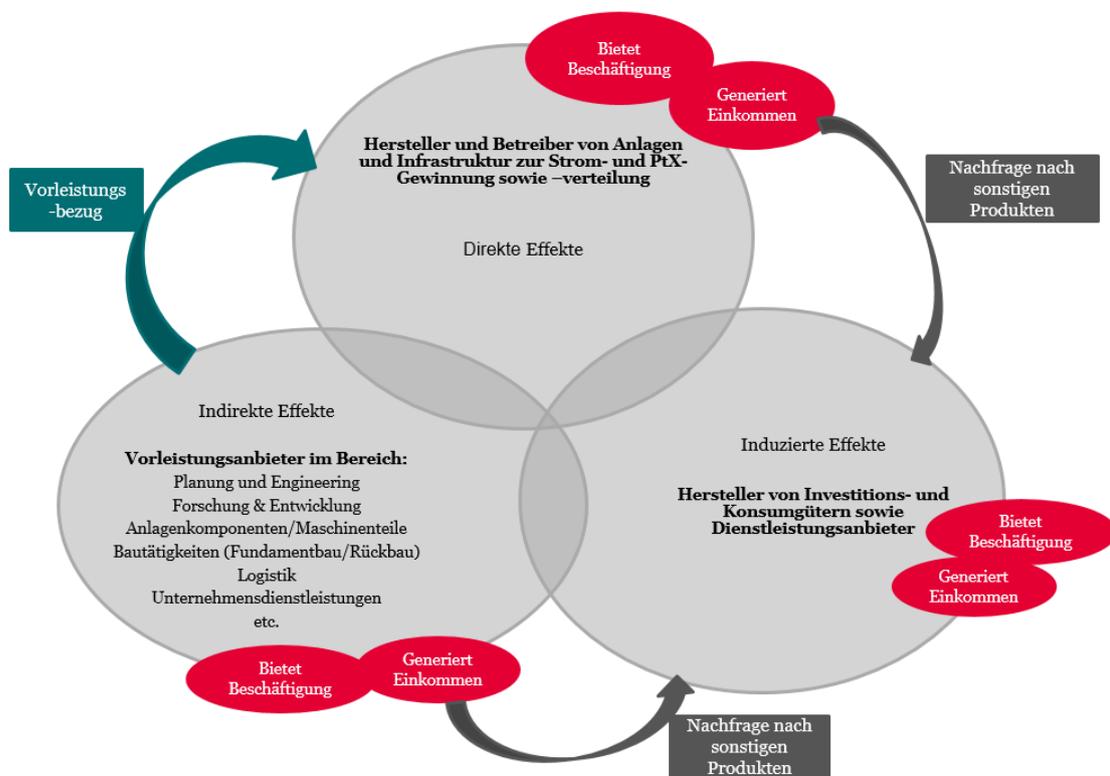


Abbildung 25: Veranschaulichung der direkten, indirekten und induzierten Effekte entlang der Wasserstoff-Wertschöpfungskette

Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an Frontier Economics/IW Köln (2018).

Die Wertschöpfungskette um Wasserstoff endet mit der Nutzung in den Verbrauchssektoren Verkehr, Industrie und Gebäude. Hier bieten sich im Bereich der Produktion von H₂-Anwendungs- oder Infrastrukturtechnologien ebenfalls Chancen für neue Wertschöpfung und Arbeitsplätze in Deutschland im Fall eines verstärkten H₂-Einsatzes (vgl. LBST 2019). Beispiele dafür sind die Herstellung von wasserstoffbasierten Hochöfen in der Stahlindustrie oder die technische Umstellung des Flug- und Schwerlastverkehrs auf Wasserstoff. Die Frage, inwieweit diese voranschreitende

sogenannte Sektorenkopplung⁵² durch Wasserstoff volkswirtschaftliche Effekte generiert, wird im Rahmen dieser Studie aufgrund der mangelhaften Verfügbarkeit von quantitativen Prognosen und der damit verbundenen hohen Unsicherheit und Ungenauigkeit hinsichtlich der zu erwartenden Wertschöpfungseffekte nicht näher diskutiert. Außerdem gilt im Gegensatz zu den beteiligten Sektoren der oben beschriebenen H₂-Bereitstellung, dass mögliche H₂-Anwendungen und Infrastrukturen die bereits existierenden Technologien und ihre Wertschöpfung substituieren werden und damit zumindest teilweise Wertschöpfungspotenziale reduzieren.

Die Struktur und das Ausmaß einer heimischen H₂-Wertschöpfungskette und ihrer volkswirtschaftlichen Wirkungen werden nachfrageseitig insbesondere durch den zukünftigen Bedarf an Wasserstoff sowie angebotsseitig durch die Bedeutung einer heimischen Produktion im Vergleich zum Import bestimmt. Tabelle 20 verdeutlicht, dass zusätzliche heimische Wertschöpfungseffekte im EE-Sektor geringer ausfallen, je mehr Wasserstoff direkt aus dem Ausland importiert wird, da mit dem Wasserstoff tendenziell auch die entsprechende Primärenergie für das Energiesystem importiert wird. Zudem fallen dadurch Beschäftigungsmöglichkeiten in der eigentlichen Wasserstofferzeugung, der Elektrolyse, weg. Ein Fokus auf heimische Wasserstoffproduktion generiert im Gegensatz dazu deutlich höhere inländische Wertschöpfungseffekte. Den relativen Vorteilen bei der heimischen Wertschöpfung steht allerdings auch ein bedeutender zusätzlicher Strombedarf für die Elektrolyse und somit hohe Investitionen in den Ausbau erneuerbarer Energien gegenüber. Dieser sogenannte „Trade-Off“, zu Deutsch „Zielkonflikt“, stellt einen entscheidenden Parameter dar, den es bei der Analyse der volkswirtschaftlichen Effekte durch eine inländische Wasserstofferzeugung zu berücksichtigen gilt.

Auch im hypothetischen Fall eines ausschließlichen Wasserstoffimports können – wie Tabelle 20 verdeutlicht – allerdings heimische Beschäftigungs- und Wachstumspotenziale im Bereich der Herstellung von PtH₂- und sonstigen PtX-Anlagen ausgeschöpft werden, wenn für die nächsten Jahrzehnte von einer stark ansteigenden Weltnachfrage nach Elektrolyseuren und Weiterverarbeitungsanlagen ausgegangen wird.⁵³ Dadurch könnte sich Deutschland als Exporteur dieser Anlagen in der globalen Wasserstoffwirtschaft etablieren. Deutschlands Wettbewerbsvorteile und Know-how im Bereich des Maschinen- und Anlagenbaus versprechen bereits heute positive Erfolgsaussichten für eine zukünftige exportorientierte Elektrolyseure-Produktion (vgl. Frontier Economics/IW Köln 2018). Die Potenziale beziehen sich hierbei allerdings tendenziell auf die kurze bis mittlere Frist, da langfristig damit zu rechnen ist, dass sich das technische Know-how auch in den wasserstoffproduzierenden Ländern entwickelt und die Industrie sich dementsprechend dort ansiedelt. Zudem stellt sich grundsätzlich die Frage, ob sich Deutschland überhaupt als globaler Vorreiter etablieren kann, wenn im 100%-Importszenario keine Eigenproduktion stattfindet und

52 Wasserstoff gilt als zentrales Schlüsselement der Sektorenkopplung, das zukünftig elektrische Energie, Verkehr, Wärme und industrielle Produktion verbindet. So können erneuerbare Energien auch in Sektoren Einzug finden, die sich nicht oder nur schwer direkt elektrifizieren lassen. Dazu zählt neben der Stahlindustrie vor allem der Schwerlast-, Schiffs- und Flugverkehr. Hier können wasserstoffbasierte synthetische Kraft- und Treibstoffe die aktuell noch verwendeten fossilen Kraftstoffe langfristig substituieren.

53 Gleiches gilt für sonstige PtX-Anlagen zur Weiterverarbeitung des Wasserstoffs zu synthetischen Energieträgern.

damit keine Skaleneffekte generiert sowie technisches Wissen ausgeweitet werden können.

Tabelle 20: Relative Vorteile einer heimischen Wasserstoffproduktion bezüglich zusätzlicher Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte im Vergleich zum Import

	100 % Heimische Produktion	100 % Import
EE-Erzeugung		
Herstellung Anlagen(-teile)	●	●
Montage/Installation	●	●
Betrieb und Wartung	●	●
PtH₂/PtX-Produktion		
Herstellung Anlagen(-teile)	●	●
Montage/Installation	●	●
Betrieb und Wartung	●	●
H₂-Transport		
Herstellung Anlagen(-teile)	●	●
Montage/Installation	●	●
Betrieb und Wartung	●	●
H₂-Speicherung		
Herstellung Anlagen(-teile)	●	●
Montage/Installation	●	●
Betrieb und Wartung	●	●

Bemerkung: Ausgangsfrage: Sind zusätzliche heimische Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte möglich? Antwort: grün = ja; gelb = ausschließlich bei Anlagenexport (s. Text); rot: nein. Es wird angenommen, dass die strombasierte Wasserstoffproduktion (PtH₂-Produktion) und sonstige PtX-Prozesse (Weiterverarbeitung des hergestellten Wasserstoffs zu synthetischen Energieträgern) in räumlicher Nähe zueinander stattfinden.

Quelle: eigene Darstellung.

Gleichzeitig können sich auch durch den deutschen Export von EE-Anlagen - als Ausgangspunkt der Produktion von grünem Wasserstoff im Ausland - heimische Wertschöpfungspotenziale in einem 100 %-Wasserstoffimport-Szenario ergeben. Die volkswirtschaftlichen Impulse in Deutschland würden sich wie bei den PtH₂- und sonstigen PtX-Anlagen dann allerdings nur auf Ingenieurstätigkeiten und die Herstellung dieser Anlagen und deren Komponenten beschränken, während Arbeitsplätze im Betrieb und in der Wartung im Ausland entstehen würden.

Im Bereich des Transports sind im Fall eines vollständigen H₂-Imports ähnliche beziehungsweise sogar noch größere inländische Potenziale zu erwarten, da neben den inländischen Transportwegen und -mitteln auch Fernleitungen und Transportschiffe sowie eine entsprechende Hafeninfrastruktur mit Verlademöglichkeit essentiell wären, um den Wasserstoff aus dem Ausland importieren zu können.

6.2 Zukünftiger Bedarf an Wasserstoff und Elektrolyse-Strom

Um die volkswirtschaftlichen Potenziale durch Wasserstoff abschätzen zu können, bedarf es eines Richtwerts der voraussichtlichen Wasserstoffnachfrage in der Zukunft. Hierfür werden im Folgenden diverse Prognoseszenarien aus der Literatur betrachtet und detailliert ausgewertet.

6.2.1 Einordnung von Wasserstoffszenarien aus der Literatur

Die Metanalyse bestehender Studien und Szenarien über die zukünftig zu erwartende Bedeutung von Wasserstoff in Deutschland beim Endenergieverbrauch liefert ein vielfältiges Bild (vgl. Szenarien-Übersicht in Tabelle 21).

Die Studien eint, dass eine vollkommene Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs in den Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude bis 2050 nicht umsetzbar ist. So werden sich einige Anwendungsbereiche, zum Beispiel im Luft-, See- sowie Schwerlastverkehr oder in Industrien mit prozessbedingten Emissionen wie bei der Produktion von Primärstahl, auch langfristig nicht ausschließlich oder nur mit großem Aufwand direkt mit Strom versorgen lassen. Daher kommt dem Einsatz nachhaltiger stofflicher Energieträger und somit der Wasserstoffverwendung sowie der darauf aufbauenden synthetischen Kraftstoffe zukünftig in allen ausgewerteten Studien eine vielversprechende Rolle zu. Eine intensive Integration von Wasserstoff in das Energiesystem und die Industrie kann als volkswirtschaftlich kostenoptimale Variante die Substitution der heute noch eingesetzten fossilen Energieträger vorantreiben, um die gesteckten Klimaziele zu erreichen (vgl. Umlaut energy 2020, BMWi 2020a). Es ist daher damit zu rechnen, dass die Nachfrage nach Wasserstoff in Deutschland mittel- bis langfristig signifikant steigen wird.

Tabelle 21: Steckbriefe der Wasserstoffszenarien aus der Literatur

Studie	Szenario	THG-Reduktion ⁵⁴	Energie-Mix	H ₂ -Produktion/Import
NOW (2018a)	S85	85% bis 2050	k. A. ⁵⁵	Mix (mögl. Import synthetischer Kraftstoffe ab 2025)
	S90	90% bis 2050	k. A.	Analog zu S85
	S95	95% bis 2050	k. A.	Analog zu S85
Fraunhofer (2019)	„S-EL“	95% bis 2050	Weitestgehende Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs; nur geringer Anteil an stofflichen Energieträgern	k. A.
	„S-PtX“	95% bis 2050	Einsatz größerer Anteile an stofflichen (klimaneutralen) Energieträgern (Wasserstoff, synthetisches Methan & Flüssigkraftstoffe etc.)	k. A.
Dena (2018)	EL80	80% bis 2050	Weitestgehende Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs	Primär heimische Produktion (mittels Elektrolyse)

54 Angestrebte Reduktion der Treibhausgasemission im Vergleich zum Niveau von Jahr 1990.

55 Energie-Mix in den Szenarien nicht explizit ausgewiesen. Szenarien unterscheiden sich primär nach Ziel der Reduktion der Treibhausgasemission.

	EL95	95% bis 2050	Weitestgehende Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs	PtX-Mengen hauptsächlich importiert. Wenn heimisch PtX produziert wird, dann im Wesentlichen Wasserstoff
	TM80	80% bis 2050	Technologiemix: Breite Variation der eingesetzten Technologien und Energieträger in Endenergieverbrauchssektoren	Analog zu EL80
	TM95	95% bis 2050	Technologiemix: Breite Variation der eingesetzten Technologien und Energieträger in Endenergieverbrauchssektoren	Analog zu EL95
	Referenzszenario	k. A.	Progressiver Fortschritt vergangener & aktueller Politik- und Technologieentwicklungen in jeweiligen Sektoren	k. A.
NOW (2018b)	So-85	85% bis 2050	k. A. ⁵⁶	100% heimische Produktion (mehrheitlich auf Basis von Elektrolyse)
	So-95	95% bis 2050	Im Vergleich zu anderen Szenarien zusätzliche stoffliche H ₂ -Nachfrage der Industrie (bis zu 5 TWh in 2050). Zudem ca. 100 TWh Steinkohle für Reduktion von Eisenerz bis 2050 durch Wasserstoff substituiert	CO ₂ -neutrale Importe von Wasserstoff zugelassen
	S1	85% bis 2050	k. A.	Analog zu So-85, aber hauptsächlich sog. Hochtemperatur-Elektrolyse-Technologie eingesetzt
	S2	85% bis 2050	k. A.	Analog zu S1, aber HTEL ⁵⁷ kann sich nicht durchsetzen, stattdessen eher alkalische Elektrolyse
	S3	85% bis 2050	k. A.	Analog zu S2, aber Rückgang der alkalischen zugunsten der PEM ⁵⁸ - und HT-Elektrolyse-Technologie
	S4	85% bis 2050	k. A.	Analog zu S3, aber sog. Ramping der Technologien berücksichtigt
	LBST (2019)	EL-55% - EL-80%	55% bis 2030; 80% bis 2050	Energieversorgung überwiegend durch Energieträger Strom dominiert (Elektrifizierungsfokus), erwartete niedrige H ₂ -Nachfrage. Energietransport erfolgt über das Stromnetz (keine H ₂ -Gasleitungen). Speicherung von H ₂ in Salzkavernen nur für Rückverstromung, aber nicht für alle anderen Endanwendungen zugelassen.
H ₂ -55% - H ₂ -80%		55% bis 2030; 80% bis 2050	Zusätzlich zu Strom wird Wasserstoff als universeller Energieträger eingesetzt. Erwartete hohe Nachfrage nach Wasserstoff. H ₂ -	Vollkommen heimische Produktion. Verteilung der Elektrolyse-Anlagen orientiert sich an EE-

56 Szenarien-Unterschiede ergeben sich eher durch Unterschiede bei Art und Ausmaß des eingesetzten Elektrolyseverfahrens.

57 HTEL = Hochtemperatur-Elektrolyse.

58 PEMEL = Protonen-Austauschmembran-Elektrolyse.

			Salzkavernen und dezidierte H ₂ -Rohrleitungen zugelassen.	Erzeugungsorte und wird überwiegend netzdienlich installiert.
	EL-55% - EL-95%	55% bis 2030; 95% bis 2050	Analog zu „EL-55%-EL-80%“	Analog zu „EL-55%-EL-80%“
	H ₂ -55% - H ₂ -95%	55% bis 2030; 95% bis 2050	Analog zu „H ₂ -55%-H ₂ -95%“	Analog zu „H ₂ -55%-H ₂ -95%“

Quelle: eigene Darstellung.

Die zukünftige Bedeutung von Wasserstoff wird in der Literatur allerdings sehr unterschiedlich bewertet, wie die zwischen den Szenarien stark variierenden Bedarfsprognosen für Wasserstoff verdeutlichen. Diese sind in der folgenden Abbildung 26 dargestellt. Zur Vereinfachung beziehen sich die Nachfrageprognosen in den Szenarien primär auf den volkswirtschaftlichen Bedarf an reinem Wasserstoff. Es werden somit die prognostizierten Bedarfe nach synthetischen flüssigen und gasförmigen Energieträgern vernachlässigt, da diese auch nur teilweise auf Wasserstoff basieren.⁵⁹

Gründe für die unterschiedlichen Bedarfsprognosen sind unter anderem Differenzen in den zugrunde liegenden Annahmen der betrachteten Szenarien, wie zum Beispiel der zu erwartende Elektrifizierungsgrad des Endenergieverbrauchs oder das angestrebte Reduktionsziel an Treibhausgasemissionen. Auch trägt eine uneinheitliche Definition der Wasserstoffnachfrage zu den Bedarfsdisparitäten entscheidend bei. LBST (2019) prognostiziert beispielsweise nur die voraussichtliche Wasserstoffnachfrage in den Sektoren Industrie, Gebäude und Verkehr aus heimischer Elektrolyse und vernachlässigt damit im Gegensatz zu NOW (2018b) den zusätzlichen Bedarf an Wasserstoff, der auf sonstigen Herstellungsverfahren wie Dampfreformierung oder Bio-to-H₂⁶⁰ sowie Importen beruht.⁶¹ Stattdessen definiert Dena (2018) den Wasserstoffbedarf nur als energetische Wasserstoffnachfrage in den Sektoren Industrie und Verkehr, während der Gebäudesektor unberücksichtigt bleibt. Damit lässt sich erklären, warum beispielsweise Dena (2018) einen relativ geringen Wasserstoffbedarf prognostiziert.

Die unterschiedlichen Annahmen der Studien und Szenarien erschweren den Vergleich miteinander. Daher kann eine mögliche Bandbreite des Wasserstoffbedarfs in den Jahren 2030 und 2050 nur mit großer Unsicherheit abgeschätzt werden.

59 In den dargestellten Szenarien in NOW (2018a) beruht beispielsweise das heimisch hergestellte, klimaneutrale Methan und die flüssigen Brenn- und Kraftstoffe nur zu einem sehr geringen Anteil auf wasserstoffbasierten PtX-Verfahren, während die Biomasse als Ausgangsbasis der Herstellungskette dominiert.

60 Wasserstoffherzeugung aus Biomasse.

61 In LBST (2019) wird davon ausgegangen, dass die Wasserstoffherzeugung aus Dampfreformierung von heute 30 TWh/a bis 2030 auf vernachlässigbare 13 TWh/a zurückgeht und bis 2050 vollständig durch Elektrolyseprozesse verdrängt wird.

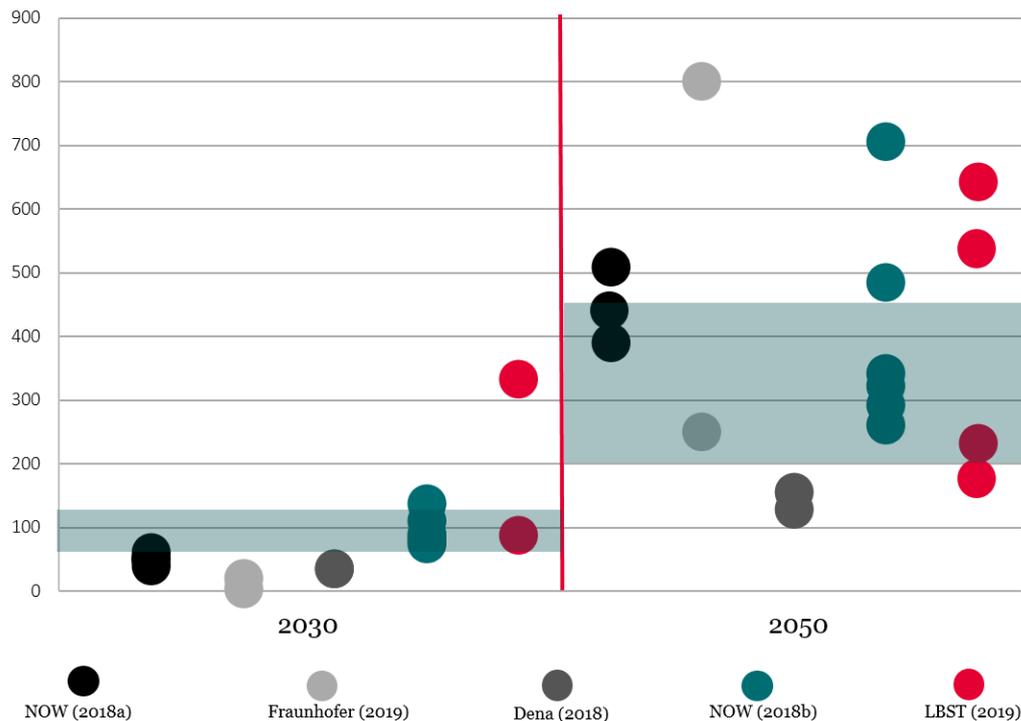


Abbildung 26: Prognose der Wasserstoffnachfrage der Endverbrauchssektoren für die Jahre 2030 und 2050 auf Basis verschiedener ausgewählter Studien (in TWh/a)

Bemerkung: Ein Punkt in der Abbildung steht je für ein Szenario der jeweiligen Studie. Der graue Bereich steht für die Bandbreite, in der sich die Wasserstoffnachfrage im Jahr 2030 beziehungsweise 2050 realistisch bewegen könnte.

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Szenarien-Prognosen in den angegebenen Studien.

Bereits heute liegt der Wasserstoffbedarf bei rund 60 TWh/a. Dieser basiert jedoch bisher hauptsächlich auf einer stofflichen Nutzung in der Grundstoffchemie zur Herstellung von Ammoniak und Methanol sowie in der Petrochemie zur Herstellung konventioneller Kraftstoffe (vgl. Prognos 2020). Wird stattdessen - wie im Fall der ausgewerteten Studien und Szenarien - der eindeutige Fokus auf die energetischen Sektorennutzung von Wasserstoff als Hauptprodukt gelegt, der zukünftig auf Basis des Elektrolyse-Verfahren hergestellt wird, so kann davon ausgegangen werden, dass sich die Wasserstoffnachfrage in Deutschland im Jahr 2030 zwischen 80-110 TWh/a sowie im Jahr 2050 zwischen 200-450 TWh/a bewegen könnte.⁶² Diese Bandbreite ist ebenfalls in Abbildung 26 dargestellt. Sie steht ebenfalls im Einklang mit weiteren Studien wie von DLR et al. (2015), die von einem Wasserstoffbedarf für Deutschland von 71,7 TWh/a in 2030 und 300 TWh/a im Jahr 2050 ausgeht. Auch die Bundesregierung erwartet im Rahmen ihrer „Nationalen Wasserstoffstrategie“ für 2030 einen Wasserstoffbedarf von ca. 90-110 TWh/a (vgl. BMWi 2020a).

⁶² „Prognose-Ausreißer“ wie zum Beispiel das LBST (2019)-Szenario „H₂-55%“ für das Jahr 2030 werden bei dieser Prognose vernachlässigt. Dieses Szenario ist als unrealistisch einzuordnen, da es bereits in zehn Jahren von einem jährlichen Wasserstoff-Gesamtbeford von 334 TWh ausgeht (vgl. Abbildung 26), was in der dazugehörigen Studie einem Anteil von mehr als einem Drittel der gesamten prognostizierten Endenergienachfrage entspricht. Im Jahr 2050 würde der Anteil im Rahmen des dazugehörigen „H₂-95%“-Szenarios sogar mehr als 50% betragen.

Durch die Darstellung des zukünftigen Wasserstoffbedarfs mit einer relativ großen Bandbreite wird nicht nur die vorhandene Prognoseunsicherheit berücksichtigt, sondern auch Raum gewährt für eine künftige zusätzliche Nachfrage nach Wasserstoff als Ausgangsstoff für die Herstellung von synthetischen Kraft- und Brennstoffen, wie zum Beispiel synthetisches Methan oder Benzin.

Auf Basis des entsprechenden Wasserstoffbedarfs wird in den Szenarien der Studien der notwendige Strombedarf für die heimische Elektrolyse, d.h. für die Wasserstoffherstellung (PtH_2), prognostiziert. Wie der folgenden Abbildung 27 zu entnehmen ist, variiert dieser erwartungsgemäß ebenfalls signifikant aufgrund Szenarien-spezifischer Unterschiede in der Bedeutung der heimischen Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyseverfahren im Verhältnis zum H_2 -Import sowie alternativen Herstellungsprozessen. Es gilt der intuitive, triviale Zusammenhang: Je größer die heimisch produzierte Wasserstoffmenge, desto größer der Strombedarf für die Elektrolyse.

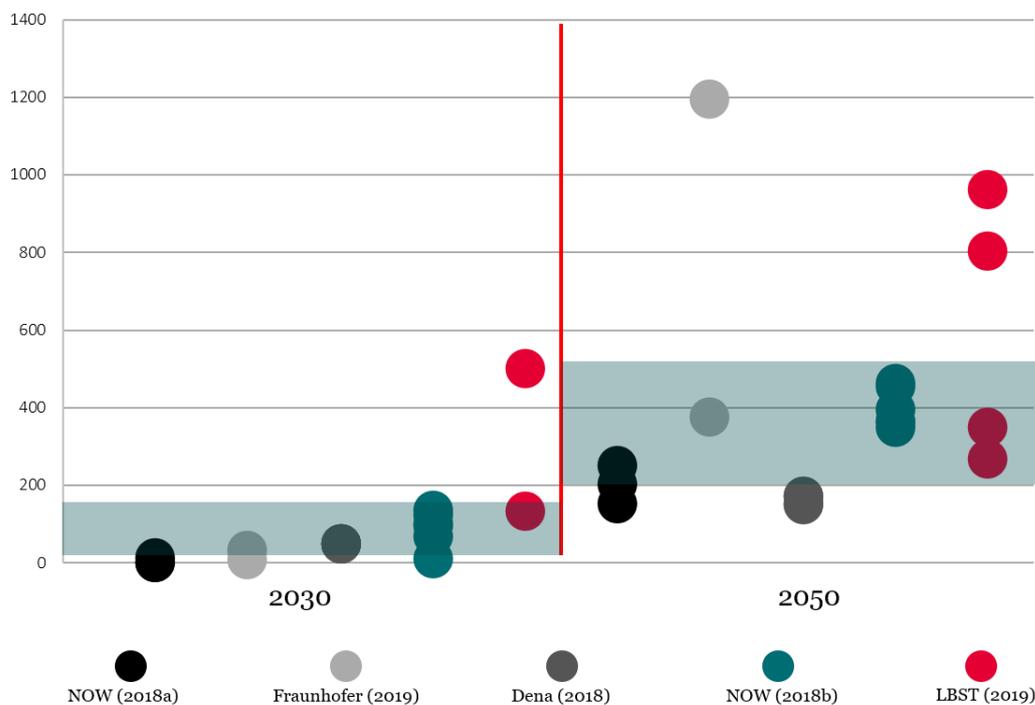


Abbildung 27: Prognose des Strombedarfs für die Elektrolyse für die Jahre 2030 und 2050 auf Basis verschiedener Studien aus der Literatur (in TWh/a)

Bemerkung: Ein Punkt in der Abbildung steht je für ein Szenario der jeweiligen Studie. Dargestellt sind sowohl Szenarien, die bei der Deckung des Wasserstoffbedarfs von einer vollständigen heimischen Wasserstoffproduktion ausgehen, als auch Szenarien, die einen gewissen Wasserstoffimport berücksichtigten. In Fraunhofer (2019) sind nicht explizit die notwendigen Strombedarfe für die Elektrolyse ausgewiesen. Diese wurden unter der Annahme eines 67% Wirkungsgrades und einer vollständigen heimischen Wasserstoffproduktion eigens in dieser Studie hochgerechnet. Der graue Bereich steht für die Bandbreite, in der sich die Stromnachfrage für die heimische Elektrolyse im Jahr 2030 beziehungsweise 2050 realistisch bewegen könnte.

Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Szenarien-Prognosen in den angegebenen Studien.

Des Weiteren stellt der angenommene Wirkungsgrad bei der Umwandlung elektrischer in chemische Energie sowie die eingesetzte Elektrolyse-Technologie einen

entscheidenden Parameter dar.⁶³ LBST (2019) geht beispielsweise in allen Szenarien von einem elektrischen Wirkungsgrad der Elektrolyse von 67% aus. So ergibt sich bei einer Wasserstoffnachfrage von jährlich 233 TWh im Fall des Elektrifizierungsszenarios mit einer Reduktion von 95% der Treibhausgasemissionen bis 2050 („EL-95%“) ein prognostizierter jährlicher Strombedarf von 348 TWh für die heimische Elektrolyse bei vollständiger Bedarfsdeckung in Deutschland. Diese Höhe des Wirkungsgrads deckt sich mit Ergebnissen und Einschätzungen aus der Literatur, die von einem heutigen Wirkungsgrad der Elektrolyse im Bereich von 65-82 Prozent ausgehen (vgl. nsb 2017b). Aus einem höheren Wirkungsgrad der Elektrolyse resultiert ein relativ geringer PtH₂-Bedarf. Daher sind in Zukunft leistungsstarke Elektrolyseure erforderlich, um den für die heimische Wasserstoffproduktion erzeugte Menge an grünen Strom in Grenzen zu halten und somit das heimische Energiesystem nicht zu überlasten.

6.2.2 Heimischer Bedarf an Elektrolyse und EE-Kapazitäten in Abhängigkeit der H₂-Importquoten

Im Folgenden werden auf Basis einiger Annahmen die PtH₂-Bedarfe für die Elektrolyse und der dafür notwendige EE-Zubau bei unterschiedlichen heimischen Wasserstoffproduktions- bzw. Importanteilen abgeschätzt. In Tabelle 22 sind dazu fünf verschiedene Szenarien dargestellt, denen jeweils die bereits hergeleitete prognostizierte Wasserstoffnachfrage in Deutschland im Jahr 2030 in Höhe von 80-110 TWh/a und im Jahr 2050 zwischen 200-450 TWh/a zugrunde liegt. Es wird außerdem unterstellt, dass in allen Szenarien der jeweils heimisch produzierte Anteil an Wasserstoff ausschließlich durch Wasserelektrolyse mit einem fixierten Wirkungsgrad von 67 % (gemäß LBST 2019) bereitgestellt wird. Die Elektrolyse wird also im Folgenden als zentrale Technologie zur Wasserstofferzeugung betrachtet, die sich im Wesentlichen aus dem zukünftigen Wasserstoffbedarf ableitet. Der Einfachheit halber werden daher bei der PtH₂-Abschätzung mögliche Bedarfsdeckungen auf Basis alternativer Herstellungsverfahren, wie die Dampfreformierung oder die Gewinnung von Wasserstoff als Nebenprodukt in industriellen Produktionsprozessen, die sich schwierig durch strombasierte Verfahren ersetzen lassen, vernachlässigt.⁶⁴

Folglich lassen sich in Abhängigkeit vom jeweiligen heimischen Produktionsanteil auch die benötigten installierten Kapazitäten an Elektrolyseuren abschätzen. Im Rahmen einer einfachen Umrechnung müssen dafür Annahmen über die Anlagenauslastung, die sogenannte Volllaststundenzahl, getroffen werden. Für das Jahr 2030 wird eine Volllaststundenzahl von 4.815 h angenommen, die bis 2050 auf 3.800 h zurückgeht.⁶⁵ Es wird außerdem davon ausgegangen, dass der notwendige

63 Der elektrische Wirkungsgrad ist definiert als der Anteil an Energie, der bei der Umwandlung von elektrischer in stoffliche Energie (im Rahmen des Elektrolyse-Verfahrens) nicht verloren geht und damit nutzbar bleibt. Beispielsweise bedeutet ein Wirkungsgrad von 67%, dass mit einer erzeugten Strommenge von 100 TWh/a eine Wasserstoffnachfrage von 67 TWh/a gedeckt werden kann.

64 Insb (2017a) geht beispielsweise stattdessen davon aus, dass in 2030 zwar der für die Mobilität benötigte Wasserstoff zu 100%, allerdings der für die industrielle Nutzung benötigte Wasserstoff nur zu 20% elektrolytisch aus erneuerbarem Strom erzeugt werden.

65 Gemäß LBST (2019) wird angenommen, dass die Elektrolyse-Auslastung mit voranschreitender Dekarbonisierung des Energiesystems und zunehmender EE-Einspeisung sinkt, da die Elektrolyse immer auch stärker als flexible Last eingesetzt wird.

Strombedarf für die inländische Elektrolyse bereits 2030 vollständig aus der fluktuierenden EE-Einspeisung durch heimische Wind- und PV-Anlagen gedeckt wird. Die jeweiligen Anteile von Wind onshore und offshore sowie Photovoltaik basieren dabei ebenfalls auf Annahmen aus LBST (2019).⁶⁶ Der somit benötigte Zubau an EE-Anlagen wird tendenziell bei Szenarien mit einem hohen heimischen H₂-Produktionsanteil überschätzt, da insbesondere bis zum Jahr 2030 in diesen Fällen zu erwarten ist, dass der Elektrolyse-Strom zum Teil auch aus emissionsreichen Kraftwerken stammt.

Tabelle 22: Darstellung der Strombedarfe und installierten Leistung an Elektrolyse- und EE-Kapazitäten für die heimische Produktion von grünen Wasserstoff bei unterschiedlichen H₂-Importquote (für die Jahre 2030 und 2050)

	Heimischer H ₂ -Produktionsanteil	Heimischer PtH ₂ -Bedarf (in TWh)		Elektrolyse-Leistung (in GW)		Zusätzliche EE-Leistung (in GW)	
		Von	Bis	Von	Bis	Von	Bis
2030							
SZ "Untere Grenze"	0%	0	0	0	0	0	0
SZ "NWS"	14%	17	23	4	5	9	13
SZ "Umlaut"	45%	54	74	11	15	29	40
SZ "90%"	90%	107	148	22	31	58	80
SZ "Obere Grenze"	100%	119	164	25	34	65	89
2050							
SZ "Untere Grenze"	0%	0	0	0	0	0	0
SZ "NWS"	14%	43	96	11	25	24	53
SZ "Umlaut"	45%	134	302	35	80	75	168
SZ "90%"	90%	269	604	71	159	149	335
SZ "Obere Grenze"	100%	299	672	79	177	166	373

Bemerkung: Die prognostizierten Bandbreiten der Strombedarfe und installierten Kapazitäten basieren auf einer Wasserstoffnachfrage in Deutschland von 80-110 TWh/a im Jahr 2030 bzw. 200-450 TWh/a für das Jahr 2050. Die jeweilige Höhe der Volllaststundenzahl der Elektrolyse- und EE-Anlagen für die Berechnung zusätzlich notwendiger Kapazitäten ergibt sich aus LBST (2019). Es wird eine insgesamt steigende Auslastung der EE-Anlagen bis 2050 erwartet (vgl. Box 8-1 im Anhang).⁶⁷ Weitere Annahmen s. Text.

Quelle: Eigene Darstellung.

Es ist intuitiv, dass der benötigte Strombedarf für die Elektrolyse und die zusätzlichen Kapazitäten an PtH₂- und EE-Anlagen zunehmen, je mehr an grünem Wasserstoff heimisch hergestellt wird. Vergleicht man beispielsweise den notwendigen

⁶⁶ Für das Jahr 2030: 50% Wind onshore, je 25% Wind offshore und PV; für das Jahr 2050: 40% Wind onshore, 25% Wind Offshore, 35% PV (vgl. LBST 2019).

⁶⁷ Da allerdings im Hinblick auf die fluktuierenden EE in dieser Modellierung der Anteil von onshore-Windkraftanlagen, bei denen die höchsten Zuwächse bei der Volllaststundenzahl erreicht werden, bis 2050 sinken wird, ist insgesamt nicht mit einem Rückgang der benötigten GW-Kapazität pro erzeugte Strommenge langfristig zu rechnen. Bei alternativer Modellierung und Annahmen sind allerdings davon abweichende Szenarien ebenso möglich.

Zubau im Szenario mit einer 90-prozentigen Deckung des Wasserstoffbedarfs aus heimischer Produktion (Szenario „90%“) mit dem Importszenario der Bundesregierung, das im Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie Erwähnung findet und dabei von einem inländischen Produktionsanteil von ca. 14% ausgeht (Szenario „NWS“, vgl. BMWi 2020a), dann prognostiziert sich eine bis zu mehr als 600 Prozent höhere installierte Leistung an Elektrolyseuren und EE-Anlagen für das Jahr 2050. So ist im Fall des „NWS“-Szenarios bei einer gegebenen Wasserstoffnachfrage im Jahr 2050 von bis zu 450 TWh mit einer Gesamtkapazität an heimischen Elektrolyseuren von 25 GW und zusätzlichen 53 GW an EE-Leistung zurechnen, während bei einer Importquote von nur 10% theoretisch bis zu 159 GW an Elektrolyse-Leistung bzw. 335 GW an EE-Leistung allein für die Wasserstoffproduktion installiert werden müssten. Umlaut energy (2020) erwartet hingegen, dass 55% des Wasserstoffbedarfs importiert werden muss, um die Widerstandsfähigkeit des Gesamtsystems zu erhöhen und die Gesamtkosten des Energiesystems zu reduzieren. Daraus würde ein inländischer Elektrolyse-Bedarf mit einer Leistung von bis zu 80 GW sowie EE-Anlagen mit zusätzlicher Leistung von 168 GW im Jahr 2050 resultieren (Szenario „Umlaut“).

Sowohl die Darstellung der „Oberen Grenze“ als auch der „Unteren Grenze“ in Tabelle 22 dienen primär zur Verdeutlichung der theoretisch möglichen maximalen Bandbreite des Strombedarfs aus Elektrolyse.

Insbesondere die praktische Umsetzung des „Untere-Grenze-Szenario“ ist aus volkswirtschaftlicher Perspektive nicht erstrebenswert. So entgehen der deutschen Wirtschaft bei einer ausschließlichen importorientierten Bedarfsdeckung signifikante Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch den Wegfall von Elektrolyse- und zusätzlicher EE-Kapazitäten und den damit zusammenhängenden inländischen Wertschöpfungsketten (s. folgendes Kapitel 6.3.2). Zudem wird die Möglichkeit vertan, mithilfe eines Wasserstoff-„Heimatmarktes“ einen schnellen Markthochlauf von Wasserstofftechnologien voranzutreiben, der Skaleneffekte und Technologiekompetenz und damit Wettbewerbsvorteile in Deutschland generiert (vgl. BMWi 2020a).⁶⁸ Hinzu kommt, dass die gesellschaftliche Akzeptanz für Wasserstoff durch fehlende Projekte vor Ort nicht gesteigert werden kann.

LBST (2019) kommt außerdem in einer quantitativen Analyse zum Ergebnis, dass im Fall eines vollkommenen Importfokus selbst bei günstigen H₂-Importpreisen mit höheren Gesamtkosten des deutschen Energiesystems als im Szenario mit einer 100-prozentigen heimischen Wasserstoffherzeugung zu rechnen ist. Einerseits sinken zwar durch eine fehlende nationale H₂-Herstellung die Kosten für die EE-Stromerzeugung, die Elektrolyseure und Stromspeicher. Andererseits steigen die Kosten der regelbaren Kraftwerke durch einen erhöhten Bedarf an gesicherter Leistung sowie die Kosten der Energieübertragung, insbesondere aufgrund des verstärkten H₂-Transports. Insgesamt fällt bei einer reinen H₂-Importstrategie der Nachteil fehlender Systemflexibilität stärker ins Gewicht als der Vorteil der geringeren heimischen Ausgaben für den Aufbau an Kapazitäten zur Produktion von grünem Wasserstoff.

⁶⁸ Expertenbefragungen zeigen, dass eine Kostendegression insbesondere der Elektrolyseanlagen von über 50% gegenüber dem heutigen Niveau einen Markthochlauf auf mindestens 1 GW erforderlich macht (nsb 2017b).

Andererseits ist das Obere-Grenze-Szenario aufgrund des enormen Strombedarfs und den damit verbundenen erheblichen Anstrengungen im Zubau erneuerbarer Stromerzeugungs- und Elektrolysekapazitäten im Hinblick auf die Umsetzbarkeit – bei heutigem Wissen - als sehr ambitioniert anzusehen (vgl. Frontier Economics/IW Köln 2018). LBST (2019) geht in ihrem Szenario mit hohem Elektrifizierungsgrad des Endenergieverbrauchs davon aus, dass im Jahr 2030 neben dem prognostizierten direkten Strombedarf von 699 TWh/a bereits zusätzlich ein Fünftel für die heimische Elektrolyse benötigt wird (130 TWh/a), wenn eine vollständige inländische Deckung des Wasserstoffbedarfs angesetzt wird. Bis zum Jahr 2050 würde dieser Anteil auf bis zu 50 % (348 TWh/a bei 754 TWh/a direkten Strombedarf) ansteigen. Legt man einen Anstieg des gesamten Strombedarfs auf lediglich rund 1.000 TWh/a zugrunde, müssten bis zum Jahr 2050 laut Frontier Economics/IW Köln (2018) bis zu 600 GW an EE-Kapazitäten in Deutschland zugebaut werden, um die Energieversorgung aus heimischen erneuerbaren Quellen bereitzustellen. Ausgehend von hierzu-lande existierenden Anlagen mit einer Leistung von circa 61 GW bei on- und offshore-Windenergie beziehungsweise 49 GW bei Photovoltaik Ende 2019⁶⁹, bedeutet dies eine Vervielfachung der heutigen Kapazitäten. Bedenkt man den besonders bei der Windenergienutzung teils in die Jahre gekommenen Anlagenbestand, erhöht sich das benötigte Ausbauvolumen durch das anstehende Repowering (Ersatz der Altanlagen durch Neuanlagen) nochmals.

Allerdings sprechen die zu erwartenden Fortschritte in der Leistungsfähigkeit der EE-Anlagen für eine Beschleunigung des Ausbaus, der in den letzten Jahren besonders in der Windenergie ins Stocken geraten ist. Ebenfalls bietet das Repowering auch große Möglichkeiten, eine deutlich höhere Leistung aus den begrenzt vorhandenen Flächen für Windenergienutzung zu generieren. Neben den windreichen Küstenregionen im Norden versprechen die mit speziell konzeptionierten Anlagen bestückten Binnenlandstandorte ein Potenzial für eine produktive Stromerzeugung aus Windkraft. Darüber hinaus wird auch die sehr preisgünstig gewordene PV-Nutzung mit immer leistungsstärkeren Modulen und auch neuen Anwendungsformen einen deutlich höheren Anteil an der Stromerzeugung leisten. Da wie auch bei der Windenergie mehr als ausreichend Sonnenenergie zur Erzeugung von Strom zur Verfügung steht, wird es eine politische Entscheidung sein, wie viel von dieser genutzt und Fläche zur Verfügung gestellt werden soll.

Neben den aktuell noch vorhandenen Restriktionen und Problemen beim EE-Ausbau stellen die energiepolitischen Rahmenbedingungen wie Abgaben, Umlagen sowie Steuern und die daraus resultierenden hohen Strompreise aus heutiger Sicht ein Hemmnis für eine großangelegte, vollständige Wasserstoffproduktion in Deutschland dar (vgl. Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie 2020). Gegen eine vollständig autarke Herstellung von grünem Wasserstoff spricht zudem, dass bei Wind- und PV-schwachen Jahren die heimisch nutzbaren Energieträger knapper werden könnten (vgl. Umlaut energy 2020). Aus diesem Grunde besteht allein schon aus Effizienzperspektive die erstrebenswerte Alternative, den für die heimische Produktion von grünem Wasserstoff benötigten Strom auch aus dem benachbarten Ausland zu importieren und damit die Vorteile des

69 vgl. AGEE-Stat (2020).

europäischen Verbundsystems und der Vernetzung zu nutzen. Es ist allerdings zu berücksichtigen, dass aufgrund des Umbaus der ausländischen Kapazitäten (Kohleausstieg, altersbedingte Stilllegungen usw.) hier jedoch in naher Zukunft nicht genügend gesicherte Kapazitäten zur Verfügung stehen, um diese Importe zumindest bis 2030 zu gewährleisten. Zudem ist hierfür ein entsprechender Ausbau der Stromnetze sowie Interkonnektoren, d.h. Leitungen über Landesgrenzen hinweg, erforderlich, was insbesondere mittelfristig nur in einem begrenzten Umfang realisiert werden kann. In der langen Frist - d.h. bis zum Jahr 2050 – kann diesbezüglich allerdings mit deutlichen Fortschritten und einer bedarfsgerechten Verteilung gerechnet werden, was Optimismus für eine großangelegte Wasserstoffproduktion in Deutschland schafft, der auf wechselseitigen Stromimport und -export mit den ebenfalls auf EE ausgerichteten Systemen der Nachbarländer basiert.

6.3 Bestimmung volkswirtschaftliche Effekte einer heimischen Wasserstofferzeugung

Auf Basis der zuvor abgeschätzten Elektrolyse-Strombedarfe und dem daraus resultierenden GW-Zubau bei Anlagen der Elektrolyse und erneuerbaren Energien lässt sich prognostizieren, in welcher Bandbreite sich – bei Variation des H₂-Importanteils – die zusätzlichen heimischen Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte für die kommenden Jahrzehnte bewegen. Dazu wird auf bereits bestehende Studien aus der Literatur zurückgegriffen, die Annahmen und Prognosen über die Höhe der Wertschöpfungs- und Beschäftigungsintensitäten und -effekte in den partizipierenden Sektoren der H₂-Wertschöpfungskette treffen.

Die berechneten volkswirtschaftlichen Wirkungen sind aufgrund der Unsicherheit zukünftiger Entwicklungen bei den Leistungskapazitäten der benötigten Anlagen in Deutschland mit Vorsicht zu betrachten. Zudem wird insbesondere im Hinblick auf die Herstellung und den Betrieb von Elektrolyseuren eine präzise Vorhersage der Wertschöpfung und Beschäftigung durch den Mangel an belastbaren Daten zu heutigen Produktionsvolumina erschwert, da sich eine skalenintensive Elektrolysebranche auf Basis einer Anlagenproduktion in Großserie bisher nicht durchsetzen konnte (vgl. nsb 2017a).

6.3.1 Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch heimische Wasserstoffproduktion nach LBST (2019)

Insgesamt ist das Angebot von Studien zu den volkswirtschaftlichen Effekten durch Wasserstoff bisher überschaubar. LBST (2019) ist die einzige Studie, welche die ökonomischen Potenziale einer Wasserstoffproduktion in Deutschland entlang der gesamten Wertschöpfungskette von der Stromerzeugung bis hin zum H₂-Transport und der Speicherung berechnet. Diese misst dabei ausschließlich die volkswirtschaftlichen Potenziale innerhalb Deutschlands, die von einer heimischen Wasserstoffherstellung mittels Elektrolyse ausgehen. Dabei wird der hypothetische Fall modelliert, dass der inländische Wasserstoffbedarf vollständig durch eigene inländische Produktionskapazitäten gedeckt wird, sodass der Import von grünem Wasserstoff ausgeschlossen wird. Somit werden auch mögliche Wertschöpfungs- und

Beschäftigungseffekte, die durch den Export von Elektrolyse- und EE-Anlagen in wasserstoffproduzierende Länder generiert werden, nicht berücksichtigt.

Die quantitativen Abschätzungen der Wertschöpfungseffekte in LBST (2019) liegen einem rein kostenbasierten Ansatz zugrunde. Das bedeutet, dass ein bestimmter Teil der getätigten Investitionsausgaben in entsprechende Anlagen – aufgeteilt nach den Bereichen Planung/Engineering und Anlagenerrichtung – sowie der Betriebskosten gemäß Annahmen aus der Literatur als generierte Wertschöpfung in Deutschland zugeordnet wird. Wertschöpfung wird somit definiert als der Anteil der Systemkosten, der von Unternehmen in Deutschland erbracht wird. Darunter sind alle Kosten der Anlagen inklusive der Lohnkosten der betroffenen Unternehmen pauschal berücksichtigt, sodass unternehmerische Gewinne bzw. Margen keine Rolle spielen.⁷⁰

Die absolute Höhe der prognostizierten Investitionen sowie Betriebskosten basieren auf Annahmen der Kosten pro Zubau an installierter Leistung. Zum Beispiel wird für Elektrolyse-Anlagen für das Jahr 2030 von Investitionskosten in Höhe von 700 €/kW Zubau ausgegangen und für 2050 aufgrund von Skaleneffekten ein Rückgang auf 300 €/kW erwartet. Die Betriebskosten werden dabei als vierprozentiger Anteil der jährlichen Investitionskosten angesetzt.⁷¹

Die berechneten Arbeitsplatzeffekte durch eine heimische Wasserstoffproduktion basieren auf angenommenen Beschäftigungswirkungen pro GW-Zubau/Kapazität beziehungsweise pro 1 Mio. Euro Investitionsnachfrage an entsprechenden Anlagen, die aus verschiedenen aktuellen Datenquellen der Literatur zusammengetragen werden. Beispielsweise wird in Bezug auf die Beschäftigungsintensitäten in der EE-Stromerzeugung auf aktuelle modellgestützte Input-Output-Rechnungen⁷² aus DIW et al. (2018) zurückgegriffen, die für 2030 und 2050 angesetzt werden. Damit umfasst die Prognose in der Studie neben den direkten Beschäftigungsmöglichkeiten in den Unternehmen, die Investitionsgüter für den heimischen Markt liefern und Anlagen betreiben, auch die indirekte Beschäftigung in jenen Unternehmen, die Vorleistungen für den Produktions- und betrieblichen Prozess der Anlagen liefern, darunter die Herstellung bestimmter Anlagenkomponenten.

Im Fall des Szenarios „EL-55%“, das eine CO₂-Reduktion um 55 Prozent sowie eine stark voranschreitende Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs bis 2030 impliziert, wird davon ausgegangen, dass durch eine jährliche Nachfrage nach Elektrolyse-Wasserstoff von 87 TWh und einer installierten Anlagenkapazität von etwa 25 GW bis zum Jahr 2030 etwa 11.000 direkte und indirekte Arbeitsplätze in der Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse entstehen. Davon entfallen etwa die Hälfte auf

70 Im Fall von Wind onshore-Stromerzeugung wird beispielsweise angenommen, dass Investitionen in Planung/Engineering sowie Betrieb vollständig in Deutschland getätigt werden, sodass die heimisch generierte Wertschöpfung der Höhe dieser Investitions- und Betriebskosten entspricht. Stattdessen fallen 16% der Investitionen in die Anlagenerrichtung im Ausland an, sodass dieser Anteil nicht deutschen Unternehmen als Wertschöpfung zugerechnet wird.

71 Siehe Anhang für eine Übersicht der angenommenen Investitionsintensitäten in LBST (2019).

72 Input-Output-Tabellen sowie deren Analyse gehört zu den häufigsten angewandten Methoden der empirischen Wirtschaftsforschung. Diese stellen die gütermäßigen Verflechtungen einer Volkswirtschaft bei der Produktion von Waren und Dienstleistungen detailliert dar. Damit können insbesondere die indirekten Effekte einer Produktionserhöhung in einem bestimmten Wirtschaftszweig auf vor- und nachgelagerte Bereiche quantifiziert werden.

Tätigkeiten im Bereich der Planung und Errichtung der Anlagen sowie des Betriebs.⁷³ Zudem werden jährliche Wertschöpfungseffekte in Höhe von 2 Mrd. Euro erwartet. Der für die Wasserstoffproduktion notwendige Strom schafft in diesem Szenario wiederum 224.000 zusätzliche Jobs und damit zusammenhängende Wertschöpfungseffekte von 7 Mrd. Euro im EE-Sektor (vgl. Abbildung 28).

Ausgehend von einer Beschäftigtenanzahl von etwa 197.000 in der Wind- und Solarenergie durch Investitionen (einschließlich Export) sowie Wartung und Betrieb im Jahr 2016⁷⁴ würde dies einen zusätzlichen Arbeitsplatzzuwachs um mehr als 110% bis 2030 bedeuten, der allein der Stromerzeugung für die Wasserstoffproduktion zuzuschreiben ist.

Bei einem Zeithorizont bis 2050 und einer Reduktion der Treibhausgasemission um bis zu 80% (Szenario „EL-80%“) prognostizieren die Autoren ebenfalls eine jährliche Wertschöpfung von 2 Mrd. Euro pro Jahr und 13.000 zusätzlichen Arbeitsplätzen in der heimischen Wasserstoffproduktion. Der relativ geringe Zuwachs der volkswirtschaftlichen Effekte im Vergleich zum Szenario mit Zeithorizont 2030 ergibt sich aus den durch Skaleneffekten bedingten sinkenden Investitionskosten und Beschäftigungswirkungen pro GW-Zubau an Elektrolyse über den Zeitverlauf.⁷⁵ Die zusätzlichen Arbeitsplätze im EE-Sektor, die der Stromerzeugung für die Wasserstoffproduktion im Jahr 2050 (266 TWh/a) zuzuordnen sind, belaufen sich auf bis zu 329.000 bei einer jährlichen Wertschöpfung von 9 Mrd. Euro. Hinzu kommen signifikante Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte durch eine heimische Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen und Röhrenspeichern (vgl. Abbildung 28).

Im Fall der Erwartung eines größeren Rückgangs der Treibhausgasemissionen um 95% (Szenario „EL-95%“) prognostiziert die Studie nochmals höhere Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte in allen Sektoren, da diesem Szenario eine höhere Wasserstoffnachfrage zugrunde liegt und zudem eine zusätzliche Leistung an Elektrolyse installiert wird, der hier nicht nur im Rahmen der H₂-Bedarfsdeckung, sondern ebenfalls bei sehr hohen EE-Anteilen verstärkt als flexible Last zur Stabilisierung des Energiesystems eingesetzt wird.⁷⁶ So entstehen insgesamt zusätzliche Arbeitsplätze in der Höhe von bis zu 822.000 bis 2050 und eine zusätzliche jährliche Wertschöpfung von bis zu 42 Mrd. Euro, wobei neben dem EE-Sektor besonders der Bereich der Wasserstoffspeicherung volkswirtschaftlich relevant ist (vgl. Abbildung 28).

73 Die Ergebnisse sind mittelfristig approximativ im Einklang mit nsb (2017a), die für das Jahr 2030 von ca. 8900 Beschäftigten ausgeht bei einer installierten Elektrolysekapazität von 14,4 GW, wobei ca. ein Drittel direkter Vollzeitbeschäftigung zuzuordnen sind.

74 Davon entfällt mit ca. 134.000 Beschäftigten die große Mehrheit auf die onshore-Wind-Branche sowie mit insgesamt ca. 80 Prozent auf die Anlagenherstellung und -errichtung. Siehe detaillierte Daten dazu in DIW et al. (2019).

75 Ähnliche Prognosen bezüglich zusätzlicher Beschäftigungsmöglichkeiten bei einer installierten Kapazität an Elektrolyseuren von etwa 70 GW ergeben sich in nsb (2017a). Diese geht von circa 12.000 direkten und indirekten Vollzeitbeschäftigten aus, allerdings hierbei mit einem Zeithorizont für das Jahr 2040.

76 Vgl. LBST (2019).

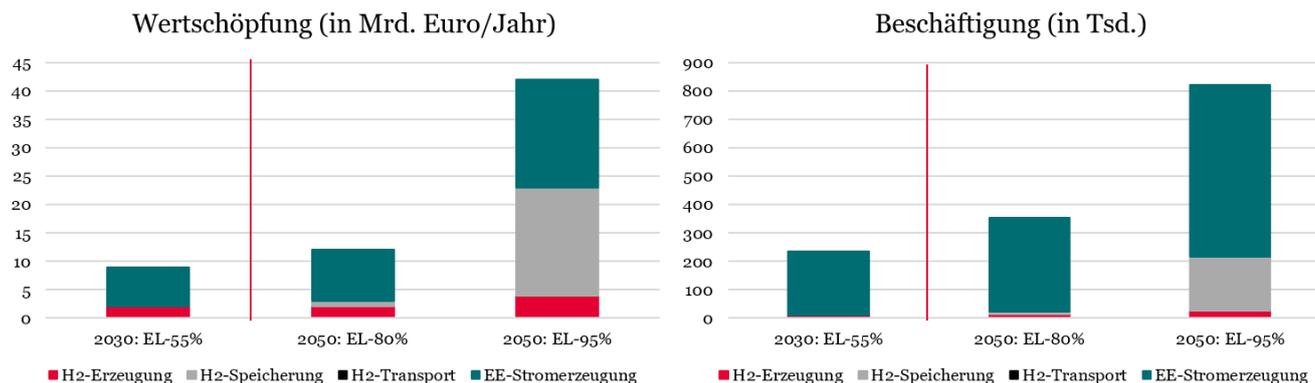


Abbildung 28: Prognose der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch eine heimische Produktion von grünem Wasserstoff in LBST (2019)

Bemerkung: Die Szenarien nehmen einen künftig hohen Elektrifizierungsgrad bei der Energieversorgung an.

Quelle: eigene Darstellung; Ergebnisse aus LBST (2019).

Den modellierten volkswirtschaftlichen Potenzialen von Wasserstoff in LBST (2019) liegen restriktive und vereinfachte Annahmen zugrunde, die eine Überschätzung der Wertschöpfungseffekte wahrscheinlich machen. Beispielsweise wird unterstellt, dass der Strombedarf für die Elektrolyse bereits mittelfristig vollständig durch fluktuierende erneuerbare Energien (PV und Wind) gedeckt wird, obwohl durchaus zu erwarten ist, dass die Elektrolyse zumindest in den kommenden Jahren noch teilweise auf konventionelle Kraftwerke mit einer durchschnittlich geringeren Wertschöpfung in Deutschland zurückgreifen wird. Außerdem ist es generell fraglich, ob Investitionskosten der erneuerbaren Energien und damit zusätzliche Wertschöpfung und Beschäftigung in diesem Fall isoliert betrachtet beziehungsweise additiv einer ausschließlichen Stromerzeugung für die nachgelagerte Elektrolyse zugeordnet werden können. Diese Kosten wären in erheblichem Maße auch in einem Alternativszenario der Vollelektrifizierung ohne Wasserstoffberücksichtigung erforderlich.⁷⁷

Zu einer möglichen Überschätzung der LBST-Effekte trägt zudem die Basisannahme bei, dass die Wasserstoffnachfrage in Deutschland zukünftig ausschließlich durch heimische Produktionskapazitäten befriedigt wird. Wie im vorherigen Kapitel ausgeführt, ist diese Annahme als durchaus ambitioniert einzuordnen, insbesondere aufgrund des sehr hohen Strombedarfs für die Elektrolyse.

Andererseits sprechen einige Faktoren dafür, dass die von LBST (2019) prognostizierten volkswirtschaftlichen Wirkungen von Wasserstoff tendenziell unterschätzt werden. So basieren die Prognosen auf einer gesamtwirtschaftlichen Nachfrage nach reinem Wasserstoff. Wasserstoffbasierte Energieträger wie synthetisches Methan, der beispielsweise alternativ im Verkehrssektor für den Betrieb von Erdgasfahrzeugen nachgefragt werden könnte, werden nicht in die Analyse integriert. Genauso wird eine PtL-Nachfrage der Schiff- und Luftfahrtbranche nach wasserstoffbasiertem synthetischem Kerosin nicht berücksichtigt. Daher bleiben mögliche

⁷⁷ Diese Argumentationskette findet sich beispielsweise in Frontier Economics/IW Köln (2018) wieder, sodass hier eine Berechnung der Effekte im EE-Sektor durch eine heimische Wasserstoffproduktion bewusst nicht vorgenommen wird.

Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte, die aus der Errichtung und den Betrieb der dafür benötigten PtX-Anlagen resultieren, unberücksichtigt. Da durch die Umwandlung von Wasserstoff in andere Energieträger weitere Energieverluste entstehen, wären zudem größere Elektrolyse und EE-Kapazitäten zur Deckung des synthetischen Energiebedarfs notwendig, die wiederum zusätzliche Wertschöpfung und Arbeitsplätze implizieren würden. Außerdem sollten die getroffenen Annahmen in LBST (2019) in einem langfristigen Kontext betrachtet werden, was diese Annahmen nicht unbedingt als unrealistisch, sondern zielgerichtet erscheinen lässt.⁷⁸

6.3.2 Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte bei unterschiedlichen H₂-Importquoten

Die Metaanalyse verschiedener Studien aus der Literatur ergibt, dass möglicherweise mittel- und auch langfristig der Import von Wasserstoff zur Deckung des heimischen Bedarfs notwendig sein kann. Dieses Szenario findet allerdings in den LBST-Berechnungen keine unmittelbare Erwähnung. Daher sollen im Folgenden die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte abgeschätzt werden, wenn unterschiedliche H₂-Importquoten gemäß Kapitel 6.2.2 in das LBST-Modell integriert werden. Die Analyse beruht dabei grundsätzlich auf den Annahmen und Prognosen für die Elektrifizierungsszenarien „EL-55%“ (für das Jahr 2030) beziehungsweise „EL-80%“ (2050) nach LBST (2019).⁷⁹

Es wird zur Vereinfachung angenommen, dass die Wertschöpfungs- und Beschäftigungspotenziale in der Wasserstoffherzeugung und den damit zusammenhängenden Effekten im EE-Sektor in einem linearen Zusammenhang zur H₂-Importquote stehen. Das bedeutet, dass beispielsweise – ausgehend von 11.000 zusätzlichen Arbeitsplätzen in der Elektrolyse-Branche bei einer vollkommenden H₂-Bedarfsdeckung durch heimische Produktion im „EL-55%“-Szenario – im alternativen Fall einer Wasserstoffimportquote von 50% „nur“ mit 5.500 heimischen Beschäftigungsmöglichkeiten zu rechnen ist.⁸⁰ Für den Bereich der Wasserstoffspeicherung wird stattdessen davon ausgegangen, dass die volkswirtschaftlichen Effekte unabhängig von der H₂-Importquote und ausschließlich ausgehend von der abgeschätzten Wasserstoffnachfrage zustande kommen. Dies impliziert, dass auch im Fall eines ausschließlichen Imports heimische Speicherkapazitäten für Wasserstoff notwendig sind. Die gleiche Vorgehensweise gilt für den Wasserstofftransport. Die LBST-Elektrifizierungsszenarien beruhen hierbei allerdings auf der Annahme, dass der Aufstellungsort der Elektrolyseanlagen möglichst verbrauchernah ist (z.B. an Tankstellen), sodass H₂-Transportwege keine signifikante Rolle spielen. Diese Annahme ist sehr restriktiv, da davon ausgegangen werden kann, dass die zukünftige Erzeugung und Anwendung von grünem Wasserstoff vermehrt zeitlich und räumlich auseinanderfallen wird. Auch

78 Zudem basieren die berechneten volkswirtschaftlichen Effekte ausschließlich auf der heimischen Nachfrage nach Wasserstoff, wohingegen der globale Bedarf nach Wasserstoff und dafür notwendigen Anlagen vernachlässigt werden, die zusätzliche Wertschöpfungseffekte in Deutschland durch eine Exportausrichtung auslösen können (s. folgendes Kapitel für eine Berücksichtigung dessen).

79 Alternativ kann auch das Elektrifizierungsszenario „EL-95%“ als Prognosebasis für die weiterführende Analyse herangezogen werden. Allerdings beinhaltet dieses Szenario nicht nur Wertschöpfung- und Beschäftigungseffekte, die aus der Erzeugung von Wasserstoff für den Endverbrauch resultieren. Zusätzlich werden hier auch die volkswirtschaftlichen Wirkungen einer Wasserstoffherstellung zur Entlastung des Energiesystems bei hohen EE-Anteilen berücksichtigt.

80 Zudem wird eine konstant bleibende Verteilung der Beschäftigung und Wertschöpfung nach den Bereichen Planung/Engineering, Anlagenerrichtung und Betrieb angenommen.

die dezentrale Wasserstofferzeugung hat ihre Vorteile und wird relevant sein, allerdings kann durch die Errichtung von Elektrolyseuren in der Nähe der EE-Anlagen beziehungsweise großer Netzpunkte dem gegenwärtigen Problem der Stromabregelung deutlich besser entgegengewirkt werden. Daher wird hier Bezug zum alternativen LBST-Szenario mit relativ hoher Wasserstoffnachfrage („H₂-80%“) genommen. Dieses geht vom Fall eines stromnetzdienlichen Aufstellungsorts der Elektrolyse in der Nähe der EE-Stromerzeugung aus, sodass auch Beschäftigungs- und Wertschöpfungsmöglichkeiten beim Wasserstofftransport zum Endverbraucher zu erwarten sind.

Die Vorgehensweise bei der Neuberechnung der Wertschöpfungs- und Beschäftigungszuwächse in Abhängigkeit von der H₂-Importquote ist insgesamt kritisch zu betrachten. So basieren die berechneten Effekte in der LBST-Studie auf einem in sich abgeschlossenem und integriertem Energiesystem, in dem die Optimierung der Kapazitäten und aller Systemelemente, darunter Wasserstoff, simultan erfolgt. Bei der Modellierung werden die Gesamtkosten des Systems für eine vorgegebene Energienachfrage unter Berücksichtigung der technischen Nebenbedingungen minimiert. Eine Änderung der Parameter wie der Anteil der heimischen Produktion, würde daher möglicherweise zu einer Anpassung der technischen Nebenbedingungen führen, die signifikante Auswirkungen auf die modellierten ökonomischen Wasserstoffpotenziale hat. Besonders im hypothetischen Szenario mit geringen inländischen Elektrolyse-Kapazitäten ist aufgrund des unzureichenden Markthochlaufs und fehlender Skalen- und Lernkurveneffekte mit einer vergleichsweise geringen Wertschöpfung in der Wasserstoffproduktion zu rechnen. Trotzdem bieten die ermittelten Effekte insgesamt eine Annäherung, in welcher Höhe sich die volkswirtschaftlichen Potenziale einer unterschiedlich ausgeprägten heimischen Wasserstoffproduktion zukünftig bewegen könnten.

Den kalkulierten Prognosen liegt in Analogie zu Kapitel 6.2 eine Wasserstoffnachfrage in Deutschland von 80-110 TWh/a im Jahr 2030 sowie 200-450 TWh/a in 2050 zugrunde. Dadurch lassen sich die entsprechenden volkswirtschaftlichen Effekte als Bandbreite darstellen, wie dem Anhang dieser Studie zu entnehmen ist (vgl. Tabelle 23 & Tabelle 24). Die folgende Abbildung 29 zeigt hierfür zur besseren Darstellung die entsprechenden Durchschnittswerte für das jeweilige H₂-Importszenario.

Wie erwartet, nehmen die Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte in Deutschland durch die Herstellung von grünem Wasserstoff mit steigender Importquote und damit den einhergehenden geringeren heimischen Produktionskapazitäten deutlich ab. Im exemplarischen Fall der Deckung des Wasserstoffbedarfs zu einem Siebtel aus heimischer Produktion (Szenario „NWS“) – gemäß der Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung – sind demnach für das Jahr 2030 insgesamt zusätzliche Wertschöpfungseffekte durchschnittlich in Höhe von ca. 1,65 Mrd. Euro zu erwarten, wobei der größte Anteil mit etwa 1 Mrd. Euro auf die zusätzliche EE-Stromerzeugung entfallen, wenn davon ausgegangen wird, dass der benötigte Strom vollständig in Deutschland gewonnen wird. Im Jahr 2050 ergeben sich Wertschöpfungseffekte in Höhe von 5,8 Mrd. Euro im Durchschnitt. Mit diesem Zeithorizont sind im Schnitt etwa 117.000 zusätzliche Arbeitsplätze möglich, die mit der Produktion von grünem Wasserstoff direkt und indirekt zusammenhängen. In Folge dieser zusätzlichen

Beschäftigten und damit zusätzlichen Steuerpflichtigen werden höhere Fiskaleinnahmen des Staates verzeichnet.⁸¹ Von den Gesamtarbeitsplätzen sind mit circa 84.000 Arbeitsplätze der überwiegende Teil dem EE-Sektor zuzuordnen. Je nach Höhe des Wasserstoffbedarfs können die gesamten zusätzlichen Arbeitsplatzeffekte noch größer beziehungsweise auch kleiner ausfallen. So ergibt sich für dieses Szenario eine mögliche Bandbreite von 72.000 bis maximal 162.000 zusätzlichen Arbeitsplätzen (vgl. Anhang, Tabelle 23/Tabelle 24).

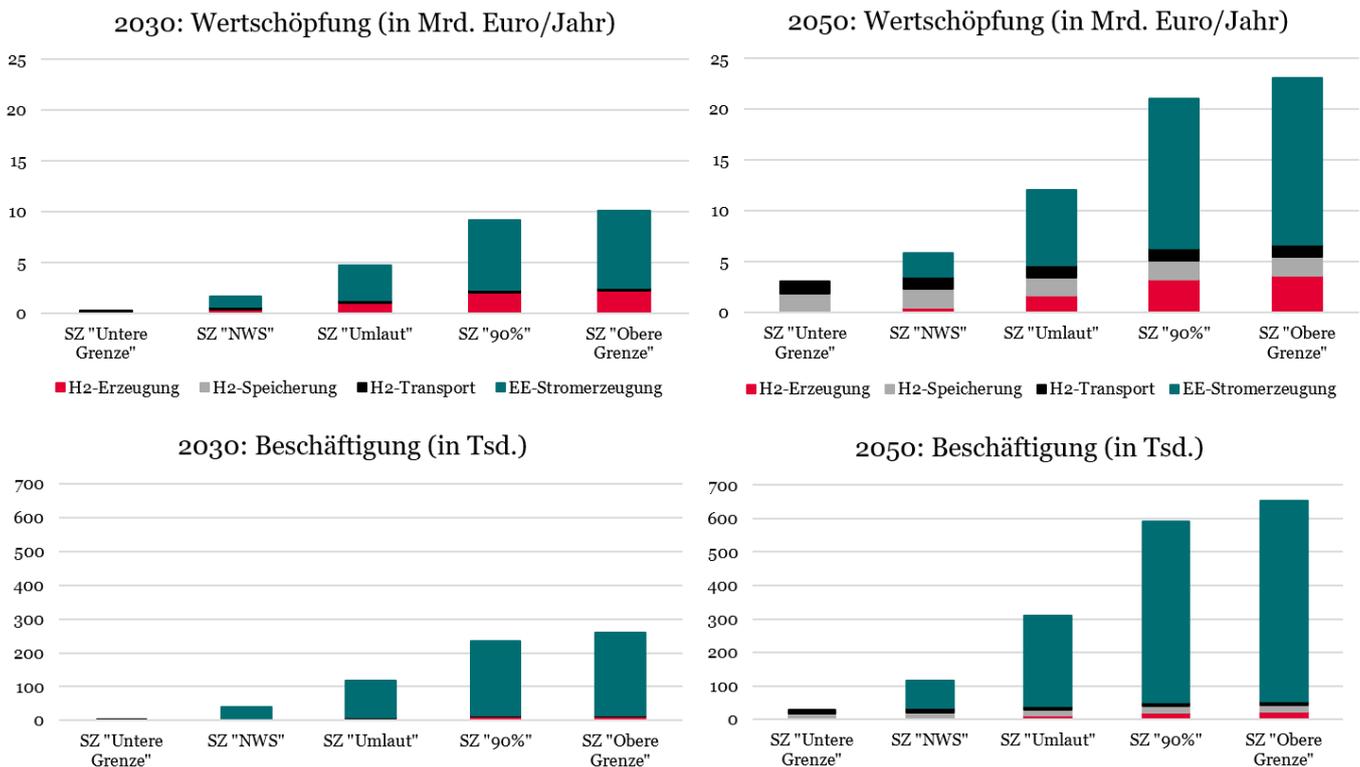


Abbildung 29: Prognose der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch die inländische Herstellung von grünem Wasserstoff bei unterschiedlichen H₂-Importquoten

Bemerkung: Die Szenarien unterscheiden sich ausschließlich in Bezug auf die H₂-Importquote. Als Ausgangsbasis für die Berechnungen der Prognosen dienen größtenteils die Szenarien EL-55% bzw. EL-80% aus LBST (2019).⁸² Abgebildet ist jeweils der Durchschnitt aus der berechneten Bandbreite (vgl. Anhang, Tabelle 23 & Tabelle 24).

Quelle: eigene Darstellung; Schätzung auf Basis von LBST (2019).

Geht man stattdessen von nur einer geringen Importquote von 10% aus (Szenario 90%), sind die zu erwartenden Wertschöpfungseffekte in Deutschland im Jahr 2050, die mit der heimischen Wasserstoffherzeugung in Zusammenhang stehen, um

⁸¹ Bei den heutigen Steuereinnahmen aus der Lohnsteuer pro erwerbstätiger Person von etwa 5.347 Euro bedeutet dies im Fall von 117.000 zusätzlichen Arbeitsplätzen approximativ zusätzliche Steuereinnahmen in Höhe von ca. 626 Mio. Euro bei heutigen Preisen (Berechnungen basieren auf gegebenen Staatseinnahmen aus der Lohnsteuer in Höhe von 219,7 Mrd. Euro und 41,087 Mio. erwerbstätigen Arbeitnehmern für das Jahr 2019, vgl. Destatis 2020; Statista 2020).

⁸² Die eigens kalkulierten Prognosen im Bereich H₂-Transport basieren hingegen auf den LBST-Szenarien H₂-55% bzw. H₂-80%.

insgesamt mehr als dreieinhalb Mal größer im Vergleich zum „NWS“-Szenario. Im Hinblick auf die Beschäftigung ist langfristig bei maximaler Wasserstoffnachfrage sogar mit bis zu mehr als 800.000 und damit etwa fünfmal mehr an zusätzlichen Arbeitsplätzen als im „NWS“-Szenario zu rechnen (vgl. Anhang, Tabelle 23 & Tabelle 24).⁸³

Im Hinblick auf die Beschäftigungspotenziale erweckt Abbildung 29 den Anschein, als spielen die H₂-Erzeugung sowie Transport und Speicherung grundsätzlich nur eine unbedeutende Rolle. Absolut betrachtet profitiert tatsächlich die heimische EE-Branche aus volkswirtschaftlicher Sicht am meisten von einer inländischen Wasserstoffproduktion und erreicht die größten Beschäftigungszuwächse. Bei isolierter Betrachtung werden aber durchaus auch signifikante Beschäftigungseffekte in den übrigen essenziellen Sektoren der H₂-Wertschöpfungskette sichtbar. So können bei hoher Wasserstoffnachfrage und hohem heimischen Produktionsanteil im Jahr 2050 mehr als 30.000 Arbeitskräfte direkt oder indirekt mit der eigentlichen Wasserstoffherstellung durch Elektrolyse in Verbindung stehen. Im Bereich der H₂-Speicherung und -Transport können zudem bis zu 25.000 bzw. 16.000 zusätzliche Arbeitsplätze langfristig entstehen (vgl. Anhang, Tabelle 23 & Tabelle 24).

In Bezug auf die Gesamtbruttowertschöpfung durch die heimische Produktion von Wasserstoff leistet die Wasserstofferzeugung durch die generierten Skaleneffekte bereits bis 2030 einen entscheidenden Beitrag, wenn auch geringer als der des EE-Sektors. In der langen Frist erwirtschaften der Sektor der H₂-Speicherung und -Transport ebenfalls eine sichtbare Bruttowertschöpfung. Dieser Anteil an der Gesamtbruttowertschöpfung ist besonders groß im Fall einer hohen Wasserstoffimportquote, da sich somit die heimische Erzeugung von grünem Strom und die dabei generierte Wertschöpfung verringert.

6.3.3 Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte bei Produktion und Export von Anlagen der Wasserstoffherstellung

Wie bereits erwähnt, wird bei den in Abschnitten 6.3.1 sowie 6.3.2 dargestellten und eigens kalkulierten Prognosen die ausländische Nachfrage nach Wasserstoff sowie nach Elektrolyse-Anlagen nicht berücksichtigt. Diese Prognose stellt ein verzerrtes Bild dar, wenn von einem signifikanten Anstieg des globalen Wasserstoffbedarfs in den zukünftigen Jahrzehnten ausgegangen wird und Deutschland aufgrund seiner wettbewerblichen Vormachtstellung im Bereich des Maschinen- und Anlagenbaus sowie dazugehörigen Zulieferindustrie die essentiellen Elektrolyseure und sonstige PtX-Anlagen heimisch produzieren und exportieren wird. Eine Unternehmensbefragung im Auftrag von Umlaut energy kommt zum Ergebnis, dass ein enormes Potenzial der deutschen Wirtschaft im Bereich der Herstellung von Elektrolyseanlagen aufgrund bereits vorhandenen Know-hows und Kompetenzen besteht (vgl. Umlaut energy 2020). Für eine erfolgreiche Etablierung Deutschlands als globaler Anlagenanbieter kann eine heimische Eigenproduktion des Wasserstoffs als Voraussetzung betrachtet werden, da dies die Hochskalierung bei Elektrolyseuren beschleunigt

83 800.000 zusätzliche Arbeitsplätze würden zusätzliche Lohnsteuereinnahmen in Höhe von approximativ 4,28 Mrd. Euro bedeuten (vgl. Berechnung in Fußnote auf vorheriger Seite).

und kostengünstige Herstellungsbedingungen schafft. Daher ist damit zu rechnen, dass die Wertschöpfungs- und Beschäftigungsimpulse, die im Zusammenhang mit dem Auslandsumsatz stehen, größer sind, je mehr von der heimischen Wasserstoffnachfrage durch eine eigene Produktion gedeckt wird. Ein erhöhter Auslandsumsatz bewirkt zugleich umgekehrt ebenfalls Produktivitätszuwächse und Skaleneffekte bei der Wasserstoffherstellung.

Frontier Economics/IW Köln (2018) quantifizieren die volkswirtschaftlichen Potenziale einer Exportorientierung in Deutschland bezüglich PtX-Anlagen. Sie prognostizieren für das Jahr 2050 in ihrem Referenzszenario ein globales PtX-Marktvolumen, d.h. eine weltweit nachgefragte Menge an synthetischen Kraft- und Brennstoffen, von 20.000 TWh/a und damit einhergehenden 8.000 GW PtX-Anlagenkapazitäten. Davon entfällt ein Großteil von ca. 6.000 GW⁸⁴ auf Elektrolyseure zur Herstellung von Wasserstoff und circa 2.000 GW auf Anlagen für nachgelagerte Prozesse wie Methanisierung, Methanolherstellung oder Fischer-Tropsch-Synthese (Methanisierungsanlagen, PtL-Umwandlungsanlagen, Direct-Air-Capture-Anlagen etc.). Der Kapazitätsbedarf kann in einem weiteren Schritt über vereinfachende Annahmen zu Investitionen für die PtX Anlagen in einen entsprechenden globalen Investitionsbedarf von durchschnittlich ca. 215 Mrd. Euro pro Jahr bis 2050 zurückgerechnet werden.⁸⁵ Geht man davon aus, dass Deutschland die Vorreiterrolle als globaler Technologielieferant mit einem aktuellen Weltmarktanteil von 19% aller Elektrolyseanlagen und 16% der Investitionsgüter des Anlagenbaus, die näherungsweise für die chemischen PtX-Anlagenkomponenten herangezogen werden können, behält, ist zu erwarten, dass die deutsche Wirtschaft langfristig etwa Elektrolyse-Anlagen im Wert von knapp 30 Mrd. Euro und sonstigen PtX-Anlagen im Wert von ca. 9 Mrd. Euro produziert (vgl. Frontier Economics/IW Köln 2018).⁸⁶ Wird hingegen kein starker deutscher Markt für die Wasserstoffproduktion geschaffen, ist durchaus damit zu rechnen, dass das Know-how und die Industrie abwandern und damit der Wert der in Deutschland für den Export bestimmten Anlagen kleiner ausfällt.

Die quantitative Abschätzung der daraus resultierenden volkswirtschaftlichen Potenziale beruht wie in LBST (2019) auf spezifischen Annahmen über Beschäftigungsintensitäten sowie aus Input-Output-Tabellen abgeleiteten Multiplikatoreffekten, die auch zukünftig Bestand haben werden. Die Studie von Frontier Economics und IW Köln errechnet für die deutsche Wirtschaft zusätzliche Wertschöpfungseffekte⁸⁷ von jährlich rund 36,4 Mrd. Euro, was einer hypothetischen Erhöhung des erwarteten Bruttoinlandsproduktes im Jahr 2020 von rund 1,1 Prozentpunkte entsprechen würde. Davon entfielen wiederum mehr als 27 Mrd. Euro auf Elektrolyseure und 9 Mrd. Euro auf sonstigen PtX-Anlagenbau. Innerhalb der Elektrolyseure-Produktion können jeweils etwa 12 Mrd. Euro einer direkten beziehungsweise indirekten

84 Bei einer angenommenen Benutzungsstundenzahl von ca. 4200 h/a.

85 Annahmen der Investitionskosten als Mittelwert für das Jahr 2030: Elektrolyseure: 625 €/kW, weitere Umwandlung 675 €/kW.

86 Das ermittelte jährliche Investitionsvolumen ist hier als Durchschnittswert zu verstehen, welches über den Zeitraum bis 2050 zu erwarten ist und abstrahiert davon, dass das tatsächliche Investitionsvolumen zwischen den einzelnen Jahren vermutlich erheblich schwanken wird.

87 Wertschöpfung hier definiert als Produktionswert abzüglich Vorleistungen, um Doppelzählungen zu vermeiden.

Wertschöpfung zugeordnet werden, wobei der Rest die Höhe des induzierten Nachfrageeffektes darstellt (vgl. Abbildung 30).

Unter Annahme der heutigen Beschäftigungsintensitäten ist mit insgesamt bis zu 470.800 Beschäftigungsverhältnissen in der deutschen Wirtschaft auf diese Weise bis 2050 zu rechnen. Das entspräche etwa der Hälfte der aktuellen Beschäftigten der Automobilbranche. Erneut ergeben sich die größten Potenziale im Bereich der Elektrolyse mit ca. 133.000 direkten sowie ca. 164.000 indirekten Beschäftigungsverhältnissen, während im sonstigen Anlagenbau zusätzlich ca. 42.000 direkte und 61.000 indirekte Arbeitsplätze entstehen könnten. Da die hergestellten Anlagen in dieser Analyse grundsätzlich für den Export gedacht sind, ergeben sich ausschließlich heimische Tätigkeitsmöglichkeiten im Bereich der Anlagenerrichtung inkl. vorgelagerter Wertschöpfungsprozesse wie der vorgelagerte Maschinenbau oder die Herstellung von Anlagenkomponenten, während Tätigkeiten im Bereich Betrieb und Wartung nicht entstehen.



Abbildung 30: Prognose der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch die heimische Produktion und Export von Elektrolyse und sonstigen PtX-Anlagen

Quelle: eigene Darstellung, vgl. Frontier Economics/IW Köln (2018).

Aufbauend auf der Erwartung einer signifikanten Produktion von grünem Wasserstoff im Ausland in den kommenden Jahrzehnten, ist mit weiteren hohen Investitionen in den Ausbau erneuerbarer Energien zu rechnen. Im Fall des Referenzszenarios ergibt sich aufgrund des globalen Strombedarfs für Power-to-X ein benötigtes Investitionsvolumen in den EE-Ausbau von weiteren 450-500 Mrd. Euro pro Jahr (vgl.

Frontier Economics/IW Köln 2018). Diese Investitionsnachfrage könnte ebenfalls in bedeutendem Maße an deutsche Unternehmen gerichtet sein, sodass theoretisch zusätzliche Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch eine inländische Produktion und Export von EE-Anlagen möglich sind.

Den Berechnungen von Frontier Economics/IW Köln (2018) steht eine Studie der nsb (2017a) gegenüber, die zur Abschätzung des globalen Wasserstoffmarktes und damit der Exportpotenziale deutscher Elektrolyse-Anlagen den „World Energy Technology Outlook – 2050. WETO H₂“ der Europäischen Kommission (2006) heranzieht. Auf Basis des sogenannten „Carbon Constraint Szenario“, das eine globale Wasserstoffproduktion von 6.800 TWh in 2050 prognostiziert und dafür etwa 3.300 GW an installierter Kapazität benötigt, wird bei einem angenommenen Exportanteil deutscher Unternehmen von 25% langfristig von einer exportorientierten Produktion in Deutschland in der Größenordnung von 825 GW ausgegangen. Somit ergeben sich in 2050 Beschäftigungseffekte aus der Produktion der Anlagen für den Export von etwa 48.300 Vollzeitbeschäftigten. Davon werden 14.200 als direkte Vollzeitbeschäftigung definiert, während die restlichen 34.100 als indirekte Vollzeitbeschäftigung auf Basis eines Multiplikators von 2,4 gemäß NPE (2016) zustande kommen.

6.4 Diskussion und Einordnung der Ergebnisse

Bei der Metanalyse verschiedener Wasserstoffszenarien aus der Literatur zeigt sich ein uneinheitliches Bild über den zukünftig zu erwartenden Bedarf an Wasserstoff. Eine Prognose der Wasserstoffnachfrage in Deutschland in den kommenden Jahrzehnten ist daher mit einer großen Unsicherheit behaftet. Auf Basis einer plausiblen Bandbreite des Wasserstoffbedarfs in den Jahren 2030 und 2050 lassen sich allerdings die volkswirtschaftlichen Wirkungen der heimischen Wasserstofferzeugung entlang der Wertschöpfungskette gut abschätzen. Hierbei wurde auf Annahmen bezüglich der Beschäftigungs- und Wertschöpfungsintensitäten sowie auf bereits vorhandene Prognoseberechnungen aus der Literatur zurückgegriffen. Es ergeben sich signifikante volkswirtschaftliche Effekte, wenn der Wasserstoff - statt importiert - größtenteils heimisch produziert wird.

Im äußerst optimistischen Szenario eines heimischen Produktionsanteils von 90% sind beispielsweise zusätzliche direkte und indirekte Wertschöpfungseffekte von bis zu maximal 30 Mrd. Euro im Jahr 2050 bei den Hauptakteuren der Wasserstoffbranche und deren Vorleistungsproduzenten zu erwarten, was im Fall einer Wasserstoffnachfrage von bis zu 450 TWh/a einer Wertschöpfung von ca. 7 Cent pro kWh entspricht. Zusätzlich sind in diesem Szenario langfristig bis zu mehr als 800.000 zusätzliche Arbeitsplätze möglich, die direkt sowie indirekt im Zusammenhang mit einer Produktion von grünem Wasserstoff in Deutschland stehen und die einen signifikanten Beitrag zu den Fiskaleinnahmen des Staates leisten. Absolut betrachtet würde bei den Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten am meisten der EE-Sektor durch den notwendigen Anlagenzubau und -betrieb profitieren, gefolgt von der eigentlichen H₂-Erzeugung mithilfe von Elektrolyseuren. Auch beim Transport sowie die Speicherung von Wasserstoff sind volkswirtschaftliche Potenziale in Deutschland vorhanden.

Insgesamt können die Zuwächse in Wertschöpfung, Beschäftigung und damit Steuereinnahmen noch höher ausfallen, wenn sich die deutsche Wirtschaft als Exporteur

von Power-to-H₂- und sonstigen Power-to-X-Anlagen auf dem Weltmarkt etabliert. Dementsprechend ist ein umfangreicher Aufbau an heimischen Elektrolyse-Kapazitäten und deren Integration in heimische Wertschöpfungsketten von der EE-Stromerzeugung bis hin zum Endverbrauch notwendig. Ausschließlich eine industrielle Eigenproduktion schafft Skaleneffekte und Wissens- sowie Wettbewerbsvorteile, so dass die Wertschöpfungs- und Beschäftigungspotenziale ausgeschöpft werden können.

Eine stark importorientierte Wasserstoffstrategie kann daher aus volkswirtschaftlicher Perspektive als nicht erstrebenswerte Lösung angesehen werden. Andererseits muss aufgrund starker inländischer Nachfrage eine vollständig autarke Wasserstoffherzeugung aus heutiger Sicht aufgrund vorhandener Ausbaurestriktionen insbesondere bei EE-Anlagen als äußerst ambitioniert angesehen werden. Um den heimischen Aufbau von Wasserstoff-Wertschöpfungsketten zu forcieren, ist es daher empfehlenswert, den inländischen Ausbau von EE-Anlagen sowie der Stromnetz- und Wasserstoffinfrastruktur durch eine Verbesserung der politischen Rahmenbedingungen zu unterstützen und damit voranzutreiben.

Eine gesamteuropäisch betrachtete Energieerzeugungsstrategie aus EE-Anlagen samt daraus gewonnenem Wasserstoff ist darüber hinaus zu empfehlen. Hierzu bedarf es einer intensiveren Koordination und Kooperation auf europäischer Ebene, um den Ausbau der Grenzkoppelstellen über die Landesgrenzen hinweg zu fördern. So kann das europäische Energiesystem schneller zusammenwachsen und die Widerstandsfähigkeit des gesamten Energiesystems deutlich erhöht werden.

7 Literaturverzeichnis

- adelphi consult, dena, GIZ, und Navigant (2020): Grüner Wasserstoff: Internationale Kooperationspotenziale für Deutschland. www.adelphi.de/de/system/files/mediathek/bilder/Gr%C3%BCner%20Wasserstoff_Internationale%20Kooperationspotenziale%20f%C3%BCr%20Deutschland_finale%20Version.pdf.
- AGEE Stat (Arbeitsagentur Erneuerbare Energien – Statistik) (2020): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2019.pdf;jsessionid=FF6108508A4B90E9C58E46D2F79DC61B?__blob=publicationFile&v=26.
- Agentur für Erneuerbare Energien (o.J.): Anteil Freiflächenanlagen an Der Installierten PV-Leistung (2017, in %). www.foederal-erneuer-bar.de/uebersicht/bundeslaender/BW|BY|B|BB|HB|HH|HE|MV|NI|NRW|RLP|SL|SN|ST|SH|TH|D/kategorie/solar/auswahl/991-anteil_freiflaechena/ausgabe/download.
- Agora Energiewende PtG/PtL-Rechner (2018): Berechnungsmodell zur Ermittlung der Kosten von Power-to-Gas (Methan) und Power-to-Liquid. www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/ptg-ptl-rechner/.
- Agora Energiewende und Wattsight (2020): Die Ökostromlücke, ihre Strommarkteffekte und wie sie gestopft werden kann. Effekte der Windenergiekrise auf Strompreise und CO₂-Emissionen sowie Optionen, um das 65-Prozent-Erneuerbare-Ziel 2030 noch zu erreichen, im Auftrag von: Agora Energiewende, Berlin.
- Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. www.stiftung-mercator.de/media/downloads/3_Publikationen/2018/Maerz/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf.
- anemos (2020): Wind- und Ertragsindex Report für das Jahr 2019, anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH, Reppenstedt.
- Ausfelder, Florian, und Hanna Dura, Hrsg. (2019): 2. Roadmap des Kopernikus-Projektes ‚Power-to-X‘: Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X) – Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X Technologien - Nachhaltigkeitseffekte – Potenziale Entwicklungsmöglichkeiten. www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Kopernikus-Projekt_Power-to-X-2-Roadmap.pdf.
- Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie (2020): Bayerische Wasserstoffstrategie, München.
- Bundesministerium für Verkehr und Infrastruktur (BMVI), Hrsg. (2015): Räumlich Differenzierte Flächenpotentiale für erneuerbare Energien in Deutschland. <https://dnb.info/1075812623/34>.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2020a): Die Nationale Wasserstoffstrategie. www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2020b): Erdgasversorgung in Deutschland. Erdgasversorgung in Deutschland. www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2020c): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, Berlin.
- Brinner, Andreas, Maike Schmidt, Simon Schwarz, Leon Wagener, und Ulrich Zuberbühler (2017): Technologiebericht 4.1 Power-to-Gas (Wasserstoff). Technologiebericht. Technologien Für Die Energiewende. Teilbericht 2 an Das Bundesministerium Für Wirtschaft Und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.). www.energieforschung.de/sektorenkopplung.
- Bundesnetzagentur (2016): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Gesamtjahr und Viertes Quartal 2016, Bonn.

- Bundesnetzagentur (2017): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Gesamtjahr und Viertes Quartal 2017, Bonn.
- Bundesnetzagentur (2018): Anlagenregister. Auswertung des Registers durch das ZSW Baden-Württemberg. www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/kategorie/solar/auswahl/986-durchschnittliche_le/bundesland/D/goto_986.
- Bundesnetzagentur (2018a): Leitfaden zum Einspeisemanagement – Version 3.0, Bonn.
- Bundesnetzagentur (2018b): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Gesamtjahr und Viertes Quartal 2018, Bonn.
- Bundesnetzagentur (2019): Monitoringbericht 2019, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn.
- Bundesnetzagentur (2019a): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Erstes Quartal 2019, Bonn.
- Bundesnetzagentur (2020): Marktstammdatenregister. www.marktstammdatenregister.de/MaStR.
- Bundesnetzagentur (2020a): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Zweites und Drittes Quartal 2019, Bonn.
- Bundesnetzagentur, und Bundeskartellamt (2020): Monitoringbericht 2019. www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6.
- Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (BEE) (2019): Das „BEE-Szenario 2030“ - 65% Erneuerbare Energien bis 2030, Berlin.
- Busse, Verena, und EA-NRW (2018): | Fachbeitrag | Freiflächen-Photovoltaik unter 750 KWP. Blog ErneuerbareEnergien.NRW. www.energieagentur.nrw/blogs/erneuerbare/beitraege/freiflaechen-photovoltaik-unter-750-kwp/.
- Cheng, Claudia. (2020): The prospects of blue and green hydrogen in Norway for energy export. www.researchgate.net/publication/340503939_The_prospects_of_blue_and_green_hydrogen_in_Norway_for_energy_export.
- Clean Energy Partnership (2020): Wasserstoffproduktion Und Speicherung. <https://cleanenergypartnership.de/faq/wasserstoffproduktion-und-speicherung/?scroll=true>.
- Climate Analytics, und NewClimate Institute. (o. J.): Climate Action Tracker: Morocco. Zugegriffen 15. Oktober 2020. <https://climateactiontracker.org/countries/morocco/sources/>.
- Destatis (2020): Eckzahlen zum Arbeitsmarkt, Deutschland. Zugegriffen 27. Oktober 2020. <https://www.destatis.de/DE/Themen/Arbeit/Arbeitsmarkt/Erwerbstaetigkeit/Tabellen/eckwerttabelle.html>.
- Deutsche Energie-Agentur (dena) (2018): dena-Leitstudie – Integrierte Energiewende – Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050, Berlin.
- Deutsche Energie-Agentur (dena) (2018a): Heutige Einsatzgebiete für Power Fuels - Factsheets zur Anwendung von klimafreundlich erzeugten synthetischen Energieträgern. www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/181123_dena_PtX-Factsheets.pdf.
- Deutsche Energie-Agentur (dena) (2016): Potenzialatlas Power to Gas - Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen. www.powertogas.info/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9144_Studie_Potenzialatlas_Power_to_Gas.pdf.
- Deutsche Windguard (2020): Volllaststunden von Windenergieanlagen an Land - Entwicklung, Einflüsse, Auswirkungen.
- Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) (2019): Erneuerbare Energien als Schlüssel für das Erreichen der Klimaschutzziele im Stromsektor, erschienen in: Politikberatung kompakt 133, Berlin.

- Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) & Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung (GWS) (2018): Ökonomische Indikatoren des Energiesystems – Methode, Abgrenzung und Ergebnisse für den Zeitraum 2000-2016, Berlin.
- Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) & Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung (GWS) (2019): Ökonomische Indikatoren des Energiesystems – Methode, Abgrenzung und Ergebnisse für den Zeitraum 2000-2017, Berlin.
- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) et al. (2015): Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck.
- DNV LG (2019): PRODUKSJON OG BRUK AV HYDROGEN I NORGE. www.regjeringen.no/contentassets/0762c0682ad04e6abd66a9555e7468df/hydrogen-i-norge---synteserapport.pdf.
- energate, Hrsg. (2020): Globaler Handel: Wasserstoff könnte Nutzungskonkurrenzen forcieren. www.energate-messenger.de/news/205010/wasserstoff-koennte-nutzungskonkurrenzen-forcieren.
- Energy Brainpool (2016): Kurzanalyse zur Stromerzeugung bei Netzbedingter Abregelung Erneuerbarer Energien, im Auftrag von Greenpeace, Berlin.
- ENTSO-G (2019): ENTSOG Roadmap 2050 for Gas Grids. <https://entsog.eu/sites/default/files/2019-12/ENTSOG%20Roadmap%202050%20for%20Gas%20Grids.pdf>.
- Europäische Kommission (2006): World Energy Technology Outlook – 2050, WETO-H2. 2006.
- FFE (2019): Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020 – 2030. www.fnb-gas.de/media/fnb_gas_ptg-studie_ffe_klein.pdf.
- FNB (2020): Fnb-Gas Erlaeuterungen_zur_visionaeren_h2-Karte. www.fnb-gas.de/media/er-laeuterungen_zur_visionaeren_h2-karte.pdf.
- Forschungszentrum Jülich, Hrsg. (2020): Wege Für Die Energiewende - Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050. www.fz-juelich.de/iek/iek-3/DE/_Documents/Downloads/transformationStrategies2050_studySummary_2019-10-31.pdf.pdf?__blob=publicationFile.
- Fraunhofer (2015): Wie hoch ist der Stromverbrauch in der Energiewende? - Energiepolitische Zielszenarien 2050 – Rückwirkungen auf den Ausbaubedarf von Windenergie und Photovoltaik, Berlin.
- Fraunhofer (2019): Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland, Karlsruhe und Freiburg.
- Fraunhofer (2020): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen, Freiburg.
- Fraunhofer IEE (2020): Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme. www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Studien-Reports/FraunhoferIEE_Kurzstudie_H2_Gebaeudewaerme_Final_20200529.pdf.
- Fraunhofer ISE (2018): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf.
- Fraunhofer ISI (2019): Study on the opportunities of “Power-to-X” in Morocco – 10 Hypotheses for discussion http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-5653338.pdf.
- Frontier Economics/IW Köln (2018): Synthetische Energieträger – Perspektiven für die deutsche Wirtschaft und den internationalen Handel.
- Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg (DBI) (2017): Abschlussbericht KonStGas - Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von

- Strom- und Gasnetzen - Konvergenz Strom- und Gasnetze. www.dbi-gruppe.de/files/PDFs/Projekte/00_Abschlussbericht_KonStGas_2017.pdf.
- IEA (2019): Energy Policies beyond IEA Countries: Morocco 2019. www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-actualites/Energy_Policies_beyond_IEA_Countries_Morocco.pdf.
- IEA (2019a): The Future of Hydrogen: 203. <https://webstore.iea.org/the-future-of-hydrogen>.
- IEA (2019b): IEA-The-Future-of-Hydrogen-Assumptions-Annex. ed. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a02a0c80-77b2-462e-a9d5-1099e0e572ce/IEA-The-Future-of-Hydrogen-Assumptions-Annex.pdf>.
- IEA (2019c): The Future of Hydrogen - Seizing Today's Opportunities. www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen.
- IPP ESN POWER ENGINEERING GMBH (2019): Potenzialstudie Wasserstoffwirtschaft. https://ee-sh.de/de/dokumente/content/Berichte_Studien/2019-09-06-Potentialstudie-H2-NF-Endfassung-L-Web.pdf.
- IRENA, Hrsg. (2019): Renewable Power Generation Costs in 2019: 144.
- K. Görner und D. Lindenberger, Hrsg. (2018): Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme - Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System, Abschlussbericht, Band I. <http://strom-zu-gas-und-waerme.de/wp-content/uploads/2018/11/Virtuelles-Institut-SGW-Band-I-Systemanalyse.pdf>.
- LBST (2019): Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen – Eine Expertise für das Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen. www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/asset/document/bericht_wasserstoffstudie_nrw-2019-04-09_komp.pdf.
- Milanzi, Sarah, Carla Spiller, Benjamin Grosse, et al. (2018): Working Paper Energie Und Ressourcen - Technischer Stand Und Flexibilität Des Power-to-Gas-Verfahrens. www.er.tu-ber-lin.de/fileadmin/a38331300/Dateien/Technischer_Stand_und_Flexibilit%C3%A4t_des_Power-to-Gas-Verfahrens.pdf.
- Mulder, Machiel, Peter L Perey, und José L Moraga (2019): Outlook for a Dutch Hydrogen Market: Economic Conditions and Scenarios. Centre for Energy Economics Research, University of Groningen.
- Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) (2018a): Rechtliche Rahmenbedingungen für ein integriertes Energiekonzept 2050 und die Einbindung von EE-Kraftstoffen.
- Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) (2018b): Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme, Berlin.
- Nationale Plattform Elektromobilität (NPE) (2016): Roadmap integrierte Zell- und Batterieproduktion Deutschland.
- Navigant (2020): Navigant-2020 Hintergrundstudie_ElectronsVsMolecules EXT.Pdf.; 2020.
- nymoen|strategieberatung (nsb) (2017a): Ein Markteinführungsprogramm für Power-to-X-Technologien aus volkswirtschaftlicher Perspektive, Berlin.
- nymoen|strategieberatung (nsb) (2017b): Delphi-Kurzstudie: Praxis und Potenzial von Power-to-Gas.
- Palenzuela, P. et al. (2015): Comparison between CSP+MED and CSP+RO in Mediterranean Area and MENA Region: Techno-Economic Analysis. Energy Procedia 69: 1938–1947.
- Prognos (2019): Beschäftigung und Wertschöpfung in der deutschen Onshore-Windindustrie – Szenarien zum künftigen Ausbau der Onshore-Windenergie und Effekte auf Wertschöpfung und Beschäftigung in den Kernbereichen der Branche, München.
- Prognos (2020): Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger – Endbericht zum Projekt „Transformationspfade und regulatorischer Rahmen für synthetische

- Brennstoffe“; www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationspfade-fuer-strombasierte-energetraeger.pdf?__blob=publicationFile.
- Schaudwet (2020): Deutschland und Marokko vor Wasserstoffallianz. Tagesspiegel Background. <https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/deutschland-und-marokko-vor-wasserstoffallianz-1>.
- Schindler, Johannes (2019): Gesteigungskosten von PtX-Produkten Im Vergleich Zwischen Deutschland Und Nordafrika. 13. EA. Paper. EnergieAgentur.NRW. www.energieagentur.nrw/content/anlagen/EA_paper_17_final.pdf.
- Schleswig-Holstein Netz (2020): Einspeisemanagement - Abgeschlossene Maßnahmen. www.sh-netz.com/de/energie-einspeisen/einspeisemanagement/veroeffentlichungen/abgeschlossene-massnahmen.html.
- Schröder, Jonas, und Korinna Jörling (2020): Import- und Transportoptionen für erneuerbare Energie nach Deutschland.
- Singh, Sonal, Shikha Jain, Venkateswaran Ps, et al. (2015): Hydrogen: A Sustainable Fuel for Future of the Transport Sector. Renewable and Sustainable Energy Reviews 51: 623–633.
- SINTEF (2020): Largescale hydrogen production in Norway - possible transition pathways towards 2050. <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/2649737/Final+report+2020-00179.pdf?sequence=2>.
- Smolinka, T. et al. (2018): Studie IndWEDe Industrialisierung der Wasserelektrolyse in - Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme: 201.
- Solarify, Hrsg. (2020): Weltweit erster Flüssigwasserstofftanker – SOLARIFY: 2.
- Stark, Matthias (2020): Berechnung für unser morgiges Telefonat; Informationen per Email, 09.12.2020
- Statista (2020): Steuereinnahmen aus der Lohnsteuer in Deutschland von 2005 bis 2019. Zugriffen 27. Oktober 2020. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/235778/umfrage/einnahmen-aus-der-lohnsteuer/>.
- Statnett (2018): Long-term Market Analysis - Nordics and Europe 2018–2040. <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/long-term-market-analysis-2018---executive-summary.pdf>.
- Tennet (2020): Tatsächliche und prognostizierte Windenergieeinspeisung; <https://www.tennet.eu/de/strommarkt/transparenz/transparenz-deutschland/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-windenergieeinspeisung/>; Zugriff am 10.12.2020
- Terlouw, Wouter, und Daan Peters (2019): Gas for Climate. The Optimal Role for Gas in a Net Zero Emissions Energy System. Navigant.
- Umlaut energy (2020): Wasserstoff-Studie – Chancen, Potentiale & Herausforderungen im globalen Energiesystem, Hamburg.
- Wirth, Dr Harry (2020): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fraunhofer ISE, Download von www.pv-fakten.de, Fassung vom 10.06.2020

8 Anhang

Zu Kapitel 4: Wasserstoffproduktion als alternative Verwendung von ansonsten abgeregeltem Strom aus erneuerbaren Energien

Der aus der Metaanalyse entstandene Ausbaukorridor, der als beste Kombination der Szenarien der unteren und oberen Grenze erarbeitet wurde, lässt sich, zusätzlich zur in Abschnitt 4.3 gezeigten Aggregation von Wind und Solarenergie zusammen, auch energieträgerscharf zeigen. Die folgenden Abbildungen verdeutlichen deshalb die Unterteilung des Ausbaukorridors bis ins Jahr 2050 nach Windenergie onshore, offshore und PV. Hierbei ist zu beachten, dass beim Referenzszenario der Dena-Leitstudie, wie zuvor beschrieben, eine Anpassung des PV-Ausbaus vorgenommen wurde, um zwischen den Jahren 2030 und 2050 keinen Rückgang dessen zu erzielen.

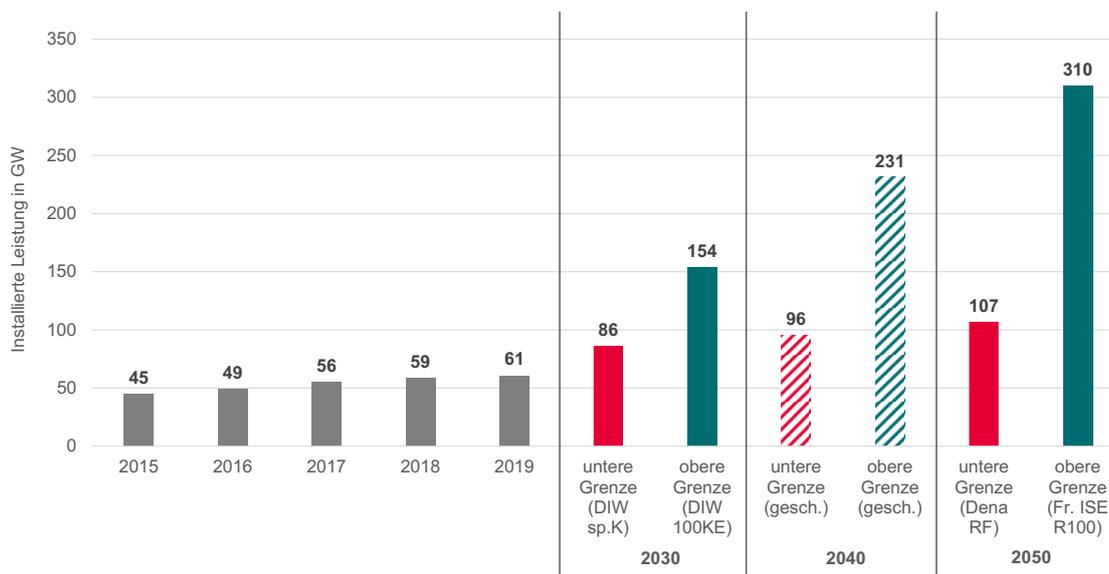


Abbildung 31: Ausbaukorridor Windenergie (gesamt)

Quelle: Daten aus DIW (2019), Dena (2018), Fraunhofer (2020). Zahlen für 2040 geschätzt.

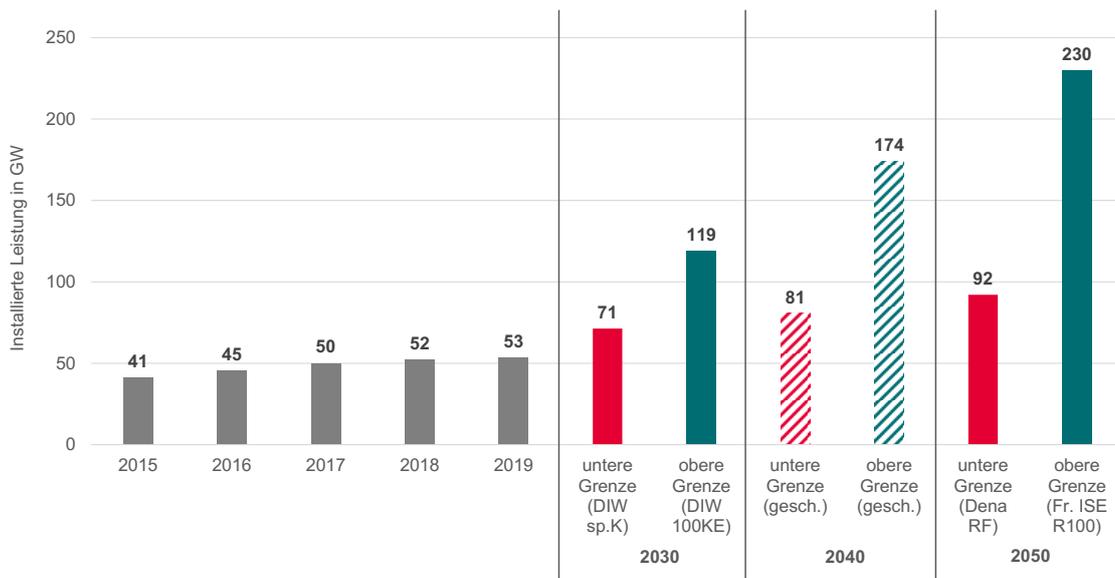


Abbildung 32: Ausbaukorridor onshore-Windenergie

Quelle: Daten aus DIW (2019), Dena (2018), Fraunhofer (2020). Zahlen für 2040 geschätzt.

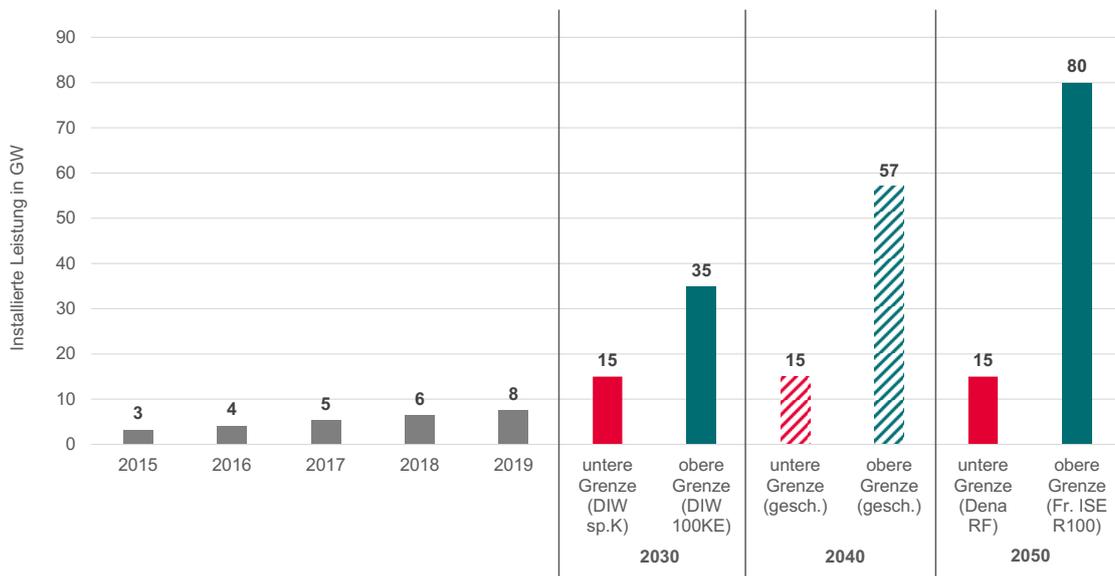


Abbildung 33: Ausbaukorridor offshore-Windenergie

Quelle: Daten aus DIW (2019), Dena (2018), Fraunhofer (2020). Zahlen für 2040 geschätzt.

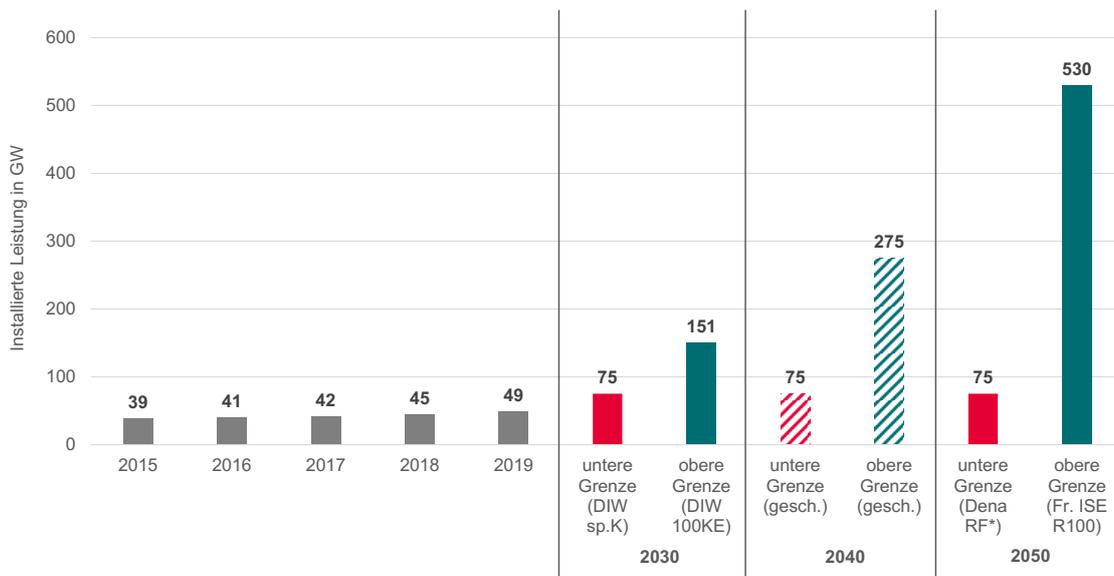


Abbildung 34: Ausbaukorridor Solarenergie

*Bemerkung: *) Hier wurde für die beste Kombination das Referenzszenario der Dena-Leitstudie angepasst, das für das Jahr 2050 einen geringeren Wert der installierten PV-Leistung angibt als das DIW-Szenario der unteren Grenze für 2030. Da ein Rückgang zwischen 2030 und 2040 unrealistisch ist, wurde der Wert der installierten PV-Leistung der unteren Grenze konstant gehalten.*

Quelle: Daten aus DIW (2019), Dena (2018), Fraunhofer (2020). Zahlen für 2040 geschätzt.

Neben der in Abschnitt 4.4 gezeigten insgesamt zu erwartenden Ausfallarbeit, kann diese auch nach Energieträgern aufgeschlüsselt ermittelt werden. Da zwischen den Anteilen der Energieträgern, insbesondere zwischen offshore-Windenergie und Photovoltaik, Unterschiede der Anteile der Ausfallarbeit an der jeweiligen Jahresarbeit im Status-Quo 2018 vorherrschten, können die hier je Energieträger ermittelten Ausfallarbeiten in 2030 und 2050 nicht zur zuvor gezeigten gesamten Ausfallarbeit aggregiert werden.

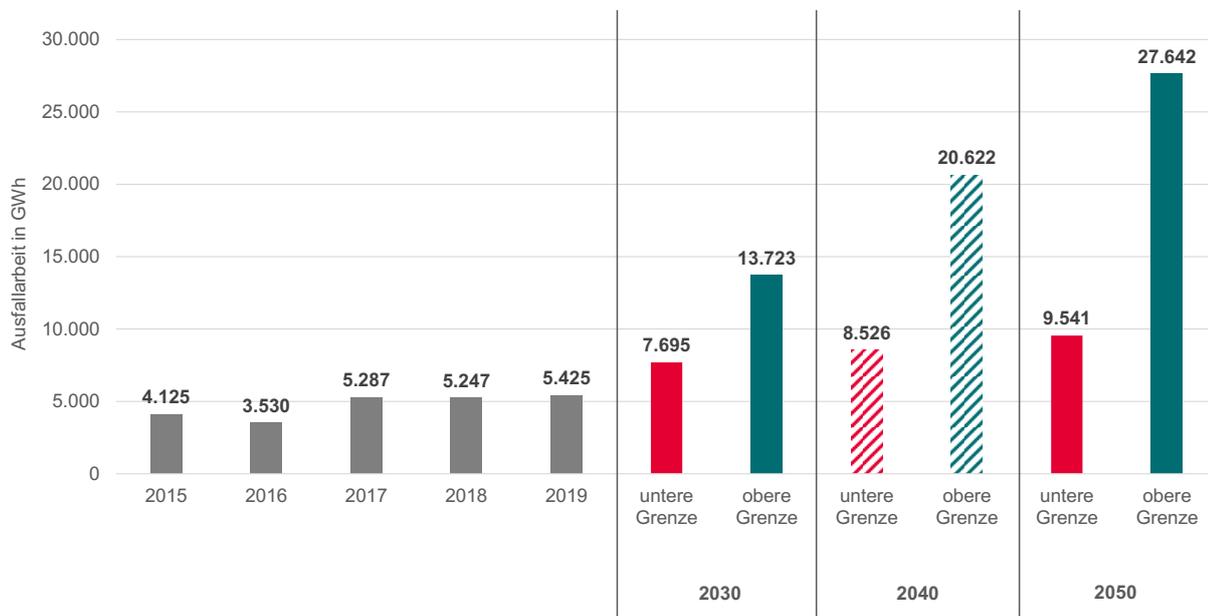


Abbildung 35: Korridor der zukünftigen Ausfallarbeit (aus Windenergie gesamt)

Quelle: Eigene Berechnungen, eigene Darstellung.

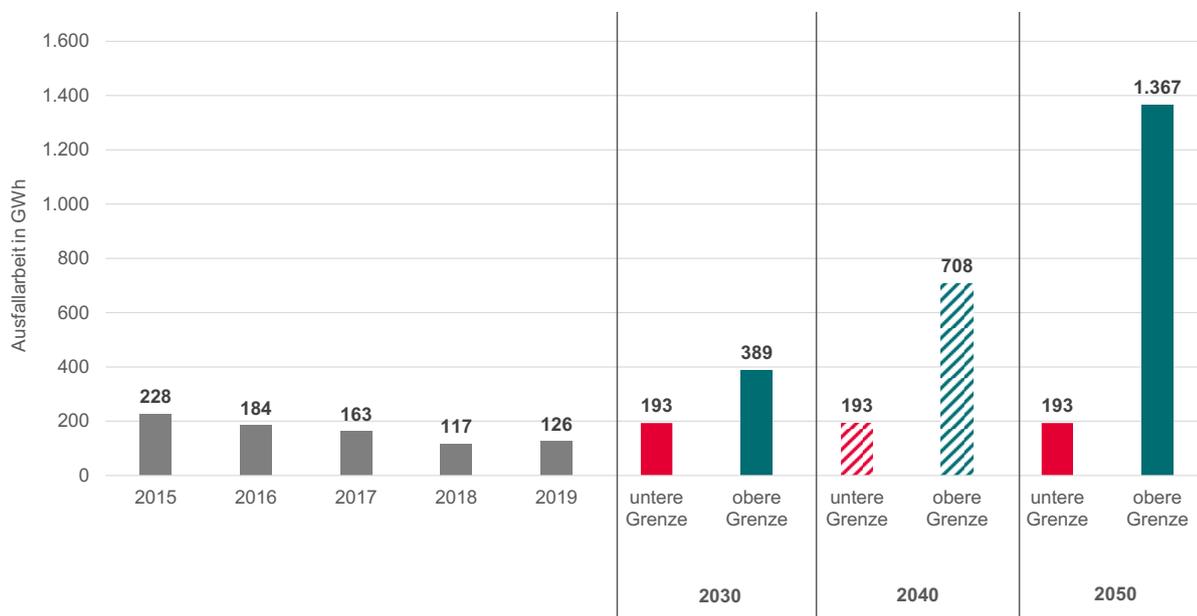


Abbildung 36: Korridor der zukünftigen Ausfallarbeit (aus Photovoltaik)

Quelle: Eigene Berechnungen, eigene Darstellung.

Zu Kapitel 6: Volkswirtschaftliche Wirkungen einer heimischen Wasserstoffproduktion

Box 8.1: LBST (2019)-Annahmen zur Modellierung der volkswirtschaftlichen Effekte

- Kostenbasierter Ansatz: Wertschöpfung als Teil der Systemkosten der Anlagen (inkl. Lohnkosten), der von Unternehmen in Deutschland erbracht wird
- Investitionskosten Elektrolyse
 - 2030: 700 €/kW
 - 2050: 300 €/kW
 - Wartungskosten: fixierte 4% der jährlichen Investitionen
- Investitionskosten bzw. spez. Kosten der EE-Stromerzeugung
 - Wind onshore: 54 (im Jahr 2030); 47 (2050)
 - Wind offshore: 96 (2030); 46 (2050)
 - Photovoltaik: 72 (2030); 45 (2050)
- Investitionskosten H₂-Energiespeicher
 - H₂-Röhrenspeicher: 11 €/kWh (Wartungskosten 1% der Investitionskosten)
 - H₂-Salzkaverne: 11 €/kWh (Wartungskosten 2% der Investitionskosten)
- Investitionskosten H₂-Transport (Dezidierte Gasrohrleitungen): 125 €/MW(H₂)*km

Quelle: eigene Darstellung nach LBST (2019).

In den folgenden Tabellen (Tabelle 23 und Tabelle 24) sind die geschätzten heimischen Wertschöpfungs- beziehungsweise Beschäftigungseffekte, die aus einer heimischen Wasserstoffproduktion resultieren. Die Szenarien unterscheiden sich ausschließlich im Hinblick auf die Höhe des Anteils des Wasserstoffbedarfs in Deutschland, der anstatt durch heimische Elektrolyse durch Importe aus dem Ausland gedeckt wird (s. Tabelle 22). Angegeben ist jeweils eine Bandbreite der volkswirtschaftlichen Wirkungen, da allen Szenarien eine Wasserstoffnachfrage von 80-110 TWh/a im Jahr 2030 bzw. 200-450 TWh/a im Jahr 2050 zugrunde liegt. Als Ausgangsbasis für die Prognosen gelten hauptsächlich die sogenannten Szenarien „EL-55“ und „EL-80“ aus LBST (2019) und deren zugrundeliegenden Annahmen.

Tabelle 23: Prognose der Wertschöpfungseffekte (in Mrd. €/Jahr) bei unterschiedlichen H₂-Importquoten (für 2030 und 2050)

2030	H ₂ -Erzeugung		H ₂ -Speicherung		H ₂ -Transport		EE-Stromerzeugung		Gesamt	
	Von	Bis	Von	Bis	Von	Bis	Von	Bis	Von	Bis
SZ "Untere Grenze"	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,3	0,0	0,0	0,2	0,3
SZ "NWS"	0,3	0,4	0,0	0,0	0,2	0,3	0,9	1,2	1,4	1,9
SZ "Umlaut"	0,8	1,1	0,0	0,0	0,2	0,3	2,9	4,0	4,0	5,4
SZ "90%"	1,7	2,3	0,0	0,0	0,2	0,3	5,8	8,0	7,7	10,6
SZ "Obere Grenze"	1,8	2,5	0,0	0,0	0,2	0,3	6,4	8,8	8,5	11,7
2050	H ₂ -Erzeugung		H ₂ -Speicherung		H ₂ -Transport		EE-Stromerzeugung		Gesamt	
	Von	Bis	Von	Bis	Von	Bis	Von	Bis	Von	Bis
SZ "Untere Grenze"	0,0	0,0	1,1	2,5	0,7	1,7	0,0	0,0	1,9	4,2
SZ "NWS"	0,3	0,7	1,1	2,5	0,7	1,7	1,4	3,2	3,6	8,1
SZ "Umlaut"	1,0	2,3	1,1	2,5	0,7	1,7	4,5	10,2	7,4	16,7
SZ "90%"	2,0	4,5	1,1	2,5	0,7	1,7	9,1	20,5	13,0	29,2
SZ "Obere Grenze"	2,2	5,0	1,1	2,5	0,7	1,7	10,1	22,7	14,2	32,0

Quelle: Eigene Darstellung; Schätzung auf Basis von LBST (2019).

Tabelle 24: Prognose der Beschäftigungseffekte (in Tsd.) bei unterschiedlichen H₂-Importquoten (für 2030 und 2050)

2030	H ₂ -Erzeugung		H ₂ -Speicherung		H ₂ -Transport		EE-Stromerzeugung		Gesamt	
	Von	Bis	Von	Bis	Von	Bis	Von	Bis	Von	Bis
SZ "Untere Grenze"	0	0	0	0	3	4	0	0	3	4
SZ "NWS"	1	2	0	0	3	4	29	40	33	45
SZ "Umlaut"	5	6	0	0	3	4	93	127	100	137
SZ "90%"	9	13	0	0	3	4	185	255	197	271
SZ "Obere Grenze"	10	14	0	0	3	4	206	283	218	300
2050	H ₂ -Erzeugung		H ₂ -Speicherung		H ₂ -Transport		EE-Stromerzeugung		Gesamt	
	Von	Bis	Von	Bis	Von	Bis	Von	Bis	Von	Bis
SZ "Untere Grenze"	0	0	11	25	7	16	0	0	18	41
SZ "NWS"	2	5	11	25	7	16	52	116	72	162
SZ "Umlaut"	7	15	11	25	7	16	166	374	191	430
SZ "90%"	13	30	11	25	7	16	332	748	364	818
SZ "Obere Grenze"	15	33	11	25	7	16	369	831	402	905

Quelle: Eigene Darstellung; Schätzung auf Basis von LBST (2019).